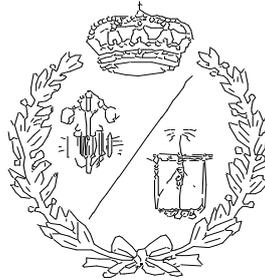


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Máster
**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UN SISTEMA
DE ALMACENAMIENTO CRIOGÉNICO DE
ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO**

(Viability Analysis of Cryogenic Air Storage
System)

Para acceder al Título de

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Pablo Misas Higuera
Director: Alfredo Ortiz Fernández
MAYO 2021

*«If you can fill the unforgiving minute
with sixty seconds' worth of distance run
yours is the Earth and everything that's in it,
and —which is more— you'll be a Man my son! »*

Rudyard Kipling

Dedicado a todos los que de una manera u otra han formado parte de esta etapa que hoy se cierra y han conseguido, por suerte, que lo más importante que he aprendido estos seis años no haya sido solo Ingeniería Industrial.

Muchas gracias,

Santander, 3 de mayo de 2021

ÍNDICE GENERAL

Resumen

Parte I: Memoria

Parte II. Análisis de Viabilidad

Parte III: Conclusiones

Parte IV: Anexos

RESUMEN

El crecimiento de la demanda, el cambio en los patrones de consumo y el aumento de la intermitencia por una mayor penetración de las energías renovables están sometiendo al sistema energético a una gran presión, cuya solución pasa, entre otras, por instalaciones de almacenamiento energético económicas, escalables y de larga duración.

En la primera parte de este trabajo, la Memoria, se realiza una revisión de la política energética y climática adoptada en España y que viene definida en el PNIEC, la cual, expresa la necesidad de nuevas instalaciones que permitan hacer frente a la cada vez mayor brecha entre demanda y generación, dando un papel clave al almacenamiento energético.

Se analiza por tanto el contexto político y legal del almacenamiento energético, así como los retos a los que se enfrenta el sector en España a la hora de tener una mayor implantación. Posteriormente se detallan las tecnologías disponibles de almacenamiento, estableciendo una comparativa entre las mismas, centrándose en las tecnologías de almacenamiento mecánico, por su potencia y duración.

Dentro de las tecnologías mecánicas, se destaca el almacenamiento energético en aire criogenizado y para ello se analiza la instalación CRYOBattery, propiedad de la empresa Highview Power, siendo esta última objeto del Análisis de Viabilidad.

El Análisis de Viabilidad empieza definiendo los criterios de localización de la CRYOBattery, cercanía a los consumidores y a instalaciones de tipo renovable, e identificando un posible emplazamiento de esta en el polígono industrial de Llanos de San Isidro, Palencia.

Una vez determinada la situación geográfica, el siguiente paso en el marco del Análisis de Viabilidad es realizar el análisis económico de la instalación de almacenamiento.

Esta CRYOBattery se define como un módulo estándar de 50/50 MW, del que se conocen datos relativos a sus costes, y por tanto se pueden determinar una serie de parámetros caracterizadores del proyecto, así como una metodología, en este caso la de Lazard, para determinar los flujos de caja y poder establecer los criterios de rentabilidad.

Se realiza por tanto un análisis pormenorizado de la estructura de capital, costes e ingresos de la instalación, de lo que se extrae una serie de conclusiones relacionadas con la viabilidad del proyecto a partir, en primer lugar, del VAN y el TIR, y en última instancia del análisis de sensibilidad y del análisis de riesgo.

El valor positivo de los indicadores, así como el estudio de las variables críticas y de los riesgos a los que se enfrenta el proyecto, permite concluir la rentabilidad de este así como las características de la inversión a nivel de subvenciones, tasa de descuento, pago de la deuda...

Este estudio aporta el valor de un anteproyecto, extrayendo interesantes conclusiones en relación a los riesgos y viabilidad del mismo, y analizando figuras como el contrato PPA cuya implantación sería de interés en este tipo de inversiones.

Es trascendental por tanto valorar la implantación de este tipo de proyectos, que, como se afirma en la primera parte de este documento, van a tener una relevancia considerable en el camino hacia la neutralidad climática y la sostenibilidad del sistema eléctrico. Se pone en valor soluciones como la CRYOBattery que, partiendo de tecnologías ya maduras y existentes, son innovadoras y tienen grandes posibilidades.

Santander, 4 de mayo de 2021

ABSTRACT

The growth in demand, the change in consumption patterns and the increase in intermittency due to a greater penetration of renewable energies are putting the energy system under great pressure, whose solution involves, among others, economic, scalable and long-lasting energy storage facilities.

In the first part of this project, the Report, a review is made of the energy and climate policy adopted in Spain and defined in the PNIEC, which entails a need for facilities to address the gaps between demand and generation and gives a key role to energy storage facilities.

Therefore, the political and legal context of energy storage is analyzed, as well as the challenges faced by the sector in Spain, at the time of having a greater implementation. Subsequently, an analysis of the available storage technologies is carried out, establishing a comparison between them, focusing on the mechanical storage technologies, since they are the largest in power and duration.

Within the mechanical technologies, the study focuses on the cryogenic air energy storage technology, analyzing the CRYObattery facility, owned by the company Highview Power, whose implementation will be analyzed in the rest of the project.

The next part, corresponding to the Feasibility Analysis, begins by defining the location criteria of the CRYObattery, proximity to consumers and renewable energy facilities, identifying it in the industrial area of Llanos de San Isidro, in Dueñas, Palencia.

Once the geographical location has been analyzed, the next step in the feasibility analysis is to carry out an economic analysis of the storage installation.

This CRYOBattery is defined as a standard module of 50/50 MW, and therefore, being aware of data related to its costs, a series of parameters characterizing the project can be determined, as well as a methodology, in this case of Lazard, to determine the cash flows and to be able to establish the profitability criteria.

A detailed analysis of the capital structure, costs and revenues of a facility is therefore carried out, from which a series of conclusions related to the viability of the project are drawn based, firstly, on the NPV and IRR, and ultimately on the sensitivity and risk analysis carried out.

The positive value of the indicators, as well as the study of the critical variables and the risks faced by the project, has allowed me to conclude the profitability of this type of facility as well as the characteristics of the investment at the level of subsidies, discount rate, debt repayment....

Once concluded the feasibility and the actions to be taken to avoid risks, such as the establishment of PPAs with renewable energy producers and consumers, it is considered that the study carried out provides the value of a preliminary project for a CRYObattery.

It is therefore transcendental to value the implementation of this type of projects, which, as stated in the first part of this document, will have a considerable relevance in the path towards climate neutrality and sustainability of the electricity system. The paper highlights solutions such as CRYOBattery which, based on existing and mature technologies, are innovative and have great potential.

Santander, 4th May 2021

PARTE I:

M E M O R I A

ÍNDICE

1	Contexto Energético Español 2020-2030	1
1.1	Generación de Energía Eléctrica 2020-2030	2
2	Contexto del Almacenamiento Energético	5
2.1	Marco Legal y Político del Almacenamiento Energético Español	7
2.1.1	Retos del Sector del Almacenamiento Energético en España	9
3	Tecnologías de Almacenamiento Energético	11
3.1	Almacenamiento Químico	11
3.1.1	Hidrógeno	11
3.2	Almacenamiento Eléctrico	12
3.2.1	Supercondensadores	12
3.2.2	Imanes superconductores (SMES)	13
3.3	Almacenamiento Térmico	14
3.3.1	Almacenamiento Térmico en Sal Fundida (MSES)	14
3.4	Almacenamiento Electroquímico	15
3.4.1	Batería de Sodio azufre (Na-S)	15
3.4.2	Batería de Ion-Litio (Li-Ion)	16
3.4.3	Baterías de Flujo	17
3.5	Almacenamiento Mecánico	18
3.5.1	Tecnología Hidroeléctrica de Bombeo	18
3.5.2	Almacenamiento de Aire Comprimido (CAES)	19
3.5.3	Volantes de Inercia	20
3.6	Análisis Comparativo entre Tecnologías	21
4	Aplicaciones del Almacenamiento Energético al Sistema Eléctrico de Potencia	23
5	CRYOBattery	27
5.1	Componentes y Funcionamiento de la CRYOBattery™	27
5.2	Instalaciones de CRYOBattery™	32
5.3	Módulo de la Instalación	33
5.4	Ventajas y Características	34
5.5	Servicios de Red de la CRYOBattery™	36
6	Caracterización de la Oferta Energética en 2030	38

1 Contexto Energético Español 2020-2030

La política energética y climática en España está determinada por la Unión Europea (UE) la cual responde a los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015 con el objetivo de abordar el cambio climático de una forma organizada y coordinada entre países. La UE ratifica el Acuerdo de París en 2016, haciendo lo propio España en 2017, comprometiéndose a una serie de políticas energéticas.

La Comisión Europea presentó en 2016 el “Paquete invierno” que convirtió a los consumidores europeos en actores de la transición energética. Este documento, véase Tabla 1, incluye una serie de iniciativas en materia legislativa sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño del mercado eléctrico o seguridad de suministro, con la finalidad de cumplimentar los objetivos en materia de energía y clima de la UE para 2030.

Tabla 1: Políticas UE en energía y clima (Fuente: PNIEC)

Objetivos Vinculantes en Materia Energía y Clima UE 2030
40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990
32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta
32,5% de mejora de la eficiencia energética
15% interconexión eléctrica de los Estados miembros

Además, la Comisión Europea ha definido el 28 de noviembre de 2018 su visión estratégica a largo plazo (“Un planeta limpio para todos” COM (2018) 773 final), afirmando que **la Unión Europea alcanzará una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.**

Para controlar el grado de cumplimiento de las medidas adoptadas, la UE exige, de cada Estado miembro, la creación de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) Estos planes han de actualizarse cada cinco años, se deben emitir informes de progreso cada dos años, y además son garantía de la elaboración de una Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

En el caso de España, su PNIEC, ha identificado los retos y oportunidades en cinco aspectos considerados claves a nivel energético:

- La descarbonización del sistema energético a través de las energías renovables.
- La eficiencia energética.
- La seguridad energética.
- El mercado interior de la energía.
- La investigación, innovación y competitividad del sector energético.

Al analizar cómo va a ser el sector de la energía en España durante la década de 2020-2030 el documento del PNIEC es de gran utilidad, puesto que, presenta: el proceso, los objetivos, políticas y medidas para alcanzar los objetivos, el Plan, plantea dos proyecciones o escenarios específicos:

- El Escenario Tendencial: en el que no se considera la aplicación de las medidas del PNIEC.
- El Escenario Objetivo: aplicando las medidas del PNIEC.

En España, las medidas del PNIEC auguran los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), respecto a 1990.
- 42% de origen renovable sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Al producirse tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero en el sistema energético, su descarbonización es clave para el desarrollo de la transición energética y la descarbonización de la economía.

Las medidas del PNIEC 2021-2030 reducen las emisiones brutas de GEI¹ de 319,3 MtCO₂-eq² previstas para 2020 a 221,8 MtCO₂-eq en 2030. El sector, de la economía, que tendría que reducir más emisiones sería la generación eléctrica (36 MtCO₂-eq) seguido de movilidad y transporte, además de los sectores residencial, comercial, institucional, y la industria. (PNIEC, "Objetivos Generales y Específicos", pág.37)

El PNIEC realiza una exposición detallada del sector eléctrico, clave al analizar la descarbonización del sistema energético y el cumplimiento del objetivo de energías renovables. Es imprescindible, por tanto, conocer cómo será en 2030 el mix de generación en ambos escenarios, el tendencial y el objetivo, analizando el peso de cada una de las tecnologías de generación.

1.1 Generación de Energía Eléctrica 2020-2030.

Al analizar las proyecciones del Escenario Tendencial, véase Tabla 2, se observa que la potencia total instalada en España se incrementa desde 111,6 GW hasta 126 GW en el período 2020-2030, produciéndose un aumento del 11% en dicho periodo.

Tabla 2: Parque de Generación de energía eléctrica en el Escenario Tendencial (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019)

Parque de Generación del Escenario Tendencial (MW)				
Tecnología	2015	2020	2025	2030
Eólica (Terrestre y marina)	22.925	28.033	33.033	38.033

1 GEI gases de efecto invernadero

2 MTCO₂ Eq Metric tons of carbon dioxide equivalent. Toneladas métricas equivalentes de CO₂.

Parque de Generación del Escenario Tendencial (MW)				
Tecnología	2015	2020	2025	2030
Solar Fotovoltaica	4.854	8.921	13.921	18.921
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	2.303	2.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.109	14.109
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	3.337	3.337
Biogás	223	211	211	211
Biomasa	677	613	613	613
Carbón	11.311	7.897	2.165	2.165
Ciclo Combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	2.470
Fuel y Fuel/Gas (Territorios no peninsulares)	3.708	3.708	3.708	3.708
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	7.399
Total	107.173	111.679	114.940	122.909

Esto es debido fundamentalmente al incremento de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, con alrededor de 10 GW cada una. Por otra parte se aprecia que la tecnología nuclear mantiene su generación constante, sin cierre, por tanto, de ninguno de los reactores activos, pero una importante disminución del peso del carbón y la cogeneración en la producción de energía, debido, fundamentalmente, a su elevada huella de carbono.

Por otra parte, en el Escenario Objetivo, véase Tabla 3, el incremento de potencia en el período 2020-2030 es superior, llegando hasta los 161 GW, lo que supone un aumento del 30% con relación al mismo año en el Escenario Tendencial.

Tabla 3: Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019)

Parque de Generación del Escenario Objetivo (MW)				
Tecnología	2015	2020	2025	2030
Eólica (Terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333

Parque de Generación del Escenario Objetivo (MW)				
Tecnología	2015	2020	2025	2030
Solar Fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo Combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios no peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Los principales incrementos proceden, al igual que en el otro escenario, de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, con aproximadamente 22 GW y 30 GW respectivamente. Por otra parte, el alza de las tecnologías de bombeo hidráulico y solar termoeléctrica, con potencia adicional de 3,5 GW y 5 GW respectivamente, así como la aparición, con penetración escalada, de dispositivos de almacenamiento en generación eléctrica, cercana a 2,5 GW, que responden a la necesidad de reducción de vertidos y la maximización de la capacidad de producción de las tecnologías renovables no gestionables.

En este Escenario, Objetivo del PNIEC, se aprecia además el incremento de otras tecnologías renovables, como la geotermia o la energía mareomotriz, que sumadas a las renovables, ya en funcionamiento, dan un total de capacidad renovable de 122,7 GW para el 2030.

En el periodo contemplado, 2020-2030, se observa un descenso de la potencia nuclear en 4 GW que se corresponde con el cierre de cuatro de los siete reactores que se encuentran en la

actualidad en funcionamiento. El plan prevé a su vez el cierre de los otros tres reactores restantes durante el periodo de 2030-2035.

Las centrales térmicas de carbón se consideran fuera del mix de generación español para 2030, en la actualidad hay 15 instalaciones existentes, de las que solo un máximo de 5 o 6 continuarán operando en la década de 2020. Entre las razones principales de cierre se encuentra la dificultad para mantener la rentabilidad, en un entorno fuertemente condicionado por la respuesta europea al cambio climático que elevará el precio de la tonelada de CO₂ emitida hasta un mínimo de 35 euros.

En conclusión, las proyecciones objetivo del PNIEC afirman que la generación eléctrica renovable será el 74% del total, coherente con una trayectoria hacia el 100% renovable del sector eléctrico en 2050.

La transición hacia la neutralidad climática supone una profunda transformación del sistema energético, que pasa a estar alimentado principalmente por recursos renovables de carácter variable y estocástico, es decir no predecibles y no despachables, como son la energía eólica o la energía solar.

La visión tradicional de un sistema energético centralizado y basado en centrales de generación base, es decir, gestionable, ha de ser sustituido por la idea de un sistema descentralizado y flexible que permita integrar correctamente las energías renovables.

Hay que tener en cuenta que el objetivo primordial del sistema eléctrico es garantizar, en las condiciones óptimas de seguridad y calidad de servicio, el suministro eléctrico a los consumidores. Para ello es necesario que existan herramientas que permitan hacer frente a las brechas instantáneas existentes entre generación y demanda, almacenando energía en periodos de superávit y despachándola en periodos de déficit.

Los objetivos del PNIEC, y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, conllevan unas necesidades mínimas de almacenamiento energético globales en España, que pasan de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia total de almacenamiento disponible. Estos valores incluyen el almacenamiento a gran escala diario y semanal, el almacenamiento detrás del contador (*Behind The Meter, BTM*) y el almacenamiento estacional. (Borrador de Estrategia de Almacenamiento, pág.6)

2 Contexto del Almacenamiento Energético.

La UE considera vital la proliferación de sistemas de almacenamiento energético para llevar a cabo la transición hacia una economía energéticamente neutra, basada en energías renovables, y para la consecución de los objetivos, de clima y energía, fijados para 2030.

El marco político de la UE en relación con las tecnologías de almacenamiento tiene en cuenta por una parte el apoyo a la investigación e innovación en las tecnologías y por otra parte cambios en la legislación de los mercados de electricidad y del transporte con bajas emisiones de carbono.

En el Pacto Verde Europeo, diciembre de 2019, se presentan una serie de pautas requeridas para alcanzar una economía sostenible en la Unión Europea. Entre ellas se encuentra acelerar el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento energético, que se consideran esenciales para cumplir con el objetivo de Desarrollo Sostenible 7, de la Agenda 2030 aprobada por las Naciones Unidas. (ONU, 2015)

Además, el Pacto Verde Europeo, ha definido un Mecanismo de Transición Justa que incluye un Fondo de Transición Justa del que se beneficiarán los Estados miembros, para cubrir las desigualdades que se puedan crear, en ciertas regiones, debido a las medidas necesarias para la transición energética. Este fondo, aplicable en áreas que se enfrentan a serios desafíos socioeconómicos, derivados del proceso de transición, se invertirá en una serie de acciones clave:

- Inversión en el despliegue de tecnologías e infraestructuras de energía limpia asequible o de almacenamiento energético, reducción de gases de efecto invernadero, eficiencia energética y energía renovable.
- Inversión en actividades de investigación e innovación y fomento de la transferencia de tecnologías avanzadas.
- Inversión en economía circular.
- Inversión en creación de nuevas empresas, a través de viveros y servicios de consultoría.
- Inversión productiva en pymes, para la diversificación económica y la reconversión.

Puesto que el almacenamiento energético da respuesta a las prioridades fijadas por la UE en materia de energía y clima, y además se puede incluir en las dos primeras acciones contempladas en la aplicación del Fondo de Transición Justa, parece razonable pensar que las iniciativas de almacenamiento se vayan a beneficiar del mismo.

El Plan de Recuperación, acuerdo europeo alcanzado para impulsar la economía comunitaria tras la crisis derivada de la pandemia de COVID-19, incluye inversiones verdes en tecnologías de almacenamiento, de forma que se puedan mantener los objetivos de descarbonización del año 2030.

A nivel legislativo, el Paquete de “Energía Limpia para Todos” incluye diversas disposiciones legislativas con la finalidad de regular el almacenamiento energético en la UE: (European Commission, 2019)

- La [Directiva 2019/944](#) incluye normas comunes relativas al mercado interior de la electricidad en los Estados miembros.
- El [Reglamento 2019/943](#) relativo al mercado interior de la electricidad incentiva los servicios de flexibilidad y define precios adecuados para la transición energética. Por otra parte, convierte en elementos clave del nuevo marco normativo al cliente activo, la respuesta de la demanda y el almacenamiento.
- La [Directiva 2018/2001](#) hace referencia al empleo del almacenamiento energético y su estrecha vinculación a la energía procedente de fuentes renovables.

Por otra parte, la Estrategia Europea para la Integración del Sistema Energético de julio de 2020, describe la visión integral de la planificación del sistema energético que tiene en cuenta las interrelaciones entre los portadores energéticos, permitiendo el diseño del sistema energético descentralizado, flexible y optimizado que se requiere para cumplir con los objetivos planteados para 2030. El almacenamiento energético se considera fundamental para proporcionar esa flexibilidad necesaria del sistema.

En la actualidad se necesita de un enfoque reglamentario común que sea capaz de favorecer el desarrollo de ejemplos empresariales viables, y para ello el Tribunal de Cuentas Europeo en 2019 ha definido siete desafíos clave para el apoyo de la UE al desarrollo e implantación de las tecnologías de almacenamiento:

- Garantizar una estrategia coherente de la UE.
- Aumentar el apoyo a las partes interesadas.
- Reducir la complejidad en materia de financiación para investigación de la UE.
- Apoyo a la investigación e innovación en tecnologías de almacenamiento.
- Eliminar obstáculos de inversión.
- Desarrollo de infraestructuras para combustibles alternativos.

2.1 Marco Legal y Político del Almacenamiento Energético Español.

En España, el Marco Estratégico de Energía y Clima contiene los diversos elementos estratégicos y legislativos que definen las líneas de acción requeridas para alcanzar los objetivos de neutralidad climática. Le componen los siguientes documentos:

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
- Borrador de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.
- Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.
- Estrategia de Transición Justa.
- Estrategia Nacional de lucha contra la Pobreza Energética.

El almacenamiento energético tiene un papel protagonista en varias de las medidas propuestas por el PNIEC para la Dimensión de la Descarbonización, donde se le vincula directamente con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido a la integración, y promoción, de las energías renovables. Estas medidas propuestas buscan que el mix de generación sea principalmente renovable, cumpliendo el escenario objetivo de un 42% de la demanda final de la energía y un 74% de la producción en el sistema eléctrico con origen renovable. (PNIEC, 2020)

Entre las medidas que mayor protagonismo confiere al almacenamiento se encuentra la *“Medida 1.2. Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad”*, en la que se establecen líneas de actuación en lo referente a cambios regulatorios en relación con el almacenamiento. Entre los mecanismos de actuación que se contemplan, en esta medida, se encuentran el desarrollo del marco regulatorio y normativo de la gestión de la demanda, cada vez más compleja de adaptar a una generación eléctrica centralizada, y el desarrollo e impulso, de las tecnologías de almacenamiento.

En la *“Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables”* aparece como mecanismo de actuación la adaptación de la planificación de redes eléctricas de transporte y distribución, en la que se hace hincapié de nuevo en el almacenamiento energético como una tecnología que permite minimizar el riesgo de vertidos originados por la mayor penetración renovable, no gestionable, en el sistema eléctrico.

Por otra parte, en la *“Medida 1.4. Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida”* se plantea una estrategia nacional de autoconsumo, que con el objetivo de alcanzar una generación descentralizada, permite incluir los sistemas de almacenamiento dentro de las instalaciones de autoconsumo.

En la *“Medida 1.8. Promoción de gases renovables”* se trata el potencial de los gases renovables en la generación de electricidad y en usos térmicos, empleando estos como un vector energético

que puede acumularse en diversos sistemas de almacenamiento, generándose en horas de baja demanda y transformándose en energía eléctrica, o calor, en horas de alta.

El almacenamiento energético cobra un papel muy importante en territorios no peninsulares, como se describe en la *“Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas”*, donde se describe la posibilidad en el corto plazo de utilizar estos territorios como tractores y “puntas de lanza” para el despliegue de la energía eólica marina, acompañada de dispositivos de almacenamiento y de apoyo al sistema eléctrico con la finalidad de aportar flexibilidad al mismo.

Como puede apreciarse, el PNIEC da una gran importancia al papel del almacenamiento energético en el camino de la neutralidad climática en España, considerando a este como una solución a los problemas de intermitencia que ocasionan las fuentes renovables, y por tanto siendo un requisito crucial para la completa integración de las energías limpias en el sistema eléctrico.

En el caso español el ambicioso objetivo de penetración de las energías renovables supondrá algunos desarrollos regulatorios que contemplen la aparición de estos nuevos actores del sistema eléctrico, con una serie de derechos y obligaciones que los sitúen en una posición de igualdad.

En la actualidad España solo cuenta con tres tecnologías de almacenamiento con una capacidad instalada relevante: la hidroeléctrica (incluido el bombeo), la biomasa y la termosolar.

El bombeo tiene la mayor capacidad de almacenamiento instalada en España, cerca del 95% de la capacidad almacenada total, con cerca de 3.329 MW de bombeo puro y alcanzará, según las previsiones del PNIEC, una capacidad instalada de 6.837 MW en el año 2030. Sin embargo esta tecnología lleva asociado una serie de inconvenientes, que se contemplarán en el apartado X, y que hacen necesaria la aparición de otras tecnologías que participen en los mismos mercados y puedan ofertar los mismos servicios remunerados, de cara a habilitar su desarrollo e integración de forma sostenible. (MITERD, 2020)

En la actualidad el marco normativo español no aborda los sistemas de almacenamiento energético, con la excepción de la hidroeléctrica bombeada, que considera un sistema de generación convencional. La situación actual del almacenamiento energético en España se caracteriza por:

- No existe una normativa que regule la participación del almacenamiento de electricidad en el Mercado. La [resolución 15049/2019](#) que actualizó las normas para los mercados del día antes y del día después solo contempla a productores, proveedores y consumidores sin una especial mención a la tipología de cliente activo que sería el almacenamiento de electricidad.
- No hay remuneración ni servicios de red retribuidos al almacenamiento energético, como si ocurre en otros países de la UE. Actualmente este punto se está discutiendo entre las partes interesadas, puesto que va a ser necesario retribuir y dar incentivos al almacenamiento para fomentar cuanto antes su generalización y evitar los problemas de estabilidad de la red originados por la mayor electrificación, coincidente con el desmantelamiento de centrales térmicas de carbón y nucleares, y las dificultades de acometer proyectos de energía hidroeléctrica en la actualidad.
- No hay una mención específica al almacenamiento energético en la legislación tributaria, lo cual implica que actualmente la descarga de un sistema de

almacenamiento conlleva el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Así mismo en la actualidad no existe claridad en la aplicación de impuestos sobre el consumo de la energía auto producida y almacenada.

- El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima es un fuerte respaldo al sector, puesto que corrobora su importancia en materia energética durante la próxima década e impulsa el desarrollo de un marco regulador que favorezca la generalización de este tipo de instalaciones.

En la actualidad el almacenamiento energético no se encuentra recogido dentro de las leyes del Sector Eléctrico, lo que conlleva una serie de barreras, como las anteriormente comentadas, que dificultan su desarrollo a nivel nacional y su utilización para la integración de las energías renovables.

Hay una serie de aspectos que se pueden considerar clave para crear unas condiciones propicias a la inversión en almacenamiento de energía, como se ha demostrado en diferentes proyectos empresariales. Entre estos destacan: (White Paper, pág.8, 2020)

- La existencia de un marco regulatorio que refleje las recomendaciones del paquete de Energía Limpia, y que defina el almacenamiento de energía en marcos de legislación primaria y secundaria.
- La creación de programas de demostración de nuevas aplicaciones y casos de negocio, siendo estos apoyados mediante estímulos fiscales o subvenciones de fondos.
- Incentivar la innovación y reducción de costes de operación en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, incluyendo el refuerzo de las infraestructuras de transporte y minimizando los costes de gestión en la generación y demanda en tiempo real, a la vez que se aseguran niveles de calidad adecuados y se favorece la aparición de mercados transparentes y competitivos.
- Revisión de la metodología de planificación de la red de transporte y de los algoritmos de despacho en sistemas insulares.

2.1.1 Retos del Sector del Almacenamiento Energético en España.

Existen una serie de retos identificados para el desarrollo del mercado del almacenamiento energético en España: (White Paper, pág.16, 2020)

- Priorizar el almacenamiento energético en los sistemas insulares de Baleares y Canarias, donde su aplicación revierte en beneficios inmediatos, puesto que sus sistemas eléctricos tienen elevados costes de operación y la transición energética se presenta de mayor complejidad debido, entre otros factores, a las limitaciones geográficas.
- Revisar los marcos de planificación en capacidad de generación, infraestructuras de transporte y distribución y algoritmos de despacho; con estos cambios se pretenderá tener en cuenta el potencial de los sistemas de almacenamiento energético a la hora de reducir el volumen de vertidos, integrar las energías renovables y reducir costes sobre el consumidor final.
- Creación de condiciones que permiten combinar múltiples fuentes de ingresos, propiciando la aparición de mercados transparentes en el sistema eléctrico que fomenten la innovación de nuevos modelos de negocio.

La creación de mercados competitivos en los que el almacenamiento puede participar es una realidad en países como Reino Unido, en el que el regulador de la red (Ofgem³) separa al operador de red en dos entidades:

- La primera se encarga de la planificación y operación del sistema, con un esquema de remuneración basado en 7 principios que son evaluados por todos los participantes del mercado
- La otra entidad se ocupa de la gestión de la red de transporte y sus incentivos y viabilidad económica dependen del despliegue de la infraestructura.

La existencia de servicios retribuidos en Reino Unido, a los que se acogen los sistemas de almacenamiento energético, ha creado fuentes de ingresos adicionales para estos. Entre los servicios se encuentran: la estabilidad, el aporte de potencia reactiva, el control de voltaje, la descongestión de la red, la capacidad y el arranque desde estado de desconexión ante emergencia o *Black Start*.

- La duración de los contratos tiene que ser adecuada, contribuyendo esto al desarrollo de la infraestructura en grandes proyectos de almacenamiento.

Por tanto, el desarrollo de la figura del almacenamiento y la creación de un marco jurídico adecuado en España ha de considerar los siguientes puntos:

- La ley no debe excluir tecnologías, existentes o por desarrollar, acogiendo la figura del almacenamiento energético diferentes tipologías de este, analizando sus distintas características. Este punto busca alcanzar una neutralidad tecnológica necesaria.
- Se debe favorecer la innovación tecnológica y la aparición de modelos de negocio cuya actividad reporta beneficios al sistema eléctrico, para ello debe existir una justa compensación por los mismos.
- La sostenibilidad de las tecnologías de almacenamiento ha de ser un factor clave al analizarlas, de forma que se empleen criterios de medida como la reciclabilidad o las emisiones indirectas de GEI debidas a la fabricación, instalación, operación y reciclaje de los sistemas de almacenamiento.
- Tener en cuenta la contribución de la tecnología a la seguridad del suministro, considerando la capacidad firme (EFC, *Equivalent Firm Capacity*) y la reducción de la dependencia de la importación de combustibles.

Prueba de la mayor trascendencia del almacenamiento energético a nivel nacional es que en octubre de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha abierto el período de audiencia, e información pública, de la Estrategia de Almacenamiento Energético, mediante la presentación de un borrador, sujeto a observaciones, en el que se aborda el análisis técnico de las distintas tecnologías y soluciones para el almacenamiento, analizando los retos de su despliegue, las herramientas necesarias para su competitividad a nivel nacional, líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

3 Office of Gas and Electricity Markets

3 Tecnologías de Almacenamiento Energético.

El almacenamiento de energía consiste, en términos generales, en preservar una cierta cantidad de energía para liberarla, en el momento en que se requiera, en la misma forma en que fue captada o en otra diferente. Es por tanto el conjunto de métodos, sistemas y tecnologías que permiten transformar y conservar la energía para su posterior empleo.

En la actualidad hay disponibles una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento energético, algunas de ellas completamente consolidadas y con un elevado grado de madurez y recorrido. A continuación se describen las de mayor relevancia en la actualidad.

3.1 Almacenamiento Químico.

Este tipo de almacenamiento convierte la energía eléctrica en energía de enlaces químicos en combustibles que, posteriormente, se emplean para la carga térmica y para generación o transporte de energía eléctrica. Implica intercambio energético entre diferentes vectores energéticos, vinculando el sector eléctrico con sectores como el petroquímico o el del gas.

En la actualidad el almacenamiento químico está relacionado con la producción de hidrógeno (H_2), amoníaco (NH_3) y gas sintético ($CO+H_2$), siendo la producción de hidrógeno una de las alternativas con mayor potencial y desarrollo.

3.1.1 Hidrógeno.

Este tipo de almacenamiento se fundamenta en la obtención de hidrógeno mediante electrolisis, proceso por el que una corriente eléctrica divide la molécula de agua (H_2O) en sus elementos constituyentes, hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Este proceso es reversible ya que, con hidrógeno, se puede alimentar una celda de combustible que genere electricidad de vuelta a la red; además, debido a su elevada energía específica, el hidrógeno puede emplearse en motores térmicos, de forma similar al gas, para generar electricidad.

En la actualidad el hidrógeno puede almacenarse de tres formas distintas: como gas en cavernas o tanques de presión, como líquido en tanques criogénicos o como un híbrido sólido o líquido (en amoníaco o magnesio)

Estas tecnologías emplean procesos y equipos similares a las que utilizan desde hace años la industria petroquímica, y química en general, que ha utilizado el hidrógeno para diferentes procesos químicos, lo que implica una tecnología ya madura, que reduce el impacto medioambiental y dota a estos procesos de elevada fiabilidad. Sin embargo, se debe invertir en instalaciones de conversión hidrógeno-electricidad que reduzcan pérdidas.

El potencial del hidrógeno renovable, o hidrógeno verde, como vector energético ha dado un gran impulso a este tipo de almacenamiento energético, y se ha plasmado mediante la Hoja de Ruta del Hidrógeno, véase Figura 1, en la que se apuesta por el hidrógeno renovable para reducir los gases de efecto invernadero.



Figura 1: Hoja de Ruta del Hidrógeno (Fuente: MITECO⁴)

Ventajas:

- Potencial para su distribución a largo plazo, con almacenamiento a gran escala.
- Bajos efectos negativos para el medio ambiente.

Desventajas:

Baja eficiencia de retorno en el proceso de almacenamiento, es decir, el ratio entre la energía eléctrica empleada para generar hidrógeno y la recuperada en forma de electricidad es bajo.

- Alto coste del capital.
- Posibles problemas de seguridad.
- Baja densidad energética en el hidrógeno para condiciones ambientales.

3.2 Almacenamiento Eléctrico.

Acumulan carga eléctrica en campos eléctricos y magnéticos. Los supercondensadores y los imanes superconductores (SMES, “*Superconducting Magnetic Energy Storage*”) son tecnologías, que almacenan la energía eléctrica directamente, y se están convirtiendo en alternativas viables y seguras a las baterías.

3.2.1 Supercondensadores.

Los condensadores convencionales están formados por dos electrodos conductores separados por un material dieléctrico, lo que produce un campo eléctrico en el que se almacena la energía cuando existe una diferencia de tensión entre los electrodos.

En el caso de los supercondensadores se emplea una doble capa (“*double-layer capacitance*”), *vid.* Figura 2, de carga electroquímica para almacenar la energía, y a medida que se aplica la tensión la carga se acumula en la superficie de los electrodos, produciendo una difusión de los iones de la solución de electrolitos en los poros del electrodo de carga opuesta. Sin embargo, dado que los electrodos están diseñados para evitar la recombinación de iones, se produce una doble capa de carga en cada electrodo, aumentando por tanto la energía almacenada.

4 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

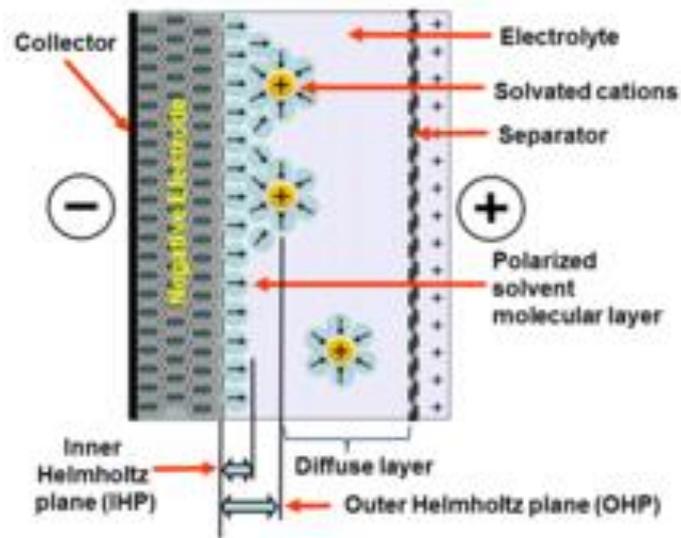


Figura 2: Esquema de supercondensador (Fuente: *The Electrical Double Layer*, 2011)

Los supercondensadores son dispositivos de alta potencia y baja energía que pueden reaccionar muy rápidamente, y que debido a la ausencia de reacción química, pueden soportar un elevado número de ciclos (hasta 100.000). Son muy eficientes, del 80% al 90%, pero debido a que la tensión varía linealmente con la carga contenida en el sistema, requieren de electrónica de potencia para asegurar una salida constante. (Borrador Estrategia de Almacenamiento, 2020, pág.17)

Ventajas:

- Elevada eficiencia.
- Alto número de ciclos.
- Escalable y flexible.
- Alta potencia.

Desventajas:

- Baja energía almacenada.
- Requiere de acondicionamiento de potencia para dar una salida estable.
- Es una tecnología cara por unidad de energía almacenada.

3.2.2 Imanes superconductores (SMES).

El almacenamiento energético se lleva a cabo en un campo magnético generado por el flujo de una corriente a través de una bobina superconductora. La bobina está hecha de un material superconductor y por tanto no presenta resistencia al paso de la corriente, reduciendo las pérdidas hasta prácticamente cero, pero requiere de un potente sistema de refrigeración. Además del sistema de refrigeración y la bobina, estos dispositivos requieren de convertidores electrónicos AC/DC y de un soporte mecánico del sistema, que se verá sometido a elevadas fuerzas magnéticas durante la operación.

Los SMES reaccionan casi instantáneamente y tienen un elevado ciclo de vida, alcanzando elevadas eficiencias con pérdidas de entre el 2% y el 3% debida a los convertidores. Sin embargo, dados los requerimientos energéticos de refrigeración, la complejidad del sistema y el elevado coste de los superconductores, los SMES se encuentran en una fase muy inicial de su implantación y solo son adecuados para almacenamiento energético en el corto plazo.

Ventajas

- Alta densidad de potencia.
- Respuesta y carga rápidas.
- Alta eficiencia y bajas necesidades de mantenimiento.

Desventajas

- Alto coste de la energía.
- Complejidad del sistema.
- Necesidad de mantener temperaturas criogénicas.

3.3 Almacenamiento Térmico.

Almacenan la energía térmica, en calor o frío, contribuyendo de forma significativa a descarbonizar el sistema eléctrico. Permiten aprovechar los vertidos de energía eléctrica de las fuentes renovables discontinuas, para producir calor o frío, recuperan el calor residual de procesos industriales o mejoran rendimientos energéticos...

Suelen vincularse a otras tecnologías existentes, como la bomba de calor, permitiendo la integración de electricidad y energía térmica a muchos niveles. El almacenamiento se produce en sal fundida (MSES⁵), agua o materiales de fase cambiante (PCM⁶s)

3.3.1 Almacenamiento Térmico en Sal Fundida (MSES).

El almacenamiento térmico en sal fundida (*Molten Salt Energy Storage*, MSES) es la tecnología térmica dominante. Consiste en calentar una sal con la energía de las plantas de concentración de energía solar (*Concentrating Solar Power*, CSP) La sal fundida es una mezcla, no toxica e incombustible, de nitrato de sodio y nitrato de potasio, que se puede emplear tanto para almacenamiento energético a elevadas temperaturas (entre 550-570 °C) como para la transferencia de calor. (EASE, 2020)

El almacenamiento directo emplea sal, en forma líquida, que se almacena en un tanque aislado. Esta sal fría se bombea hasta una torre en la que se calienta mediante energía solar, reflejada en paneles CSP⁷, siendo enviada posteriormente a unos tanques, de sal caliente, aislados. Finalmente esta sal caliente se emplea en un generador de vapor que mueve un grupo turbina-alternador, generando así electricidad. En el caso de almacenamiento indirecto, el proceso de transferencia de calor lo realiza un fluido térmico.

Este tipo de almacenamiento es capaz de almacenar energía durante más de 20 horas pudiendo, de este modo, operar 24 horas al día, durante varios días en ausencia de sol, hasta una nueva

5 Molten Salt Energy Storage

6 Phase Change Materials

7 Concentrated Solar Power.

carga. Este sistema podría tener un importante rol en países con una elevada radiación solar, como puede ser el norte de África u Oriente Próximo y en general en la zona ecuatorial.

Ventajas

- Elevada capacidad de transferencia de calor.
- Bajos costes comerciales.
- Se integra con la tecnología CSP, lo que reduce su LCoE (*Levelized Cost of Electricity*).

Desventajas

- La sal fundida suele ser corrosiva, dañando los equipos.
- No puede permitirse un enfriamiento de la sal, porque se reduce la eficiencia.
- La tecnología CSP tiene limitaciones en aplicaciones de potencia.

3.4 Almacenamiento Electroquímico.

El almacenamiento electroquímico almacena la energía eléctrica en forma de energía química, aprovechando que ambas formas tienen el electrón como forma de transportar la energía. Es un sistema maduro, muy útil para almacenamiento a corto plazo y con ciclos de carga y descarga frecuentes.

En la actualidad se busca reducir costes, puesto que tiene una cadena de valor compleja en la que intervienen varios colaboradores de materias primas, en ocasiones metales de tierras raras difíciles de obtener, y de materiales avanzados como la celda o el pack de batería.

Por lo general las baterías químicas se clasifican según su composición química y se basan en reacciones electroquímicas, mientras que las baterías de flujo dependen de dos electrolitos separados de manera que desacoplan sus características de potencia y energía.

3.4.1 Batería de Sodio azufre (Na-S)

Este dispositivo se fundamenta en las reacciones, de carga y descarga, que tienen lugar entre un electrodo positivo (cátodo), fabricado a partir de azufre líquido, y un electrodo negativo (ánodo) fabricado con sodio líquido como puede verse en la Figura 3. Estos electrodos se encuentran separados por un material cerámico, alúmina, que sirve a su vez de electrolito y permite, únicamente, el paso de iones de sodio cargados positivamente. La batería se mantiene en temperaturas de entre 300 °C y 360 °C, manteniendo así los electrodos en estado líquido.

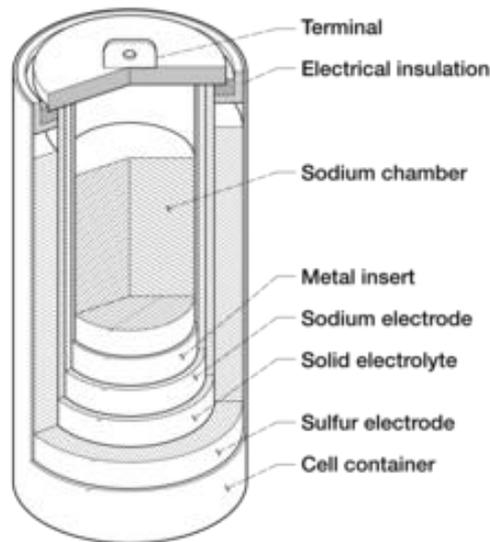


Figura 3: Corte de un esquema de una batería de sodio-sulfuro (Fuente: NASA John Glenn Research Center)

Comparada con las baterías de ion-litio, las baterías de sodio-azufre tienen una vida útil muy superior, cercana a los 15 años o 4500 ciclos. Su eficiencia se sitúa en torno al 85% con un tiempo de respuesta de 1 milisegundo. (Borrador de Estrategia de Almacenamiento, 2020)

Ventajas:

- Alta densidad energética.
- Alta eficiencia en la carga y la descarga.
- Largo ciclo de vida.

Desventajas:

- Necesidad de mantenimiento térmico.
- La auto descarga térmica reduce el tiempo de establecimiento del régimen estacionario.
- Problemas de seguridad debido a la posible reacción del sodio con el azufre y por la altamente corrosiva naturaleza del poli sulfuro de sodio.

3.4.2 Batería de Ion-Litio (Li-Ion).

Este dispositivo emplea el ion del litio como componente clave de su operación electroquímica. Durante el ciclo de descarga, los átomos de litio se ionizan al perder un electrón, moviéndose desde el ánodo, atravesando el electrolito, hasta alcanzar el cátodo, donde se recombinan con un electrón y se vuelven eléctricamente neutros de nuevo. El litio tiene iones lo suficientemente pequeños para atravesar la película semipermeable que separa ánodo y cátodo, debido a esto las baterías son capaces de alcanzar una elevada tensión y almacenamiento de carga por unidad de masa y de volumen.

El uso de este tipo de baterías ha crecido significativamente en los últimos años, dado que ofrece una serie de ventajas en relación con el resto de las tecnologías electroquímicas, siendo una de las principales su versatilidad y capacidad de operar en gran variedad de aplicaciones, lo que favorece la inversión en ellas. Son muchos los países que está invirtiendo en esta tecnología, como en el caso de Alemania que recientemente ha confirmado la creación de 35 GWh de baterías de ion-litio anuales.

Ventajas:

- Alta densidad energética.
- Bajas necesidades de mantenimiento.
- Baja auto descarga.
- Altos valores de tensión.

Desventajas:

- Altamente reactiva e inflamable.
- Requiere de programas específicos para su reciclaje y medidas de seguridad en tratamiento de residuos.
- Degradación natural de los materiales en su uso.
- Desgaste en los componentes por envejecimiento de estos.

3.4.3 Baterías de Flujo.

En estos dispositivos, vid. Figura 4, los iones, contenidos en los electrolitos, se mueven entre los electrodos positivos y negativos, en el proceso de carga y descarga de la batería, atravesando una membrana polimérica. Por lo general requiere de un sistema de refrigeración, puesto que tanto el proceso de carga como el de descarga liberan calor.

A diferencia de las baterías convencionales, en estas existen dos soluciones de electrolitos en tanques separados que se hace circular independientemente y es, dependiendo del tipo de solución de electrolito, como se definen las baterías, siendo la principal la de Vanadio Redox (VRB⁸) y la de Zinc-Bromo (Zn/Br). Un diseño más complejo permite dissociar el elemento de potencia (que se define por el número de celdas y el tamaño de los electrodos en la pila) del elemento de energía (definido por el volumen y la concentración de electrolitos)

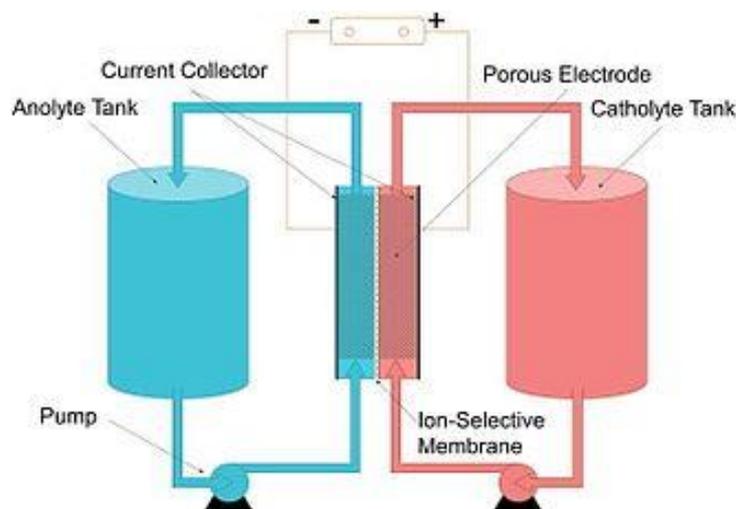


Figura 4: Batería de flujo (Fuente: California Independent System Operator)

8 Vanadium Redox Battery.

La temperatura de funcionamiento se encuentra por lo general entre 20 °C y 40 °C, con posibilidad de alcanzar temperaturas mayores siempre que se empleen enfriadores para evitar el sobrecalentamiento de las placas. La eficiencia se encuentra entre el 65% y el 80%, con aproximadamente de 10 000 a 20 000 ciclos y un tiempo de respuesta corto.

Ventajas:

- Independencia entre sus elementos de potencia y energía.
- Es escalable para distintas aplicaciones.
- Tiene una vida media elevada en descarga profunda, es decir, aun empleando todo su potencial de descarga su duración es considerable.
- Elevado número de ciclos.

Desventajas:

- Es más compleja que las baterías convencionales.
- Su desarrollo se encuentra en un estado inicial.
- El vanadio es un metal costoso y difícil de obtener.

3.5 Almacenamiento Mecánico.

Esta tecnología se fundamenta en el almacenamiento de energía eléctrica en energía mecánica, cinética o potencial, para después reconvertirla en energía eléctrica cuando sea necesaria. Este tipo de almacenamiento energético es adecuado a gran escala, y es la única tecnología de almacenaje que ha llegado a implantarse a gran escala en todo el mundo, entre las más conocidas podemos citar: la hidroeléctrica de bombeo, el aire comprimido y los volantes de inercia.

3.5.1 Tecnología Hidroeléctrica de Bombeo.

Esta tecnología almacena energía en forma de energía potencial gravitatoria empleando dos reservas de agua situadas a diferentes alturas, vid. Figura 5 central del complejo Adam Beck en Niagara Falls (Canadá). Durante los periodos de menor demanda, los periodos valle del consumo, la electricidad, a bajo precio, se emplea para elevar el agua desde la vasija inferior a la superior utilizando una turbina reversible, actuando como bomba, y que está asociada a un generador que, en ese momento, actúa como motor. Cuando existe un periodo de alta demanda eléctrica, periodo de punta, la electricidad, de alto precio, se genera liberando el agua, desde la vasija superior, que actúa sobre la turbina, actuando como tal, que mueve el generador para alimentar a la red.

Más del 95% del almacenamiento energético mundial se lleva a cabo en dispositivos de este tipo, puesto que es una solución competitiva para el almacenamiento a gran escala y además proporciona servicios a la red. En la actualidad, para conseguir mayor eficiencia, flexibilidad y una respuesta más rápida, se están desarrollando nuevas bombas y turbinas de velocidad variable que facilitan una mejor sincronización con la frecuencia de la red y por tanto mayor estabilidad.



Figura 5: Complejo Adam Beck (CND) (Fuente: GESDB⁹)

El 80%, cerca de 180 GW, de la potencia, de esta tecnología, instalada en el mundo se encuentran en Europa, China, Japón y Estados Unidos, con una energía almacenada en total estimada de cerca de 9.000 GWh. Mientras otras tecnologías de almacenamiento están captando cada vez una mayor atención, los nuevos proyectos de bombeo esperan alcanzar los 158 GW a nivel mundial para 2030, siendo China el país en el que se llevarán a cabo la mayor parte de los proyectos los próximos 5 años. (ESES, 2020)

Ventajas:

- Es una tecnología establecida y madura.
- Proyectos con una larga vida útil, cercana a los 60 años y ampliable hasta 100 años.
- Pérdidas por auto descarga muy bajas.

Desventajas:

- Problemas medioambientales debido a las necesidades de espacio, por su baja densidad energética.
- Alta inversión inicial con un tiempo de recuperación muy elevado.
- Dependencia de la disponibilidad de agua y de una ubicación determinada.

3.5.2 Almacenamiento de Aire Comprimido (CAES).

El CAES (*Compressed Air Energy Storage*) se fundamenta en el almacenamiento de energía en forma de aire presurizado. Los excesos de energía, durante los valles de demanda, se emplean para comprimir mecánicamente aire que después se almacena en lugares adecuados para ello, como es el caso de minas de sal, cavernas o acuíferos. Si el proceso es diabático el calor generado, durante la compresión del aire, es liberado a la atmósfera. Cuando la demanda energética es elevada, punta de consumo, el aire presurizado se libera expandiéndose en una turbina asociada a un generador de electricidad.

9 Global Energy Storage Database.

En los sistemas CAES adiabáticos, el calor producido durante la compresión utilizado en intercambiadores de calor para calentar el aire durante el ciclo de expansión. Esto evita el empleo del gas natural para calentar el aire, durante la fase expansión, y como resultado reduce el impacto ambiental de esta tecnología.

El mercado de este tipo de sistemas ha permanecido durante años sin desarrollar debido a la falta de investigación, por la incertidumbre de los costes además de la falta de escalabilidad de la tecnología. Con datos de 2019 únicamente se han desarrollado CAES diabáticos, sin embargo hay cada vez más proyectos, en EE. UU. principalmente, para el periodo 2020-2024.

Ventajas:

- Elevada energía y potencia.
- Durabilidad y sostenibilidad que permite ciclos ilimitados de carga y descarga.
- No hay pérdida de capacidad con el tiempo.
- Competitivo y rentable.

Desventajas:

- Dificultades para encontrar emplazamientos geográficos adecuados.
- Los diseños actuales se basan en quemadores de gas, por lo que el paso de tecnología diabática a adiabática es complejo.
- Los sistemas tradicionales son ineficientes debidos a las pérdidas de calor inherentes.

3.5.3 Volantes de Inercia

El almacenamiento en volantes de inercia consiste en transformar la energía eléctrica en energía rotacional de un volante en un contenedor sin fricción. Durante el valle de la demanda se aplica la energía eléctrica, de la red, acelerando el rotor hasta alcanzar altas velocidades, que se logra mantener, sin un soporte adicional de potencia, durante varios días gracias al confinamiento en el vacío y los cojinetes magnéticos, del rotor, que reducen la fricción y por tanto las pérdidas energéticas. Cuando la energía es requerida por la red, el rotor se conecta a un generador produciendo electricidad y reduciendo, paulatinamente, como resultado su velocidad de giro.

Existen dos tipos de volantes dependiendo de su velocidad de rotación. El convencional de baja velocidad (< 10.000 rpm) que por lo general está hecho de un material metálico pesado, como puede ser acero, mientras que el de alta velocidad (10.000 ÷ 100.000 rpm) se fabrica con materiales compuestos. Por lo general el volante, vid. Figura 6, está acompañado de un estator, rodamientos, un convertidor de potencia, un rotor conectado a un motor-generador y un cierre. El sistema tiene un mantenimiento limitado y una vida útil superior a la de las baterías (mayor a los 20 000 ciclos) Por su rápida respuesta, por lo general se usa para aplicaciones de almacenamiento a corto plazo. (Borrador Estrategia de Almacenamiento, 2020, pág.17)

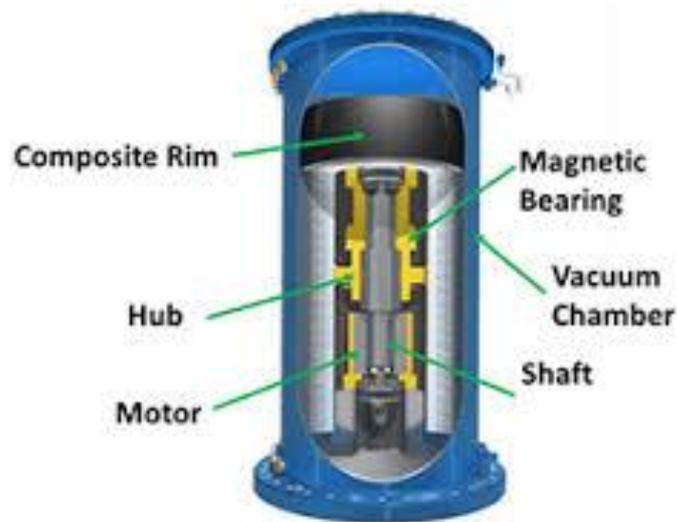


Figura 6: Esquema de un volante de inercia para almacenamiento energético (Fuente: Beacon Power, LLC)

Ventajas:

- Alta densidad de potencia, con rápida carga y descarga.
- Alto rendimiento en términos de eficiencia de ciclo.
- Bajo impacto ambiental con mantenimiento de bajo costo.
- Larga vida útil sin degradación.

Desventajas:

- Baja densidad de energía con alta tasa de auto descarga.
- Reemplazo de rodamientos difícil y costoso, con elevado coste de producción de materiales.
- Propenso a choques externos y fallos de alta energía.

3.6 Análisis Comparativo entre Tecnologías.

Al analizar las diferentes tecnologías del almacenamiento hay que tener en cuenta su comportamiento y su rendimiento en cuatro aspectos fundamentales:

- Capacidad del sistema: determina la cantidad de energía (MWh) y es una medida del desempeño de una tecnología a la hora de cargar, almacenar y descargar la energía. Esta característica es determinante a la hora de definir los usos del almacenamiento, desde la escala de uso doméstico (BTM, Behind The Meter) hasta las grandes instalaciones que despachan energía eléctrica bajo demanda (FTM, Front The Meter)

En la Figura 7 se representan, en escala logarítmica de energía, las aplicaciones de diferentes tecnologías, señalándose en azul la referente al almacenaje mecánico de energía en aire líquido (CAES)

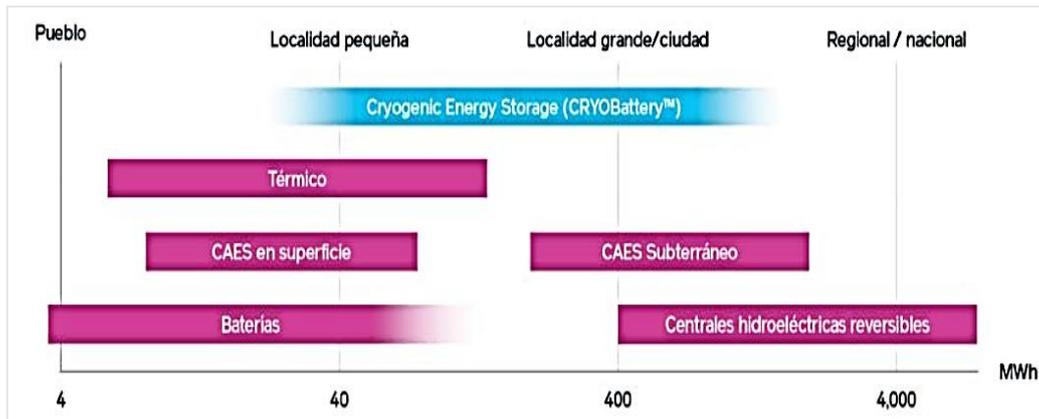


Figura 7: Tecnologías de Almacenamiento (Fuente: Highview Power)

La capacidad va vinculada a dos parámetros fundamentales, que son la potencia del sistema de almacenamiento y el tiempo de descarga. Un sistema de gran potencia pero limitado en el tiempo de descarga tendrá una menor capacidad que otro de menor potencia pero mayor tiempo de descarga, dependiendo del tipo de aplicación se requerirá una mayor o menor capacidad.

- Potencia del sistema: referida a la potencia máxima instantánea del sistema. El rango de potencias de almacenamiento es muy amplio, desde aplicaciones de superconductores con potencia inferior a 1 MW hasta centrales hidroeléctricas de bombeo de potencia máxima superior a 3.000 MW.

En la Tabla 4 se recogen algunos ejemplos de tecnologías de almacenamiento de gran escala, con potencia superior a 100 MW

Tabla 4: Características de potencia en algunos sistemas de almacenamiento (Fuente: The World Energy Council)

	Potencia máxima (MW)	Tiempo de descarga	Número máximo de ciclos o vida media	Densidad energética (Wh/L)	Eficiencia
Bombeo	3.000	4 h.-16 h.	30-60 años	0.2-2	70-85%
Aire Comprimido	1.000	2 h.-30 h.	20-40 años	2-6	40-70%
Batería Ion Litio	100	1 m.- 8 h.	1.000-10.000 ciclos	200-400	85-90%
Batería de Flujo	100	horas	12.000-14.000 ciclos	20-70	60-85%
Hidrógeno	100	minutos-semanas	5-30 años	600 (a 200 bar)	25-45%

- La durabilidad: en un sistema de almacenamiento es clave definir su ciclo de vida, es decir, el número específico de ciclos de carga y descarga que puede realizar una tecnología concreta antes de sufrir una elevada degradación. Como se aprecia en la tabla anterior, hay tecnologías que tienen un número concreto de ciclos, por lo general las baterías o sistemas electroquímicos, mientras que los sistemas mecánicos tienen duraciones tan elevadas que suelen definir su durabilidad a través de la vida media, indicador de meses o años que una tecnología puede tener antes de su degradación.
- Seguridad: dependiendo de la tecnología hay una serie de riesgos y cuidados a considerarse al aplicar cada tecnología, en el caso del hidrógeno por ejemplo hay que tener en cuenta una serie de protocolos relacionados con la inflamabilidad del recurso; por lo general se busca evitar materiales que no tengan riesgo de explosión.

Por otra parte hay una gran variedad de factores que se emplean en la comparación y el análisis de soluciones de almacenamiento, así como sus beneficios e impactos: coste de ciclo de vida, coste total de construcción, coste de electricidad, coste de reemplazo, susceptibilidad a la degradación, tipo de generación, duración del sistema, aplicación del sistema...

4 Aplicaciones del Almacenamiento Energético al Sistema Eléctrico de Potencia.

El principal desafío al que se enfrenta la red eléctrica es reducir su huella de CO₂, manteniendo la resiliencia del sistema, a la vez que se reemplaza la generación térmica por la generación renovable, mayoritariamente intermitente. El almacenamiento energético favorece esta integración y proporciona una serie de servicios de soporte al sistema de potencia.

Debido a las diferentes escalas de las tecnologías de almacenamiento, se pueden encontrar servicios relacionados con la generación, la transmisión y la distribución (FTM, *Front The Meter*) así como servicios del lado del cliente final (BTM, *Behind The Meter*).

La clasificación FTM/BTM, muy empleada en los sistemas de almacenaje energético, se refiere a la posición del dispositivo en relación con el contador eléctrico del consumidor. Los usuarios finales pueden emplear dispositivos de almacenaje BTM, en los que la energía eléctrica no pasa por el contador para ser utilizada, a pequeña escala, a través de baterías o volantes de inercia en el caso del consumidor industrial. Sin embargo, todo lo relativo a generación o transporte, como puede ser una central de bombeo, se considera un sistema FTM, puesto que la energía eléctrica debe atravesar el contador antes de alcanzar al consumidor.



Figura 8: Clasificación de los sistemas FTM/BTM (Fuente: Solar News)

En la Tabla 5 se incluyen algunas de las aplicaciones principales del almacenaje energético y los servicios que retribuye al sistema de potencia en sus diferentes niveles:

Tabla 5: Aplicaciones almacenamiento energético en red (Fuente: Highview Power)

Generación	Transmisión	Distribución	Usuarios Finales
Soporte de generación convencional	Aplazamiento de la inversión	Aplazamiento de la inversión	Abastecimiento prolongado de energía
Gestión de la generación renovable intermitente	Servicios auxiliares de red	Respaldo durante mantenimiento de líneas	Gestionabilidad de la energía
Reducción de vertidos o excedentes	Reducción de congestión en redes o subestaciones	Reducción de congestión en redes o subestaciones	Autoproducción y autoconsumo
Abastecimiento de picos de consumo	Integración de Energías Renovables	Seguridad de abastecimiento local	Recuperar energía térmica residual
Adecuación de recursos	Servicios de inercia	Minimizar pérdidas de la distribución	Aseguramiento del suministro de energía
Arbitraje de precios	Servicios de estabilidad y flexibilidad	Gestión activa de la red	Reducción de picos de consumo
PPA	Control de tensión	Control de tensión	Vehículos eléctricos

Generación

- Soporte a la Generación Convencional: Utiliza el almacenamiento energético para optimizar el uso de las plantas de generación convencionales. Se puede emplear para sustituir a un generador cuando se para, cubriendo el tiempo de reinicio de este o el arranque de otro generador. Permite ajustar la generación en momentos de baja demanda, evitando utilizar un generador de capacidad demasiado alta.
- Gestión de la Energía Renovable Intermitente: Mediante su integración a las energías renovables intermitentes, como la solar o eólica, permite ampliar la utilización de estas dándoles un uso despachable a demanda.
- Reducción de Vertidos: El uso del almacenamiento energético permite absorber los excedentes de las fuentes renovables intermitentes que no pueden inyectarse a la red eléctrica, integrando de forma óptima las mismas.
- Abastecimiento de Picos de Consumo: El almacenamiento de la energía eléctrica de los vertidos durante picos de oferta permite cubrir la elevada demanda de los picos de consumo para proveer potencia en lugar de emplear plantas convencionales.

- Arbitraje de Precios: El almacenamiento aprovecha el mercado almacenando la energía cuando el coste de la electricidad es muy bajo y descargándola cuando el coste es elevado. Esta capacidad es el fundamento de la viabilidad económica de estos sistemas, puesto que el precio de la energía que consumen es muy inferior frente al de la energía que despachan.

Transmisión

- Aplazamiento de la Inversión: El almacenamiento resuelve los problemas de congestión de la red, aplazando la inversión en mayor infraestructura eléctrica.
- Servicios Auxiliares de Red: Existen una serie de servicios auxiliares que proporciona el almacenamiento a la red de transmisión, entre ellos destaca el control de la frecuencia (primario, secundario, terciario) y la generación de inercia sintética e inyección de potencia reactiva.
- Servicios de Estabilidad y Flexibilidad: La rápida respuesta de algunos sistemas de almacenamiento permite mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos.
- Control de la tensión: El almacenamiento proporciona un respaldo a la tensión absorbiendo o inyectando potencia reactiva, lo cual mantiene la tensión controlada.

Distribución

- Respaldo durante el Mantenimiento de líneas: Ante la pérdida de equipo, o las operaciones de mantenimiento, el almacenamiento contribuye en tensión y capacidad reduciendo el impacto sobre el sistema de distribución.
- Seguridad de Abastecimiento Local: El empleo de sistemas de almacenamiento permite un mayor aislamiento de la red de distribución, permitiendo una mayor confiabilidad en el sistema cuando este se encuentra separado de la red principal.
- Minimizar las Pérdidas: Al mover el almacenamiento, las cargas desde del “pico” a la base de la curva de demanda reduce los flujos de potencia en las líneas, evitando la congestión y minimizando pérdidas.
- Control de la tensión: Al igual que en la transmisión, se mantiene la tensión dentro de los límites aceptables a través de cambios en la potencia activa y reactiva.

Usuarios Finales

- Abastecimiento Prolongado de Energía: El almacenamiento se emplea para restaurar la potencia en caso de interrupción del sistema de distribución, siendo por tanto sistemas de alimentación ininterrumpida.
- Gestionabilidad de la Energía: El almacenamiento permite gestionar la energía ante costos variables, es decir, gestionar el consumo con el fin de minimizar la facturación y aumentar la rentabilidad del sistema.

- Autoproducción y Autoconsumo: El uso de los sistemas de almacenamiento energético BTM permite a los usuarios finales tener una cierta independencia energética de la red, puesto que pueden alimentarse ciertas cargas a través del almacenaje de energía en baterías.
- Asegurar el Suministro de Energía: El almacenamiento se puede emplear para proporcionar energía a consumidores industriales que requieren de unos índices de calidad superiores a los ofertados por la empresa distribuidora.
- Reducción de Picos de Consumo: El almacenamiento tiene la capacidad de aplanar el pico de demanda, es decir, de reducir la demanda máxima del sistema.
- Vehículos Eléctricos: Permite una mayor integración de los vehículos eléctricos, integrando los mismos en la red y ocasionando el servicio de vehículo a la red (V2G)

El almacenamiento energético de larga duración y elevada capacidad es una parte esencial en la descarbonización del sistema eléctrico, puesto que permite la integración de las fuentes renovables gestionando su intermitencia, y además favorece la disponibilidad de los servicios de rampas sin restricciones de localización.

El hecho de que, además, sea un almacenamiento de tipo síncrono, como es en el caso del almacenamiento mecánico, proporciona a la red una serie de beneficios propios de la generación tradicional, originando una mayor operabilidad y resiliencia, como es la inercia sincrónica, el control de la tensión síncrono o el suministro instantáneo de corriente reactiva.

En la actualidad la principal tecnología mecánica de almacenamiento de energía, a gran escala y de larga duración, es la hidroeléctrica bombeada. Sin embargo, existen pocas de estas instalaciones que se diseñen o construyan debido a sus necesidades específicas de emplazamiento para ser viables, los problemas asociados a la gestión del agua, el alto riesgo de rechazo social y la larga tramitación de los expedientes.

Por otra parte, la tecnología de aire comprimido diabático y adiabático CAES (*Compressed Air Energy Storage*), en la que la energía eléctrica se almacena como aire comprimido, a alta presión, en cavernas y se extrae mediante su expansión con aporte de calor a través de turbinas. Requiere de localizaciones geográficas adecuadas, o depósitos aptos para esta función, lo cual dificulta mucho el desarrollo de esta otra tecnología. En la actualidad existen únicamente dos instalaciones activas de esta tecnología, en EE. UU. y Alemania.

La solución por tanto de almacenamiento de energía a gran escala de red y con descargas de larga duración pasa por el almacenamiento de aire líquido criogenizado, puesto que supera muchas de las limitaciones planteadas por otras tecnologías.

De acuerdo con previsiones de algunas firmas de análisis de mercados, como Bloomberg New Energy y GlobalData, el almacenamiento energético será un mercado de 662.000 millones de dólares hacia el año 2040, y de este se prevé que cerca del 60% se corresponda a almacenamiento de larga duración y descarga a la red. De la totalidad de este mercado, un 45% es accesible al almacenamiento criogénico, lo que ascendería a un valor de entre 167.000 y 297.000 millones de dólares. (Bloomberg New Energy, 2017)

Dado su potencial en el almacenamiento energético de larga duración y sus ventajas frente a sus principales competidores, se analizará con mayor profundidad esta tecnología, tanto en lo relativo a funcionamiento como de los beneficios que reporta a la red, tomando la CRYOBattery de Highview Power como dispositivo de referencia.

5 CRYOBattery

En la actualidad, el mercado energético se encuentra sometido a una gran presión, debida principalmente al crecimiento de la demanda, los cambios en los patrones de consumo y al aumento de intermitencia ocasionada por la mayor penetración de las energías renovables.

Las soluciones de almacenamiento energético a gran escala, y de larga duración, permiten almacenar energía de una forma económica, escalable y continuada en el tiempo, durante horas e incluso días.

Highview Power es una compañía británica, especializada en el almacenamiento energético a gran escala y cuya principal patente es la CRYOBattery™. Esta ofrece un almacenamiento de energía flexible, con elevada vida útil y sin restricciones de localización. Su tecnología se fundamenta en el almacenamiento criogénico de la energía, utilizando aire líquido como vector energético.

5.1 Componentes y Funcionamiento de la CRYOBattery™

El almacenamiento de energía mediante fluidos criogénicos, particularmente aire líquido, conocido como CAES (*Cryogenic Air Energy Storage*), es una tecnología capaz de almacenar energía eléctrica, en fluidos a muy baja temperatura, en tanques de aislamiento a baja presión, para convertirlos posteriormente, bajo demanda, en energía eléctrica de nuevo mediante un ciclo termodinámico. (Highview Power, 2020)

El sistema es una integración de procesos industriales ya maduros, fundamentalmente del sector del petróleo-gas y de la industria de separación del aire, y por lo tanto utiliza componentes, muy experimentados, con una elevada vida útil, cercana a los 30 años, y con cadenas de suministro desarrolladas en la industria energética.

El sistema CRYOBattery™ se compone de tres elementos principales:

Un **sistema de carga** utilizado durante las horas de baja demanda (*Off-peak*) o de exceso de producción de energía eléctrica que supe de potencia a un licuefactor industrial para producir aire líquido. Esta unidad de licuefacción integra un intercambiador de calor, varias crioturbinas y compresores que son refrigerados con enfriadores intermedios y alimentados por un motor eléctrico.



Figura 9: Sistema de Carga (Fuente: Highview Power)

Un **sistema de almacenamiento** donde el aire líquido es depositado de tanques aislados, a bajas temperaturas y baja presión o presión atmosférica. El paso del sistema de carga al almacenamiento requiere de separadores de fase que eliminen el vapor del aire de la fracción líquida, este vapor se forma debido a la expansión del aire que tiene lugar al reducirse la presión.



Figura 10: Sistema de Almacenamiento (Fuente: Highview Power)

Un **sistema de recuperación** de la potencia donde el aire regasificado se emplea para conducir una turbina produciendo electricidad. Este sistema consta de una criobomba, un evaporador, un intercambiador de calor y la turbina de expansión con recalentamiento intermedio que impulsa al generador eléctrico síncrono.



Figura 11: Sistema de Recuperación (Fuente: Highview Power)

El proceso de funcionamiento de la CRYOBattery™ sigue los siguientes pasos:

El aire atmosférico entrante se encuentra limpio y seco para evitar dañar a la máquina, y para ello se emplea un filtro que elimina las partículas de polvo, los hidrocarburos y el agua.



Figura 12: Captura y secado de aire atmosférico (Fuente: Highview Power)

El aire pasa por una serie de estados de compresión y expansión en el sistema de carga, alimentado por la red o directamente por una fuente intermitente, manteniéndose a temperaturas criogénicas de hasta $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$. Esta fase conlleva una importante reducción del volumen, que va desde 700 L en estado gaseoso hasta 1 L de aire líquido.

Los compresores empleados son centrífugos puesto que tienen mejor eficiencia, y menos elementos de fricción que los alternativos; además el empleo de etapas sucesivas de enfriamiento, mediante las crioturbinas y enfriadores intermedios, permite una compresión prácticamente isoterma.



Figura 13: Fases de compresión-expansión (Fuente: Highview Power)

A través de tuberías el aire líquido es conducido a los tanques de acero isotérmico de doble pared a baja presión, similares a los empleados a nivel industrial para almacenamiento de nitrógeno líquido o de gas natural licuado, teniendo cada uno de ellos una capacidad aproximada de 100 MWh. Estos tanques cuentan con una cámara aislante que minimiza las pérdidas térmicas, conservando la temperatura del fluido; por lo general el almacenamiento se produce a presión atmosférica, en tanques verticales, cilíndricos y de fondo plano.



Figura 14: Almacenamiento de Aire Líquido (Fuente: Highview Power)

Cuando se requiere potencia, el aire líquido procedente de los tanques es bombeado a elevada presión y se emplea para ello la criobomba, la cual requiere de un diseño específico puesto que opera a muy bajas temperaturas (aire almacenado a $-190\text{ }^{\circ}\text{C}$), suelen ser bombas centrífugas criogénicas que admiten caudales de entre 200 y $500\text{ m}^3/\text{h}$ y presión de hasta 200 bares. Finalmente al pasar por un turbo expansor, se vaporiza el aire de nuevo a elevadas presiones.

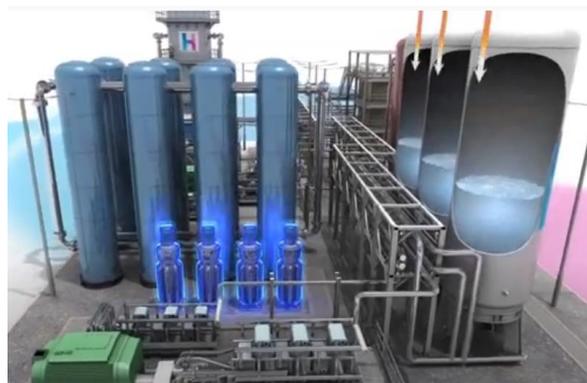


Figura 15: Bombeo del aire líquido (Fuente: Highview Power)

El aire a alta presión se utiliza para conducir mediante su expansión una turbina de vapor de cuatro etapas, con recalentamiento entre las mismas para un aumento del rendimiento del ciclo, que está acoplada a un generador síncrono que produce electricidad.



Figura 16: Generador Síncrono (Fuente: Highview Power)

El frío liberado por el aire líquido, durante la regasificación, es almacenado, nuevamente, para emplearse posteriormente en la mejora de la eficiencia del proceso de licuefacción, y de manera similar el calor del proceso de compresión se almacena para mejorar la eficiencia de la fase de descarga.

Mientras que el almacenamiento de calor se lleva a cabo en aceite térmico en tanques similares a los del almacenamiento de aire líquido, el almacenamiento de frío tiene lugar en lecho empacado, el cual consiste en un recipiente hueco relleno con un material de almacenamiento que actúa como superficie de transferencia de calor y como medio de almacenamiento al mismo tiempo. El almacenamiento de frío suele emplear grava de cuarcita como medio, por su tolerancia a bajas temperaturas y su resistencia a tensiones térmicas.

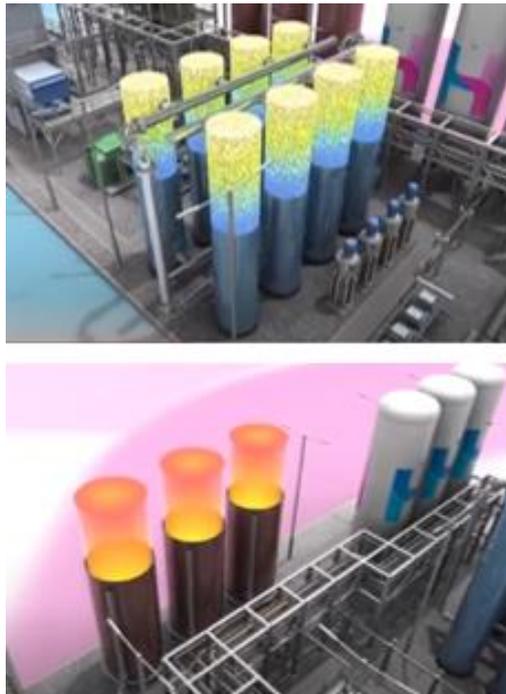


Figura 17: Almacenamiento del frío/calor residual (Fuente: Highview Power)

La configuración más simple del ciclo, sin recuperación de frío ni calor, permite alcanzar rendimientos del 50% mientras que si se almacena y reutiliza el frío en la evaporación y el calor en la compresión, se puede alcanzar una eficiencia global del 60% que llega hasta el 70% en el caso de que existan fuentes de calor o frío externas al ciclo, como pueden ser industrias adyacentes que ceden su energía térmica residual.

El funcionamiento de la CRYOBattery™ puede esquematizarse con los siguientes diagramas:



Figura 18: Esquema general I de funcionamiento de la CRYOBattery™ (Fuente: Highview Power)

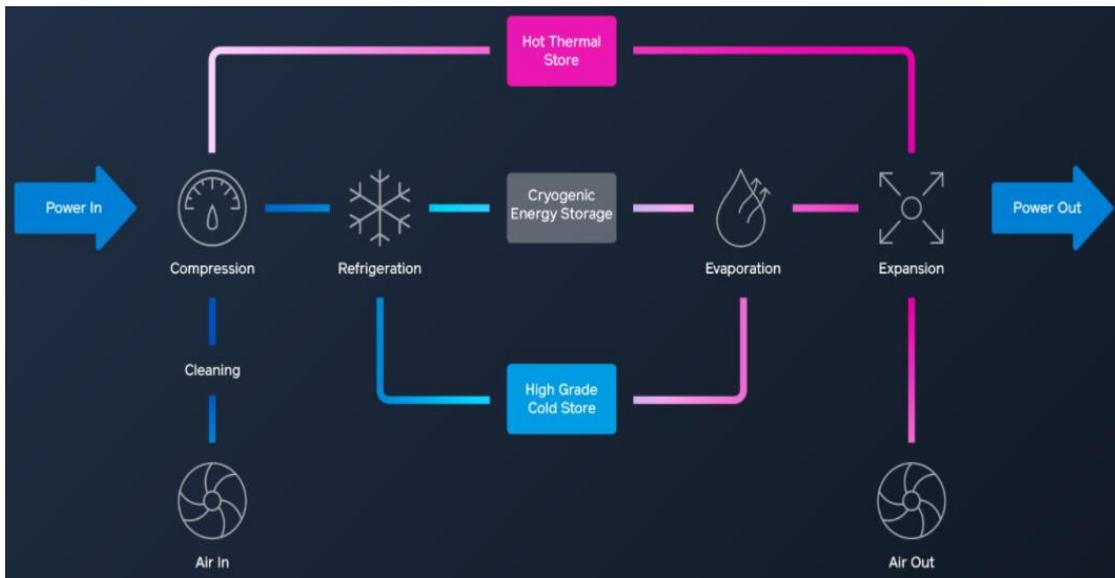


Figura 19: Esquema general II de funcionamiento de la CRYOBattery™ (Fuente: Highview Power)

5.2 Instalaciones de CRYOBattery™

Por lo general la planta estándar tiene una potencia de 50 MW durante 5 horas, lo cual implica que para sistemas simétricos, misma potencia de carga que de descarga, y con un rendimiento del 70% se requieren 7.14 h para cargar un sistema que proporciona energía durante 5 horas.



Figura 20: Planta de Pilsworth (Fuente: Highview Power)

Highview Power ha anunciado la construcción de su primer proyecto comercial en Manchester, cuya construcción se ha iniciado este 2020 y se prevé una capacidad de 250 MWh, suficiente para abastecer de energía eléctrica cerca de 200.000 hogares durante al menos 5 horas.

Este proyecto será la culminación de una historia de más de una década en la que la compañía ha desarrollado distintas instalaciones piloto, la primera de ellas una planta de 350 kW/2,5 MWh situada a las afueras de Londres, que fue desarrollada para probar la tecnología y empleaba el calor de una planta de biomasa para mejorar la eficiencia del sistema.

Entre 2011 y 2014 la instalación es sometida con éxito a un régimen de pruebas completo en la planta de biomasa Slough Heat and Power de SSE, funcionando durante las horas equivalentes a tres años de servicio de reserva operativa a corto plazo en Reino Unido.

El siguiente proyecto fue la planta de demostración a escala de red de Pilsworth, 5 MW/15MWh, cuya operación comienza en abril de 2018 en el vertedero de Pilsworth en Bury, Greater Manchester. Esta planta demostró muchos de los posibles servicios de equilibrio, incluida la reserva de operación a corto plazo (STOR) y el soporte a la red durante picos invernales.

En la actualidad, Highview Power es una empresa que está expandiendo sus proyectos por todo Reino Unido, Europa y Estados Unidos, haciéndose público el proyecto de 50 MW/400 MWh que se plantea completar en Vermont, EEUU para el año 2022.

5.3 Módulo de la Instalación

La instalación de la CRYOBattery™ se fundamenta en módulos, que se diseñan con el objetivo de controlar los costes de fabricación, estandarizando un diseño que permite reducir aún más los costes y plazos de entrega.

Los módulos ocupan una superficie muy reducida, y no emplea materiales peligrosos ni inflamables, por lo que su riesgo de incendio es prácticamente inexistente y cumple sin ningún problema con los estrictos códigos de construcción urbana.

La siguiente figura muestra que un módulo de CRYOBattery™, con unos valores estándar de carga de 25 MW y de descarga de 50 MW. En función de la aplicación pueden incluirse uno o varios módulos, aportando una gran flexibilidad a la tecnología de almacenamiento. La energía de 250 MWh, 5 horas de duración a la potencia de descarga de 50 MW, puede incrementarse elevando el número de tanques de almacenamiento.

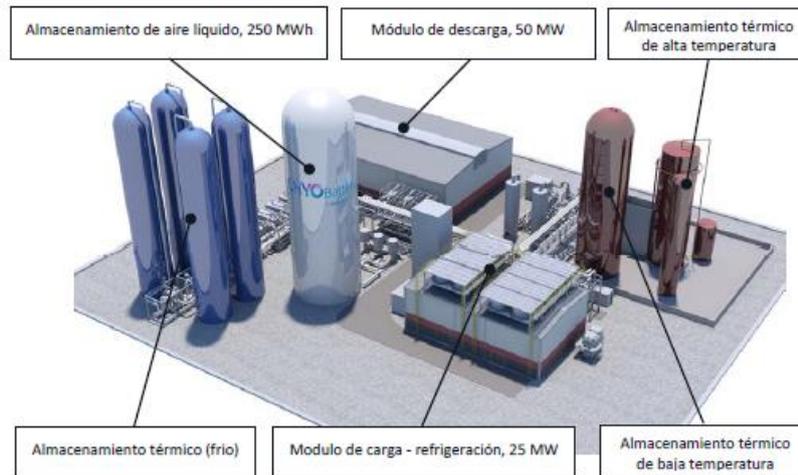


Figura 21: Módulo de CRYOBattery (Fuente: Highview Power)

Por lo general los plazos de entrega están condicionados por la adquisición de los principales equipos rotativos, y en sucesivas instalaciones, Highview Power, tiene el objetivo de lograr plazos de entrega de 12 meses mediante el almacenamiento de componentes y la prefabricación de módulos.

5.4 Ventajas y Características.

Entre las principales características que distinguen a la CRYOBattery™ se encuentra su bajo coste en aplicaciones de larga duración, su flexibilidad en ubicación, larga vida útil por la ausencia de degradación, bajo impacto ambiental y beneficios en la red por la generación síncrona que emplea.

Bajo Coste del Almacenamiento

Al realizar una comparativa entre distintas tecnologías de almacenaje, se estudia el LCOS (*Levelized Cost of Storage*) el cual representa la totalidad del coste de diseñar, construir y utilizar un sistema de almacenaje. Esta métrica del coste de los sistemas de almacenaje, análoga al LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) en las instalaciones de generación, incluye los costes fijos y variables de O&M, tiene en cuenta la degradación de la tecnología en el tiempo, el coste del sistema de conversión de potencia, el coste de capital, etc.

Las baterías de base de litio han surgido como la tecnología dominante para aplicaciones de hasta 4 horas, siendo en estas el coste del componente de energía muy caro mientras que el de potencia es muy barato. Estas baterías se montan en contenedores con sistemas adicionales (HVAC, gestión de baterías, supresión de incendios) lo que conlleva un coste adicional; por otra parte, existe un riesgo de productos básicos que es inherente a los metales de tierras raras requeridos por estas tecnologías.

Sin embargo, el coste en 2019 de los tanques de la CRYOBattery™ no superan los \$50/kWh totalmente instalados; la viabilidad económica de este tipo de instalaciones de almacenamiento se vuelve favorable en periodos de tiempo superiores a las 4 horas. Al aumentar la duración, el componente de energía (\$/MWh) se vuelve dominante en el costo del sistema, por lo que la tecnología de escala favorece a esta tecnología frente a otras.

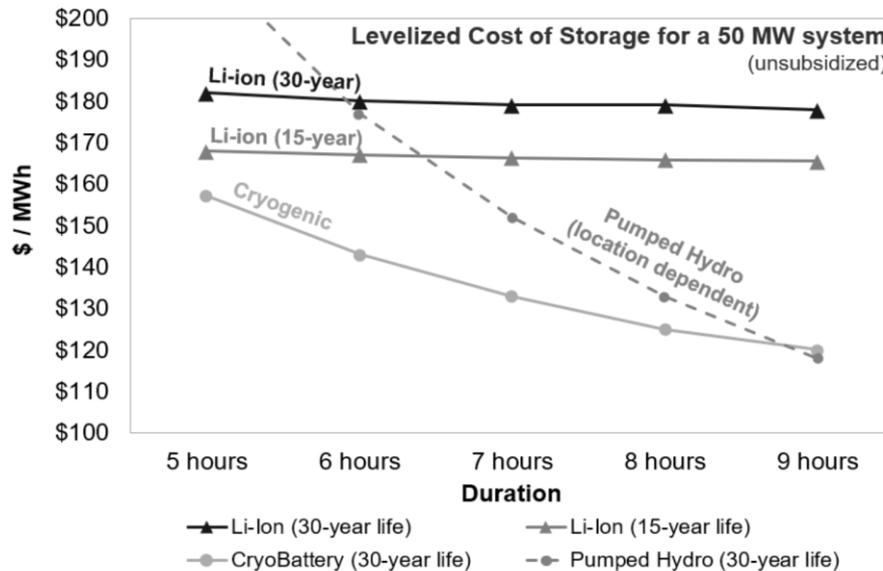


Figura 22: Coste de almacenamiento en un sistema de 50 MW (Fuente: Lazard)

Generación Síncrona

La CRYOBattery™ emplea un generador sincronizado con la red, lo que tiene los beneficios propios de la generación tradicional, como es la inercia sincrónica o el soporte instantáneo de voltaje, a diferencia de otros sistemas de almacenamiento o generación que se fundamenten en inversores.

Flexibilidad de Ubicación

El principal competidor en almacenaje de grandes cantidades de energía de la CRYOBattery™ es la central hidroeléctrica reversible, que sigue siendo la opción más rentable; sin embargo, requiere de una topografía específica, provoca problemas medioambientales y de reciclaje de sus componentes, conllevando largos procesos de autorización y licitación que dificultan llevar a cabo nuevos proyectos en este ámbito.

Por otra parte, la tecnología de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) requiere de utilizar cavernas subterráneas para mantener aire a alta presión; esto conlleva dificultades geográficas, y limitan el desarrollo de estas instalaciones. En la actualidad hay únicamente dos operativas, en EEUU y en Alemania.

Sin embargo, la CRYOBattery™ se puede construir en cualquier terreno firme y plano, es escalable, no tiene limitación alguna en tamaño o restricción geográfica, y su recurso es totalmente gratuito y disponible, el aire.

Degradación Limitada

Al analizar las tecnologías de almacenamiento la degradación es un factor clave a tener en cuenta, puesto que influye directamente en el valor del LCOS, y es una de las ventajas de la tecnología de la CRYOBattery™.

En el caso de las baterías de litio, la capacidad energética de las celdas disminuye constantemente y tras 5-15 años de ciclos repetidos han de ser reemplazadas. Este coste ha de contabilizarse en los proyectos.

Al depender en la CRYOBattery™ la capacidad energética de el volumen de los tanques, que son constantes en el tiempo, no existe tal degradación y es indiferente al uso cíclico o a la

profundidad de descarga, es decir, el porcentaje de la energía almacenada en total que se descarga en cada ciclo.

Al emplearse aire seco, los tanques de acero inoxidable tienen un desgaste mínimo y por tanto se puede considerar que el sistema emplea un fluido benigno, y por tanto no provoca reducción de la capacidad almacenada, ni degradación alguna.

Duración y Costes Operativos

La vida útil de estas instalaciones se encuentra en el rango de 30 a 40 años, al igual que en procesos industriales de referencia de sectores similares, frente a la limitada duración de las soluciones electroquímicas de almacenamiento que apenas superan su primera década de uso.

Por otra parte, las intervenciones de mantenimiento son similares a la de las instalaciones de generación energética tradicionales, pero con costes reducidos debido a la ausencia de combustión en el proceso.

5.5 Servicios de Red de la CRYOBattery™

La CRYOBattery™ proporciona servicios de red que son requeridos actualmente o que pueden considerarse a futuro debido al mayor uso de la generación intermitente renovable.

Tabla 6: Aplicaciones de la CRYOBattery™ en cada nivel del sistema eléctrico (Fuente: Highview Power)

Generación	Transmisión	Distribución	Usuarios Finales
Gestión de la generación renovable intermitente	Servicios auxiliares de red	Respaldo para el mantenimiento del cableado	Respaldo prolongado de energía
Arbitraje de precios	Minimizar restricción de transmisión	Control de voltaje	Gestionabilidad de energía
Abastecimiento de picos de consumo	Servicios de inercia	Seguridad de abastecimiento local	Recuperación de energía térmica residual.
	Servicios de flexibilidad	Minimizar pérdidas de distribución	
	Control de voltaje		

Entre estos nuevos productos de mercado se pueden encontrar los siguientes:

Capacidad

La duración de la CRYOBattery™, de al menos 4 horas, le permite la calificación de recurso de capacidad en algunas áreas de servicio, puesto que satisface recursos de potencia de suficiencia. Al construirse sistemas de mayor duración, se garantiza la rentabilidad así como el abastecimiento energético bajo una mayor diversidad de condiciones adversas; en sistemas operadores como el PJM (USA) se ha establecido un requerimiento de 10 horas, por lo que los sistemas de almacenamiento criogénico son rentables para satisfacer requisitos de capacidad.

Respuesta de frecuencia, reservas rodantes y reservas no rodantes

La CRYOBattery™ funciona sincronizado con la red, lo que garantiza un tiempo de respuesta del orden de segundos que, al vincularse con supercondensadores y volantes de inercia como se está haciendo en algunas plantas experimentales, garantiza proporcionar una respuesta instantánea que se necesita en productos como la inercia sintética.

Inercia síncrona y potencia reactiva.

Al emplearse generadores síncronos se proporciona mecánicamente inercia a la red y existe un mayor control de la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) en casos de desequilibrio entre demanda y generación; esto es posible debido a la energía cinética que se acumula en la masa rotante del generador, que al liberarse instantáneamente por el desequilibrio entre niveles de demanda y generación, limita las perturbaciones de frecuencia sin necesidad de un operador de red.

El desarrollo por tanto de las tecnologías mecánicas de almacenamiento energético es muy positivo en este aspecto de la red, puesto que la mayor parte de las tecnologías de generación renovables están basadas en inversores y por tanto no producen inercia síncrona en la red, la cual ha sido producida tradicionalmente por la generación convencional.

De igual manera las máquinas síncronas suministran y absorben potencia reactiva, que no produce trabajo útil, con la finalidad de mejorar las condiciones de la red.

Prorrogar la inversión de infraestructuras de transmisión y distribución

La CRYOBattery™ debe colocarse estratégicamente en subestaciones de tal forma que se maximice el uso del cableado existente y se aplase o minimice el coste de las inversiones en infraestructuras que lleva asociado el desarrollo de la nueva capacidad de generación limpia, que requiere de una mayor capacidad al canalizar la generación intermitente.

6 Caracterización de la Oferta Energética en 2030

Los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima relativos a la capacidad de generación de energía eléctrica para el año 2030 son claros en el aumento de las tecnologías renovables, principalmente eólica y solar, hasta alcanzar un 74% de la generación total.

Como ya se ha analizado en este trabajo, los cambios en las tecnologías productoras llevan asociados cambios en la forma en la que se opera en el sistema eléctrico, al requerir este de tecnologías de almacenamiento energético para poder operar de una forma resiliente.

Al estudiar la viabilidad económica de un proyecto como es la implementación de la CRYOBattery es fundamental analizar las tendencias de cambio dentro de la generación eléctrica en la próxima década, puesto que es mediante estas proyecciones de precios como se podrán determinar la rentabilidad de uso del dispositivo.

Las proyecciones de precios en el mercado de la energía son complejas y requieren acudir a empresas consultoras especializadas que realizan sus propios estudios de mercado para diferentes países. En concreto, al estudiar el efecto del almacenamiento energético y de los vertidos en el mercado eléctrico, en este trabajo se utilizan datos procedentes de la compañía internacional de ingeniería, diseño y consultoría energética AFRY, procedente de la fusión entre la finlandesa Pöyry y la sueca AF en 2019. (POYRI, 2020)

En primer lugar, y pese a las predicciones del PNIEC, hay que tener en cuenta que existe una alta incertidumbre y falta de consenso entre los expertos acerca del posible escenario de la oferta energética en el año 2030; los datos aportados por AFRY se apoyan en la aplicación de modelos cuantitativos en los que se tienen en cuenta factores como:

- La demanda eléctrica vinculada a la población, al PIB, a la eficiencia, al grado de electrificación, a la introducción de los vehículos eléctricos...
- Los recursos disponibles y su coste, así como el de sus emisiones, como pueden ser el petróleo, el gas natural o el carbón.
- El desarrollo del sistema eléctrico, a nivel de interconexiones, sistemas de almacenamiento o mercado de renovables.
- Medidas y decisiones políticas, entre las que se incluye la política fiscal, los incentivos de capacidad o las subvenciones a la generación renovable.

En la figura inferior se presenta el escenario de generación 2030 en España que, con valores prácticamente idénticos a los del escenario objetivo y tendencial del PNIEC, anticipa Pöyry para sus proyecciones de precios de la energía. ("Madrid Energy Breakfast", 2019)

Se considera para analizar la curva de oferta que la producción de energía por fuentes renovables alcanza el 77% en 2030, con unas necesidades adicionales de almacenamiento de larga duración (+3,5 GW de bombeo) y en forma de baterías (+2,5 GW), así como una reducción del papel de las plantas de carbón y nuclear. Por otra parte, se considera un incremento de la capacidad de interconexión España-Francia que pasa de los 3 GW en 2019, a los 5 GW en 2025 y a los 8 GW en 2030.

Este nuevo escenario, en el que las tecnologías renovables intermitentes tienen un mayor peso en la generación, conlleva grandes desajustes entre oferta y demanda, lo que origina por una parte importantes vertidos eléctricos (oferta>demanda) y por otra insuficiente generación o un sistema sobredimensionado para cubrir ciertos picos de demanda (demanda>oferta)

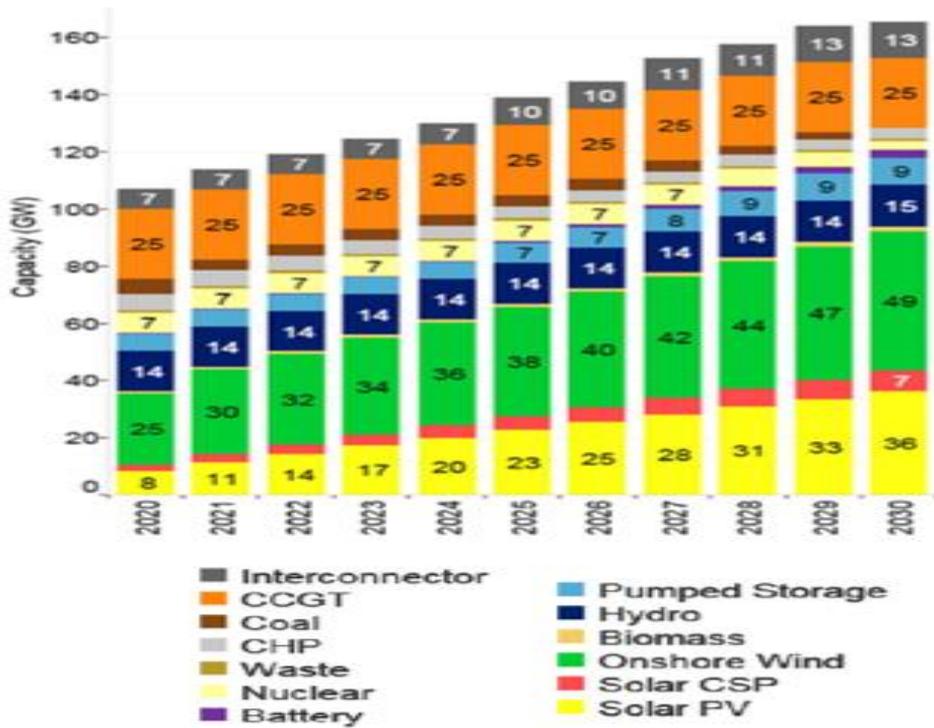


Figura 24: Posible escenario de generación en 2030 (Fuente: AFRY)

En la siguiente gráfica se detalla durante un periodo de una semana estival (2030) aproximada como la oferta en generación es muy puntiaguda, con poca generación base fija y mucha intermitente, mientras que la demanda es menos fluctuante y más estable entorno a su valor medio.

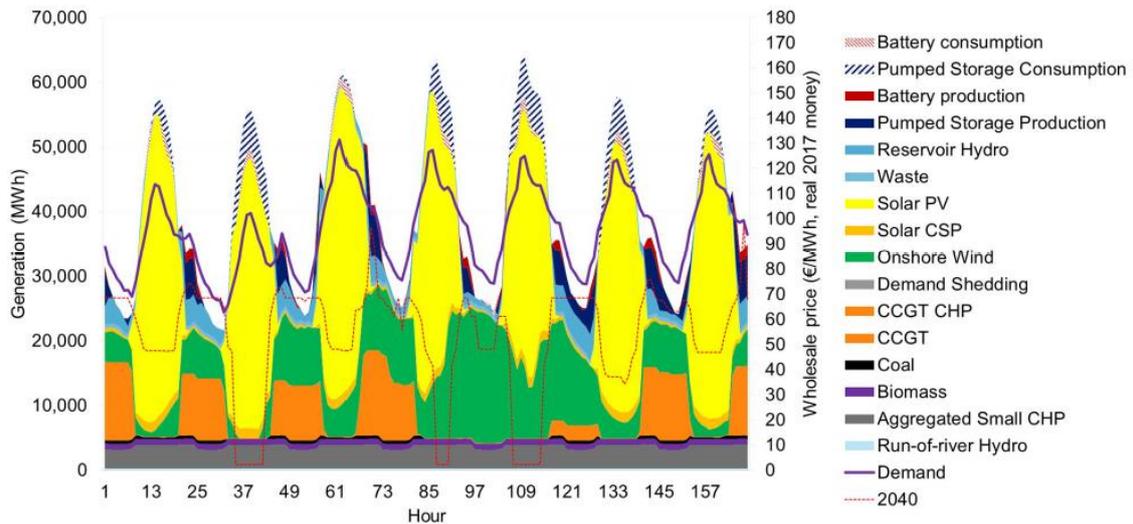


Figura 25: Curvas Generación y Demanda, verano 2030 (Fuente: AFRY)

Esto tiene importantes consecuencias en lo relativo al precio de la energía eléctrica dentro del mercado mayorista, en especial, en el precio de referencia fijado por el mercado diario del OMIE, en el que concurren los generadores, comercializadores y consumidores directos. En la siguiente gráfica se refleja el número de horas en relación con su precio en el mercado mayorista (€/MWh, precios referenciados a 2017), donde puede apreciarse como la intermitencia del sistema de

generación conlleva que existan horas en las que la energía tenga un precio muy elevado y otras en las que es muy reducido.

Al estudiar el periodo de año natural 2030, 8760 horas, ordenando las mismas en valor decreciente de precio mayorista del MWh se aprecia que:

- Cerca del 27% de las horas tienen un precio de referencia inferior a 10 €/MWh.
- El 22% de las horas tienen un precio menor que 5 €/MWh.
- El 4% tienen un precio inferior a 0,5 €/MWh.
- El 14% tienen un precio superior a 60 €/MWh.

Esto implica por tanto que, según estas proyecciones del mercado, existirán al menos 2360 horas anuales en las que la energía eléctrica esté por debajo de 10 €/MWh, mientras que cerca de 3000 horas mantendrán un precio de referencia por encima de los 55€/MWh. Por tanto, se puede concluir que en 2030 los precios de la energía eléctrica serán mucho más variables, con prevalencia de horas en las que el precio es inferior a 0,5 €/MWh con respecto a las que es superior a 80 €/MWh. (AFRY, 2020)

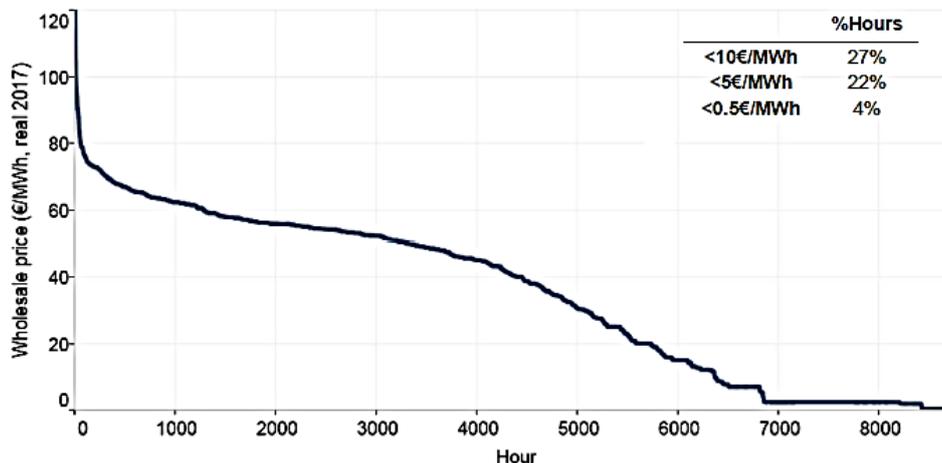


Figura 26: Relación de horas en 2030 con su precio de referencia en el mercado mayorista (Fuente: AFRY)

Los sistemas de almacenamiento energético, y más concretamente la CRYObattery, aprovecharán estas horas de bajo precio, en las que la oferta es elevada, para absorber energía eléctrica que posteriormente despacharán en los tramos de oferta reducida en los que el precio de la energía es mayor.

Existirá por tanto una relación directa entre el precio de la energía proporcionada por los sistemas de almacenamiento y la curva de generación de energía eléctrica, así como la curva de demanda. Es lógico pensar que el mayor precio de la energía almacenada se alcanza cuando la generación es menor, es decir, cuando en un mix como el planteado se reduce la potencia eólica y no hay generación solar, pero la demanda es elevada.

En las siguientes gráficas se detallan para dos semanas, 336 horas, del año 2030:

- Los precios de referencia del mercado mayorista en €/MWh, así como precios de la energía eléctrica despachada por sistemas de almacenamiento energético, en este caso bombeo y baterías.
- La energía generada/demandada en GWh en las curvas de producción, desglosadas estas en energía eólica y solar, así como en curvas de demanda.

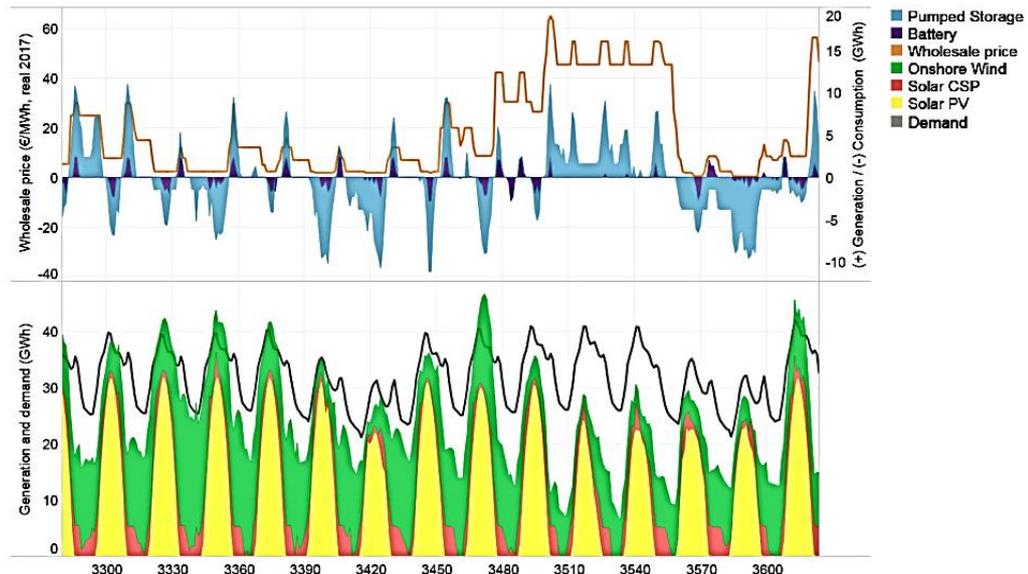


Figura 27: Relación Almacenamiento-Oferta y Demanda (Fuente: AFRY)

De las gráficas anteriores pueden extraerse una serie de conclusiones:

1. La necesidad de los sistemas de almacenamiento para cubrir algunos picos de la demanda se hace patente; no siempre tienen porque coincidir los picos de generación, al ser esta tan intermitente, con la demanda y por tanto hay una necesidad de energía eléctrica despachable que en este caso cubre el almacenamiento.
2. Las necesidades de almacenamiento energético no pueden cubrirse únicamente con dispositivos como baterías, se necesitan sistemas de larga duración y gran capacidad; en este caso se considera, al igual que en el mix de generación, la hidráulica de bombeo pero esta podría ceder parte de su nicho de mercado a otras tecnologías como la CRYObattery.
3. Los sistemas de almacenamiento únicamente despachan electricidad cuando el precio de referencia de la electricidad supera un valor determinado; puesto que si no el sistema de almacenamiento tendría que vender gratuitamente o pagar para que se comprara su energía.
4. Los precios más altos del mercado mayorista, y por tanto de la energía almacenada, se alcanzan cuando coinciden los picos de la demanda con un mínimo de generación, lo cual se produce más a menudo debido a la naturaleza intermitente de la generación, dando lugar a precios extremos de la energía.
5. En las horas de elevada generación, con precios bajos, los sistemas de almacenamiento se cargan a un bajo precio, e incluso en algunos casos, a coste nulo. Por tanto, si tomamos estos sistemas como una caja negra, se considera que tras pasar por estos la energía eléctrica puede aumentar su valor incluso infinitamente, si inicialmente ha sido gratuita.
6. La coordinación entre generación/demanda y almacenamiento se hace patente, permitiendo una integración mucho mayor de las tecnologías de almacenamiento que para 2030 son elevadamente rentables.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) (2020). “*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*”. Madrid.https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) (2020). “*Impacto Económico, de Empleo, Social y sobre la Salud Pública del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*”. Madrid.https://www.miteco.gob.es/images/es/informesocioeconomicopnieccompleto_tcm30-508411.pdf
- [3] European Commission (2019). “*Clean Energy for All Europeans package*”. Recuperado https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [4] Organización de las Naciones Unidas (2015) “*Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible*” Recuperado de <https://unric.org/es/agenda-2030/>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) (2020). “*Borrador de la Estrategia de Almacenamiento Energético, octubre 2020*”. Madrid.https://energia.gob.es/_layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=17843
- [6] World Energy Council (WEC), California Independent System Operator (CAISO) (2020). “*Five Steps to Energy Storage: Innovation Insights Brief*”. London.https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf
- [7] Universidad de Costa Rica, Ing. Jairo Quirós Tortós, PhD. et al. (2018). “*Estudio sobre la Viabilidad de Opciones para el Almacenamiento de Energía*”. Costa Rica.https://sepse.go.cr/documentos/Estudio_Viabilidad_Opciones_para_Almacenamiento_de_Energia_SEPSE_ICE_UCR_2018.pdf
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) (2020). “*Hoja de Ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*”. Madrid. https://www.miteco.gob.es/images/es/hojarutadelhidrogeno_tcm30-513830.pdf
- [9] EASE (2016). “*Energy Storage Technologies*”. Recuperado de https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TDs.pdf
- [10] E. Barbour (2016) “*Energy Storage Sense: Pumped Hydro Storage Systems*” Recuperado de <http://www.eseslab.com/>
- [11] Highview Power, Stuart Nelmes, Engineering Director (2017). “*Liquid Air Energy Storage (LAES)*” Manchester. https://warwick.ac.uk/fac/sci/eng/research/grouplist/electricalpower/images/news/nevents/hies2017/presentations/hies2017_highview.pdf
- [12] FuturEnergy, nº julio-septiembre 2020. “*Baterías de Aire Líquido, una Nueva Solución en el Mercado del Almacenamiento Energético a Gran Escala*”. <https://highviewpower.com/wp-content/uploads/2020/09/FuturENERGY-Almacenamiento-Criog%C3%A9nico.pdf>

- [13] Highview Power (2019). *“Almacenamiento de Energía mediante Aire Líquido en la CRYObattery”*. Manchester.
- [14] Highview Power, Luis Ángel Fernández Rodríguez (2020). *“White Paper: Servicios de Red y Estrategias de Almacenamiento”*. Santander, Cantabria.
- [15] Lazard, Enovation Partners (2019). *“Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis-Version 5.0”*. New York City. <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>
- [16] Bloomberg Terminal (2017) *“Global Storage Market to Double Six Times by 2030”*. Recuperado de <https://about.bnef.com/blog/global-storage-market-double-six-times-2030/>
- [17] AFRY (2020) *“Almacenamiento y Vertido: Impacto en los precios de los mercados eléctricos”* Recuperado de https://www.appa.es/wp-content/uploads/2020/09/AFRY_APPA_AlmacenamientoYVertidos_v100.pdf

PARTE II:

ANÁLISIS DE VIABILIDAD

ÍNDICE

1	Introducción	1
2	Emplazamiento de la CRYOBattery™	1
2.1	Elección del Polígono.....	2
2.2	Grandes Consumidores	4
2.3	Generación Renovable.....	6
2.4	Situación Geográfica, Urbanística y Características Técnicas	7
3	Análisis Económico de la Instalación.	9
3.1	Análisis de Costes	10
3.1.1	Cálculo del Coste de Capital	10
3.1.2	Coste Nivelado de Almacenamiento, LCOS	13
3.2	Análisis Financiero y de Flujos de Caja.....	16
3.2.1	Introducción	16
3.2.2	Aplicación de la Metodología	17
3.2.3	Cálculo de los Flujos de Caja.	21
3.3	Indicadores De Rentabilidad	31
3.3.1	VAN.....	31
3.3.2	TIR.....	32
3.4	Análisis De Sensibilidad Del Proyecto	34
3.4.1	Estudio del VAN respecto a las Variables Críticas.....	36
3.4.2	Gestión de Riesgos.....	41

1 Introducción

La compañía británica Highview Power ha iniciado una nueva fase de su negocio, en ella, se van a desarrollar diversos proyectos comerciales, el primero una instalación de almacenamiento de energía por aire líquido de 50 MW (con un mínimo de 250 MWh) en Greater Manchester, Reino Unido. (Highview Power, 2020)

Highview Power ha manifestado su interés por llevar a cabo proyectos similares fuera de Reino Unido y, más concretamente, en España por su elevado potencial en recursos renovables y sus ambiciosos objetivos en materia de descarbonización para la próxima década.

Este análisis examinará la viabilidad, técnica y económica, de un sistema de almacenamiento, con CRYOBattery™, en un determinado punto de interés.

En primer lugar, se identificará aquellos factores que la ubicación de la CRYOBattery™ así como las características más relevantes del emplazamiento, desde una perspectiva geográfica, técnica y urbanística.

2 Emplazamiento de la CRYOBattery™

Un sistema de almacenamiento energético de larga duración y potencia, como es la CRYOBattery™, debe emplazarse en un punto que aproveche el potencial de la instalación y que tenga las siguientes características:

- 1) Proximidad a un importante núcleo de población y/o empresas electro intensivas en consumo, asegurando, de este modo, consumidores cercanos de la energía eléctrica suministrada.
- 2) Generación renovable importante en la zona, que permite obtener energía eléctrica muy barata aprovechando los vertidos de energía, en horas valle, para la carga del sistema.

El elevado número de instalaciones renovables, así como la existencia de núcleos de elevada concentración poblacional, dota a España de las características necesarias para realizar proyectos en los que la aplicación de la CRYOBattery™ permite proporcionar servicios, a todos los niveles, al sistema eléctrico: apoyo a la generación de energía, proporcionar servicios de estabilización de las redes de transporte y actuar como fuente de reserva para usuarios finales.

Con estos criterios debe acometerse la búsqueda de un emplazamiento ideal, dentro de la geografía española, teniendo en cuenta que durante la década de 2020-2030 estas instalaciones, escalables, modulables, sin limitaciones geográficas o de tamaño, se generalizaran en las afueras de los grandes núcleos de población y en polígonos industriales.

2.1 Elección del Polígono

El primer paso a seguir para identificar el polígono industrial fue determinar qué zonas del territorio nacional tenían una elevada concentración de recursos renovables, y de estas cuales podían tener suelo industrial disponible y potenciales consumidores.

En este caso se va a considerar como fuente renovable de interés la energía eólica, puesto que en otras instalaciones ya realizadas de la CRYObattery se han empleado aerogeneradores con estos sistemas de almacenamiento energético y por lo tanto es una solución técnica comprobada.

Para ello, se recurre en primera instancia a los **Mapas de Instalaciones Eólicas** que proporciona Red Eléctrica Española, y que me permiten identificar regiones nacionales con una densidad de instalación mayor.

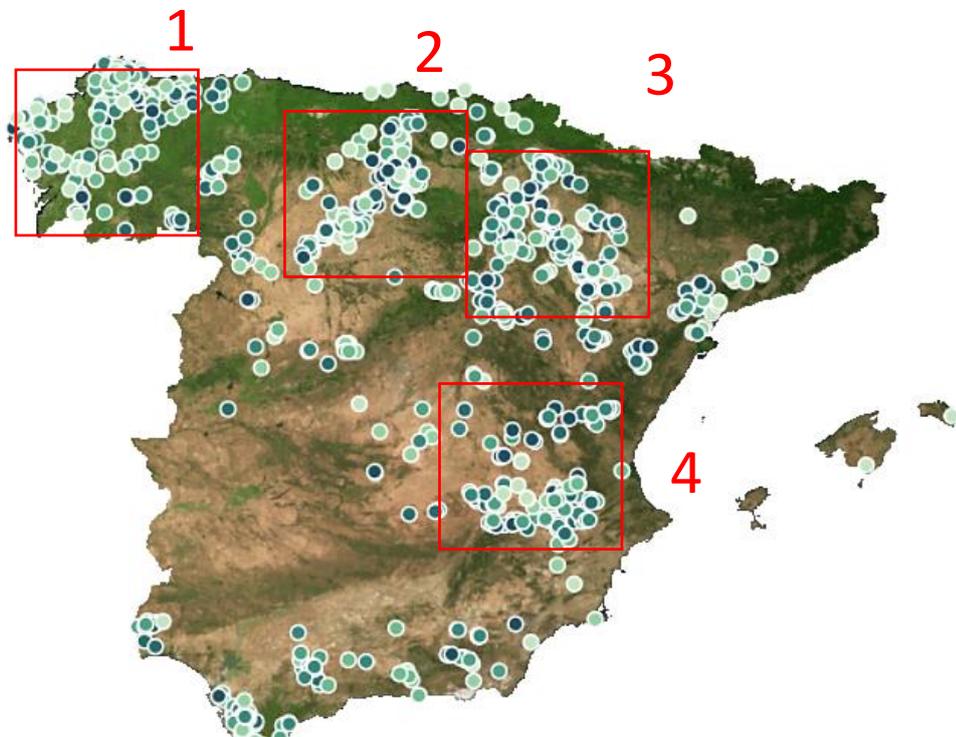


Figura 1: Mapa de Instalaciones Eólicas España (Fuente: REE)

Dentro de las regiones identificadas como de gran potencia eólica, identifico como de interés la zona 2, correspondiente al norte de Castilla y León por el hecho del bajo coste del suelo industrial y la disponibilidad del mismo.

El siguiente paso consiste en identificar potenciales consumidores en la zona, lo que permite analizar posibles consumidores de la energía producida. Para ello se recurre al ranking de las 10 mayores empresas de Castilla y León, identificando aquellas que podrían ser grandes consumidores industriales para una búsqueda más exhaustiva:

Tabla 1: Empresas Principales de Gran Consumo (Fuente: Castilla y León Económica)

Empresa	Sector
Renault España	Automoción
Michelin España Portugal	Auxiliar automoción
Grupo Antolín	Auxiliar automoción
Iveco España	Automoción
Nissan Motor Ibérica	Automoción
Europac	Embalaje

Teniendo en cuenta que el sector de la automoción es uno de los principales pilares de la economía en Castilla y León, puesto que en la región se encuentran implantadas varias empresas multinacionales, y en particular, cuatro fábricas ensambladoras de automóviles y una fábrica de motores, se plantea situar la instalación de almacenamiento energético en una zona próxima a la fábrica principal: la fábrica de Renault, en la localidad de Villamuriel del Cerrato (Palencia).

Coincide además que en la zona se encuentran otras de las dos grandes fábricas de la región: Europac y Gestamp, ambas en Dueñas (Palencia).

Por otra parte, la concentración de instalaciones eólicas en la zona es muy elevada y por tanto, se puede afirmar que confluyen los dos intereses fundamentales.

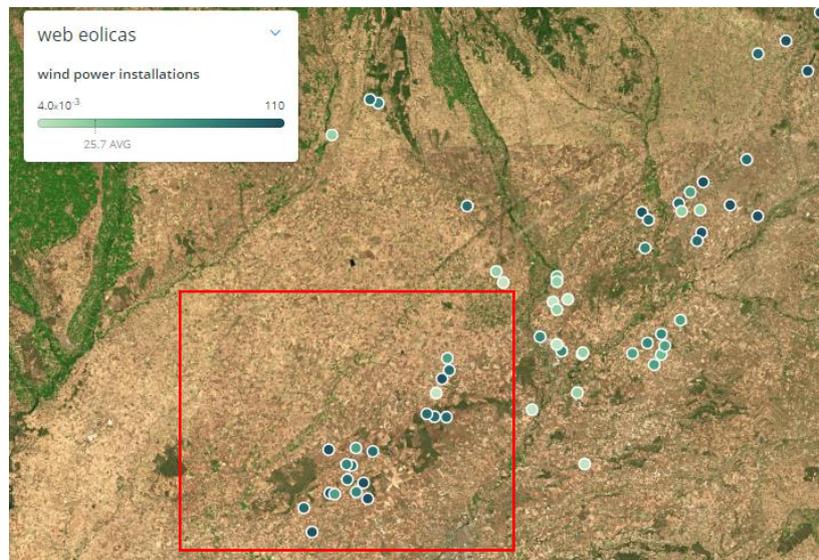


Figura 2: Vista de Instalaciones Eólicas en la Región de Palencia-Valladolid (Fuente: REE)

Situado junto a la autovía E-8 Palencia-Valladolid el **Polígono Industrial de Llanos de San Isidro**, fue planteado para dar respuesta a la creciente demanda de suelo industrial en Palencia, aprovechando su accesibilidad viaria y su proximidad a otras zonas industriales. Obra promovida por la empresa pública *Ade Parques*, dependiente de la Conserjería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León.

La obra contó con una inversión económica que ascendió a 29.070.797 euros, en la Unidad de Actuación I, y a 5.173.325 en la Unidad de Actuación II. La primera unidad de actuación se desarrolló en dos fases, siendo la primera la correspondiente al polígono de Dueñas, vid. *Figura*

3, con una superficie de 445.817 metros cuadrados. El uso predominante de este polígono será industrial, con usos compatibles, terciarios y de servicios, y una densidad máxima de edificación de 5.000 metros cuadrados por hectárea bruta. (Ecodueñas S.L, 2016)

En 2019, sin embargo, el Polígono Industrial de Dueñas no había recibido ninguna nueva empresa, figurando el suelo como “en desarrollo”, a pesar de que las obras de urbanización habían concluido años antes. Se puede afirmar por tanto que se sobredimensionaron las necesidades de suelo industrial, en la provincia, y que la obra en sí fue un fracaso, pero que hay una gran disponibilidad de suelo libre para la instalación. (Palencia en la Red, 2019)



Figura 3: Polígono Industrial Dueñas (Fuente: Ingernova)

Este emplazamiento por su cercanía a las regiones de Villamuriel del Cerrato y Dueñas de Palencia, así como a instalaciones eólicas de interés, se convierte en el idóneo para plantear la posibilidad de instalar una CRYObattery.

En este apartado se describe, de forma esquemática, los aspectos más relevantes del emplazamiento del sistema de almacenamiento energético, el polígono industrial de Dueñas, desde un punto de vista energético, en relación con los grandes consumidores e instalaciones renovables, así como desde una perspectiva geográfica, urbanística y técnica.

2.2 Grandes Consumidores

Como se ha afirmado, anteriormente, la existencia de grandes industrias consumidoras de electricidad es un factor clave a la hora de analizar la implantación de un sistema de almacenamiento energético. Se denominan industrias electro intensivas a todas aquellas en las que la electricidad es un factor primordial para sus procesos, siendo, por lo general, industrias básicas dedicadas a la transformación de materias primas y que requieren de una mayor cantidad de mano de obra y energía que otros sectores industriales.

Al analizar el polígono se ha encontrado información relativa a otros polígonos cercanos, lo cual ha permitido definir las necesidades de potencia, que ya solo con las tres industrias analizadas asciende a 35 MW. Si además se añaden los otros emplazamientos identificados por EcoDueñas se alcanzan los 115 MW.

Tabla 2: Puntos de Consumo Relevantes (abril 2019)

Localidad	Punto de Consumo	Potencia (MW)
Villamuriel de Cerrato	Renault España	10

<i>Localidad</i>	<i>Punto de Consumo</i>	<i>Potencia (MW)</i>
Villamuriel de Cerrato	Polígono Industrial	10
Dueñas	Europac	20
Dueñas	Gestamp	5
Venta de Baños	Polígono Industrial	30
Palencia	Polígono Industrial	40

La planta de montaje de **FASA-Renault** en Villamuriel de Cerrato, vid. *Figura 4*, es uno de los grandes polos de la producción automovilística de España, y en los últimos años ha visto ampliada su actividad con la implantación de una importante industria auxiliar relacionada y un Parque de Proveedores. Su capacidad de producción, de más de 300.000 vehículos anuales, la convierte en un gran consumidor eléctrico, con una potencia estimada en 10 MW, que la califican como potencial cliente de la CRYOBattery™. (Blanco Escalona, 2021)



Figura 4: Línea de fabricación del Renault Megane (Fuente: El Norte de Castilla)

La planta de **Europac**, en Dueñas, es la principal planta papelera del Grupo Europac en España con una capacidad de producción de cerca de 250.000 toneladas de papel, empleando a 375 personas y con equipos eléctricos de hasta 48 MW de potencia. Las estimaciones de potencia realizadas en relación con la CRYOBattery™ se sitúan en torno a los 10 MW contando con una instalación de cogeneración de unos 20 MW.

La compañía **Gestamp**, multinacional dedicada al diseño, desarrollo y fabricación de componentes de automóviles, tiene una planta con cerca de 300 empleados en Dueñas que suministra piezas a las fábricas de Renault de Valladolid y de Palencia. Las cuatro líneas de estampación para, entre otras piezas, los chasis del furgón Daily que Iveco monta en su factoría de Valladolid, requieren una potencia estimada del sistema de 5 MW. (Gestamp Spain, 2021)



Figura 5: Fábrica de Gestamp Palencia (Fuente: Gestamp)

2.3 Generación Renovable

En la zona delimitada como de influencia de la CRYOBattery™, si se ubica en el polígono de Dueñas, tiene una importante generación renovable eólica, se han identificado cerca de 346,64 MW de potencia, únicamente contabilizando los aerogeneradores principales de mayor potencia.

La existencia de este tipo de instalaciones cerca del sistema de almacenamiento le permite tener acceso a energía eléctrica barata, e incluso gratuita, durante el proceso de carga del sistema. Al vincularse la CRYOBattery™ con las energías renovables existen una serie de ventajas de integración y gestionabilidad para las últimas, manteniendo la seguridad del suministro y la estabilidad de la red eléctrica.

Tabla 3: Parques eólicos localizados en la zona de influencia de la CRYOBattery™

Localidad	Parque Eólico	Promotora	Potencia Inst. (MW)
Ampudia	Cuesta Mañera	Renovalia Reserve	49,50
Ampudia	Esquileo I	Esquilvent S.L.	46,88
Ampudia	La Dehesilla I	Esquilvent S.L.	46,88
Ampudia	La Dehesilla II	Esquilvent S.L.	46,88
Ampudia	La Muñeca	Renovalia Reserve	40,50
Magaz de P.	Magaz	Parque eólico Magaz S.L.	30,00
Hornillos de C.	Celada I	Acciona Energía	34,00
Hornillos de C.	El Cuadrón	Acciona Energía	22,00
Fuentes de V.	Valdepero	Gas Natural Fenosa Renovables	30,00

2.4 Situación Geográfica, Urbanística y Características Técnicas

Las obras acometidas en el Polígono Industrial de Llanos de San Isidro, correspondientes a la fase I del Polígono de Dueñas, son las que dieron lugar a un mayor número de parcelas disponibles actualmente, con las características idóneas para la instalación de la CRYOBattery™.

Al señalar una parcela se busca que cumpla con unos requisitos técnicos y de superficie determinados, siendo esta última como mínimo de 10.000 m². Hay que destacar, de nuevo, que una de las grandes ventajas de la CRYOBattery™ es que se construye sobre la base de módulos estándar, por lo que las necesidades de superficie en este tipo de proyectos se pueden definir fácilmente.

Finalmente se señala una parcela disponible, vid. *Figura 6*, en la que existe una edificación industrial previa, vid. *Figura 7*, y que se preparó, en su día, para albergar una planta de cogeneración, esta forma se dispone del edificio industrial ya construido y de la instalación eléctrica.

La ubicación de la parcela elegida para la instalación es un lugar privilegiado, desde el punto de vista geográfico, debido a su proximidad a diferentes vías de comunicación. Sus características más importantes son:

Término Municipal: Ayuntamiento de Dueñas (Palencia)

Junto a la Autovía E-8 Palencia-Valladolid (140 m)

A 6 km del nudo ferroviario de Venta de Baños.

Posibilidad de acceso de ferrocarril a la parcela debido a su cercanía con la línea ferroviaria Madrid-Irún.



Figura 6: Vista del Polígono con la parcela señalada



Figura 7: Vista de la parcela con sus edificaciones

Desde el punto de vista urbanístico, los aspectos a destacar, tanto del suelo como de la edificación, para la parcela, son los siguientes: (Ecodueñas S.L., 2016)

- La parcela está completamente urbanizada.
- Se encuentra libre de cargas urbanísticas.
- El suelo: está clasificado como suelo industrial.
- La geometría: es de forma rectangular.
- El relieve: es totalmente plano.
- La superficie existente de 49.233,35 m².
- Total ocupación: 27.325,92 m².
- Total edificabilidad: 30.922,77 m².

3 Análisis Económico de la Instalación.

Las especificaciones técnicas de la CRYOBattery™ del polígono de Dueñas, en relación con la tecnología disponible así como las necesidades energéticas de la zona, se pueden definir mediante un sencillo cálculo numérico:

- Las necesidades de potencia de los consumidores ascienden como mínimo a 35 MW, siendo estos los (20+10+5) MW, que se considera pueden incrementarse debido a las posibles necesidades de otros polígonos de la zona.
- Por otra parte las instalaciones eólicas tienen una potencia de cerca de 346,64 MW, muy superior a cualquier instalación desarrollada por Highview Power y por tanto no existe una limitación.

Se define una instalación con una potencia de 50 MW, simétrica en carga y descarga, puesto que sería capaz de hacer frente a las necesidades de los consumidores industriales más 15 MW para posibles ampliaciones con los polígonos de la zona.

La duración de la carga se estima en 15 horas, de tal forma que la descarga se produce durante 9 horas dado que el sistema tiene un rendimiento del 60 % ,que se considera conservador a la hora de realizar los cálculos económicos de la instalación, y de esta manera entre carga y descarga suman las 24 horas del día.

Por otra parte la superficie es la estándar para un módulo de 50/50 MW de CRYObattery y tiene cabida en la parcela definida anteriormente.

Tabla 4: Configuración Prevista (Fuente: Highview Power)

Carga	50 MW
Eficiencia	60%
Duración de la Carga	15 horas
Almacenamiento	300 MWh
Descarga	50 MW
Duración de la Descarga	9 horas
Superficie Requerida	10.000 m ²

El dimensionamiento de este tipo de instalaciones requiere de un análisis detallado a nivel técnico de la misma, en el que se estudian de forma conjunta todos los componentes, así como la relación entre los mismos y entre factores internos y externos que configuran la batería.

Sin embargo, este tipo de cálculos se consideran parte del proyecto propiamente dicho, mientras que el análisis que se va a realizar parte de, conociendo las características técnicas, ser capaz de definir una metodología de análisis de costes que permita estudiar la viabilidad del proyecto en relación con unos determinados indicadores.

Hay que tener en cuenta que este tipo de instalaciones, al ser de tecnología puntera, no permiten conocer de manera exacta su estructura de costes, que se halla sujeta a cierto

secretismo, y que además es cambiante año a año, en busca de una constante optimización que eleve la competitividad de la tecnología frente a otras muchas de almacenamiento energético que están apareciendo.

3.1 Análisis de Costes

En primer lugar se procede a estudiar los costes del ciclo de carga y descarga del sistema de almacenamiento patentado por Highview Power,

En las plantas de generación de potencia, el LCOE (“Levelized Cost of Energy”) se acepta como un parámetro determinante para hacer la comparativa entre las diferentes tecnologías. Sin embargo, en las tecnologías de almacenamiento una modificación de este parámetro, el LCOS (“Levelized Cost of Storage”), es el que se emplea por productores, agencias de análisis, gobiernos y otros agentes del sector del almacenamiento.

El análisis del LCOS requiere de un estudio, en primer lugar, del coste de capital de la instalación (CAPEX), y de una serie de características que permiten llegar a un resultado más o menos ajustado. En las siguientes páginas se ha empleado una metodología similar a la empleada por Lazard, consultora estratégica del sector financiero y energético, para el cálculo del LCOS empleando datos de Highview Power para una instalación de idénticas características a la planteada.

3.1.1 Cálculo del Coste de Capital

Para calcular el coste de capital de la CRYOBattery™ es necesario definir el coste unitario de sus componentes principales: compresores, expansores, turbinas, almacenamiento de aire líquido, bombas e intercambiadores de calor. Se incluirán también aquellos equipos necesarios para el almacenamiento de calor y frío, requeridos para la reconducción de los flujos térmicos del sistema.

Este apartado no es propio del proyecto, puesto que no se van a dimensionar los componentes, pero se ha considerado interesante presentar una metodología relativa al cálculo que permita aproximar una idea de cómo calcular el coste de los componentes principales del ciclo.

3.1.1.1 Coste de los Componentes Principales del Ciclo

Al definir una metodología de evaluación de costes hay que tener en cuenta que, pese a ser un proyecto energético, la mayor parte de los equipos son los habituales en la industria química (compresores, intercambiadores de calor, expansores...) por lo que es más acertado emplear una técnica de evaluación propia de ese sector.

En la técnica propuesta se evalúa el coste de cada equipo, asociándole un módulo que depende de: el componente, el material de fabricación, sus condiciones de operación y los costes directos e indirectos asociados a su instalación. (Turton, 2018)

El coste base de cada componente, Cp^0 , expresado en dólares, se define como el coste de adquisición de cada equipo, para una referencia de presión de operación cercana a la presión atmosférica y fabricados de fundición de hierro. Queda reflejado en la fórmula [1]:

$$\log Cp^0 = K_1 + K_2 * \log A + K_3 * (\log A)^2 \quad [1]$$

Siendo K_1 , K_2 y K_3 parámetros dependientes del tipo de maquinaria, vid. Tabla 5, y A, vinculado a la capacidad del equipo, expresada en kW, m² o m³ dependiendo de que sea una turbo

máquina, un intercambiador de calor o un depósito. El valor de A depende de las condiciones en las que opera: presión de descarga P_d , presión de carga P_c y temperatura de almacenamiento T_{alm} . Responde a la fórmula [2]:

$$A = f(P_d, P_c, T_{al}) \quad [2]$$

El cálculo de la capacidad de los equipos, es bastante complejo, requiriendo de un modelado termodinámico, del ciclo de almacenamiento energético mediante aire líquido, y una simulación del mismo en un software específico, para optimizar las variables del mismo y asegurar el máximo rendimiento con un correcto funcionamiento.

Sin embargo, conocidas las capacidades, el resto de los cálculos para obtener el análisis económico de la instalación se simplifican.

Tabla 5: Parámetros de coste utilizados en función del tipo de equipo (Fuente: Turton et al.)

Equipo	K ₁	K ₂	K ₃
Compresores	2,2897	1,3604	-0,1027
Expansores/Turbinas /Crio turbina	2,7051	1,4398	-0,1776
Crio bomba/Bombas de aceite	3,3892	0,0536	0,1538
Depósitos de almacenamiento	3,4974	0,4485	0,1074
Intercambiadores de Calor	4,1884	-0,2503	0,1974

Obtenido el coste base, se hace una evaluación del coste unitario, en función del tipo de equipo, teniendo en cuenta diferentes aspectos como son: costes indirectos e indirectos del componente, el material de fabricación o las condiciones de funcionamiento.

Compresores y Turbinas.

El coste unitario se calcula con la fórmula [3]:

$$C_{BM} = Cp^0 * F_M \quad [3]$$

Donde F_M , es una constante que relaciona el material, la instalación y la puesta en marcha de los equipos, vid. Tabla 6.

Tabla 6: Parámetros FM en cada componente (Fuente: Turton et al.)

Equipo	Material	F _M
Compresores	Acero Inoxidable	5,80
Expansores/Turbinas/Crio turbina	Acero Inoxidable	6,10
Crio bomba/ Bomba de aceite	Acero Inoxidable	2,30
Depósitos: Aire líquido y HGCS	Acero Inoxidable	3,10
Depósitos de Aceite	Fundición de hierro	1,00
Cold Box	Acero Inoxidable	1,40
Evaporador/ Regenerador	Acero Inoxidable	2,70

Bombas, Depósitos e Intercambiadores de Calor

El coste unitario se calcula con la fórmula [4]

$$C_{BM} = Cp^0 * (B_1 + B_2 * F_p * F_M) \quad [4]$$

Tabla 7: Valores de los Parámetros B1 y B2 en cada componente (Fuente: Turton et al.)

Equipo	Material	B ₁	B ₂
Compresores	Acero Inoxidable	-	-
Expansores/Turbinas/Crio turbina	Acero Inoxidable	-	-
Crio bomba/ Bomba de aceite	Acero Inoxidable	1,89	1,35
Depósitos: Aire líquido y HGCS	Acero Inoxidable	2,25	1,82
Depósitos de Aceite	Fundición de hierro	2,25	1,82
Cold Box	Acero Inoxidable	0,96	1,21
Evaporador/ Regenerador	Acero Inoxidable	1,63	1,66

El factor F_p se relaciona con la presión de trabajo en el sistema, y se define de forma distinta en el caso de bombas, o intercambiadores de calor, y en el caso de los depósitos:

Bombas/ Intercambiadores de Calor

$$\log F_p = C_1 + C_2 * \log P + C_3 * (\log P)^2 \quad [5]$$

Los parámetros C₁, C₂ y C₃ se encuentran tabulados, vid. *Tabla 8*, para cada equipo y dependen de la presión de trabajo P, expresada en bares, como la diferencia entre la presión absoluta y la presión atmosférica. (Lemmens, 2016)

Tabla 8: Parámetros asociados a la presión en bombas e intercambiadores de calor (Fuente: Turton et al.)

Equipo	Rango de P	C ₁	C ₂	C ₃
Crio bomba	< 10	-0,393500	0,395700	-0,002260
Bomba de aceite	10-100	0,000000	0,000000	0,000000
Cold Box	10-100	-0,125000	0,153610	-0,028610
Evaporador/ Regenerador	5-140	0,038810	-0,112720	0,081830

Depósitos

En este caso el valor del factor F_p se calcula con la fórmula [6] siendo dependiente, únicamente, del diámetro del depósito; por regla general la altura del recipiente es tres veces el valor del diámetro. Esta expresión es válida cuando el espesor, de pared, es superior a 0,0063 m. lo cual, siendo depósitos aislados térmicamente, se da por supuesto.

$$F_P = \frac{\frac{(P+1)*D}{2*[850-0,6*(P+1)]} + 0,00315}{0,0063} \quad [6]$$

3.1.1.2 Coste del Generador

Aplicando en este caso la correlación de Lemmens, fórmula [7] para calcular el coste unitario del mismo, al que Highview Power ha estimado una potencia de salida, o descarga, de 50 MW, por tanto $W=50.000$ kW. Dado que en un generador no influyen las condiciones de presión, $C_{BM}=C_p^0$

$$Cp^0 = 1,85 * 10^6 * \left(\frac{W}{1,18*10^4}\right)^{0,94} \quad [7]$$

3.1.1.3 Coste de los materiales de almacenamiento

El frío se ha considerado almacenado en lecho fluido de rocas de cuarcita, calculado con la fórmula [8], y el calor en aceite térmico, calculado con la fórmula [9]. En ambos materiales será su coste unitario estimado por la masa requerida.

$$C_{BM,rocas} = c_{rocas} * m_{rocas} \quad [8]$$

$$C_{BM,aceite} = c_{aceite} * m_{aceite} \quad [9]$$

Los datos calculados por Highview Power afirman que la fase de carga representa en torno al 40% del CAPEX de la instalación, siendo la descarga en torno al 35% y el almacenamiento un 25%. Por lo general, el coste de este tipo de instalaciones se encuentra entre los 50 y 100 millones de euros, siendo el más ajustado para una CRYOBattery™ de 50 MW/50 MW próximo a 77,5 millones de euros. (Highview Power, 2020)

3.1.2 Coste Nivelado de Almacenamiento, LCOS

El coste nivelado de almacenamiento (Levelized Cost of Storage, LCOS) se define como el coste total de diseño y utilización de un sistema de almacenamiento energético a lo largo de su ciclo de vida útil, actualizado a una determinada tasa de interés, por cada unidad de electricidad entregada a lo largo de la vida útil del dispositivo (\$/MWh)

La ecuación [10] incorpora todos los elementos necesarios para determinar el coste total de la vida útil de una tecnología de almacenamiento de electricidad: inversión, operación y mantenimiento (O&M), carga y coste final de su vida útil dividido entre la electricidad descargada durante el periodo de inversión. (Donoso Martin, 2020)

$$LCOS \left[\frac{\$}{MWh} \right] = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t} + \frac{CosteFinal}{(1+i)^{n+1}}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad [10]$$

Expresión en la que:

n es la esperanza de vida del dispositivo.

CAPEX el coste del capital, calculado en el apartado anterior.

i es la tasa de interés.

W_{out} es la energía entregada a lo largo de un año.

A_t es el coste anual de mantenimiento del dispositivo.

Coste Final, equivale al coste del dispositivo al final del periodo.

El mantenimiento anual del dispositivo viene definido por:

$$A_t = OPEX_t + e * W_{in} - R_t \quad [11]$$

Siendo los parámetros definidos para un determinado año t :

$OPEX_t$ es el compendio de gastos en operación y mantenimiento en los equipos.

e es el precio de la electricidad, actualizado a cada año.

R_t es la financiación externa del sistema.

W_{in} es la energía anual capturada (MWh) por el sistema de almacenamiento:

$$W_{in} = N_{in} * ciclos * t_c \quad [12]$$

Donde e es el coste específico de la electricidad, por unidad de energía, siendo W_{in} la energía anual consumida por el sistema y calculable de forma análoga al apartado anterior con la potencia de entrada, el número de ciclos anuales y el tiempo de carga en un ciclo.

La energía anual entregada (MWh) se calcula con:

$$W_{out} = N_{out} * ciclos * t_d \quad [13]$$

Siendo N_{out} la potencia de salida de la CRYOBattery™, *ciclos* la variable que contiene el número de ciclos de carga y descarga de un año y t_d el tiempo de descarga del sistema.

En un sistema simétrico de CRYOBattery™ 50 MW/ 50 MW con un número cercano a los 350 ciclos anuales y una duración de almacenamiento de 9 h se obtiene un LCOS de 117,00 €/MWh.

El valor LCOS es una variable fundamental a la hora de analizar el potencial de una tecnología de almacenamiento energético, puesto que permite comparar el coste de cada una de ellas para distintas duraciones de carga.

En las siguientes gráficas, figuras 8 y 10, se establece una comparativa entre LCOS de la CRYOBattery™ y su principal competidor en el ámbito de las baterías, la batería de ion litio. Se aprecia que la disminución del LCOS al aumentar el número de horas de la descarga es mucho más acusada en el caso de la CRYOBattery™ que en la batería ion litio, haciendo por tanto que la primera sea una tecnología mucho más adecuada para almacenamiento de larga duración. (Highview Power, 2020)

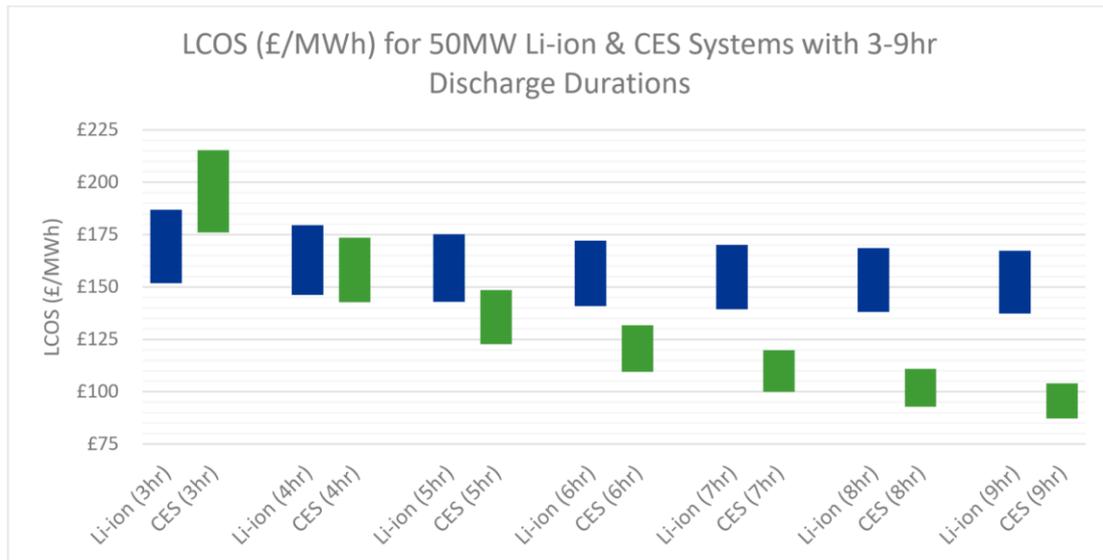


Figura 8: Comparación de LCOS para CES e Li-Ion en sistemas de almacenamiento de 50 MW con descarga de 3 a 9 horas (Fuente: Highview Power)

Se puede establecer por tanto una gráfica en la que se determine el LCOS en la tecnología de almacenamiento criogénico para diferentes duraciones de almacenamiento.

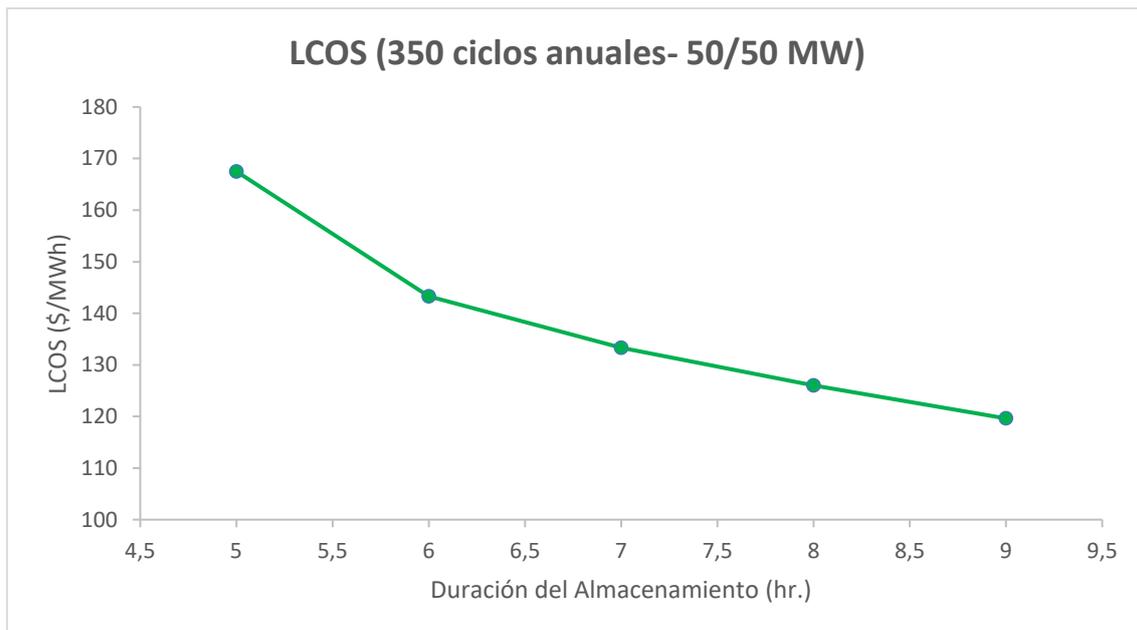


Figura 9: LCOS en CRYOBattery™

3.2 Análisis Financiero y de Flujos de Caja

3.2.1 Introducción

En los últimos años, el creciente interés en las tecnologías de almacenamiento energético ha llevado a varias firmas de asesoría financiera y proyecciones de inversión a analizar el sector estableciendo diversas metodologías para el estudio de los proyectos.

La compañía Lazard Ltd., firma de asesoría financiera, gestión de activos y estudios de proyección en banca de inversión, lleva varios años dedicando un análisis anual al LCOE (Levelized Cost of Energy), que permite diferenciar entre distintas tecnologías energéticas analizando sus costes, y desde 2014 dedica un estudio anual al LCOS (Levelized Cost of Storage)

En su última versión de 2020, el Lazard LCOS 6.0, *Figura 10*, estudia e interpreta el contexto de una serie de tecnologías de almacenamiento (ion litio, baterías de flujo, litio manganeso...), entre las que no se encuentra la tecnología de aire comprimido.



Figura 10: LCOS 6.0 (Fuente: Lazard, 2020)

Este análisis permite extraer una serie de valiosas conclusiones en relación con el mercado del almacenamiento energético:

- 1) Existe una disminución sostenida de costes en todos los casos de interés analizados para el LCOS, tanto en \$/MWh como en \$/kW-año, siendo estas caídas más pronunciadas en los módulos de almacenamiento que en el equilibrio de los componentes del sistema o en los gastos de operación y mantenimiento. Es decir, las tecnologías de almacenamiento se están abaratando, principalmente por la reducción del coste del CAPEX. (Lazard 6.0, 2020)
- 2) Hay una evolución favorable de los rendimientos de los proyectos de almacenamiento, a medida que disminuyen los costes en hardware y el valor de las fuentes de ingreso es creciente.
- 3) Existe todavía la necesidad de subsidios para rentabilizar estos proyectos individualmente, la cual ya no se observa en algunas aplicaciones en que se combinan sistemas solares fotovoltaicos + almacenamiento a escala usuario, que se están volviendo cada vez más atractivos.
- 4) El papel del almacenamiento de larga duración se postula como una solución comercialmente viable para los desafíos creados por los recursos energéticos intermitentes como es el caso de la energía solar o la eólica.

El informe de Lazard plantea una metodología de cálculo para la obtención del LCOS en cada una de las tecnologías de almacenamiento planteadas, a través de una serie de parámetros relativos tanto a la configuración como a la estructura de capital e impuestos.

Con este análisis del coste nivelado de almacenamiento, Lazard, crea un modelo representativo de cada una de las tecnologías relevantes, a través de un proyecto modelo, y resuelve la cifra del LCOS para una Tasa Interna de Retorno (TIR) determinada.

De esta forma son capaces de obtener el LCOS de cada tecnología, lo cual es muy útil para establecer una comparación, entre los distintos métodos de almacenamiento energético, y definir la competitividad de cada tecnología y sus posibles aplicaciones.

3.2.2 Aplicación de la Metodología

La aplicación de la metodología de Lazard para el cálculo del LCOS (*Levelized Cost of Storage*) permite analizar, para la instalación planteada, los flujos de ingresos, obteniendo una estructura de costes, ingresos e impuestos, que permitirá plantear otro tipo de análisis económicos en profundidad.

Por tanto, este primer enfoque, permite obtener un análisis completo de los costes y beneficios del proyecto, en un determinado horizonte temporal, con posterior obtención de los indicadores de rentabilidad. (Highview Power, 2020)

3.2.2.1 Parámetros de la Metodología

Se distingue entre cuatro tipos de parámetros en este análisis, dos de ellos dependen del tipo de tecnología de almacenamiento (configuración, estructura de costes), mientras que el resto dependen de la empresa, su financiación y del marco legal del país en que se realice la instalación (estructura de capital, estructura de impuestos)

Los parámetros de configuración, *Tabla 9*, están relacionados con características concretas de la CRYOBattery™, propias por tanto de la instalación que hemos planteado para el Polígono de Dueñas, y sus valores vienen determinados por la demanda de la zona.

Tabla 9: Parámetros de configuración para la CRYOBattery™ planteada.

Potencia de Carga (MW)	50
Potencia de Descarga (MW)	50
Duración Almacenamiento (h)	9
Almacenamiento Energético (MWh)	450
Eficiencia del ciclo	60%
Número de Ciclos Anuales	350

El almacenamiento energético se define como la totalidad de energía que se encuentra disponible para su descarga, siendo está a una potencia de 50 MW.

Para su cálculo se emplea el tiempo de almacenamiento, que es igual al de descarga, y que, al tener la batería idéntica potencia de carga y descarga, se relaciona con el tiempo de carga a través de la eficiencia:

$$t_{carga} = \frac{t_{descarga}}{e} = \frac{9horas}{0,6} = 15horas \quad [14]$$

Los parámetros de estructura de costes, *Tabla 10*, nos permiten diferenciar entre el CAPEX y el OPEX de la instalación, y dependen de la tecnología, en este tipo CAES. La relación entre uno y otro es determinante para analizar los flujos de caja anuales en el proyecto.

Mientras que en apartados anteriores se definió de forma teórica la manera de obtener un valor del CAPEX en la instalación atendiendo a diversos factores, como la temperatura, la presión de carga y descarga o el tipo de sistemas empleados así como sus partes, la obtención de la estructura de costes en este caso se obtiene mediante parámetros simplificados, que promedian este tipo de instalaciones.

Tabla 10: Parámetros de Estructura de Costes (Fuente: Highview Power)

Coste de Carga	0,85 M€/MW
Coste de Almacenamiento	0,04 M€/MW
Coste de Descarga	0,034 M€/MW
CAPEX inicial	77,5 M€
CAPEX	172,22 €/kWh
CAPEX	1.550,00 €/kW
Costes Fijos O&M (% CAPEX)	1,50%
Costes Fijos O&M	1,1625 M€/Año
Coste Variable O&M	1,3 €/MWh
Coste Principal de Mantenimiento en 20 Años	112
Coste de Carga	0,033 €/kWh
Aumento del Coste de Carga	0,55%
Aumento del O&M	2,50%

Mediante estos parámetros se calculan tanto el coste de carga como el coste de operación y mantenimiento, obteniendo así los costes totales de la operación de la batería de aire líquido. Hay que tener en cuenta que la obtención de estos valores es compleja, y que en el caso del coste de la carga, se obtiene mediante una serie de predicciones y de aproximaciones en relación con valores complejos de definir (como es el futuro coste de la energía eléctrica).

Los parámetros de estructura de capital, *Tabla 11*, permiten conocer la composición de los recursos financieros de los que dispone la empresa promotora del proyecto para llevar a cabo la actividad. Por tanto hay que analizar la financiación de nuestros activos, que tiene dos fuentes: la deuda y el patrimonio.

La deuda a nivel contable es un pasivo que produce coste financiero, y hemos de analizarla para un determinado periodo de tiempo y un determinado coste de deuda.

Tabla 11: Parámetros de Estructura de Capital

Capital Endeudado	60%
Coste de Deuda	7%
Plazo de Deuda (Años)	15
Capital Propio	40%

Por tanto y de acuerdo a los datos de la tabla, se sabe que este tipo de instalaciones de almacenamiento energético, que son proyectos con una elevada inversión inicial, requieren de un endeudamiento que asciende al 60% del total del CAPEX, con un coste de la deuda del 7% y

un plazo de devolución de la misma de 15 años. Estos valores han sido facilitados por la empresa Highview Power de acuerdo a proyectos anteriores, como el llevado a cabo en la planta de Manchester, UK.

Los parámetros de estructura de impuestos, *Tabla 12*, permiten conocer la base imponible en cada uno de los años del horizonte temporal, es decir, la base sobre la que se aplicará un determinado impuesto para medir el flujo de caja efectivo tras la aplicación de impuestos. Estos parámetros relacionan el EBITDA con el Flujo de Caja Efectivo, como se verá en apartados posteriores.

Tabla 12: Parámetros de Estructura de Impuestos

Ratio de Impuestos	40%
Horizonte Temporal	20 años
Periodo Depreciación MACRS	8 años

Entre estos parámetros se define un método de depreciación fiscal MACRS (*Modified Accelerated Cost Recovery System*), siendo este el empleado actualmente en EE.UU. y el utilizado por Lazard como referencia de sistema de depreciación fiscal en su metodología. Su principal ventaja es que permite alentar a los inversores, puesto que supone grandes ahorros fiscales en los primeros años de la vida de un activo, es por esto por lo que se conoce como una depreciación acelerada.

Este método, véase *Tabla 13*, se basa en un gráfico porcentual que publica el IRS (Internal Revenue Service, Hacienda Pública de EE. UU) y depende del número de años que se consideren para la depreciación, en este caso se emplea la siguiente distribución de 8 años (IRS, 2020)

Tabla 13: Depreciación 7 años MACRS

Depreciación 7-Años MACRS	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
100,00 %	14,29 %	24,40 %	17,40 %	12,49 %	8,93 %	8,92 %	8,93 %	4,46 %

Pese a que este método de depreciación es estadounidense, se ha querido mantener en los cálculos para mantener, lo más estrictamente posible, la metodología de la consultora Lazard, que ha demostrado ser de las de mayor utilidad, y fiabilidad, en materia de viabilidad económica en el mercado del almacenamiento energético. Se supone que cuando este proyecto se lleve a cabo en España se emplee un sistema de depreciación adaptado por la Agencia Tributaria Española, que puede no ser idéntico, pero que, indudablemente, conducirá a resultados semejantes.

3.2.2.2 Parámetros Caracterizadores de la Inversión

Una vez definida la estructura de costes a nivel de CAPEX y OPEX para la instalación es interesante definir una serie de parámetros básicos, que permitan caracterizar la inversión y que sean constantes durante posteriores cálculos de indicadores: (European Commission, 2014)

El Horizonte Temporal: se define como el número de años a tener en cuenta durante el análisis, desde que el proyecto se ponga en marcha hasta el final de su vida útil, *Tabla 14*. Este periodo temporal se encuentra ligado tanto a la duración media del proyecto, algo intrínseco del mismo, como al sector en que se encuadre el mismo.

Tabla 14: Horizontes Temporales (Fuente: CBA Guide, European Commission, 2014)

SECTOR	HORIZONTE TEMPORAL (AÑOS)
Portuario, aeroportuario	25
Telecomunicaciones	15-20
Autovías	25-30
Investigación e Innovación	15-25
Energías	15-25
Infraestructura de Negocio	10-15

Al ser un proyecto energético, se estima un horizonte temporal entre 15 y 25 años, siendo de 20 años la duración estimada del mismo.

La Tasa de Descuento: este parámetro permite actualizar flujos financieros, obteniendo el valor actual de futuros. Es un valor muy controvertido en su elección, ya que de esta depende obtener valores muy dispares de rentabilidad; por lo general este tipo de grandes proyectos de inversión se consideran con una tasa de descuento en el rango de 2,9 – 5,1 %

El Año de Referencia: actúa como base a la que se llevan los valores futuros a través de la tasa de descuento, y se suele considerar puesta en servicio del proyecto. Se emplea en los cálculos el año **2020** como de referencia, de forma que el horizonte temporal del proyecto acoja los cambios, predichos, para el sector de la electricidad en el periodo de 2020-2040, entre los que se encuentran los objetivos del PNIEC para 2030.



Figura 11: CRYOBattery (Fuente: Highview Power)

3.2.3 Cálculo de los Flujos de Caja.

Una vez definidos los parámetros anteriores, es necesario calcular los flujos de caja en cada uno de los años del horizonte temporal del proyecto. Es a través de estos como se calculan los indicadores de rentabilidad de la inversión y se pueden obtener conclusiones.

En primer lugar se calcula una aproximación de los **ingresos totales** que genera la instalación, los cuales se relacionan directamente con la generación eléctrica a través del LCOS puesto que por definición este se considera como un valor de referencia del coste del almacenamiento y por encima del cual se encontrará un precio aproximado de la venta del MWh.

Se utilizan los parámetros de configuración y al considerar una instalación de 50/50 MW con una duración de almacenamiento de 9 horas y 350 ciclos de carga/descarga anuales se puede afirmar que la Generación Total, MWh/Año, en un año es de:

$$GenTot = Almac. Energético(MWh) \times ciclos anuales = 450 MWh \times 350 ciclos = 157.500 MWh/año \quad [15]$$

Considerando un LCOS de 117 €/MWh se obtienen unos Ingresos Totales en €:

$$InTot = GenTot(MWh/año) \times LCOS(€/MWh) = 157.500 MWh/año \times 117 €/MWh = 18.427.500€ \quad [16]$$

Estos ingresos se consideran fijos durante los 20 años de duración del proyecto.

Posteriormente es necesario calcular los **costes totales** de operación de la instalación, para lo que se emplean los parámetros de estructura de costes. Por un lado se determina el coste total de la carga del dispositivo y por otro los costes de operación y mantenimiento del mismo.

Para el Coste Total de la Carga, €, se calcula, en primer lugar, el del año 1 según la fórmula:

$$CosteTotalCarga(€) = GenTot(MWh) \times \frac{1}{efic.} \times 1000 kWh/MWh \times CosteCarga(€/kWh) \quad [17]$$

Que substituyendo valores:

$$CosteTotalCarga(€) = 157.500 MWh \times \frac{1}{0,6} \times 1000 \times 0,33 \frac{€}{kWh} = 8.662.500€$$

Para calcular los costes totales de carga en los años sucesivos, estimando un incremento anual de 0,55% en los costes de la energía, según la fórmula:

$$CosteTotalCargaAño_i(€) = CosteTotalCarga \times (1 + 0,0055)^{i-1} \quad [18]$$

Por otra parte, los costes de operación y mantenimiento tienen una componente fija y una componente variable. Al igual que en el coste de carga estos se ven sometidos a un incremento de coste anual, en este caso se ha estimado del 2,5 %, ya que se considera que la operación y el mantenimiento de las instalaciones se encarece más rápido, conforme avanza el horizonte temporal, debido a factores como reparaciones o sustituciones. (Highview Power, 2020)

Para la variable fija de O&M se considera que esta equivale a un 1,5 % del CAPEX, y tiene un incremento anual del 2,5 %, en el año 1 se obtiene:

$$CosteTotalO \wedge MFijo(€) = 1,5\% CAPEX \times (1 + 0,025)^{i-1} = 0,015 \times 77.500.000 = 1.162.500€ \quad [19]$$

Por otra parte la componente variable tiene un coste de 1,3 €/MWh por lo que se relaciona directamente con la generación total de la batería:

$$\begin{aligned} \text{CosteTotalO} \wedge \text{MVariable}(\text{€}) &= 1,3 \text{ €/MWh} \times \text{GenTot}(\text{MWh}) \times (1 + 0,025)^{i-1} = \\ 1,3 \times 157.500 &= 204.750\text{€} \end{aligned} \quad [20]$$

La suma de la componente de Costes O&M Fijos y Variables en el primer año da como resultado:

$$\begin{aligned} \text{CosTotO} \wedge \text{M}(\text{€}) &= \text{CosteTotalO} \wedge \text{MFijo} + \text{CosteTotalO} \wedge \text{MVariable} = \\ 1.367.250\text{€} & \end{aligned} \quad [21]$$

Finalmente los costes totales de operación de la instalación son:

$$\text{CosTot} = \text{CosteTotalOperación}(\text{€}) = \text{CosTotCarg} + \text{CosTotO} \wedge \text{M} \quad [22]$$

Es interesante identificar la distribución de los costes totales de operación, *Figura 12*, en la que se aprecia que el coste total de la carga tiene un peso muy superior al de los costes de operación y mantenimiento. Sin embargo, conforme avance la vida del proyecto, *Figura 13*, se aprecia que estos últimos van adquiriendo un mayor peso, siendo creciente su porcentaje sobre el total del coste. Esto es debido fundamentalmente al incremento porcentual de O&M, que es superior al de la carga por la mayor relevancia que irán tomando factores como las pruebas, las sustituciones o las reparaciones conforme avance el tiempo.

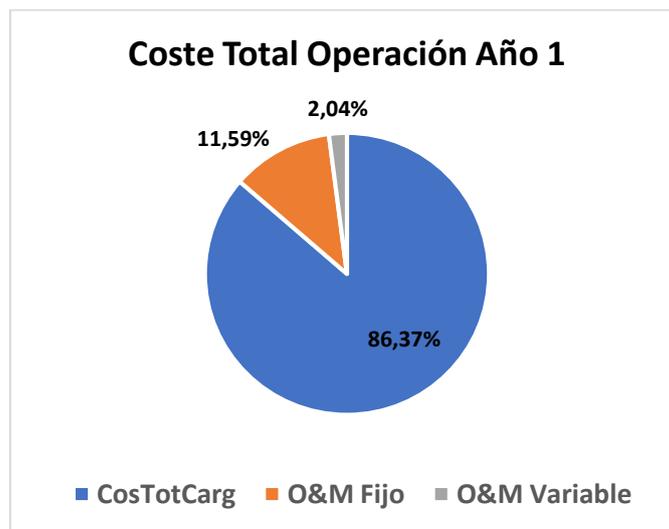


Figura 12: Distribución Porcentual de Costes Totales de Operación.

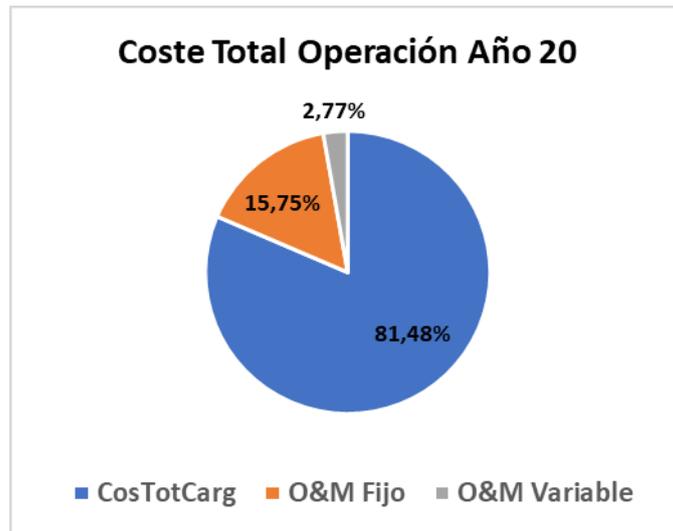


Figura 13: Distribución Porcentual de Costes Totales de Operación.

Como se ha visto anteriormente, a diferencia de los ingresos, los costes se escalan con el tiempo, la diferencia entre ambos nos permite establecer un primer flujo de caja: el EBITDA.

El **EBITDA** (acrónimo del inglés de *Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization*) es un indicador financiero que muestra el beneficio del proyecto antes de restar intereses a pagar por la deuda contraída, depreciaciones por deterioro o el pago de impuestos. Es una primera aproximación al flujo de caja, que no incorpora elementos financieros o tributarios pero permite obtener una imagen fiel de las pérdidas o ganancias en el núcleo del proyecto.

$$EBITDA = InTot - CosTot \quad [23]$$

En el proyecto se puede ver que el EBITDA, *Figura 14*, es cada vez menor conforme avanza el proyecto, puesto que los ingresos permanecen constantes, mientras que los costes están incrementándose:

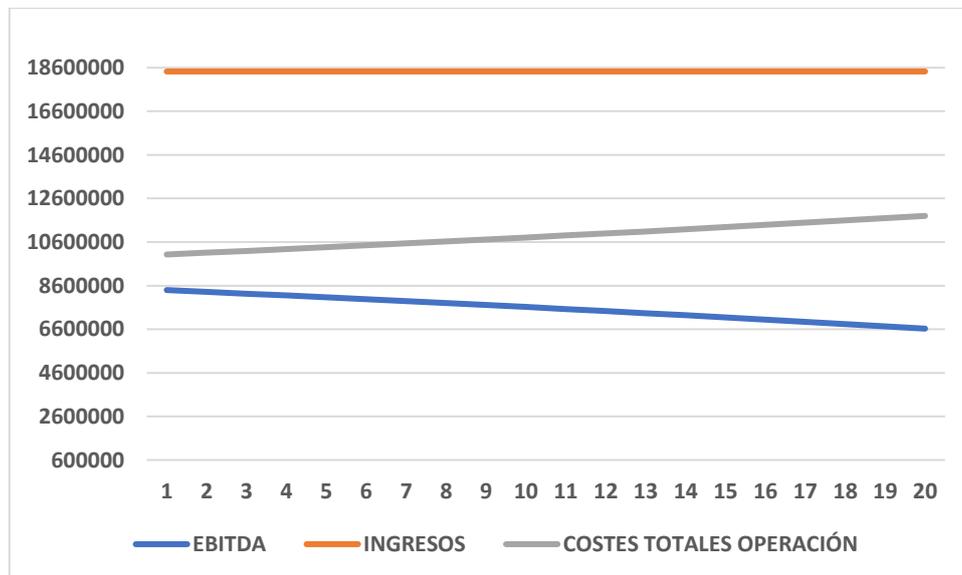


Figura 14: Representación Temporal EBITDA

Una vez definido el EBITDA el siguiente paso consiste en aplicar los parámetros de estructura de impuestos y de capital para el cálculo de los flujos de caja **efectivos** después de impuestos; para ello es importante definir en primer lugar una **base imponible**.

En primer lugar se define una tabla de amortización y pago de la deuda contraída, siendo esta inicialmente del 60 % del CAPEX:

$$DeudaPendiente(t = 1) = 0,6 \times 77.500.000 = 46.500.000\text{€} \quad [24]$$

Para la amortización se emplea el sistema de amortización francés, en el que el prestatario se compromete a pagar unas cuotas periódicas constantes, que incluyen capital e intereses. Este tipo de amortización suele emplearse en préstamos hipotecarios, y es el adecuado para este tipo de proyectos, puesto que en los primeros periodos se pagan sobre todo intereses, decreciendo estos, y posteriormente se amortiza el resto del capital.

Para aplicar el sistema de amortización francés se necesita calcular la anualidad mediante la siguiente equivalencia financiera:

$$a = C_0 \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}} \quad [25]$$

Siendo:

a, la cuota periódica constante a calcular.

C₀, el capital prestado que en este caso asciende a 46.500.000 €

i, el tipo de interés anual en el préstamo, que en este caso es el 7 %

n, el número de periodos que asciende a 15 años.

El cálculo da un valor para la cuota anual de 5.105.4500 €.

Una vez conocida la cuota a pagar se prepara el cuadro de amortización, partiendo de las dos siguientes expresiones:

$$I_k = C_{k-1} i \quad [26]$$

$$a = C_k + I_k \quad [27]$$

Considerando que el interés o coste de la deuda asciende al 7%, en cada periodo se determina un pago de interés de la misma; en t=1 año se define como:

$$I_K = PagoInterés(t = 1) = DeudaPendiente(t - 1) * 0,07 = 46.500.000 \times 0,07 = 3.225.000\text{€} \quad [28]$$

Como se ha tratado anteriormente el Gasto Financiero o Pago de Interés será decreciente durante los 15 años de pago del préstamo de forma que, tomando un valor inicial de 3.225.000 € como el 100%, a evolución del pago de interés es la siguiente, *Figura 15*:

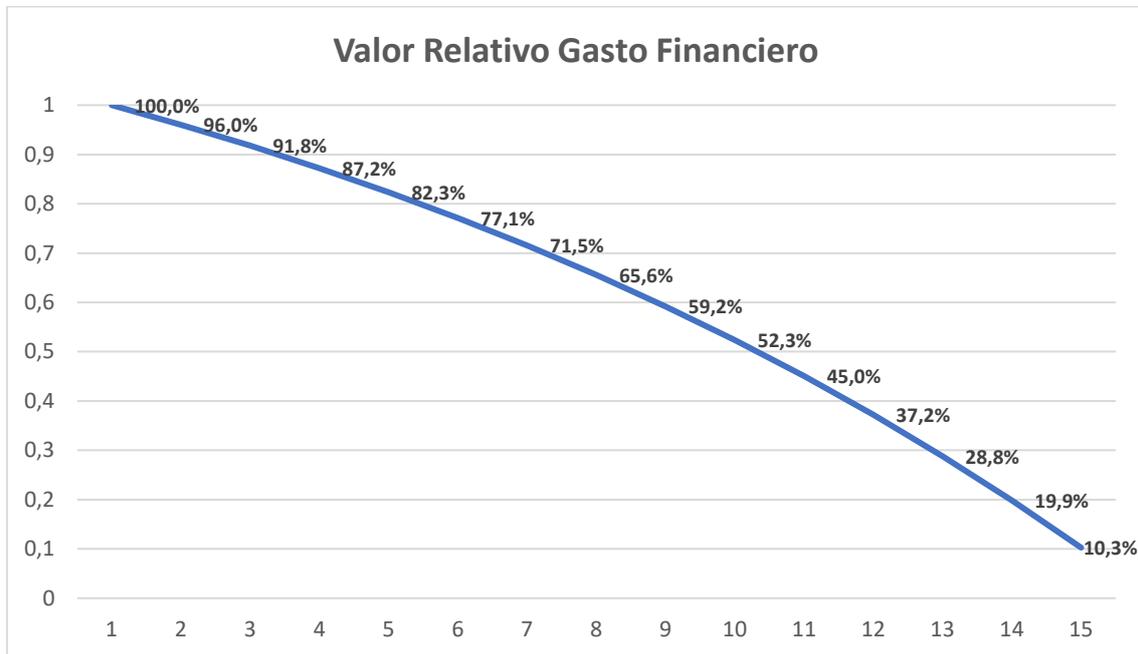


Figura 15: Evolución del Gasto Financiero

Tabla 15: Cuadro de amortización del proyecto

Fórmula	a $= C_0 \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$	$A = a - I_k$	$I_k = C_{k-1} * i$	$C_k = \sum A_k$	m_k $= C_k - C_{k-1}$
Año (k)	Anualidad (a)	Pago Princ. (A)	Pago Interés (I)	Cap. Amort. (Ck)	Capital Pend. (mk)
0					46.500.000 €
1	5.105.450 €	1.850.450 €	3.255.000 €	1.850.450 €	44.649.550 €
2	5.105.450 €	1.979.982 €	3.125.469 €	3.830.432 €	42.669.569 €
3	5.105.450 €	2.118.580 €	2.986.870 €	5.949.012 €	40.550.988 €
...
14	5.105.450 €	4.459.298 €	646.152 €	41.728.550 €	4.771.450 €
15	5.105.450 €	4.771.449 €	334.001 €	46.499.999 €	

Una vez definida la depreciación de la instalación, *Tabla 16*, mediante el criterio de MACRS, definido anteriormente, se puede calcular la base imponible con la que se calculan las ventajas o pagos fiscales para obtener los flujos de caja efectivos después de impuestos.

Tabla 16: Depreciación de MACRS

Depreciación MACRS		
Año 1	14,29%	11.074.750,00 €
Año 2	24,49%	18.979.750,00 €
Año 3	17,49%	13.554.750,00 €
Año 4	12,49%	9.679.750,00 €
Año 5	8,93%	6.920.750,00 €
Año 6	8,92%	6.913.000,00 €
Año 7	8,93%	6.920.750,00 €
Año 8	4,46%	3.456.500,00 €

Quedando la base imponible:

$$BaseImponible = EBITDA - Depreciación - GastoFinanciero \quad [29]$$

La evolución de la **Base Imponible**, es decir, del conjunto de ingresos al que se le aplica una tasa impositiva es de gran interés al analizar la vida del proyecto. En la siguiente gráfica se representa su evolución para los 20 años del proyecto:

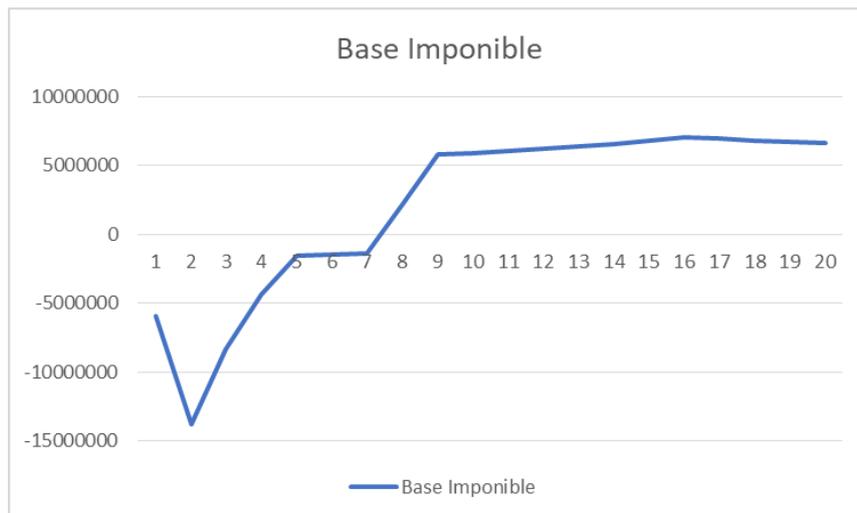


Figura 16: Evolución de la base imponible

Hay cinco etapas que se pueden diferenciar en la vida del proyecto:

Entre los años 1 y 2:

La base imponible es negativa, es decir, el proyecto está teniendo pérdidas y además estas se incrementan notablemente entre estos dos años. El EBITDA tiene su valor más elevado, pero el pago de interés o gasto financiero es máximo en el año 1 y la depreciación tiene un valor del 14,29% del CAPEX, al pasar al año 2 el gasto financiero sigue siendo elevado pero sin embargo la depreciación aumenta hasta el 24,49 % del CAPEX.

En el año 2 por tanto se alcanza un mínimo de -13.789.294 €.

Entre los años 2 y 5:

La base imponible es negativa pero creciente, debido fundamentalmente a un menor coste de depreciación, siendo en este periodo decreciente entre el 17,49% y el 8,93%, y a un menor gasto financiero que continúa reduciéndose.

La principal ventaja del sistema de amortización francés reside en que el gasto financiero es decreciente, de tal manera que es en los primeros años donde se aprecia fundamentalmente su influencia.

Entre los años 5 y 6:

La base imponible se mantiene prácticamente constante, con un valor aprox. de -1.500.000 €, esto se debe a que la depreciación es prácticamente idéntica del 8,9%.

Entre los años 6 y 9:

Gran incremento de la base imponible, que se vuelve positiva por primera vez con un crecimiento sostenido debido a la linealidad en el decrecimiento del gasto financiero, cuya evolución durante este periodo se asemeja a una recta de pendiente negativa, y al hecho de que la depreciación permanezca constante en los dos primeros años y luego se reduzca hasta el 4,46%.

Entre los años 9 y 20:

La base imponible es prácticamente constante, ya no existe se contabiliza la depreciación y el pago de la deuda se completa en el año 15, a partir del cual la base imponible se iguala al EBITDA. Este periodo coincide con la madurez del proyecto, y es una época en la que se supone habrá un beneficio continuado en el mismo.

Para garantizar la rentabilidad de este tipo de proyectos de innovación se ha considerado que este va a recibir ventajas fiscales del orden del 40 % de su base imponible, cuando esta es negativa, y pagará impuestos por ese mismo porcentaje cuando esta es positiva. Los impuestos a pagar se definen a través del ratio de impuestos por tanto y son:

$$\text{Impuestos} = -40\% \text{Base Imponible} \quad [30]$$

En los 7 primeros años se percibe por tanto una ventaja fiscal, una ayuda para la puesta en marcha del proyecto, y durante los siguientes 13 años se paga al fisco de forma proporcional.

Esta relación inversa entre la base imponible y los impuestos, como se ha comentado anteriormente, se traduce en una relación de subvención inicial del proyecto y en posteriores pagos.

En la siguiente gráfica, *Figura 17*, se representan los impuestos para cada año, siendo los primeros 6 años una ventaja fiscal y los 14 siguientes un pago:

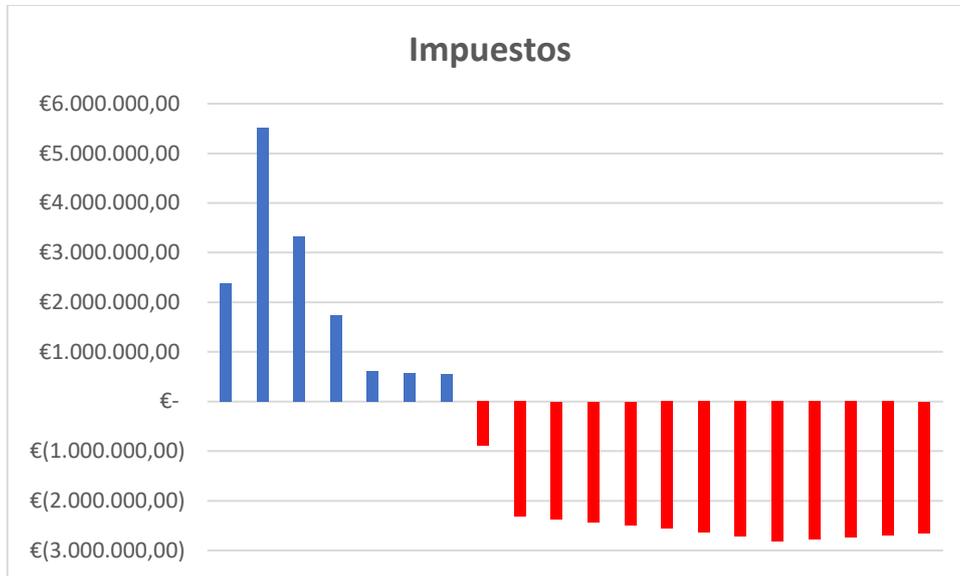


Figura 17: Impuestos en el Horizonte Temporal

Si al EBITDA se le resta el pago de la cuota de anualidad constante del préstamo a 15 años y los impuestos, que pueden sumar como ventaja fiscal o restar como pago, se obtienen finalmente los flujos de caja, con los que se calculan posteriormente los indicadores de rentabilidad y se puede hacer una valoración de la inversión.

$$FlujodeCajaEfectivoTrasImpuestos = EBITDA \pm Impuestos - Anualidad \quad [31]$$

Su evolución temporal queda reflejado en el siguiente gráfico, *Figura 18*, de barras:

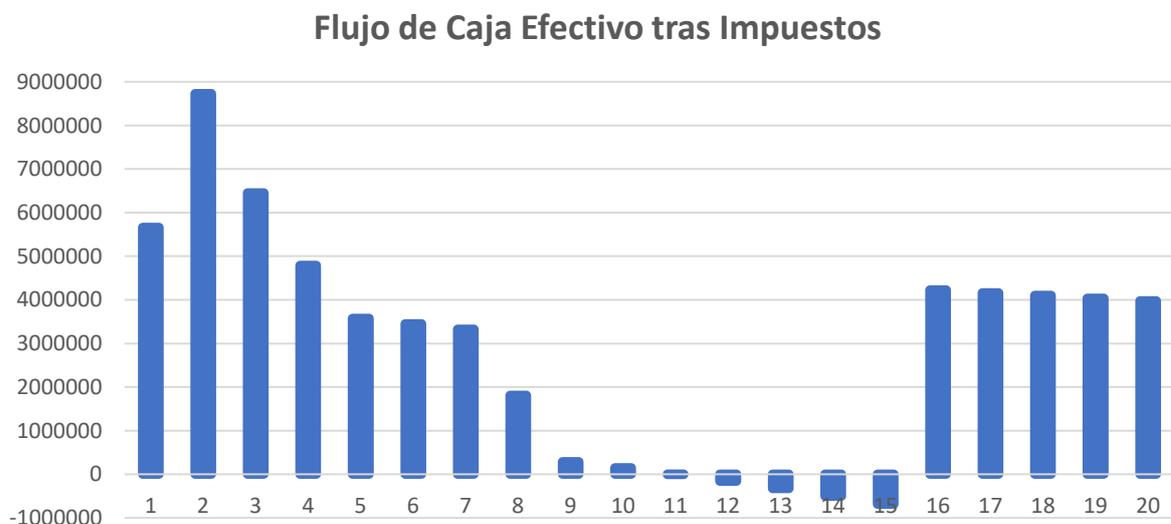


Figura 18: Flujos de Caja en el Horizonte Temporal

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, durante la vida del proyecto los 10 primeros años existen flujos de caja positivos, y seguidamente hay un periodo de 5 años en que son negativos, para terminar con 5 años donde los flujos se estabilizan.

Para interpretar estos flujos de caja hay que analizar distintos periodos:

- En los primeros años estos flujos de caja son positivos, lo cual indica que el proyecto está produciendo ganancias. Estas son muy elevadas, puesto que el proyecto recibe ayudas fiscales. Estas, como es lógico, se reducen drásticamente a partir del segundo año lo que repercute en menores flujos de caja.
- Al darle autonomía al proyecto, en lo que se refiere a cualquier tipo de subvención, y empezar un cobro que se vuelve casi constante a partir del octavo año, los flujos de caja disminuyen drásticamente hasta llegar a ser negativos durante el periodo que va del año 11 al año 16.
- Sin embargo al desaparecer la anualidad, puesto que se termina por pagar la parte del capital endeudada, y permanecer constante la presión fiscal a partir del año 16 estos flujos permanecen prácticamente constantes, con un ligero descenso debido a la caída constante del EBITDA por el incremento de costes e ingresos constantes.

Un primer análisis de estos flujos de caja permite identificar una solvencia económica evidente en el proyecto, puesto que los años con flujo positivo superan en número a los que tienen negativo y además las cantidades positivas superan con creces en número a las negativas, con una tendencia a la estabilidad positiva en los últimos años.

Por otra parte, es interesante analizar la balanza entre cobros y pagos en forma de ayudas o impuestos, *Tabla 9*, durante el horizonte temporal del proyecto. Para ello se considera una tasa de descuento del 4% adecuada para el proyecto, de tal forma que se obtiene:

Tabla 17: Relación Impuestos frente a Ayudas Públicas

	MONTO TOTAL	VALOR REFERENCIA en t=0
AYUDAS FISCALES	14.696.712,53 €	13.205.326,59 €
PAGOS IMPUESTOS	32.070.380,33 €	18.339.602,82 €
DIFERENCIA	17.373.667,81 €	5.134.276,22 €

Aun aplicando la tasa de descuento, puesto que los impuestos se pagan a partir del octavo año, en total se pagan más impuestos que ayudas fiscales se reciben. Esto es una medida de como el proyecto tiene la suficiente rentabilidad como para producir ingresos al fisco en el horizonte temporal pese a que este le subvencione durante sus primeros años.

3.3 Indicadores De Rentabilidad

Conocido el flujo de caja de cada una de las anualidades del proyecto, el siguiente paso consiste en calcular una serie de indicadores de rentabilidad que permiten determinar el grado de confianza que deben tener los inversores a la hora de arriesgar sus recursos para la obtención de una ganancia futura.

Existen dos métodos a la hora de seleccionar inversiones: métodos estáticos y métodos dinámicos.

En los primeros de estos no se tiene en cuenta que el valor del dinero fluctúa con el paso del tiempo, y no se requiere por tanto de la aplicación de una tasa de descuento que permita actualizar futuros. Estos indicadores son menos exactos y se emplean como una primera aproximación en evaluación económica de proyectos.

Los métodos dinámicos en cambio emplean la tasa de descuento para actualizar el valor del dinero, que consideran cambiante con el paso del tiempo y por tanto que requiere de adaptación. Estos indicadores están generalizados en el análisis económico y financiero de proyectos, y permiten establecer el éxito o no de una inversión. (Pedregal, 2017)

3.3.1 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) actualiza los flujos de caja, es decir, permite conocer tanto ganancias como pérdidas durante el horizonte temporal del proyecto y considerando una determinada inversión inicial, que en este caso alcanza el 40 % del CAPEX total.

Se define como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad [32]$$

Siendo:

I_0 la inversión inicial en el año de referencia, asciende al 40% del CAPEX

F_t el flujo de caja para cada periodo t

r la tasa de referencia o tasa de descuento o coste de oportunidad fijado en el 4 %

Conocido el resultado del VAN hay dos posibilidades:

- Si el $VAN < 0$, la inversión está produciendo pérdidas y por tanto no tiene sentido emprender el proyecto que debe ser rechazado.
- Si el $VAN = 0$, no hay pérdidas ni ganancias en el horizonte temporal y se requiere de un análisis en mayor profundidad para establecer unos criterios de decisión distintos.
- Si el $VAN > 0$ la inversión está produciendo ganancias y por tanto, puede ser aceptada.

Hay que tener en cuenta que el VAN es una medida de la rentabilidad absoluta, y como tal no tiene en cuenta el esfuerzo realizado por el desembolso inicial, es decir, desde el punto de vista de este criterio dos inversiones serían indiferentes en caso de obtener el mismo VAN, aunque la inversión inicial de una sea mucho mayor que en la otra. Se requiere de otros indicadores de rentabilidad para superar esta limitación.

Aplicando a los flujos de caja anuales la tasa de descuento del 4%, es decir, obteniendo su valor actual al que se le resta la inversión inicial se obtiene:

Tabla 18: VAN

Inversión Inicial	31.000.000 €
Tasa de Descuento	4,0 %
Valor Neto Actualizado de los Flujos	42.344.930 €
VAN	11.344.930 €

Al ser el VAN>0, esto implica que el proyecto está reportando rentabilidad. La totalidad de estas ganancias actualizadas pueden compararse con la inversión inicial obteniendo:

$$Tasa\ de\ Valor\ Actual = \frac{VAN}{Inversión\ Inicial} = \frac{11.344.930}{31.000.000} = 36,60\% \quad [33]$$

En el horizonte temporal del proyecto, 20 años, se obtienen unas ganancias que ascienden al 36,60 % de la inversión inicial aportada en capital propio, es decir, del 40% del CAPEX.

Otro análisis interesante del VAN consiste en determinar su valor para diferentes tasas de descuento, representándolo gráficamente:

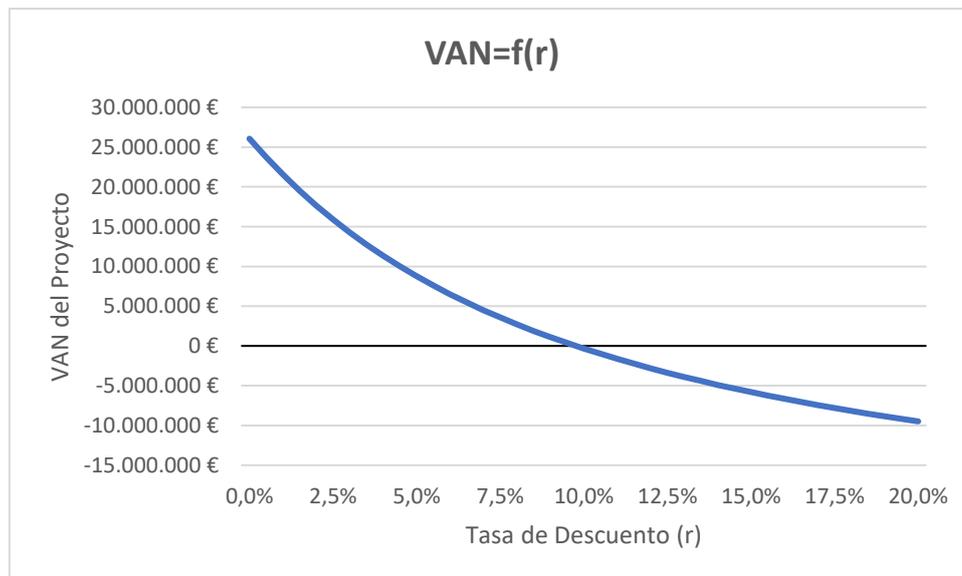


Figura 19: Evolución del VAN en relación a la Tasa de Descuento

3.3.2 TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento para la que el Valor Actual Neto (VAN) se anula, y por tanto expresa el máximo coste de oportunidad que puede soportar el proyecto sin que este deje de ser rentable.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0 \quad r=TIR \quad [34]$$

De acuerdo con este criterio, una inversión es efectuable siempre y cuando su rentabilidad es superior a una rentabilidad requerida, por lo general la inversión inicial. Por tanto se puede afirmar:

- Si $r > TIR$, la inversión ha de rechazarse ya que no produce la rentabilidad mínima requerida.
- Si $r \leq TIR$, la rentabilidad obtenida es superior a la mínima rentabilidad requerida.

Tabla 19: TIR

Tasa Interna de Retorno	9,761%
Tasa de Descuento	4,0 %
$r \leq TIR$	SÍ

Podemos afirmar por tanto que el proyecto presenta rentabilidad con una tasa de descuento del 4%, puesto que en un horizonte temporal de 20 años no tan solo se recupera la inversión sino que hay unas ganancias que ascienden al 36,40% de la inversión inicial.

Finalmente, y considerando el valor del dinero en el tiempo, se determina el periodo de tiempo que se tarda en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. El siguiente gráfico es una representación del mismo, en la que se calcula el VAN para cada año del horizonte temporal de tal manera que en el último año se obtenga el calculado anteriormente, y se determine el año en que la inversión empieza a generar ganancias.

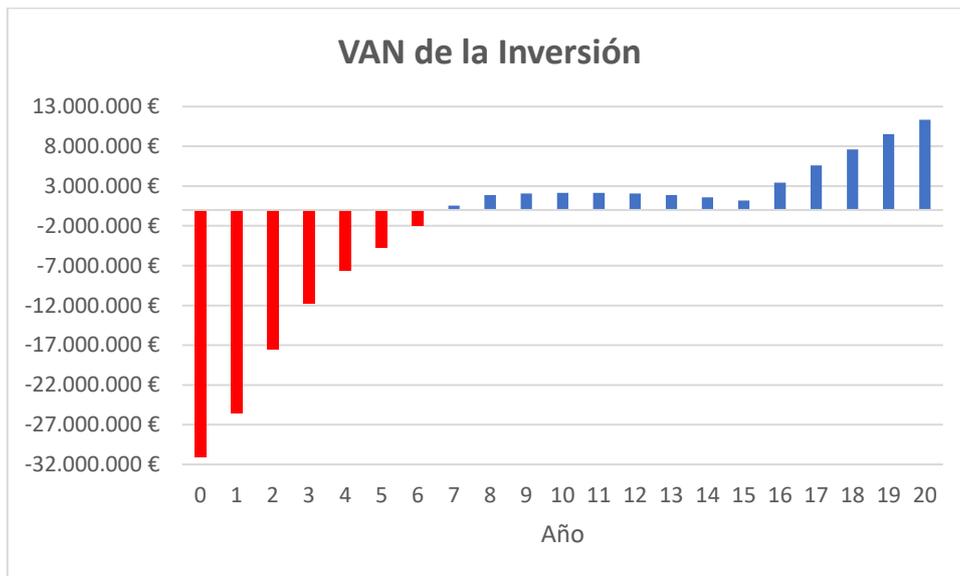


Figura 20: VAN en relación al tiempo

El primer año en que la inversión reporta beneficios es el **año 7**, y aunque entre el año 11 y el 16 se producen flujos de caja negativos, es decir, pérdidas y por tanto se reduce el VAN en cómputo global estos no afectan a los indicadores de rentabilidad.

Tabla 20: Resumen de Indicadores

TIR frente a Tasa de Descuento	9,761% > 4%
VAN > 0	11.344.930 € > 0
¿Es rentable el Proyecto?	RENTABILIDAD COMPROBADA

3.4 Análisis De Sensibilidad Del Proyecto

La incertidumbre que rodea a un proyecto de estas características hace imprescindible realizar un análisis de sensibilidad, que permite determinar como la variabilidad de una serie de parámetros afecta sobre los resultados de la evaluación de proyectos, es decir, sobre los indicadores de rentabilidad definidos anteriormente.

En primer lugar, se han identificado claramente aquellas variables que se han utilizado para el cálculo de los indicadores del proyecto. En este caso se utilizan aquellas que conforman el cuadro de mando, es decir, las que nos permitieron calcular los flujos de caja anuales.

Es importante emplear únicamente aquellas variables que son independientes, puesto que emplear variables correlacionadas da lugar a distorsiones en el resultado, contando más variables críticas de las que son. (European Commission, 2014)

Tabla 21: Variables Independientes del Análisis

Cuadro de Mando - Variables	
<i>Eficiencia del ciclo</i>	60%
<i>LCOS (€/MWh)</i>	117,00
<i>Generación Total Anual (MWh)</i>	157.500
<i>CAPEX inicial (M€)</i>	77,5
<i>Coste Variable O&M (€/MWh)</i>	1,3
<i>Coste de Carga (€/kWh)</i>	0,033
<i>Aumento del Coste de Carga</i>	0,55%
<i>Aumento del O&M</i>	2,50%
<i>Años de Deuda</i>	15
<i>Capital Endeudado</i>	60%
<i>Coste de Deuda</i>	7%
<i>Ratio de Impuestos</i>	40%
<i>Tasa de Descuento o de Referencia</i>	4 %

El análisis de sensibilidad permite diferenciar aquellas variables, dentro de las anteriores, que son críticas, es decir, que al variar positiva o negativamente tienen un mayor impacto financiero y económico sobre el proyecto.

Para llevar a cabo este estudio se cambia cada una de las variables, fijando el resto, y se determina el cambio que esto origina en el VAN. Se considerarán como variables críticas aquellas que al variar en $\pm 1\%$ su valor produzcan un cambio en el VAN superior al $\pm 1\%$.

Al llevar a cabo un análisis de sensibilidad se podrá estudiar distintos escenarios de inversión con cada una de las variables críticas, así como realizar un análisis de riesgo que permita identificar fortalezas y debilidades del proyecto en base a dichas variables.

Tabla 22: Análisis Sensible al aumentar +1%

N	CUADRO DE MANDO - VARIABLES	VALOR INICIAL	Δ (1%)	VAN	%ΔVAN
2º	Generación Total (MWh/año)	157.500	159.075	12.087.644,16 €	6,5467%
4º	Eficiencia del ciclo	0,6	0,606	12.076.858,86 €	6,4516%
1º	LCOS	117	118,17	12.847.544,19 €	13,2448%
5º	CAPEX inicial (M€)	77,5	78,275	10.715.664,66 €	-5,5467%
	Coste Variable O&M (€/MWh)	1,3	1,313	11.324.278,12 €	-0,1820%
3º	Coste de Carga (€/kWh)	0,033	0,03333	10.605.681,38 €	-6,5161%
	Aumento del Coste de Carga	0,5500%	0,5555%	11.311.006,53 €	-0,2990%
	Aumento del O&M	2,5000%	2,5250%	11.314.555,48 €	-0,2677%
6º	Capital Endeudado	60,0000%	60,6000%	10.873.086,85 €	-4,1591%
7º	Coste de Deuda	7,0000%	7,0700%	11.200.304,06 €	-1,2748%
	Ratio de Impuestos	40,0000%	40,4000%	11.293.587,00 €	-0,4526%
	Tasa de Referencia	4,0000%	4,0400%	11.235.457,53 €	-0,9649%

Tabla 23: Análisis Sensible al reducirse -1%

N	CUADRO DE MANDO - VARIABLES	VALOR INICIAL	Δ (-1%)	VAN	%ΔVAN
2º	Generación Total (MWh/año)	157.500	155.925	10.602.215,36 €	-6,5467%
4º	Eficiencia del ciclo	0,6	0,594	10.598.214,22 €	-6,5819%
1º	LCOS	117	115,83	9.842.315,33 €	-13,2448%
5º	CAPEX inicial (M€)	77,5	76,725	11.974.194,87 €	5,5467%
	Coste Variable O&M (€/MWh)	1,3	1,287	11.365.581,41 €	0,1820%
3º	Coste de Carga (€/kWh)	0,033	0,03267	12.084.178,15 €	6,5161%
	Aumento del Coste de Carga	0,5500%	0,5445%	11.378.832,10 €	0,2988%
	Aumento del O&M	2,5000%	2,4750%	11.375.217,57 €	0,2670%
6º	Capital Endeudado	60,0000%	59,4000%	11.816.772,68 €	4,1591%
7º	Coste de Deuda	7,0000%	6,9300%	11.489.235,66 €	1,2720%
	Ratio de Impuestos	40,0000%	39,6000%	11.396.272,53 €	0,4526%
	Tasa de Referencia	4,0000%	3,9600%	11.454.982,75 €	0,9701%

Conocidas e identificadas las variables críticas, procedo a calcular los valores de conmutación (*switching value*), es decir, el valor que la variable analizada tendría que tomar para que el VAN de la inversión se convirtiera en cero y por tanto el resultado del proyecto cayese por debajo del nivel mínimo aceptable.

Las variables críticas se analizan en orden de mayor a menor influencia y a través del uso del valor de conmutación o cambio se obtienen una serie de interesantes conclusiones en relación al riesgo del proyecto, y sobre todo, permitirá definir una serie de medidas de prevención de riesgos.

3.4.1 Estudio del VAN respecto a las Variables Críticas.

Se estudia la evolución del VAN frente a las variables críticas que se han resaltado en el apartado anterior, definiendo su valor de conmutación en cada una de ellas.

La generación total es el producto de tres variables independientes: la potencia de descarga, el número de horas de almacenamiento y el número de ciclos anuales.

En el análisis de los flujos de caja estas variables aparecen únicamente en el término de Generación Total, y por tanto es indiferente llevar a cabo el análisis de sensibilidad de cada una puesto que el incrementar $\pm 1\%$ cada uno de los términos del producto es equivalente a incrementar el producto, de tal manera que los resultados de variación en el VAN en cada uno de los tres casos.

En el siguiente gráfico se representa el VAN frente a la Generación total, cuando esta se desvía un determinado porcentaje positivo o negativo frente al valor determinado en el proyecto de 157.500 MWh/anuales.

Conforme se reduce la Generación Total el VAN disminuye, hasta un valor de **133.500 MWh** en el que el VAN se anula, es decir, un valor de conmutación de una desviación del **-15,24 %** del valor inicial considerado.

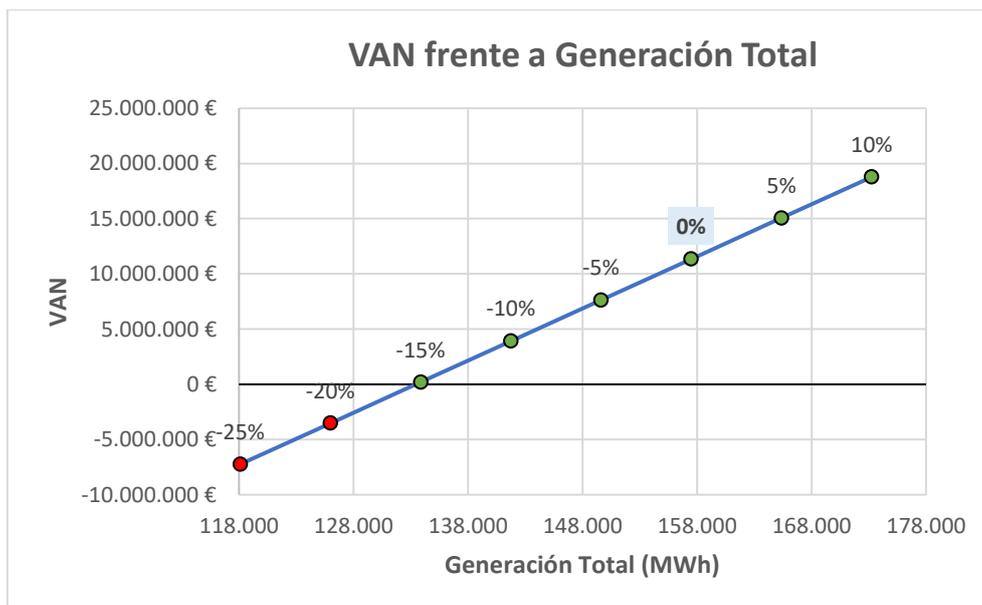


Figura 21: VAN frente a Generación Total.

En el caso de la Eficiencia del Ciclo, el valor de conmutación se encuentra en el **52 %**, es decir una desviación del **-13,33 %** respecto al valor inicial, siendo la relación con el VAN la siguiente:

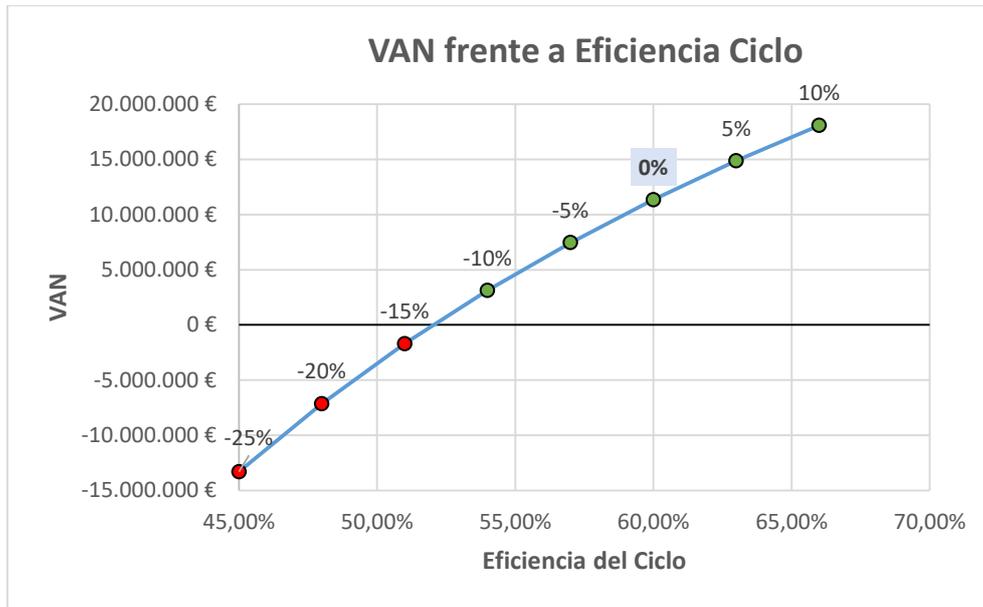


Figura 22: El VAN frente a la Eficiencia del Ciclo

El LCOS tendrá como valor de conmutación **108,17 €/MWh**, una desviación del **-7,54 %** de su valor inicial, con la relación siguiente con el VAN.

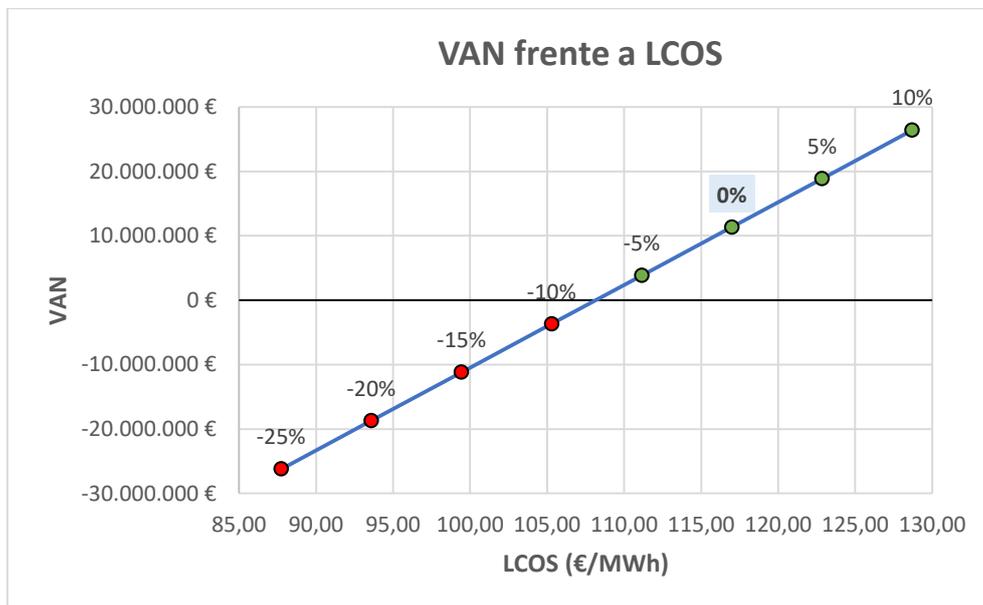


Figura 23: El VAN frente al LCOS.

En el caso de la relación con el CAPEX inicial se aprecia una tendencia inversa a las anteriores variables, conforme menor es este mayor es el VAN, teniendo un valor de conmutación en **91,47 millones de euros**, lo que es un incremento del **+18,03 %** del valor inicial.

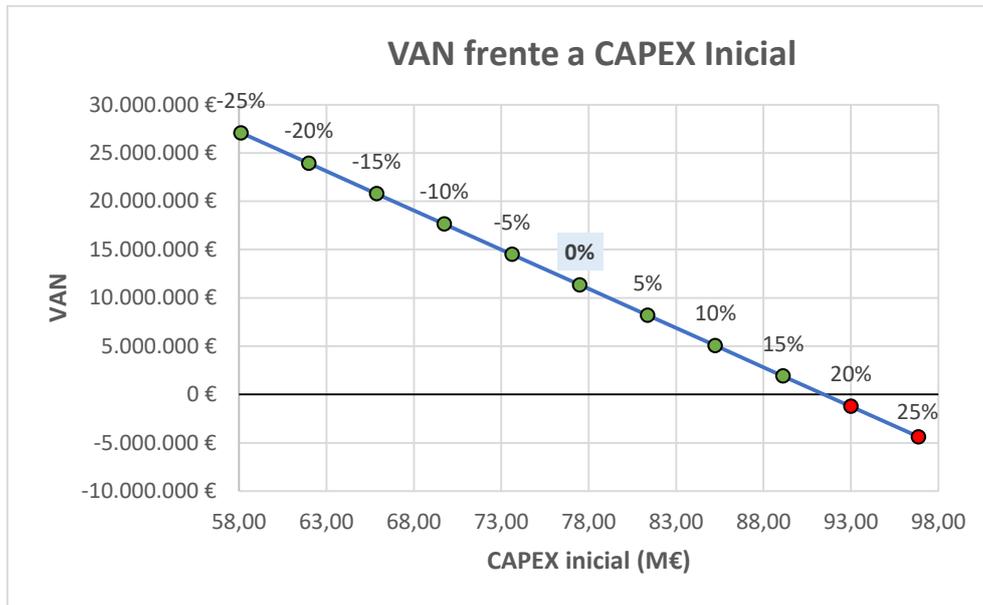


Figura 24: El VAN frente al CAPEX inicial.

En el caso del coste de la carga el valor de conmutación se sitúa en los **0,03806 €/kWh**, lo que supone un incremento del **+15,33 %** del valor inicial.

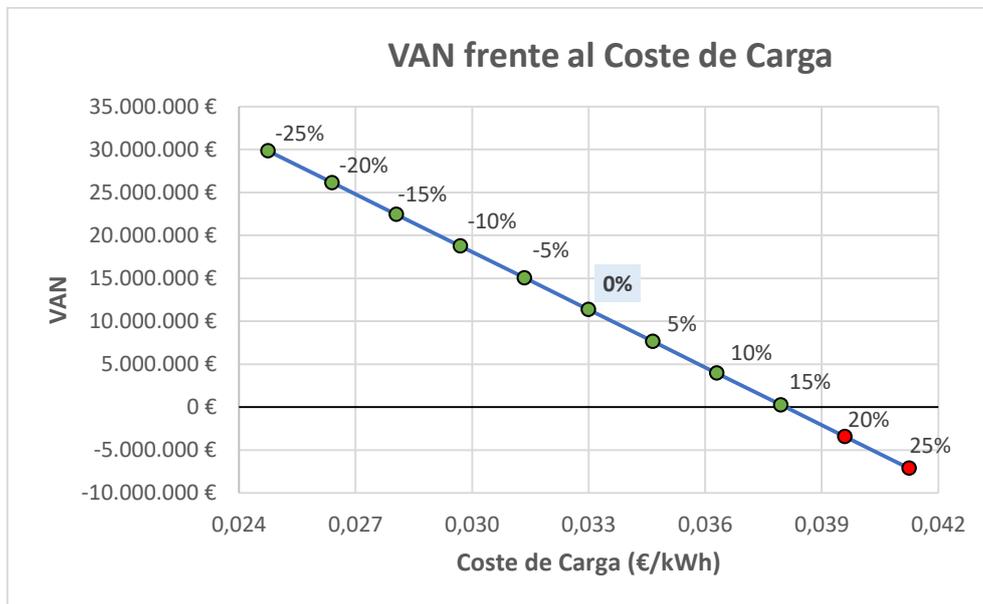


Figura 25: El VAN frente al Coste de la Carga.

El capital endeudado al aumentar reduce el VAN y el valor de conmutación se alcanza con el **74,43 %** del Capital endeudado, siendo este una desviación de **+24,05 %** del valor inicial.

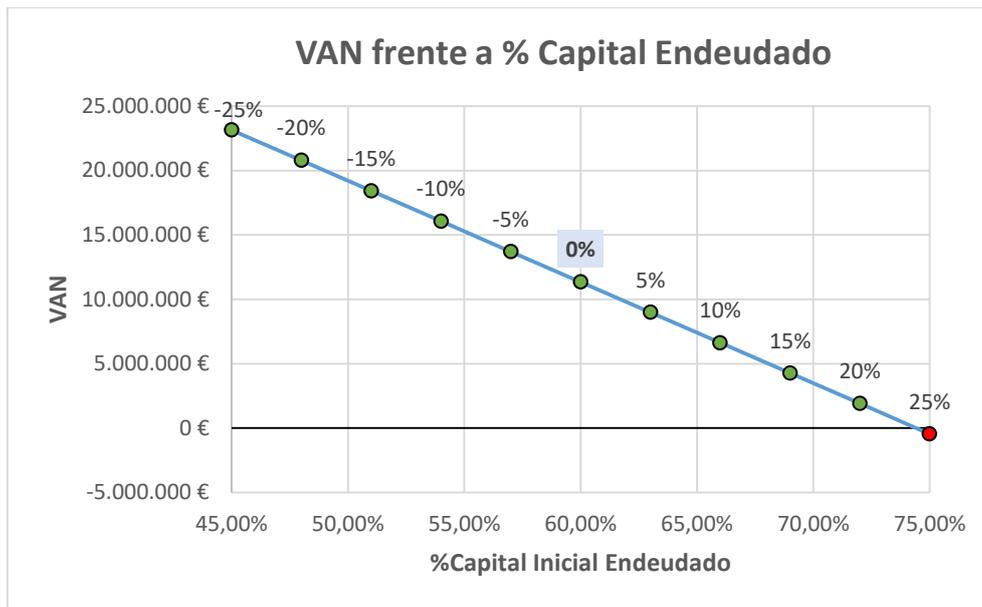


Figura 26: VAN frente al Capital Endeudado.

Y finalmente la última variable crítica a analizar en relación al VAN es la tasa de interés en el préstamo, cuyo valor de conmutación asciende al **12,11 %**, es decir, un incremento de **+ 73%** relación al valor inicial.

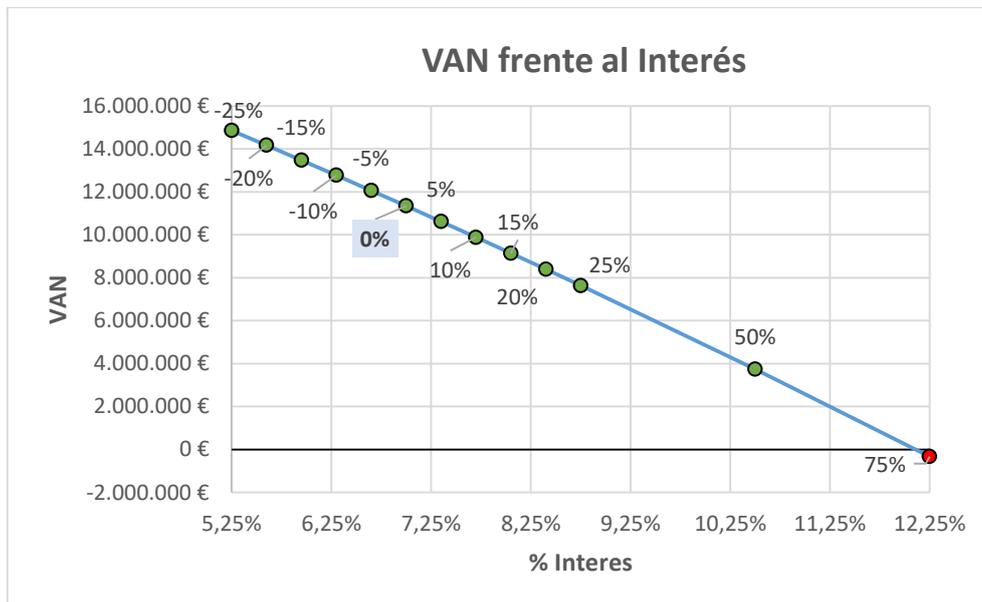


Figura 27: VAN frente a Interés

En la siguiente tabla se reflejan a modo de resumen las variables críticas junto al cambio que producen en el VAN por su incremento del $\pm 1\%$ y su valor de cambio o conmutación con el que se anula el VAN en relación a su valor fijado como inicial.

Tabla 24: Resumen del Análisis de Sensibilidad

Variable	% ΔVAN con +1%	% ΔVAN con -1%	Valor de Conmutación (% Valor Inicial)	Nivel de Sensibilidad
LCOS	13,24 %	-13,24 %	92,46 %	Elevado
Generación Total	6,55 %	-6,55 %	84,76 %	Medio
Coste de Carga	-6,51 %	6,51 %	115,33 %	Medio
Eficiencia de Ciclo	6,45 %	-6,58 %	86,67 %	Medio
CAPEX inicial	-5,54 %	5,54 %	118,03 %	Bajo
Capital Endeudado	-4,15 %	4,15 %	124,05 %	Bajo
Coste de Deuda	-1,27 %	1,27 %	173 %	Muy Bajo

Dados los datos reflejados en la tabla anterior puedo definir 4 posibles situaciones de inversión, de acuerdo a la Guía Europea del Análisis Coste Beneficio: una situación óptima de inversión, una situación buena de inversión, una situación base, una situación mala y una situación pésima. (European Commission, 2014)

Tabla 25: Situaciones de Inversión

	Óptima	Buena	Base	Mala	Pésima
LCOS	+ 5 %	+ 3 %	-	-3 %	- 5 %
Generación Total	+5 %	+ 3 %	-	-3 %	- 5 %
Coste de Carga	-5 %	- 3 %	-	+3 %	+ 5 %
Eficiencia de Ciclo	+5 %	+3 %	-	-3 %	- 5 %

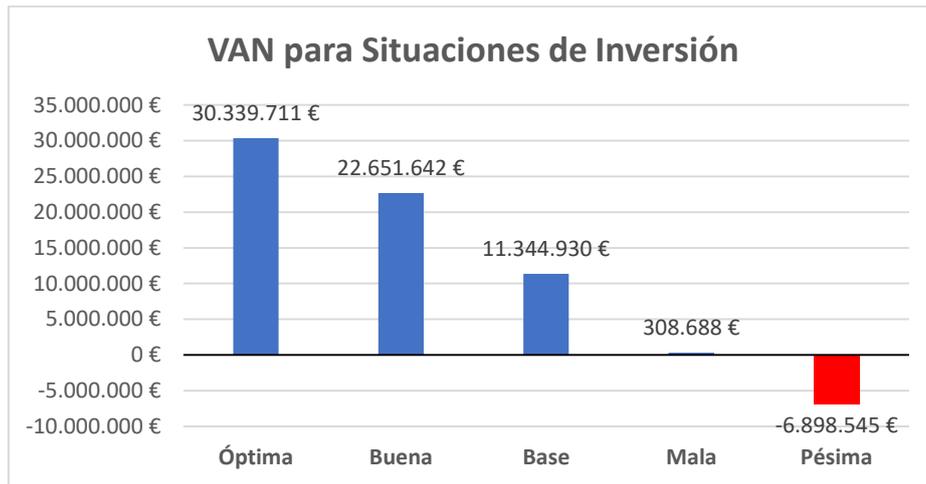


Figura 28: Situaciones de Inversión VAN

3.4.2 Gestión de Riesgos

Una vez analizadas las variables sensibles, así como las diferentes situaciones de inversión planteadas, es interesante realizar una gestión cualitativa de los riesgos a los que se puede enfrentar el proyecto.

La Gestión de Riesgos es una disciplina transversal que se puede aplicar en múltiples entornos de gestión, siendo una herramienta de gran utilidad para lidiar con la incertidumbre propia de la planificación a largo plazo.

El objetivo de este tipo de análisis es partir de **Riesgos Latentes**, incertidumbre con potencial riesgo de afectar al desempeño del proyecto, hasta llegar a **Riesgos Controlados**, con un tratamiento definido de la incertidumbre. (Editeca, 2020)



Figura 29: Pasos de la Gestión de Riesgos (Fuente: Editeca)

En primer lugar hay que contextualizar el proyecto e identificar los potenciales riesgos, para ello se han venido realizando los análisis de flujos de caja y de sensibilidad anteriores, que nos permiten determinar diferentes riesgos relacionados con variables críticas del proyecto:

Tabla 26: Riesgos asociados al Proyecto

Variable Crítica	ID	Riesgo
LCOS o precio de venta de la energía.	1.1	Reducción del precio de venta de la energía.
	1.2	Falta de consumidores.
	1.3	Competencia directa con otros sistemas de almacenamiento energético.
Generación Total	2.1	Reducción del número de ciclos anuales.
	2.2	Pérdida de capacidad de almacenamiento.
Coste de la Carga	3.1	Aumento del coste de la energía.
Eficiencia del Ciclo	4.1	Problemas con el sistema de regeneración.

Conocidos los riesgos asociados al proyecto se realiza un ejercicio de análisis en cada uno de ellos, analizando sus potenciales causas, de tal manera que pueda definir la probabilidad de ocurrencia y el posible daño en cada uno de ellos.

Tabla 27: Causas de los Riesgos

ID	Causas
1.1	Escenario de generación energética de menor intermitencia, con menor penetración renovable, manteniendo precios de la energía eléctrica más estables y sin valores extremos con una tendencia a la reducción del precio de la energía eléctrica.
1.2	Cierre de las plantas industriales de la zona o ausencia de contratos con los mismos.
1.3	Aparición de otros sistemas de almacenamiento energéticos con capacidad competitiva.
2.1	Problemas de mantenimiento o parones que impidan realizar el número de ciclos anuales.
2.2	Problemas de mantenimiento en los tanques.
3.1	Incremento del precio de la energía eléctrica durante el proceso de carga de la CRYObattery.
4.1	Fallo en el sistema de regeneración, problemas para obtener el desempeño planteado.

Una vez definidas las posibles causas es importante analizar cada una de ellas y determinar en primer lugar la probabilidad de que esta tenga lugar y su posible daño.

Tabla 28: Valores de Probabilidad/Daño

Análisis de Riesgo	0	1	2	3
Probabilidad	Prácticamente Imposible	Improbable	Probable	Seguro
Daño	Nulo	Bajo	Medio	Alto

1.1 Reducción del precio de venta de la energía

La política climática española y europea se encuentra orientada al cumplimiento de una serie de objetivos climáticos en la década de 2030, entre ellos se encuentra, como se analizó en la memoria, la reducción de las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico mediante una mayor penetración de energías renovables.

Esta penetración conlleva un incremento de la intermitencia en el precio de la energía eléctrica, que produce una tendencia al alza en este. Por otra parte, el histórico del precio de la energía eléctrica demuestra que esta ha aumentado en los últimos 20 años.

Es por tanto poco probable que se reduzca el precio de la energía eléctrica, y que por tanto tenga que bajarse el precio de venta, que se ha fijado como mínimo en el LCOS del sistema. Sin embargo en caso de producirse tendría un gran efecto sobre la rentabilidad del sistema, puesto que afecta directamente a la variable más sensible del sistema: el LCOS.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 1
- Daño: 3

1.2 Falta de Consumidores

Otro posible riesgo está relacionado con el cese de las industrias electro intensivas de la zona (Gestamp, Renault España, Europac...) que se encuentran en la zona y se han considerado como consumidores potenciales.

Estas empresas son de reconocimiento internacional, y la probabilidad de que cierren sus plantas es relativamente baja pero considerable en el análisis debido principalmente a las políticas de deslocalización de la fabricación que se han visto en otras grandes multinacionales, llevando sus plantas a países con costes de producción más bajos.

Por otra parte, en el caso de permanecer en la zona, su consumo eléctrico tan elevado les hace dependientes del precio de la energía, y por tanto las lleva a establecer contratos de compra venta con la planta de almacenamiento que les puede ofrecer un precio constante por el MWh, y no estar supeditadas a un sistema eléctrico cuyos precios se prevé sean más cambiantes y elevados.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 2
- Daño: 3

1.3 Competencia directa con otros sistemas de almacenamiento energético

La aparición de otros sistemas de almacenamiento energético de larga duración en la zona se considera poco probable, puesto que para poder competir en términos de potencia generada tendría que ser una instalación hidroeléctrica y debido a la geografía de la zona es prácticamente imposible.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 0
- Daño: 3

2.1 Reducción del número de ciclos anuales

El cambio en el número de ciclos anuales, considerados 350, se produce debido a acciones de mantenimiento o a paradas inesperadas. Al ser un sistema conformado por un gran número de dispositivos y operando en parte de su ciclo con temperaturas muy bajas (cerca de -190 °C) el mantenimiento que requiere es elevado, y por tanto pueden ser comunes las paradas.

Sin embargo, de los posibles 365 ciclos anuales a realizar, se han tomado 15 como paradas de forma que la posibilidad de parones inesperados se reduce considerablemente.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 2
- Daño: 2

2.2 Pérdida de capacidad de almacenamiento

En la CRYOBattery™ la capacidad de almacenamiento depende directamente del volumen de los tanques, que es constante con el tiempo, y por lo tanto carece de degradación y es indiferente al uso cíclico. Al emplearse aire seco se considera que los tanques de acero inoxidable apenas tienen desgaste, siendo un fluido benigno que no provoca reducción de la capacidad almacenada.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 0
- Daño: 2

3.1 Aumento del coste de la energía

Contrariamente a lo considerado en el caso del daño 1.1, el aumento del precio de la energía eléctrica es muy probable, sin embargo hay que tener en cuenta dos factores clave:

El hecho de que el sistema se carga en los picos de generación, es decir, en puntos en que el precio de la energía eléctrica se desploma y llega incluso a ser negativa.

Ya se ha considerado un factor de incremento del precio de la energía eléctrica, con un incremento anual del 0,55 %. Sin embargo, se considerará elevada la probabilidad de este aumento para la toma de medidas preventivas al respecto; siendo por tanto considerado para este riesgo:

- Probabilidad: 3
- Daño: 2

3.2 Problemas con el sistema de regeneración.

En una configuración simple del ciclo, sin reutilización de calor ni de frío, el rendimiento o eficiencia alcanzado por el mismo asciende al 50 %, mientras que existiendo regeneración se puede llegar casi al 70 %

Se ha considerado el 60 % como un valor bastante ajustado de eficiencia global, no teniendo en cuenta los efectos positivos que producen en el ciclo la existencia de fuentes de calor o frío externas como puede ser la energía térmica residual de industrias adyacentes.

Se considera poco probable que los tanques de almacenamiento de calor en aceite térmico o de frío en grava de cuarcita generen pérdidas o no sea efectivo.

Se considera para este riesgo:

- Probabilidad: 1
- Daño: 1

Una vez que se ha caracterizado a cada uno de los riesgos con un valor de probabilidad y daño se aplica la siguiente matriz: (Editeca, 2020)

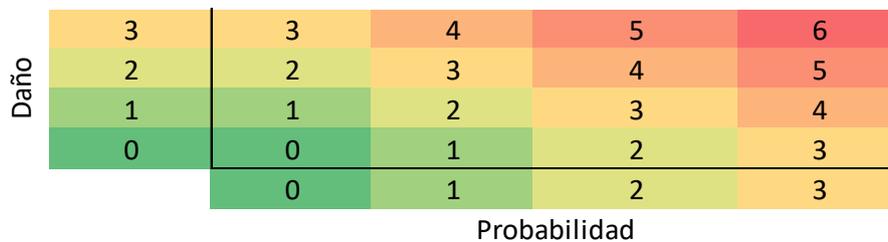


Figura 30: Matriz de Riesgos

Obteniendo los siguientes valores reflejados en la tabla:

Tabla 29: Valores de Riesgo

ID	Riesgo	Valor Matriz
1.2	Falta de consumidores	5
3.1	Aumento del coste de la energía	5
1.1	Reducción del precio de venta de la energía	4
2.1	Reducción del número de ciclos anuales	4
1.3	Competencia directa con otros sistemas de almacenamiento energético	3
2.2	Pérdida de capacidad de almacenamiento	2
4.1	Problemas con el sistema de regeneración	2

Como se concluye de la matriz de riesgos, los principales son aquellos que se encuentran relacionados con los factores que se consideraron claves al delimitar la posición geográfica de la

instalación de almacenamiento energético: los consumidores potenciales y la forma en la que se obtiene energía eléctrica para la carga del dispositivo.

El análisis de riesgos tiene como objetivo convertir estos dos riesgos latentes en riesgos controlados, y para ello es necesario encontrar una solución a los mismos, llevando a cabo una toma de decisiones que permitan afianzar la inversión, que ya de por sí hemos identificado como de bastante seguridad.

Para minimizar la posibilidad del riesgo de perder consumidores se propone establecer con las industrias electro intensivas y grandes consumidores de energía eléctrica de la zona un PPA (siglas en inglés de *Power Purchase Agreement*), es decir, un acuerdo o contrato de compraventa de energía de tal manera que se les proporcione energía fijándose el precio de la energía, los plazos de entrega y la operativa. (The World Bank, 2020)

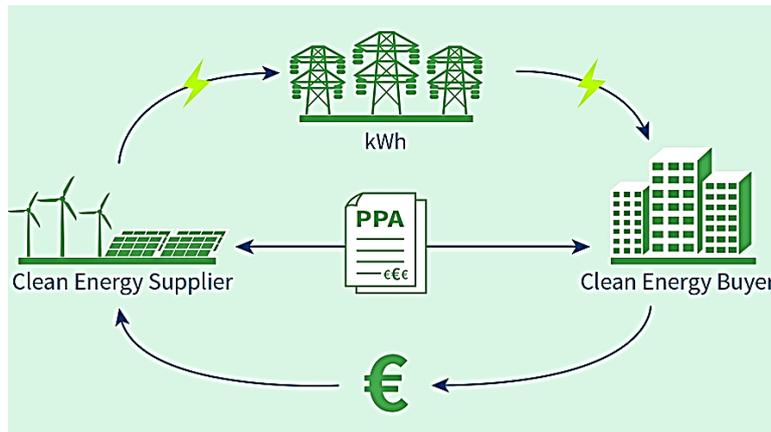


Figura 31: Acuerdo PPA (Fuente: Factor energía)

Este tipo de contrato se ha generalizado en los últimos años entre instalaciones renovables y consumidores, garantizando los ingresos de las primeras para poder financiar los proyectos y se postula como una figura interesante en la implantación de sistemas de almacenamiento energético a gran escala, como es el caso de la CRYObattery.

Desde el punto de vista del consumidor, las industrias se aseguran un precio de venta estable, que teniendo en cuenta la tendencia a precios muy variables en el sector eléctrico durante la próxima década, es una forma muy interesante de fijar los costes de aprovisionamiento de electricidad en largo plazo, algo muy ventajoso.

Esta solución además es aplicable a la relación entre la CRYObattery y las instalaciones eólicas y solares de la zona, con las que puede establecer este tipo de acuerdos para obtener un precio fijo en la electricidad de la carga, que será muy inferior a la del mercado puesto que el dispositivo de almacenamiento soluciona la problemática de los vertidos de energía y puede además proporcionar servicios de red.

Se observa por tanto que los riesgos principales de la inversión pueden atajarse mediante interlocución directa con los productores de energía renovable de la zona, por una parte, y con los grandes consumidores de electricidad por otra.

Se podrían además proponer distintas soluciones, como sería encontrar nuevos consumidores en los núcleos de población cercanos, establecer acuerdos con distribuidoras eléctricas, paralizar la producción en periodos de baja demanda, etc.

El análisis de riesgo, así como las situaciones de inversión derivadas del análisis de sensibilidad, dan una idea de que la inversión, tal y como se ha definido su estructura de capital y costes, tiene una rentabilidad considerable y asegurada.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] HIGHVIEW POWER (2020). “Highview Power Breaks Ground on 250 MWh CRYOBattery Long Duration Energy Storage Facility” Recuperado de https://highviewpower.com/news_announcement/highview-power-breaks-ground-on-250mwh-cryobattery-long-duration-energy-storage-facility/
- [2] REE (2021). “Mapa de Instalaciones Eólicas en Territorio Nacional” Recuperado de <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-eolicas>
- [3] CASTILLA Y LEÓN ECONÓMICA (2013) “Ranking de las Mayores Empresas de Castilla y León” Recuperado de <http://www.castillayleoneconomica.es/noticia/castilla-y-le%C3%B3n-econ%C3%B3mica-publica-el-ranking-de-las-5000-mayores-empresas-de-castilla-y-le%C3%B3n>
- [4] ECODUEÑAS, S.L. (2016). “*Descripción de Instalación Industrial en Dueñas (Palencia)*”
- [5] PALENCIA EN LA RED (05/12/2019) “*Llanos de San Isidro cumple 10 años sin recibir una sola empresa en Dueñas*” Recuperado de <https://www.palenciaenlared.es/llanos-de-san-isidro-cumple-10-anos-sin-recibir-una-sola-empresa-en-duenas/>
- [6] ECODUEÑAS, S.L. (2019). “*Plano de Puntos de Consumo en el entorno del Polígono de Dueñas (Palencia)*”
- [7] BLANCO ESCALONA, ÁNGEL (23/03/2021) “*Las Factorías de Renault en Valladolid y Palencia producirán a pleno rendimiento los próximos cuatro años*” EL NORTE DE CASTILLA. Recuperado de <https://www.elnortedecastilla.es/castillayleon/renault-adjudica-cinco-20210323132347-nt.html>
- [8] GESTAMP SPAIN (2021) Sitio Web de la Factoría de Gestamp en Palencia. Recuperado <https://www.gestamp.com/About-Us/Gestamp-in-the-world/Centers/Europe/Spain/Gestamp-Palencia?lang=es-es>
- [9] LAZARD, “*Lazards Levelized Cost of Storage Analysis – Version 6.0*” 2020 Recuperado de <https://www.lazard.com/media/451418/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60.pdf>
- [10] R. TURTON, J.A. SHAEIWITZ (2018) “*Analysis, synthesis and design of chemical processes*”, 5ª Edición, Londres. Pearson Education International.
- [11] S. LEMMENS (2016). “*Cost Engineering Techniques and Their Applicability for Cost Estimation of Organic Rankine Cycle Systems*”, Energies, vol.9, nº 485.
- [12] EUROPEAN COMMISSION (2014) “*Guide to Cost-Benefit Analysis to Investment Projects – Economical Appraisal Tool for Cohesion Policy 2014-2020*” Directorate General for Regional and Urban Policy
- [13] HIGHVIEW POWER (2020) “*LCOS Presentation*”. Power Point Presentation.
- [14] PEDREGAL, DIEGO J. (2017) “*Métodos Dinámicos de Selección de Inversiones*”, Universidad de Castilla-La Mancha. Recuperado de https://previa.uclm.es/area/organizacionempresas_etsii/docencia/AEEE/Tema%2011%20M%C3%A9todos%20din%C3%A1micos%20de%20Selecci%C3%B3n%20de%20Inversiones.pdf

- [15] QUIRÓS TORTOS, JAIRO (2018) “*Estudio sobre la Viabilidad de Opciones para el Almacenamiento de Energía*”, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica. Recuperado <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00913.pdf>
- [16] DONOSO MARTÍN, IRENE (2020) “*Diseño, optimización y simulación energética de una planta de almacenamiento de energía basada en la licuación de aire. Estudio teórico y análisis de costes*”, TFG, Grado en Ingeniería Mecánica, Universidad Politécnica de Madrid. Recuperado http://oa.upm.es/63495/1/TFG_IRENE_DONOSO_MARTIN.pdf
- [17] NORDIC COUNCIL OF MINISTERS (2017) “*Flexible demand for electricity and power: barriers and opportunities*”, Nordic Energy Research. Recuperado de <https://www.nordicenergy.org/publications/flexible-demand-for-electricity-and-power-barriers-and-opportunities/>
- [18] ISDEFE (2018) “*Estudio de Viabilidad de Instalaciones de Energías Renovables en las Lonjas de Altura y Bajura de la Autoridad Portuaria de Vigo*” Recuperado de <https://www.bing.com/search?q=Estudio+de+Viabilidad+de+Instalaciones+de+Energ%C3%ADas+Renovables+en+las+Lonjas+de+Altura+y+Bajura+de+la+Autoridad+Portuaria+de+Vigo&cvid=7badcdbc3f0941ac9f6fe5e33701a354&aqs=edge..69i57.1124j0j1&PC=U531>
- [19] EDITECA (2020) “*Análisis Económico de Riesgos: Introducción a la Gestión de Riesgos*” Máster Online de BIM, Escuela de formación online de Diseño, Ingeniería, Nuevas Tecnologías y Arquitectura.
- [20] POYRY (2019) “*Spain National Energy and Climate Plan 2030, Madrid Energy Breakfast*” Recuperado de <https://afry.com/en>
- [21] IRS (2020), “*MACRS Depreciation System*”. Recuperado de <https://www.irs.gov/pub/irs-pdf/p946.pdf>
- [22] THE WORLD BANK (2020) “*Power Purchase Agreements (PPAs) and Energy Purchase Agreements (EPAs)*” Recuperado de <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/sector/energy/energy-power-agreements/power-purchase-agreements>

PARTE III:

CONCLUSIONES

Como se analizó en el documento Memoria, la política energética y climática española, definida en el PNIEC, se encuentra orientada al cumplimiento de una serie de objetivos para el año 2030, entre los cuales se considera clave la descarbonización del sistema energético.

Las proyecciones objetivo del PNIEC afirman que la generación eléctrica renovable en 2030 alcanzará un 74 % del total, en línea con el objetivo del 100 % renovable para 2050, lo cual va a originar una profunda transformación en el sistema eléctrico que pasa a estar alimentado principalmente por recursos de carácter variable, no predecibles y no despachables.

Con el objetivo de garantizar condiciones de calidad de servicio para los consumidores, así como asegurar el suministro eléctrico, se requieren herramientas para hacer frente a brechas instantáneas entre generación y demanda, esta es la clave del papel del almacenamiento energético.

La UE considera vital la proliferación de sistemas de almacenamiento energético para la consecución de sus objetivos de energía y clima y, para ello, se está financiando la investigación e innovación, además de ocasionando cambios en la legislación de los mercados eléctricos y del transporte de bajas emisiones.

Es por tanto una realidad que el almacenamiento energético va a tener un papel muy relevante dentro del sector eléctrico en las próximas décadas, y se podrá beneficiar de una serie de ayudas económicas y de financiación, como es el “Fondo de Transición Justa” o, incluso, el “Plan de Recuperación” para el covid-19, que facilitan el desarrollo de proyectos como el planteado en este estudio de la viabilidad.

Las predicciones del PNIEC han generado cierta controversia entre los expertos, como es el caso de consultoras energéticas de renombre internacional como AFRY, que consideran que sus objetivos de generación renovable son poco realistas y que son inalcanzables considerando la estructura actual de un sistema eléctrico centralizado y dependiente de su generación base.

Por otra parte, para que las tecnologías de almacenamiento energético se desplieguen en el territorio nacional, con un nivel de competitividad aceptable, deben llevarse a cabo una serie de medidas recogidas en la Estrategia de Almacenamiento Energético del MITECO, que define una línea de acción para estas instalaciones y para futuras transformaciones del sector.

Sin embargo, y como conclusión, sí que se puede afirmar que durante la próxima década el almacenamiento energético va a tener un peso mayor, y que por tanto van a surgir multitud de proyectos en esta línea, como ya se está produciendo en otros países como Reino Unido.

El almacenamiento energético a gran escala permite almacenar energía de forma económica, y continuada en el tiempo y, además, tienen una serie de retribuciones al sistema de potencia, que contribuyen a la calidad y robustez del suministro.

Después de identificar las principales tecnologías de almacenamiento a gran escala y determinar sus ventajas e inconvenientes, se ha estudiado de manera más amplia el almacenamiento de energía mediante fluidos criogénicos, en concreto aire líquido, y la principal patente del grupo británico Highview Power: la CRYObattery.

Al estudiar la viabilidad técnica de este sistema se han analizado sus componentes, estudiando los sistemas y procesos que intervienen tanto en la carga, como en el almacenamiento y la descarga del montaje. Posteriormente, se han desglosado sus ventajas principales y características.

Finalmente, se puede concluir que debido a su bajo coste de almacenamiento, generación síncrona, degradación limitada y modulabilidad, entre otras ventajas, esta innovadora solución al problema del almacenamiento energético de gran escala es de interés y tiene grandes posibilidades de futuro, como demuestran la proliferación de estos proyectos en otros países.

El siguiente paso por tanto, ha sido llevar a cabo la parte de análisis de viabilidad de un proyecto de este tipo de forma que se han podido extraer una serie de conclusiones relacionadas con la sostenibilidad económica y financiera de un proyecto de estas características.

Para ello se ha determinado en primer lugar un emplazamiento que cumpliera con dos condiciones básicas para esta instalación: cercanía a grandes consumidores y generación renovable importante en la zona.

La existencia de núcleos poblacionales e industriales en España y de numerosas instalaciones renovables ha permitido identificar fácilmente un polígono en el que situar la instalación, que cumpliera con las condiciones planteadas. Al buscar el emplazamiento, la variedad de posibilidades es indicador de la posibilidad de que estas instalaciones escalables, modulables, sin limitaciones geográficas o de tamaño, se puedan generalizar.

Una vez identificado el polígono como el Polígono Industrial de Llanos de San Isidro, en Dueñas, Palencia, se determinan los grandes consumidores así como las instalaciones eólicas. Estos datos, unidos a un análisis pormenorizado de una posible parcela delimitada, son suficientes para considerarlos como una garantía de la viabilidad técnica de la instalación en el polígono.

En la siguiente parte se realiza el análisis económico de la instalación, que supone la mayor parte del análisis de viabilidad, y que parte de una determinada configuración de CRYObattery para las necesidades del polígono, y se compone de una primera parte de carácter teórico en la que se detalla el análisis de costes (cálculo del coste de capital y del LCOS) y de una de aplicación para el análisis de la rentabilidad de la instalación.

En esta parte se ha aplicado una metodología concreta (Lazard 6.0) para el cálculo de los flujos de caja que origina el proyecto. Para ello se definen los parámetros necesarios para caracterizar el proyecto y para los cálculos (configuración, estructura de costes, estructura de capital, impuestos)

Este análisis completo tiene en cuenta tanto la estructura de deuda que supone un proyecto de estas dimensiones, con un CAPEX total de cerca de 77,5 millones de euros, como las supuestas prestaciones fiscales que percibe en parte de su horizonte temporal y que son un resultado de las políticas climáticas comentadas anteriormente.

Se concluye por tanto que el proyecto va a generar un flujo de caja positivo en 15 de los años, con 5 años que tienen pérdidas muy reducidas debido al efecto del fin de las ayudas fiscales y los últimos pagos de la deuda, lo cual es un buen indicador de la rentabilidad financiera del mismo, y además el pago de impuestos en la totalidad del horizonte temporal supera el total de ayudas recibidas en forma de subvenciones, lo que indica que es un negocio rentable para el gobierno también.

Una vez conocidos los flujos de caja se han calculado los indicadores de rentabilidad, el VAN y el TIR, que siendo el primero de 11.344.930 € y el segundo del 9,761 % garantizan la rentabilidad del proyecto y nos indican que para los supuestos analizados, el proyecto es rentable y puede llevarse a cabo con un grado de incertidumbre relativamente bajo.

Finalmente se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad del proyecto, con un análisis de riesgos, que ha permitido identificar las variables críticas de este, determinando las posibles situaciones de inversión en relación a la situación base.

La posterior gestión de riesgos identifica como los principales una posible falta de consumidores y el aumento del coste de la energía, siendo ambos evitables a través de contratos de compraventa de energía con los principales consumidores y con las plantas renovables del entorno denominados PPA (Power Purchasing Agreement).

Si bien los riesgos analizados en el párrafo anterior pueden reducir la rentabilidad del proyecto, se considera que esta es bastante elevada en la situación base, de forma que es muy poco probable que el proyecto termine generando pérdidas, como en la situación pésima.

Esta por tanto garantizado que estos proyectos tienen una suficiente viabilidad técnica y económica para llevarse a cabo en España, teniendo en cuenta además que la tendencia política actual tiende a apoyarles y a producirles nuevas fuentes de ingresos, como pueden ser los pagos a los servicios de red que proporcionan.

El camino a la neutralidad climática y la sostenibilidad del sistema eléctrico requiere de soluciones innovadoras, inteligentes, que partiendo de tecnología ya existente y madura nos permitan resolver problemas sin costes añadidos y, como se ha tratado de demostrar sobradamente en este trabajo, la tecnología CAES y más concretamente la CRYOBattery es una instalación con futuro y que sin duda, será relevante en los próximos años.

PARTE IV:

A N E X O S

INDICE

1.	Cálculo de los Flujos de Caja	1
2.	Cuadro de Amortización de la Deuda	5
3.	Cálculo de la Relación entre el VAN y el TIR.....	6
4.	Cálculo del VAN a través de los Flujos de Caja Actualizados	7
5.	Costes Totales de Operación y EBITDA	8

1. Cálculo de los Flujos de Caja

Año	Fórmula	0	1	2	3	4
Capacidad (MW)	A		50	50	50	50
Generación Total (MWh/y)	B		157500	157500	157500	157500
LCOS (€/MWh)	C		117	117	117	117
Ingresos Totales (€)	$D=B \times C$		18.427.500 €	18.427.500 €	18.427.500 €	18.427.500 €
Coste Total de Carga	E		-8.662.500 €	-8.710.144 €	-8.758.050 €	-8.806.219 €
Costes O&M Fijos (€)	F		-1.162.500 €	-1.191.563 €	-1.221.352 €	-1.251.885 €
Costes O&M Variables (€)	G		-204.750 €	-209.869 €	-215.115 €	-220.493 €
Costes O&M Totales (€)	$H=F+G$		-1.367.250 €	-1.401.431 €	-1.436.467 €	-1.472.379 €
Costes Totales Operación	$I=H+E$		-10.029.750 €	-10.111.575 €	-10.194.517 €	-10.278.598 €
EBITDA	$J=D-I$		8.397.750 €	8.315.925 €	8.232.983 €	8.148.902 €
Deuda Pendiente al principio del periodo (€)	K		46.500.000 €	44.649.550 €	42.669.568 €	40.550.988 €
Deuda - Pago de Interés (€)	L		-3.255.000 €	-3.125.468 €	-2.986.870 €	-2.838.569 €
Deuda - Pago Principal (€)	M		-1.850.450 €	-1.979.982 €	-2.118.580 €	-2.266.881 €
Anualidad	$N=L+M$		-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €
Depreciación (7 Años-MACRS)	O		-11.074.750 €	-18.979.750 €	-13.554.750 €	-9.679.750 €
Base Imponible	$P=J+O+L$		-5.932.000 €	-13.789.293 €	-8.308.636 €	-4.369.417 €
Impuestos	$Q=P \times (\text{ratio Impuestos})$		2.372.800 €	5.515.717 €	3.323.455 €	1.747.767 €
Flujo de Caja Efectivo después de Impuestos (€)	$R=J+N+Q$	-31.000.000 €	5.665.100 €	8.726.192 €	6.450.988 €	4.791.219 €

Año	Fórmula	5	6	7	8	9
Capacidad (MW)	A	50	50	50	50	50
Generación Total (MWh/y)	B	157500	157500	157500	157500	157500
LCOS (€/MWh)	C	117	117	117	117	117
Ingresos Totales (€)	$D=B \times C$	18.427.500 €				
Coste Total de Carga	E	-8.854.653 €	-8.903.354 €	-8.952.322 €	-9.001.560 €	-9.051.068 €
Costes O&M Fijos (€)	F	-1.283.182 €	-1.315.262 €	-1.348.144 €	-1.381.847 €	-1.416.393 €
Costes O&M Variables (€)	G	-226.006 €	-231.656 €	-237.447 €	-243.383 €	-249.468 €
Costes O&M Totales (€)	$H=F+G$	-1.509.188 €	-1.546.918 €	-1.585.591 €	-1.625.231 €	-1.665.861 €
Costes Totales Operación	$I=H+E$	-10.363.841 €	-10.450.271 €	-10.537.913 €	-10.626.790 €	-10.716.930 €
EBITDA	$J=D-I$	8.063.659 €	7.977.229 €	7.889.587 €	7.800.710 €	7.710.570 €
Deuda Pendiente al principio del periodo (€)	K	38.284.107 €	35.858.545 €	33.263.193 €	30.486.166 €	27.514.748 €
Deuda - Pago de Interés (€)	L	-2.679.888 €	-2.510.098 €	-2.328.423 €	-2.134.032 €	-1.926.032 €
Deuda - Pago Principal (€)	M	-2.425.563 €	-2.595.352 €	-2.777.027 €	-2.971.418 €	-3.179.418 €
Anualidad	$N=L+M$	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €
Depreciación (7 Años-MACRS)	O	-6.920.750 €	-6.913.000 €	-6.920.750 €	-3.456.500 €	0 €
Base Imponible	$P=J+O+L$	-1.536.979 €	-1.445.870 €	-1.359.586 €	2.210.178 €	5.784.538 €
Impuestos	$Q=P \times (\text{ratio Impuestos})$	614.791 €	578.348 €	543.835 €	-884.071 €	-2.313.815 €
Flujo de Caja Efectivo después de Impuestos (€)	$R=J+N+Q$	3.573.000 €	3.450.126 €	3.327.972 €	1.811.188 €	291.305 €

Año	Fórmula	10	11	12	13	14	15
Capacidad (MW)	A	50	50	50	50	50	50
Generación Total (MWh/y)	B	157500	157500	157500	157500	157500	157500
LCOS (€/MWh)	C	117	117	117	117	117	117
Ingresos Totales (€)	$D=B \times C$	18.427.500 €					
Coste Total de Carga	E	-9.100.849 €	-9.150.904 €	-9.201.234 €	-9.251.841 €	-9.302.726 €	-9.353.891 €
Costes O&M Fijos (€)	F	-1.451.803 €	-1.488.098 €	-1.525.301 €	-1.563.433 €	-1.602.519 €	-1.642.582 €
Costes O&M Variables (€)	G	-255.705 €	-262.097 €	-268.650 €	-275.366 €	-282.250 €	-289.306 €
Costes O&M Totales (€)	$H=F+G$	-1.707.508 €	-1.750.196 €	-1.793.950 €	-1.838.799 €	-1.884.769 €	-1.931.888 €
Costes Totales Operación	$I=H+E$	-10.808.357 €	-10.901.100 €	-10.995.184 €	-11.090.640 €	-11.187.495 €	-11.285.779 €
EBITDA	$J=D-I$	7.619.143 €	7.526.400 €	7.432.316 €	7.336.860 €	7.240.005 €	7.141.721 €
Deuda Pendiente al principio del periodo (€)	K	24.335.330 €	20.933.353 €	17.293.238 €	13.398.314 €	9.230.746 €	4.771.449 €
Deuda - Pago de Interés (€)	L	-1.703.473 €	-1.465.335 €	-1.210.527 €	-937.882 €	-646.152 €	-334.001 €
Deuda - Pago Principal (€)	M	-3.401.977 €	-3.640.115 €	-3.894.923 €	-4.167.568 €	-4.459.298 €	-4.771.449 €
Anualidad	$N=L+M$	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €	-5.105.450 €
Depreciación (7 Años-MACRS)	O	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Base Imponible	$P=J+O+L$	5.915.670 €	6.061.066 €	6.221.789 €	6.398.978 €	6.593.853 €	6.807.719 €
Impuestos	$Q=P \times (\text{ratio Impuestos})$	-2.366.268 €	-2.424.426 €	-2.488.716 €	-2.559.591 €	-2.637.541 €	-2.723.088 €
Flujo de Caja Efectivo después de Impuestos (€)	$R=J+N+Q$	147.425 €	-3.476 €	-161.850 €	-328.181 €	-502.986 €	-686.817 €

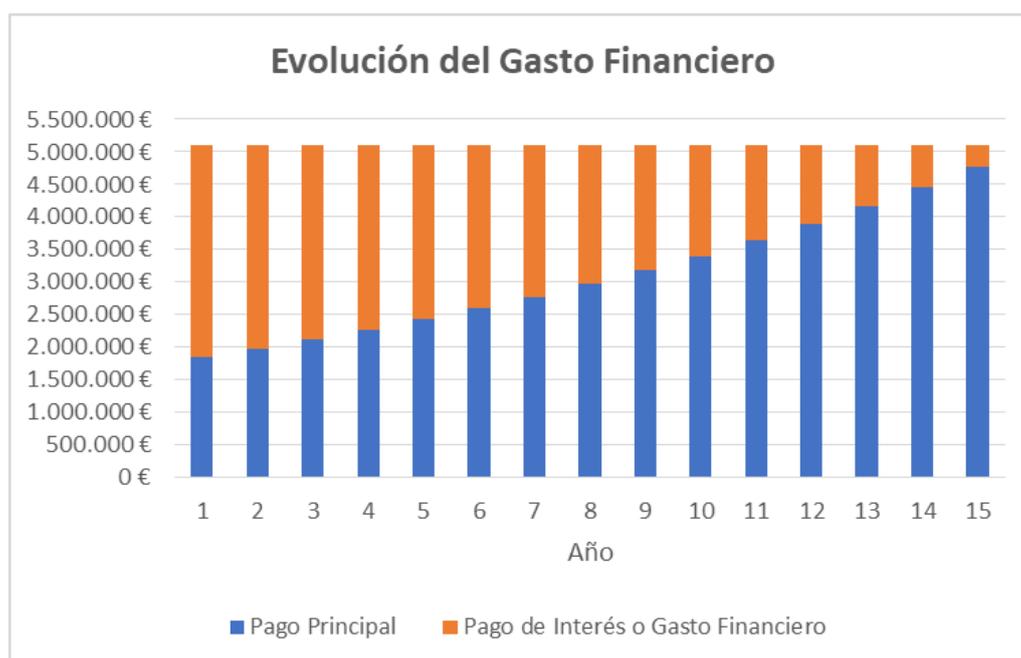
Año	Fórmula	16	17	18	19	20
Capacidad (MW)	A	50	50	50	50	50
Generación Total (MWh/y)	B	157500	157500	157500	157500	157500
LCOS (€/MWh)	C	117	117	117	117	117
Ingresos Totales (€)	$D=B \times C$	18.427.500 €				
Coste Total de Carga	E	-9.405.337 €	-9.457.067 €	-9.509.080 €	-9.561.380 €	-9.613.968 €
Costes O&M Fijos (€)	F	-1.683.647 €	-1.725.738 €	-1.768.881 €	-1.813.103 €	-1.858.431 €
Costes O&M Variables (€)	G	-296.539 €	-303.953 €	-311.551 €	-319.340 €	-327.324 €
Costes O&M Totales (€)	$H=F+G$	-1.980.186 €	-2.029.690 €	-2.080.433 €	-2.132.443 €	-2.185.754 €
Costes Totales Operación	$I=H+E$	-11.385.523 €	-11.486.757 €	-11.589.513 €	-11.693.824 €	-11.799.722 €
EBITDA	$J=D-I$	7.041.977 €	6.940.743 €	6.837.987 €	6.733.676 €	6.627.778 €
Deuda Pendiente al principio del periodo (€)	K	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda - Pago de Interés (€)	L	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda - Pago Principal (€)	M	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Anualidad	$N=L+M$	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Depreciación (7 Años-MACRS)	O	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Base Imponible	$P=J+O+L$	7.041.977 €	6.940.743 €	6.837.987 €	6.733.676 €	6.627.778 €
Impuestos	$Q=P \times (\text{ratio Impuestos})$	-2.816.791 €	-2.776.297 €	-2.735.195 €	-2.693.470 €	-2.651.111 €
Flujo de Caja Efectivo después de Impuestos (€)	$R=J+N+Q$	4.225.186 €	4.164.446 €	4.102.792 €	4.040.206 €	3.976.667 €

2. Cuadro de Amortización de la Deuda

En la siguiente tabla se presenta el cuadro de amortización de la deuda del CAPEX, que asciende a un 60 % del mismo. El método empleado es el sistema de amortización francés en el que se fija una anualidad.

Fórmula	$a = C_0 \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}}$	$A = a - I_k$	$I_k = C_{k-1} * i$	$C_k = \sum A_k$	$m_k = C_k - C_{k-1}$
Año	Anualidad	Pago Principal	Pago de Interés o Gasto Financiero	Capital Amortizado	Capital Pendiente
0					46.500.000 €
1	5.105.450 €	1.850.450 €	3.255.000 €	1.850.450 €	44.649.550 €
2	5.105.450 €	1.979.982 €	3.125.469 €	3.830.432 €	42.669.569 €
3	5.105.450 €	2.118.580 €	2.986.870 €	5.949.012 €	40.550.988 €
4	5.105.450 €	2.266.881 €	2.838.569 €	8.215.893 €	38.284.107 €
5	5.105.450 €	2.425.562 €	2.679.888 €	10.641.455 €	35.858.545 €
6	5.105.450 €	2.595.352 €	2.510.098 €	13.236.807 €	33.263.193 €
7	5.105.450 €	2.777.026 €	2.328.424 €	16.013.833 €	30.486.167 €
8	5.105.450 €	2.971.418 €	2.134.032 €	18.985.252 €	27.514.748 €
9	5.105.450 €	3.179.418 €	1.926.032 €	22.164.669 €	24.335.331 €
10	5.105.450 €	3.401.977 €	1.703.473 €	25.566.646 €	20.933.354 €
11	5.105.450 €	3.640.115 €	1.465.335 €	29.206.761 €	17.293.239 €
12	5.105.450 €	3.894.923 €	1.210.527 €	33.101.685 €	13.398.315 €
13	5.105.450 €	4.167.568 €	937.882 €	37.269.253 €	9.230.747 €
14	5.105.450 €	4.459.298 €	646.152 €	41.728.550 €	4.771.450 €
15	5.105.450 €	4.771.449 €	334.001 €	46.499.999 €	

Con la siguiente evolución del gasto financiero:

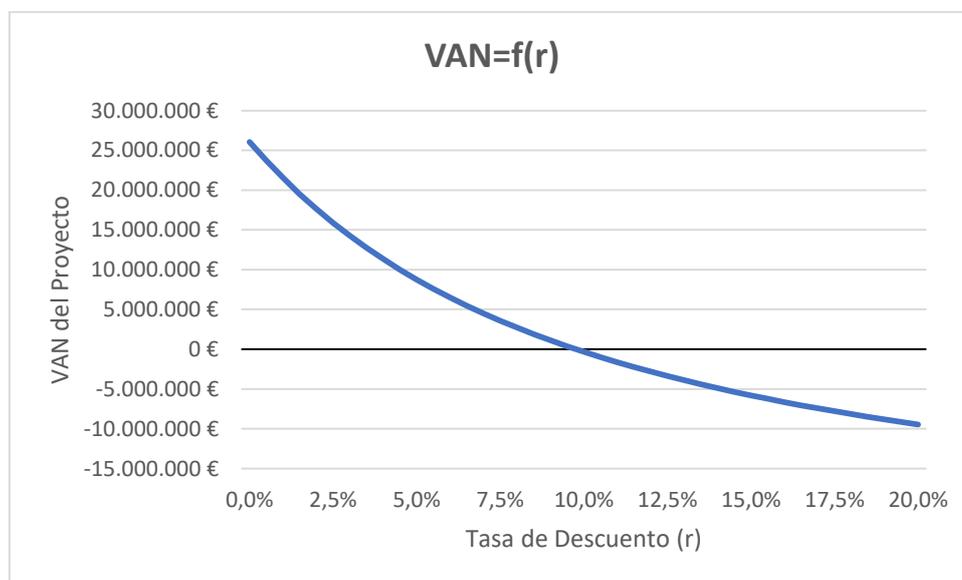


3. Cálculo de la Relación entre el VAN y el TIR

En este apartado se calcula la variación del VAN conforme se cambia la tasa de descuento o coste de oportunidad, es una forma por tanto de determinar el TIR que se define como el valor de tasa de descuento que anula el VAN.

Tasa de Descuento	VAN
0,00%	26.060.503 €
0,50%	23.716.473 €
1,00%	21.543.747 €
1,50%	19.527.031 €
2,00%	17.652.531 €
2,50%	15.907.793 €
3,00%	14.281.566 €
3,50%	12.763.679 €
4,00%	11.344.930 €
4,50%	10.016.989 €
5,00%	8.772.308 €
5,50%	7.604.041 €
6,00%	6.505.979 €
6,50%	5.472.482 €
7,00%	4.498.426 €
7,50%	3.579.151 €
8,00%	2.710.413 €
8,50%	1.888.351 €
9,00%	1.109.441 €
9,50%	370.471 €
10,00%	-331.492 €

Tasa de Descuento	VAN
10,50%	-999.128 €
11,00%	-1.634.889 €
11,50%	-2.241.017 €
12,00%	-2.819.566 €
12,50%	-3.372.420 €
13,00%	-3.901.306 €
13,50%	-4.407.811 €
14,00%	-4.893.393 €
14,50%	-5.359.393 €
15,00%	-5.807.044 €
15,50%	-6.237.486 €
16,00%	-6.651.765 €
16,50%	-7.050.850 €
17,00%	-7.435.636 €
17,50%	-7.806.950 €
18,00%	-8.165.556 €
18,50%	-8.512.164 €
19,00%	-8.847.431 €
19,50%	-9.171.966 €
20,00%	-9.486.337 €

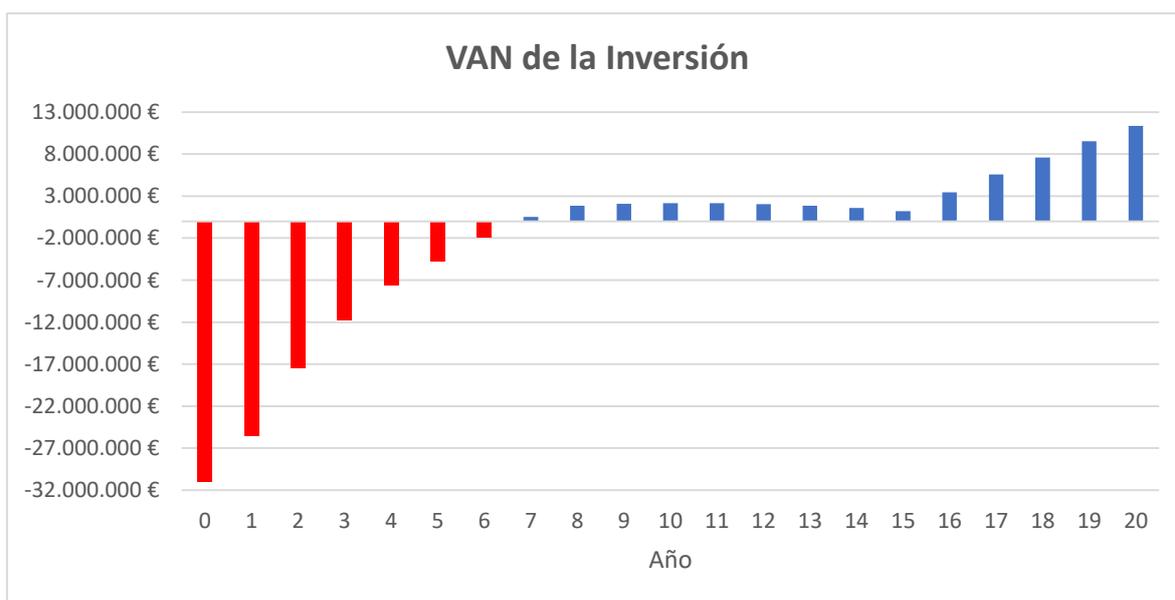


4. Cálculo del VAN a través de los Flujos de Caja Actualizados

La propia definición del VAN nos permite calcularlo como la suma del total de los flujos de caja actualizados al año de referencia, en este caso el año 0, mediante una determinada tasa de descuento, que se ha fijado en el 4 %.

El VAN acumulado año a año termina siendo en el año 20 el VAN total del proyecto.

Año	Flujo de Caja	Valor t=0	VAN acumulado
0	-31.000.000 €	-31.000.000 €	-31.000.000 €
1	5.665.100 €	5.447.212 €	-25.552.788 €
2	8.726.192 €	8.067.855 €	-17.484.933 €
3	6.450.988 €	5.734.905 €	-11.750.028 €
4	4.791.219 €	4.095.554 €	-7.654.474 €
5	3.573.000 €	2.936.746 €	-4.717.728 €
6	3.450.126 €	2.726.685 €	-1.991.043 €
7	3.327.972 €	2.528.985 €	537.942 €
8	1.811.188 €	1.323.418 €	1.861.359 €
9	291.305 €	204.667 €	2.066.026 €
10	147.425 €	99.595 €	2.165.621 €
11	-3.476 €	-2.258 €	2.163.364 €
12	-161.850 €	-101.091 €	2.062.273 €
13	-328.181 €	-197.097 €	1.865.176 €
14	-502.986 €	-290.462 €	1.574.714 €
15	-686.817 €	-381.365 €	1.193.349 €
16	4.225.186 €	2.255.861 €	3.449.210 €
17	4.164.446 €	2.137.915 €	5.587.125 €
18	4.102.792 €	2.025.254 €	7.612.379 €
19	4.040.206 €	1.917.653 €	9.530.032 €
20	3.976.667 €	1.814.899 €	11.344.930 €
VAN	11.344.930 €		



5. Costes Totales de Operación y EBITDA

Los costes totales de la CRYOBattery son crecientes en cada año, mientras que los ingresos totales se consideran constantes, lo cual produce que el EBITDA sea decreciente.

AÑO	Coste Total de Carga	Costes O\$M Totales (€)	Costes Totales Operación	Ingresos	EBITDA
1	8.662.500 €	1.367.250 €	10.029.750 €	18.427.500 €	8.397.750 €
2	8.710.144 €	1.401.431 €	10.111.575 €	18.427.500 €	8.315.925 €
3	8.758.050 €	1.436.467 €	10.194.517 €	18.427.500 €	8.232.983 €
4	8.806.219 €	1.472.379 €	10.278.598 €	18.427.500 €	8.148.902 €
5	8.854.653 €	1.509.188 €	10.363.841 €	18.427.500 €	8.063.659 €
6	8.903.354 €	1.546.918 €	10.450.271 €	18.427.500 €	7.977.229 €
7	8.952.322 €	1.585.591 €	10.537.913 €	18.427.500 €	7.889.587 €
8	9.001.560 €	1.625.231 €	10.626.790 €	18.427.500 €	7.800.710 €
9	9.051.068 €	1.665.861 €	10.716.930 €	18.427.500 €	7.710.570 €
10	9.100.849 €	1.707.508 €	10.808.357 €	18.427.500 €	7.619.143 €
11	9.150.904 €	1.750.196 €	10.901.100 €	18.427.500 €	7.526.400 €
12	9.201.234 €	1.793.950 €	10.995.184 €	18.427.500 €	7.432.316 €
13	9.251.841 €	1.838.799 €	11.090.640 €	18.427.500 €	7.336.860 €
14	9.302.726 €	1.884.769 €	11.187.495 €	18.427.500 €	7.240.005 €
15	9.353.891 €	1.931.888 €	11.285.779 €	18.427.500 €	7.141.721 €
16	9.405.337 €	1.980.186 €	11.385.523 €	18.427.500 €	7.041.977 €
17	9.457.067 €	2.029.690 €	11.486.757 €	18.427.500 €	6.940.743 €
18	9.509.080 €	2.080.433 €	11.589.513 €	18.427.500 €	6.837.987 €
19	9.561.380 €	2.132.443 €	11.693.824 €	18.427.500 €	6.733.676 €
20	9.613.968 €	2.185.754 €	11.799.722 €	18.427.500 €	6.627.778 €

