



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior (Jaén)

Trabajo Fin de Máster

INTEGRACIÓN DE LA GESTIÓN DE RIESGOS EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS. APLICACIÓN A UN SISTEMA ENERGÉTICO

Alumno/a: Moreno Barranco, Rafael

Tutor/a: Prof. D. Julio Terrados Cepeda
Dpto.: Ingeniería Gráfica, Diseño y Proyectos

Diciembre, 2022



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén

Departamento de Ingeniería Gráfica, Diseño y Proyectos.

Don Julio Terrados Cepeda , tutor del Trabajo Fin de Máster titulado: **Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica de proyectos. Aplicación a un sistema energético**, que presenta Rafael Moreno Barranco, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Diciembre de 2022

El alumno:

Rafael Moreno Barranco

El tutor:

Julio Terrados Cepeda

Resumen

En este Trabajo Fin de Máster titulado "Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica de proyectos. Aplicación a un sistema energético", se pretende analizar el impacto que presenta la gestión de riesgos sobre la viabilidad económica de un proyecto, más concretamente de una planta de energía termosolar basada en la tecnología de colectores cilindro-parabólicos, por ser la más extendida y más madura tecnológicamente.

Con este objetivo, se llevará a cabo sobre la planta objeto de estudio un análisis integral de la gestión de riesgos durante todo su ciclo de vida, identificando, evaluando y aplicando las medidas oportunas para minimizar impacto que presenta cada uno de los riesgos identificados. Posteriormente, estos riesgos serán analizados en términos económicos, cuantificando su influencia sobre las variables económicas más importantes del proyecto, obteniendo mediante diferentes indicadores de rentabilidad las probabilidades de éxito si se decide afrontar la inversión.

Abstract

In this Final Master's Degree Project entitled "Integration of risk management in the economic evaluation of projects. Application to an energy system ", is intended to analyze the impact of risk management on the economic viability of a project, more specifically of a solar thermal power plant based on parabolic trough collectors technology, as it is the most widespread and technologically mature.

With this objective, a comprehensive risk management analysis will be carried out on the plant under study throughout its life cycle, identifying, evaluating and applying the appropriate measures to minimize the impact of each of the identified risks. Subsequently, these risks will be analyzed in economic terms, quantifying their influence on the most important economic variables of the project, obtaining through different profitability indicators the chances of success if it is decided to undertake the investment.

Índice

1. INTRODUCCIÓN	14
1.1. Planteamiento	14
1.2. Motivación y objetivos	15
1.3. Estructura del proyecto	16
2. EL PROYECTO. SU DIRECCIÓN Y GESTIÓN.	18
2.1. Definiciones	18
2.2. Aspectos fundamentales de un proyecto.....	20
2.2.1. Características y objetivos	20
2.2.2. Dimensiones del proyecto	21
2.2.3. Ciclo de vida del proyecto	21
2.3. Estándares de la dirección y gestión de proyectos.....	23
2.3.1. Norma UNE-EN ISO 21500:2013	23
2.3.1.1. Aplicación de los procesos de la dirección y gestión de proyectos.....	23
2.3.1.2. Grupos de proceso y grupos de materia	23
2.3.2. Guía del PMBOK	25
2.3.2.1. Procesos de la dirección de proyectos	26
2.3.2.2. Áreas de conocimiento de la dirección de proyectos	29
3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS	31
3.1. Introducción. Concepto de inversión.	31
3.2. Flujo de caja	32
3.3. Métodos estáticos	33
3.3.1. Pay-back simple	33
3.3.2. Retorno de la inversión (ROI).....	35
3.4. Métodos dinámicos	35
3.4.1. Valor Actualizado Neto (VAN)	36
3.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)	37
3.4.3. Índice beneficio/coste (IBC)	38
3.4.4. Pay-back compuesto o descontado	39
3.5. Comparativa VAN vs TIR	40
3.5.1. Aspectos principales	40
3.5.2. Criterio de selección de alternativas de inversión. Intersección de Fisher.	41
3.6. Tratamiento del riesgo en la evaluación económica de proyectos.	
Análisis de sensibilidad.....	42

4. GESTIÓN DE RIESGOS	44
4.1. Definiciones	44
4.2. Valoración del riesgo	45
4.3. El riesgo en los proyectos.....	47
4.4. Fuentes y tipos de riesgos	48
4.5. Metodologías de la gestión de riesgos en proyectos	49
4.5.1. Norma UNE-EN ISO 21500:2013	50
4.5.2. UNE-EN 62198:2015.....	52
4.5.2.1. Principios.....	53
4.5.2.2. Marco de trabajo	54
4.5.2.3. Proceso de la gestión del riesgo en un proyecto.....	54
4.5.3. Guía del PMBOK	58
5. ENERGÍA TERMOSOLAR	64
5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	64
5.2. Tipos de energía termosolar	67
5.2.1. Centrales de colectores cilindro-parabólicos (CCP)	68
5.2.2. Centrales de receptores lineales tipo fresnel	69
5.2.3. Centrales con sistema receptor central (SRC) o torre	71
5.2.4. Centrales con sistema de disco parabólico	72
5.3. La energía termosolar en España.....	73
5.4. Planta termosolar con tecnología CCP.....	76
5.5. Elementos principales	76
5.5.1. Captación y conversión de la energía solar en térmica	76
5.5.1.1. Módulo.....	76
5.5.1.2. Colector	77
5.5.1.3. Lazo.....	78
5.5.1.4. Fluido térmico.....	79
5.5.2. Almacenamiento de la energía térmica.....	80
5.5.3. Bloque de potencia.....	81
5.5.4. Instalación eléctrica	82
5.5.5. Sistemas auxiliares (BOP)	83
5.6. Fases de implantación de un proyecto de energía termosolar basado en tecnología CCP	83
6. GESTIÓN DE RIESGOS EN UNA PLANTA TERMOSOLAR	96
6.1. Identificación de los riesgos.....	96

6.2.	Evaluación de los riesgos	115
6.3.	Tratamiento de riesgos.....	120
6.4.	Seguimiento de riesgos.....	125
6.5.	Impacto de los riesgos sobre las variables económicas del proyecto	126
7.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE ENERGÍA TERMOSOLAR	129
7.1.	Evaluación de costes.....	129
7.1.1.	Costes durante la ejecución del proyecto	129
7.1.1.1.	Sistema de captación de la energía solar:.....	130
7.1.1.2.	Sistema de conversión de la energía solar en térmica:.....	131
7.1.1.3.	Sistema e conversión de la energía térmica en energía eléctrica.....	131
7.1.1.4.	Sistema de almacenamiento de la energía térmica	132
7.1.1.5.	Sistema de evacuación de la energía eléctrica	132
7.1.1.6.	Personal, licencias y terrenos	132
7.1.1.7.	Coste del proyecto	133
7.1.2.	Costes durante la explotación del proyecto	133
7.2.	Rentabilidad de la planta	134
7.2.1.	Ingresos	134
7.2.2.	Evaluación económica del proyecto.....	135
7.3.	Análisis de sensibilidad.....	140
7.4.	Análisis de escenarios.....	142
7.5.	Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica del proyecto.....	146
8.	CONCLUSIONES	152
	BIBLIOGRAFÍA.....	156

Índice de Tablas

Tabla 1. Matriz de impacto de riesgo (Elaboración propia)	47
Tabla 2. Fases de implantación de un proyecto de energía termosolar basado en tecnología CCP. (Elaboración propia).	95
Tabla 3. Riesgos identificados. (Elaboración propia)	98
Tabla 4. Registro inicial de riesgos (Elaboración propia).....	113
Tabla 5. Riesgos en cada fase del proyecto (Elaboración propia)	114
Tabla 6. Probabilidad asociada al riesgo (Elaboración propia)	115
Tabla 7. Pérdida estimada asociada al riesgo (Elaboración propia)	115
Tabla 8. Matriz de impacto de riesgo (Elaboración propia)	116
Tabla 9. Evaluación de riesgos (Elaboración propia).....	118
Tabla 10. Prioridad y plazo de acción en función del impacto del riesgo (Elaboración propia)	119
Tabla 11. Listado de riesgos a tratar	120
Tabla 12. Plan de respuesta a los riesgos (Elaboración propia)	125
Tabla 13. Impacto económico de los riesgos (Elaboración propia).....	128
Tabla 14. Definición de la planta (IDAE, 2013)	130
Tabla 15. Ciclo de vapor de la planta (IDAE, 2013)	130
Tabla 16. Sistema de captación de la energía solar (IDAE, 2013).....	131
Tabla 17. Sistema de conversión de la energía solar en térmica (IDAE, 2013)	131
Tabla 18. Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica (IDAE, 2013)	132
Tabla 19. Sistema de almacenamiento de la energía térmica (IDAE, 2013) ..	132
Tabla 20. Sistema de evacuación de la energía eléctrica (Elaboración propia)	132
Tabla 21. Terreno, licencias y personal (Elaboración propia)	133
Tabla 22. Coste del proyecto (Elaboración propia)	133
Tabla 23. Costes de explotación (Elaboración propia)	134
Tabla 24. Ingresos (Elaboración propia).....	135
Tabla 25. Condiciones de partida (Elaboración propia)	136
Tabla 26. Cuadro de amortización del préstamo (Elaboración propia)	137
Tabla 27. Análisis de la rentabilidad del proyecto (Elaboración propia).....	138

Tabla 28. Análisis de sensibilidad (Elaboración propia).....	141
Tabla 29. Total de escenarios (Elaboración propia)	144
Tabla 30. Escenario optimista, pesimista y más probable (Elaboración propia)	145
Tabla 31. Valor esperado y desviación típica (Elaboración propia)	145
Tabla 32. Probabilidad de éxito en base a un VAN objetivo (Elaboración propia)	145
Tabla 33. Escenarios del TIR (Elaboración propia)	146
Tabla 34. Variables del proyecto para los estados de referencia y más desfavorable (Elaboración propia)	147
Tabla 35. Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica (Elaboración propia)	150

Índice de Figuras

Figura 1. El concepto de proyecto (Terrados y Hermoso, 2017).....	19
Figura 2. Los objetivos del proyecto (Gómez-Senent, 1999).....	21
Figura 3. Fases del ciclo de vida de un proyecto (Elaboración propia).....	22
Figura 4. Entradas y salidas en los procesos de dirección y gestión de proyectos (UNE-EN ISO 21500, 2013).....	25
Figura 5. Procesos de la dirección de proyectos (Elaboración propia).....	27
Figura 6. Relación entre los procesos de la dirección de proyectos (PMBOK, 2013).....	28
Figura 7. Interacción de los grupos de procesos a lo largo del tiempo (PMBOK, 2013).....	28
Figura 8. Áreas de conocimiento de la gestión de proyectos (Elaboración propia)	30
Figura 9. Flujo de caja (Elaboración propia).....	32
Figura 10. VAN y TIR (Elaboración propia).....	41
Figura 11. Intersección de Fisher (Elaboración propia).....	41
Figura 12. Tolerancia del riesgo en función de su probabilidad (Elaboración propia).....	45
Figura 13. Impacto del riesgo (Elaboración propia).....	46
Figura 14. Impacto del riesgo teniendo en cuenta la percepción (Elaboración propia).....	46
Figura 15. Impacto del riesgo a lo largo de las etapas del proyecto (Terrados y Hermoso, 2017).....	48
Figura 16. Entradas y salidas de los procesos de gestión de riesgos (Elaboración propia).....	52
Figura 17. Procesos de gestión y etapas del proyecto (UNE-EN ISO 21500, 2013)	52
Figura 18. Marco de trabajo para la gestión de riesgos en proyectos (Hinojosa, 2018).....	54
Figura 19. Gestión del riesgo en un proyecto (UNE-EN 62198, 2015).....	58
Figura 20. Entradas, salidas y herramientas de la planificación de riesgos (PMBOK, 2013).....	59

Figura 21. Entradas, salidas y herramientas de la identificación de riesgos (PMBOK, 2013)	60
Figura 22. Entradas, salidas y herramientas del análisis cualitativo de riesgos (PMBOK, 2013)	61
Figura 23. Entradas, salidas y herramientas del análisis cuantitativo de riesgos (PMBOK, 2013)	61
Figura 24. Entradas, salidas y herramientas de planificar la respuesta a los riesgos (PMBOK, 2013)	62
Figura 25. Entradas, salidas y herramientas de controlar los riesgos (PMBOK, 2013).....	63
Figura 26. Energía termosolar (Energías-renovables, 2020).....	64
Figura 27. Esquema de generación de energía termosolar (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)	65
Figura 28. Energía termosolar. Tecnologías existentes (Elaboración propia) ..	67
Figura 29. Tecnología CCP (Agencia andaluza de la Energía, 2011).....	68
Figura 30. Tecnología tipo Fresnel (Energiza, 2021)	70
Figura 31. Tecnología SRC (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)	71
Figura 32. Tecnología de disco parabólico (Agencia Andaluza de la Energía, 2011).....	72
Figura 33. Potencia termosolar instalada por países a lo largo del tiempo (Protermosolar, 2021)	73
Figura 34. Centrales termosolares en España por tipo de tecnología (Elaboración propia).....	74
Figura 35. Planta Termosolar Solaben (Tecpa, 2021)	74
Figura 36. Planta Termosolar Gemasolar (Wikipedia, 2022).....	75
Figura 37. Planta Termosolar de Villena (Sener, 2022).....	75
Figura 38. Esquema de una central solar con tecnología CCP (IDAE, 2013) ..	76
Figura 39. Módulo de una central CCP. (Delgado, 2018).....	77
Figura 40. Colector CCP junto con detalle de sistema de posicionamiento y juntas rotativas (Elaboración propia)	78
Figura 41. Lazo y cimentaciones en una central termosolar CCP (Sener, 2022)	79

Figura 42. Sistema de distribución de HTF en central CCP (Cadeengineering, 2022).....	80
Figura 43. Sistema de almacenamiento de energía térmica (Nervionindustries, 2022).....	81
Figura 44. Visión general de una planta termosolar con tecnología CCP (HelioCSP, 2018).....	83
Figura 45. Riesgos en cada fase del proyecto (Elaboración propia).....	114
Figura 46. Evaluación de riesgos (Elaboración propia)	118
Figura 47. Organigrama del proyecto (Hinojosa, 2018).....	126
Figura 48. Evolución del FC acumulado (Elaboración propia)	139
Figura 49. Evolución del TIR (Elaboración propia)	142

Índice de ecuaciones

Ecuación 1. Pay-back simple.....	33
Ecuación 2. Pay-back simple con flujos de caja iguales.....	34
Ecuación 3. Pay-back simple con flujos de caja desiguales.....	34
Ecuación 4. Retorno de la inversión	35
Ecuación 5. Tasa de descuento.....	36
Ecuación 6. Tasa de descuento con riesgo.....	36
Ecuación 7. VAN con mismo interés en todos los n periodos	36
Ecuación 8. VAN con inversión K en año 0.....	36
Ecuación 9. VAN con inversión en diferentes periodos	37
Ecuación 10. VAN con flujos netos de caja iguales	37
Ecuación 11 .VAN para proyecto de duración indefinida.....	37
Ecuación 12. Cálculo del TIR.....	38
Ecuación 13. Índice beneficio-coste	38
Ecuación 14. Índice beneficio medio/coste	39
Ecuación 15. Pay-back compuesto o descontado	39
Ecuación 16. Valor esperado VAN	145
Ecuación 17. Varianza VAN.....	145
Ecuación 18. Probabilidad de obtener un VAN objetivo	145

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento

Cuando se decide encarar la realización de un proyecto, existen multitud de variables que pueden afectar al desarrollo del mismo. En un mundo en constante cambio como el de hoy día, la previsión y anticipación a los acontecimientos son pilares fundamentales para poder llevarlos a cabo con éxito.

El siguiente Trabajo Fin de Máster denominado '*Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica de proyectos. Aplicación a un sistema energético*' tiene como objetivo asociar dos de los aspectos fundamentales a tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un proyecto, como son la gestión de los riesgos presentes a lo largo de todas sus etapas, así como la integración de dicha gestión en la evaluación económica del mismo.

La gestión de riesgos está presente en la mayoría de los ámbitos relativos al mundo empresarial, del que los proyectos son parte fundamental, y maximizar los beneficios de dicha gestión ha de ser uno de los objetivos principales de cualquier organización que quiera desarrollarse de manera exitosa en este entorno de cambio constante.

Por otro lado, la evaluación económica de todos los aspectos relativos a un proyecto es uno de los procesos fundamentales que han de llevarse a cabo cuando se aborda su realización. Si la evaluación económica no se lleva a cabo de manera adecuada, su repercusión sobre el proyecto puede ser muy elevada, afectando tanto por defecto, ya que si se subestiman los costes del mismo, podría tener como consecuencia la falta de fondos en un punto determinado del desarrollo del proyecto, tanto como por exceso, ya que una sobreestimación de los costes puede llevar incluso a descartar su ejecución.

La integración de ambos aspectos, así como su aplicación sobre un sistema energético, más concretamente, sobre un sistema de energía solar térmica, dotan a este proyecto de una entidad diferente y novedosa, y abre la posibilidad de seguir desarrollando estas vías en publicaciones posteriores.

Así, se estudiarán a lo largo de las páginas siguientes las bibliografías existentes sobre los métodos de evaluación económica de proyectos, así como la relativa a la gestión de riesgos, junto con la normativa existente referida a estos últimos y se analizarán los parámetros principales que afectan a la viabilidad de los proyectos. Todos estos conocimientos adquiridos serán aplicados sobre el caso de una planta de energía solar térmica, completando así el conjunto de temas principales que formarán el Trabajo Fin de Master que se desarrollará a continuación.

1.2. Motivación y objetivos

En lo relativo a las motivaciones que ha llevado a la realización de este proyecto destacan principalmente los siguiente aspectos: por un lado, la enorme importancia que representa un adecuado tratamiento de los riesgos a la hora de llevar a cabo cada una de las etapas un proyecto y, por otro lado, el gran impacto que económico que conlleva el adecuado tratamiento de los mismos. La integración de la gestión de los riesgos en la evaluación económica es otro de los motivos principales que ha llevado a la elección de este proyecto, al tratarse de un tema que cuenta con una importante componente novedosa, y con un amplio campo de estudio.

Finalmente, el continuo auge que han presentado las energías renovables en los últimos años, han llevado a enfocar este Trabajo Fin de Máster hacia las mismas, más concretamente hacia la energía solar térmica, al ser esta una de las que cuenta con más potencial teniendo en cuenta las horas de sol anuales con las que se cuenta en este país.

En lo referente a los objetivos que persigue dicho proyecto, pueden diferenciarse entre los objetivos que cuentan con un carácter general, que abarcan la totalidad de los estudios que se llevarán a cabo, y los específicos, que persiguen metas más individuales relacionadas con dicho proyecto.

De manera general, destacan los siguientes objetivos:

- Tener una visión global y adquirir conocimientos sobre la gestión de riesgos en proyectos.
- Tener una visión global y adquirir conocimientos sobre la evaluación económica de proyectos.
- Adquirir la capacidad de determinar la viabilidad de un proyecto a partir de las variables principales que afectan a la misma.

En lo referente a los objetivos específicos que persigue este proyecto, destacarían los siguientes:

- Aplicación de los conocimientos obtenidos sobre un sistema de energía solar térmica.
- Conocer las características principales que componen un sistema de energía solar térmica, las principales variables que afectan a su viabilidad económica, así como los riesgos existentes a lo largo de todas las etapas del proyecto y la correlación entre ambos.
- Obtener una metodología para la integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica de proyectos.
- Abrir futuras líneas de trabajo basadas en los conocimientos adquiridos a lo largo de toda la realización del proyecto.

1.3. Estructura del proyecto

Para tener una visión más clara de los temas que se van a tratar en los siguientes capítulos, a continuación, se va a desarrollar la estructura con la que contará dicho proyecto, así como los campos de estudio que formarán parte del mismo.

En primer lugar, para poner todos los estudios que se van a llevar a cabo en contexto, se desarrollarán los conceptos principales que componen la definición de proyecto, así como las directrices que conforman la dirección y gestión de los mismos, en base a los estándares existentes más utilizados actualmente.

Seguidamente, se llevará a cabo una revisión bibliográfica sobre los métodos fundamentales de evaluación económica de proyectos. Se desarrollarán de manera detallada los indicadores económicos más importantes de los métodos tradicionales de evaluación económica de proyectos y se comentarán algunas alternativas más novedosas existentes en la actualidad para dicha evaluación.

A continuación, se estudiará la normativa existente relacionada con la gestión de riesgos en proyectos, haciendo especial énfasis en los puntos más importantes con los que cuenta cada norma.

Como se quiere tener una visión más concreta sobre los temas desarrollados anteriormente, se aplicarán todos los conocimientos obtenidos sobre un caso práctico. Para ello se ha seleccionado un proyecto relacionado con el sector energético, más

concretamente sobre energía solar térmica, del cual se llevará a cabo una descripción completa, lo que permitirá posteriormente determinar las variables que afectarán a su viabilidad, así como los riesgos asociados a dicho tipo de proyecto.

Una vez desarrollados los puntos anteriores, y con la información recabada a lo largo de todos ellos, se planteará una metodología general para integrar la evaluación económica y la gestión de riesgos en proyectos de ingeniería, lo que puede ser de gran utilidad al aunar dos de los aspectos más importantes a tener en cuenta a lo largo su realización.

Finalmente, se desarrollarán las conclusiones obtenidas durante la realización del presente proyecto y se dejarán abiertas futuras líneas de trabajo que puedan ser interesantes para continuar con los estudios iniciados a lo largo del mismo.

2. EL PROYECTO. SU DIRECCIÓN Y GESTIÓN.

La dirección y gestión de proyectos hace referencia a un amplio conjunto de técnicas que se aplican a lo largo de las diferentes etapas de un proyecto, con el fin de que este se desarrolle de manera satisfactoria y se alcancen los objetivos que se persiguen. En una sociedad cada vez más “*proyectizada*”, una adecuada dirección de los trabajos y una correcta gestión de los recursos de los que se dispone puede marcar la diferencia en lo que al éxito del proyecto se refiere.

2.1. Definiciones

Existen multitud de definiciones para el concepto de proyecto. Dicho concepto ha ido evolucionando con el paso de los años, a la par que lo han hecho los procesos para llevar para pasar de una idea inicial a un resultado final a través del conjunto de actividades que componen dichos procesos.

Una de las definiciones más completas del concepto de proyecto que puede encontrarse es la que corresponde a la Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos PMBOK (*Project Management Body of Knowledge*). Esta guía, perteneciente al Instituto de Gestión de Proyectos PMI (*Project Management Institute*), que en los últimos años se está convirtiendo en una herramienta fundamental en el mundo de la industria, define en su última revisión el concepto de proyecto como sigue.

“Proyecto es un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único”. (Project Management Institute, 2013).

En lo referente a normativa, la ISO 21500 (UNE-ISO 21500, 2013), recoge una descripción detallada de los diferentes conceptos y procesos que componen las mejores prácticas en dirección y gestión de proyectos, presenta la siguiente definición:

“Un proyecto es un conjunto único de procesos que consta de actividades coordinadas y controladas, con fechas de inicio y fin, que se llevan a cabo para lograr los objetivos del proyecto”. (UNE-EN ISO 21500, 2013).

Se trata, por tanto, de crear un resultado único a través de las actividades de proyecto. Para ello, será necesario disponer de la idea inicial del proyecto, para que aplicando recursos y ejecutando las actividades seamos capaces de conseguir el resultado esperado. Además, para llevar a cabo satisfactoriamente este proceso tendremos que realizar actividades de organización y gestión que permitan llevar el proyecto en la dirección adecuada (Terrados y Hermoso, 2017).



Figura 1. El concepto de proyecto (Terrados y Hermoso, 2017)

Las definiciones de dirección y gestión de proyectos tienden en ocasiones a confundirse. Esto ocurre debido a que ambos se traducen de un concepto más amplio, procedente de los países anglosajones, donde dichos términos se engloban dentro de la definición de “*Project Management*”.

Algunas de las definiciones de “*Project Management*” más conocidas son las siguientes:

“Aplicación de métodos, herramientas, técnicas y competencias a un proyecto”. (UNE-EN ISO 21500, 2013).

“Aplicación de conocimientos, aptitudes, herramientas y técnicas a las actividades del proyecto, encaminados a satisfacer o colmar las necesidades y expectativas de las entidades y organizaciones involucradas en un proyecto”. (Project Management Institute, 2013).

De manera general, la definición de “dirección de proyectos” es más amplia que la de gestión. La dirección de un proyecto engloba actividades con un mayor grado de responsabilidad, que requieren más experiencia y capacitación. Por otro lado, la “gestión de proyectos” se encuentra más enfocada a aplicar técnicas y herramientas para la planificación y organización del uso y consumo de recursos de un proyecto (Domingo, 2004). Normalmente, entendemos por funciones de dirección las de organización del

proyecto y de los recursos humanos, mientras que las funciones de gestión se corresponden con las de planificación, seguimiento y control del proyecto (Terrados y Hermoso, 2017).

2.2. Aspectos fundamentales de un proyecto

2.2.1. Características y objetivos

De entre todas las características con las que cuentan los proyectos, existen dos que caracterizan de manera unívoca el concepto de proyecto (Terrados y Hermoso, 2017):

- Todo proyecto cuenta con un comienzo y un final definidos, alcanzándose este último cuando se hayan conseguido los objetivos o cuando se tenga la certeza de que no llegará a alcanzarse.
- Todo proyecto se desarrolla para realizar un producto o servicio que no se ha llevado a cabo con anterioridad.

Cuando se hace referencia a los objetivos, existen fundamentalmente tres que serán los que garantizarán el éxito del proyecto (Gómez-Senent, 1999):

- Resultado: hace referencia a la obra, trabajo o servicio que se pretende realizar, y su consecución determinará el éxito o el fracaso del proyecto. Se define con un terminado alcance y una determinada calidad.
- Coste: está referido al desembolso económico que conllevará la realización completa del proyecto. En proyectos externos, este suele venir impuesto.
- Plazo: es el objetivo que normalmente presenta una mayor dificultad para su consecución, lo que hará que necesite un seguimiento especial. En muchos proyectos es esencial, puesto que supone obtener una ventaja competitiva al lanzar al mercado un producto en un momento determinado, anticipándose a la competencia.

En ocasiones se habla de cuatro objetivos: alcance, plazo, coste y calidad. No obstante, la combinación entre alcance y calidad hacen referencia al concepto de resultado. El acuerdo entre estos objetivos supone un equilibrio entre los aspectos de plazo, coste y calidad.



Figura 2. Los objetivos del proyecto (Gómez-Senent, 1999)

2.2.2. Dimensiones del proyecto

Para que un proyecto se lleve a cabo de manera satisfactoria, habrá que abordar las tres dimensiones fundamentales que lo componen, que serán las que garantizarán el éxito del proyecto a través de la consecución de los objetivos del mismo (Pereña Brand, 1991).

- La Dimensión Técnica: dependiente del carácter del proyecto, así como de los conocimientos técnicos y científicos del equipo encargado de ejecutar el proyecto.
- La Dimensión Humana: puesto que se hará necesaria la coordinación de diferentes equipos y donde las relaciones interpersonales, así como la capacidad de ejercer de líder del director de proyecto jugarán un papel fundamental.
- La Dimensión de Gestión: ya que se hará necesario emplear una serie de prácticas relacionadas con la organización y gestión de proyectos, que permitan asegurar el logro de los objetivos del proyecto por parte del equipo encargado del mismo.

2.2.3. Ciclo de vida del proyecto

El ciclo de vida de un proyecto es el conjunto de fases por las que pasa un proyecto desde su inicio hasta su finalización. Cada fase del proyecto está compuesta por una serie de actividades que guardan una relación lógica, y cuya finalización da como resultado una serie de entregables (Project Management Institute, 2013). Aunque los proyectos pueden variar en cuanto a dimensión y dificultad, de manera general, un proyecto cuenta con las siguientes fases (Burke, 2003):

- **Concepción:** se identifica el objetivo del proyecto, que puede corresponderse con un problema de negocio o una oportunidad de mercado. Se llevan a cabo estudios y análisis previos y se determina una propuesta inicial de proyecto para su aprobación.
- **Desarrollo:** se define la forma en que se llevará a cabo el proyecto para cumplir con los objetivos establecidos. Se establecen también todos los trabajos que formarán parte del proyecto, es decir, se especifica el alcance, se define la estructura, se realiza la programación completa, evalúan riesgos y se presenta el plan general del proyecto para aprobar su ejecución.
- **Ejecución:** se pone en marcha el plan general de proyecto aprobado en la etapa anterior. Se planifican los paquetes de trabajo, se compran materiales y se ejecutan las actividades del proyecto. Para mantener el control de las actividades del proyecto, se lleva a cabo un seguimiento tanto en costes como en plazos, para verificar que el proyecto se está llevando a cabo de manera adecuada y, en el caso de que sea necesario, realizar los ajustes apropiados y registrar dichas variaciones con respecto al plan original.
- **Cierre:** se hacen llegar los entregables al cliente, que ha de aceptarlos formalmente, se proporciona la documentación del proyecto a la empresa, se rescinden los contratos con los proveedores, se liberan los recursos del proyecto y se comunica su cierre a todas las partes interesadas. Finalmente, se evalúan los resultados y se obtienen las lecciones aprendidas a lo largo de todo el proyecto.

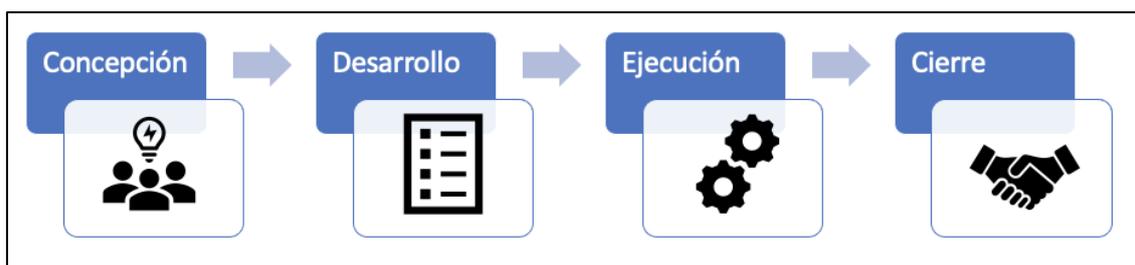


Figura 3. Fases del ciclo de vida de un proyecto (Elaboración propia)

Como puede observarse, las fases del ciclo de vida se muestran de manera secuencial. No obstante, en la práctica existen solapamientos entre las fases. Normalmente, los entregables de las fases precedentes suelen aprobarse una vez las fases sucesivas ya han comenzado.

2.3. Estándares de la dirección y gestión de proyectos

2.3.1. Norma UNE-EN ISO 21500:2013

La norma “ISO 21500. Directrices para la dirección y gestión de proyectos” es una norma internacional que recoge las directrices generales para llevar a cabo la dirección y gestión de proyectos de manera exitosa. Contiene las definiciones de los conceptos y procesos principales que forman las mejores prácticas en el campo de la dirección y la gestión de proyectos. El trabajo de preparación de este tipo de normas corre a cargo de los comités técnicos de la Organización Internacional de Normalización ISO en colaboración con diferentes organizaciones internacionales (UNE-EN ISO 21500, 2013).

2.3.1.1. Aplicación de los procesos de la dirección y gestión de proyectos

La dirección y gestión de proyectos requiere de una coordinación importante por lo que es necesario que cada proceso esté alineado y conectado apropiadamente con otros procesos. Para que un proyecto tenga éxito, el director de proyecto y el equipo de proyecto deberían:

- Escoger aquellos procesos que permitan alcanzar los objetivos del proyecto.
- Establecer un enfoque que permita alinear las características del producto con la planificación permita alcanzar los objetivos del proyecto.
- Satisfacer los requerimientos de todas las partes interesadas involucradas en el proyecto.
- Llevar a cabo la gestión del proyecto teniendo en cuenta las limitaciones existentes, así como los riesgos que puedan aparecer durante su desarrollo.
- Contar con el apoyo adecuado de cada organización involucrada en el desarrollo, tanto por parte de los clientes como de los inversores del proyecto.

Estos procesos se definen y describen en función de los objetivos que persiguen, las relaciones e interacciones entre ellos y sus entradas y salidas principales. La norma recoge todos los procesos que, tanto de manera individual en cada etapa, o de manera global aplicándolos al proyecto en su totalidad, son adecuados para la dirección y gestión de proyectos sea cual sea la naturaleza de la organización ejecutora.

2.3.1.2. Grupos de proceso y grupos de materia

Como grupos de proceso, entre los que se pueden diferenciar:

- Grupo de procesos de inicio: aquellos empleados al comienzo de una de las etapas del proyecto o este de manera global, estableciendo los objetivos y permitiendo al director de proyecto llevar a cabo los trabajos correspondientes .
- Grupo de procesos de planificación: se utilizan para desarrollar la planificación en detalle, estableciendo la línea base con la cual se gestiona el proyecto y su desarrollo.
- Grupo de procesos de implementación: utilizados para llevar a cabo las labores de gestión del proyecto y para asistir en la generación de los entregables en base al plan establecido.
- Grupo de procesos de control: utilizados para cuantificar el grado de avance proyecto con respecto al plan establecido, pudiendo intervenir en el caso de que fuese necesario para lograr los objetivos definidos.
- Grupo de procesos de cierre: utilizados para establecer de manera formal que una etapa del proyecto o este de manera global ha concluido, y proporcionan lecciones aprendidas a considerar, que pueden ser implementadas en el caso de ser necesario.

Como grupos de materia, entre las que se distinguen:

- Integración: incluye todas las acciones relacionadas con la gestión de las actividades y procesos que forman parte del proyecto.
- Parte interesada: incluye todas las acciones relacionadas con la gestión de las partes interesadas que participan en el proyecto.
- Alcance: incluye todas las acciones relacionadas con la gestión del alcance del trabajo y los entregables requeridos.
- Recurso: incluye todas las acciones relacionadas con las gestiones necesarias para determinar y adquirir los recursos necesarios para el proyecto.
- Tiempo: incluye procesos para realizar el cronograma de actividades de proyecto y llevar a cabo la supervisión de su progreso para controlarlo.
- Costo: incluye procesos para desarrollar el presupuesto y hacer seguimiento de su progreso para controlarlo.
- Riesgo: incluye procesos para identificar y gestionar amenazas y oportunidades.

- Calidad: incluye procesos para planificar y establecer el aseguramiento y control de la calidad.
- Adquisiciones: incluye procesos para planificar y adquirir productos, servicios o resultados y gestionar la relación con los proveedores.
- Comunicación: incluye procesos para planificar, gestionar, y distribuir la información relevante al proyecto.

Aunque en la norma se presentan como elementos separados, en la práctica estos procesos pueden superponerse unos a otros y presentan interacciones entre ellos. En la siguiente imagen se muestran las interacciones entre los grupos de procesos, junto con las entradas y salidas más representativas.

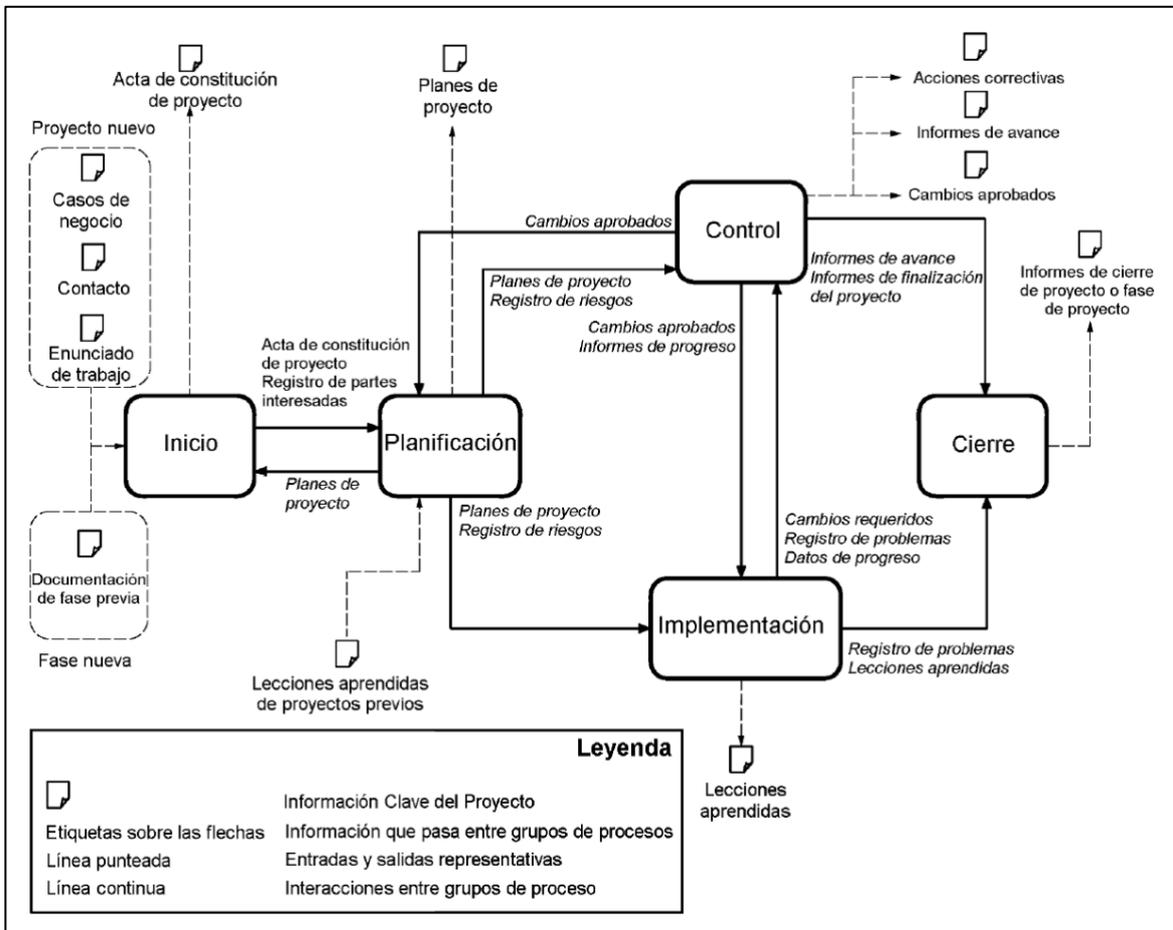


Figura 4. Entradas y salidas en los procesos de dirección y gestión de proyectos (UNE-EN ISO 21500, 2013)

2.3.2. Guía del PMBOK

La Guía del PMBOK es la publicación más exitosa de PMI y se trata de un recurso primordial en lo que a la dirección de proyectos en cualquier industria se refiere. El PMI (Project Management Institute), es la principal organización mundial dedicada a la dirección de proyectos. Tiene como labor principal definir los estándares de la Dirección

de Proyectos, a través la organización de programas educativos, y gestionar de forma global el proceso de certificación de los profesionales. Todos sus procedimientos han sido reconocidos por las entidades gubernamentales y privadas más relevantes (Project Management Institute, 2021).

La Guía del PMBOK contiene el estándar, reconocido a nivel global y la guía para la profesión de la dirección de proyectos, entendido como estándar un documento formal que describe normas, métodos, procesos y prácticas establecidos.

2.3.2.1. Procesos de la dirección de proyectos

Una correcta dirección de proyecto requiere de la gestión eficaz de los procesos que la componen. La guía del PMBOK define un proceso como “conjunto de acciones y actividades, relacionadas entre sí, que se realizan para crear un producto, resultado o servicio predefinido”.

Las características principales de los procesos son sus entradas, las herramientas y técnicas aplicadas y las salidas obtenidas, que son los indicadores que verifican que el proyecto se desarrolla según lo establecido (PMBOK, 2013). Estos generalmente se enmarcan dentro de una de las dos categorías siguientes:

- Procesos de la dirección de proyectos: permiten comprobar el avance eficaz del proyecto durante su ciclo de vida.
- Procesos orientados al producto: definidos por el ciclo de vida del proyecto, especifican y generan el producto del mismo.

La Guía del PMBOK solo define los procesos relativos a la dirección de proyectos, donde pueden identificarse cinco grupos de procesos.

- Grupo de Procesos de Inicio: son los procesos relacionados con el reconocimiento formal de que un nuevo proyecto o una nueva fase de un proyecto va a llevarse a cabo. Se define el alcance inicial y se comprometen los primeros recursos, se determinan los objetivos del proyecto, y se autoriza al director de proyecto, nombrado previamente, a proceder con los trabajos correspondientes.
- Grupo de Procesos de Planificación: compuesto por los procesos que se llevan a cabo para establecer el alcance total del proyecto, definir los objetivos y desarrollar la línea de acción para lograrlos.

- Grupo de Procesos de Ejecución: comprende los procesos que se llevan a cabo con el objetivo de completar los trabajos definidos en el plan para la dirección del proyecto con el fin de cumplir con las especificaciones del mismo, coordinando personas y gestionando los recursos disponibles y realizando las actividades del proyecto conforme a lo establecido. Durante el desarrollo del proyecto y base a los resultados obtenidos, pueden tener que realizarse modificaciones en la planificación y revisiones del alcance establecido.
- Grupo de Procesos de Monitoreo y Control: compuesto por los procesos requeridos para analizar y dirigir el progreso y el desempeño, e identificar áreas en las que el plan requiera cambios y llevarlos a cabo. Estos procesos se llevan a cabo siguiendo intervalos regulares, no obstante, determinados eventos o condiciones también pueden hacer necesaria una revisión a fin de identificar variaciones del plan para la dirección del proyecto.
- Grupo de Procesos de Cierre: se compone de los procesos vinculados con la entrega formal del proyecto o una fase dentro del mismo, así como la finalización de todas sus actividades. Verifica que los procesos definidos se han completado dentro de todos los Grupos de Procesos a fin de cerrar el proyecto o una fase del mismo. También establece el cierre en el caso de que el proyecto o fase hubiera finalizado de manera prematura.



**Figura 5. Procesos de la dirección de proyectos
(Elaboración propia)**

Aunque de manera teórica, los grupos de procesos se presentan como elementos bien diferenciados, con los límites bien definidos, en la práctica se superponen e interactúan entre ellos. Como puede observarse en la siguiente figura, los procesos de planificación y ejecución presentan una relación de reciprocidad, esto es debido a que la planificación afecta directamente a la ejecución de los trabajos y, por otro lado, la ejecución de estos puede llevar a modificaciones sobre el plan de proyecto. Por otro lado, los procesos de monitoreo y control se encuentran presentes a lo largo de todos los grupos de procesos, debido a que cada uno de los grupos de procesos necesita de un seguimiento para comprobar que todas las actividades transcurren conforme a lo establecido.

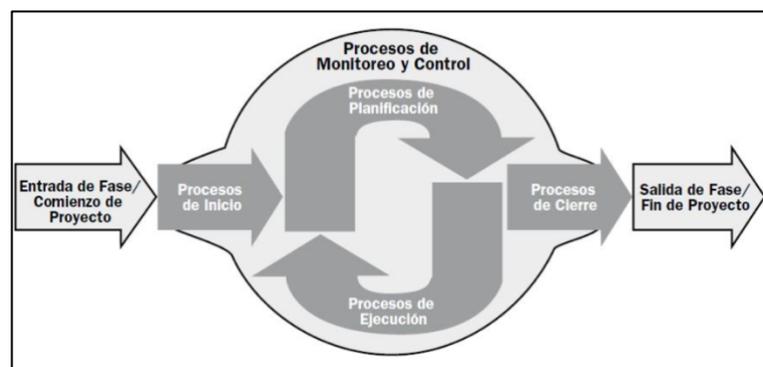


Figura 6. Relación entre los procesos de la dirección de proyectos (PMBOK, 2013)

Cabe destacar también, que los grupos de procesos se van solapando a lo largo del ciclo de vida del proyecto, y que todos los grupos de procesos pueden darse dentro de una misma etapa del ciclo de vida. En la siguiente figura se muestra la interacción que presentan los diferentes grupos de procesos a lo largo del tiempo, así como la representación del esfuerzo total a lo largo del desarrollo del proyecto.

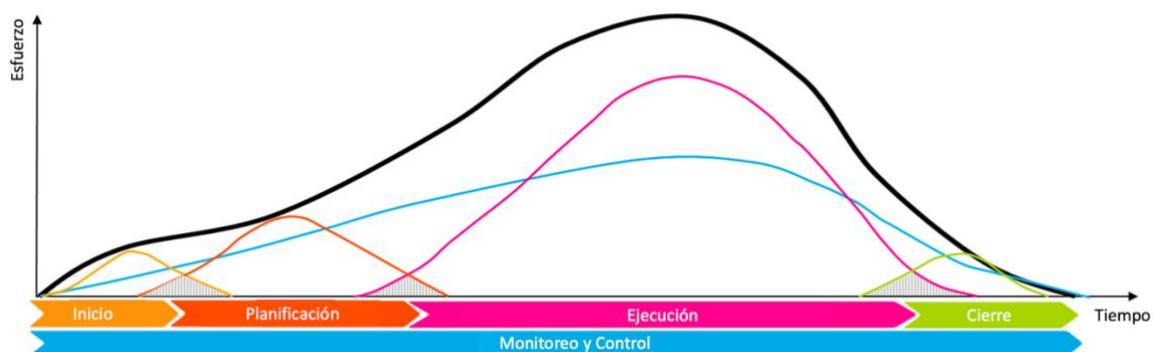


Figura 7. Interacción de los grupos de procesos a lo largo del tiempo (PMBOK, 2013)

2.3.2.2. Áreas de conocimiento de la dirección de proyectos

En cada uno de estos macroprocesos intervienen 10 aspectos clave o áreas de conocimiento. El concepto de área de conocimiento hace referencia a un conjunto completo de conceptos, términos y actividades que conforman un ámbito profesional, un ámbito de la dirección de proyectos o un área de especialización (Project Management Institute, 2013).

Los procesos de dirección y gestión de un proyecto pueden ser agrupados en diez áreas de conocimiento, que presentan los objetivos que se describen a continuación (Terrados y Hermoso, 2017):

- Gestión de la Integración del Proyecto. Engloba los procesos que tienen por objeto verificar que se coordinan de manera adecuada los elementos del proyecto.
- Gestión del Alcance del Proyecto. Comprende los procesos necesarios para asegurar que el proyecto incluya el trabajo exclusivamente necesario para terminar el proyecto con éxito.
- Gestión del Tiempo del Proyecto. Procesos que comprueban que el proyecto se finaliza en el plazo estipulado.
- Gestión de los Costes del Proyecto. Procesos que aseguran que el proyecto se desarrolla bajo los costes aprobados.
- Gestión de la Calidad del Proyecto. Procesos que para asegurar que el proceso satisfará las necesidades para las que fue desarrollado.
- Gestión de los Recursos Humanos del Proyecto. Procesos necesarios para aprovechar de manera más eficaz la labor de las personas que conforman el proyecto.
- Gestión de las Comunicaciones del Proyecto. Comprende los procesos necesarios para un tratamiento completo de la información relativa al proyecto: generación, difusión, archivo y almacenamiento.
- Gestión de los Riesgos del Proyecto. Procesos necesarios para identificar, analizar y prever la respuesta de los riesgos del proyecto.
- Gestión de las Adquisiciones del Proyecto. Comprende los procesos necesarios para la adquisición de bienes y servicios fuera de la organización encargada de la ejecución del proyecto.

- Gestión de las Partes Interesadas del Proyecto. Incluye los procesos requeridos para identificar y realizar la gestión del patrocinador, del proyecto, los clientes y las otras partes interesadas.



Figura 8. Áreas de conocimiento de la gestión de proyectos (Elaboración propia)

3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

La evaluación económica de un proyecto constituye una de las partes fundamentales relacionadas con la factibilidad del mismo. Para llevarla a cabo se aplican métodos tanto estáticos como dinámicos, esto es, que tienen en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, con la finalidad de obtener la eficacia de la inversión total realizada y su rendimiento durante la vida útil del proyecto.

Este aspecto es especialmente importante cuando dicho proyecto, como ocurre en el caso de los que se llevan a cabo en el mundo empresarial, es de carácter lucrativo, es decir, espera obtenerse un beneficio del mismo, puesto que los resultados de dicha evaluación determinarán la decisión de llevar o no a cabo el proyecto en cuestión.

Una adecuada utilización de los métodos de evaluación económica de proyectos hace que los recursos sean manejados de manera óptima, descartando sin mayores dificultades los proyectos deficientes y aceptando solo aquellos que generen un beneficio económico (FIRA, 2011).

3.1. Introducción. Concepto de inversión.

Los proyectos de gran envergadura, como son los que se llevan a cabo en mundo empresarial, siempre llevan asociada a ellos una inversión. Se define el concepto de inversión como **“La aplicación o dedicación de fondos a un fin con la esperanza de obtener un beneficio o rendimiento en el futuro”** (Vélez, 2012). En el momento de realizar una inversión se asume un coste de oportunidad, renunciando a unos determinados recursos en dicho momento, con el objetivo de obtener un beneficio en el futuro, el cual es incierto. Es por esto que cuando se lleva a cabo una inversión, siempre se asume un cierto riesgo. (Economipedia, 2018).

Con frecuencia, la elevada cantidad de recursos destinados a una inversión puede poner en peligro viabilidad de la empresa, que puede entrar en quiebra si asume un proyecto que acabe generando unas pérdidas excesivas.

Cuando se lleva a cabo la valoración de un proyecto, son tres los aspectos principales a tener en cuenta: liquidez, rentabilidad y riesgo, los cuales se pueden analizar mediante las técnicas que se desarrollarán a continuación (Seco, 2007).

3.2. Flujo de caja

Para valorar cualquier proyecto, el elemento clave es el Cash-Flow o flujo de caja que genera. Se entiende como flujo de caja **“La diferencia entre los cobros y pagos derivados del proyecto a lo largo de los años de vida del mismo”** (Terrados y Hermoso, 2017).

El flujo neto de caja Q_j se calculará en cada periodo restando los gastos G_j ocasionados por el proyecto de los ingresos I_j derivados de su puesta en marcha.

$$Q_j = I_j - G_j$$

Lo más común es calcular estos flujos de caja anualmente. No obstante, en el caso de que la duración de los proyectos no sea muy elevada, pueden calcularse mensual o trimestralmente. En cuanto al horizonte temporal de los proyectos, está totalmente determinado por su naturaleza, pudiendo extenderse en el tiempo desde varios meses hasta 20 o 25 años, en el caso de proyectos de gran magnitud.

Para poder obtener de manera exacta los flujos de caja, lo que habrá que llevar a cabo un estudio en profundidad para estimar los costes asociados al proyecto de la manera más precisa posible, así como la capacidad generar ingresos a través de las actividades propias del proyecto.

Cuando se trata de proyectos relacionados con el ámbito empresarial, el cálculo del flujo de caja incluirá tanto los gastos operativos como los derivados de amortizaciones, intereses o impuestos. El proceso para obtener el flujo de caja se muestra en la figura siguiente

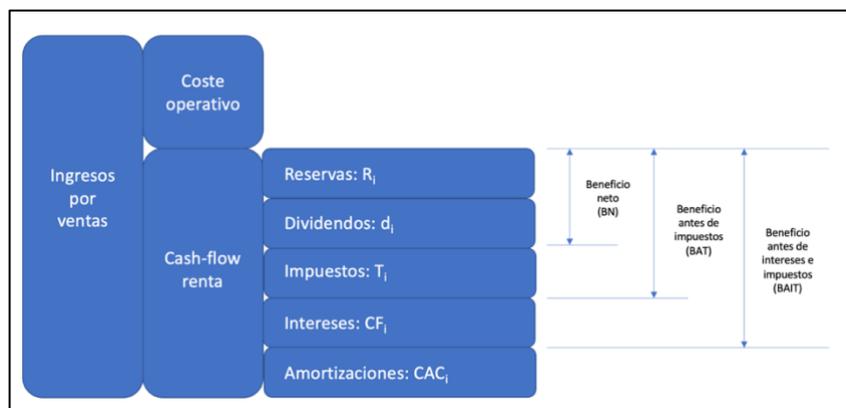


Figura 9. Flujo de caja (Elaboración propia)

El proceso operativo para llevar a cabo el cálculo del flujo de caja será por tanto como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{Ingresos por ventas} \\
 & \quad - \text{Coste operativo} \\
 & \quad - \text{Amortizaciones} \\
 & = \text{Beneficio antes de intereses o impuestos (BAIT)} \\
 & \quad - \text{Gastos financieros} \\
 & = \text{BAT (Beneficio antes impuestos)} \\
 & \quad - \text{Impuestos} \\
 & = \text{BN (Beneficio Neto)} \\
 & \quad + \text{Amortizaciones} \\
 & = \text{Flujo neto de caja}
 \end{aligned}$$

El concepto de amortización hace referencia al conjunto de fondos reservados para la sustitución de aquellos bienes que se deprecian con el paso del tiempo. Las amortizaciones no representan un gasto real, es decir, no forman parte del flujo de caja de manera estricta, sin embargo, sí que es necesario descontarlas inicialmente, ya que se utilizan para reducir la base imponible del impuesto y con ello calcular el impuesto a pagar, evitando de esta manera pagar impuestos por una cantidad que supondrá un gasto en el futuro.

3.3. Métodos estáticos

3.3.1. Pay-back simple

La aplicación del método del payback simple, también conocido como el método del plazo de recuperación, da como resultado la obtención del número de periodos de tiempo en los que se recuperará la inversión en base a los flujos de caja generados por el proyecto (Terrados y Hermoso, 2017). Sea K la inversión realizada, y Q_j los flujos de caja en cada periodo, el plazo de recuperación p será el que haga cumplir la expresión:

$$K = \sum_{j=1}^p Q_j$$

Ecuación 1. Pay-back simple

Si se espera que sean iguales, la expresión quedará simplificada:

$$p = \frac{K}{Q}$$

Ecuación 2. Pay-back simple con flujos de caja iguales

En el caso de que estos fueran desiguales, suele tomarse la media aritmética de los flujos de caja para el cálculo del plazo de recuperación simple, denominado como Q_m :

$$p = \frac{K}{Q_m}$$

Ecuación 3. Pay-back simple con flujos de caja desiguales

Si además del desembolso inicial K , los flujos de caja de los primeros periodos son negativos, el plazo de recuperación simple vendrá definido por el tiempo que tarda en recuperarse la suma de esos flujos negativos.

Si se utiliza como método de selección entre varias inversiones, es preferible optar por aquellas que cuenten con un menor payback, lo que indica que la liquidez del proyecto será mayor. No, obstante, el método del payback suele ser utilizado por las empresas más como un límite que como regla de decisión, decantándose por aquellos proyectos que presentan una mayor rentabilidad dentro de un plazo de recuperación determinado.

El método del payback simple también presenta los inconvenientes que se detallan a continuación:

- No considera los flujos de caja que se producen después del plazo de recuperación, es decir, cuando la inversión ya ha sido recuperada. Esto puede ocasionar la selección de un proyecto cuyos plazo de recuperación sea más rápido,
- Al tratarse de un método estático, no considera el valor del dinero a lo largo del tiempo.

En definitiva, el método del plazo de recuperación es un criterio que no se preocupa tanto por la rentabilidad de un proyecto como de la liquidez de la inversión, primando proyectos que generen flujos de caja abundantes al inicio permitiendo recuperar con rapidez el desembolso inicial.

3.3.2. Retorno de la inversión (ROI)

El ROI (*Return on Investment*) o retorno de la inversión, es un indicador financiero que mide la probabilidad de obtener el retorno de una inversión, comparando la ganancia o pérdida de la misma en base a su coste. Tiene utilidad tanto para evaluar el rendimiento potencial de una inversión independiente como para comparar los rendimientos de varias inversiones. Aunque se trata de una proporción, normalmente el ROI se expresa como un porcentaje (Investopedia, 2021).

El retorno de la inversión (ROI), será el beneficio medio generado por el proyecto expresado en porcentaje sobre la inversión (Terrados y Hermoso, 2017), siendo el beneficio medio el beneficio total, esto es, la diferencia entre la suma de los flujos de caja y la inversión inicial, dividido entre el número de periodos, n .

$$ROI = \frac{BF_{medio}}{K} = \frac{BF_{total}}{nK} = - \frac{K + \sum_{j=1}^n Q_j}{nK}$$

Ecuación 4. Retorno de la inversión

Aunque cuenta con gran variedad de aplicaciones el ROI, es frecuentemente utilizado para medir la rentabilidad de una inversión en acciones, permitiendo decidir si invertir o no en la compra de un negocio, o evaluar los resultados de una transacción inmobiliaria.

Como ventaja principal, el ROI permite obtener una rentabilidad aproximada de la inversión realizada de manera sencilla, lo que la convierte en una medida estandarizada y muy extendida. No obstante, la principal desventaja que presenta es que no tiene en cuenta el periodo de mantenimiento de la inversión, lo que en ocasiones provoca que inversores cuya necesidad sea comparar inversiones potenciales se decanten por medidas que sí incorporen dicho periodo.

3.4. Métodos dinámicos

Se denominan métodos dinámicos a aquellos métodos que tienen en cuenta la variación del valor del dinero a lo largo del tiempo. Este concepto hace referencia al valor que presenta el capital en cada momento.

Para el cálculo del valor del capital, la tasa de interés utilizada se denomina tasa de descuento. La tasa de descuento un coeficiente matemático que se aplica a los

valores actuales para obtener los valores futuros y viceversa (Terrados y Hermoso, 2017). Esta se calcula teniendo en cuenta principalmente dos factores: la variación del precio del dinero a lo largo del tiempo i_n , y el efecto de la inflación g . De esta manera, la tasa de descuento i quedaría como sigue:

$$(1 + i) = (1 + i_n)(1 + g)$$

Ecuación 5. Tasa de descuento

En ocasiones también puede tenerse en cuenta el efecto del riesgo r intrínseco a la inversión. A mayor riesgo, mayor será la tasa de interés (Vélez, 2012):

$$(1 + i) = (1 + i_n)(1 + g)(1 + r)$$

Ecuación 6. Tasa de descuento con riesgo

3.4.1. Valor Actualizado Neto (VAN)

El Valor Actual o Actualizado Neto de una inversión, se obtiene de actualizar con un tipo determinado de interés (tasa de descuento o interés calculatorio) los flujos netos de caja o beneficios del proyecto (ingresos menos gastos), correspondientes a los distintos periodos (Terrados y Hermoso, 2017).

Suponiendo el mismo tipo de interés i , para todos los periodos n , el VAN vendría dado por la siguiente expresión:

$$VAN = -K + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1 + i)^j}$$

Ecuación 7. VAN con mismo interés en todos los n periodos

Puede observarse que cuanto más alejado en el tiempo se encuentra un flujo, menor es su valor, ya mayor es el número de periodos transcurrido. Al ser la potencia cada vez mayor, el factor de descuento obtenido es cada vez menor.

Si se considera la inversión K como un flujo de caja del año 0, el Valor Actual Neto se expresaría como sigue:

$$VAN = -K + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1 + i)^j} = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1 + i)^j}$$

Ecuación 8. VAN con inversión K en año 0

Para el caso en que la inversión se produzca a lo largo de diferentes periodos, las cantidades correspondientes dichas inversiones habrán de ser también actualizadas,

viéndose afectadas por el tipo de interés definido y modificando la expresión del VAN de la siguiente manera:

$$VAN = - \sum \frac{K_j}{(1+i)^j} + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+i)^j}$$

Ecuación 9. VAN con inversión en diferentes periodos

En el caso de que los flujos netos de caja fuesen iguales, el Valor Actual Neto se simplificaría a la siguiente expresión:

$$VAN = -K + Q \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

Ecuación 10. VAN con flujos netos de caja iguales

Y si se diese el caso de que la duración del proyecto fuese indefinida quedaría finalmente:

$$VAN = -K + \frac{Q}{i}$$

Ecuación 11 .VAN para proyecto de duración indefinida

A la hora de decidir sobre la selección de proyectos tomando como criterio el Valor Actual Neto, se tiene en cuenta lo siguiente (Ramírez, 2021):

- Si el VAN < 0, el proyecto se descarta directamente, puesto que durante toda su vida útil generará más gastos que ingresos.
- Si el VAN = 0 y el proyecto es de carácter lucrativo, también se descartaría, puesto que esto significaría que los gastos e ingresos del proyecto se igualarían, con lo que no se generaría beneficio.
- Si el VAN > 0, el proyecto se aceptaría en un principio. En el caso de tener que elegir entre varios proyectos, se seleccionarían en primer lugar aquellos que presentan un VAN mayor y, si la selección hubiera de ser de varios de ellos, en orden descendente hasta agotar el presupuesto.

Las ventajas principales del VAN son su sencillez de aplicación y la consideración de la variación del valor del dinero a lo largo del tiempo, mientras que la dificultad para especificar un tipo de actualización concreta es su inconveniente principal, ya que el VAN se reduce a mayor tasa de descuento y viceversa, con lo que un tipo de actualización incorrecta puede repercutir en la viabilidad del proyecto.

3.4.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Uno de los principales inconvenientes que presentan el resto de métodos dinámicos de valoración de inversiones, es que están relacionados con el tipo de interés calculatorio, el cual es un valor subjetivo. Para solucionar este problema, se utiliza el método de la tasa interna de rendimiento o tasa interna de retorno (TIR).

La TIR de una inversión es aquel tipo de actualización que hace nulo el VAN o, dicho de otro modo, iguala el valor actual de los flujos netos de caja al coste de la inversión (Terrados y Hermoso, 2017).

Se calcula obteniendo la tasa r , que cumple la siguiente ecuación.

$$VAN = -K + \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+r)^j} = 0 \quad \rightarrow \quad K = \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+r)^j}$$

Ecuación 12. Cálculo del TIR

Se trata de una tasa interna puesto que no está supeditada a factores externos a la inversión. Serán viables únicamente aquellos proyectos en los que se cumpla lo que se conoce como condición de 'efectuabilidad': $r > i$. Esto es, que el valor de la TIR sea superior al de la tasa correspondiente a la financiación del mismo.

Además, la TIR debe ser comparada con la tasa mínima que la compañía fije como deseable para su proyecto de inversión, obteniendo como resultado si el proyecto es rentable o no.

3.4.3. Índice beneficio/coste (IBC)

El criterio del Valor Actual Neto mide exclusivamente la rentabilidad de una inversión. Para obtener la rentabilidad relativa de la misma, se recurre al criterio del Índice Beneficio/Coste (Terrados y Hermoso, 2018), que toma también en cuenta el desembolso realizado (K), y se expresa como sigue.

$$IBC = \frac{1}{K} \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+i)^j} = \frac{VAN + K}{K}$$

Ecuación 13. Índice beneficio-coste

El Índice Beneficio/Coste, se calcula, por tanto, como el cociente entre la suma actualizada de los flujos de caja, es decir, el valor generado ($VAN+K$), y la inversión inicial o desembolso realizado (K) e indica la eficacia de los fondos invertidos.

Entre dos proyectos que generen el mismo VAN, aquel que suponga un desembolso menor presentará un mayor IBC al contar con un denominador menor. Si un proyecto tiene un IBC mayor que 1, se espera que el proyecto presente un valor presente neto positivo para la empresa y sus inversores. Si el IBC de un proyecto es menor que 1, los costos del proyecto superan los beneficios y no debe considerarse (Investopedia, 2021).

Una variante de este criterio, que hace más patente la duración del proyecto, es el Índice Beneficio medio/Coste que, a igualdad de desembolsos y de VAN, discrimina hacia los proyectos de menor duración.

$$IBmC = \frac{1}{nK} \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{(1+i)^j}$$

Ecuación 14. Índice beneficio medio/coste

Al igual que el resto de criterios, la limitación principal del IBC o IBmC radica en que de manera individual puede ofrecer una visión incompleta de las virtudes de afrontar el proyecto, por lo que se hace necesario complementarlo con criterios adicionales.

3.4.4. Pay-back compuesto o descontado

Cuando se definió el método del pay-back simple, se expuso como principal desventaja, al igual que ocurre con todos los métodos estáticos, el no tener en cuenta la variación del valor del dinero en el tiempo. El pay-back compuesto o descontado soluciona ese problema, ya que representa el número de periodos que han de transcurrir para recuperar la inversión inicial, en este caso, teniendo en cuenta el valor del dinero a lo largo del tiempo, es decir, con los flujos de caja actualizados.

El pay-back o plazo de recuperación compuesto será, por tanto, el número de periodos que transcurren desde el momento en que se inicia el proyecto hasta que la suma de los flujos netos de caja actualizados es igual al desembolso inicial realizado (Terrados y Hermoso, 2017). Para ello, habrá que hallar el número de periodos 'p' que verifica la siguiente igualdad:

$$K = \sum_{j=1}^p \frac{Q_j}{(1+i)^j}$$

Ecuación 15. Pay-back compuesto o descontado

Se trata de un criterio complementario a los definidos anteriormente, ya que de manera individual no ofrece ninguna conclusión sobre la rentabilidad o viabilidad de la inversión. No obstante, sí que puede utilizarse como un criterio de aceptación o rechazo por parte del promotor, llevando a cabo dicha inversión si el valor del plazo de recuperación es menor que un valor umbral o descartándola si supera el mismo.

3.5. Comparativa VAN vs TIR

3.5.1. Aspectos principales

Los parámetros VAN y TIR pueden ayudarnos a estudiar la viabilidad de ciertos proyectos a nivel económico. No obstante, estos criterios presentan limitaciones y sus resultados podrían ser inconsistentes en algunos casos (Jiménez, 2015). Teniendo en cuenta que el cálculo del valor actualizado neto arroja un valor absoluto, mientras que el cálculo de la tasa interna de retorno da como resultado un valor porcentual, puede verse de manera clara que no se trata de criterios equivalentes, si no que se trata más bien herramientas complementarias, que ayudan realizar un estudio más completo sobre la rentabilidad de una inversión (Economipedia, 2021). El cálculo de la tasa interna de retorno es, no obstante, matemáticamente más complejo que el del valor actualizado neto, teniendo que recurrir a métodos iterativos hasta llegar a la solución en el caso de no disponer de programas de cálculo (Terrados y Hermoso, 2017).

Otra diferencia importante existente entre ambos indicadores, es que el VAN da prioridad a los flujos de caja con un vencimiento más próximo, lo que evita arriesgar la inversión, mientras que el TIR no considera la posibilidad de reinvertir los flujos de caja cada cierto tiempo. El VAN es una herramienta muy útil para determinar qué inversión es más beneficiosa entre varios proyectos. La TIR determina con qué tasa y en qué momento del tiempo la compañía recuperará la inversión realizada sin comparar entre diferentes proyectos. (Economía3, 2021)

Cuando se trata de inversiones simples, en las que los flujos netos de caja sean siempre positivos, los criterios de aceptación y rechazo de ambos métodos son similares. En este tipo de inversiones existe únicamente un valor de i que anule el VAN, o lo que es lo mismo, existe un único TIR, el cual es positivo. Adicionalmente, para que un proyecto sea rentable, es condición necesaria que el VAN sea positivo, lo que se consigue mediante una tasa r mayor que la utilizada para descontar los flujos de caja (Seco, 2007).

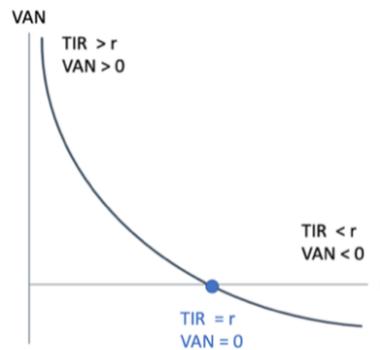


Figura 10. VAN y TIR (Elaboración propia)

3.5.2. Criterio de selección de alternativas de inversión. Intersección de Fisher.

Cuando se tienen diferentes alternativas de inversión, para una determinada rentabilidad requerida, siempre se seleccionará aquel proyecto que presente un mayor VAN, ya que será el que genere mayor valor en términos absolutos.

Sin embargo, que un proyecto genere un mayor VAN para una rentabilidad requerida concreta, no significa que necesariamente sea así para todos los escenarios posibles de diferentes rentabilidades requeridas.

Puede ocurrir, que un proyecto A sea preferible a un proyecto B para rentabilidades bajas, y que a medida que aumente el valor de dicha rentabilidad, el proyecto B se haga preferible en términos de VAN al proyecto A. El punto en que esto

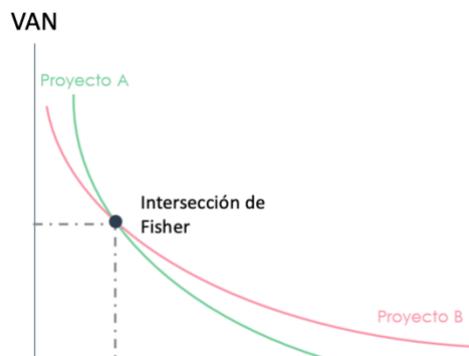


Figura 11. Intersección de Fisher
(Elaboración propia)

ocurre, ambos proyectos son equivalentes, y se conoce como intersección de Fisher (Finacoteca, 2021). La tasa de Fisher, que será aquella que iguala los VAN de ambos proyectos se muestra a continuación:

Teniendo en cuenta lo explicado, para este caso concreto, el proyecto A será preferible al proyecto B, al presentar un mayor VAN, hasta una tasa determinada r_f (tasa de Fisher). A partir de esa tasa se invertirá la preferencia y el proyecto B será preferible al proyecto A.

El análisis de la intersección de Fisher resulta útil para evitar tener que comparar las alternativas disponibles ante cada escenario de tipo de interés, ya que se obtiene de manera sencilla cuál es la mejor alternativa en función de que la rentabilidad requerida esté por encima o debajo de la misma.

3.6. Tratamiento del riesgo en la evaluación económica de proyectos. Análisis de sensibilidad.

Existen multitud de acepciones para el concepto de riesgo. Cuando se habla riesgo económico en una inversión, se hace referencia a la posibilidad de que la rentabilidad de la misma sea inferior a la esperada, pudiendo ocasionar desde una reducción del beneficio hasta la generación de pérdidas, pudiendo hacer peligrar la solvencia del promotor. El binomio rentabilidad-riesgo es inseparable, por lo que se hace necesario añadir al estudio convencional de la rentabilidad el de su riesgo económico (Pérez-Carballo, 2015).

El proceso de evaluar este tipo de riesgo es bastante complejo, puesto que existen multitud de sucesos y factores que pueden afectar a la inversión, en ocasiones difíciles de identificar. El método más habitual para tratar el riesgo en la evaluación económica de proyectos es el análisis de sensibilidad. El análisis de sensibilidad se lleva a cabo comprobando como varía el VAN cuando se modifica el valor de una variable, como puede ser el valor del dinero en el tiempo (De Rus *et al.*, 2020).

Este proceso puede llevarse a cabo con cada una de las variables de la inversión, pudiendo identificar las que más influyen sobre el rendimiento esperado del proyecto, determinando de esta manera aquellas que son críticas para su viabilidad y las que tienen una importancia menor. El análisis de sensibilidad permite:

- Durante la evaluación del proyecto, llevar a cabo un estudio exhaustivo para determinar las variables que afectan a la inversión, estableciendo sus valores más probables y analizando el riesgo estas estimaciones sufran algún tipo de desviación.
- Si fuese necesario, reconsiderar el planteamiento del proyecto con el objetivo de proteger los resultados de las posibles oscilaciones de dichas variables.
- Durante las fases de ejecución y explotación del proyecto, analizar su comportamiento disminuyendo la probabilidad de que se desvíen y actuando en el caso de que eso ocurra.

La manera principal de cuantificar la sensibilidad de la rentabilidad de un proyecto a cada una de las variables que lo componen pasa por modificar todas las variables de una en una, manteniendo el resto inalteradas.

La principal ventaja asociada al uso del análisis de sensibilidad es que posee la capacidad de revelar la solidez de los resultados de una manera muy sencilla y directa. Como desventajas principales, se trata de un procedimiento relativamente arbitrario, e ignora la posibilidad de correlación entre las variables.

4. GESTIÓN DE RIESGOS

Cuando se habla de gestión de riesgos, se está haciendo referencia al proceso de identificar, evaluar, tratar y supervisar los riesgos inherentes a la realización de un proyecto. A continuación, se expondrán los elementos principales que componen la gestión de riesgos en proyectos industriales, incluyendo las definiciones principales de riesgo, la valoración de los mismos, el riesgo en proyectos industriales, las fuentes y tipos, los procesos de gestión de riesgos, así como las técnicas de valoración más utilizadas actualmente.

4.1. Definiciones

El concepto de riesgo presenta multitud de definiciones. En cuanto a riesgo entendido como factor de un proyecto, pueden encontrarse varias definiciones. Por un lado, la Guía de Dirección de Proyectos del PMI define el riesgo de un proyecto como **“Evento o condición incierta que, de producirse, tiene un efecto positivo o negativo en uno o más de los objetivos del proyecto”** (PMBOK, 2013). De manera general, el concepto del riesgo siempre ha contado con una connotación negativa. No obstante, como se define en el PMBOK, los riesgos en los proyectos pueden presentar un impacto positivo. Normalmente, cuando se habla de riesgos positivos se habla de ‘oportunidades’. Una oportunidad puede ser, por ejemplo, la utilización de una nueva tecnología que no se encuentra 100% contrastada pero que en un futuro puede aportar una mayor rentabilidad que las ya existentes. Por otra parte, en la Norma UNE-EN 62198:2015 “Gestión de riesgos del proyecto. Directrices de aplicación” se define el riesgo como **“Efecto de la incertidumbre sobre el cumplimiento de los objetivos del proyecto”** (UNE-EN, 2015).

La percepción del riesgo muy subjetiva, y normalmente está condicionada por el entorno. Decisiones que en otras épocas o circunstancias podrían haber parecido sencillas de tomar, pueden volverse difíciles si las condiciones del entorno se han tornado diferentes (Terrados y Hermoso, 2017).

Dentro del esfuerzo de la dirección de proyectos para llevar a cabo con éxito la consecución de los objetivos, se encuentra el conocer qué puede ir mal, cuáles son los retos del proyecto y a qué riesgos se puede enfrentar (Morales, 2015). De este hecho nace la gestión de riesgos como disciplina dentro de la dirección de proyectos. La norma

UNE-EN 62198:2015 define la gestión de riesgos como “**Actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización en lo relativo al riesgo**” (UNE-EN, 2015). No obstante, el PMI es más preciso indicando que “**La gestión de riesgos de un proyecto incluye los procesos relacionados con la planificación, identificación, análisis, respuestas y control de los riesgos en un proyecto. El objetivo de la gestión de riesgos en un proyecto es incrementar las probabilidades e impacto de los sucesos positivos y disminuir la probabilidad y el impacto de los sucesos negativos para los objetivos del proyecto**” (PMBOK, 2013).

4.2. Valoración del riesgo

La valoración del riesgo es la etapa fundamental dentro de la gestión integral de riesgos. Se trata también, por tanto, de la etapa más delicada y compleja, y es en la que comúnmente se cometen más errores. A lo largo de la etapa de valoración del riesgo se desarrollan fundamentalmente las siguientes acciones:

- Se identifican los riesgos existentes
- Se clasifican en base a su fase o naturaleza dentro del proyecto
- Se determina la probabilidad de que el riesgo se materialice
- Se analizan las consecuencias de que esto ocurra.

La probabilidad de ocurrencia de un riesgo define la tolerancia hacia el mismo. Mientras que eventos con probabilidades altas de ocurrir deben ser tenidos en consideración con total seguridad, otros eventos con probabilidades más pequeñas serían casi desdeñables. En la figura que se muestra a continuación se observa la tolerancia de los riesgos en función de su probabilidad de ocurrencia.

Tolerancia del riesgo	Probabilidad
Intolerable: se necesitan mejoras fundamentales.	$> 10^{-4}$
Poco tolerable: se necesitan esfuerzos de mejora significativos. Límite superior del riesgo involuntario.	$10^{-5} - 10^{-4}$
Tolerable solo si aporta beneficios significativos y no se pueden alcanzar mayores reducciones del riesgo.	$10^{-6} - 10^{-5}$
Tolerable: se deben mantener las precauciones y estudiar el coste de alternativas eficaces.	$10^{-7} - 10^{-6}$
Insignificante	$< 10^{-7}$

Figura 12. Tolerancia del riesgo en función de su probabilidad (Elaboración propia)

No obstante, esta escala es meramente orientativa, puesto que, por ejemplo, en el caso de que las consecuencias del riesgo fueran muy graves, la tolerancia del mismo sería aún menor.

Por ello, para poder valorar y evaluar el riesgo de manera precisa, se hace uso del indicador “Impacto del riesgo”, que tiene en cuenta tanto la probabilidad de ocurrencia como las consecuencias del mismo. Se define por tanto el impacto del riesgo el producto de la probabilidad de ocurrencia del mismo y la pérdida asociada estimada, o lo que es lo mismo, las consecuencias de la ocurrencia de dicho riesgo:

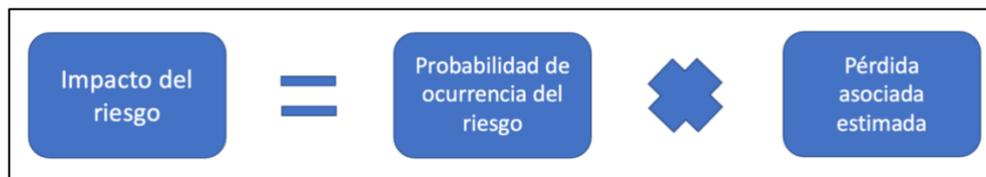


Figura 13. Impacto del riesgo (Elaboración propia)

También puede tenerse en cuenta la percepción del riesgo, con lo que el impacto de riesgo quedaría como sigue:

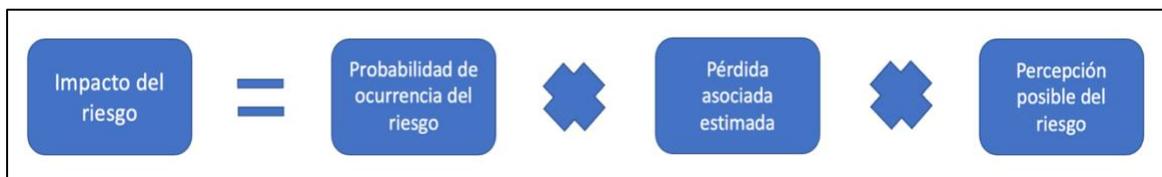


Figura 14. Impacto del riesgo teniendo en cuenta la percepción (Elaboración propia)

Teniendo en cuenta estos factores, puede valorarse el riesgo en base a herramienta conocida como matriz de riesgos. Se trata de una herramienta sencilla que permite identificar los riesgos con mayor impacto dentro de las actividades del proyecto. Es por tanto un instrumento fundamental dentro de la gestión de riesgos de un proyecto (ISOTools, 2015). Una matriz de riesgos ha de contar con las siguientes características:

1. Flexibilidad
2. Sencillez, tanto en su elaboración como en su consulta
3. Objetividad, permitiendo identificar todos los factores de riesgo
4. Polivalencia, permitiendo comparar diferentes proyectos o actividades

Para elaborar una matriz de riesgos, han de llevarse a cabo los siguientes pasos:

1. Identificar los riesgos, mediante la identificación de las actividades principales del proyecto y los riesgos inherentes a las mismas
2. Evaluar la probabilidad de ocurrencia del riesgo, así como los efectos potenciales o pérdida asociada del mismo. Para ello, se asigna una escala de valores a ambas variables, donde:

- a. La probabilidad de ocurrencia varía de 1 a 5, siendo 1 un riesgo de ocurrencia excepcional y representando 5 un riesgo que tiene mucha probabilidad de suceder
 - b. La pérdida asociada varía de 1 a 5, representando 1 una pérdida insignificante y 5 una pérdida catastrófica para el proyecto
3. Representación de la matriz de riesgos.

Un ejemplo de la matriz de riesgos podría ser el que se representa a continuación:

PROBABILIDAD	PÉRDIDA ASOCIADA				
	1 – Insignificante	2 – Pequeña	3 – Moderada	4 – Grande	5 – Catástrofe
5 – Casi seguro que sucede	Medio (5)	Alto (10)	Alto (15)	Muy Alto (20)	Muy alto (25)
4 – Muy probable	Bajo (4)	Medio (8)	Alto (12)	Alto (16)	Muy Alto (20)
3 – Es posible	Bajo (3)	Medio (6)	Medio (9)	Alto (12)	Alto (15)
2 – Es raro que suceda	Bajo (2)	Bajo (4)	Medio (6)	Medio (8)	Alto (10)
1 – Sería excepcional	Bajo (1)	Bajo (2)	Bajo (3)	Bajo (4)	Medio (5)

Tabla 1. Matriz de impacto de riesgo (Elaboración propia)

En la que se clasifica el riesgo en bajo, medio, alto y muy alto, atendiendo al impacto de riesgo obtenido.

4.3. El riesgo en los proyectos

Cuando se lleva a cabo la gestión de riesgos en proyectos industriales, se está tratando de dar solución a un problema extremadamente complejo. Esto es así debido, por un lado, al elevado nivel técnico con el que cuentan y, por otro, a la alta incertidumbre que presentan ya que, en muchas ocasiones, no se cuenta con toda la información que sería necesaria para poder afrontar dicho proyecto con total seguridad (Terrados y Hermoso, 2017).

Durante los últimos años, el auge de las energías renovables tenido como consecuencia la construcción de numerosas plantas de generación de electricidad basadas en energías limpias. De igual manera que ocurre en todos los proyectos industriales, el diseño, ejecución y explotación de una planta de este tipo conlleva una serie de riesgos que pueden ir desde pérdidas materiales hasta peligros financieros, pasando por los accidentes más comunes en instalaciones de este tipo. Es por ello que, al igual que sucede en toda la industria, una correcta gestión del riesgo en las plantas de energía renovable se hace fundamental para garantizar su correcto funcionamiento y viabilidad.

En muchas ocasiones, cuando se están considerando los riesgos asociados a un proyecto, la atención se centra en los riesgos específicos de la ejecución del proyecto como tal. Sin embargo, muchos de los riesgos principales del proyecto están asociados a otras etapas del ciclo de vida, por lo que una gestión efectiva de estos riesgos, identificándolos y considerándolos repercutirá de manera positiva en la gestión global del proyecto.

Si se tiene en cuenta el ciclo de vida del proyecto puede observarse que, debido a la incertidumbre, la probabilidad de ocurrencia de riesgo en las etapas iniciales del mismo es bastante elevada. Esto se debe a que la falta de definición del mismo posibilita una variedad más amplia de riesgos. No obstante, durante estas etapas la realización de cambios también es más sencilla, por lo que el efecto potencial de dichos riesgos es bastante bajo. A medida que las etapas van avanzando y se va definiendo de manera más precisa el alcance del proyecto, los riesgos van disminuyendo, pero su efecto sobre el mismo se torna más elevado, alcanzando el mayor nivel de impacto al final de la etapa de implementación, como puede observarse en la siguiente gráfica:

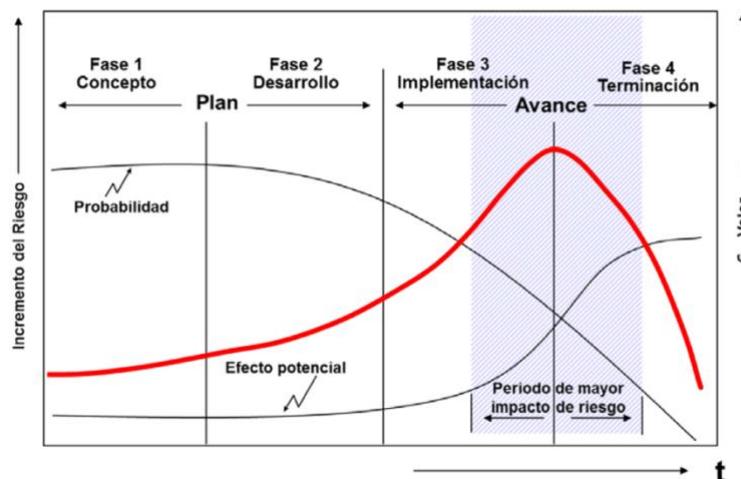


Figura 15. Impacto del riesgo a lo largo de las etapas del proyecto (Terrados y Hermoso, 2017)

4.4. Fuentes y tipos de riesgos

Se denomina fuente de riesgo, a cualquier ámbito del proyecto que puede generar pérdidas o impedimentos para alcanzar los objetivos. Estas fuentes pueden clasificarse (Terrados y Hermoso, 2017) atendiendo:

Por un lado, a donde se sitúa el riesgo, de donde se tienen:

- A. Riesgos internos, que son inherentes al proyecto y dependen las características del mismo.
- B. Riesgos externos, derivados de situaciones externas al proyecto, y que se encuentran fuera del alcance de los gestores del mismo.

Y, por otro lado, en función del grado de conocimiento y la posibilidad de anticipación, de donde se tienen:

- A. Riesgos conocidos, que se pueden descubrir tras un minucioso estudio del proyecto y de su entorno técnico y comercial.
- B. Riesgos predecibles, que se pueden extrapolar de la experiencia de proyectos anteriores.
- C. Riesgos impredecibles, que pueden ocurrir, pero son muy difíciles de identificar anticipadamente.

Combinando ambas clasificaciones puede hablarse de seis tipos de riesgos:

- A. De origen externo:
 - a. Externos e impredecibles (fuerza mayor). Surgen de agentes sobre los que no se tiene control.
 - b. Externos (Económico-financieros). Se conoce que van a surgir, pero no se sabe su impacto.
 - c. Externos (Políticos y medioambientales). Contingencias de carácter legal que tienen consecuencias.
- B. De origen interno
 - a. Internos técnicos (proyecto). Contingencias relativas a la tecnología del proyecto en cualquiera de las fases iniciales.
 - b. Internos técnicos (ejecución). Contingencias relativas a la tecnología del proyecto en la fase de ejecución.
 - c. Internos no técnicos. Debidos a la mala gestión del proyecto.

4.5. Metodologías de la gestión de riesgos en proyectos

Existen diferentes metodologías propuestas para la gestión de riesgos en proyectos. No obstante, si la situación lo requiere, la organización puede adaptar alguna metodología existente de acuerdo a sus necesidades o las del proyecto en cuestión, o incluso puede definir su propia metodología. Entre las metodologías existentes pueden destacarse las siguientes:

1. “Directrices para la gestión de proyectos”. Norma UNE-ISO 21500:2013.
2. “Gestión de riesgos del proyecto. Directrices de aplicación”. Norma UNE-EN 62198:2015.
3. “Guía de los fundamentos para la redacción de proyectos”. Guía del PMBOK.

4.5.1. Norma UNE-EN ISO 21500:2013

La norma ISO 21500 contiene las directrices principales en materia de Dirección y Gestión de proyectos. Estas directrices determinan la manera en que las empresas gestionan sus normas en relación a los proyectos, los procesos, los tiempos o los riesgos.

Según esta norma, para que un proyecto tenga éxito, una de las responsabilidades principales tanto del director de proyecto como del equipo de proyecto es “Definir y gestionar el alcance del proyecto dentro de las restricciones, teniendo en cuenta los riesgos del proyecto y las necesidades de recursos para proporcionar los entregables del proyecto”.

En materia de riesgos, se identifican cuatros procesos principales distribuidos a lo largo del ciclo de vida del proyecto (UNE-EN ISO 21500, 2013):

1. Identificar los riesgos

El objetivo de identificar los riesgos es determinar tanto los riesgos potenciales como las características de los mismos. Estos riesgos, pueden presentar un impacto positivo sobre los objetivos del proyecto o negativo sobre los objetivos del proyecto. En el primero de los casos, se hablaría de “oportunidades” y en el segundo, de “amenazas”.

El proceso de identificar los riesgos es repetible a lo largo del ciclo de vida del proyecto, puesto que a medida que este avanza, los riesgos pueden cambiar, desaparecer o incluso aparecer otros nuevos. La identificación de los riesgos debería implicar a la mayoría de los participantes del mismo, teniendo así una visión más global de los posibles problemas a afrontar.

2. Evaluar los riesgos

El objetivo de evaluar los riesgos es medir y priorizar los riesgos identificados anteriormente para actuar sobre ellos de manera adecuada.

Evaluar los riesgos incluye la estimación de la probabilidad de ocurrencia, así como las posibles consecuencias sobre los objetivos si este finalmente sucede. De acuerdo a los resultados obtenidos, se priorizan los riesgos y se consideran otros factores que puedan ser de importancia, como plazo o tolerancia al riesgo de los diferentes componentes del proyecto.

Puesto que los riesgos varían a lo largo del ciclo de vida del proyecto, este proceso es igualmente repetible a lo largo de sus diferentes etapas.

3. Tratar los riesgos

El objetivo de Tratar los riesgos es desarrollar opciones y determinar acciones a realizar que sirvan para maximizar las oportunidades y minimizar las amenazas sobre los objetivos del proyecto.

Ha de ser adecuado al mismo, eficaz en costo, realista dentro de la situación del proyecto, entendido por todos los componentes del proyecto y asignado al responsable adecuado. Este proceso incluye medidas para, evitar, mitigar, desviar el riesgo, o para desarrollar los planes de contingencia a utilizar si el riesgo ocurre.

4. Controlar los riesgos

El objetivo de Controlar los riesgos es minimizar los trastornos al proyecto que pueda ocasionar la ocurrencia de riesgos, determinando si las respuestas a los mismos han sido ejecutadas y lo han hecho de manera eficaz.

Para ello, se lleva a cabo tanto un seguimiento de los riesgos conocidos como la identificación y el análisis de nuevos riesgos, así como revisiones de los progresos realizados en la respuesta a riesgos ya existentes, evaluando su efectividad.

Los riesgos del proyecto han de ser evaluados de manera periódica a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto.

Las entradas y salidas principales de cada uno de estos procesos pueden observarse en la siguiente figura.

PROCESO	ENTRADAS	SALIDAS
1. Identificar los riesgos	Planes del proyecto	Registro de riesgos
2. Evaluar los riesgos	Registro de riesgos Planes del proyecto	Riesgos priorizados
3. Tratar los riesgos	Registro de riesgos Planes del proyecto	Respuesta a los riesgos Solicitudes de cambio
4. Controlar los riesgos	Registro de riesgos Datos del proyecto Planes del proyecto Respuesta a los riesgos	Solicitudes de cambio Acciones correctivas

Figura 16. Entradas y salidas de los procesos de gestión de riesgos (Elaboración propia)

Los procesos de la gestión de riesgos de la norma UNE-EN ISO 21500:2013, se engloban dentro de las etapas de planificación, ejecución y control del proyecto, como puede verse a continuación:

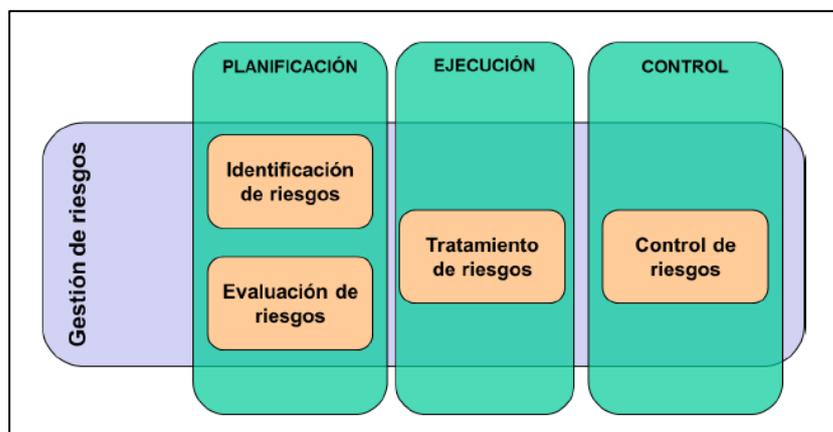


Figura 17. Procesos de gestión y etapas del proyecto (UNE-EN ISO 21500, 2013)

4.5.2. UNE-EN 62198:2015

La norma UNE-EN 62198 es la versión oficial en español de la Norma Europea EN 62198:2015, que a su vez adopta la norma internacional IEC 62198:2013. Se trata de una norma internacional que proporciona principios y directrices genéricas para la gestión del riesgo y la incertidumbre en los proyectos. Presenta un marco de trabajo para la gestión del riesgo basado en la Norma ISO 31000 “Gestión del riesgo. Principios y directrices”.

Esta norma aporta una guía sobre los principios de gestión del riesgo en los proyectos, el marco de trabajo y los requisitos organizativos para implementar la gestión del riesgo y el proceso para llevar a cabo una gestión eficaz del riesgo

4.5.2.1. Principios

Para llevar a cabo la gestión del riesgo de una manera eficaz, la norma establece que las organizaciones deben cumplir a todos los niveles con una serie de principios fundamentales (UNE-EN 62198, 2015):

- a. Crea valor y lo preserva, contribuyendo a la consecución de los objetivos y a la mejora del rendimiento y la calidad tanto de los proyectos como de los servicios resultantes.
- b. Es una parte integral de todos los procesos organizativos asociados con un proyecto, responsabilidad de los directores del proyecto y del personal a todos los niveles.
- c. Es parte de la toma de decisiones, ayudando a realizar elecciones fundamentadas sobre el proyecto en cada etapa de su vida, a priorizar acciones y distinguir entre alternativas de actuación.
- d. La gestión del riesgo trata explícitamente la incertidumbre, su naturaleza, así como la manera de tratarla, especialmente en procesos críticos.
- e. Es sistemática, estructurada y oportuna, lo que contribuye a la toma de decisiones consistentes, comparables y fiables sobre el proyecto, a la eficiencia de su gestión y la consecución de beneficios derivados de la misma.
- f. Se basa en la mejor información disponible, como análisis técnicos y de ingeniería, inspecciones, informes de resultados de pruebas y progreso.
- g. Es flexible, adaptándose a cada tipo de proyecto, su contexto y el de las organizaciones involucradas, así como al nivel de incertidumbre y complejidad del mismo.
- h. Tiene en cuenta los factores humanos y culturales de los participantes del proyecto, tanto de la gente como de las organizaciones.
- i. Es transparente y participativa, asegurando que la gestión del riesgo resulte aplicable y actualizada.
- j. Es dinámica, iterativa y sensible a los cambios, ayudando a los responsables de la toma de decisiones a detectar y comprender los cambios que se pudieran producir y actuar frente a ellos.
- k. Facilita la mejora continua de la organización, mejorando aspectos de sus procesos organizativos.

4.5.2.2. Marco de trabajo

El marco de trabajo para la gestión del riesgo en un proyecto facilita la gestión del mismo mediante la aplicación de un proceso coherente y eficaz, a los distintos niveles y en contexto específico del proyecto. Esto asegura que la información sobre el riesgo obtenida en este proceso se comunica y utiliza de manera adecuada, constituyendo una base para la toma de decisiones y la ejecución de responsabilidades a todos los niveles organizativos del proyecto.

La siguiente figura muestra el marco de trabajo para la gestión del riesgo que establece la norma, adoptado de la Norma ISO 31000, aplicable para gestionar el riesgo en cualquier tipo de proyecto:

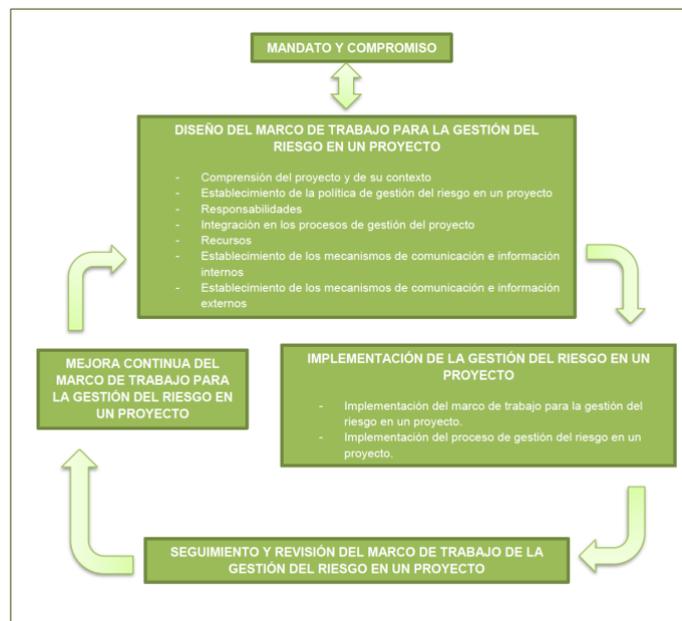


Figura 18. Marco de trabajo para la gestión de riesgos en proyectos (Hinojosa, 2018)

4.5.2.3. Proceso de la gestión del riesgo en un proyecto

Según la norma UNE-EN 62198, el Proceso de gestión del riesgo en un proyecto debe, generalmente:

- A. Ser una parte integral de la gestión del proyecto
- B. Estar incorporado en la cultura y las prácticas de las organizaciones involucradas en el proyecto
- C. Estar adaptada e integrada con el negocio y los procesos para la gestión de los proyectos y las organizaciones implicadas

Para ello, el proceso de la gestión del riesgo en un proyecto cuenta con las siguientes actividades:

1. Comunicación y consulta

Se debe llevar a cabo una comunicación y consulta eficaz, basada en información veraz, pertinente, exacta y comprensible, para asegurar que tanto el personal responsable de la implantación del proceso de gestión del riesgo como las partes interesadas comprenden los objetivos de la implantación del mismo. Este proceso es extremadamente importante cuando las partes interesadas evalúan el riesgo según sus propias percepciones, ya que estas pueden variar debido a multitud de factores. Los planes de comunicación y consulta han de llevarse a cabo en las etapas más tempranas del proyecto, y los resultados obtenidos pueden reflejarse en documentos como contratos y memorándums.

2. Establecimiento del contexto

Las organizaciones establecen sus objetivos y definen los parámetros a considerar en la gestión del riesgo basándose en el contexto del proyecto. Una vez se conoce el contexto del proyecto, se puede determinar su alcance y establecer los criterios de riesgo a considerar, así como definir la estructura de las siguientes etapas de gestión del riesgo.

- a. Establecimiento del contexto externo: basado en el contexto a escala de la organización. Su comprensión asegura que se tienen en cuenta los objetivos y las preocupaciones de las partes interesadas externas al proyecto cuando se desarrollan los criterios de riesgo.
- b. Establecimiento del contexto interno: se basa en el entorno interno en que las organizaciones implicadas en un proyecto persiguen lograr los objetivos del mismo. Engloba todos los aspectos internos a las organizaciones que puedan influir en la gestión del riesgo del proyecto.
- c. Establecimiento del contexto del proceso de gestión del riesgo en un proyecto: han de definirse los objetivos, el alcance y los entregables del proyecto sobre los que se aplica el proceso de gestión del riesgo, justificando los recursos utilizados para llevar a cabo dicha gestión.
- d. Definición de los criterios de riesgo: todas las partes deben acordar los criterios de evaluación de los riesgos del proyecto. Dichos criterios deben reflejar los valores y objetivos de las organizaciones en relación con el proyecto.

- e. Elementos clave: dividir el proyecto en un conjunto de elementos clave favorece la identificación exhaustiva de riesgos, y permite a las personas encargadas de dicha identificación centrarse en cada elemento clave y profundizar en mayor medida que si abordase el proyecto de manera global. Se desarrolla teniendo en cuenta la naturaleza del proyecto, también permite identificar si existen áreas que requieran una especial cualificación o experiencia.

3. Evaluación del riesgo

La evaluación del riesgo tiene como propósito identificar los riesgos que puedan afectar a los objetivos del proyecto, entender cómo pueden aparecer y desarrollar prioridades para ocuparse de ellos. Esto se lleva a cabo mediante tres procesos fundamentales:

- a. Identificación: el propósito de esta etapa es encontrar, listar y caracterizar los riesgos que puedan afectar a la consecución de los objetivos del proyecto. La identificación del riesgo debe considerar las fuentes de riesgo, las áreas de impacto, los sucesos, así como sus causas y potenciales consecuencias. Este proceso ha de contar con información actualizada del proyecto, y llevarse a cabo a lo largo de todo el ciclo de vida del mismo, ya que los riesgos pueden aparecer, desaparecer o variar a lo largo de las diferentes etapas del mismo. Como resultado de la identificación de riesgos, se obtiene lo que se conoce como “registro de riesgos”.
- b. Análisis: el propósito del análisis de riesgos es desarrollar y entender cada riesgo, sus causas, fuentes y consecuencias y constituye una entrada para la evaluación del riesgo. La determinación del nivel de riesgo debe ser consistente con los criterios de riesgo. También debe tenerse en cuenta el nivel de confianza asociado a la determinación del nivel de riesgo y su sensibilidad a las condiciones previas. Los riesgos pueden ser analizados con diverso nivel de detalle, y pueden ser cuantitativos, cualitativos o una combinación de ambos según las circunstancias.
- c. Evaluación: el propósito de la evaluación del riesgo es apoyar la toma de decisiones sobre qué riesgos requieren tratamiento y con qué prioridad, basándose en los resultados del análisis del riesgo, comparando los resultados del mismo con los criterios establecidos, y fijando la necesidad o no de tratamiento.

4. Tratamiento del riesgo

El tratamiento del riesgo implica selección de opciones para modificar los riesgos y la implementación de las mismas. Algunos riesgos podrán ser aceptados y sometidos a control, mientras que otros deberán ser tratados. El tratamiento es un proceso cíclico: una vez llevadas a cabo las acciones iniciales, se vuelven a evaluar los riesgos para ver si son aceptables una vez tratados, y si no, se someten a tratamientos adicionales.

- a. Selección de alternativas de tratamiento: entre las opciones de tratamiento del riesgo, se encuentran evitar, mitigar, transferir y aceptar el riesgo. Estas no se excluyen unas a otras, ni es necesaria la aplicación de todas ellas sobre un mismo riesgo. La implementación de alguna de estas acciones puede introducir nuevos riesgos, que serán tratados siguiendo el mismo procedimiento.
- b. Planes para el tratamiento del riesgo: los planes para el tratamiento del riesgo documentan las opciones seleccionadas y como serán implementadas, así como el responsable de dicho tratamiento. Estos planes deben estar integrados en el plan de gestión del proyecto.

5. Seguimiento y revisión

El seguimiento y revisión deben ser una parte planificada del proceso de gestión del riesgo en un proyecto, y tener definidas las responsabilidades relativas a las mismas. Las actividades de tratamiento del riesgo deben estar incluidas en el plan de proyecto, y contar con un seguimiento como parte de las actividades del proyecto. Cuando el proyecto concluya, es deseable una revisión final que evalúe la eficacia del control. Los resultados del seguimiento y la revisión deberían ser utilizados como entrada para la revisión del marco de trabajo de la gestión del riesgo.

6. Registro e información del proceso de gestión del riesgo en un proyecto

La norma define las siguientes herramientas para llevar a cabo el registro e información del proceso de gestión del riesgo en un proyecto:

- a. Información: necesaria para la toma de decisiones por parte de la dirección. Las reuniones del proyecto proporcionan oportunidades para el tratamiento de los riesgos, y todas las decisiones relativas a los mismos deben registrarse y ser informadas.

- b. Plan de gestión del riesgo en un proyecto: describe el proceso estructurado de gestión del riesgo que se aplica en un proyecto. Puede ser un documento independiente o formar parte del plan de gestión del proyecto.
- c. Documentación: facilita la implementación y el proceso de gestión del riesgo, ayuda a la planificación, la evaluación del grado de avance y la trazabilidad. Los registros se utilizan como base para la mejora del proceso de gestión del riesgo.
- d. Registro de los riesgos existentes en un proyecto: constituye la base para la información referente a riesgos a nivel de dirección de proyecto. Debe crearse en las fases más tempranas del proyecto y contener una lista de los riesgos, sus causas y consecuencias sobre los objetivos del proyecto.

La siguiente figura esquematiza el proceso de gestión del riesgo en un proyecto. Se trata de una adaptación de la norma ISO 31000, que relaciona los procesos descritos anteriormente:

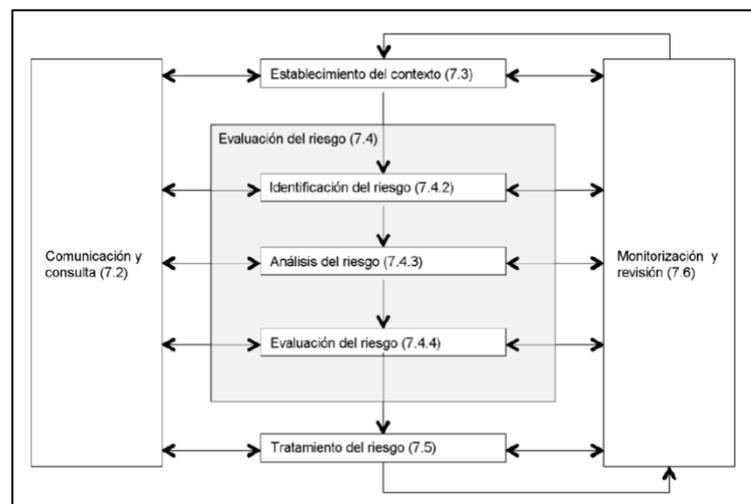


Figura 19. Gestión del riesgo en un proyecto (UNE-EN 62198, 2015)

4.5.3. Guía del PMBOK

La guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos, incluye los siguientes procesos para llevar a cabo de manera eficaz la Gestión de los Riesgos del Proyecto, con el objetivo de maximizar la probabilidad y el impacto de los eventos positivos y minimizar la probabilidad y el impacto de los eventos negativos.

1. Planificar la gestión de los riesgos

Consiste en definir el conjunto de actividades que se van a llevar a cabo para la gestión de riesgos de un proyecto. El objetivo principal de este proceso es asegurar que el nivel de la gestión de riesgos va en concordancia tanto con los riesgos del proyecto

como con el valor del proyecto dentro de la organización. El plan de gestión de riesgos fomenta la comunicación y el acuerdo entre las partes interesadas, lo que favorece que el proceso de gestión de riesgos se lleve a cabo de eficazmente durante el ciclo de vida el proyecto.

El plan de gestión de los riesgos es una entrada principal de otros procesos de gestión de los riesgos, por lo que una buena planificación influirá de manera positiva sobre ellos. Una buena planificación de los riesgos también asegura una correcta asignación de los recursos, y debe iniciarse tan pronto como lo haga el proyecto y completarse en las etapas iniciales del mismo.

La siguiente figura detalla las entradas principales del proceso, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso.



Figura 20. Entradas, salidas y herramientas de la planificación de riesgos (PMBOK, 2013)

2. Identificar los riesgos

Tiene como objetivo en determinar aquellos riesgos que pueden afectar al proyecto, así como sus características.

El beneficio principal de este proceso es documentar los riesgos existentes, de manera que el equipo de proyecto tenga la capacidad de anticiparlos. Se debe fomentar la participación de la mayor parte del equipo de proyecto, para que el proceso sea lo más eficaz posible.

La siguiente figura detalla las entradas principales, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso. La documentación de los riesgos debe ser consistente, de manera que cada riesgo se comprenda de manera clara y pueda ser comparado con otros riesgos del proyecto. Se trata de un proceso iterativo que se ejecuta durante todo el ciclo de vida del proyecto, puesto que los riesgos aparecen, desaparecen y varían a lo largo del mismo.

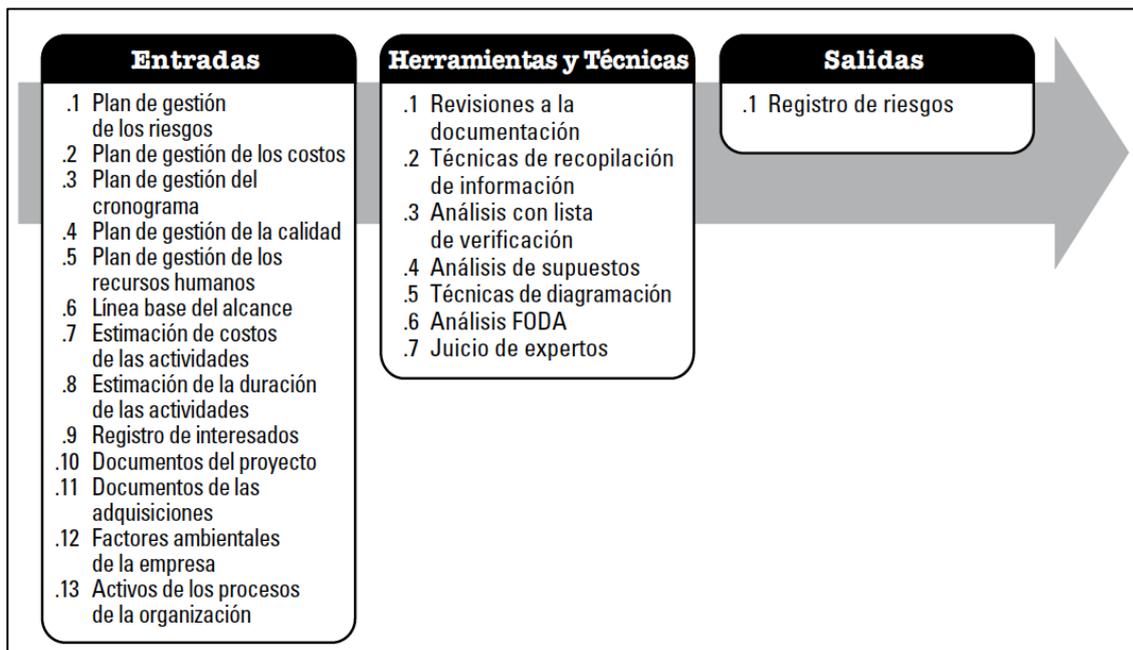


Figura 21. Entradas, salidas y herramientas de la identificación de riesgos (PMBOK, 2013)

3. Realizar el análisis cualitativo de riesgos

Es el proceso de priorizar riesgos para análisis o acción posterior. Este proceso se lleva a cabo teniendo en cuenta la probabilidad relativa de ocurrencia y el impacto de los riesgos sobre los objetivos, así como otros factores relativos al riesgo en el proyecto, relacionados en ocasiones con la actitud de las partes interesadas.

El beneficio principal de este proceso es que permite minimizar la incertidumbre y focalizar los esfuerzos en aquellos riesgos cuyo impacto es elevado.

Se trata de un método sencillo de evaluar los riesgos, pudiendo establecer prioridades entre ellos, planificando mejor la respuesta y sirviendo de base para llevar a cabo el análisis cuantitativo en el caso de ser necesario. Este proceso ejecuta durante todo el ciclo de vida del proyecto, debido a la variabilidad de los riesgos.

La siguiente figura detalla las entradas principales, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso.

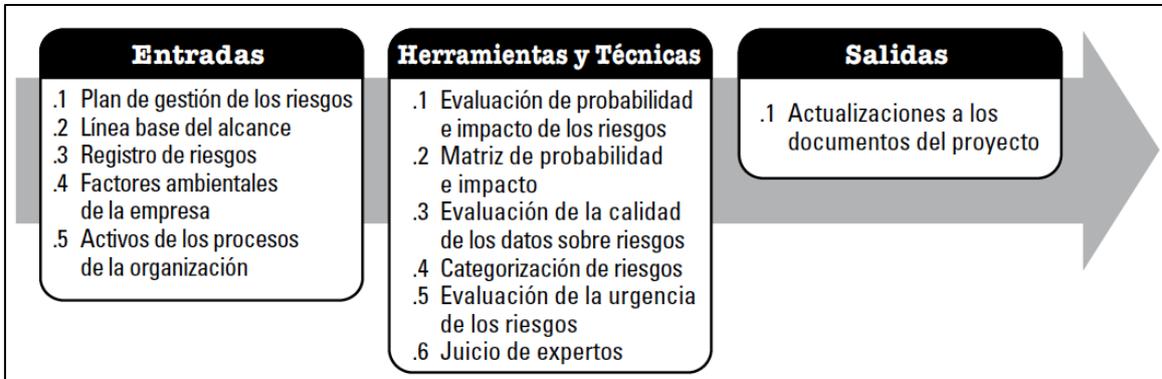


Figura 22. Entradas, salidas y herramientas del análisis cualitativo de riesgos (PMBOK, 2013)

4. Realizar el análisis cuantitativo de riesgos

Consiste en analizar de manera numérica el impacto sobre los objetivos del proyecto de los riesgos identificados. Se lleva a cabo tomando como referencia la priorización de riesgos obtenida en el punto anterior. El beneficio principal es que genera información cuantitativa sobre los riesgos para apoyar la toma de decisiones, reduciendo la incertidumbre del proyecto.

Será el director de proyecto, apoyado en el juicio experto, quien determine si el análisis es necesario y viable. Si finalmente se realiza, se ejecutará de manera iterativa durante todo el proceso de control para determinar si el riesgo global del proyecto ha variado.

La siguiente figura detalla las entradas principales, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso.

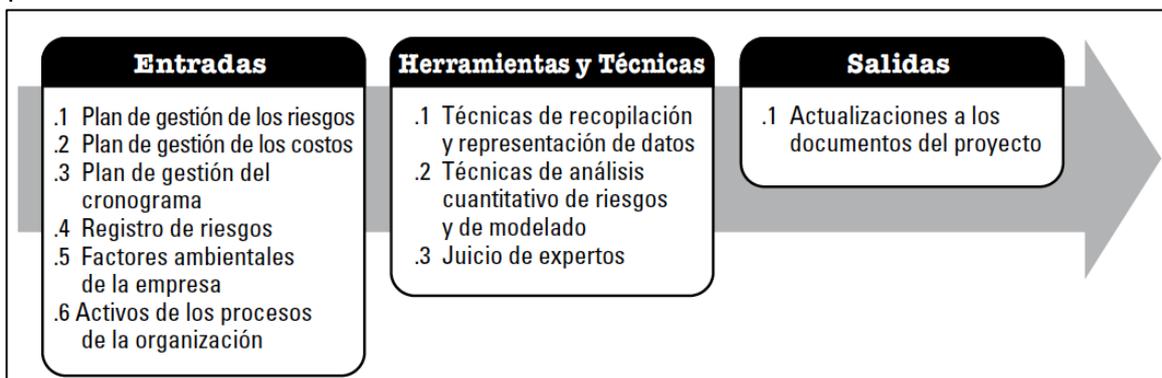


Figura 23. Entradas, salidas y herramientas del análisis cuantitativo de riesgos (PMBOK, 2013)

5. Planificar la respuesta a los riesgos

Consiste en desarrollar opciones y llevar a cabo acciones que maximicen las oportunidades y minimicen las amenazas sobre los objetivos del proyecto.

El beneficio principal de este proceso es que se abordan los riesgos en función de su prioridad, destinando los recursos adecuados según las necesidades que se tienen en ese momento. En la mayoría de las ocasiones, habrá que seleccionar entre las opciones disponibles para responder ante los riesgos, adecuando siempre las acciones a la importancia del riesgo.

La siguiente figura detalla las entradas principales, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso.



Figura 24. Entradas, salidas y herramientas de planificar la respuesta a los riesgos (PMBOK, 2013)

6. Controlar los riesgos

Consiste en implementar el plan de respuesta diseñado, llevar un seguimiento de los riesgos identificados, tener monitorizados los que han sido aceptados, identificar nuevos que puedan ir apareciendo y evaluar la efectividad del proceso. Durante este proceso también se comprueba si los supuestos continúan siendo válidos o si existen riesgos que han variado o pueden eliminarse. En los casos más extremos, pueden tener que diseñarse y ejecutar un plan de contingencia, diferentes acciones que corrijan la situación e incluso modificar el plan de proyecto.

El beneficio principal de este proceso es la mejora de la eficiencia de la gestión de riesgos durante el ciclo de vida, optimizando de manera continua la respuesta a los riesgos.

La siguiente figura detalla las entradas principales, las herramientas y técnicas utilizadas a lo largo del mismo, así como las salidas o resultados obtenidos a través del proceso.



Figura 25. Entradas, salidas y herramientas de controlar los riesgos (PMBOK, 2013)

5. ENERGÍA TERMOSOLAR

La energía es un elemento esencial del desarrollo económico de la sociedad. Las energías renovables suponen una opción respetuosa con el medio ambiente, en un momento en que las reservas mundiales de combustibles fósiles amenazan la sostenibilidad a largo plazo de la economía mundial. A lo largo de los últimos años, las energías renovables han experimentado un gran crecimiento, a medida que se han ido desarrollando diferentes tecnologías capaces de aprovechar la energía procedente del viento, el agua o el sol.

De entre las tecnologías existentes en energías renovables, España es pionera en la generación de energía termosolar. La energía termosolar se produce mediante el aprovechamiento de la energía térmica procedente de los rayos del sol. Se describirán también las diferentes tecnologías existentes, junto con la situación actual de la energía termosolar en España. A continuación, se centrará el foco en la tecnología termosolar más desarrollada en la actualidad, la tecnología de colectores cilindro parabólicos (CCP), llevando a cabo una descripción detallada de la misma, finalizando con las fases de implantación con las que cuenta un proyecto de este tipo.

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Por definición, una central termoeléctrica es aquella que genera electricidad a través de un ciclo de potencia. El funcionamiento de este ciclo depende de una fuente de energía primaria, en muchas ocasiones combustible fósil, de la que se obtiene la energía térmica necesaria para hacer funcionar el ciclo de potencia. No obstante, si la fuente de energía primaria es la radiación solar, estamos ante una CET (Central Energética Termosolar). (Agencia Andaluza de la Energía, 2011).



Figura 26. Energía termosolar (Energías-renovables, 2020)

A diferencia de lo que ocurre en una instalación fotovoltaica, que aprovecha la radiación del sol para obtener energía eléctrica, en una Central Energética Termosolar (CET), esa transformación no es directa, si no que la radiación del sol se transforma en energía térmica, que es aportada a un fluido, normalmente agua que eleva su temperatura hasta transformarse en vapor, y se hace pasar por una turbina, generando así energía mecánica. Posteriormente, un generador eléctrico transforma dicha energía mecánica en energía eléctrica, que es inyectada en la red eléctrica y transportada a los puntos de consumo.

Este tipo de centrales, pueden incorporar un sistema de almacenamiento de energía, típicamente compuesto por un depósito de sales fundidas, lo que las hace capaces de seguir suministrando energía en las horas en las que hay deficiencia o ausencia de radiación solar. Dependiendo de la capacidad de dicho sistema, variará el periodo durante el cual la central es capaz de seguir suministrando energía.

Dentro de las CETs, pueden distinguirse dos tipos de centrales, dependiendo de si utiliza únicamente como fuente de energía la radiación solar, que se conocen como centrales solo-solar, o si esta fuente de energía cuenta con un aporte energético complementario procedente de un combustible convencional, en el que se estaría hablando de una central híbrida.

En la siguiente imagen puede observarse un esquema básico del funcionamiento de este tipo de centrales. Exceptuando concentrador y receptor, denominados campo solar, y que son exclusivos de las CETs, el resto de elementos son comunes a cualquier central termoeléctrica.

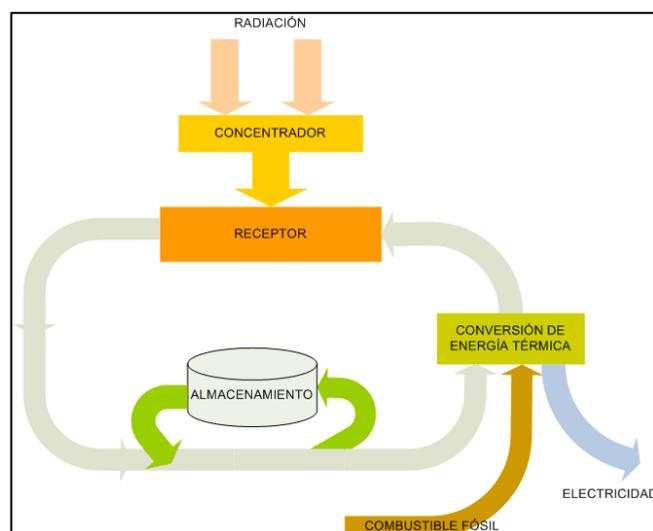


Figura 27. Esquema de generación de energía termosolar (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)

Las centrales termosolares cuentan con un sistema que concentra la luz solar mediante superficies reflectoras, dirigiéndola hacia el receptor, que la capta e introduce en el sistema de la central. Debido al movimiento del sol, el sistema concentrador deberá contar con un dispositivo mecánico de seguimiento que le permita seguir trayectoria, de modo que le permita en todo momento estar enfocado hacia él y pueda concentrar los rayos del sol sobre el receptor con la mayor eficacia posible. Cuando la radiación solar llega a la superficie reflectora, esta la transforma en energía térmica mediante transferencia calor al fluido de trabajo. Finalmente, esta energía térmica es transformada en energía eléctrica y transportada hacia los puntos de consumo (Agencia Andaluza de la Energía, 2011).

Los sistemas receptores de este tipo de centrales funcionan mediante reflexiones especulares, por lo que únicamente la componente directa de la radiación solar es aprovechable con este tipo de tecnología.

Algunas de las ventajas principales que presentan las CETS son las siguientes (Heisolar, 2021):

- Al tratarse de energía procedente del sol, se trata de una fuente de energía inagotable, lo que reduce la dependencia de los combustibles fósiles.
- Reduce la huella de carbono, al sustituir la quema de combustibles fósiles, que genera dióxido de carbono, dañando la capa de ozono y favoreciendo el efecto invernadero.
- Debido a que cuentan con sistema de almacenamiento, pueden funcionar a lo largo de todo el día de manera ininterrumpida.

No, obstante, también presentan algunos inconvenientes:

- El coste de inversión y de mantenimiento es elevado, incluso con respecto a otras tecnologías de energía renovable.
- Las centrales termosolares necesitan grandes espacios para su instalación. Esto impide su construcción en zonas cercanas a áreas comerciales y residenciales, lo que encarece su transporte hasta los puntos de consumo.
- Este tipo de centrales necesitan grandes cantidades de agua para su funcionamiento, lo que puede representar un problema puesto que en ocasiones se localizan en áreas desérticas.

- Debido a las altas temperaturas que alcanzan los concentradores, estas centrales pueden suponer un impacto negativo sobre las especies que habiten en la zona.

5.2. Tipos de energía termosolar

La característica principal y diferenciadora de la energía termosolar es el uso de concentradores para la obtención mediante transformaciones de la energía eléctrica. La energía térmica obtenida mediante dichos concentradores se utiliza para elevar la temperatura de un fluido calorífico que alimenta un ciclo de vapor, que se encarga de generar la energía eléctrica. La concentración de la radiación solar, puede llevarse a cabo a través de diferentes tecnologías. Estas tecnologías se clasifican, en primer lugar, atendiendo al tipo de foco (International Energy Agency, 2010):

- En las tecnologías con foco de tipo lineal, los colectores siguen al sol a lo largo de un solo eje y concentran la radiación en un receptor lineal. Esto hace que el seguimiento del sol sea mucho más sencillo.
- En las tecnologías que cuentan con foco puntual, los colectores siguen al sol a lo largo de dos ejes y concentran la radiación sobre un receptor puntual. Esto permite obtener mayores temperaturas

Y finalmente, en función del tipo de receptor:

- En las tecnologías con receptor fijo, los receptores son dispositivos fijos, independientes del movimiento del sistema de concentración de la planta. Esto facilita el transporte del calor concentrado hacia el sistema de potencia.
- En las tecnologías con receptor móvil, los receptores son dispositivos móviles, que se desplazan de manera conjunta con el sistema de concentración de la planta. Esto conlleva un aumento de la energía recibida

		Tipo de foco	
		Foco lineal	Foco puntual
Tipo de receptor	Fijo	Reflectores lineales tipo fresnel	Receptor central (SRC) o torre
	Móvil	Colectores cilindro-parabólicos (CCP)	Disco parabólico

Figura 28. Energía termosolar. Tecnologías existentes (Elaboración propia)

5.2.1. Centrales de colectores cilindro-parabólicos (CCP)

Las centrales con tecnología de colectores cilindro-parabólicos, están constituidas por un campo de filas paralelas de espejos con forma de parábola, que concentran la radiación a lo largo de la línea focal de dicha parábola. Estas filas tienen aproximadamente una longitud de 300 metros y casi 6 metros de anchura.

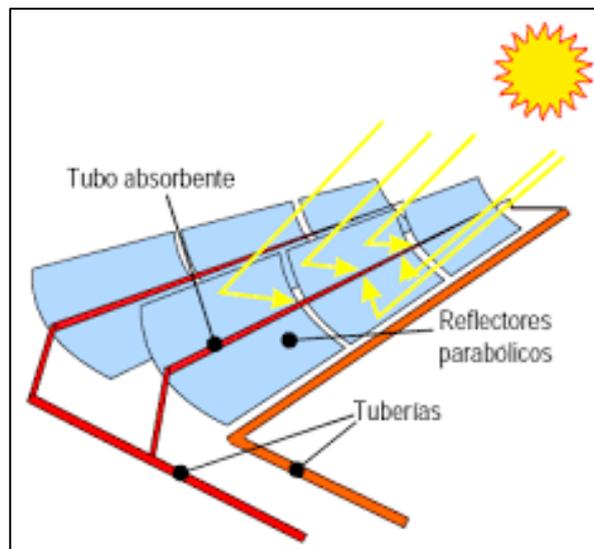


Figura 29. Tecnología CCP (Agencia andaluza de la Energía, 2011)

Los espejos cilindro-parabólicos están constituidos por una fina lámina de material reflectivo, que se dobla y curva en forma de parábola. En la línea focal de esta parábola, se coloca el tubo receptor, construido en acero y recubierto de un material específico que mejore la absorción del calor. Rodeando a dicho tubo, se dispone una carcasa de vidrio para reducir las pérdidas por convección con el exterior. Aunque esta carcasa supone añadir pérdidas a la transmisión de energía entre el Sol y el receptor debido a la transmitancia del cristal, estas son menores a las producidas por la convección con el ambiente, lo cual mejora el rendimiento de la transmisión (Serrano, 2012).

Al tratarse de un sistema de foco lineal, los espejos del campo solar únicamente rotan a lo largo de un eje, que coincide con la línea focal de la parábola. Este sistema de seguimiento no solo modifica la posición del colector con objetivos de rendimiento para aprovechar al máximo la componente directa de la radiación solar, si no que en las ocasiones en las que la climatología es adversa, hace funciones de protección devolviendo los colectores a una posición segura.

El sistema de seguimiento de centrales puede contar con dos configuraciones de orientación diferentes, aprovechando la radiación del sol de manera distinta, tanto a lo largo del día como dependiendo de la época del año:

- Los sistemas de seguimiento con orientación norte-sur, siguen la trayectoria del sol de este a oeste, aprovechan mejor las horas de la salida y puesta de sol, pero presentan mayores pérdidas en las horas próximas al mediodía. Este tipo de orientación también favorece la captación de energía durante los meses de verano, disminuyendo durante los de invierno.
- Los sistemas de seguimiento con orientación este-oeste, siguen la trayectoria del sol de norte a sur, aprovechando mejor las horas centrales del día, pero presentando un menor rendimiento en las horas correspondientes a la salida y la puesta del sol. La captación de energía con esta orientación es elevada durante los meses de invierno, disminuyendo de manera considerable en los de verano.

La selección de una u otra configuración dependerá tanto de la aplicación como de las demandas de energía existentes en la zona.

Estos sistemas cuentan con una alta eficiencia, pudiendo alcanzar el fluido que circula por el tubo receptor temperaturas cercanas a los 400°C. El valor máximo teórico de la razón de concentración de un sistema de CCP está en torno a 200. No obstante, los valores reales de dicha razón se encuentran en la práctica entre 30 y 80 (Agencia Andaluza de la Energía, 2011).

De todas las tecnologías existentes, es la más desarrollada, contando con el mayor número de plantas dedicadas a la generación de energía de manera comercial, y presenta uno de los menores costes para la producción de electricidad o vapor a alta presión.

5.2.2. Centrales de receptores lineales tipo fresnel

El principio de funcionamiento de las centrales basadas en este tipo de tecnología es el mismo que el de las centrales CCP. Las centrales tipo Fresnel concentran la radiación solar a lo largo de una línea, en la que se sitúa el tubo absorbedor, que se encuentra elevado a varios metros de altura. Como características principales, se trata de centrales que no requieren de una gran inversión y no necesitan una gran infraestructura para su construcción.

Este tipo de instalaciones están compuestas principalmente por un tubo absorbedor, un campo de receptores primario y un receptor secundario. El campo primario está formado por filas de espejos planos elevados sobre la superficie e inclinados simulando una lente curva. La radiación solar reflejada en el campo primario se enfoca hacia el tubo absorbedor, colgado a varios metros de altura, por encima del cual se encuentra el receptor secundario, que capta la radiación que se desvía de su ligeramente de su trayectoria y la hace incidir también sobre el tubo (Energiza, 2021).

Aunque se trata de centrales menos eficientes, su sencillez en el funcionamiento, unida a la reducción de costes que suponen los espejos planos, hacen a las centrales de tipo Fresnel más rentables que aquellas basadas en tecnología CCP.

Este tipo de centrales también presentan menores relaciones de concentración, lo que provoca que las temperaturas alcanzadas en el tubo absorbedor también sean menores. En las centrales CCP, la relación de concentración puede alcanzar 80 a 1, mientras que en las centrales de tipo Fresnel la concentración máxima que se puede alcanzar es de 20 a 1

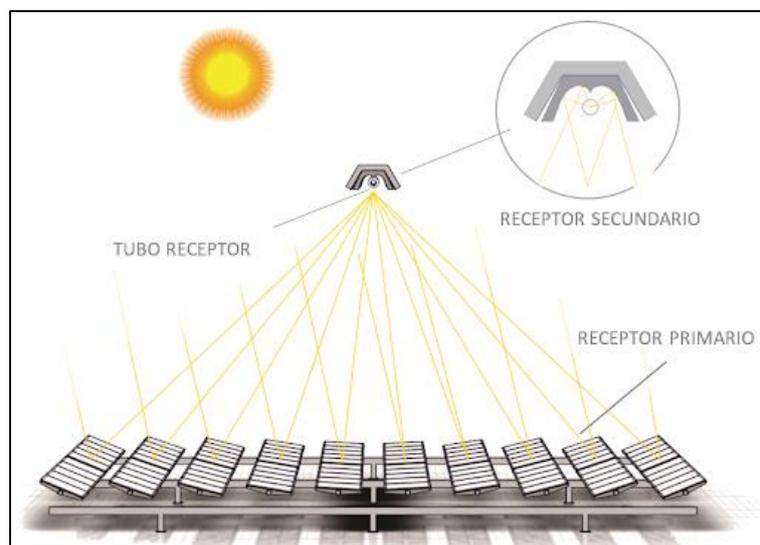


Figura 30. Tecnología tipo Fresnel (Energiza, 2021)

5.2.3. Centrales con sistema receptor central (SRC) o torre

Las centrales con sistema de receptor central (SRC) cuentan con un sistema de concentración en el que el sistema colector se encuentra formado por un grupo de concentradores individuales, denominados heliostatos, que dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central, por el que circula el fluido de trabajo, normalmente situado a una cierta altura sobre el suelo en una torre (Martínez, 2007).

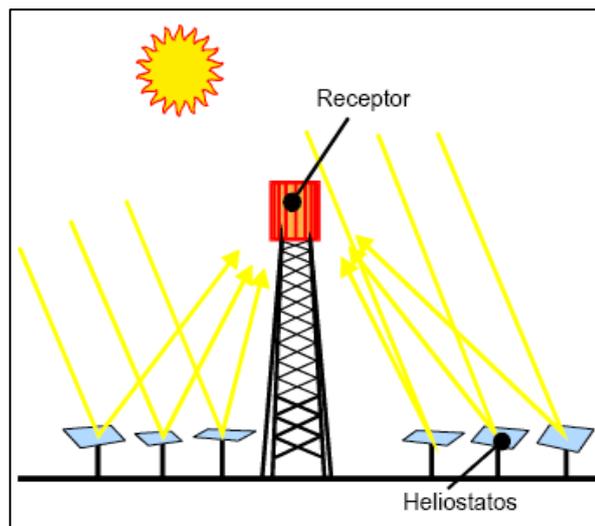


Figura 31. Tecnología SRC (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)

Los heliostatos son sistemas formados por múltiples módulos de espejos, generalmente fabricados en vidrio, denominados facetas. Estos espejos no son completamente planos, sino que tienen cierto canteado y pueden presentar diferentes geometrías en función del tipo de receptor. Los heliostatos cuentan con un sistema de seguimiento solar de doble eje, lo que anula el ángulo de incidencia, pudiendo reflejar en el receptor un gran porcentaje de la luz solar incidente, alcanzando razones de concentración de entre 600 y 2000 aproximadamente, y alcanzando temperaturas cercanas a los 2000°C (Celador, 2016).

El receptor central es el elemento donde se concentra la radiación solar procedente de los heliostatos, y se transforma dicha energía solar en energía térmica mediante el aumento de entalpía del fluido de trabajo. Se trata del componente más delicado de la instalación, ya que de su configuración depende en gran medida el rendimiento de la central. Este debe estar instalado a una altura determinada sobre el campo de heliostatos. Dicha altura presenta un óptimo técnico a partir del cual, un incremento de la misma perjudica el rendimiento del campo. Para obtener dicha altura,

el receptor se sitúa en una torre, que normalmente se encuentra construida en hormigón o acero.

Este tipo de tecnología ha evolucionado de manera notable a lo largo de los últimos años, y actualmente se encuentra en una importante etapa de desarrollo comercial.

5.2.4. Centrales con sistema de disco parabólico

El sistema de disco parabólico, se encuentra formado por una superficie concentradora parabólica, que concentra la componente directa de la radiación sobre el foco geométrico de dicha superficie. En el foco se sitúa el receptor, que es el elemento que se encarga de aprovechar la energía térmica procedente de la radiación solar y que convierte esta energía en energía mecánica mediante un motor de tipo Stirling.

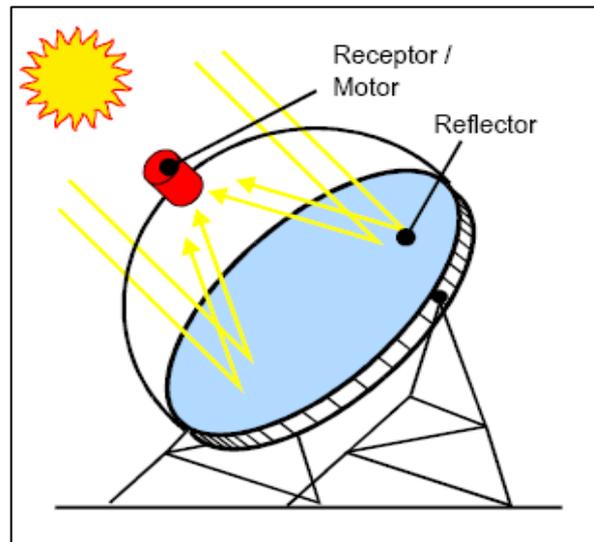


Figura 32. Tecnología de disco parabólico
(Agencia Andaluza de la Energía, 2011)

Al igual que en las centrales de receptor central, se trata de un sistema que permite el seguimiento solar en dos ejes, realizándose la concentración en tres dimensiones, focalizando la radiación sobre un único punto. En estos sistemas se alcanzan incluso mayores concentraciones que en los anteriores, llegando a trabajar con temperaturas de operación por encima de los 700°C, y alcanzando unos niveles de concentración que van desde 1000 hasta 4000 (Agencia Andaluza de la Energía, 2011).

Al igual que en el resto de tecnologías, la reflexión de la componente directa de la radiación solar se consigue a través de una superficie de alta calidad óptica, un paraboloide de revolución, cuyo punto focal se encuentra a una distancia del vértice, en

el que todos los rayos que llegan al eje de la superficie son reflejados por esta hacia ese punto.

El sistema receptor empleado en los sistemas de disco parabólico consta de una cavidad con una pequeña apertura que permite el paso del flujo concentrado. El absorbedor, situado dentro del receptor, transfiere la energía térmica proyectada sobre él hacia el fluido de trabajo del motor Stirling.

De todas las tecnologías existentes basadas en energía termosolar, es la que ha alcanzado una mayor eficiencia pico de conversión, con un 29,4% de radiación solar transformada en energía térmica.

5.3. La energía termosolar en España

España puso en funcionamiento las primeras plantas termosolares en el año 2009. Desde ese momento y hasta 2013, se instalaron un total de 2,3 GW basados en este tipo de tecnología, que suponían tres cuartas partes de la potencia instalada a nivel mundial, siendo, junto con Estados Unidos los dos países con más potencia instalada basada en energía termosolar. Sin embargo, desde entonces, debido a diferentes cambios en la normativa, se ha imposibilitado la instalación de nuevas centrales, paralizándose el crecimiento a nivel nacional. A día de hoy, España cuenta con en torno a un 30% del total de energía termosolar instalada en todo el mundo. La siguiente gráfica muestra la contribución de cada país al total de la potencia mundial instalada basada en energía termosolar.

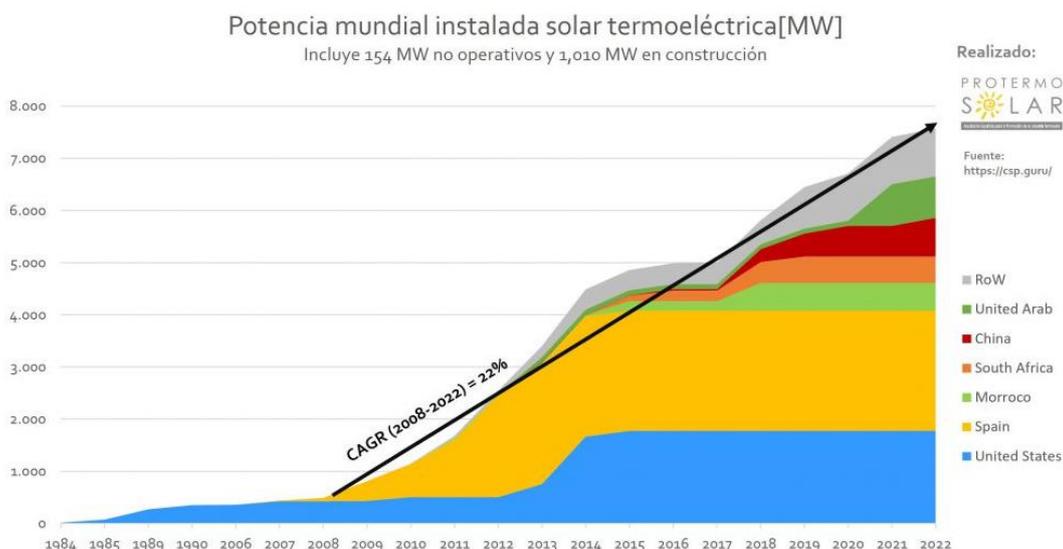


Figura 33. Potencia termosolar instalada por países a lo largo del tiempo (Protermosolar, 2021)

La energía termosolar instalada en España aporta un 2% de la potencia total, cubriendo el mismo porcentaje de demanda a nivel nacional, alcanzando en verano picos de en torno al 10% (Energías Renovables, 2021).

En la actualidad, España cuenta con 50 centrales termosolares, situadas en su mayoría en las zonas de Andalucía y Castilla la Mancha, y cuenta con una potencia total instalada de 2,3 GW. En la siguiente gráfica se muestran las centrales en función de tecnologías utilizadas.

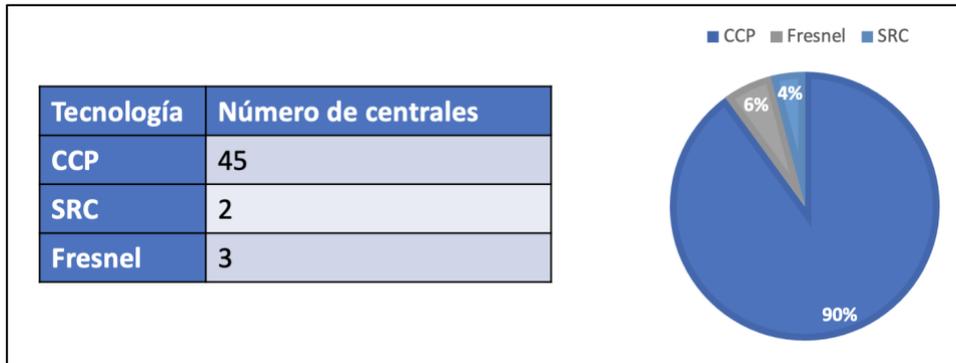


Figura 34. Centrales termosolares en España por tipo de tecnología (Elaboración propia)

Los datos muestran que la tecnología más utilizada es la de colectores cilindro-parabólicos (CCP), que cuenta con 45 centrales basadas en este sistema. Los sistemas de receptores tipo fresnel y de receptor central (SRC), se encuentran presentes de manera minoritaria, con 3 y 2 centrales, respectivamente (Protermosolar, 2021). Las siguientes son algunas de las centrales más importantes a nivel nacional (Tecpa, 2021):

- Solaben: esta planta termosolar, situada en Extremadura, es a día de hoy la mayor planta termosolar de España, y también una de las mayores de Europa. Construida en dos fases, está constituida por cuatro plantas de energía con denominación independiente: Solaben 2 y 3, que entraron en funcionamiento en julio y diciembre de 2012 respectivamente, y Solaben 1 y 6, que arrancaron de manera simultánea en septiembre de 2013.



Figura 35. Planta Termosolar Solaben (Tecpa, 2021)

Las cuatro plantas cuentan con una avanzada tecnología, basada en colectores cilindro-parabólicos, capaces de generar en conjunto una potencia nominal de 200MW, gracias a un campos solar de 440 hectáreas. De esta manera, es capaz de abastecer a más de 100000 hogares y de evitar la emisión de 31400 toneladas anuales de CO₂.

- Gemasolar: otra planta termosolar de destacada importancia es Gemasolar. Situada en Sevilla, con una producción anual de 80 GWh, es capaz de generar energía para 27500 hogares, reduciendo 28000 toneladas de CO₂ al año.



Figura 36. Planta Termosolar Gemasolar (Wikipedia, 2022)

Cuenta con un campo solar de 310000 m² de espejo y es la primera planta comercial del mundo con tecnología de receptor central y almacenamiento térmico de sales fundidas de larga duración, permitiéndole operar hasta 15 horas en condiciones de ausencia de rayos solares.

- Villena: el municipio de Villena, situado en la provincia de Alicante, cuenta con una gran planta termosolar, basada en la tecnología de colectores cilindro-parabólicos, con una potencia instalada de 50 MW y una producción anual de 110000 MWh.



Figura 37. Planta Termosolar de Villena (Sener, 2022)

5.4. Planta termosolar con tecnología CCP

De todas las tecnologías descritas, es la de colectores cilindro-parabólicos (CCP) la que se encuentra en un mayor grado de desarrollo a nivel comercial. Esto permite disponer de una gran cantidad de datos, los cuales presentan una fiabilidad bastante elevada.

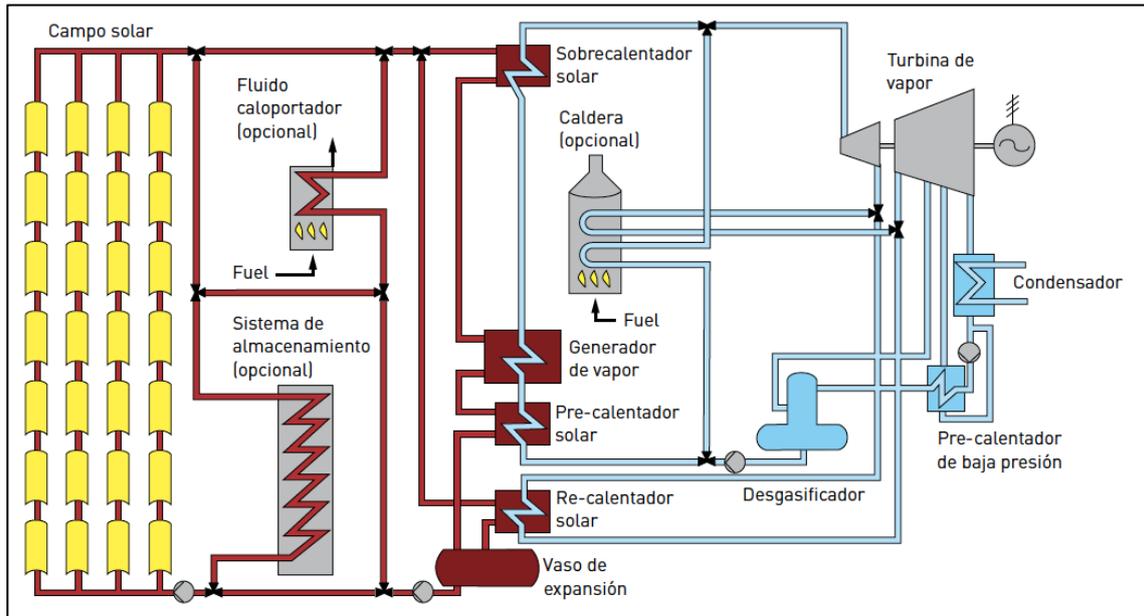


Figura 38. Esquema de una central solar con tecnología CCP (IDAE, 2013)

A continuación, se detallan elementos principales que componen una central termosolar equipada con esta tecnología, así como las fases de implantación de un proyecto de estas características.

5.5. Elementos principales

5.5.1. Captación y conversión de la energía solar en térmica

La captación y conversión de la energía solar en energía térmica es el proceso fundamental en el que se basa el funcionamiento de las centrales termosolares con tecnología CCP. Este conjunto de elementos, también conocido como campo solar, cuenta con las partes que se describen a continuación.

5.5.1.1. Módulo

Un módulo es el conjunto formado por una estructura, los espejos que la cubren y los tubos que absorben la radiación.

- **Espejo:** el reflector del sistema está constituido por un espejo curvado en una de en forma de parábola, que refleja y redirige sobre su línea focal la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. Se fabrican depositando una película de plata o aluminio sobre un soporte que puede ser de metal, chapa o cristal, que les da la rigidez requerida (Llorente, 2015).
- **Estructura metálica:** la estructura metálica es la encargada de dar rigidez al conjunto de elementos que componen el módulo. Debe presentar, principalmente, un buen comportamiento ante las cargas de viento y ser fácilmente desmontable o reemplazable para labores de mantenimiento y reparación (Serrano, 2012).
- **Tubo absorbedor:** es el elemento clave del sistema de conversión de energía solar en energía térmica ya que, de su rendimiento, depende el rendimiento global del colector y, por tanto, el de la planta. Está constituido por dos tubos concéntricos, de los que el tubo interior es de acero recubierto con cobalto o cromo, y el exterior de vidrio. Entre ambos, normalmente se realiza el vacío. El recubrimiento del tubo de acero tiene como función principal absorber toda la radiación posible. Por su parte, el tubo de vidrio cuenta con un tratamiento anti reflectante, que aumenta el rendimiento óptico y, junto con la zona de vacío, cumple con una función tanto aislante como protectora sobre el tubo de acero (Llorente, 2015).

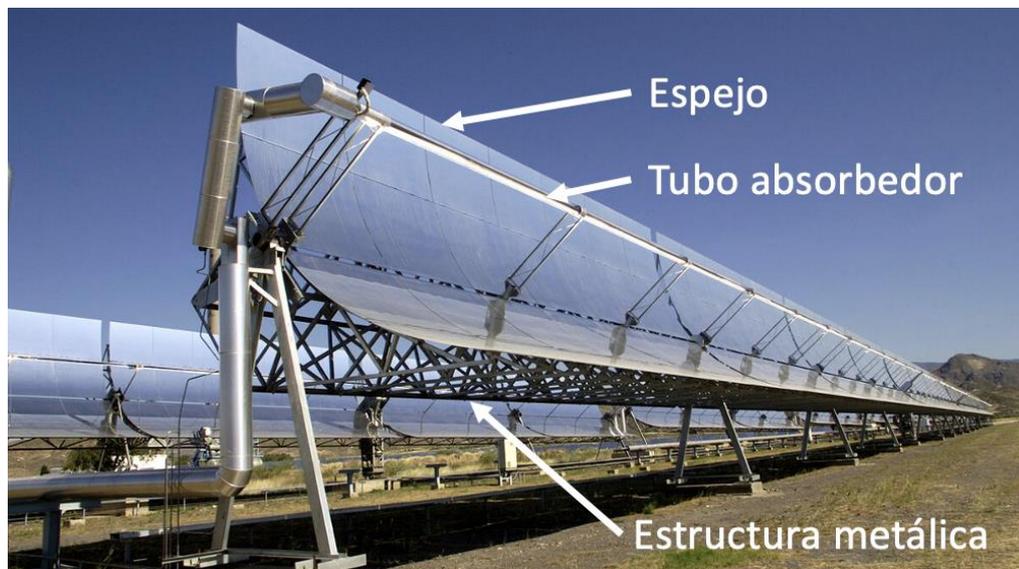


Figura 39. Módulo de una central CCP. (Delgado, 2018)

5.5.1.2. Colector

Puesto que no resulta rentable dotar a cada módulo de un sistema independiente de posicionamiento, varios se unen y se les dota de un sistema de seguimiento solar

compartido. El grupo de módulos que se unen y mueven conjuntamente se denomina colector. Un colector suele estar compuesto por entre 8 y 12 módulos.

- Sistema de posicionamiento: concentra sobre el tubo absorbedor la componente directa de la radiación solar, cambiando la posición del colector a medida que el sol se va desplazando. Cada colector cuenta con un sistema de posicionamiento independiente, de manera que puede moverse de manera autónoma con respecto al resto, lo que garantiza un mayor aprovechamiento de la radiación incidente (Llorente, 2015).
- Juntas rotativas: se trata de elementos de unión entre colectores que permiten la rotación independiente de los mismos, y son capaces de aceptar una pequeña inclinación, con lo que absorben las dilataciones longitudinales que experimentan los tubos debidas a los cambios de temperatura (García, 2010).



Figura 40. Colector CCP junto con detalle de sistema de posicionamiento y juntas rotativas (Elaboración propia)

5.5.1.3. Lazo

En un campo solar los colectores están unidos entre sí formando filas, denominadas lazos que, a su vez, se unen en paralelo para conseguir la superficie completa de captación. Esto se realiza mediante la utilización de tuberías, válvulas de control y accesorios de unión entre los lazos de colectores.

La cimentación del campo solar se realiza en hormigón armado, y deberá ser diseñada teniendo en cuenta tanto las características del terreno, con un estudio previo del mismo, como las características de los captadores, así como las cargas a las que estos estarán sometidos, principalmente las debidas al viento.



Figura 41. Lazo y cimentaciones en una central termosolar CCP (Sener, 2022)

5.5.1.4. Fluido térmico

El fluido térmico es aquel que circula por dentro del tubo absorbedor. Para temperaturas inferiores a los 200°C, suele utilizarse agua desmineralizada o una mezcla de Etileno-Glicol y para temperaturas superiores, suelen utilizarse aceites térmicos sintéticos. Esto se debe a las elevadas presiones a las que se verían sometidos los tubos para mantener el agua líquida por encima de los 200°C (Llorente, 2015). Con los aceites sintéticos pueden verse reducidas esas presiones, lo que supone poder utilizar materiales más económicos, con el ahorro que ello conlleva. No obstante, los aceites no están exentos de problemas, puesto que toda la línea de aceite ha de ser inertizada para evitar combustiones, además de la contaminación que supondría una fuga del mismo.

- Sistema de trasiego del fluido térmico: para poder llevar el fluido térmico a lo largo de toda la instalación de manera eficaz, será necesario disponer de una red de tuberías que la cubra, así como filtros que eliminen impurezas, bombas para los puntos de la instalación que necesiten de más presión y tanques de almacenamiento del propio fluido.
- Sistema de purificación del fluido térmico: el intercambio de calor entre el fluido térmico y el fluido del bloque de potencia determina en gran parte el

rendimiento de central. Para ello, se hace necesario un sistema de purificación del fluido térmico, que se encarga de evitar la degradación del mismo.

- Sistema de protección contra incendios: en este tipo de centrales, que cuentan con fluidos altamente inflamables, se hace necesario un sistema de protección de incendios eficaz ante posibles emergencias.
- Caldera de inertización: puesto que el fluido térmico sufre de cierta degradación por oxidación, así como riesgo de incendio al tratarse de un compuesto inflamable, los depósitos son presurizados con un gas inerte como el nitrógeno, para lo que se instala una caldera de inertización.



Figura 42. Sistema de distribución de HTF en central CCP
(Cadeengineering, 2022)

5.5.2. Almacenamiento de la energía térmica

Muchas de las centrales termosolares existentes o de nueva construcción, cuentan con un sistema de almacenamiento de energía térmica. Esta energía es transformada en energía eléctrica a través del bloque de potencia en las horas en las que la radiación solar no es lo suficientemente elevada para proporcionarla, obteniendo de esta manera centrales que son operativas durante todas las horas del día. Este sistema de almacenamiento cuenta principalmente con los siguientes elementos (Serrano, 2012).

- Medio de almacenamiento: las sales fundidas son una familia de productos utilizados para el almacenamiento de energía a alta temperatura, ya que presentan una temperatura de funcionamiento de la fase líquida muy alta e incluso, en ocasiones, no presentan presión de vapor. Normalmente están compuestas por fluoruro, cloruro, y sales de nitrato.
- Sistema de trasiego de sales: el sistema de trasiego de sales estará compuesto por dos tanques, uno frío y uno caliente, que cuentan con una

bomba cada uno, y un sistema de tuberías que será el encargado de transportar las sales desde el tanque frío al tanque caliente y viceversa.

- Sistema de intercambiadores de calor: el conjunto de intercambiadores de calor es el encargado de realizar la transferencia de energía térmica entre el fluido de trabajo y las sales fundidas.
- Sistema de llenado inicial: que se encarga del primer llenado con sales fundidas tanto del circuito como de los tanques principales.



Figura 43. Sistema de almacenamiento de energía térmica
(Nervionindustries, 2022)

5.5.3. Bloque de potencia

El bloque de potencia es el encargado de transformar la energía térmica del fluido caloportador en energía eléctrica que es inyectada a la red para el consumo doméstico (IDAE, 2013). Para ello, cuenta con los siguientes elementos:

- Generador de vapor: está formado por un conjunto de intercambiadores colocados en serie, que generan vapor de agua a las condiciones de trabajo de la turbina a través del intercambio de calor entre el agua del ciclo de potencia y el fluido de trabajo.
- Turbina de vapor: se trata del elemento principal del bloque de potencia. Transforma la energía del vapor en movimiento rotativo, que será transmitido al alternador a través del rotor. En ella se llevan también a cabo extracciones de vapor, utilizadas posteriormente en los economizadores para elevar la temperatura del agua.

- Alternador: es el encargado de transformar la energía mecánica generada en el eje de la turbina de vapor en la energía eléctrica que será suministrada a la red.
- Pre calentadores de alta y baja presión: intercambiadores carcasa-tubo a los que llegan las extracciones de la turbina, condensando y cediendo su energía al agua del ciclo antes de llegar al generador de vapor.
- Bombas: existen dos bombas que impulsan el agua con la presión necesaria por todo el sistema. La primera, situada a la salida del condensador, y la segunda, tras el aireador.
- Degasificador: elimina gases disueltos en el agua que no han sido eliminados en el condensador de manera anterior, incrementando la eficiencia del ciclo.
- Condensador: colocado a la salida de la turbina de vapor, transforma en líquido el vapor procedente de la turbina y elimina gases nocivos.
- Tanque de suministro: proporciona el agua necesaria para poder llevar a cabo todo el ciclo de potencia.

5.5.4. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica de la planta presenta dos funciones principales: alimentar los equipos de los que dispone la central y conectar la zona de generación de la planta con la red eléctrica a la que suministrará energía. Cuenta con dos partes bien diferenciadas (García, 2010):

- Sistema de alta tensión: cuya función es enlazar la red eléctrica de la zona con los equipos de generación eléctrica y el resto de equipos consumidores de la planta. Se compone del transformador principal, encargado de elevar la tensión desde el voltaje de generación hasta el de transporte, el transformador de servicios auxiliares, interruptores, seccionadores, barras y la línea de evacuación, que es la conexión entre la central y la red eléctrica general, que puede ser aérea o enterrada, dependiendo del diseño de la central y de la línea.
- Sistema de baja tensión: el sistema de baja tensión alimenta la mayor parte de los equipos auxiliares de la planta, los edificios y el alumbrado. Se compone, principalmente de los transformadores de baja tensión, las barras de baja tensión, las barras de servicios esenciales, el generador diésel de emergencia y las baterías auxiliares.

5.5.5. Sistemas auxiliares (BOP)

De igual manera que ocurre en las centrales termoeléctricas tradicionales, las centrales termosolares han de contar con una serie de servicios auxiliares, lo que se conoce comúnmente como Balance of Plant (BOP). Estos se detallan a continuación. (IDAE, 2013):

- Torre de refrigeración: el condensador se refriera mediante de una torre de refrigeración de tiro inducido, que devuelve el agua empleada para la condensación a sus condiciones iniciales.
- Bombas del sistema de refrigeración: encargadas de hacer circular el agua de refrigeración por todo el sistema.
- Tanques atmosféricos y presurizados: para almacenamiento de aire y otros fluidos.
- Aire presurizado: utilizado para el manejo de equipos de planta y para instrumentación.
- Sistemas generales: comprenden los sistemas de tratamiento de aguas y efluentes, sistema de muestreo químico y sistema de nitrógeno.
- Equipamiento de instrumentación y control



Figura 44. Visión general de una planta termosolar con tecnología CCP (HeliocSP, 2018)

5.6. Fases de implantación de un proyecto de energía termosolar basado en tecnología CCP

Para llevar a cabo con éxito la implantación de una planta de energía termosolar, han de llevarse a cabo una serie de fases que van desde la idea inicial hasta la puesta

en funcionamiento, explotación y mantenimiento de la misma. Aunque se muestran de manera secuencial, en la práctica muchas de estas fases se ejecutan de manera simultánea. A continuación, se desarrollará el proceso completo de implantación de una planta termosolar basada en la tecnología de colectores cilindro-parabólicos (CCP), descrita anteriormente.

1. Fase de estudios previos

Para garantizar que el proyecto puede llevarse a cabo con éxito, habrá que llevar a cabo una serie de estudios previos relacionados con la viabilidad de la planta. Para ello, uno de los aspectos claves será la ubicación, ya que esta afecta de una manera u otra a prácticamente todas las variables que intervienen en el funcionamiento de la planta (Carazo, 2016). Dentro de esta fase de estudios previos pueden destacarse las siguientes etapas:

1.1 Localización de los terrenos: la rentabilidad de la planta y, por tanto, el éxito del proyecto, depende en gran parte de la cantidad de irradiancia directa incidente sobre la superficie de los terrenos seleccionados, por lo que la localización de los mismos es fundamental de cara a afrontar el proyecto con garantías.

1.2 Estudio geotécnico: para poder asentar correctamente los edificios de la instalación y que el apoyo de las cimentaciones y estructuras sean correctos y no se produzcan daños, es necesario conocer las características del terreno (e-struc, 2021), lo que se consigue mediante un estudio geotécnico.

1.3 Estudios de viabilidad: los estudios de viabilidad analizan las capacidades de las que se dispone para llevar a cabo el proyecto con éxito. Una central termosolar será viable si es capaz de producir la energía que el mercado demanda en cada momento, al precio que este está dispuesto a pagar. Entre los estudios de viabilidad destacan:

- Estudio de viabilidad técnica: mide el nivel de recursos técnicos que la organización tiene al alcance (Quintana, 2021).
- Estudio de viabilidad económica: determina la rentabilidad que puede obtenerse con la inversión del dinero en el proyecto.
- Estudio de viabilidad financiera: cuya finalidad es conocer cuáles pueden ser las fuentes de financiación del proyecto.

1.4 Evaluación del impacto ambiental: cuyo objetivo es analizar el impacto que la planta pueda causar en el entorno en que será construida (Carazo, 2016).

2. Fase inicial

Una vez se ha finalizado la fase de estudios previos y se ha verificado la viabilidad de la planta, da comienzo la fase inicial del proyecto. Durante esta fase, se llevan a cabo algunos de los trámites administrativos fundamentales necesarios antes de abordar la etapa de diseño de la planta. La fase inicial comprende las siguientes etapas:

2.1 Realización de la ingeniería básica: a partir de los datos obtenidos en los estudios de viabilidad, se elabora la ingeniería básica, también conocida como proyecto básico o anteproyecto, que comprende el conjunto de documentos que define las características generales del proyecto, sin entrar en las características de cada uno de los elementos de que se compone. (UNE-EN 157001:2014, 2014).

2.2 Obtención de la financiación necesaria para el proyecto: del estudio de viabilidad financiera se seleccionará la fuente de financiación que más se adapte a las necesidades del proyecto.

2.3 Adquisición los terrenos: puesto que se considera que los terrenos pertenecen a un particular, una vez se ha obtenido la financiación necesaria puede llevarse a cabo la adquisición de los mismos.

2.4 Preparación de la documentación para la tramitación y obtención de permisos: con el objetivo de obtener los permisos o licencias necesarias, como la licencia de actividad y la licencia de construcción o de obra, se preparará toda la documentación relativa al proyecto, aportando ante cada autoridad la que corresponda.

2.5 Petición de ofertas a suministradores potenciales: una vez confirmada la tecnología a usar, se lanza una petición de oferta a posibles suministradores que sean capaces de suministrar dicha tecnología. Esto se lleva a cabo mediante una solicitud de oferta, que es el documento utilizado para solicitar ofertas de vendedores potenciales de productos o servicios (Carazo, 2016)

3. Fase de planificación y diseño

Durante la fase de planificación y diseño, se redactan los documentos que constituirán la base de la comunicación entre todas las partes implicadas en el proyecto.

Esta etapa dará su comienzo cuando se tiene la razonable seguridad de que van a obtenerse las licencias y permisos necesarios, y se encuentra constituida principalmente por las siguientes etapas:

3.1 Redacción del proyecto técnico definitivo: el proyecto técnico definitivo contendrá a nivel de detalle todas las especificaciones y requisitos de la planta (Jurado, 2021), así como la documentación necesaria para llevar a cabo la ejecución del proyecto de manera unívoca, asignando los recursos necesarios a cada una de las partes que componen el mismo.

3.2 Obtención de conexión a la red de agua y electricidad: la obtención de la conexión a la red de agua y electricidad dará acceso al suministro de ambas, necesarias para poder llevar a cabo los trabajos de ejecución de la instalación.

3.3 Obtención de licencias de obra y actividad: la obtención de la licencia de obra verificará la adecuación del proyecto al planteamiento urbanístico, mientras que la obtención de la licencia de actividad certificará que las obras van a llevarse a cabo bajo unas condiciones mínimas exigibles de tranquilidad, salubridad y seguridad (Iberley, 2021).

3.4 Firma de los contratos para el suministro de equipos: de entre todos los proveedores que hayan respondido a la petición de oferta, una vez evaluadas todas las opciones, se selecciona al proveedor se adapta mejor a las necesidades del proyecto, tanto en coste como en tiempo, y se firma el contrato para el suministro de la tecnología necesaria.

4. Fase de ejecución

Una vez ha finalizado la fase de planificación, comienzan a llevarse a cabo todas las actividades previstas durante dicha etapa. La fase de ejecución del proyecto comprende desde los primeros movimientos de tierras previos a la construcción hasta la puesta en marcha de la planta, una vez se han llevado a cabo todas las verificaciones pertinentes:

4.1 Acondicionamiento del terreno: el acondicionamiento del terreno previo a la construcción cuenta con las siguientes etapas:

- i. En primer lugar, se delimita la parcela que pertenece al proyecto mediante un vallado perimetral

- ii. Posteriormente, se procede al desbroce y limpieza del terreno sobre el que se va a construir
- iii. Finalmente se nivela el terreno adecuándolo a las condiciones necesarias para la construcción de la planta.

4.2 Obra civil: una vez se ha acondicionado el terreno y se tiene cada punto del mismo a la cota necesaria, puede iniciarse la obra civil del proyecto, que constará de las siguientes etapas:

- i. La obra civil comenzará con el replanteo de los elementos de obra. El replanteo consiste en trazar o marcar sobre el terreno todos los elementos de obra que se describen en el proyecto (Crespell, 2012).
- ii. Una vez se tienen todos los elementos de la obra situados en el terreno, pueden comenzarse las labores de excavación de pozos y zanjas para cimentación y conducciones.
- iii. Posteriormente, se lleva a cabo la instalación de los drenajes para la cimentación, con drenes colocados en el fondo de las zanjas, con suficiente pendiente, que recojan las aguas del subsuelo (Santalla, 2010).
- iv. También se realizará el asfaltado de accesos y carreteras, para facilitar el acceso a las obras.
- v. Se lleva a cabo la cimentación de los equipos y estructuras que van a conformar el proyecto.
- vi. Finalmente, se construyen las instalaciones provisionales de obra, entre las que se encontrarán los almacenes de material y la nave de montaje de módulos.

4.3 Recepción, verificación y almacenamiento de material y equipos: una vez se tiene el almacén de material, pueden comenzar a recibirse y almacenarse los materiales y equipos. Es sumamente importante comprobar que los equipos suministrados cumplen con los requisitos establecidos durante la firma del contrato, puesto que de ello dependerá el correcto funcionamiento de la instalación.

4.4 Construcción del campo solar: el campo solar está compuesto por el conjunto de lazos que integran la planta (García, 2010). Normalmente se encuentra dividido en subcampos más pequeños, y su construcción cuenta principalmente con las siguientes etapas:

- i. Instalación de la estructura de soporte de los módulos: para soportar el conjunto formado por tubos y espejos, es necesaria una estructura metálica de soporte.

Además de aguantar el peso, debe presentar buen comportamiento ante acciones climatológicas. El montaje de esta estructura se realizará en planta, y se debe anclarse al suelo mediante pilares metálicos unidos a la cimentación.

- ii. Montaje y ensamblaje de módulos: el montaje módulos también se lleva a cabo en planta, en la nave auxiliar habilitada para ello. Un módulo es el conjunto formado por estructura, espejos y tubo absorbedor donde se concentra la radiación. La necesidad de orientar el módulo en dirección perpendicular a los rayos solares, hace necesario dotar a los mismos de un mecanismo que permita realizar dicho seguimiento. El conjunto de módulos que se unen y comparten dicho sistema se denomina colector.
- iii. Montaje y ensamblaje de válvulas, tuberías y cierres de lazo: una vez montados y ensamblados los módulos formando los colectores, estos se conectan en serie mediante tuberías, dando lugar lo que se conoce como lazo. Esta denominación es debida a que el fluido que circula por ambos entra y sale por el mismo extremo, lo que presenta dos ventajas principales: minimiza el recorrido de la tubería principal de fluido y permite una entrada entre filas de colectores para el acceso de los vehículos de mantenimiento a los módulos.

4.5 Construcción del sistema HTF: el sistema HTF es el encargado de transportar y distribuir el fluido térmico a lo largo de toda la central. Para su construcción se llevan a cabo las siguientes etapas:

- i. Instalación del sistema de bombeo: en primer lugar, se lleva a cabo la instalación del sistema de bombeo del fluido térmico. Este estará compuesto por el conjunto de bombas que componen la instalación, así como por las tuberías de transporte, que serán dos y en paralelo, una transportando el fluido caliente y otra el frío, que cuentan con aislamiento térmico para evitar pérdidas (García, 2010).
- ii. Construcción de los tanques de expansión: posteriormente se construyen los tanques de expansión para el fluido térmico. Para ello, se parte de la información que se tiene de la planta, se seleccionan material y forma y se siguen las directrices que establece la API-650, normativa de aplicación a tanques de este tipo (González, 2018).
- iii. Instalación del sistema *Ullage*: finalmente se lleva a cabo la instalación del sistema de eliminación de productos de degradación, también conocido como *Ullage*, conectado a los tanques de expansión.

4.6 Instalación del bloque de potencia: la instalación del bloque de potencia para la transformación de energía térmica en energía puede dividirse en los siguientes pasos:

- i. Instalación turbina: para el caso de las centrales termosolares, se instala una turbina multietapa de acción, ya que estas tienen excelentes rendimientos trabajando a altas presiones.
- ii. Montaje de tanque y bombas de agua de alimentación: las bombas de alimentación seleccionadas son bombas centrífugas multietapa. El tanque de alimentación suministra agua a las bombas durante unos minutos, y suele situarse en un punto alto para proporcionar una presión hidrostática suficiente a la entrada de las bombas.
- iii. Montaje y ensamblaje de tuberías, válvulas, depósitos e intercambiadores: el bloque de potencia cuenta también con un sistema de tuberías para conducir tanto el vapor como el agua, válvulas para la regulación de caudales, depósitos y múltiples intercambiadores encargados de la transferencia de calor (Precalentadores, evaporadores, sobrecalentadores, recalentadores)
- iv. Instalación de bombas de condensado y sistema de vacío: suelen seleccionarse bombas centrífugas de una o varias etapas como bombas de condensado, horizontales siempre que sea posible para facilitar las labores de mantenimiento, colocadas en foso. Para el sistema de vacío, se selecciona una bomba de anillo líquido, debido a que los gases incondensables como nitrógeno, oxígeno y dióxido de carbono vienen acompañados de una pequeña cantidad de vapor
- v. Instalación de reductor y generador: puesto que la velocidad de giro de la turbina es mayor a la del generador, es necesario instalar un reductor entre ambos sistemas, que ajuste la velocidad de la turbina y la del generador. Normalmente estas relaciones de velocidad se encuentran en torno a 3:1 o 2:1. El generador, de tipo síncrono trifásico, gira a 3000 rpm, normalmente es autoexcitado y genera una tensión de 11000 V

4.7 Construcción del sistema de almacenamiento de la energía térmica: puesto que se ha supuesto que la planta cuenta con un sistema de almacenamiento de energía térmica, habrá que tenerlo en cuenta a la hora de llevar a cabo la construcción de la planta. Para su ejecución, se llevan a cabo las siguientes etapas:

- i. Instalación de los tanques de almacenamiento de sales fundidas: de igual manera que ocurre con los tanques de expansión del sistema HTF, en base a los

- requerimientos de la planta y conforme a la normativa, se diseñan y construyen los tanques de almacenamiento frío y caliente para las sales fundidas.
- ii. Montaje de tuberías e intercambiadores de calor: posteriormente, se instalan las tuberías que conectan el sistema con el resto de la planta, así como los intercambiadores de calor en los que se producirá la cesión o toma de calor por parte de las sales fundidas, en función de la demanda de energía de la red.
 - iii. Instalación de sistema de carga de sales, carga de sales y pruebas en carga: finalmente, para llevar a cabo el primer llenado del sistema, se instala el sistema de carga de sales, se realiza una primera carga y se comprueba que funcione bajo las especificaciones requeridas por la planta.

4.8 Instalación eléctrica: la función de la instalación eléctrica es enlazar la zona de generación con la red de transporte de la compañía eléctrica, así como proveer de energía los diferentes servicios que existen en la planta. La ejecución de dicha instalación consta de las siguientes etapas:

- i. Replanteo de los elementos de la instalación: en primer lugar, se determinará de manera precisa donde irá situado cada elemento de la instalación. Este paso es sumamente importante, puesto que una distribución poco eficiente de los elementos puede repercutir de manera negativa sobre los costes del proyecto.
- ii. Instalación de transformadores: las plantas termosolares cuentan principalmente con tres tipos de transformadores: el transformador principal, encargado de elevar la tensión desde el voltaje de generación hasta el voltaje de la red de transporte, un transformador auxiliar, responsable de los consumos internos de la planta, y los transformadores de baja tensión, encargados de alimentar los equipos auxiliares, edificios y alumbrado.
- iii. Montaje de aparataje eléctrica: posteriormente, se lleva a cabo el montaje de los aparatos de conexión, soporte, mando, medida y protección, así como las conexiones, envolventes y soportes destinados a la producción, transporte, distribución y transformación de la energía eléctrica.
- iv. Construcción de la línea de evacuación: finalmente, se construye la línea de evacuación conecta la central y la red eléctrica general, que suele ser aérea, aunque puede ser también enterrada si la central lo requiere.

4.9 Construcción de instalaciones auxiliares (BOP): al igual que cualquier otra central termoeléctrica, las centrales termosolares requieren de una serie de servicios

auxiliares, denominados BOP (*Balance of plant*), cuya construcción será fundamental para el funcionamiento de la planta.

4.10 Retirada de todas las instalaciones de obra, equipos y material sobrante: una vez han finalizado las labores de construcción de la planta y antes de su puesta en marcha, se procede a la limpieza de las instalaciones, así como la retirada de todas las instalaciones y equipos utilizados durante la ejecución de las obras.

4.11 Puesta en marcha: la puesta en marcha de una central de energía termosolar está formada por una serie de etapas que van desde las pruebas realizadas por la propia instaladora, hasta la conexión a la red eléctrica para el suministro de energía, las cuales se detallan a continuación:

- i. Emisión de boletín de características y superación de pruebas por parte de la compañía instaladora: en primera instancia, es la propia compañía instaladora la que realiza las pruebas y verificaciones de la planta, comprobando que se cumplen los requisitos técnicos para los que fue diseñada. Una vez superadas dichas pruebas, se emiten el boletín de características de la central, documento que recoge las especificaciones de la misma.
- ii. Autorización de puesta en servicio por parte de la comunidad autónoma: puesto que este tipo de instalaciones se engloban dentro de las que necesitan de autorización previa a su puesta en funcionamiento, será necesario que el órgano competente dentro de la comunidad autónoma conceda dicho permiso.
- iii. Verificación de especificaciones técnicas y emisión del certificado de cumplimiento por parte de la compañía eléctrica: de manera previa a la puesta en tensión, necesitará obtenerse informe de verificación de los requisitos técnicos de conexión, que certifique el cumplimiento de las especificaciones para la puesta en servicio de la instalación en base a la normativa vigente, siendo este acreditado por el órgano correspondiente (RD 413/2014, 2014).
- iv. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial: una vez superada la verificación de las especificaciones, habrá que inscribir la instalación en el registro habilitado para tal fin. Este registro contiene las especificaciones de todas las instalaciones de producción de energía eléctrica autorizadas, tanto aquellas inscritas de manera preliminar como aquellas con carácter definitivo (Gobierno de España, 2014).
- v. Puesta en marcha, conexión a la red eléctrica y subida de carga: una vez se cuenta con todas las verificaciones y permisos en regla, se procede a la puesta en marcha

de la planta, se lleva a cabo la conexión a la red de la empresa de distribución de la energía y se eleva la carga para comenzar a suministrar energía.

5. Fase de explotación

Finalmente, durante la fase de explotación, es cuando tiene lugar el funcionamiento de la instalación en régimen normal, produciendo los bienes para los cuales fue diseñada, en este caso, energía eléctrica. Durante esta etapa se llevan a cabo dos actividades fundamentales:

- i. Venta de la energía eléctrica producida a la red: la planta solar facturará a la compañía eléctrica la energía inyectada a la red, con el régimen retributivo correspondiente, desde el momento en que sea efectiva la inscripción definitiva (Hinojosa, 2018).
- ii. Mantenimiento de la instalación y equipos: para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos y alargar su vida útil, estos habrán de ser sometidos a un mantenimiento exhaustivo durante el tiempo en que la planta esté operativa. El plan de mantenimiento de una central termosolar contempla los tipos conductivo, sistemático, predictivo, en paradas y legal, así como un plan de calibración que contempla los ajustes y verificaciones necesarios en la instrumentación de la planta (García, 2021).

En la siguiente tabla se muestran, de manera esquematizada, todas las fases que componen el proceso descrito anteriormente, así como las etapas de las que consta cada una de las fases.

1	Fase de estudios previos	
	1.1	Localización de los terrenos
	1.2	Estudio geotécnico
	1.3	Estudios de viabilidad técnica, económica y financiera
	1.4	Estudio de evaluación del impacto ambiental
2	Fase inicial	
	2.1	Realización de la ingeniería básica
	2.2	Obtención de la financiación necesaria para el proyecto

	2.3	Adquisición de los terrenos	
	2.4	Preparación de la documentación para la tramitación y obtención de permisos	
	2.5	Petición de ofertas a suministradores potenciales	
3	Fase de planificación y diseño		
	3.1	Redacción del proyecto técnico definitivo	
	3.2	Obtención de punto de conexión a la red de agua y electricidad	
	3.3	Obtención de licencias de obra y actividad	
	3.4	Firma de los contratos para el suministro de equipos	
4	Fase de ejecución		
	4.1	Acondicionamiento del terreno	
		4.1.1	Vallado
		4.1.2	Retirada de la capa de vegetación
		4.1.3	Explanación del terreno
	4.2	Obra civil	
		4.2.1	Replanteo de los elementos de obra
		4.2.2	Excavación de pozos y zanjas
		4.2.3	Drenajes para cimentación
		4.2.4	Asfaltado de accesos y carreteras
		4.2.5	Cimentación de equipos y estructuras
		4.2.6	Construcción de instalaciones provisionales
	4.3	Recepción, verificación y almacenamiento de materiales y equipos	
	4.4	Construcción del campo solar	
		4.4.1	Instalación de la estructura de soporte de los módulos
		4.4.2	Montaje y ensamblaje de módulos

	4.4.3	Montaje y ensamblaje de válvulas, tuberías y cierres de lazo
	4.5	Construcción del sistema HTF
	4.5.1	Instalación del sistema de bombeo
	4.5.2	Construcción de los tanques de expansión
	4.5.3	Instalación del sistema <i>Ullage</i>
	4.6	Instalación del bloque de potencia
	4.6.1	Instalación de la turbina
	4.6.2	Montaje de tanque y bombas de agua de alimentación
	4.6.3	Montaje y ensamble de tuberías, válvulas, depósitos e intercambiadores
	4.6.4	Instalación de bombas de condensado y sistema de vacío
	4.6.5	Instalación de reductor y generador
	4.7	Construcción del sistema de almacenamiento de la energía térmica
	4.7.1	Instalación de los tanques de almacenamiento de sales fundidas
	4.7.2	Montaje de tuberías e intercambiadores de calor
	4.7.3	Instalación del sistema de carga de sales, carga y pruebas en carga
	4.8	Instalación eléctrica
	4.8.1	Construcción del edificio
	4.8.2	Replanteo e instalación de transformadores, condensadores y embarrado
	4.8.3	Montaje de tableros de protección, control, medición y mandos
	4.8.4	Construcción de la línea de evacuación
	4.9	Construcción de instalaciones auxiliares (BOP)
	4.10	Retirada de todas las instalaciones de obra, equipos y material sobrante
	4.11	Puesta en marcha

	4.11.1	Emisión de boletín de características y superación de pruebas por parte de la compañía instaladora
	4.11.2	Autorización de puesta en servicio por parte de la comunidad autónoma
	4.11.3	Verificación de especificaciones técnicas y emisión del certificado de cumplimiento por parte de la compañía eléctrica
	4.11.4	Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial
	4.11.5	Puesta en marcha, conexión a la red eléctrica y subida de carga
5	Fase de explotación y mantenimiento	
	5.1	Venta de energía eléctrica producida
	5.2	Mantenimiento de la instalación y equipos

Tabla 2. Fases de implantación de un proyecto de energía termosolar basado en tecnología CCP. (Elaboración propia).

6. GESTIÓN DE RIESGOS EN UNA PLANTA TERMOSOLAR

En este capítulo se desarrollarán de manera práctica los puntos descritos hasta el momento. Para ello, se realizará un plan completo de gestión de riesgos sobre un sistema de energía termosolar basado en tecnología CCP, siguiendo las directrices recogidas en la bibliografía más importante existente en la actualidad. Esta etapa se llevará a cabo recopilando información sobre los proyectos más relevantes construidos hasta la fecha y con el apoyo de la bibliografía acerca de dicha tecnología.

El concepto de gestión de riesgos hace referencia al grupo de acciones que permiten disminuir la incertidumbre que presenta una amenaza a través un conjunto de actividades ordenadas que engloban desde la identificación del riesgo en cada una de las fases de un proyecto, su evaluación a través de la probabilidad de ocurrencia y el impacto que produce sobre los objetivos, hasta las medidas para su reducción o mitigación, todas ellas bajo una monitorización continua que permita ir mejorando el plan de gestión riesgos.

6.1. Identificación de los riesgos

La identificación de los riesgos tiene como objetivo fundamental obtener un registro con todos los riesgos que pueden afectar a la organización. Estos riesgos han de estar definidos de manera que puedan ser comprendidos por todas las partes, a fin de llevar a cabo un análisis en profundidad y desarrollar soluciones eficaces ante los mismos. Existen numerosas técnicas para llevar a cabo la identificación de los riesgos de un proyecto (PMBOK, 2013). En este caso, se ha optado por las siguientes:

- Revisiones de la documentación: en primer lugar, se ha estudiado de manera detallada el proceso de ejecución de la central descrito anteriormente. También se ha estudiado la documentación perteneciente a proyectos anteriores, incluyendo los planes de gestión de riesgos, tanto de energía termosolar, como de otros proyectos relacionados con energías renovables. Puesto que el proyecto también incluye la conversión de energía mecánica en eléctrica, se ha llevado a cabo la revisión de documentación perteneciente a plantas de ciclo combinado, ya que el funcionamiento del sistema es similar en ambos casos. Finalmente se han revisado planes de respuesta de riesgos relacionados con la parte eléctrica

del proyecto, principalmente aquellos riesgos relacionados con el funcionamiento de la subestación.

- Técnicas de recopilación de la información: las técnicas de recopilación de información permiten obtener datos para obtener toda la información posible acerca de los riesgos del proyecto. Fundamentalmente han sido empleadas las siguientes:
 - o Tormenta de ideas: el objetivo fundamental de la tormenta de ideas es obtener una lista completa de los riesgos del proyecto. Como referencia se han utilizado etapas de ejecución del proyecto. Esto servirá como base para, posteriormente, categorizar los riesgos según tipo y refinar sus definiciones.
 - o Análisis de causa raíz: esta técnica permite identificar el riesgo, determinar las causas subyacentes que lo ocasionan y desarrollar acciones preventivas.

En la siguiente tabla se recogen todos los riesgos identificados tras llevar a cabo las técnicas descritas, junto con su código de referencia.

Cod. Ref.	Riesgo
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos
R03	Estimación incorrecta de la producción de energía
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores
R06	Dimensionamiento incorrecto del sistema de almacenamiento
R07	Protección deficiente de la instalación contra agentes medioambientales
R08	Selección incorrecta o diseño deficiente de la aparamenta eléctrica
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto
R10	Parada de las obras por condiciones climatológicas adversas
R11	Señalización deficiente de las instalaciones durante la ejecución de la obra
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra
R13	Deterioro de los equipos durante el transporte hasta la instalación
R14	Especificaciones erróneas de los equipos de la instalación
R15	Retrasos en el suministro de equipos
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra
R17	Baja calidad de los materiales de obra
R18	Condiciones del terreno diferentes a las previstas
R19	Rotura de módulos durante la construcción del campo solar
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha

R21	Funcionamiento real distinto al esperado
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor
R23	Señalización deficiente de las instalaciones durante la explotación de la planta
R24	Contaminación del suelo
R25	Parada de la planta por condiciones climatológicas adversas
R26	Asiento diferencial de un edificio
R27	Obstrucción del sistema de seguimiento de los colectores
R28	Rotura de módulos por falta de protección
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza
R30	Explosión de un módulo
R31	Pérdidas térmicas por calorifugado deficiente
R32	Pérdidas de fluido HTF
R33	Incendio de un depósito
R34	Intoxicación por inhalación
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia
R36	Rotura de elementos mecánicos del bloque de potencia
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica
R38	Sobrecalentamiento de un transformador
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico
R40	Proyecciones líquidas o sólidas por manipulación del sistema eléctrico
R41	Incendios y explosiones del sistema eléctrico
R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores
R44	Déficit en la producción de energía
R45	Aumento de los costes de mantenimiento
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado
R47	Aumento de los tipos de interés
R48	Aumento de la competencia
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto
R51	Falta de proveedores fiables
R52	Robo de materiales y equipos
R53	Huelgas del personal contratado
R54	Ausencia del personal por enfermedad
R55	Baja cualificación técnica del personal

Tabla 3. Riesgos identificados. (Elaboración propia)

Puede observarse que se han identificado 55 riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto. Una vez han sido identificados, es necesario llevar a cabo un registro inicial de riesgos, en el que se describan con el suficiente nivel de detalle para llevar a

cabo el estudio de su impacto y su tratamiento. Estos riesgos se clasificarán atendiendo a los siguientes criterios:

- Fase del proyecto en la que se aparece el riesgo: para esta clasificación se ha diferenciado entre las etapas que se enumeran a continuación:
 - Trámites administrativos.
 - Diseño y planificación.
 - Ejecución.
 - Pruebas y puesta en marcha.
 - Explotación y mantenimiento.

Adicionalmente, dentro de esta clasificación, también se han distinguido entre riesgos económico-financieros y de personal y suministros. Se ha optado por esta clasificación debido a que estos dos últimos tipos pueden afectar de manera transversal a varias etapas del proyecto, dificultando su clasificación en alguna de las etapas en concreto.

- Categoría del riesgo: en cuanto a la categoría del riesgo, pueden diferenciarse los siguientes tipos:
 - Externos (Políticos y medioambientales)
 - Externos (Económico-Financieros)
 - Externos e impredecibles
 - Internos técnicos (Proyecto)
 - Internos técnicos (Ejecución)
 - Internos técnicos (Explotación y mantenimiento)

El registro inicial de riesgos recoge la información que se detalla a continuación:

- Código de referencia: identificativo del riesgo.
- Riesgo: denominación del riesgo identificado.
- Descripción: detalle del riesgo identificado.
- Causa raíz: causas asociadas al riesgo identificado.
- Fase del riesgo.
- Categoría del riesgo.

REGISTRO INICIAL DE RIESGOS					
Cod. Ref.	Riesgo	Descripción	Causa Raíz	Fase del riesgo	Categoría de Riesgo
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	Los cambios en la legislación vigente pueden ocasionar desde retrasos en el desarrollo del proyecto, hasta el cierre de la planta, pasando por modificaciones de la instalación sobre las condiciones iniciales previstas. Todo ello puede presentar un impacto negativo tanto sobre la consecución de los objetivos del proyecto, como en su alcance, coste y plazo.	Cambios en el equipo de gobierno de cualquier administración. Influencia de las grandes potencias energéticas sobre la administración.	Trámites administrativos	Externos (Políticos y medioambientales)
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	Los permisos tanto de obra como actividad son fundamentales para poder llevar a cabo el desarrollo del proyecto. Un retraso durante su concesión repercutirá de manera importante sobre el mismo, aumentando coste y plazo, modificando el alcance y otorgando una ventaja competitiva otras empresas del sector.	Falta de entendimiento entre las administraciones. Gestión deficiente de las solicitudes de licencias o permisos. Falta de documentación.	Trámites administrativos	Externos (Políticos y medioambientales)
R03	Estimación incorrecta de la producción de energía	Durante la fase de estudios previos se lleva a cabo una estimación de la energía que será capaz de producir la planta. Si esta se lleva a cabo de manera errónea y, finalmente la planta produce energía en menor cantidad de la prevista, la viabilidad del proyecto puede verse afectada considerablemente.	Deficiencia de los estudios de viabilidad técnica	Diseño y planificación	Internos (Proyecto) técnicos

R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	Los colectores captan la energía solar para su posterior transformación en energía eléctrica. Si su disposición es deficiente, la cantidad de energía captada a lo largo del día puede disminuir de manera considerable, afectando ello a la generación de electricidad y, por tanto, a la viabilidad del proyecto.	Deficiencia de los estudios de viabilidad técnica. Personal poco cualificado.	Diseño y planificación	Internos (Proyecto)	técnicos
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	La estructura metálica de soporte de los colectores ha de ser lo suficientemente resistente como para soportar las cargas de viento a las que se verá sometida. Si la estructura no soporta dichas cargas, colapsará y dejará inutilizable una parte del campo solar, con el coste en tiempo, energía y recursos que eso conlleva.	Personal poco cualificado en lo referente al cálculo de estructuras, falta de experiencia y/o conocimientos.	Diseño y planificación	Internos (Proyecto)	técnicos
R06	Dimensionamiento incorrecto del sistema de almacenamiento	El dimensionamiento del sistema de almacenamiento ha de ir en concordancia con la captación de energía solar por parte de los colectores. Si se sobredimensiona, puede estar incurriéndose en costes innecesarios y si se infradimensiona, puede estar desaprovechándose energía y perdiéndose el beneficio que ello conlleva.	Personal poco cualificado en lo referente al diseño de la instalación, falta de experiencia y/o conocimientos.	Diseño y planificación	Internos (Proyecto)	técnicos
R07	Protección deficiente de la instalación contra agentes medioambientales	Este tipo de instalaciones suele localizarse en lugares apartados de las ciudades, en ocasiones en desiertos o zonas en las que las inclemencias meteorológicas son comunes. La falta de protección ante lluvias, tormentas de arena, impactos de rocas y otros agentes	Personal poco cualificado en lo referente al diseño de la instalación, falta de experiencia y/o conocimientos.	Diseño y planificación	Internos (Proyecto)	técnicos

		medioambientales repercute de manera negativa sobre los costes y el funcionamiento de la planta, deteriorando las instalaciones.			
R08	Selección incorrecta o diseño deficiente de la aparamenta eléctrica	La parte eléctrica en este tipo de instalaciones es fundamental, puesto que es la encargada de inyectar en la red la energía generada por la planta. Una selección o diseño incorrecto puede disminuir el rendimiento de la misma, pudiendo también causar costes imprevistos por roturas si las calidades no son las adecuadas.	Proveedores poco fiables. Materiales deficientes. Mano de obra poco cualificada.	Diseño y planificación	Internos (Proyecto) técnicos
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	Puesto que estos proyectos involucran a gran cantidad de personas, en ocasiones puede ocurrir que presenten puntos de vista completamente diferentes a la hora de aportar soluciones. La falta de acuerdo entre partes involucradas en el proyecto puede provocar desde retrasos y modificaciones hasta la cancelación del proyecto.	Falta de acuerdo entre las partes interesadas	Ejecución	Internos (Proyecto) técnicos
R10	Parada de las obras por condiciones climatológicas adversas	La situación de este tipo de plantas hace que se encuentren expuestas a diversos agentes meteorológicos. Tormentas de arena, inundaciones o nieve, pueden ocasionar la parada ejecución de las obras de la planta con las pérdidas que eso lleva asociadas.	Condiciones climatológicas adversas	Ejecución	Externos e impredecibles
R11	Señalización deficiente de las instalaciones durante la ejecución de la obra	Una mala señalización de las instalaciones durante la ejecución de las obras puede producir gran variedad de accidentes, si las obras no se	Técnicos de seguridad poco competentes. Incumplimiento de la normativa de seguridad vigente.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos

		llevan a cabo bajo las condiciones de seguridad pertinentes.			
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	Mientras se construyen las instalaciones de la planta, pueden producirse variedad de accidentes debido a las características de la obra, como pueden ser caídas a misma altura, a diferente altura, golpes, torceduras... que ponen en peligro la integridad de los trabajadores	Personal poco cualificado. Falta de sistemas de seguridad. Exceso de confianza de los empleados.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R13	Deterioro de los equipos durante el transporte hasta la instalación	Muchos de los dispositivos que componen la instalación son delicados. Si se tratan de manera inadecuada durante el transporte pueden verse dañados. Su reemplazo puede repercutir en los plazos de ejecución de la obra, y con ello en los costes.	Transporte inadecuado de los sistemas. Personal de transporte poco cualificado.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R14	Especificaciones erróneas de los equipos de la instalación	Si durante la elaboración de los contratos con los proveedores no se detallan de manera exhaustiva los requisitos de los equipos, puede haber confusiones en las especificaciones requeridas. Subsanan esto conlleva un plazo de tiempo que puede retrasar la ejecución de parte de la instalación.	Proveedores poco fiables. Deficiente especificación de las características de los equipos en los documentos del proyecto.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R15	Retrasos en el suministro de equipos	Al tratarse de una tecnología con unos equipos muy específicos, la falta de stock en un momento determinado puede repercutir en los plazos de ejecución de la instalación. En ocasiones estos equipos pueden ser importados, por lo que los trámites	Proveedores poco fiables. Falta de stock de determinados componentes.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos

		aduaneros también han de ser tenidos en cuenta.			
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	Cuando se lleva a cabo una construcción de manera deficiente, esta puede presentar diferentes defectos en la ejecución que van desde acabados deficientes hasta defectos estructurales que pueden poner en peligro la integridad de la planta y del personal que trabaja en ella.	Mano de obra poco cualificada. Materiales deficientes. Proveedores poco fiables	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R17	Baja calidad de los materiales de obra	Si la calidad de los materiales utilizados durante la obra es deficiente, algunos de los objetivos de calidad del proyecto pueden no cumplirse. También puede suponer a la larga un incremento de los costes de mantenimiento, así como poner en peligro al personal que trabaja en ella si los materiales han sido empleados en el conjunto estructural de las instalaciones.	Proveedores poco fiables	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R18	Condiciones del terreno diferentes a las previstas	Cuando se llevan a cabo las excavaciones y cimentaciones iniciales para la obra civil, puede ocurrir que el terreno presente unas condiciones diferentes a las previstas en el estudio geotécnico. Esto puede ocasionar tener que utilizar otro tipo de cimentaciones y modificar algunos de los aspectos del proyecto, con el tiempo y coste que ello conlleva.	Deficiencia del estudio geotécnico	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos

R19	Rotura de módulos durante la construcción del campo solar	Los módulos del campo solar están formados por una superficie de cristal. Si estos no son manipulados con precaución, el cristal puede romperse, con el coste que ello supone.	Mano de obra poco cualificada. Materiales deficientes. Proveedores poco fiables.	Ejecución	Internos (Ejecución) técnicos
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	Las pruebas realizadas antes de la puesta en marcha de la planta verifican que todo funciona acorde a las especificaciones definidas en el proyecto. Si se llevan a cabo de manera deficiente, pueden omitirse aspectos que pueden comprometer en el futuro los diversos sistemas de la planta.	Incumplimiento de las especificaciones técnicas de las pruebas. Pruebas ejecutadas por personal técnico poco cualificado. Equipos deficientes.	Pruebas y puesta en marcha	Internos (Ejecución) técnicos
R21	Funcionamiento real destino al esperado	Durante la fase de pruebas puede detectarse un funcionamiento diferente al de las especificaciones técnicas. Esto puede conllevar retrasos en la puesta en marcha debido a la necesidad de rehacer ajustes en el diseño e incluso tener que sustituir aquellos equipos causantes de este funcionamiento deficiente.	Personal poco cualificado durante la fase de diseño. Equipos o instalaciones deficientes.	Pruebas y puesta en marcha	Internos (Ejecución) técnicos
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	Las plantas de energía termosolar presentan multitud de dispositivos para transmitir el calor. Si estos son de baja calidad o no se encuentran ensamblados de manera precisa, pueden producirse fugas de diferentes tipos de fluidos, entre los cuales se encuentran algunos tóxicos, con los peligros y el coste que ello conlleva.	Materiales o equipos deficientes Soldadura o ajuste deficiente por mano de obra poco cualificada.	Explotación y mantenimiento	Internos (Ejecución) técnicos

R23	Señalización deficiente de las instalaciones durante la explotación de la planta	Una mala señalización de las instalaciones de la planta puede producir gran variedad de accidentes, desde caídas, golpes y quemaduras hasta otros más graves si no se manipulan los sistemas bajo las condiciones de seguridad pertinentes en cada caso.	Técnicos de seguridad poco competentes. Incumplimiento de la normativa de seguridad vigente.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos (Explotación y mantenimiento)
R24	Contaminación del suelo	Tanto los hidrocarburos como muchas otras sustancias presentes en la planta presentan un alto poder contaminante. Si se produjese una fuga de cualquiera de estos productos y su filtración en el suelo, este podría quedar contaminado.	Falta de estanqueidad del sistema HTF. Soldadura deficiente. Falta de mantenimiento.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos (Explotación y mantenimiento)
R25	Parada de la planta por condiciones climatológicas adversas	La situación de este tipo de plantas hace que se encuentren expuestas a diversos agentes meteorológicos. Tormentas de arena, inundaciones, nieve, pueden ocasionar la parada de la planta con las pérdidas que eso lleva asociadas.	Condiciones climatológicas adversas	Explotación y mantenimiento	Externos e impredecibles
R26	Asiento diferencial de un edificio	Un mal estudio geotécnico o una ejecución deficiente de las obras pueden ocasionar el asiento diferencial de cualquiera de las estructuras de la instalación, produciendo desde grietas y fisuras en cerramientos, muros y tabiques, hasta el fallo de las instalaciones.	Estudio geotécnico deficiente. Cimentaciones poco adecuadas. Personal de obra poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos (Ejecución)
R27	Obstrucción del sistema de seguimiento de los colectores	El sistema de seguimiento de los colectores es un dispositivo mecánico. Si este se deteriora por el paso del tiempo o debido a agentes externos, su funcionamiento puede verse afectado, y con ello, la captación de energía solar.	Falta de limpieza o mantenimiento. Personal de mantenimiento poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos (Explotación y mantenimiento)

R28	Rotura de módulos por falta de protección	Durante el funcionamiento normal de la planta, los módulos pueden deteriorarse o llegar a romperse al estar expuestos a diferentes factores externos como impactos, lluvias, polvo, nieve, granizo...	Cálculo deficiente de los sistemas de protección de la instalación. Condiciones climatológicas adversas	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	Si no se realizan las labores de mantenimiento adecuadas, la acumulación de suciedad puede repercutir en el rendimiento de los colectores, y con ello en la producción de electricidad de la planta.	Falta de limpieza. Personal de mantenimiento poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R30	Explosión de un módulo	Los módulos concentran sobre los tubo absorbedores la radiación solar, elevando la temperatura del fluido caloportador. Si este fluido aumenta temperatura por encima de lo debido, puede llegar a producirse la explosión de dicho módulo	Revisiones periódicas deficientes. Personal de mantenimiento poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R31	Pérdidas térmicas por calorifugado deficiente	El calorifugado de sistemas es una parte fundamental de la ejecución de este tipo de instalaciones. Si se lleva a cabo de manera deficiente, las pérdidas de energía a lo largo de toda la planta pueden ser considerables, con los costes que ello supone.	Mano de obra poco cualificada Falta de conocimientos sobre el aislamiento térmico de los sistemas.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos (Ejecución)
R32	Pérdidas de fluido HTF	El fluido caloportador se encuentra distribuido a lo largo de toda la planta mediante un sistema de tuberías. La pérdida de fluido HTF debido a una fuga puede ocasionar, si la magnitud es elevada, una pérdida considerable de tiempo y dinero, influyendo en la rentabilidad de la planta.	Daños debidos a agentes externos. Ajuste deficiente por mano de obra poco cualificada. Personal de mantenimiento poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)

R33	Incendio de un depósito	En las centrales termosolares se trabaja con hidrocarburos, es decir, sustancias inflamables, por lo que, si no se controla de manera adecuada su entrada en contacto con el oxígeno, pueden ocasionarse incendios por su entrada en combustión.	Falta de mantenimiento de los sistemas de inertización. Personal poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación mantenimiento)
R34	Intoxicación por inhalación	El fluido caloportador que circula por el sistema HTF es tóxico. Si se produce una fuga, la inhalación de los vapores del mismo puede ocasionar en los trabajadores irritación de ojos, vías respiratorias y piel.	Falta de estanqueidad del sistema HTF. Soldadura deficiente. Falta de mantenimiento.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación mantenimiento)
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	El bloque de potencia de las centrales termosolares funciona con vapor de agua. Si este agua contiene impurezas, puede deteriorar los sistemas, llegando incluso a obstruirlos, teniendo que realizar muy probablemente una parada para su reparación.	Diseño deficiente del sistema de purificación del agua. Falta de mantenimiento por parte del personal de la planta.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación mantenimiento)
R36	Rotura de elementos mecánicos del bloque de potencia	El bloque de potencia se encuentra fundamentalmente compuesto por partes mecánicas en continuo movimiento. Estas pueden sufrir diferentes daños por rozamiento, fatiga, impactos y diferentes esfuerzos a los que se ven sometidas durante su funcionamiento normal.	Instalación deficiente de los sistemas mecánicos. Personal de mantenimiento poco cualificado.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación mantenimiento)
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	Cuando la condición de un componente, conductor o equipo eléctrico deteriora, su resistencia puede aumentar y generar más calor, lo que puede dar lugar a puntos calientes en determinadas zonas de la instalación eléctrica	Falta o ausencia de inspecciones termográficas por parte del personal de mantenimiento de la planta.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación mantenimiento)

R38	Sobrecalentamiento de un transformador	Los transformadores de este tipo de instalaciones se encuentran funcionando a pleno rendimiento durante la mayor parte del tiempo. Esto puede producir que su temperatura se eleve de manera considerable, pudiendo llegar incluso a incendiarse.	Deficiencia del sistema de refrigeración del transformador. Falta de inspecciones termográficas periódicas.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	Si se lleva a cabo la instalación eléctrica de manera deficiente, sin establecer las medidas de protección adecuadas, pueden producirse accidentes por contacto o arco eléctrico, poniendo en peligro la integridad del personal que trabaja en dicha instalación.	Mano de obra poco cualificada. Incumplimiento de las medidas de seguridad durante la instalación.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R40	Proyecciones líquidas o sólidas por manipulación del sistema eléctrico	Si durante la instalación del sistema eléctrico se lleva a cabo la manipulación de manera deficiente de aparataje eléctrica no blindada, pueden producirse proyecciones de líquidos o sólidos a alta temperatura, con el peligro que ello implica.	Mano de obra poco cualificada. Incumplimiento de las medidas de seguridad durante la instalación.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R41	Incendios y explosiones del sistema eléctrico	Un manejo inadecuado de los componentes del sistema eléctrico durante su instalación pueden generar atmósferas peligrosas que den lugar a incendios o incluso explosiones.	Mano de obra poco cualificada. Incumplimiento de las medidas de seguridad durante la instalación.	Explotación y mantenimiento	Internos técnicos y (Explotación y mantenimiento)
R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas	En ocasiones, alguna de las partes interesadas puede acabar quebrando, bien debido a los costes proyecto o por causas ajenas a él. En ambos casos, esto supone un contratiempo considerable que puede ir desde tener que buscar nuevos suministradores hasta la paralización o cancelación del	Falta de fondos por parte de uno o varios interesados. Cálculo deficiente de los costes del proyecto.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)

		proyecto en el caso de tratarse de una parte inversora.			
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	Una mala selección de los inversores puede causar problemas de liquidez durante el proyecto. Estos problemas pueden redundar en la duración del mismo, falta de consecución de alguno de los objetivos y, en los casos más extremos, pueden llegar a parar el proyecto antes de su terminación.	Fuentes de financiación poco fiables	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R44	Déficit en la producción de energía	Si la planta no funciona bajo las especificaciones para las que fue diseñada, su rendimiento puede no ser el óptimo, haciendo que la producción de energía disminuya, con el consiguiente impacto que ello tiene sobre la viabilidad de la misma.	Falta de mantenimiento de los equipos. Equipos funcionando bajo condiciones diferentes a las óptimas. Estudio de viabilidad técnica deficiente.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	El paso del tiempo puede hacer que los equipos de la planta requieran de un mantenimiento mayor, elevando los costes y mermando la viabilidad de la planta. No obstante, la evolución de la tecnología puede favorecer una reducción de los mismos, con nuevos métodos más económicos.	Deterioro de los equipos por el paso del tiempo. Falta de mantenimiento. Evolución de la tecnología	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	Las continuas variaciones del mercado eléctrico afectan de manera directa al precio de la energía. Dichas variaciones presentan un impacto directo sobre la rentabilidad de la planta.	Evolución del mercado eléctrico.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R47	Aumento de los tipos de interés	Debido a la necesidad de cantidades tan elevadas, las condiciones de este tipo de	Condiciones poco ventajosas del préstamo por implicar alto riesgo.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)

		préstamo pueden implicar un elevado interés, al suponer también un alto riesgo. Por otro lado, si el préstamo solicitado para llevar a cabo el proyecto cuenta con un tipo de interés variable, este puede verse afectado debido a las posibles coyunturas socio-económicas del momento.	Aumento de la inflación		
R48	Aumento de la competencia	La competencia dentro del mercado de la energía y, más concretamente, en el campo de las energías renovables es cada día mayor. La aparición de nuevos competidores basados en tecnologías más económicas de generación, que mejoren las condiciones de suministro, puede poner en entredicho la viabilidad de la planta.	Evolución del mercado de las energías renovables.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	En gran parte de los casos, una parte de la financiación de este tipo de proyectos procede de las arcas de las administraciones. Si no se obtienen estos fondos o préstamos, la viabilidad del proyecto puede verse afectada de manera considerable, pudiendo tener que aumentar la financiación externa o llegando incluso a quedar parado o cancelarse por falta de financiación.	Entrega de la documentación fuera de tiempo y forma. Cambios en las administraciones. Falta de cumplimiento de requisitos técnicos	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	Al tratarse de una tecnología relativamente reciente y en constante evolución, la variación en el precio de la misma puede presentar un impacto considerable en los costes del proyecto. De igual manera, una estimación de los costes demasiado optimista puede no	Deficiencia de los estudios de viabilidad económica. Variación de los precios de la tecnología.	Económico-financiero	Externos (Económico-financieros)

		ser realista a la hora de afrontar el proyecto.			
R51	Falta de proveedores fiables	Puesto que se trata de una tecnología que se encuentra en plena fase de desarrollo, la cantidad de proveedores que la ofertan puede ser limitada. Este motivo, junto con no llevar a cabo una búsqueda exhaustiva, puede conllevar la elección de un proveedor cuyos equipos y material no cumplan con los requisitos técnicos ofertados, poniendo en riesgo el funcionamiento óptimo de la planta.	Escasez de proveedores. Estudio deficiente de la oferta disponible.	Personal y suministros	Externos (Políticos y medioambientales)
R52	Robo de materiales y equipos	Durante la ejecución de las obras, existen grandes cantidades de material y equipos en las instalaciones de la planta que pueden ser objeto de robos. Su reemplazo puede suponer un sobrecoste considerable o retrasos en la ejecución por falta de determinados materiales.	Falta de vigilancia de las instalaciones de obra durante la ejecución del proyecto.	Personal y suministros	Externos e impredecibles
R53	Huelgas del personal contratado	Tanto durante la fase de ejecución como la fase de explotación, pueden darse huelgas de alguno de los sectores de trabajadores implicados en el proyecto. Esto puede desencadenar retrasos en el caso de darse durante la fase de ejecución e incluso paros de la planta si se produce durante la fase de explotación, con el impacto económico que ello conlleva.	Personal insatisfecho debido a condiciones laborales deficientes.	Personal y suministros	Externos (Políticos y medioambientales)

R54	Ausencia del personal por enfermedad	Durante las diferentes fases del proyecto, el personal puede verse afectado por enfermedad o accidentes debido al desarrollo de su actividad. En el caso de baja temporal, la sustitución de este personal conlleva un aumento de los costes del proyecto.	Condiciones deficientes en materia de seguridad y salud. Enfermedad del personal.	Personal y suministros	Externos (Políticos y medioambientales)
R55	Baja cualificación técnica del personal	La baja cualificación técnica del personal puede ocasionar que el proyecto no se lleve a cabo bajo los requisitos técnicos especificados en el proyecto, lo que puede repercutir de manera negativa tanto en alcance, como coste y plazo	Personal procedente de áreas con poco tejido industrial. Ahorro en costes por parte de las subcontratas.	Personal y suministros	Externos (Políticos y medioambientales)

Tabla 4. Registro inicial de riesgos (Elaboración propia)

En base a lo obtenido en el registro inicial de riesgos, puede observarse que la fase que presenta un mayor impacto en la identificación de los riesgos es la de explotación y mantenimiento, agrupando un total de 20 riesgos. Esto es debido en gran parte a que la fase de explotación es la que cuenta con una mayor duración dentro del ciclo de vida del proyecto. Seguida de la fase de explotación aparece la fase de ejecución, con 11 riesgos definidos. Como puede observarse, los riesgos económico-financieros también presentan un peso relevante dentro de esta clasificación, en la que se han registrado 9 riesgos. También se aprecia que la fase de trámites administrativos no cuenta con un gran peso dentro de la identificación de riesgos. No obstante, se trata de una fase en la que se definirá en gran parte la dirección del proyecto, con lo que habrá de tenerse en gran consideración. La siguiente tabla recoge los riesgos clasificados en base a la fase en la que se identifican.

Fase del riesgo	Nº Riesgos	% del total
Trámites administrativos	2	4%
Diseño y planificación	6	11%
Ejecución	11	20%
Pruebas y puesta en marcha	2	4%
Explotación y mantenimiento	20	36%
Económico-financiero	9	16%
Personal y suministros	5	9%

Tabla 5. Riesgos en cada fase del proyecto (Elaboración propia)

Y puede observarse de manera más visual en el siguiente gráfico.



Figura 45. Riesgos en cada fase del proyecto (Elaboración propia)

6.2. Evaluación de los riesgos

La evaluación de riesgos estudia la probabilidad de ocurrencia de cada riesgo específico sobre los objetivos del proyecto (PMBOK, 2013). Esta evaluación se centrará sobre el análisis cualitativo de los riesgos, y contará como entrada principal el registro de riesgos obtenido en la fase anterior. Como herramientas, se utilizarán la valoración de la probabilidad y la pérdida asociada a los riesgos, así como la matriz de impacto del riesgo asociada a dichos valores:

Para el caso de la probabilidad asociada a la ocurrencia del riesgo, se utilizará una escala de 1 a 5, donde:

Probabilidad asociada	Valor	Descripción
Casi seguro que sucede	5	Riesgo con probabilidad muy alta de ocurrencia, cercana al 100%
Muy probable que suceda	4	Riesgo con probabilidad alta de ocurrencia, entre un 75% y un 95%
Es posible que suceda	3	Riesgo con probabilidad media de ocurrencia, entre un 51 y un 74%
Es raro que suceda	2	Riesgo con probabilidad baja de ocurrencia, entre un 26% y un 50%
Sería excepcional que sucediese	1	Riesgo con probabilidad muy baja de ocurrencia, entre un 11% y un 25%

Tabla 6. Probabilidad asociada al riesgo (Elaboración propia)

De la misma manera, para la pérdida estimada a la ocurrencia del riesgo, la escala, también de 1 a 5, representará:

Pérdida estimada	Valor	Descripción
Muy alta	5	El impacto sobre los objetivos del proyecto es catastrófico, poniendo en peligro su ejecución.
Alta	4	El impacto sobre los objetivos del proyecto es muy elevado, pudiendo replantearse algunos puntos de su ejecución.
Moderada	3	El impacto sobre los objetivos del proyecto es medio, creando insatisfacción en clientes o inversores.
Pequeña	2	El impacto sobre los objetivos del proyecto es menor, pero percibido clientes o inversores.
Insignificante	1	El impacto sobre los objetivos del proyecto es inapreciable

Tabla 7. Pérdida estimada asociada al riesgo (Elaboración propia)

Mediante el producto de ambas magnitudes, se obtendrá el impacto asociado a la ocurrencia del riesgo sobre los objetivos del proyecto:

$$\text{Impacto del riesgo} = \text{Probabilidad asociada} \times \text{Pérdida estimada}$$

Pudiendo clasificar dicho impacto en los niveles que muestra la siguiente matriz:

PROBABILIDAD	PÉRDIDA ASOCIADA				
	1 – Insignificante	2 – Pequeña	3 – Moderada	4 – Grande	5 – Catástrofe
5 – Casi seguro que sucede	Medio (5)	Alto (10)	Alto (15)	Muy Alto (20)	Muy alto (25)
4 – Muy probable	Bajo (4)	Medio (8)	Alto (12)	Alto (16)	Muy Alto (20)
3 – Es posible	Bajo (3)	Medio (6)	Medio (9)	Alto (12)	Alto (15)
2 – Es raro que suceda	Bajo (2)	Bajo (4)	Medio (6)	Medio (8)	Alto (10)
1 – Sería excepcional	Bajo (1)	Bajo (2)	Bajo (3)	Bajo (4)	Medio (5)

Tabla 8. Matriz de impacto de riesgo (Elaboración propia)

Al igual que ya ocurría con la etapa de identificación de riesgos, existen numerosas técnicas para llevar a cabo la evaluación de riesgos. Para establecer tanto la probabilidad asociada al riesgo, como la pérdida asociada al mismo se han seguido las siguientes:

- Revisión de la documentación: los proyectos revisados como parte de la identificación de riesgos han servido también como base para el cálculo del impacto asociado a los mismos. Se han revisado proyectos de gestión de riesgos que van desde específicamente aquellos sobre plantas termosolares basadas en tecnología CCP como, de manera más amplia, instalaciones de energías renovables basadas en energía solar, centrales de ciclo combinado, en las que el análisis se ha focalizado en la parte del bloque de potencia e incluso proyectos sobre centros de transformación para la parte que corresponde a la elevación de la tensión hasta la de inyección en la red.
- Juicio experto: tras todos los análisis y estudios realizados, se entiende que se dispone de una visión lo suficientemente amplia como para ser capaz de cuantificar la probabilidad y la pérdida asociada a la materialización de los riesgos existentes. Por tanto, mediante juicio experto, se ha llevado a cabo una estimación de dichas magnitudes, que ha sido aprobada por el coordinador del proyecto con lo que se ha considerado válida para establecer a través de ella la matriz de impacto de riesgo.

Tras el análisis mediante estas técnicas, se obtienen los siguientes resultados:

Cod. Ref.	Riesgo	Probabilidad asociada	Pérdida estimada	Impacto del riesgo
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	3	4	12
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	4	4	16

R03	Estimación incorrecta de la producción de energía	1	4	4
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	2	3	6
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	2	3	6
R06	Dimensionamiento incorrecto del sistema de almacenamiento	1	3	3
R07	Protección deficiente de la instalación contra agentes medioambientales	2	2	4
R08	Selección incorrecta o diseño deficiente de la aparamenta eléctrica	2	2	4
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	2	3	6
R10	Parada de las obras por condiciones climatológicas adversas	1	2	2
R11	Señalización deficiente de las instalaciones durante la ejecución de la obra	2	2	4
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	2	3	6
R13	Deterioro de los equipos durante el transporte hasta la instalación	1	3	3
R14	Especificaciones erróneas de los equipos de la instalación	1	3	3
R15	Retrasos en el suministro de equipos	2	3	6
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	2	3	6
R17	Baja calidad de los materiales de obra	2	2	4
R18	Condiciones del terreno diferentes a las previstas	1	3	3
R19	Rotura de módulos durante la construcción del campo solar	2	2	4
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	2	3	6
R21	Funcionamiento real distinto al esperado	2	2	4
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	2	3	6
R23	Señalización deficiente de las instalaciones durante la explotación de la planta	2	2	4
R24	Contaminación del suelo	2	2	4
R25	Parada de la planta por condiciones climatológicas adversas	1	4	4
R26	Asentamiento diferencial de un edificio	1	3	3
R27	Obstrucción del sistema de seguimiento de los colectores	2	2	4
R28	Rotura de módulos por falta de protección	2	3	6
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	2	4	8
R30	Explosión de un módulo	1	4	4
R31	Pérdidas térmicas por calorifugado deficiente	2	2	4
R32	Pérdidas de fluido HTF	2	3	6
R33	Incendio de un depósito	1	4	4
R34	Intoxicación por inhalación	2	3	6
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	2	3	6
R36	Rotura de elementos mecánicos del bloque de potencia	2	2	4
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	3	3	9
R38	Sobrecalentamiento de un transformador	1	4	4
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	2	3	6
R40	Proyecciones líquidas o sólidas por manipulación del sistema eléctrico	2	2	4
R41	Incendios y explosiones del sistema eléctrico	1	3	3

R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas	2	4	8
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	2	3	6
R44	Déficit en la producción de energía	2	4	8
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	4	2	8
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	2	4	8
R47	Aumento de los tipos de interés	3	3	9
R48	Aumento de la competencia	3	3	9
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	3	4	12
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	3	4	12
R51	Falta de proveedores fiables	2	3	6
R52	Robo de materiales y equipos	1	3	3
R53	Huelgas del personal contratado	2	3	6
R54	Ausencia del personal por enfermedad	3	1	3
R55	Baja cualificación técnica del personal	1	3	3

Tabla 9. Evaluación de riesgos (Elaboración propia)

Mediante la evaluación de riesgos a través de la matriz de impacto, se observa que del total de riesgos identificados (55), no se cuenta con ninguno que presente un impacto muy alto. La mayoría de los riesgos identificados se sitúan en torno al impacto medio (24), y bajo (27). No obstante, sí que existen varios riesgos con impacto alto (4), que habrán de ser tenidos muy en consideración a la hora de elaborar el plan de respuesta a los riesgos. En la siguiente gráfica puede observarse el impacto de cada riesgo con respecto a la media de impacto obtenida.

Evaluación de Riesgos

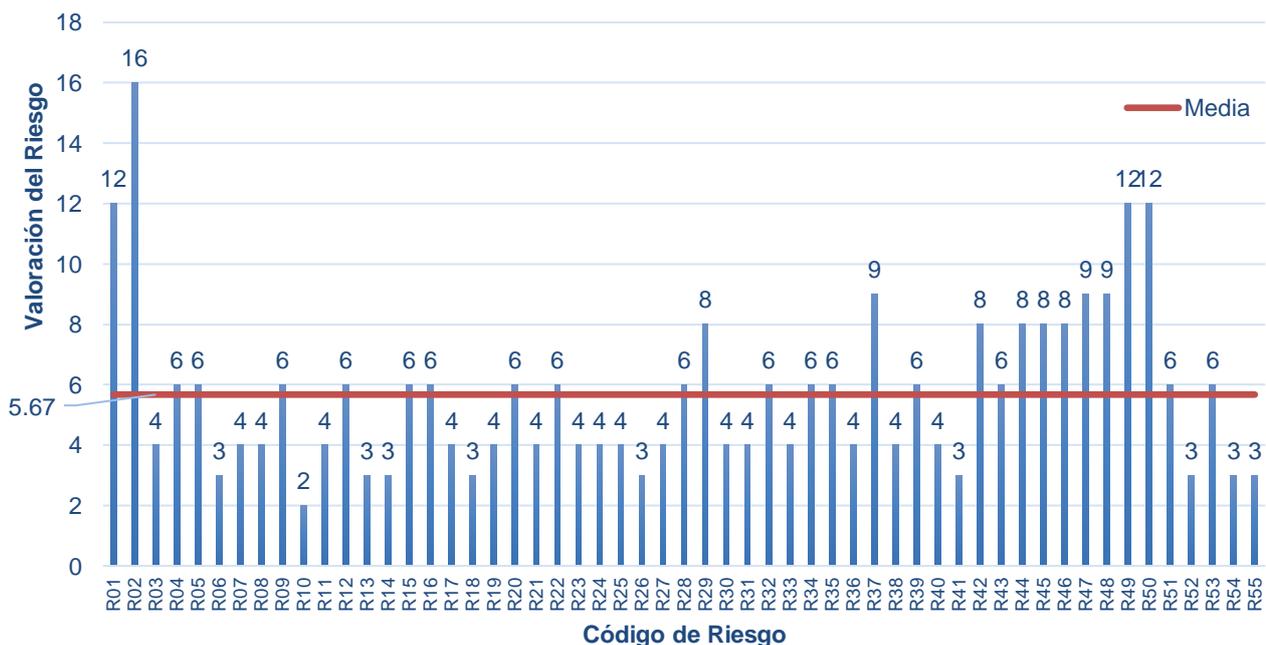


Figura 46. Evaluación de riesgos (Elaboración propia)

En base a los resultados obtenidos, se establecerá una prioridad en el tratamiento de los riesgos basada en su impacto, junto con el plazo de acción establecido para cada tipo de riesgo. La siguiente tabla recoge la prioridad y la acción requerida para cada riesgo en función del impacto que este supone sobre los objetivos del proyecto.

Impacto	Prioridad	Plazo de acción
Muy alto (20-25)	Muy alta	Inmediato
Alto (10-19)	Alta	Lo antes posible
Medio (5-9)	Media	En un plazo razonable
Bajo (1-4)	Baja	No se requieren acciones

Tabla 10. Prioridad y plazo de acción en función del impacto del riesgo (Elaboración propia)

Mediante este criterio, se elaborará el listado de riesgos a tratar. Este plan de respuesta, contará con los riesgos cuyo impacto es medio, alto y muy alto, al considerar que no se llevarán a cabo acciones sobre aquellos con un impacto bajo. Por tanto, se tratarán un total de 28 riesgos, los cuales pueden observarse en la tabla que se muestra a continuación, ordenados de mayor a menor impacto sobre la viabilidad de la planta.

Cod. Ref.	Riesgo	Impacto	Prioridad
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	16	Alta
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	12	Alta
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	12	Alta
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	12	Alta
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	9	Media
R47	Aumento de los tipos de interés	9	Media
R48	Aumento de la competencia	9	Media
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	8	Media
R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas	8	Media
R44	Déficit en la producción de energía	8	Media
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	8	Media
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	8	Media
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	6	Media
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	6	Media
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	6	Media
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	6	Media
R15	Retrasos en el suministro de equipos	6	Media
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	6	Media
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	6	Media
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	6	Media
R28	Rotura de módulos por falta de protección	6	Media

R32	Pérdidas de fluido HTF	6	Media
R34	Intoxicación por inhalación	6	Media
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	6	Media
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	6	Media
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	6	Media
R51	Falta de proveedores fiables	6	Media
R53	Huelgas del personal contratado	6	Media

Tabla 11. Listado de riesgos a tratar

6.3. Tratamiento de riesgos

Una vez se ha llevado a cabo la evaluación de los riesgos, es necesario tratar aquellos que cuentan con una prioridad elevada debido al impacto que presentan sobre los objetivos del proyecto. Para ello, se desarrollará el plan de respuesta a los riesgos. Este plan de respuesta se obtendrá mediante el desarrollo de diferentes medidas a tomar en base a la naturaleza del riesgo, minimizando las amenazas sobre los objetivos del proyecto. La principal ventaja del tratamiento de riesgos es que estos se abordarán en función de su prioridad, destinando los recursos adecuados en cada caso.

En base a la etapa de evaluación, en la que se determinó que se tratarían todos aquellos riesgos cuya prioridad no fuera baja, el plan de respuesta contará con 28 riesgos, para los que se contará en función de su naturaleza (Terrados y Hermoso, 2017), se decidirá entre:

- Evitar: eliminando o minimizando la amenaza con el fin de proteger el proyecto.
- Transferir: trasladando el impacto de la amenaza a un tercero.
- Mitigar: reduciendo la probabilidad de que el riesgo se materialice o el impacto que pueda tener sobre el proyecto.
- Aceptar: reconociendo el riesgo y actuando únicamente si el riesgo se materializa.

Para cada opción, se determinará una conclusión que vendrá determinada por si conviene ser seguida (Sí), si ha de ser descartada o pospuesta (No) o si es necesaria información adicional para tomar la decisión (Quizás) (UNE-EN ISO, 2013).

PLAN DE RESPUESTA A LOS RIESGOS		
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	16
Estrategia	Opción	Conclusión

Mitigar	Contar con toda la documentación relativa al proyecto, intentando agilizar los trámites administrativos en la medida de lo posible	Sí
Aceptación activa	Contemplar la posibilidad de retrasos durante las diferentes fases, introduciendo holguras dentro de la planificación inicial del proyecto, así como fondos adicionales que puedan cubrir los gastos derivados.	Quizás
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	12
Estrategia	Opción	Conclusión
Mitigar	Contar con toda la información relativa a la legislación vigente, así como posibles modificaciones de la misma, intentando anticiparse a dichos cambios	Sí
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas, asumiendo los costes que puedan derivarse de ello.	Quizás
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	12
Estrategia	Opción	Conclusión
Mitigar	Estar al día de todas las ayudas existentes relativas a proyectos relacionados con energías renovables y ser diligentes a la hora de llevar a cabo su solicitud	Sí
Aceptación activa	Buscar fuentes de financiación alternativas	Sí
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas, asumiendo el coste asociado con un fondo habilitado para ello.	Quizás
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	12
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Llevar a cabo un estudio de viabilidad económica que contemple todas las variables que pueden influir en el cálculo de los costes del proyecto	Sí
Mitigar	Incluir un fondo que cubra los posibles sobrecostes derivados de un mal cálculo inicial del presupuesto del proyecto	Quizás
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	9
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Mantenimiento preventivo: llevar a cabo una revisión periódica de la instalación mediante una inspección termográfica (cámara térmica) que permita detectar la posible presencia de puntos calientes que dañen los diferentes elementos de la instalación	Sí
Aceptación activa	Sustituir los elementos de la instalación eléctrica dañados por la presencia de puntos calientes.	Quizás
R47	Aumento de los tipos de interés	9
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Seleccionar un tipo de préstamo con tipo de interés fijo.	Quizás
Mitigar	Renegociar el préstamo con la entidad financiera y, en última instancia, buscar opciones en otras entidades con mejores condiciones	Quizás
R48	Aumento de la competencia	9
Estrategia	Opción	Conclusión

Evitar	Llevar a cabo un estudio de mercado que permita conocer la posible evolución de las diferentes tecnologías a lo largo del ciclo de vida del proyecto, permitiendo anticiparse a los acontecimientos.	Quizás
Mitigar	Ofrecer mejores condiciones a los posibles compradores	Quizás
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas	Sí
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	8
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Mantenimiento preventivo: llevar a cabo una limpieza periódica del campo solar impidiendo que se acumulen la suciedad y el polvo con el fin de evitar la bajada del rendimiento	Sí
Aceptación pasiva	No llevar a cabo ninguna acción, si la bajada del rendimiento no es relevante	Quizás
R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas	8
Estrategia	Opción	Conclusión
Transferir	Captar inversores o proveedores que quieran entrar en el proyecto asumiendo las funciones de la empresa en quiebra, asumiendo los posibles retrasos y costes asociados.	Quizás
Mitigar	Contratar un seguro que cubra esta circunstancia	Sí
R44	Déficit en la producción de energía por un diseño deficiente	8
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Durante la fase inicial del proyecto, tener en cuenta todas las variables que pueden afectar al rendimiento de la planta (posición de los colectores, horas de sol...)	Sí
Mitigar	Llevar a cabo los ajustes necesarios para aumentar el rendimiento de la planta, asumiendo el coste.	Quizás
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas, si la caída del rendimiento no es muy elevada	No
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	8
Estrategia	Opción	Conclusión
Transferir	Externalizar el servicio de mantenimiento, subcontratándolo una empresa especializada	Quizás
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas	Quizás
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	8
Estrategia	Opción	Conclusión
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas	Sí
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Durante la fase inicial del proyecto, llevar a cabo un estudio de viabilidad técnica que estudie las diferentes disposiciones posibles en función de las horas de sol, obteniendo la mejor solución posible.	Sí
Mitigar	Llevar a cabo un rediseño de la disposición del campo solar, asumiendo el coste que ello conlleve	Quizás
Aceptación activa	Asumir la bajada del rendimiento derivada, si no es muy importante	Quizás

R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Llevar a cabo un estudio de viabilidad técnica que tenga en cuenta todos los esfuerzos a los que estará sometida la estructura, seleccionado los perfiles metálicos en base a dichos esfuerzos.	Sí
Mitigar	Sustituir la estructura metálica inicial por otra más resistente	Sí
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Definir de manera detallada las especificaciones del proyecto durante la fase inicial, teniendo en cuenta todas las variables que pueden afectar a sus características	Sí
Aceptación activa	Encontrar soluciones técnicas que permitan minimizar las modificaciones en la medida de lo posible	Quizás
Aceptación pasiva	Aceptación por parte de las partes interesadas, asumiendo el coste mediante un fondo habilitado para ello	Quizás
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Llevar a cabo una correcta señalización de los posibles peligros que puedan existir durante la ejecución de la obra	Sí
Mitigar	Disponer de equipos de protección ante amenazas externas, principalmente golpes y caídas.	Sí
Aceptación pasiva	Asumir su ocurrencia junto con las posibles indemnizaciones derivadas mediante un fondo dedicado a ello	Quizás
R15	Retrasos en el suministro de equipos	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Seleccionar únicamente proveedores que ofrezcan garantías en cuanto a los plazos de entrega	Sí
Transferir	Introducir cláusulas que penalicen el incumplimiento de los plazos de entrega de equipos y material	Quizás
Aceptación activa	Contemplar la posibilidad de retrasos, introduciendo holguras dentro de la planificación del proyecto y cubriendo los posibles gastos derivados mediante un fondo habilitado para ello	Sí
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Supervisión por parte del personal al cargo de todos los trabajos que se llevan a cabo durante la construcción. Revisión de material y maquinaria utilizados en base a las especificaciones técnicas requeridas.	Sí
Aceptación activa	Volver a ejecutar las partes de la obra en las que se han encontrado fallos sufragando los gastos mediante un fondo habilitado para ello.	Quizás
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	6
Estrategia	Opción	Conclusión

Evitar	Cumplimiento de las especificaciones de las pruebas en base a la legislación vigente	Sí
Evitar	Comprobación de las características de los equipos en base a las especificaciones requeridas	Sí
Mitigar	Sustitución de los equipos deficientes, asumiendo los retrasos y posibles costes que ello conlleva.	Sí
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Mantenimiento preventivo: Llevar a cabo revisiones periódicas que permitan detectar el deterioro de los sistemas	Sí
Mitigar	Sustituir o reparar los elementos de la instalación deteriorados	Quizás
R28	Rotura de módulos por falta de protección	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Instalar un sistema de protección de los módulos ante posibles impactos e inclemencias meteorológicas.	Quizás
Mitigar	Mantenimiento preventivo: Llevar a cabo revisiones periódicas que permitan detectar posibles elementos que puedan causar la rotura de los módulos.	Sí
Aceptación activa	Mantenimiento correctivo: reparar o sustituir los módulos dañados por los agentes externos.	Sí
R33	Pérdidas de fluido HTF	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Mantenimiento preventivo: Llevar a cabo revisiones periódicas que permitan detectar fugas del fluido caloportador	Sí
Mitigar	Sustituir los elementos del circuito deteriorados y reponer el fluido perdido.	Quizás
R34	Intoxicación por inhalación	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Disponer de equipos que permitan trabajar con materiales volátiles tóxicos.	Sí
Evitar	Mantenimiento preventivo: Llevar a cabo revisiones periódicas que permitan detectar fugas de materiales nocivos.	Sí
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Mantenimiento preventivo: Llevar a cabo revisiones periódicas que permitan detectar elementos que obstruyan o deterioren la instalación de la turbina de vapor.	Sí
Aceptación activa	Mantenimiento correctivo: reparar o sustituir los elementos dañados del bloque de potencia.	Sí
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Instalar sistemas y dotar a los empleados de equipos de protección que eviten o eliminen la posibilidad de contacto o arco eléctrico.	Sí

Evitar	Señalar de manera adecuada aquellos puntos de la instalación eléctrica en los que puedan producirse estos fenómenos.	Sí
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Llevar a cabo un estudio en profundidad sobre la situación económica de los inversores involucrados en el proyecto.	Quizás
Transferir	Ejecutar una segunda ronda de captación de inversores que puedan sustituir a aquellos que no presentan la liquidez necesaria para afrontar el proyecto.	Quizás
R51	Falta de proveedores fiables	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Estudiar en profundidad los proveedores que se van a ver involucrados en el proyecto, obteniendo referencias sobre su trabajo en ocasiones anteriores.	Quizás
Mitigar	Dar a conocer la necesidad de proveedores, evaluando y escogiendo de esta manera la oferta que mejor se adapte a las características del proyecto.	Sí
R53	Huelgas del personal contratado	6
Estrategia	Opción	Conclusión
Evitar	Ofrecer unas condiciones laborales adecuadas a la labor de cada trabajador, llevando a cabo revisiones periódicas de las mismas.	Sí
Mitigar	Renegociar las condiciones laborales que han llevado a la huelga	Sí
Transferir	Contratar un seguro que cubra este tipo de contingencias	Quizás

Tabla 12. Plan de respuesta a los riesgos (Elaboración propia)

6.4. Seguimiento de riesgos

Para finalizar el plan de gestión integral de los riesgos, se llevará a cabo el seguimiento de los mismos a lo largo de las diferentes etapas del proyecto. Durante esta etapa, se supervisará que los riesgos incluidos dentro del listado de riesgos a tratar cuentan con un control que permita minimizar su impacto en los objetivos del proyecto. Adicionalmente, y en paralelo al seguimiento de los riesgos inicialmente identificados, durante la etapa de seguimiento se llevarán a cabo las siguientes acciones (Hinojosa, 2018):

- Actualizar el registro de riesgos en base al avance del proyecto, identificando posibles nuevas amenazas y diseñando respuestas acordes a su impacto sobre el mismo.
- Comprobar si se ha materializado alguno de los riesgos incluidos dentro del plan de respuesta y las acciones han sido acordes a las definidas en dicho documento.
- Gestionar el fondo de reserva del presupuesto para posibles contingencias

Esta fase de seguimiento y control, se ejecutará en base al plan de gestión de riesgos. Este contendrá los riesgos clasificados en primer lugar, en base a la fase del proyecto en la que pueden producirse y, en segundo lugar, en base al impacto sobre los objetivos del proyecto. Cada uno de los riesgos que componen el plan será gestionado por un responsable diferente dentro del proyecto, en base al organigrama que se muestra a continuación.

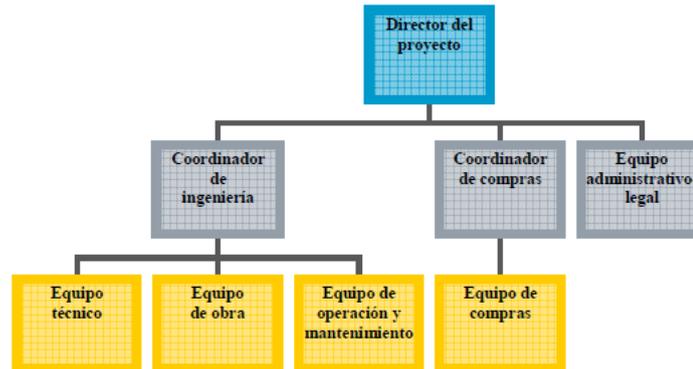


Figura 47. Organigrama del proyecto (Hinojosa, 2018)

6.5. Impacto de los riesgos sobre las variables económicas del proyecto

Una vez se tienen identificados aquellos riesgos que presentan una influencia elevada sobre los objetivos del proyecto, va a cuantificarse el impacto que estos presentan sobre la viabilidad de la planta. De manera general, la materialización de los riesgos contenidos en el plan de respuesta repercutirán en los objetivos de tiempo y coste que se tienen para el proyecto. No obstante, un aumento de los plazos suele venir acompañado en la mayoría de las ocasiones por un aumento del coste, con lo que este estudio se centrará en impacto económico que presentarán dichos riesgos sobre los objetivos del proyecto.

En base a la naturaleza y la etapa en que el riesgo puede materializarse, se considerarán impactos sobre:

- Fondo de contingencias del proyecto.
- Producción de energía de la planta.
- Precio de venta de la electricidad.
- Precio de los costes de explotación y mantenimiento.
- Porcentaje de financiación interna y externa.
- Interés del préstamo del proyecto.

De esta manera, para los riesgos recogidos en el plan de respuesta se obtiene la siguiente tabla:

IMPACTO ECONÓMICO DE LOS RIESGOS				
Cod. Ref.	Riesgo	Impacto	Fase del riesgo	Variable afectada
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	16	Trámites administrativos	Fondo de contingencias
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	12	Trámites administrativos	Fondo de contingencias
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	12	Económico-financiero	Fondo de contingencias Porcentaje de financiación interna y externa
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	12	Económico-financiero	Fondo de contingencias
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	9	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R47	Aumento de los tipos de interés	9	Económico-financiero	Interés del préstamo del proyecto
R48	Aumento de la competencia	9	Económico-financiero	Precio de venta de la electricidad
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	8	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento Producción de energía de la planta
R42	Quebra de alguna de las partes interesadas	8	Económico-financiero	Fondo de contingencias Porcentaje de financiación interna y externa
R44	Déficit en la producción de energía por un diseño deficiente	8	Económico-financiero	Fondo de contingencias Producción de energía de la planta
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	8	Económico-financiero	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	8	Económico-financiero	Precio de venta de la electricidad
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	6	Diseño y planificación	Fondo de contingencias Precio del coste de explotación y mantenimiento Producción de energía de la planta
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	6	Diseño y planificación	Precio del coste de explotación y mantenimiento Producción de energía de la planta

R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	6	Ejecución	Fondo de contingencias
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	6	Ejecución	Fondo de contingencias
R15	Retrasos en el suministro de equipos	6	Ejecución	Fondo de contingencias
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	6	Ejecución	Fondo de contingencias
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	6	Pruebas y puesta en marcha	Fondo de contingencias
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R28	Rotura de módulos por falta de protección	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R33	Pérdidas de fluido HTF	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R34	Intoxicación por inhalación	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	6	Explotación y mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	6	Económico-financiero	Porcentaje de financiación interna y externa
R51	Falta de proveedores fiables	6	Personal y suministros	Fondo de contingencias Precio del coste de explotación y mantenimiento
R53	Huelgas del personal contratado	6	Personal y suministros	Precio del coste de explotación y mantenimiento

Tabla 13. Impacto económico de los riesgos (Elaboración propia)

Puede observarse que la mayoría de riesgos pertenecientes a las fases iniciales del proyecto se gestionarán mediante el fondo de contingencias habilitado para ello. Por otro lado, una gran parte de los riesgos relacionados con la etapa de explotación y mantenimiento podrán ser cubiertos mediante una variación de los costes de relacionados con dicha fase, quedando el fondo de contingencias reservado para causas de fuerza mayor. Finalmente, se aprecia también que existen variables económicas que únicamente se verían afectadas por riesgos muy determinados. No obstante, la materialización de estos riesgos presenta un impacto económico muy elevado, pudiendo llegar a comprometer la viabilidad de la planta, por lo que habrá que estudiar en detalle cómo afecta su variación a la rentabilidad final del proyecto.

7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE ENERGÍA TERMOSOLAR

Una vez se ha elaborado el plan de respuesta a los riesgos más relevantes, se han relacionado los riesgos con las variables económicas del proyecto. Posteriormente se va a proceder a evaluar los costes que implica la construcción, puesta en marcha y explotación de una central de este tipo. Para ello, a través de la información existente, se ha estimado el valor de cada una de las partidas del proyecto y los ingresos estimados. A través de los parámetros económicos más relevantes del proyecto, se observará la variabilidad de los indicadores de rentabilidad del proyecto, mediante un análisis de sensibilidad para estudiar la evolución del TIR y realizando un análisis de escenarios que permitirá estimar la probabilidad de éxito del proyecto para un VAN objetivo.

7.1. Evaluación de costes

7.1.1. Costes durante la ejecución del proyecto

Para evaluar el coste relacionado con la construcción y puesta en marcha de la planta termosolar, se establece como ya se comentó anteriormente una central basada en la tecnología CCP (Canales cilindro-parabólicos), al ser la tipología más extendida a lo largo del territorio nacional, así como la tecnología más madura técnicamente, con las siguientes características principales (IDAE, 2013):

La mayoría de centrales localizadas en España que con este tipo de tecnología emplean aceite térmico VP-1 como fluido de transferencia de calor, utilizando captadores Eurotrough. Estos captadores, de 150 metros de longitud se dispondrán formando lazos de 4 captadores, dando lugar a un lazo de referencia de 600 metros de longitud, con un total de 160 lazos formando la planta.

Para el estudio se ha seleccionado una central tipo con almacenamiento de energía térmica, empleando sales fundidas como medio de almacenamiento y un sistema de tanque frío y tanque caliente, con una capacidad de almacenamiento de 6 horas para cubrir las demandas de la segunda parte del día.

Por motivos de simplicidad, no se ha considerado la incorporación de un sistema de aporte de energía auxiliar.

Con estas características, se obtiene la centra de referencia que se recoge en la tabla que se muestra a continuación.

Definición de la planta	
Potencia nominal (MW)	50
Nº de lazos	160
Nº captadores por lazo	4
Anchura del captador (m)	5,76
Longitud del captador (m)	150
Área de captación (m2)	552960
Capacidad sistema de almacenamiento (h)	6
Combustible auxiliar	NO
Espaciamiento entre filas (m)	17,2
Superficie de terreno ocupada (ha)	226
Factor de ocupación	0,245

Tabla 14. Definición de la planta (IDAE, 2013)

En concordancia con la potencia nominal de la planta, el ciclo de vapor encargado de la transformación de energía mecánica en eléctrica contará con las siguientes especificaciones técnicas.

Ciclo de vapor	
Potencia nominal de la turbina (MW)	50
Rendimiento nominal del bloque de potencia	0,374
Rendimiento de bomba de aceite	0,79

Tabla 15. Ciclo de vapor de la planta (IDAE, 2013)

Una vez conocidos los datos más relevantes referentes a la tecnología del proyecto, se calcularán los costes asociados a cada uno de los conceptos que componen el proyecto. En cada una de las partidas, el precio vendrá definido por los diferentes elementos que componen los sistemas, cuyo coste será calculado en base a las unidades utilizadas de manera común en el mercado.

7.1.1.1. Sistema de captación de la energía solar:

Dentro esta partida se incluyen los conceptos correspondientes al montaje e instalación del campo solar. Para el montaje de los módulos, formados por espejo, estructura y sistema de posicionamiento, será necesaria la construcción de una nave de montaje, mientras que, para su instalación, será necesario llevar a cabo un movimiento

de tierras que adecue el terreno, así como la ejecución de las cimentaciones sobre las que irán montados los módulos.

Sistema de captación de la energía solar (€)					
Espejos	35	€/m2 apertura	553.920	m2	19.387.200
Estructuras metálicas	72,00	€/m2 apertura	553.920	m2	39.882.240
Sistemas de posicionamiento	6.600	€/ud	640,00	unidades	4.224.000
Movimiento de tierras	21	€/m2 apertura	553.920	m2	11.632.320
Cimentación	37	€/m2 apertura	553.920	m2	20.495.040
Nave de montaje	5,45	€/m2 apertura	553.920	m2	3.018.864
TOTAL	98.639.664 €				

Tabla 16. Sistema de captación de la energía solar (IDAE, 2013)

7.1.1.2. Sistema de conversión de la energía solar en térmica:

En esta partida se incluyen el aceite térmico que circula por los tubos absorbedores, receptor de la energía solar captada por los colectores, las juntas rotativas, que permiten el movimiento independiente de los módulos, así como todo el sistema para la construcción de los lazos a partir de los módulos del campo solar.

Sistema de conversión de la energía solar en térmica (€)					
Aceite térmico	2,83	€/kg	1.250.767	kg	3.539.670,61
Tubos absorbedores	892	€/tubo	23.040	tubos	20.551.680
Juntas rotativas	190	€/ud	3.520	ud	668.800
Tuberías, válvulas y accesorios de unión entre lazos	13.400	€/lazo	160	lazos	2.144.000
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, bombas, tanques, montaje)	87.000	€/lazo	160	lazos	13.920.000
Sistema de purificación del aceite	380.000	€/unidad	1	ud	380.000
Sistema de protección contra incendios (bombas y tuberías)	11.400	€/lazo	160	lazos	1.824.000
Sistema de inertización	5.900	€/lazo	160	lazos	944.000
Caldera de gas natural	53	€/kWtn	50.000	kWt	2.650.000
TOTAL	46.622.150,61 €				

Tabla 17. Sistema de conversión de la energía solar en térmica (IDAE, 2013)

7.1.1.3. Sistema e conversión de la energía térmica en energía eléctrica

Esta partida comprende el intercambiador aceite/vapor, que cede el calor al agua que, una vez transformada en vapor, lleva a cabo el ciclo Rankine a lo largo de todo el

bloque de potencia. Incluye también los equipos auxiliares que garantizan el correcto funcionamiento de la planta, así como la obra civil correspondiente.

Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica (€)					
Intercambiador de aceite/vapor	240	€/kW	50.000	kWe	12.000.000
Bloque de potencia	520	€/kW	50.000	kWe	26.000.000
Sistemas auxiliares (BOP)	360	€/kW	50.000	kWe	18.000.000
Obra civil	200	€/kW	50.000	kWe	10.000.000
TOTAL	66.000.000 €				

Tabla 18. Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica (IDAE, 2013)

7.1.1.4. Sistema de almacenamiento de la energía térmica

Puesto que la central seleccionada como caso de estudio cuenta con un sistema de almacenamiento de energía térmica para 6h, será necesario disponer de una partida que comprenda este sistema, que de manera general deberá tener en cuenta el medio de almacenamiento, sales fundidas, así como el sistema de trasiego, intercambiadores y un sistema de llenado inicial, junto con la obra civil del sistema de almacenamiento.

Sistema de almacenamiento de la energía térmica (€)					
Medio de almacenamiento térmico (Sales)	0,72	€/kg	22.772.012	kg	16.395.848,64
Sistema de trasiego de sales (tanques, bombas, tuberías)	42	€/kWhe cap	300.000	kWe	12.600.000
Sistema de intercambiadores de calor	17	€/kWhe cap	300.000	kWe	5.100.000
Sistema de llenado inicial	4	€/kWhe cap	300.000	kWe	1.200.000
Obra civil	10	€/kWhe cap	300.000	kWe	3.000.000
TOTAL	38.295.848,64 €				

Tabla 19. Sistema de almacenamiento de la energía térmica (IDAE, 2013)

7.1.1.5. Sistema de evacuación de la energía eléctrica

Para estimar el coste del sistema de evacuación de la energía eléctrica a la red de distribución, se ha optado por hacer una estimación aproximada en base a la información existente sobre este tipo de instalaciones. Se ha tomado esta decisión debido a que dimensionar este coste conlleva una dificultad que impide abordarlo en un único proyecto.

Sistema de evacuación de la energía eléctrica (€)	
TOTAL	8.000.000 €

Tabla 20. Sistema de evacuación de la energía eléctrica (Elaboración propia)

7.1.1.6. Personal, licencias y terrenos

Esta partida recoge los costes asociados al personal presente durante las labores de ejecución del proyecto, así como las licencias necesarias para la puesta en marcha de una instalación de estas características (autorización administrativa de ayuntamiento, licencia de obras, explotación...), así como la adquisición de los terrenos donde se ubicará la planta.

Terreno, licencias y personal (€)					
Terreno	6,00	m2	226,00	ha	16.950.000,00
Licencias					28.000.000,00
Personal					27.000.000,00
TOTAL					71.950.000 €

Tabla 21. Terreno, licencias y personal (Elaboración propia)

7.1.1.7. Coste del proyecto

El coste total de la ejecución del proyecto se resume en la tabla que se muestra a continuación. En este coste total, se ha considerado un fondo de contingencias ante posibles imprevistos que puedan surgir durante el ciclo de vida del proyecto

Coste del proyecto (€)	
Sistema de captación de la energía solar (M€)	98.639.664,00
Sistema de conversión de la energía solar en térmica (M€)	46.622.150,61
Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica (M€)	66.000.000,00
Sistema de almacenamiento de la energía térmica (M€)	38.295.848,64
Sistema de evacuación de la energía eléctrica (M€)	8.000.000,00
Terreno, licencias y personal (M€)	71.950.000,00
TOTAL (incluyendo fondo de contingencias)	350.000.000 €

Tabla 22. Coste del proyecto (Elaboración propia)

7.1.2. Costes durante la explotación del proyecto

Durante la explotación de la planta, se producirán de manera anual una serie de gastos que habrá que tener en consideración a la hora de estudiar la viabilidad del proyecto. De manera general, los gastos considerados asociados a la explotación de la planta son los siguientes:

- Seguros: los seguros relativos a este tipo de proyectos suelen suponer en torno a un 10% de la inversión total. Teniendo en cuenta la coyuntura económica actual, el seguro de la planta se establecerá en 4.500.000 € anuales.

- Cánones: en función del lugar y la extensión, el canon de un proyecto de estas características suele situarse en torno a los 2.500.000 €. Este concepto incluye el canon urbanístico, el impuesto de bienes inmuebles de características especiales (BICE) y el impuesto de actividades económicas entre otros.
- Personal de explotación: este personal estará compuesto por ingenieros, técnicos y operarios, que serán los encargados de la explotación y el mantenimiento de la planta. Para una planta de estas dimensiones, se estima que serán necesarios aproximadamente 80 operarios, 30 técnicos y 15 ingenieros, con unos sueldos de 20.000 €/año, 30.000 €/año y 50.000 €/año respectivamente. Lo que supone un gasto anual de 3.250.000 €.
- Reparaciones y mantenimiento: para mantener la planta en un estado óptimo de funcionamiento, será necesario destinar en torno a 5.000.000 € a reparaciones y mantenimiento, así como posibles sustituciones de equipos y material.

La siguiente tabla recoge los costes totales que habrá que afrontar anualmente durante los años de explotación de la planta.

Costes de explotación (€)	
Seguros (M€)	4.000.000 €
Cánones (M€)	2.500.000 €
Personal (M€)	3.250.000 €
Reparaciones y mantenimiento (M€)	3.000.000 €
TOTAL	12.750.000 €

Tabla 23. Costes de explotación (Elaboración propia)

7.2. Rentabilidad de la planta

7.2.1. Ingresos

Los ingresos de la planta vendrán generados por la venta de la electricidad a la red. Para su estimación, puede escogerse entre la tarifa regulada y la prima de referencia más mercado. Por facilitar el cálculo, se ha seleccionado la opción de tarifa regulada, ya que presenta un valor menos variable en el tiempo.

En cuanto a la generación de energía, se estima que una central de estas características generará en torno a 157,1 GWh/año. Del total de energía generada, un 7% se dedicará a autoconsumo. Por otro lado, una central de estas características no

alcanza su máxima capacidad operativa hasta pasados unos años de funcionamiento. Esto se debe principalmente a la necesidad de realizar pruebas durante este periodo, pudiendo detectar los fallos propios de la falta de madurez en el funcionamiento, y permitiendo calibrar de manera precisa los equipos y detectar fallos en su instalación, así como defectos de fabricación que puedan influir en el rendimiento de la planta. En la siguiente tabla se muestran los valores principales relacionados con los ingresos del proyecto.

Ingresos (€)	
Precio venta electricidad (€/kWh)	0,30
Generación anual de electricidad (GWh)	157,1
Autoconsumo (%)	7
Capacidad operativa año 1 (%)	60
Capacidad operativa año 2 (%)	70
Capacidad operativa año 3 (%)	80

Tabla 24. Ingresos (Elaboración propia)

7.2.2. Evaluación económica del proyecto

Una vez conocidos los costes del proyecto, así como los ingresos que se percibirán durante la explotación de la planta, se llevará a cabo un estudio de la viabilidad del proyecto. Tras una revisión exhaustiva sobre las características de este tipo de proyectos, se establecen unas condiciones de partida para lo que se considera el escenario más probable en el que evolucionará el funcionamiento de la planta. Se considerará que, una vez alcanzada la máxima capacidad operativa de la planta, esta se mantiene durante todo su ciclo de vida. Esto descarta en un principio posibles pérdidas de rendimiento derivadas de un mal funcionamiento de los equipos o falta de mantenimiento de las instalaciones durante los años de explotación del proyecto.

En cuanto a los costes de explotación, relacionados con cánones, seguros y salarios de empleados, para el caso de referencia, se considerará una subida anual del 4%, que equilibre la subida del coste de la vida a lo largo de los años, así como el posible aumento de las franquicias a pagar durante los años siguientes.

Para el precio de venta de la energía, en base a la evolución con respecto años anteriores, se considerará un aumento anual del 6%, que permitirá incrementar los beneficios del proyecto a lo largo de su explotación.

De cara a financiar el proyecto, se establece un 30% de capital propio, que estaría compuesto tanto por inversiones como subvenciones por parte de la administración

pública, mientras que el resto de la inversión se sufragará a través de un préstamo solicitado a una entidad financiera, con un interés del 8%, a pagar en 10 años.

Finalmente, se considerarán unos impuestos totales del 30% y un interés calculatorio del 6%, con una amortización de la instalación de 12 años. La siguiente tabla muestra los valores de referencia para el estudio de la rentabilidad del proyecto.

Condiciones de partida	
Generación de energía	
Producción eléctrica total (GWh/año)	157,1
Potencia eléctrica a red año 1 (GWh)	87,7
Potencia eléctrica a red año 2 (GWh)	102,3
Potencia eléctrica a red año 3 (GWh)	116,9
Potencia eléctrica a red años siguientes (GWh/año)	146,1
Reducción del rendimiento (%)	0
Costes de explotación	
Costes de explotación (€/año)	12.750.000
Incremento (%/año)	4
Precio de venta de la energía	
Precio de venta (€/kWh)	0,30
Incremento (%/año)	6
Condiciones de la inversión	
Coste total del proyecto (€)	350.000.000
Inversión fondos propios (€)	105.000.000
Préstamo entidad financiera (€)	245.000.000
Interés préstamo (%)	8
Duración préstamo (años)	10
Otros datos	
Impuestos (%)	30
Interés calculatorio (%)	5
Amortización instalación	12

Tabla 25. Condiciones de partida (Elaboración propia)

A continuación, se muestra el cuadro de amortización del préstamo solicitado a la entidad financiera. Se observa, para los 10 años de duración del préstamo, el pago anual a realizar, que estará compuesto por los intereses derivados de las condiciones del

préstamo y por su amortización anual. También pueden apreciarse el capital vivo junto con el capital amortizado al final de cada año.

Año	Pago anual	Intereses anuales	Amortización anual	Capital Vivo	Capital Amortizado
0	105.000.000,00				
1	36.512.224,73	19.600.000,00	16.912.224,73	228.087.775,27	16.912.224,73
2	36.512.224,73	18.247.022,02	18.265.202,71	209.822.572,56	35.177.427,44
3	36.512.224,73	16.785.805,80	19.726.418,93	190.096.153,63	54.903.846,37
4	36.512.224,73	15.207.692,29	21.304.532,44	168.791.621,19	76.208.378,81
5	36.512.224,73	13.503.329,70	23.008.895,04	145.782.726,16	99.217.273,84
6	36.512.224,73	11.662.618,09	24.849.606,64	120.933.119,52	124.066.880,48
7	36.512.224,73	9.674.649,56	26.837.575,17	94.095.544,35	150.904.455,65
8	36.512.224,73	7.527.643,55	28.984.581,18	65.110.963,17	179.889.036,83
9	36.512.224,73	5.208.877,05	31.303.347,68	33.807.615,49	211.192.384,51
10	36.512.224,73	2.704.609,24	33.807.615,49	0,00	245.000.000,00

Tabla 26. Cuadro de amortización del préstamo (Elaboración propia)

Para analizar la viabilidad de la central, se determinará un horizonte temporal de 25 años, al ser el más común a la hora definir proyectos de este tipo. Se estudiarán los siguientes indicadores que determinarán la rentabilidad de la planta: VAN, TIR y Pay-back descontado. El cuadro de análisis recogerá los siguientes valores.

- Ingresos (€/año): procedentes de la venta de energía
- Costes explotación (€/año): relacionados con el mantenimiento y la explotación de la instalación
- Costes financieros (€/año): correspondientes a los intereses del préstamo.
- Amortización de la instalación: coste de la instalación repartido en los años necesarios para su amortización.
- Beneficio antes de impuestos (BAI, €/año): beneficio total obtenido antes del pago de los impuestos correspondientes
- Impuestos (€/año): impuestos a pagar en base a los beneficios generados
- Beneficio neto (BN, €/año): beneficio una vez pagados los impuestos correspondientes.
- Flujo de caja (FC): beneficio neto junto con la amortización.
- Inversión (€/año): pago del préstamo solicitado
- Flujo de caja – Inversión (€)
- Actualización (Ud.): interés calculatorio a lo largo del ciclo de vida del proyecto.
- Flujo de caja – Inversión actualizado (€)
- FC acumulado (€): flujo de beneficio acumulado por el proyecto.

Integración de la gestión de riesgos en la
evaluación económica de proyectos.
Aplicación a un sistema energético.

Año	Ingresos	Costes explotación	Costes Financieros	Amortización Instalación	BAI	Impuestos	BN	FC	Inversión	FC - Inv	Actualización	FC Actualizado	FC Acumulado
0	0,00 €								105.000.000,00 €	-105.000.000,00 €	1,00	-105.000.000,00 €	-105.000.000,00 €
1	26.298.540,00 €	12.750.000,00 €	19.600.000,00 €	29.166.666,67 €	-35.218.126,67 €		-35.218.126,67 €	-6.051.460,00 €	36.512.224,73 €	-42.563.684,73 €	1,05	-40.536.842,60 €	-145.536.842,60 €
2	32.522.527,80 €	13.260.000,00 €	18.247.022,02 €	29.166.666,67 €	-28.151.160,89 €		-28.151.160,89 €	1.015.505,78 €	36.512.224,73 €	-35.496.718,95 €	1,10	-32.196.570,48 €	-177.733.413,08 €
3	39.398.719,39 €	13.790.400,00 €	16.785.805,80 €	29.166.666,67 €	-20.344.153,08 €		-20.344.153,08 €	8.822.513,59 €	36.512.224,73 €	-27.689.711,14 €	1,16	-23.919.413,58 €	-201.652.826,66 €
4	52.203.303,19 €	14.342.016,00 €	15.207.692,29 €	29.166.666,67 €	-6.513.071,76 €		-6.513.071,76 €	22.653.594,90 €	36.512.224,73 €	-13.858.629,83 €	1,22	-11.401.529,06 €	-213.054.355,71 €
5	55.335.501,39 €	14.915.696,64 €	13.503.329,70 €	29.166.666,67 €	-2.250.191,62 €		-2.250.191,62 €	26.916.475,05 €	36.512.224,73 €	-9.595.749,68 €	1,28	-7.518.520,96 €	-220.572.876,67 €
6	58.655.631,47 €	15.512.324,51 €	11.662.618,09 €	29.166.666,67 €	2.314.022,20 €	694.206,66 €	1.619.815,54 €	30.786.482,21 €	36.512.224,73 €	-5.725.742,52 €	1,34	-4.272.637,23 €	-224.845.513,90 €
7	62.174.969,36 €	16.132.817,49 €	9.674.649,56 €	29.166.666,67 €	7.200.835,64 €	2.160.250,69 €	5.040.584,95 €	34.207.251,62 €	36.512.224,73 €	-2.304.973,11 €	1,41	-1.638.101,36 €	-226.483.615,26 €
8	65.905.467,52 €	16.778.130,19 €	7.527.643,55 €	29.166.666,67 €	12.433.027,12 €	3.729.908,14 €	8.703.118,98 €	37.869.785,65 €	36.512.224,73 €	1.357.560,92 €	1,48	918.850,67 €	-225.564.764,59 €
9	69.859.795,57 €	17.449.255,39 €	5.208.877,05 €	29.166.666,67 €	18.034.996,46 €	5.410.498,94 €	12.624.497,52 €	41.791.164,19 €	36.512.224,73 €	5.278.939,46 €	1,55	3.402.851,44 €	-222.161.913,15 €
10	74.051.383,30 €	18.147.225,61 €	2.704.609,24 €	29.166.666,67 €	24.032.881,79 €	7.209.864,54 €	16.823.017,25 €	45.989.683,92 €	36.512.224,73 €	9.477.459,19 €	1,63	5.818.337,81 €	-216.343.575,35 €
11	78.494.466,30 €	18.873.114,63 €		29.166.666,67 €	30.454.685,00 €	9.136.405,50 €	21.318.279,50 €	50.484.946,17 €		50.484.946,17 €	1,71	29.517.502,44 €	-186.826.072,91 €
12	83.204.134,28 €	19.628.039,22 €		29.166.666,67 €	34.409.428,40 €	10.322.828,52 €	24.086.599,88 €	53.253.266,54 €		53.253.266,54 €	1,80	29.653.411,45 €	-157.172.661,46 €
13	88.196.382,34 €	20.413.160,79 €			67.783.221,55 €	20.334.966,47 €	47.448.255,09 €	47.448.255,09 €		47.448.255,09 €	1,89	25.162.822,72 €	-132.009.838,74 €
14	93.488.165,28 €	21.229.687,22 €			72.258.478,06 €	21.677.543,42 €	50.580.934,64 €	50.580.934,64 €		50.580.934,64 €	1,98	25.546.809,12 €	-106.463.029,62 €
15	99.097.455,19 €	22.078.874,71 €			77.018.580,49 €	23.105.574,15 €	53.913.006,34 €	53.913.006,34 €		53.913.006,34 €	2,08	25.933.077,86 €	-80.529.951,76 €
16	105.043.302,51 €	22.962.029,70 €			82.081.272,81 €	24.624.381,84 €	57.456.890,97 €	57.456.890,97 €		57.456.890,97 €	2,18	26.321.663,77 €	-54.208.287,99 €
17	111.345.900,66 €	23.880.510,88 €			87.465.389,77 €	26.239.616,93 €	61.225.772,84 €	61.225.772,84 €		61.225.772,84 €	2,29	26.712.601,89 €	-27.495.686,10 €
18	118.026.654,70 €	24.835.731,32 €			93.190.923,38 €	27.957.277,01 €	65.233.646,36 €	65.233.646,36 €		65.233.646,36 €	2,41	27.105.927,46 €	-389.758,64 €
19	125.108.253,98 €	25.829.160,57 €			99.279.093,41 €	29.783.728,02 €	69.495.365,38 €	69.495.365,38 €		69.495.365,38 €	2,53	27.501.675,94 €	27.111.917,30 €
20	132.614.749,22 €	26.862.326,99 €			105.752.422,22 €	31.725.726,67 €	74.026.695,56 €	74.026.695,56 €		74.026.695,56 €	2,65	27.899.883,01 €	55.011.800,30 €
21	140.571.634,17 €	27.936.820,07 €			112.634.814,10 €	33.790.444,23 €	78.844.369,87 €	78.844.369,87 €		78.844.369,87 €	2,79	28.300.584,56 €	83.312.384,86 €
22	149.005.932,22 €	29.054.292,88 €			119.951.639,34 €	35.985.491,80 €	83.966.147,54 €	83.966.147,54 €		83.966.147,54 €	2,93	28.703.816,71 €	112.016.201,57 €
23	157.946.288,15 €	30.216.464,59 €			127.729.823,56 €	38.318.947,07 €	89.410.876,49 €	89.410.876,49 €		89.410.876,49 €	3,07	29.109.615,81 €	141.125.817,38 €
24	167.423.065,44 €	31.425.123,18 €			135.997.942,27 €	40.799.382,68 €	95.198.559,59 €	95.198.559,59 €		95.198.559,59 €	3,23	29.518.018,43 €	170.643.835,82 €
25	177.468.449,37 €	32.682.128,10 €			144.786.321,27 €	43.435.896,38 €	101.350.424,89 €	101.350.424,89 €		101.350.424,89 €	3,39	29.929.061,38 €	200.572.897,20 €

Tabla 27. Análisis de la rentabilidad del proyecto (Elaboración propia)

Los indicadores económicos obtenidos son los siguientes:

VAN 25 AÑOS	TIR 25 AÑOS	PAYBACK
200.572.897,20 €	9,18%	18,01

- Como se observa tras realizar los cálculos, al final de la vida del proyecto, este cuenta con un VAN>0. Esto significa que, en un principio, con ese horizonte temporal, realizar la inversión sería rentable económicamente, al ser los ingresos finales superiores a la inversión.
- De igual manera, el TIR es mayor que el interés calculatorio establecido como referencia para analizar la viabilidad del proyecto, por lo que el proyecto genera tasa interna de rentabilidad (9,18%) superior a la tasa de interés correspondiente a las condiciones de financiación (8%), haciendo que el proyecto sea rentable. No obstante, habría que discutir con los inversores el TIR a partir del cual considerarían participar en el proyecto. .
- Finalmente, mediante el cálculo del PAYBACK, se determina el momento de recuperación de la inversión, que se produce a los 18,01 años. Puesto que se ha establecido una duración de 25 años, a partir de ese momento los ingresos generados se corresponderán con ganancias una vez el coste del proyecto se ha cubierto.

Evolucion del FC Acumulado

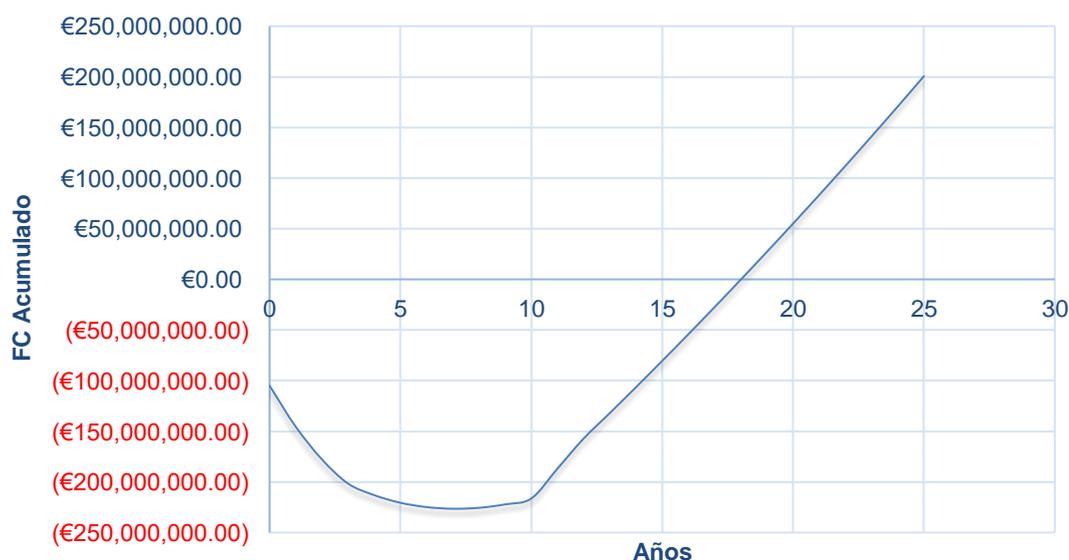


Figura 48. Evolución del FC acumulado (Elaboración propia)

7.3. Análisis de sensibilidad

Para analizar como impacta la variación de los parámetros económicos más importantes relacionados con la viabilidad del proyecto, se ha llevado a cabo análisis de sensibilidad sobre el VAN y el TIR, en el que se ha estudiado como influyen los siguientes factores:

- Disminución de la generación de la energía, que puede venir ocasionada por un mantenimiento deficiente de las instalaciones.
- Variación del precio de venta de la electricidad, debido a los constantes cambios que se producen en el mercado eléctrico.
- Variación del coste de explotación de la planta, por posibles mejoras de los contratos de los trabajadores, aumento de las franquicias de los seguros o aumento de alguno de los cánones.
- Variación del porcentaje de inversión propia, en base a la disponibilidad de liquidez al inicio del proyecto.
- Variación del interés del préstamo, debido al aumento de los tipos de interés o las condiciones negociadas con la entidad financiera.

En la siguiente tabla se recogen los valores obtenidos para el VAN y el TIR, en base a la variación de los parámetros descritos. Para estudiar la evolución del VAN y el TIR, se incrementa o decrementa el factor seleccionado, mientras el resto permanecen constantes con respecto a las condiciones de referencia analizadas.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD					
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA					
REDUCCIÓN	0%	3%	6%	9%	12%
VAN (€)	200.572.897,20 €	150.292.523,11 €	101.033.534,89 €	52.593.745,28 €	5.230.494,69 €
TIR (%)	9,18%	8,18%	7,17%	6,15%	5,12%
PRECIO DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD					
INCREMENTO	4%	5%	6%	7%	8%
VAN (€)	30.454.863,15 €	109.642.242,65 €	200.572.897,20 €	305.734.630,56 €	427.179.250,39 €
TIR (%)	5,78%	7,53%	9,18%	10,76%	12,28%
COSTE DE EXPLOTACIÓN					
INCREMENTO	3%	4%	5%	6%	7%
VAN (€)	220.473.950,32 €	200.572.897,20 €	177.627.491,51 €	151.121.555,31 €	120.436.796,22 €
TIR (%)	9,52%	9,18%	8,79%	8,31%	7,74%
INVERSIÓN PROPIA					

VARIACIÓN	10%	20%	30%	40%	50%
VAN (€)	163.850.437,53 €	182.325.631,74 €	200.572.897,20 €	218.820.162,66 €	236.689.478,00 €
TIR (%)	8,53%	8,87%	9,18%	9,48%	9,74%
INTERÉS DEL PRÉSTAMO					
VARIACIÓN	6%	7%	8%	9%	10%
VAN (€)	249.196.419,95	225.293.617,26	200.572.897,20	175.384.905,62	149.489.105,09
TIR (%)	10,60%	9,87%	9,18%	8,53%	7,90%

Tabla 28. Análisis de sensibilidad (Elaboración propia)

Del análisis de sensibilidad se extraen las siguientes conclusiones:

- Una reducción de la producción de energía de la planta influye de manera negativa tanto en el VAN como el TIR. Aunque desde el punto de vista del VAN el proyecto siempre será rentable (>0), a partir del 3% de disminución se observa que el TIR es menor que el interés calculatorio o tasa de descuento, por lo que según este criterio el proyecto no lo sería. También se observa que para un 12% de reducción de la producción, el VAN se aproxima bastante a 0.
- Para la variación del precio de venta de la electricidad, el VAN se mantiene igualmente siempre positivo. Sin embargo, si el incremento del precio no es superior a un 5%, el TIR (7,53%, con respecto al 8% del interés del préstamo) determina que el proyecto no es rentable. Por encima de las condiciones de referencia (6% de incremento), tanto VAN como TIR determinan que el proyecto es rentable económicamente.
- El aumento de los costes de explotación por encima de un 7% hace que el proyecto desde el punto de vista del TIR no sea rentable.
- Si la inversión propia es inferior a la tomada como referencia (30%), la rentabilidad del proyecto disminuye. No obstante, para los valores estudiados referentes a la inversión inicial, tanto el VAN, que se mantiene siempre mayor que cero, como el TIR, superior al interés de la financiación, establecen que el proyecto siempre es rentable desde ambos puntos de vista.
- Como se observa, el interés del préstamo también repercute de manera negativa en su rentabilidad. Por encima del interés seleccionado como referencia (8%), el proyecto deja de ser rentable desde el punto de vista del TIR. El VAN se mantiene positivo para todas las variaciones del interés analizadas.

En el siguiente gráfico se pueden observar los valores del TIR para las variaciones del precio de venta de la electricidad, los costes de explotación y el interés del préstamo, junto con la línea del TIR para el caso de referencia.

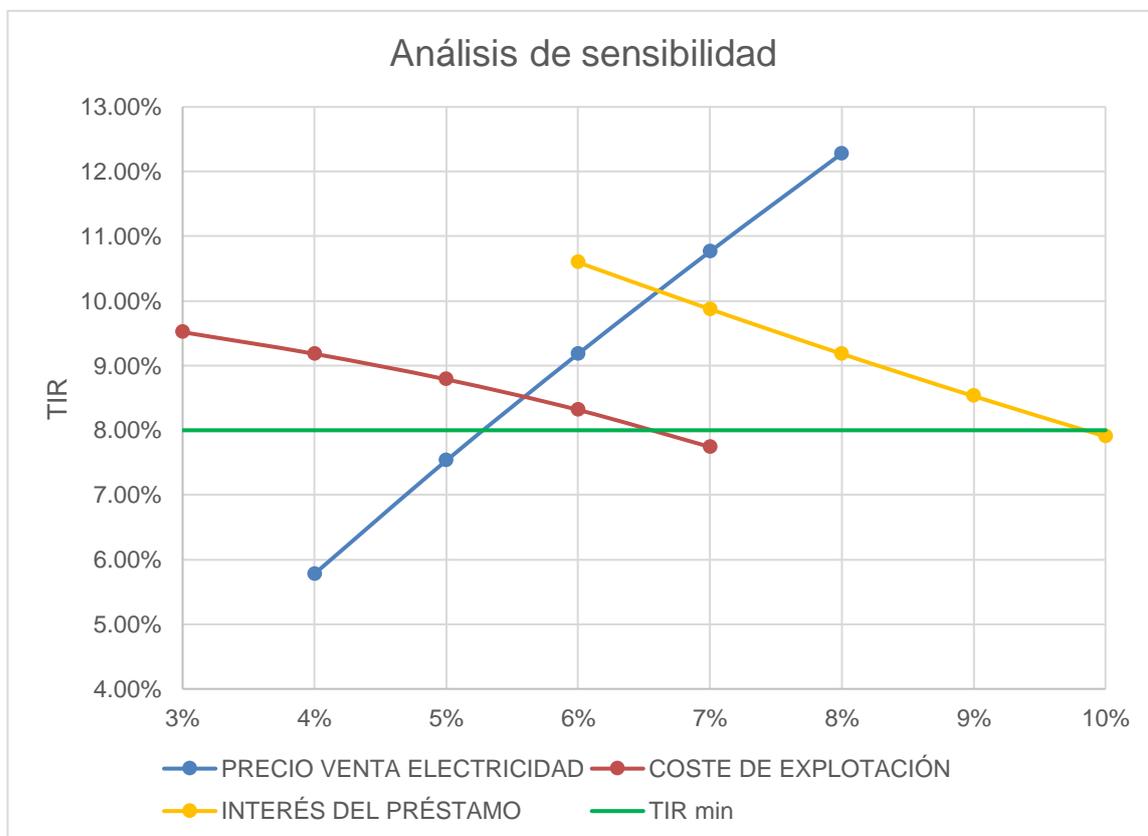


Figura 49. Evolución del TIR (Elaboración propia)

Se aprecia de manera clara la influencia negativa del aumento del interés del préstamo y del coste de explotación sobre el TIR, siendo el primero el que mayor influencia presenta, al contar con una pendiente más pronunciada. También se observa la influencia positiva del aumento del precio de la electricidad sobre la rentabilidad de la inversión. Mediante la línea del TIR de las condiciones de referencia se observan los casos para los que el precio de venta de la electricidad y el coste de explotación hacen que el proyecto no sea rentable desde este punto de vista.

7.4. Análisis de escenarios

Finalmente, se ha estudiado la posibilidad de obtener un VAN objetivo mediante el análisis de escenarios. Esta herramienta es muy útil a la hora de determinar la probabilidad de obtener un beneficio objetivo.

Puesto que los flujos netos de caja generados a lo largo de un proyecto de inversión no son variables conocidas, ya que su cálculo se encuentra basado en estimaciones, el análisis

de dichos proyectos teniendo en consideración unas únicas condiciones de referencia normalmente no es suficiente. El análisis de escenarios complementa estas condiciones de referencia, introduciendo el riesgo en los proyectos de inversión a través de la variación de los parámetros del proyecto que determinan estos flujos de caja.

La definición de los escenarios se lleva a cabo basándose en los distintos valores que pueden tomar una serie de variables que forman el proyecto a lo largo de su vida útil, manteniendo el resto constantes. Dependiendo del valor que tomen estas variables, se generarán unos flujos de caja asociados al proyecto, que determinarán un VAN para cada escenario. De manera general, los escenarios que se definen son los siguientes:

- Escenario más probable o caso base: es el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia. La determinación de las variables que influyen en los flujos de caja se ha llevado a cabo ajustándose al máximo a lo que se espera que ocurra en realidad.
- Escenario optimista: es el escenario que reporta mayores beneficios. Las variables se determinan de manera que los flujos de caja durante la vida del proyecto alcancen los mayores valores posibles.
- Escenario pesimista: es el escenario en que las previsiones más probables empeoran al máximo debido a que la combinación de variables seleccionada minimizan los flujos de caja del proyecto.

La metodología del análisis de escenarios establece las siguientes fases:

- 1) Estimación de los flujos de caja para los diferentes escenarios, así como los criterios de valoración económica del proyecto. Este estudio se centrará en el determinar la rentabilidad del proyecto mediante el VAN.
- 2) Determinación del valor esperado E y la varianza del VAN. Se considerará que el VAN sigue una distribución normal.
- 3) Estimación de que el proyecto sea rentable ($VAN > 0$) y de obtener un beneficio determinado.

Se han calculado los diferentes valores del VAN, tanto a 20 como a 25 años, mediante la variación de los mismos parámetros estudiados en el análisis de sensibilidad:

- Producción de energía
- Precio de venta de la electricidad
- Coste de explotación

- Porcentaje de inversión propia
- Interés del préstamo

Los datos del VAN obtenidos para todos los escenarios se recogen en la siguiente tabla:

	%	VAN 25 AÑOS	VAN 20 AÑOS
REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	0,00%	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
	3,00%	150.292.523,11 €	15.369.183,82 €
	6,00%	101.033.534,89 €	- 23.576.039,43 €
	9,00%	52.593.745,28 €	- 62.026.056,68 €
	12,00%	5.230.494,69 €	- 99.723.527,52 €
VARIACION DEL PRECIO DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD	4,00%	30.454.863,15 €	- 53.487.460,28 €
	5,00%	109.642.242,65 €	- 2.025.955,80 €
	6,00%	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
	7,00%	305.734.630,56 €	118.812.937,57 €
	8,00%	427.179.250,39 €	189.868.921,24 €
VARIACIÓN DEL COSTE DE EXPLOTACIÓN	3,00%	220.473.950,32 €	68.326.686,21 €
	4,00%	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
	5,00%	177.627.491,51 €	40.131.593,05 €
	6,00%	151.121.555,31 €	23.484.784,89 €
	7,00%	120.436.796,22 €	4.831.437,44 €
VARIACION DEL PORCENTAJE DE INVERSIÓN PROPIA	10,00%	163.850.437,53 €	18.289.340,63 €
	20,00%	182.325.631,74 €	36.764.534,84 €
	30,00%	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
	40,00%	218.820.162,66 €	73.259.065,77 €
	50,00%	236.689.478,00 €	91.128.381,11 €
VARIACIÓN DEL INTERES DEL PRESTAMO	6,00%	249.196.419,95 €	103.635.323,05 €
	7,00%	225.293.617,26 €	79.732.520,37 €
	8,00%	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
	9,00%	175.384.905,62 €	29.823.808,72 €
	10,00%	149.489.105,09 €	3.928.008,20 €

Tabla 29. Total de escenarios (Elaboración propia)

A continuación, se han determinado los tres escenarios que indica la metodología:

- Para el escenario más probable, se ha seleccionado el análisis de referencia.
- Para el escenario pesimista, se ha seleccionado aquel en el que el VAN es mínimo.
- Para el escenario optimista, aquel en el que el VAN es máximo.

Los datos se reflejan en la siguiente tabla:

	VAN 25 AÑOS	VAN 20 AÑOS
VAN_o (Optimista)	427.179.250,39 €	189.868.921,24 €
VAN_m (Probable)	200.572.897,20 €	55.011.800,30 €
VAN_p (Pesimista)	5.230.494,69 €	- 99.723.527,52 €

Tabla 30. Escenario optimista, pesimista y más probable (Elaboración propia)

Mediante las siguientes fórmulas:

$$E(VAN) = \frac{(VAN_o + 4VAN_m + VAN_p)}{6}$$

Ecuación 16. Valor esperado VAN

$$\sigma^2 = \frac{(VAN_o^2 - VAN_p^2)}{36}; \sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

Ecuación 17. Varianza VAN

Se calculan el valor esperado y la varianza del VAN:

	VAN 25 AÑOS	VAN 20 AÑOS
E (VAN)	€ 205.783.555,65	€ 51.698.765,82
σ (VAN)	€ 70.324.792,62	€ 48.265.408,13

Tabla 31. Valor esperado y desviación típica (Elaboración propia)

Considerando que el VAN se comporta como una normal, puede calcularse la probabilidad de obtener un valor determinado mediante la siguiente expresión:

$$P(VAN > x) = P(E(VAN) + \sigma(VAN)\varepsilon > x)$$

Ecuación 18. Probabilidad de obtener un VAN objetivo

Donde la probabilidad de obtener un VAN determinado se obtiene consultando ε de los valores tabulados de la distribución normal, obteniendo los siguientes resultados para diferentes VAN objetivo:

VAN (M€) >	25 AÑOS		20 AÑOS	
	$\varepsilon <$	p	$\varepsilon <$	p
0,00	$\varepsilon <$	-2,93	$\varepsilon <$	-1,07
	p	0,99831	p	0,8577
100,00	$\varepsilon <$	-1,50	$\varepsilon <$	1,00
	p	0,9332	p	0,1597
200,00	$\varepsilon <$	-0,08	$\varepsilon <$	3,07
	p	0,5319	p	0,00107
300,00	$\varepsilon <$	1,34	$\varepsilon <$	5,14
	p	0,0901	p	0
400,00	$\varepsilon <$	2,76	$\varepsilon <$	7,22
	p	0,00289	p	0

Tabla 32. Probabilidad de éxito en base a un VAN objetivo (Elaboración propia)

Adicionalmente, para el VAN a 25 años, se ha calculado la probabilidad de que el TIR se mayor a un 8%, porcentaje de interés definido para el préstamo del proyecto. Para ello se cuenta con los siguientes escenarios (en tanto por uno):

	TIR
TIR _o (Optimista)	0,12280
TIR _m (Probable)	0,09181
TIR _p (Pesimista)	0,05116
E (VAN)	0,09020
σ (VAN)	0,01194
$\epsilon <$	-0,85
p	0,8023

Tabla 33. Escenarios del TIR (Elaboración propia)

Puede observarse que la probabilidad de obtener rentabilidad del proyecto a 25 años es bastante elevada. En el caso de querer obtener un beneficio que genere un VAN > 100 M€, se observa que la probabilidad de éxito disminuye de manera considerable si el objetivo es conseguirlo en 20 años, mientras que a 25 siguen existiendo posibilidades altas de éxito. Para objetivos más ambiciosos, como un VAN > 200 M€, las posibilidades de obtenerlo a 20 años son casi nulas, mientras que a 25 años son de aproximadamente un 50%. Finalmente, la probabilidad de obtener un VAN mayor a los ya mencionados es prácticamente nula tanto a 20 como a 25 años, teniendo que descartar la inversión si los objetivos de rentabilidad son mayores.

7.5. Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica del proyecto

Una vez se ha llevado a cabo la evaluación económica, se relaciona esta con el plan de riesgos obtenido anteriormente. Como se ha comentado, aquellos riesgos que se pueden afrontar mediante el fondo de contingencias habilitado para el proyecto, no afectan a los costes totales del mismo, por lo que su impacto sobre el VAN, el TIR y el PAYBACK sería en principio nulo, no afectando a la rentabilidad obtenida en las condiciones de referencia. Existen, por otro lado, riesgos que presentan influencia sobre las variables del proyecto, que sí afectan a los costes totales y, por tanto, presentan impacto sobre la viabilidad del proyecto. Si los riesgos se materializan, presentarán un impacto negativo sobre VAN, TIR y PAYBACK, haciendo disminuir los dos primeros y elevando el tercero.

En la siguiente tabla se presenta la relación obtenida entre la materialización del riesgo y los indicadores de rentabilidad estudiados, en comparación con los datos obtenidos en el escenario de referencia. Para ello, se ha seleccionado la situación en que la materialización

del riesgo es más desfavorable para la viabilidad de la planta, mediante los valores de las variables que se muestran a continuación.

VARIABLE	REFERENCIA	MÁS DESFAVORABLE
Porcentaje de financiación interna y externa	30%	10%
Variación del precio del coste de explotación y mantenimiento	4%	7%
Variación del interés del préstamo del proyecto	8%	10%
Precio de venta de la electricidad	6%	4%
Variación de la producción de energía de la planta	0%	12%

Tabla 34. Variables del proyecto para los estados de referencia y más desfavorable (Elaboración propia)

En rojo en la tabla se indican aquellos casos en los que el proyecto dejaría de ser rentable, bien sea por un VAN < 0, un TIR mayor que la tasa de interés obtenida para el préstamo o un PAYBACK mayor que la duración del proyecto. Por otro lado, se han obtenido los valores límite para cada uno de estos indicadores de manera independiente a través de los parámetros del proyecto.

INTEGRACIÓN DE LA GESTIÓN DE RIESGOS EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA						VALORES LÍMITE		
Cod. Ref.	Riesgo	Variable afectada	VAN	TIR	PAYBACK	TIR	VAN	PAYBACK
			200.572.897,20 €	9,18%	18,01	> 8%	> 0	> 25
R02	Retrasos en la concesión de licencias y permisos	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R01	Cambios o modificaciones de la legislación vigente	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R49	Falta de concesión de ayudas o subvenciones por parte de la administración	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
		Porcentaje de financiación interna y externa	163.850.437,53 €	8,53%	19,34	-	-	-
R50	Estimación inadecuada de los costes del proyecto	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R37	Aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R47	Aumento de los tipos de interés	Interés del préstamo del proyecto	149.489.105,09 €	7,90%	19,86	9%	16%	16%
R48	Aumento de la competencia	Precio de venta de la electricidad	30.454.863,15 €	5,78%	23,16	5%	3%	3%
R29	Disminución del rendimiento del campo solar por falta de limpieza	Producción de energía de la planta	5.230.494,69 €	5,12%	24,76	4%	12%	12%
		Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R42	Quiebra de alguna de las partes interesadas	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
		Porcentaje de financiación interna y externa	163.850.437,53 €	8,53%	19,34	-	-	-

R44	Déficit en la producción de energía por un diseño deficiente	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
		Producción de energía de la planta	5.230.494,69 €	5,12%	24,76	4%	12%	12%
R45	Aumento de los costes de mantenimiento	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R46	Precio de venta de la energía diferente al esperado	Precio de venta de la electricidad	30.454.863,15 €	0,057795521	23,16	5%	3%	3%
R04	Disposición ineficiente de los lazos de colectores	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
		Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
		Producción de energía de la planta	5.230.494,69 €	5,12%	24,76	4%	12%	12%
R05	Dimensionamiento deficiente de la estructura metálica de soporte de los colectores	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
		Producción de energía de la planta	5.230.494,69 €	5,12%	24,76	4%	12%	12%
R09	Modificación de las especificaciones del proyecto	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R12	Accidentes durante la ejecución de la obra	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R15	Retrasos en el suministro de equipos	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R16	Fallos constructivos durante la ejecución de la obra	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R20	Deficiencia de las pruebas de puesta en marcha	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
R22	Falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%

R28	Rotura de módulos por falta de protección	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R33	Pérdidas de fluido HTF	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R34	Intoxicación por inhalación	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R35	Obstrucción de los sistemas del bloque de potencia	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R39	Accidentes por contactos o arco eléctrico	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R43	Falta de solvencia por parte de los inversores	Porcentaje de financiación interna y externa	163.850.437,53 €	8,53%	19,34	-	-	-
R51	Falta de proveedores fiables	Fondo de contingencias	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	N/A	N/A	N/A
		Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%
R53	Huelgas del personal contratado	Precio del coste de explotación y mantenimiento	120.436.796,22 €	7,74%	19,79	7%	10%	10%

Tabla 35. Integración de la gestión de riesgos en la evaluación económica (Elaboración propia)

De la tabla puede extraerse lo siguiente:

- Si el riesgo R49 relacionado con la concesión de ayudas o el R42, relacionado con la quiebra de alguna de las partes interesadas se materializa, habría que aumentar el porcentaje de financiación, lo que afectaría a la rentabilidad del proyecto al tener que aumentar el porcentaje del préstamo. Sin embargo, esto no comprometería la viabilidad del proyecto independientemente del porcentaje de financiación externa requerido.
- Aquellos riesgos correspondientes con el mantenimiento de las instalaciones, como el R37, relacionado con la aparición de puntos calientes en la instalación eléctrica, R22, de falta de estanqueidad en los sistemas de transmisión de calor, R33 de pérdidas de fluido HTF o incluso el propio riesgo R45, relacionado con los costes de mantenimiento, pueden poner en riesgo la rentabilidad de la planta y por tanto su viabilidad, si estos suponen un incremento anual al 7% para el caso del TIR o al 10% en el caso del VAN.
- Los riesgos R48 y R46, relacionados con el aumento de la competencia y la variación del precio de la electricidad, pueden repercutir de manera negativa en la viabilidad de la planta. En el caso de materializarse, si el precio de la electricidad no crece de manera anual más de un 5%, el proyecto dejaría de ser rentable desde el punto de vista del TIR, y si no lo hace a más de un 3%, también del VAN.
- Si se materializan los riesgos R04, que hace referencia a la disposición ineficiente de los lazos de colectores o el R44, relacionado con la disminución del rendimiento de la planta por un diseño ineficiente, ambos tendrán como resultado una disminución de la producción de energía, lo que repercutirá de manera negativa en los ingresos anuales del proyecto. De esta manera, si la reducción de la producción de energía es mayor a un 4%, el proyecto dejaría de ser rentable desde el punto de vista del TIR y, en el caso de alcanzar un 12%, también dejaría de serlo desde el punto de vista del VAN.
- El riesgo R47, relacionado con el aumento del tipo de interés del préstamo comprometería la rentabilidad de la planta si, en el caso de materializarse, aumentase por encima de un 9% en el caso del TIR o un 16% para el caso del VAN.

8. CONCLUSIONES

El análisis de riesgos es una etapa fundamental a la hora de determinar la rentabilidad de un proyecto. El impacto económico de muchos de los riesgos detectados a lo largo de las fases del ciclo de vida del proyecto puede poner en peligro su viabilidad, por lo que una fase exhaustiva de detección de riesgos es fundamental antes de iniciar la ejecución de un proyecto de estas dimensiones. Es de suma importancia definir las etapas del proyecto, identificando en cada etapa los riesgos más relevantes, minimizando de esta manera el impacto que puedan presentar mediante la adecuación del proyecto a las condiciones en las que puede desarrollarse.

Puede apreciarse que, de manera general, un proyecto de estas características es en principio viable, como ha podido determinarse mediante el análisis de rentabilidad para las condiciones económicas de referencia. Tanto el VAN como el TIR son dos herramientas muy útiles que permiten determinar si el proyecto es rentable o no, teniendo en cuenta la evolución del valor del dinero a través del tiempo. Se trata de indicadores complementarios, por lo que el estudio de ambos permite obtener una visión más completa sobre las características económicas del proyecto.

Mediante el análisis de sensibilidad ha podido observarse la influencia que presentan las diferentes variables económicas del proyecto sobre el VAN y el TIR. Con ello ha podido determinarse que, si el proyecto no se desarrolla bajo unas condiciones parecidas a las que fueron tomadas como referencia a la hora de ser diseñado, su viabilidad puede verse comprometida. Una reducción considerable de la producción de energía, un incremento menor al esperado del precio de venta de la electricidad, un aumento inesperado de los costes de explotación o el incremento de los tipos de interés pueden provocar que la rentabilidad del proyecto disminuya de manera considerable, hasta dejar de ser rentable.

Mediante el análisis de escenarios ha podido estudiarse a través del VAN la posibilidad de obtener una rentabilidad determinada. El análisis de escenarios es una herramienta muy útil dentro de los proyectos de inversión, puesto que permite introducir el riesgo en su valoración. Estableciendo diferentes casuísticas, ha podido observarse en qué circunstancias el proyecto presenta unos objetivos de rentabilidad determinados, lo que permitirá a los posibles participantes afrontar el riesgo intrínseco de este tipo de inversiones con mayores garantías.

La integración de la gestión de la evaluación de riesgos en la evaluación económica de proyectos es una herramienta muy útil que permitirá conocer, en base a los riesgos identificados, los posibles escenarios que pueden desarrollarse a lo largo del ciclo de vida del proyecto, determinando cuales de ellos presentan una rentabilidad lo haga viable. Para llevar a cabo dicha integración, se ha establecido la siguiente metodología:

1. Identificación de los riesgos del proyecto.

En primer lugar, mediante herramientas disponibles para ello, se ha llevado a cabo la identificación de los riesgos del proyecto. Para el ciclo de vida completo de la planta termosolar, se han detectado un total de 55 riesgos, clasificados en base a la etapa del proyecto en que pueden materializarse. De esta manera, ha podido observarse que 20 de los riesgos identificados pertenecen a la etapa de explotación, seguida de la fase de ejecución con 11 riesgos identificados. La fase de trámites administrativos cuenta únicamente con 2 riesgos identificados. No obstante, se trata de riesgos que presentan una influencia elevada sobre el desarrollo del proyecto.

2. Evaluación del impacto de los riesgos.

Posteriormente, se han evaluado los riesgos identificados, teniendo en cuenta su probabilidad de ocurrencia, así como la pérdida estimada si se materializase, obteniendo una valoración de los mismos en base a su impacto. Tomando como referencia la matriz de riesgos, se han clasificado en impacto muy alto, alto, medio y bajo, obteniendo como resultado un total de 4 riesgos con impacto alto, 24 riesgos con impacto medio y 27 riesgos con impacto bajo. No se ha registrado ningún riesgo con impacto muy alto.

3. Generación del plan de respuesta a los riesgos.

Tras la evaluación del impacto de los riesgos, se ha generado un plan de respuesta con las acciones a tomar. Dentro de dicho plan, se recogen aquellos riesgos que han sido clasificados con prioridad alta y media, en base a su impacto sobre la viabilidad de la planta. De esta manera, se obtiene un plan de respuesta con 28 riesgos, para los cuales se ejecutarán 25 acciones relacionadas con evitarlos, 17 relacionadas con su mitigación, 5 con su transferencia a partir de terceras partes, 9 aceptaciones activas y 9 pasivas. Para el resto de riesgos no incluidos en el plan de gestión, se llevará a cabo un plan de vigilancia que permita evaluar su impacto de manera iterativa, incluyéndolos en el plan de riesgos si se llegase a considerar oportuno.

4. Estudio del impacto de los riesgos sobre las variables económicas del proyecto.

De los riesgos incluidos dentro del plan, se ha estudiado el impacto que presentan en relación a las variables económicas del proyecto. De esta forma, se identifican 13 riesgos con impacto sobre el plan de contingencias del proyecto, 13 con influencia sobre los costes de explotación y mantenimiento, 4 cuyo impacto haría disminuir la producción de energía de la planta, 3 cuya materialización afectaría al porcentaje de inversión inicial a realizar, 2 con influencia sobre el precio de la energía y uno con efecto sobre el porcentaje de interés del préstamo solicitado a la financiera.

5. Evaluación económica

Finalmente, se lleva a cabo la evaluación económica del proyecto, estableciendo unas condiciones de referencia en las que el proyecto se desarrollaría de manera más probable. En esta situación, se obtiene un proyecto rentable desde el punto de vista económico, con un VAN > 0 (200.572.897,20 €), un TIR > 8% (9,18%) y un PAYBACK de 18,01 años. Tras el análisis de sensibilidad realizado, se ha comprobado la elevada influencia de la variación del interés del préstamo y el aumento de los costes de explotación sobre la rentabilidad de la planta, llegando a poner en riesgo la viabilidad del proyecto en base al TIR para valores del 9% y 7% respectivamente. Se ha observado también que un aumento por debajo del 5% en el precio de venta de la electricidad haría caer el TIR por debajo del límite de rentabilidad, al igual que una disminución mayor al 4%. El aumento de la inversión inicial también repercute sobre la rentabilidad. Sin embargo esta variable no llega a poner en peligro la viabilidad del proyecto. Mediante el análisis de escenarios se ha comprobado que las probabilidades generales de éxito del proyecto son bastante elevadas a 25 años. La probabilidad de obtener un VAN > 0, así como la de obtener un TIR > 8%, se sitúan en un 99% y un 80% respectivamente.

Como conclusión personal, se han encontrado bastantes dificultades a la hora de encontrar información sobre este tipo de tecnología. Aunque España es uno de los países que cuenta con mayor número de plantas de energía termosolar, se trata de una tecnología aun en desarrollo y que desde hace unos años se encuentra paralizada ante la dificultad de obtener ayudas y subvenciones, con lo que obtener datos actualizados sobre esta tecnología ha sido uno de los escollos principales a la hora de elaborar este trabajo. No obstante, se han establecido paralelismos con otros proyectos de energía renovable con los que se han encontrado similitudes que, junto con algunas hipótesis, han permitido establecer una línea de trabajo para integrar la evaluación de riesgos en la evaluación económica de un proyecto de estas características.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Andaluza de la Energía. (2011). *Tecnología Termosolar*. Junta de Andalucía.

Álvarez Ortega, L. (2016). *Gestión de proyectos. Semana 1. Documentación de estudio. Apuntes de la asignatura de Gestión de Proyectos del Master en Gestión de Calidad y Reingeniería de procesos*. Escuela de Organización Industrial.

Burke, R. (2003). *Project management. Planning and control techniques*.

Cadeengineering. (2022). *MSLOOP 2.0: La nueva generación de plantas CSP*. Obtenido de: <https://cadeengineering.com/es/msloop-nueva-generacion-de-plantas-termosolares/>

Carazo Álvarez, D. (2016). *Diseño de plantas industriales. Apuntes de la asignatura Estructuras y Construcciones Industriales del Master de Ingeniería Industrial*. Universidad de Jaén.

Celador Lera, M. (2016). *Diseño y análisis de una central termosolar operando con sodio fundido*. Trabajo fin de grado.

Crespell i Serra, J. (2012). *Replanteo de obras de edificación*

Delgado, R. (2018). *Centrales termosolares, tipos y posicionamiento en España*. Obtenido de: <https://revistadigital.inesem.es/gestion-integrada/centrales-termosolares-en-espana/>

De Rus, G., Campos, J., Graham, D., Socorro, M.P., Valido, J. (2020). *Evaluación económica de proyectos y políticas de transporte: Metodología y aplicaciones*.

Domingo Ajenjo, A. (2004). *Dirección de proyectos. Un enfoque práctico*.

Energías renovables. (2021). *Guía básica para entender el papel de la energía termosolar en España*. Obtenido de: <https://www.energias-renovables.com/termosolar/guia-basica-para-entender-el-papel-de-20210720>

Energiza. (2021). *Centrales de concentrador lineal fresnel*. Obtenido de: http://www.energiza.org/index.php?option=com_k2&view=item&id=1026:centrales-de-concentrador-lineal-fresnel

E-struc. (2021). *Informe geotécnico*. Obtenido de: <https://e-struc.com/2014/10/22/informe-geotecnico-ii-en-que-consiste-un-estudio-geotecnico/>

Finacoteca. (2021). *Intersección de Fisher*. Obtenido de <https://finacoteca.com/interseccion-de-fisher/>

García Garrido, S. (2010). *Ingeniería de centrales termosolares CCP. Estado del arte en tecnología termosolar*. Renovetec.

García Garrido, S. (2021). *Mantenimiento termosolar*. Obtenido de: <http://www.renovetec.com/591-energia-termosolar/15-termosolar/592-mantenimiento-termosolar>

García Garrido, S. (2010). *Sistema HTF*. Obtenido de: <http://www.renovetec.com/articulos/sistemaHTF.html>

Gobierno de España. (2014). *Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica*. Obtenido de: <https://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/registro-administrativo.aspx>

Gómez-Senent Martínez, E. (1999). *El proyecto y su dirección y gestión*.

González Dorta, D. (2018). *Diseño y cálculo de un tanque de almacenamiento a alta temperatura*. Trabajo Fin de Grado. Universidad Politécnica de Madrid.

Heisolar. (2021). *Solar Thermal Power Plant: Advantages and Disadvantages*. Obtenido de: <https://www.heisolar.com/solar-thermal-power-plant-advantages-and-disadvantages/>

HelioCSP. (2018). *NREL's Concentrated Solar Power program is the development of low-cost*. Obtenido de: <https://helioscsp.com/nrels-concentrated-solar-power-program-is-the-development-of-low-cost/>

Hinojosa Aguayo, M. (2018). *Gestión de riesgos en proyectos industriales. Aplicación en el sector de la energía solar fotovoltaica*. Trabajo fin de máster.

Iberley. (2021). *Caso práctico: delimitación entre licencias de obra y licencias de actividad*. Obtenido de: <https://www.iberley.es/practicos/caso-practico-delimitacion-entre-licencias-obra-licencias-actividad-61821>

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. (2013). *Guía técnica de la energía solar térmica*.

International Energy Agency. (2010). *Technology Roadmap. Concentrating Solar Power.*

Investopedia (2021). *Benefit-Cost Ratio.* Obtenido de:
<https://www.investopedia.com/terms/b/bcr.asp>

Investopedia. (2021). *Return of investment.* Obtenido de
<https://www.investopedia.com/terms/r/returnoninvestment.asp>

Isotoools (2015). *¿En qué consiste una matriz de riesgos?* Obtenido de:
<https://www.isotoools.org/2015/08/06/en-que-consiste-una-matriz-de-riesgos/>

Isotoools. (2020). *Metodologías más utilizadas para la gestión de riesgos.* Obtenido de:
<https://www.isotoools.org/2020/11/24/metodologias-mas-utilizadas-para-la-gestion-de-riesgos/>

Jiménez Bermejo, D. (2015). *Comparación entre VAN y TIR.* Obtenido de:
<https://economipedia.com/definiciones/comparacion-entre-van-y-tir.html>

Jurado, L. (2021). *¿Qué diferencia hay entre proyecto básico y proyecto de ejecución?*
Obtenido de: <https://www.luisjurado.es/que-diferencia-hay-entre-proyecto-basico-y-proyecto-de-ejecucion/>

Lebron Méndez, F. I. (2013). *Gestión de riesgo de proyectos.* Obtenido de:
<https://www.eoi.es/blogs/madeon/2013/04/15/gestion-de-riesgo-de-proyectos/>

Lledó, P., Rivarola, G. (2007). *Gestión de Proyectos.*

Llorente Sánchez, I (2015). *Estado del arte de tubos receptores para captadores cilindro-parabólicos. Comparación de modelos estáticos.* Trabajo fin de grado.

Mapfre. (2021). *Energías renovables.* Obtenido de:
<https://www.mapfreglobalrisks.com/riesgos/sectores-empresariales/energia/renovables/>

Martínez Pelayo, M. J. (2007). *Diseño y optimización del campo solar de un sistema de receptor central con sobrecalentamiento de vapor.*

Morales Camprubí, F. (2015). *Análisis y gestión de riesgos y oportunidades en grandes proyectos industriales.*

Nervionindustries. (2022). *Ingeniería, suministro y montaje de 2 tanques de sales fundidas de 16.300 m³ de capacidad*. Obtenido de: <http://www.nervionindustries.com/portfolio/ingenieria-suministro-y-montaje-de-2-tanques-de-sales-fundidas-de-16-300-m%C2%B3/>

Pereña Brand, J. (1991). *Dirección y gestión de proyectos*.

Pérez-Carballo Veiga, J.F. (2015). *La gestión financiera de la empresa*.

Project Management Institute. (2013). *Guía de los fundamentos para la gestión de proyectos*.

Project Management Institute. (2021). *Project Management Institute*. Obtenido de: <https://pmi-mad.org/quienes-somos/capitulo-de-madrid-espana-del-pmi>

Protermosolar. (2021). *Centrales Termosolares Situación a Nivel Mundial*. Obtenido de: <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/situacion-internacional/>

Quintana, C. (2021). *Estudios de viabilidad de un proyecto: Qué es y cómo se hace*. Obtenido de: <https://www.oberlo.es/blog/viabilidad-de-un-proyecto>

Ramírez, P. (2021). *VAN y TIR: concepto, diferencias y como calcularlos*. Obtenido de: <https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/>

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Santalla, L. (2010). *Drenajes del terreno*. Obtenido de: <https://teoriadeconstruccion.net/blog/drenajes-del-terreno/>

Seco Benedicto, M. (2007). *Finanzas empresariales. Apuntes de la asignatura de Fundamentos de Contabilidad y Finanzas*. Escuela de Organización Industrial

Serrano Ruiz, C. (2012). *Análisis termo económico de una central termosolar de torre con sales fundidas*. Trabajo fin de grado.

Sener (2022). *Planta termosolar CCP Noor Ouarzazate I*. Obtenido de: <https://www.energy.sener/es/proyecto/planta-termosolar-ccp-nooro-i>

Sener (2022). *Planta termosolar CCP Villena*. Obtenido de: <https://www.energy.sener/es/proyectos/planta-termosolar-ccp-villena>

Tapias, D. (2014). *Apuntes de la asignatura de proyectos*. Escuela politécnica superior de la Universidad Autónoma de Madrid.

Tecpa. (2021). *Las plantas termosolares de España*. Obtenido de: <https://www.tecpa.es/planta-termsolar-mas-grande/>

Terrados Cepeda, J., Hermoso Orzáez, M. (2017). *Evaluación económica de proyectos. Apuntes de la asignatura Dirección y Gestión de Proyectos del Master de Ingeniería Industrial*. Universidad de Jaén.

Terrados Cepeda, J., Hermoso Orzáez, M. (2017). *Introducción al proyecto. Apuntes de la asignatura Dirección y Gestión de Proyectos del Master de Ingeniería Industrial*. Universidad de Jaén.

Terrados Cepeda, J., Hermoso Orzáez, M. (2017). *Procesos de la dirección y gestión de proyectos. Apuntes de la asignatura Dirección y Gestión de Proyectos del Master de Ingeniería Industrial*. Universidad de Jaén.

Terrados Cepeda, J., Hermoso Orzáez, M. (2017). *Riesgos. . Apuntes de la asignatura Dirección y Gestión de Proyectos del Master de Ingeniería Industrial*. Universidad de Jaén.

UNE-EN ISO 21500:2013. (2013). *Directrices para la dirección y gestión de proyectos*.

UNE-EN ISO 62198:2015. (2015). *Gestión de riesgos del proyecto. Directrices de aplicación*.

UNE-EN ISO 157001:2014. (2014). *Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico*.

Vélez Pareja, I. (2012). *Valor del dinero en el tiempo. Conceptos básicos*.

Wikipedia (2022). *Gemasolar*. Obtenido de: <https://es.wikipedia.org/wiki/Gemasolar>