



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Diseño y estudio de viabilidad de una instalación híbrida CAES-Eólica en Pinós, Solsonès.

Autor: Gerard Martínez Fernández

Tutors: Dr. Cristian Fábrega Gallego

Dr. Mahjoub Himi Benomar

Curs acadèmic: 2019-2020

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Índice

1.	Introducción	1
2.	Objetivos	1
3.	Metodología	2
4.	Almacenamiento de energía en forma de aire comprimido	2
4.1	Sistemas de almacenamiento de energía	2
4.2	Sistemas CAES	3
4.2.1	Principio de funcionamiento	3
4.2.2	Tipologías	3
4.2.3	Antecedentes	5
4.3	Sistema propuesto	6
5.	Ubicación	6
5.1	Contexto geográfico	6
5.2	Contexto geológico	7
6.	Caracterización del domo salino	8
6.1	Gravimetría.....	9
7.	Diseño del sistema CAES	10
7.1	Requisitos	10
7.2	Ubicación.....	11
7.3	Almacenamiento térmico (TES).....	12
7.4	Dimensionamiento	14
7.4.1	Compresor y turbina	15
7.4.2	TES.....	15
7.4.3	Intercambiadores de calor	16
7.4.4	Especificaciones.....	16
8.	Diseño del parque eólico.....	16
8.1	Antecedentes	16
8.2	Determinación del potencial eólico.	17
8.2.1	Obtención de datos de viento.....	17
8.2.2	Tratamiento de los datos	17
8.3	Selección del aerogenerador.....	19
8.3.1	Selección de la altura de buje	19

8.4 Dimensionamiento	20
8.5 Productividad del parque eólico	21
9. Análisis económico	22
9.1 Análisis de costes	22
9.1.1 Sistema CAES	22
9.1.2 Parque eólico.....	23
9.2 Análisis de ingresos	25
9.2.1 Integración en el mercado eléctrico	25
9.2.2 Fuentes de ingresos.....	26
9.2.3 Balance de ingresos.....	27
9.3 Balance económico	28
9.3.1 Parque eólico.....	28
9.3.2 Instalación híbrida parque eólico-CAES	29
9.4 Valor añadido aportado por el sistema CAES.....	29
10. Conclusiones.....	30
11. Bibliografía y webgrafía.....	31
11.1 Bibliografía	31
11.2 Recursos en línea	34
12. Anexos.....	36
I Rosa de los vientos	36
II Tabla de frecuencias de viento de la estación Pinós.....	37
III Datos de los aerogeneradores analizados	37
IV Resultados producción aerogenerador.....	38
V Resultados económicos parque eólico	39
VI Resultados económicos planta híbrida	40
VII Coste de la planta CAES en función de la capacidad de la cavidad	41
VIII Ingresos mercado diario-mercado ajustes.....	42
13. Abstract	43

1. Introducción

En la actualidad uno de los mayores retos a superar por parte de la humanidad es el actual cambio climático inducido por el ser humano. La emisión de gases de efecto invernadero, así como el cambio de uso del suelo provocan un aumento de la concentración de estos gases en la atmósfera, incrementando el efecto invernadero y con ello la temperatura media global de la atmósfera. La mitigación del calentamiento global requiere de una rápida transición energética hacia el uso generalizado de fuentes de energía renovable y bajas en carbono, abandonando las fuentes energéticas con mayores emisiones provenientes de la quema de recursos fósiles.

Debido a que las tecnologías de generación renovable variable como la energía solar y la energía eólica tienen una producción fluctuante, es necesario utilizar el almacenamiento de energía para asegurar el abastecimiento energético sin depender de recursos fósiles. Existen diferentes tecnologías para el almacenamiento de energía, siendo una de ellas el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido (CAES, *compressed air energy storage*), un tipo de almacenamiento mecánico de la energía. En primer lugar, se comprime el aire atmosférico u otro gas con un compresor y es almacenado en un recinto cerrado. Cuando se requiere generar electricidad este aire es liberado y su expansión se aprovecha para mover una turbina de gas conectada a un generador eléctrico. Este sistema permite almacenar de decenas a centenares de MWh de energía, con un coste similar al del bombeo hidroeléctrico (Sprake et al., 2017).

La construcción de un sistema CAES vinculado a plantas de generación de electricidad permite poder almacenar esta energía cuando las condiciones de generación o del precio de la electricidad lo requieran. Existen varios mercados de la electricidad en los que se pueden participar, destacando los mercados de ajuste, que tienen unos precios de la energía superiores al mercado diario de la electricidad.

Entre los posibles diseños de plantas CAES se encuentra el almacenamiento de aire comprimido en cavidades subterráneas, siendo las cavidades en formaciones salinas una de las más interesantes por sus propiedades físicas y su bajo coste de construcción (Silva, 2016). En Catalunya existen formaciones evaporíticas en el subsuelo en la depresión del Ebro y por ende existe la posibilidad de implantar un sistema CAES. En esta región existen varios parques eólicos en funcionamiento y otros en fase de proyecto debido al recurso eólico presente, por lo que un parque eólico aquí es candidato para tener un sistema CAES vinculado. En este trabajo se diseña y estudia la viabilidad de una instalación híbrida compuesta por un sistema CAES y un parque eólico situada en el municipio de Pinós, Solsonès.

2. Objetivos

El objetivo de este trabajo es discernir la viabilidad de la construcción de un sistema de almacenamiento subterráneo de aire comprimido en una estructura subterránea de acumulación de sal denominada domo salino perteneciente al anticlinal de Cardona a la altura del municipio de Pinós (Solsonès). Este almacenamiento sería un complemento para gestionar la demanda de la electricidad generada por un parque eólico ubicado en la Serra de Pinós, situada en este municipio.

Objetivos específicos:

- Obtener una recopilación de datos de la tecnología CAES, sus diferentes diseños y los antecedentes de plantas de almacenamiento de esta tecnología.
- Dimensionar el sistema CAES teniendo en cuenta las limitaciones físicas y técnicas de la tecnología, las características del subsuelo y el uso previsto de la instalación.
- Realizar un tratamiento de datos de viento de la Serra de Pinós para estimar su recurso eólico, poder dimensionar los aerogeneradores y calcular la producción de electricidad.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto de parque eólico, del proyecto CAES y calcular el valor que aporta el sistema de almacenamiento al parque de aerogeneradores.

3. Metodología

Para conseguir los objetivos se ha utiliza la siguiente metodología.

- Se utiliza bibliografía de otros estudios de dimensionamiento, usando información de las características del material salino obtenida de estudios geológicos y de gravimetría.
- Los datos de viento del lugar se obtienen de una base de datos online y se tratan utilizando hojas de cálculo. La elección del aerogenerador se hace mediante la comparación de varios modelos utilizando los resultados del tratamiento de datos de viento y las especificaciones de cada uno de ellos.
- Para la evaluación económica se calculan los costes y se estudian los diferentes mecanismos de ingresos que pueden tener el parque eólico y el sistema CAES.

4. Almacenamiento de energía en forma de aire comprimido

4.1 Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de la energía puede llevarse a cabo mediante diferentes sistemas y formas: mecánica, química, térmica, electromagnética o biológica (Tabla 1). Para usos que requieran manejar grandes cantidades de energía (>100 MW) las tecnologías que dominan son de tipo mecánico, el bombeo hidráulico y los sistemas de aire comprimido, teniendo la primera más del 99% de la capacidad instalada a nivel global (Llamas et al., 2018).

Tabla 1. Comparativa de diferentes sistemas de almacenamiento de energía (Das & McCalley, 2012).

	Batteries		Flywheels	Fuel Cells	Thermal Storage	SMES	Super Capacitors	Pumped Hydro	Compressed Air
	NaS	Lead Acid							
Power Density	Good	Good	Very Good	Very Good	Excellent	Excellent	Very Good	Very Good	Very Good
Energy Density	Excellent 170 kWh/m ³	Very Good 40 kWh/m ³	Fair	Very Good	Excellent	Fair	Good	Very Good	Very Good
Life time	15 yrs	3-12 yrs	20 yrs	<20 yrs	20 yrs	>20 yrs	8-10 yrs	30 yrs	30 yrs
Recharge Time	Very Good	Good	Excellent	Fair	Very Good				Fair
Dynamic Response	ms	ms	ms	1s	mins	ms	Less than 1 min	Less than 3 min	Less than 10 min
Maintenance Cost	Moderate	High	Moderate	Low	Low	Low	High	High	Low
Environmental	Benign	Toxic	Benign	Benign	Benign	Adverse Health impact	Benign	Adverse effects	Benign
Cost/kW	\$1800	\$120	\$100 - \$300	\$4000	\$600	\$975	\$120	\$1000	\$400
Round Trip Efficiency %	89-92	75	85-90	59	Depends on Storage medium	90-95	95	70-85	70+

En este trabajo se dimensionará un almacén de aire comprimido, con unos costes y eficiencias similares a los del bombeo hidráulico y el lugar donde se instalará el parque eólico permite un almacenamiento de este tipo. Además, el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido evita algunos los problemas del bombeo, como el elevado impacto ambiental provocado por su extensión geográfica y el uso de agua en grandes cantidades.

4.2 Sistemas CAES

4.2.1 Principio de funcionamiento

Un sistema de almacenamiento de energía en forma de aire comprimido (*Compressed air energy storage, CAES*) genera y almacena aire u otro gas a alta presión en un espacio cerrado. Los componentes básicos de la planta son un compresor de aire, un recinto para almacenar el aire comprimido y una turbina para generar electricidad (Fig. 1). Para comprimir el aire se utiliza energía, normalmente en forma de electricidad, para impulsar uno o más compresores de aire. Durante la compresión se genera calor, el cual puede ser almacenado en un sistema de almacenamiento térmico o ser liberado. Se considera inviable almacenar el aire comprimido a alta temperatura, ya que se requieren de almacenes más costosos y no permite alcanzar presiones elevadas (Letcher, 2020). Cuando se requiere, el aire se extrae del recinto de almacenamiento y se expande. Durante la expansión del aire es necesario aportar calor a este aire para que la turbina funcione. Este calor lo proporciona la combustión de un combustible como el gas natural, una fuente de calor externa a la planta o se utiliza el calor que se ha generado durante etapa de compresión.

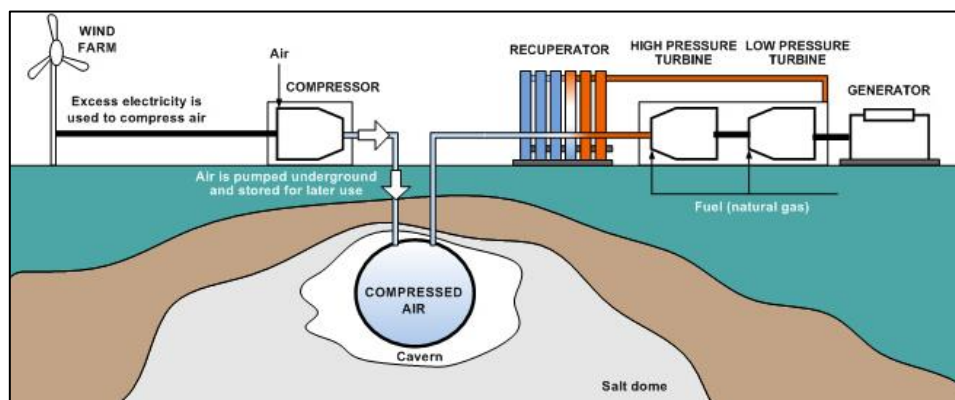


Figura 1. Esquema de una planta CAES de tipo diabático y sus componentes (San Martín et al., 2011).

4.2.2 Tipologías

Existen diferentes tipos de plantas de aire comprimido, siendo las principales diferencias entre ellos el método de gestión del calor en las etapas de compresión y descompresión, el lugar donde se almacena el aire y la variación de presión que presentan.

4.2.2.1 Lugares de almacenamiento

- **Recintos sumergidos:** En este caso el almacén del aire comprimido se sitúa bajo el agua. Este sistema tiene un menor coste que utilizar almacenamiento subterráneo y la presión hidrostática del agua permite que la presión dentro del recinto sea constante. Esto hace que los compresores y las turbinas trabajen a una potencia constante (Letcher, 2020).

- **Recintos en superficie:** Los sistemas CAES que utilizan este almacenamiento son de pequeña escala, denominándose en algunos casos Micro-CAES. Su pequeña capacidad, de menos de 10 MWh, hace que se utilice para sistemas distribuidos o aislados. El aire comprimido se almacena en tanques superficiales, como también lo hace el frío y el calor generados en las etapas de expansión y compresión del aire respectivamente. Esto permite almacenar energía en forma de aire comprimido, pero también utilizar el calor y el frío generados para incrementar la eficiencia del sistema o para otros usos como las redes industriales de frío y calor (Letcher, 2020).

- **Roca porosa:** Este tipo de almacén subterráneo utiliza rocas porosas como lutitas, calizas y arenisca. La porosidad debe ser superior al 13% y tener una capa impermeable suprayacente para ser viable su uso. A pesar de ser la opción menos costosa de todos los sistemas CAES subterráneos con un coste de unos 100 €/MWh, pueden surgir problemas relacionados con la geología local (Aghahosseini & Breyer, 2018).

- **Roca de alta dureza:** Entran en esta clasificación rocas de tipo metamórfico o ígneo como los granitos y algunas de tipo sedimentario. Las cavidades en estos materiales pueden ser minas abandonadas o de nueva construcción, teniendo un coste de unos 30.000 €/MWh si han de ser construidas. Estos precios son considerablemente superiores a otros tipos de cavidades subterráneas. Este tipo de almacén puede ser viable para lugares sin otros espacios de almacenamiento y con galerías de minas ya existentes (Letcher, 2020).

- **Cavernas de sal:** Las dos plantas CAES más importantes que se encuentran en funcionamiento en la actualidad almacenan el aire comprimido en cavidades dentro de sal en el subsuelo. La plasticidad de la sal, su baja porosidad y permeabilidad y su resistencia relativamente elevada hacen que sea un material encapsulante idóneo. Al ser dúctil la sal sella fracturas que podrían evacuar el aire de su interior, manteniendo su impermeabilidad. Estas cavernas también se utilizan frecuentemente para almacenar hidrocarburos gaseosos y líquidos en profundidad (Hidalgo, 2017). Los costes de capital de este sistema se estiman entre 1010 €/MWh (Letcher, 2020) y 1800 €/MWh (Aghahosseini & Breyer, 2018).

Para construir estas cavernas primero hay que analizar las propiedades de la sal. Para ello se requiere la obtención de testigos utilizando sondeos y que la sal sea analizada en el laboratorio utilizando ensayos geotécnicos. Para construir la cavidad hay que utilizar un pozo, inyectar agua en el subsuelo para diluir la sal y posteriormente extraer la salmuera generada. La lixiviación de la sal presenta la problemática de requerir una fuente de agua y un método de gestión de la salmuera generada. Por cada m³ de cavidad a construir mediante la lixiviación se requieren entre 7 y 9 m³ de agua, además de una continua monitorización (Rodríguez, 2014). El proceso tarda varios meses en realizarse, pudiendo tardar más de un año (Letcher, 2020). Después del vaciado se han de realizar pruebas de presión para comprobar la estanqueidad (Rodríguez, 2014).

4.2.2.2 Métodos de compresión

- **Diabático:** Las plantas de tipo diabático utilizan combustible, habitualmente gas natural, para calentar y expandir el gas previamente al turbinado. Como se utiliza combustible no es un tipo de almacenamiento puro y se considera un sistema híbrido. Las eficiencias del CAES diabático se encuentran entorno al 55%, con unos costes entre los 400 y los 1200 €/kW y una vida útil de más de 30 años (EASE, 2016a).

- **Adiabático:** Las centrales CAES adiabáticas almacenan el calor generado durante la compresión, que vuelve a ser utilizado durante la expansión del aire. Este calor puede quedar almacenado dentro del propio aire, lo cual a pesar de ser más simple es inviable, o dentro de un sistema de almacenamiento térmico de la energía, el cual puede alcanzar temperaturas de hasta 600°C. En este caso el calor se extrae después de la compresión y antes de la expansión. Existen diferentes tipos de materiales que almacenen el calor, pudiendo ser materiales sólidos, como arena, hormigón o materiales cerámicos o líquidos, como compuestos orgánicos, sales fundidas o aleaciones (Wang et al., 2017). Los costes de este sistema se estiman entre los 1200 y los 2000 €/kW y unas eficiencias que pueden superar el 70% (EASE, 2016b).

- **Isotérmico:** Este tipo de centrales hacen la compresión y la expansión del aire a temperaturas casi constantes, lo que hace que la eficiencia aumente hasta llegar al 80% y se reduzca el consumo de energía de los compresores. El calor se extrae de forma continua durante la etapa de compresión y se cede de la misma manera en la expansión. Este tipo de plantas aún se encuentran en fase de investigación y con demostraciones a pequeña escala debido a la dificultad de alcanzar estas condiciones de temperatura (Letcher, 2020).

4.2.2.3 Mantenimiento de la presión

- **Isocórica:** El volumen del recinto donde se almacena el aire comprimido se mantiene en este caso, variando la presión en su interior. Es el sistema que normalmente se aplica debido a su menor coste aun obteniéndose menores eficiencias (Budt et al., 2016).

- **Isobárica:** En este caso la presión se mantiene constante dentro del recinto de almacenamiento y varía su volumen. Como la presión se mantiene por el efecto de la presión hidrostática del agua se puede aplicar en recintos bajo el agua que varían su volumen y en cavidades subterráneas conectadas a un depósito de agua. Mantener la presión permite mantener constante el trabajo de las máquinas pero implica un diseño más complejo (Guo et al., 2019).

- **Aire líquido:** El aire en forma líquida se consigue aplicando condiciones de muy baja temperatura. Esto hace que se ocupe poco volumen para almacenar el aire pero requiere de una instalación de licuefacción del aire (Budt et al., 2016).

4.2.3 Antecedentes

Las dos plantas de CAES más importantes que se encuentran en funcionamiento son la planta de Huntorf, Alemania y la planta de McIntosh, Alabama (Tabla 2). Ambas plantas son de tipo diabático, isocóricas y almacenan aire comprimido en cavidades salinas subterráneas. Ambas se activan en unos 15 minutos y proporcionan servicios de ajuste eléctricos (Crotagino et al., 2001).

Tabla 2. Especificaciones de las plantas CAES de Huntorf y McIntosh (Crotagino et al., 2001, Zunft, 2015).

	Inauguración	Volumen de cavidad (m ³)	Presión min-max (bar)	Profundidad min-max (m)	Potencia compresor/turbina (MW)	Capacidad de generación (GWh)	Eficiencia global (%)
Huntorf	1978	310.000	43-70	650-800	60 /290	1	42
McIntosh	1991	560.000	46-75	500-730	50 /110	2,6	54

Además de estas dos plantas existen diferentes proyectos de investigación y plantas piloto de sistemas CAES. El tipo de sistema CAES que tiene mayor interés es la de tipo adiabático con almacenamiento térmico, ya que aprovecha el calor generado en la compresión del aire, no requiere combustible y su eficiencia es mayor que las plantas CAES convencionales.

Uno de estos proyectos es el proyecto ADELE-ING, continuación del proyecto ADELE, que duró de 2009 a 2016. Los costes de capital se estimaron en torno a los 1300 €/kW y su capacidad de almacenamiento estaría entre 1 y 2 GWh. Los principales retos de este proyecto eran la necesidad de una rápida y constante transferencia de calor a 600°C y una capacidad de almacenamiento elevada. Por las condiciones económicas adversas y cambiantes para la planta la investigación se ha enfocado en opciones de menor coste, como reducir el tamaño de la planta, pasar a ser diabática o utilizar como fuente de calor el *power-to-heat* (Zunft, 2015).

Otra central de tipo adiabático es el proyecto Hydrostor, una central con almacenamiento en bolsas bajo el agua situadas a 5km de la costa dentro del lago Ontario, cerca de Toronto. En 2013 empezaron las pruebas con una capacidad de 1 MW y se espera una eficiencia del 70% (Rodríguez, 2014). Esta misma empresa a finales de 2019 inauguró la primera planta de Advanced CAES en Goderich, Ontario. Esta planta es de tipo adiabático isobárica, con una potencia de turbinas de 1,75 MW y una capacidad de más de 10 MWh (Hydrostor, s.f.).

Un proyecto de central de tipo diabático es la planta CAES diabática de Norton, Ohio, que antes de ser descartada preveía utilizar una mina abandonada de piedra caliza y tener una capacidad total de almacenaje de 43,2 GWh (Rodríguez, 2014).

A finales de 2019 existían 4 plantas CAES en Estados Unidos, todas de tipo diabático y con una capacidad de generación combinada de 113,5 MW. Se espera que en los próximos años se construyan nuevas centrales CAES, siendo todas las plantas anunciadas de tecnología diferente a la diabática (Business Wire, 2019).

4.3 Sistema propuesto

Para este proyecto se utilizará un sistema CAES de tipo adiabático debido a que este tipo de instalación evita emisiones de gases de efecto invernadero al no requerir de combustible y por su mayor eficiencia. Esto requiere de intercambiadores de calor al comprimir y descomprimir el aire y un sistema de almacenamiento del calor. El dimensionamiento de la cavidad para el aire comprimido, así como el sistema de almacenamiento del calor y el resto de los componentes se expondrá en el apartado 7 de este trabajo.

5. Ubicación

5.1 Contexto geográfico

La zona de estudio corresponde a la Serra de Pinós, que atraviesa el término municipal de Pinós, Solsonès (Lleida). Este municipio se encuentra a unos 25 km al noroeste de Manresa, 18 km al sur de Solsona y a 15 km al suroeste de Cardona. La Serra de Pinós tiene una orientación NE-SW y su punto de mayor altitud se encuentra a 931 msnm (Fig. 2).

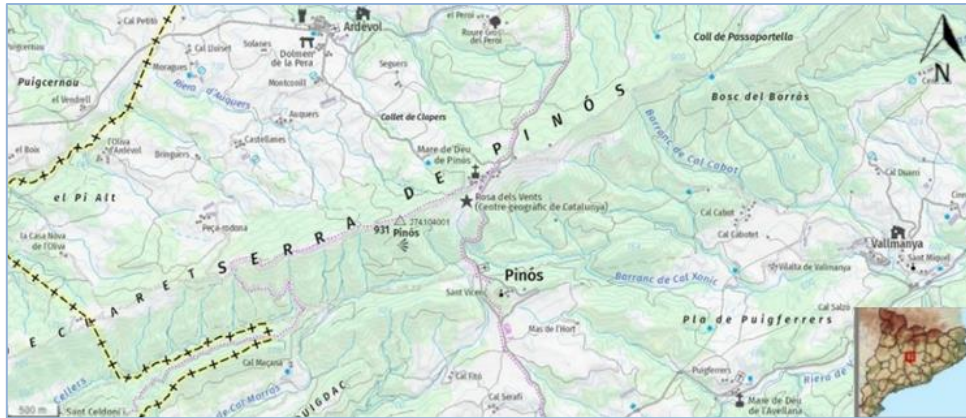


Figura 2. Mapa cartográfico de la Serra de Pinós, Solsonès (ICGC, 2019).

5.2 Contexto geológico

La Serra de Pinós se ubica en la zona central de la cuenca del Ebro en Catalunya. Esta cuenca sedimentaria es una depresión compuesta predominantemente por rocas sedimentarias formadas durante el Eoceno i el Oligoceno. Estas rocas, en su mayoría conglomerados, areniscas, lutitas y evaporitas, se formaron por la deposición en la cuenca de sedimentos provenientes de la erosión de las sierras limítrofes, con Pirineos al N, los Catalánides al SE y la Sierra Ibérica al SW (Oms y Biosca, s.f.). La cuenca del Ebro, que se extiende desde Navarra hasta Catalunya, durante el Paleógeno estaba ocupada por un mar de extensión variable que en algunos momentos conectaba con el Océano Atlántico por la zona de Bizkaia. En el eoceno superior este mar pasó a ser un mar endorreico, desconectado del mar abierto (Carreras, s.f.).

Estas sales se formaron por la evaporación del mar interior, haciendo que se concentrasen y precipitasen las sales en dos depocentros, uno en la Catalunya Central y otro en Navarra, dando lugar a la Cuenca Potásica Catalana y a la Cuenca Potásica Navarresa respectivamente. Posteriormente estas evaporitas fueron cubiertas por sedimentos terrígenos y, debido a la tectónica de orogénesis hacia finales del Paleógeno y a las propiedades mecánicas de las sales, se formaron pliegues dando lugar a anticlinales y sinclinales (Fig. 3). Después de la sedimentación de los materiales por efecto conjunto de la tectónica y de la meteorización de las rocas a lo largo del tiempo se ha modelado el relieve actual del terreno (Oms y Biosca, s.f.).

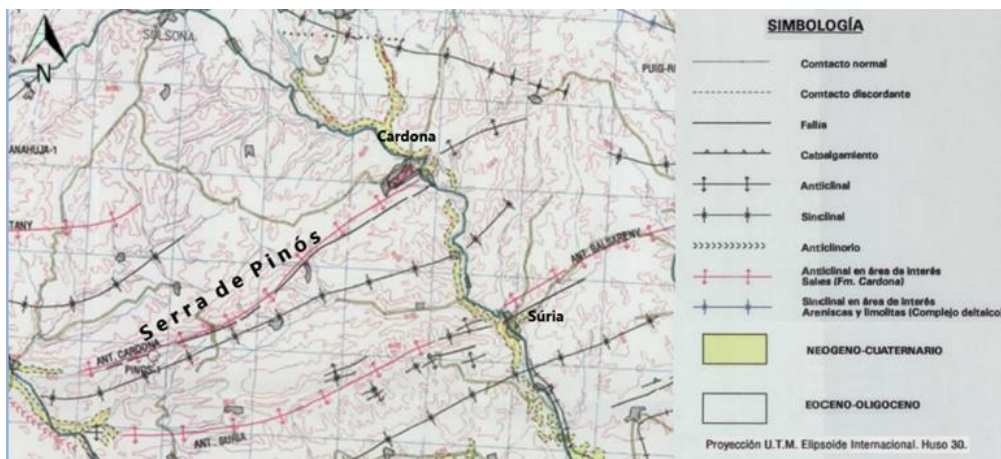


Figura 3. Mapa geoestructural de los alrededores de la Serra de Pinós (IGTE,1995).

La debilidad mecánica de las evaporitas hace que actúen como niveles de desenganche de los estratos, facilitando la formación de pliegues y cabalgamientos. Por su menor densidad que la roca circundante y su capacidad de fluir tienden a acumularse en los núcleos de los pliegues y a ascender hacia la superficie, dando lugar a domos salinos y a diapiros si la sal perfora la roca suprayacente. Un ejemplo cercano de esta estructura se encuentra en la terminación NE del anticlinal de Cardona, que ha diapirizado y las sales llegan hasta la superficie (Carreras, s.f).

La Serra de Pinós es un anticlinal cabalgante que corresponde a la continuación del anticlinal de Cardona, llamándose el conjunto “anticlinal de Cardona-Pinós” (Ramirez, 1996). En superficie los materiales presentes en la Serra de Pinós son yesos, margas, lutitas, areniscas y calcáreas del Eoceno y del Oligoceno, posteriores a la sedimentación de las evaporitas (Fig. 4).

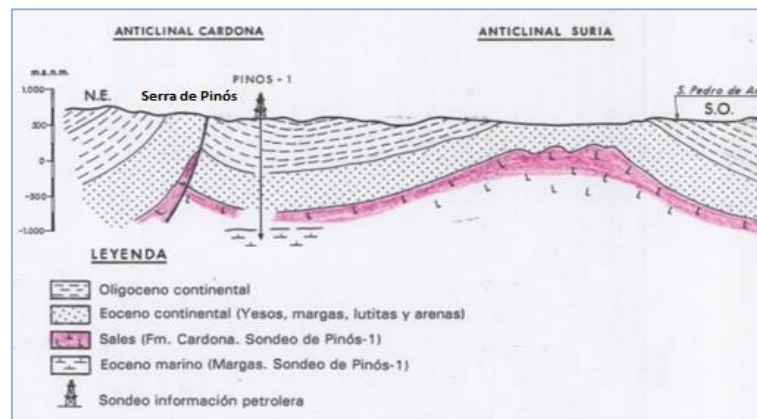


Figura 4. Corte geológico de los anticlinales Cardona y Súrria a la altura del sondeo Pinós-1 (ITGE, 1995).

Las litologías salinas de esta cuenca corresponden a la Formación Salina de Cardona. Esta formación se divide en varios estratos de diferentes minerales evaporíticos como la carnalita, la silvinita, la halita y el yeso resultado del su proceso de génesis (Cendón, 1999). Dentro de estos materiales se encuentra una unidad de halita, conocida como sal de muro o sal vieja, de unos 130 a 200 m de espesor (ITGE, 1995). En las zonas de anticlinal, debido a la tectónica y al proceso de diapirismo de las sales, el espesor de esta formación salina puede superar los 1000 m.

Esta sal de muro se encuentra en forma de intercalaciones de bandas irregulares de halita más pura con otras de halita oscurecida con lutitas y sulfatos dispersos, aumentando su definición y la cantidad de bandas con lutita y sulfatos a medida que se asciende en la unidad (Cendón, 1999). En general se considera que tiene una pureza alta (ITGE, 1995).

6. Caracterización del domo salino

La información de los sondeos locales como el sondeo Pinós-1 y los cortes geológicos del anticlinal Cardona-Pinós permiten estimar la ubicación y el tamaño del domo salino del anticlinal. Esta estimación no es suficiente para poder determinar la mejor ubicación para realizar la cavidad salina del sistema CAES. Para conocer con mayor detalle la distribución espacial de las estructuras de sal en el subsuelo se pueden utilizar diferentes sistemas de exploración geofísica. Estos permiten predecir la distribución de materiales en el subsuelo a partir de la medición en superficie diferentes parámetros físicos y su posterior análisis.

Existen diferentes métodos de exploración geofísica utilizando sísmica, electricidad, magnetismo o gravedad. Para este caso una técnica adecuada para obtener información es la gravimetría.

6.1 Gravimetría

La gravimetría trabaja midiendo los valores de gravedad en diferentes puntos de la superficie terrestre. El aparato que mide la gravedad se llama gravímetro y puede medir el valor absoluto o la variación de la aceleración en un lugar determinado. La fuerza de gravedad es directamente proporcional a las dos masas que se atraen y por lo tanto también de sus densidades. La gravedad de un lugar viene influenciada por varios factores, como la altura topográfica, el espesor de la corteza, entre otros. Cada uno de estos factores se pueden cuantificar, permitiendo obtener una anomalía de gravedad que permita detectar variaciones laterales de densidades en el subsuelo (Fig. 5) a partir de los datos obtenidos de una malla de gravímetros.

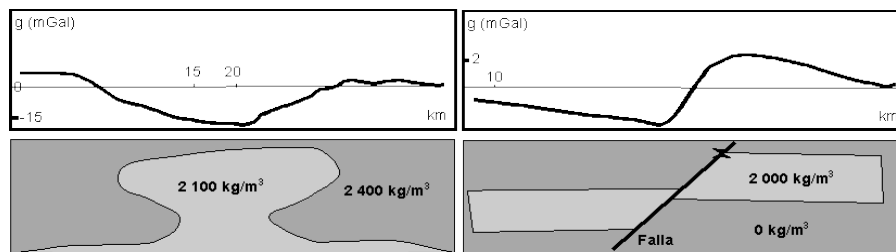


Figura 5. Variación de los valores de gravedad en relación con las estructuras en profundidad (UniKiel, s.f.).

Conociendo la presencia de acumulaciones de sal en el subsuelo y la detección de anomalías de gravedad negativas se puede estimar la localización y volumen de estos cuerpos de sal.

A falta de información más detallada de la gravimetría local en Pinós se utiliza la información proporcionada por trabajos de gravimetría existentes en la zona para ayudar a definir las ubicaciones más idóneas para la cavidad de CAES.

A escala de Catalunya existe el Mapa gravimétrico de Catalunya 1:500.000 realizado por el Dr. Albert Casas y Mateu Morillas Torné (Fig. 6). En este mapa se observan tres anomalías gravimétricas negativas situadas en Cardona, La Molsosa y Santa María d'Oló, todas ellas reflejando la presencia en el subsuelo de estructuras de diapiro y domos salinos (Costa, 2010).

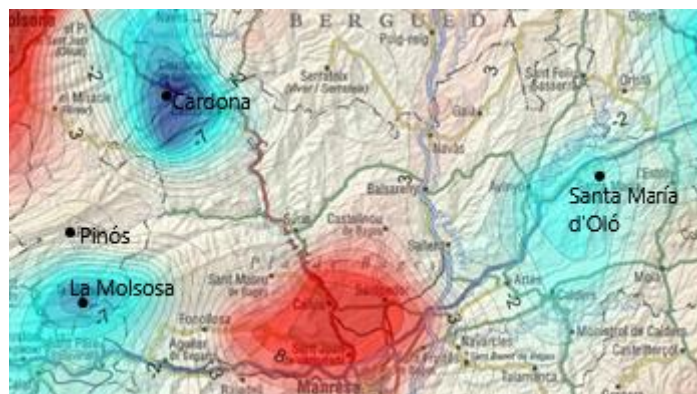


Figura 6. Mapa de anomalía gravimétrica residual obtenida en la zona del Bages (Costa, 2010).

En las proximidades de la zona de estudio destaca el trabajo realizado por Pinto et al. en 2002 sobre la modelización gravimétrica en 3D del diapiro de Cardona. En este trabajo se realizó un modelo 3D del diapiro a partir de la anomalía residual de Bouger obtenida de los datos registrados por 320 estaciones gravimétricas y la aplicación de correcciones regionales y topográficas. El trabajo destaca que la anomalía residual negativa perteneciente al diapiro continúa siguiendo el anticlinal de Cardona-Pinós hacia el SW.

Para comprobar si el lugar seleccionado para construir la cavidad salina es adecuado sería necesario realizar una campaña de gravimetría local para poder detectar anomalías gravimétricas que confirmen la presencia y la ubicación de un cuerpo de sal en profundidad.

A partir de la información geológica obtenida a través de los sondeos, los cortes geológicos y los datos de anomalías gravimétricas se puede afirmar que los lugares cercanos a Pinós con mayor interés para ubicar la cavidad del sistema CAES son la continuación hacia SW del domo del anticlinal de Cardona-Pinós y en los alrededores de La Molsosa.

7. Diseño del sistema CAES

7.1 Requisitos

- **Geometría:** Las cavernas de este tipo son, en general, de morfología cilíndrica vertical. La técnica de disolución de la sal para crear las cavidades de esta geometría está bien desarrollada, pero para cavidades horizontales aún requiere perfeccionamiento (Duhan, 2018). El diámetro máximo suele encontrarse alrededor de 60 m en las cavidades existentes. La relación entre la altura y el diámetro no debe ser superior a 5 (Silva, 2016) y tampoco se recomienda que sea menor que 1 para asegurar la estabilidad del techo (Duhan, 2018).

- **Profundidad:** Por motivos de seguridad, de estabilidad de la caverna y de las presiones que se alcanzan dentro de la cavidad existe un rango de profundidades en las que se considera viable su uso. Este rango se encuentra entre los 300 y los 1500 metros (Silva, 2016), situándose las profundidades de cavidades ya existentes entre los 500 y los 800 metros (EASE, 2016a). La profundidad tiene impacto en las presiones que se llegan a alcanzar en su interior, pero el coste de construirlas es relativamente independiente de su profundidad (Fertig & Apt, 2011).

- **Presión:** Las presiones habituales que se llegan a alcanzar dentro de una cavidad de este tipo rondan entre los 50 y 70 bar (Zunft, 2015). En algunos casos puede llegar a 100 bar o más, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre (EASE, 2016a).

Dentro de la cavidad debe mantenerse una presión dentro de unos valores límite para asegurar su estabilidad. El límite inferior se aplica para evitar que la presión litostática haga que la cavidad se cierre y se cuantifica en unos 6,41 kPa/m (Fertig & Apt, 2011). El límite superior es de 16 kPa/m y no se llega a superar para evitar que la presión del aire haga demasiada fuerza hacia arriba al encaje del entubado del pozo. Durante la descompresión se recomienda no superar una ratio de descompresión de 15 kPa/h (Silva, 2016).

Las presiones máxima y mínima que se alcanzan dentro de la cavidad determinan la energía que se puede almacenar dentro de la misma en forma de aire comprimido. Mayores presiones permiten que mayor cantidad de aire entre en ellas hasta alcanzar la presión máxima permitida, permitiendo así almacenar una mayor cantidad de energía en forma de aire comprimido.

- **Temperatura:** Para asegurar la estabilidad de la sal en el interior de la cavidad no se pueden alcanzar temperaturas superiores a los 80°C (Silva, 2016), situándose la temperatura óptima entre los 20°C y 40°C (Rouindej et al., 2019).

- **Falla:** Se estima en 200 m la distancia que debe existir entre la cavidad y una falla cercana. Otra aproximación permite situar la cavidad a una distancia del doble de su diámetro (Silva, 2016).

- **Espesor sal:** Por encima de la cavidad subterránea y alrededor de la misma debe existir un espesor mínimo de la litología salina para asegurar su estabilidad y evitar que pueda colapsar. Por ello se estima en un mínimo de 150 m el espesor sobre la cavidad que debe existir y en las paredes éste debe de ser como mínimo 3 veces el diámetro de la cavidad (Silva, 2016).

- **Impurezas en la sal y estratos no salinos:** Para conocer con detalle las impurezas y estratificación en el lugar donde se realizará la cavidad es necesario realizar un detallado estudio ya que ello tiene un gran impacto durante la lixiviación de la cavidad y en su estabilidad posterior (Silva, 2016). Si hay estratos no salinos que intersecan la cavidad en las paredes se generan zonas con diferente comportamiento físico y dependiendo de su grosor y ubicación pueden ser lugares de potenciales desprendimientos por deslizamiento (Duhan, 2018).

Después de la construcción de la cavidad para comprobar su integridad y la variación de forma que ha podido sufrir es necesario un seguimiento del estado de la misma utilizando técnicas geofísicas o mediciones laser (Silva, 2016).

7.2 Ubicación

Para obtener un grosor de sal importante y disponer del espacio suficiente para poder construir la cavidad de sal es conveniente realizarla en un lugar donde se acumule mayor cantidad de esta, como es el domo del centro del anticlinal de Cardona-Pinós. El sondeo de Pinós-1, que se sitúa al lado del domo, indica un espesor de la halita en esa ubicación de 81 m, insuficiente para la cavidad, además de situarse a una profundidad demasiado alta de 1422 m. Según el corte geológico a la altura de Pinós (Fig. 4) allí el espesor es mayor pero la falla se encuentra a poca distancia y hay poca extensión horizontal.

En cambio, en el corte realizado a la altura de la masía de Torrecassana (Fig. 7), situada a 7 km al NE del núcleo urbano de Pinós y sobre el anticlinal de Cardona-Pinós, se observa que tanto el espesor vertical como la extensión es mayor. Hay que tratar estos datos con cautela debido al error que puede existir en los cortes geológicos. Otra fuente de datos para escoger la ubicación son los datos de la gravimetría regional, en los que se observa que Torrecassana se encuentra próxima a la zona de anomalía negativa de Cardona y siguiendo la continuación hacia SW del domo del anticlinal de Cardona-Pinós (Pinto et al., 2002). Esto ayuda a confirmar que en esta ubicación existe una mayor potencia de sal y hay mayor espacio disponible para la cavidad de almacenamiento.

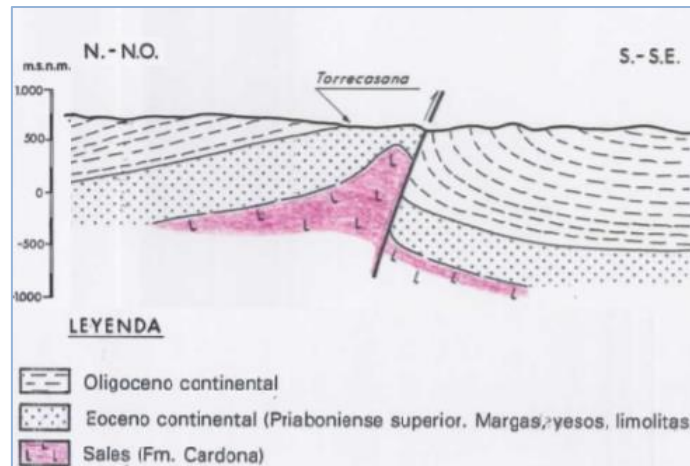


Figura 7. Corte geológico a la altura de Torrecassana, Pinós (ITGE, 1995).

Respecto a las temperaturas en profundidad el gradiente geotérmico local se encuentra entorno a los 37 mK/m de profundidad (ICGC, 2012). Con ello se alcanzarían los 80°C entorno a los 1800 metros de profundidad, permitiendo el desarrollo del proyecto sin problemas hasta esta profundidad.

Otro factor que favorece ubicar el proyecto en Torrecassana es que se encuentra cerca de lugar donde se proyecta ubicar el parque eólico en la Serra de Pinós y también de la línea eléctrica de evacuación del parque a la red (ver apartado 8.4).

Aun faltando datos con mayor detalle se considera que la información analizada permite una buena aproximación para encontrar un lugar adecuado para la cavidad y por lo tanto se decide diseñar la cavidad en el domo salino a la altura de Torrecassana (Fig. 13). Una localización alternativa sería el centro del anticlinal de Súrria a la altura de La Molsosa (Fig. 6), ubicada al sur de Pinós y a una distancia similar a la de Torrecassana. Con los cortes geológicos se observa un grosor del cuerpo de sal de varios centenares de metros y con la anomalía gravimétrica negativa centrada en este lugar también se considera una ubicación viable, a pesar de encontrarse más lejos de la línea de evacuación eléctrica y del parque eólico.

7.3 Almacenamiento térmico (TES)

Como la instalación CAES a dimensionar es de tipo adiabático con almacenamiento térmico es necesario discernir cuál de los posibles diseños es el más viable.

Como se ha explicado anteriormente, a mayor profundidad de la cavidad mayores presiones de almacenamiento se pueden alcanzar, incrementando la densidad energética del almacenamiento. No obstante, al comprimir el aire a mayor presión se alcanzan mayores temperaturas. Para evitar que la temperatura sea excesivamente alta y poder alcanzar mayores presiones es necesario utilizar varios compresores en serie en un tren de compresión. De forma similar para evitar temperaturas muy altas en la turbina se utiliza un tren de expansión de varias turbinas en serie. Las temperaturas que se alcanza en estos procesos de compresión y expansión son menores que utilizando una sola máquina, haciendo necesario el uso de un sistema de almacenamiento de energía térmica de media o baja temperatura (Tabla 3).

Tabla 3. Características de los diferentes tipos de TES aplicados para sistemas CAES (Budt et al., 2016).

Sistema de almacenamiento térmico (TES)	Rango de temperaturas TES (°C)	Presión máxima (bar)	Temperatura máxima en compresor/turbina (°C)	Etapas compresión/expansión	Tiempo activación planta CAES (min)
Alta temperatura	> 400	65	580	1	10-15
Media temperatura	200-400	150	380	2	10-15
Baja temperatura	<200	200	130-200	3-5	5

Por las altas temperaturas que se alcanzan con el TES de alta temperatura se requieren compresores y turbinas avanzados que aún se encuentran en fase de desarrollo. Actualmente estos componentes suelen operar en temperaturas de hasta 400°C, pudiendo alcanzar los 600°C en maquinaria avanzada (Hämmerle et al., 2017).

A medida que se incrementan las etapas de compresión y de expansión del aire también aumenta la eficiencia del trabajo de estas máquinas y disminuyen las pérdidas de calor aunque se reduce, en menor grado, la capacidad de generación de las turbinas (Martín, 2018). La eficiencia global de la instalación A-CAES aumenta con la temperatura del sistema de almacenamiento térmico, situándose en valores que alcanzan el 70% con TES de alta temperatura y bajando hasta el 55-60% con TES de baja temperatura (Budt et al., 2016).

Para comprobar el alcance de estas consideraciones se puede realizar un cálculo con la variable de la temperatura de almacenamiento térmico y la presión máxima alcanzable (Tabla 4). Se observa que con una cavidad del tamaño de la planta de Huntorf y un caudal de entrada y salida de aire de 35 y 20 kg/s respectivamente la mayor densidad energética se alcanza con almacenamiento de media temperatura, ya que se logran alcanzar mayores presiones y la eficiencia se mantiene en el rango del 65%. El almacenamiento de baja temperatura también obtiene buenos resultados a pesar de la menor eficiencia de la instalación y del mayor espacio que requiere este sistema de TES.

Tabla 4. Desglose de resultados con tres tipos de sistemas de almacenamiento térmico usados en una cavidad con las dimensiones de la situada en la planta CAES de Huntorf.

	Eficiencia planta (%)	Presión min (bar)	Presión max (bar)	Capacidad (MWh)	Densidad energética (kWh/m ³)
HT TES	70	46	65	416,54	3,09
MT TES	65	46	97	1038,22	7,69
LT TES	60	46	97	958,35	7,1

A menor temperatura de almacenamiento térmico los componentes de la planta CAES como las turbinas y los compresores requieren menos tiempo para poder entrar en funcionamiento, ya que alcanzan más rápidamente la temperatura óptima de funcionamiento. Manteniendo la temperatura de funcionamiento de las turbinas y regulando el flujo de aire presurizado se puede ajustar fácilmente la potencia eléctrica que generan. Poder iniciar la actividad de la planta más rápido habilita poder participar de más formas en el mercado eléctrico como los mercados de ajuste, permitiendo acceder a más fuentes de ingresos (Wolf & Budt, 2014).

Menores temperaturas del sistema de almacenamiento térmico también permiten controlar mayor el proceso de transporte de calor debido a que a esas temperaturas se pueden utilizar bombas que hagan circular el fluido caloportador. Por estos motivos se opta por dimensionar la instalación con un almacenamiento térmico de baja temperatura. El fluido que se suele utilizar es agua presurizada o aceites con un reservorio caliente y un reservorio frío a temperatura ambiente (Fig. 8) (Thomasson et al., 2017).

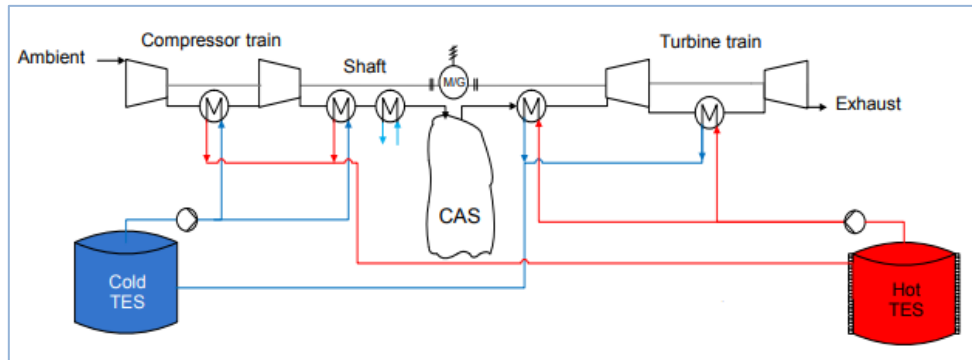


Figura 8. Esquema simplificado del sistema LTA-CAES propuesto (Thomasson et al., 2017).

7.4 Dimensionamiento

Para determinar las dimensiones y los parámetros límite de la caverna se tienen en cuenta las restricciones anteriormente descritas y el ejemplo de las cavidades ya existentes utilizadas en plantas CAES como la de Huntorf y la de McIntosh. Se opta por dimensionar la cavidad para que almacene una cantidad de energía acorde con los volúmenes de energía utilizados en los mercados de ajuste del sistema eléctrico peninsular (los detalles de este aspecto se analizan en el apartado 9.2.2.2). El conjunto de sistemas de ajuste activados consecutivamente tiene una duración de hasta 6,25 horas aproximadamente, por lo que se eligen 6 horas de capacidad de almacenamiento para el sistema CAES. La energía utilizada en estos mercados provendría de la electricidad generada por los aerogeneradores durante las horas con menores precios de venta de la electricidad a la red. Esta electricidad se utiliza para comprimir aire y posteriormente este aire es turbinado para generar electricidad para los mercados de ajuste.

Se opta por realizar una cavidad entre los 800 y 870 metros de profundidad con un diámetro de unos 17,5 metros, resultando en una cavidad de 16500 m³ de volumen.

Se consideran las siguientes eficiencias en los diferentes componentes de la planta:

Tabla 5. Desglose de las eficiencias de los componentes de la planta CAES.

Componente	Eficiencia (%)	Valores de referencia
Compresor	85	85 (Hämmerle et al., 2017) 80 (Mason & Archer, 2012)
TES	85	98 (Hämmerle et al., 2017) 75-85 (Thomasson, 2016)
Turbina	85	85 (Thomasson, 2016)
Generador	97	97 (Hämmerle et al., 2017)
GLOBAL	60	42-70 (Silva, 2016) 59 (Thomasson, 2016)

7.4.1 Compresor y turbina

Otro aspecto que considerar es la potencia de los trenes de compresión y de expansión. Mayores potencias de estos componentes implican mayor capacidad para generar electricidad o comprimir el aire, pero también mayores costes de inversión y mantenimiento. Este aumento de precio sigue una tendencia prácticamente lineal respecto a la capacidad del tren de turbinas, cuantificándose el coste marginal del compresor en torno a 220 €/kW y de la turbina en 185 €/kW (Huang et al., 2017). Mayores potencias de la turbina y de compresor implican mayores tiempos de retorno de la inversión, siendo óptima una potencia de turbina igual a la máxima potencia demandada por la red (Das & McCalley 2012).

Como la instalación CAES va acoplada al parque eólico y la electricidad que utilizarían los compresores provendría de este parque es necesario conocer la potencia instalada de aerogeneradores para no sobredimensionar el tren de compresión. Por lo tanto, la potencia del compresor sería igual o inferior a la potencia total del parque eólico. Tomando como referencia los dos proyectos que existen de parque eólico en la Serra de Pinós se hace una primera estimación de 50 MW de potencia total instalada del conjunto de aerogeneradores. Con esta cifra se decide dimensionar el tren de compresión para que tenga una potencia de 45 MW.

Para dimensionar el tren de expansión se puede tomar la aproximación utilizada por Thomasson en 2016 para tener las mismas horas de carga y descarga. Con 16.500 m³ de cavidad a unos 128 bar de presión máxima y unos 56 bar de presión de salida la masa de aire disponible para expandir sería de 1.389 toneladas. Con un caudal masico del tren de compresión de 63 kg/s la cavidad tardaría en cargarse 6 horas. Para mantener esas 6 horas teniendo en cuenta la eficiencia del sistema del 60% la potencia del tren de expansión sería de 27 MW con un flujo de descarga de 63 kg/s. Un estudio de un sistema CAES vinculado a un parque eólico (Mauch et al., 2012) sitúa la potencia del tren de expansión óptima en un 45% de la potencia eólica instalada, por lo que este caso se acercaría a esa ratio.

Con el tren de expansión de 27 MW trabajando 6 horas la capacidad de la planta CAES se situaría en 162 MWh. Dividiendo esa energía por el volumen de la cavidad se obtiene una densidad energética de 9,8 kWh/m³.

Para mantener las turbinas funcionando a su potencia nominal y mantener su eficiencia de diseño se coloca una válvula reguladora (*throttle valve*) que mantiene constante la presión de salida del aire que sale de la cavidad subterránea y entra en la primera turbina del tren de expansión. Aunque este componente produce pérdidas energéticas, su eficiencia es del 98% (Mason & Archer, 2012), a la vez se mejora la eficiencia de las turbinas (Thomasson, 2016).

7.4.2 TES

Para dimensionar el almacenamiento térmico de la instalación también se utiliza como referente el trabajo realizado por Thomasson en 2016. La capacidad del almacenamiento térmico debe ser igual que el calor necesario para realizar una expansión del aire desde la presión máxima de la cavidad hasta la mínima. El aceite térmico elegido es el Therminol VP1 u otro con similares propiedades, con una temperatura de trabajo entre los 20 y 200°C. No se elige agua presurizada por problemas con la menor flexibilidad que proporciona al TES (Thomasson, 2016).

Con un flujo de aceite térmico igual al 60% del flujo de aire que atraviesa los compresores y turbinas el volumen total de aceite necesario es de 0,799 toneladas (37 kg/s *3600s *6h). Con una densidad de 913 kg/m³ a 200°C (Eastman, 2019) el volumen que ocuparían esa cantidad de aceite sería de 875 m³. A 20°C con una densidad de 1060 kg/m³ el almacén de baja temperatura sería de 754 m³.

7.4.3 Intercambiadores de calor

En este trabajo no se entra en el detalle del dimensionamiento de los intercambiadores de calor. Según la literatura para los LTES aplicados para A-CAES se utilizan varios intercambiadores de calor, que pueden situarse en paralelo si el flujo de aire es elevado. Cuando los flujos de aire no son muy elevados, como en este caso, se utilizan varios intercambiadores en serie. Los intercambiadores utilizados son de carcasa y tubos, que consisten en un conjunto de tuberías por las que circula el aire presurizado y en una carcasa donde fluye el líquido caloportador. Los tubos pueden contabilizarse en varios centenares o miles de unidades (Thomasson, 2016).

7.4.4 Especificaciones

En la siguiente tabla se detallan las especificaciones del sistema LTA-CAES propuesto.

Tabla 6. Especificaciones del sistema LTA-CAES.

Parámetro	Diseño propuesto
Diámetro cavidad	17,5 m
Profundidades techo - base cavidad	800 m – 870 m
Volumen	16.500 m ³
Presión mínima y máxima	56 bar – 128 bar
Eficiencia instalación global	60 %
Potencia tren compresión	45 MW
Potencia tren expansión	27 MW
Tiempo carga/descarga	6 h
Capacidad almacenamiento	162 MWh
Densidad	9,8 kWh/m ³

8. Diseño del parque eólico

8.1 Antecedentes

En mayo de 2005 la compañía ENDESA Cogeneración y Renovables S.A.U. presentó el proyecto del Parque Eólico “Pinós” y el correspondiente estudio de impacto ambiental al Ayuntamiento de Pinós. El parque eólico propuesto constaba de 42 aerogeneradores del modelo Gamesa G-58 de 0,85 MW de potencia nominal, siendo de 35,7 MW la potencia total instalada. Después de obtener una resolución positiva de la declaración de impacto ambiental, la autorización administrativa y presentar una propuesta de convenio al Ayuntamiento sobre las compensaciones y otros acuerdos entre la empresa y el consistorio se realiza una votación en la Comisión de Reunión Informativa, donde la mayoría de los asistentes rechaza el resultado de las negociaciones. Por ese motivo el Ayuntamiento rechaza otorgar el permiso de obras y el proyecto no continua adelante (CentreCat, 2007).

En abril de 2020 la empresa Eòlica Alta Anoia S.L. presenta el anteproyecto del parque eólico “Serra de Pinós” a la Ponència d’energies renovables para analizar la viabilidad del proyecto y determinar el nivel de detalle y amplitud del estudio de impacto ambiental a realizar. En este anteproyecto el parque eólico consta de 11 aerogeneradores del modelo N155-H120-4,5 MW de la marca Nordex-Acciona Windpower con una potencia instalada de 49,5 MW (Cirera, 2020).

8.2 Determinación del potencial eólico.

8.2.1 Obtención de datos de viento

En este caso se han utilizado los datos de la estación Pinós, que pertenece a la Xarxa de Estacions Meteorològiques Automàtiques (XEMA) del Servei Meteorològic de Catalunya. Esta estación meteorológica, situada a una altitud de 659 msnm en el municipio de Pinós, ha registrado datos sobre la dirección y velocidad del viento a 6 metros de altura des de octubre de 2009 en intervalos de una hora (ver anexos I y II). Se ha elegido esta estación por la proximidad a la Serra de Pinós y por la falta de fuentes de datos de viento alternativas. El tratamiento de esta información permite obtener una distribución de probabilidad de la velocidad del viento a 6 metros (Distribución de Weibull) y posteriormente la distribución de velocidades a otras alturas.

8.2.2 Tratamiento de los datos

Con los datos de viento a 6 metros de altura se realiza una agrupación de frecuencias de viento en varias clases de 1m/s de amplitud desde el rango de 0 a 1 m/s hasta el rango 11 a 12 m/s, rango en el cual se encuentra la velocidad máxima registrada (Fig. 9). Con la frecuencia relativa acumulada (menor o igual) y el límite superior del intervalo de la clase se realiza una regresión lineal y con los parámetros de la recta resultante se obtienen los parámetros k y c , que sirven para obtener una distribución de Weibull de densidad de probabilidad, una función que se ajusta en gran medida a las distribuciones reales de las velocidades de viento. Para este caso los factores k y c encontrados han sido 1,53 y 2,58 respectivamente. Gráficamente se observa que el histograma de frecuencias de velocidad registrada y la curva de la distribución de Weibull encajan, aunque se detecta una sobrerrepresentación de las velocidades de viento más bajas.

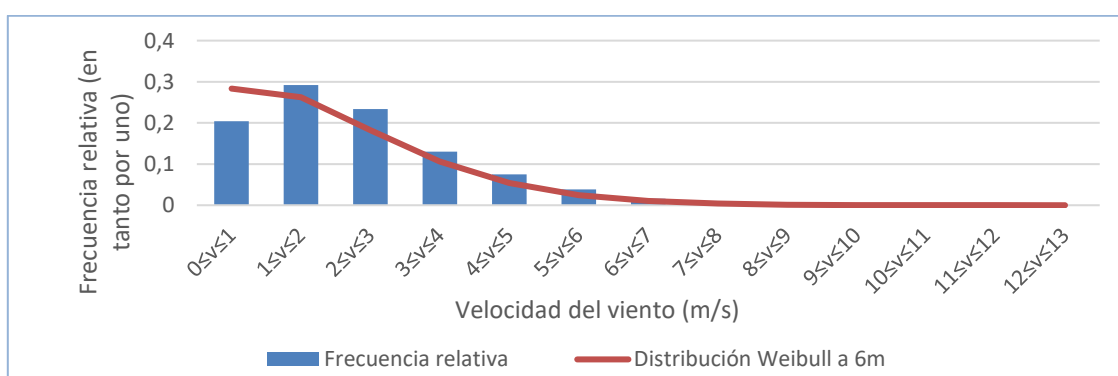


Figura 9. Gráfico con la frecuencia relativa de las velocidades de viento a 6 m de altura en la estación Pinós de la XEMA del SMC desde el 14 de octubre de 2009 hasta el 27 de marzo de 2020 y la distribución de Weibull a 6 metros de altura obtenida a partir de estos datos.

Con los factores k y c se pueden encontrar varios indicadores que pueden ser útiles para conocer con más precisión las características del viento de la zona como es la velocidad media anual ($\langle V \rangle$), que será útil para elegir un aerogenerador idóneo.

Aplicando una corrección por altura a los factores k y c se puede obtener el valor de cada uno de ellos (k' y c') a diferentes alturas (z').

$$k' = k \left(\frac{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z'}{10} \right)} \right) \quad c' = c \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \quad \beta = \frac{0.37 - 0.088 \ln c}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

Con estos nuevos factores se puede obtener la velocidad media anual para cada una de dichas elevaciones (Fig. 10)

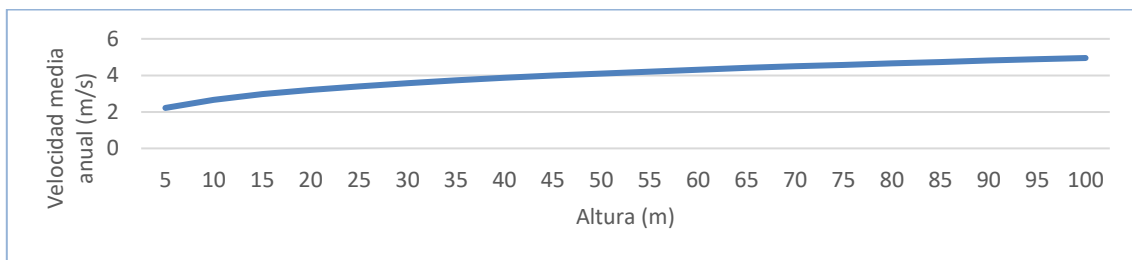


Figura 10. Variación de la velocidad media ($\langle V \rangle$) con la altura a partir de la distribución de Weibull de probabilidades de viento en la Serra de Pinós.

Con los datos de velocidad media anual a varias alturas se pueden filtrar los modelos de aerogeneradores para obtener un modelo con unas características idóneas. Las turbinas eólicas se clasifican mediante la clase IEC, que consta de 4 clases (I, II, III y S) (Tabla 7).

Tabla 7. Clases IEC de turbinas eólicas (Ali et al, 2017).

Parameter	I	II	III	S
Reference wind speed (m/s)	50	42.5	37.5	30
Annual average wind speed (m/s)	10	8.5	7.5	6
50-year return gust (m/s)	70	59.5	52.5	42
1-year return gust (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5

Como la velocidad media anual en las alturas analizadas no supera los 6 m/s el aerogenerador a elegir debería ser de la clase IEC S, la correspondiente a lugares con velocidades de viento más bajas.

Los aerogeneradores se situarían en la cresta de la Serra de Pinós, utilizando en los cálculos una altura de 830 msnm para corregir las densidades del viento con la altura. Comparando con otras fuentes de datos para corroborar que las estimaciones de las velocidades de viento son correctas se observa que los resultados obtenidos son conservadores (Tabla 8).

Tabla 8. Estimaciones de la velocidad media anual del viento a 100 m en la Serra de Pinós.

Fuente	Velocidad del viento media a 100 m (m/s)
Global Wind Atlas	5,25-6,25
New European Wind Atlas	4,94 ± 2
Anteproyecto "Serra de Pinós"	≈ 6,5
Estimacion propia	4,95

8.3 Selección del aerogenerador

Para discernir cuál es el aerogenerador más idóneo se deben analizar diversas variables como el rendimiento medio estacional (η_{est}) y el factor de carga (FC). Se han analizado varios modelos de aerogenerador, entre los que se encuentran los proyectados para los parques eólicos "Pinós" y "Serra de Pinós" y otros con una clasificación IEC S o similar y una velocidad nominal del aerogenerador lo más cercana posible a la velocidad media anual del viento a la altura de buje (Tabla 9). A mayor rendimiento medio estacional y factor de carga se considera que el aerogenerador es más apropiado ya que alcanza una mayor eficiencia y trabaja a una potencia más cercana a la nominal.

A mayor altura de buje el aerogenerador genera una mayor producción de energía por el aumento de velocidad del viento con la altura. También se ha tenido en cuenta la altura de buje en los dos proyectos existentes de parque eólico en Pinós y las limitaciones propias de cada aerogenerador, ya que cada uno tiene un rango de altura de buje posibles.

Tabla 9. Recopilación de diferentes modelos de aerogeneradores (ver anexo III), con algunos atributos y los resultados del FC y η_{est} obtenidos con la distribución de probabilidades obtenida a partir de los datos de la estación Pinós de la XEMA (The Windpower, 2020).

Modelo aerogenerador	Fabricante	Potencia nominal (MW)	Clase IEC	Altura buje (m)	η_{est}	FC
G58/850	Gamesa	0,85	IIIb/IIa	70	0,435	0,136
SANY SE11520	Sany	2	S	90	0,402	0,252
G126/2500	Gamesa	2,5	IIIa	90	0,664	0,397
SWT-3.15-142	Siemens	3,15	III	110	0,40	0,278
V117/3450	Vestas	3,45	S	100	0,334	0,134
N155/4,5	Nordex	4,5	S	120	0,417	0,256
N149/4.0-4.5	Nordex	4,5	S	110	0,433	0,232

Con los datos obtenidos se decide seleccionar el aerogenerador G126/2500 de la marca Gamesa debido a que obtiene los mejores valores de η_{est} y FC.

8.3.1 Selección de la altura de buje

La altura a la que se ubicará el buje tiene impacto en su productividad, eficiencia y el coste de construcción. Para determinar la altura de buje óptima hay que conocer cómo varía la energía producida y el coste que tendrá. A mayor altura aumenta la velocidad media del viento (Fig. 10). El aerogenerador G126/2500 tiene en sus especificaciones que la altura máxima y mínima que puede tener el buje son 86 y 129 m respectivamente.

A partir de los datos de producción de electricidad de la turbina seleccionada a varias alturas también se observa que a mayor altura aumenta el FC y la potencia media de funcionamiento ($\langle P \rangle$) pero disminuye el η_{est} (Fig 11).

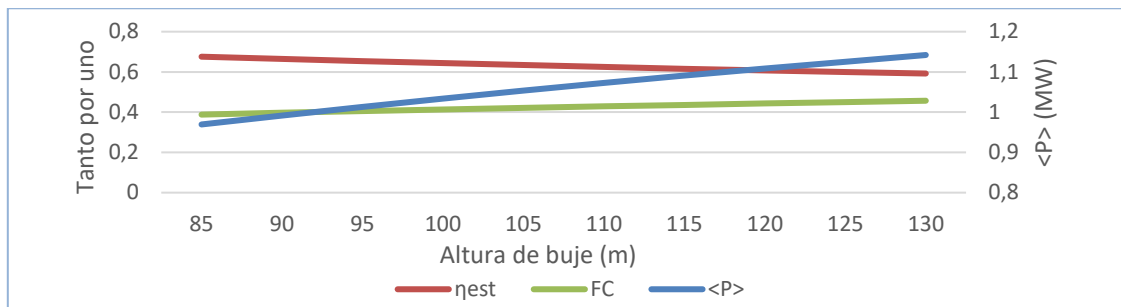


Figura 11. Variación del rendimiento estacional (η_{est}), el factor de carga (FC) y la potencia media de funcionamiento ($\langle P \rangle$) con la altura de buje en el lugar de estudio.

Respecto a la variación del coste del aerogenerador con la altura de buje, Lee et al., 2019 calculan el coste de inversión total del aerogenerador (TIC) a partir de la altura del rotor con una ecuación de tercer grado. Adicionalmente, con la producción de electricidad anual del aerogenerador seleccionado en Pinós se puede calcular el coste de la energía (Fig. 12).

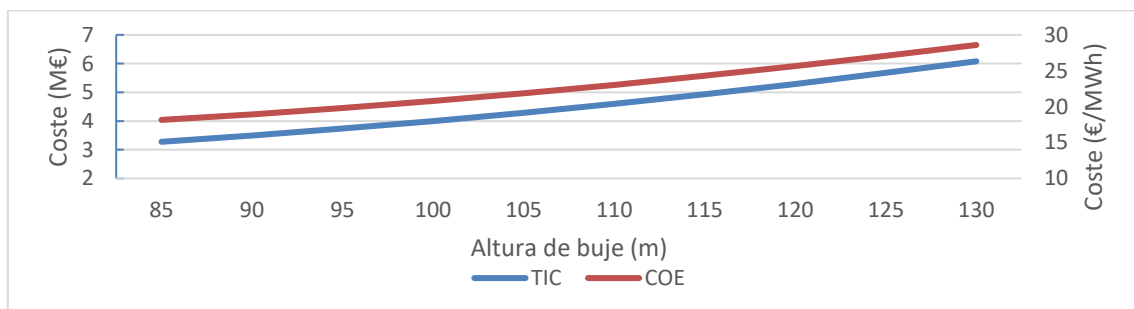


Figura 12. Variación del coste de inversión total del aerogenerador (TIC) y el coste de la electricidad producida en un año (COE) a partir de los datos del aerogenerador y ubicación seleccionados.

Como se observa, el coste aumenta a medida que aumenta la altura de buje. Esto se debe a que mayores alturas implican un mayor coste de materiales y el incremento de productividad del aerogenerador es inferior al aumento de costes. Observando el incremento de costes de inversión y de la energía con la altura se decide el rotor se sitúe a una altura de 90 metros para situarse en el rango de menor coste y alcanzar un FC del 40%.

8.4 Dimensionamiento

Para decidir el número de aerogeneradores a instalar se utilizará de referencia de los dos proyectos de parque eólico existentes. Ambos proyectos tienen 42 y 11 aerogeneradores con una potencia instalada total de 35,7 y 49,5 MW respectivamente. Se observa que no se superan los 50 MW, posiblemente por el hecho de que las instalaciones de producción de electricidad de más de 50 MW no se consideran una instalación de pequeña escala y requieren obtener permisos adicionales. Las instalaciones que superen esa potencia instalada son competencia estatal y corresponde a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo otorgar los permisos (BOE, RD 413/2014 art. 35).

Por lo tanto, para seguir con esa limitación y teniendo en cuenta la potencia unitaria de 2,5 MW del aerogenerador seleccionado se decide que el proyecto tenga 19 aerogeneradores, siendo la potencia total instalada de 47,5 MW. La distribución espacial de los aerogeneradores sería similar a la de los dos proyectos existentes, siguiendo la cresta de la Serra de Pinós (Fig. 13).



Figura 13. Mapa con la ubicación de los aerogeneradores y la línea de evacuación eléctrica del proyecto del parque eólico "Serra de Pinós" (Cirera, 2020).

8.5 Productividad del parque eólico

Para estimar la producción de cada aerogenerador se utiliza la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de probabilidad a la altura de buje. Multiplicando la probabilidad de cada rango de velocidades de viento (de 1m/s de amplitud en este caso) con la potencia generada en cada velocidad (Fig. 14) y haciendo la suma de todos los productos se obtiene la potencia media de funcionamiento del aerogenerador " $\langle P \rangle$ ". Multiplicando por las horas de un año se obtiene la electricidad bruta generada por el aerogenerador en un año (ver anexo IV).

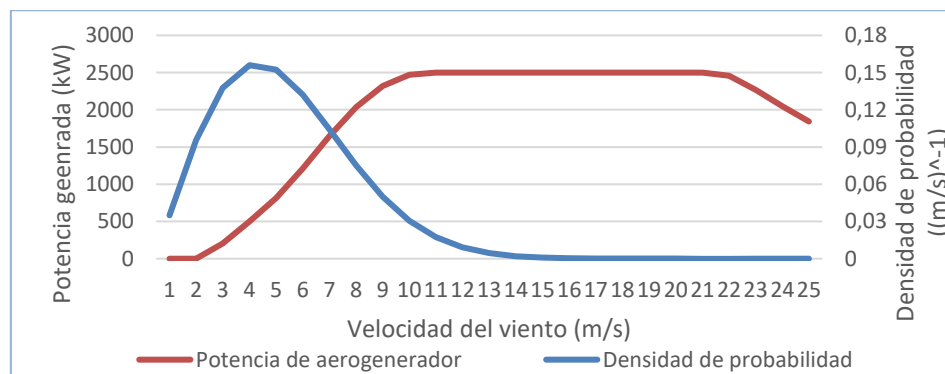


Figura 14. Curva de potencia del aerogenerador G126/2500 y la densidad de probabilidad en cada velocidad del viento a 90 metros de altura del suelo en la Serra de Pinós a 830 msnm.

Después de calcular la energía anual bruta que produciría el aerogenerador se deben tener en cuenta una serie de factores que hacen que la electricidad real producida sea menor. Entre estos factores se encuentran las afectaciones por suciedad, lluvia, nieve, la interferencia de otros aerogeneradores u obstáculos, las pérdidas por el tiempo que pueda estar en mantenimiento o fallar, pérdidas eléctricas y pérdidas por parada por vientos excesivos o incapacidad de utilizar la electricidad. Estas pérdidas se estiman en un 9% (Moraleda, 2013).

Con una estimación de la electricidad anual bruta producida por cada aerogenerador de 8,69 GWh y aplicando unas pérdidas del 9% se obtienen 7,91 GWh, la productividad anual neta de cada aerogenerador. Multiplicando esta cifra por los 19 aerogeneradores del parque la productividad anual total asciende a 150,3 GWh.

A medida que pasa el tiempo también se observa que los aerogeneradores producen menos electricidad por motivos como el desgaste de sus componentes, cuantificándose las pérdidas de producción de electricidad del 12% a los 20 años de la construcción del parque (Staffell & Green, 2014). Con una vida estimada de los aerogeneradores de 25 años y cuantificando esas pérdidas en un 0,6% anual, la producción total del parque en toda su vida útil se estima en unos 3,49 TWh.

9. Análisis económico

9.1 Análisis de costes

9.1.1 Sistema CAES

El coste de construcción de la cavidad salina se estima en 10 €/kWh (Silva, 2016). Entre estos costes se encontraría la campaña de gravimetría, la construcción de las instalaciones de superficie y el pozo, la lixiviación de la sal y la inyección de gas colchón para estabilizar la cavidad durante su construcción (Rodríguez, 2014) Para una capacidad de almacenamiento de la planta CAES de 162 MWh el coste asciende a 1,62 M€.

El coste del tren de compresión es de 9,9 M€ a partir de un coste de 220 €/kW de potencia y el coste del tren de turbinas asciende a 5 M€, con un coste de 185 €/kW (Huang et al., 2017).

Para Therminol VP1, con un coste aproximado de 2€/kg (Chacartegui et al., 2016) y un peso de 0,799 toneladas el coste total de este líquido ascendería a unos 1,6 M€.

Para calcular el coste de los depósitos con una capacidad total de 1.629 m³ se hace una extrapolación de costes de depósitos de almacenamiento térmico estacional (Janiszewski, 2019). Teniendo en cuenta y las diferentes propiedades del aceite térmico (Eastman, 2019) respecto al agua se obtiene un volumen de 530 m³ de agua equivalente. A partir de datos de instalaciones reales se estima un coste aproximado de 450€/m³ de agua equivalente y por tanto el coste de los depósitos ascendería a 0,24 M€. Con ese coste y los 1,6 M€ del aceite térmico el coste total del TES sería de 1,84 M€.

Realizando la aproximación del coste de los intercambiadores de 0,172M€ por kW de compresor (Huang et al., 2017) el coste en este caso sería de 7,74 M€.

Tomando como el coste de tuberías, bombas, válvulas y cableado eléctrico de control en un 10% del coste total del TES (Glatzmaier, 2011), se estima un coste de estos componentes de 2,61 M€.

Con la suma de todos los conceptos anteriores y un margen del 5% para otros gastos la instalación CAES tendría un coste de 30,15 M€ (Tabla 10).

Tabla 10. Desglose del precio de cada uno de los componentes de la planta CAES.

	Coste (M€)
Caverna salina	1,62
Tren compresión	9,9
Tren turbinas	5
TES	1,84
Intercambiadores calor	7,74
Bombas/tuberías/cableado	2,61
Otros gastos (5%)	1,44
Coste total (Capex)	30,15

Los costes de operación (Opex) se dividen en costes de operación fijos y variables. El Opex fijo se estima en 56 €/kW de turbina instalado (Huang et al., 2017) o en un 1,3% del Capex (Aghahosseini & Breyer 2018). El Opex variable se encuentra entre los 1,2 (Aghahosseini & Breyer 2018) y 2 €/MWh producidos (Wolf & Budt, 2014). Con estas cifras el Opex fijo se situaría en torno a 0,95 M€ anuales y el Opex variable sería de alrededor de 0,38 M€ con las turbinas trabajando todas las horas del año. Por lo tanto, el Opex total anual se estima en unos 1,33 M€.

El coste por unidad de potencia de las turbinas, que en este caso asciende a 1117 €/kW, similar a las estimaciones para un sistema A-CAES, que se encuentran sobre los 1000 €/kW de turbina (Wolf & Budt, 2014). El coste por capacidad es de 186 €/kWh, superior estimaciones de costes de plantas CAES, que se sitúan entorno de 100 \$/kWh (Akhil et al., 2015). Los motivos pueden ser las pocas horas de capacidad de la planta y el ser una planta adiabática con TES de baja temperatura, lo que encarece los costes.

La instalación LTA-CAES requeriría de varios años para su construcción, requiriendo más de un año la lixiviación de la cavidad por su gran volumen. Con un volumen de la cavidad de 16.500 m³ y estimando que por cada m³ lixiviado se generan 8m³ de salmuera se necesitarían gestionar 132.000 m³ de salmuera para realizar este proyecto. Esta salmuera podría venderse a empresas para cubrir una parte de los costes (Rodriguez, 2014), como a la empresa Iberpotash que tiene actividad en las proximidades, o deshacerse de ella utilizando el colector de salmueras que discurre al lado del Llobregat desde Cardona hasta las plantas potabilizadores de Abrera y Sant Joan Despí para después verterse en el mar (Cerrillo, 2017).

9.1.2 Parque eólico

Para obtener el coste de cada uno de los componentes del parque se utiliza como referente el desglose de precios del anteproyecto del parque eólico "Serra de Pinós" y la media de costes reales de inversión de parques eólicos construidos recientemente en Estados Unidos (Stehly & Beiter, 2019), con ambas fuentes reportando cifras de costes similares.

El coste del aerogenerador se divide en el coste del rotor, el coste de la góndola y el coste de la torre. Los costes de estos 3 componentes se toman a partir de los datos estimados para una instalación de aerogeneradores de 2,4 MW a 88 m de altura de buje en Estados Unidos (Stehly & Beiter, 2019), muy similar a los 2,5 MW y 90 m de la instalación diseñada.

Para el coste de los otros componentes (obra civil, redes eléctricas, otros gastos e impuestos) se toma como referencia las cifras que aparecen en el anteproyecto del parque eólico “Serra de Pinós” debido a que se realiza en la misma localización y el total de potencia instalada es similar.

Tabla 11. Desglose de costes de inversión del parque eólico diseñado.

	Coste (€/MW)	Coste (M€)
Aerogenerador	883	41,94
- Rotor	256	12,16
- Góndola	435	20,66
- Torre	192	9,12
Obra civil	49	2,33
Red eléctrica interior	18	0,86
Red eléctrica de evacuación	81	3,85
Otros gastos	196	9,31
- Gastos generales (13%)	134	6,37
- Beneficio industrial (6%)	62	2,95
Inversión total (CAPEX)	1227	58,29

Con estas cifras el coste por unidad de potencia instalada sería de 1227 €/MW. Esta cifra se encuentra cerca de los 1350 €/MW del anteproyecto del parque eólico “Serra de Pinós” y de los 1300 €/MW de Stehly & Beiter, 2019.

El tiempo de construcción estimado, tomando como referencia el anteproyecto de parque eólico “Serra de Pinós”, se sitúa en torno a 17 meses.

Con unos costes de operación (Opex) estimados en 38,5 €/kW y año (Stehly & Beiter, 2019) el coste de este concepto para este proyecto sería de 1,83 M€ anuales.

Conociendo los datos de producción eléctrica del parque eólico (AEP), los costes de capital y de operación (Capex y Opex) y la tasa de gastos fijos (FCR), que tiene en cuenta la depreciación y los gastos del capital, se puede calcular el coste nivelado de la energía (LCOE). Para calcular este costo se sigue la metodología utilizado por Stehly & Beiter, 2019.

$$LCOE = \frac{(\text{CapEx} \times \text{FCR}) + \text{OpEx}}{(\text{AEP}_{\text{net}}/1,000)}$$

En este caso se estima en 44,45 €/MWh el LCOE de la planta de energía eólica (Tabla 12). El LCOE para la eólica onshore se sitúa entre los 50 y 100 \$/MWh (Wiser & Bolinger, 2019), por lo que el costo para esta instalación se encuentra dentro del rango inferior de precios esperados.

Tabla 12. Cantidades utilizadas y resultados del cálculo del LCOE de la instalación eólica.

	Cantidad
Costes de capital (Capex)	1227 €/kW
Costes de operación (Opex)	38,5 €/kW y año
Producción anual neta	2936 MWh/MW y año
Tasa de gastos fijos	7,5%
LCOE	44,45 €/MWh

9.2 Análisis de ingresos

9.2.1 Integración en el mercado eléctrico

Para un generador de electricidad la fuente habitual de ingresos es la venta de electricidad a la red eléctrica. Esta venta puede hacerse al precio de mercado o a un precio diferente y eso dependerá de si la instalación recibe primas a la producción, se acoge a un sistema de subastas u obtiene otras ayudas. Otra fuente de ingresos es la participación en los mercados de ajuste del sistema eléctrico, que permiten obtener una retribución adicional a la venta de la electricidad. También se puede participar en los mercados intradiarios, pero la variación de precios respecto al mercado diario es baja.

El operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España, trabaja para mantener la oferta y la demanda de electricidad en condiciones de equilibrio y seguridad. El operador actúa en tres frentes, que son la gestión de restricciones técnicas (resolución de congestión de redes), la gestión de servicios complementarios (ajuste de tensión y frecuencia y reservas de potencia) y la gestión de desvíos (corregir desajustes entre oferta y demanda) (Blanco, 2018) (Fig 15).

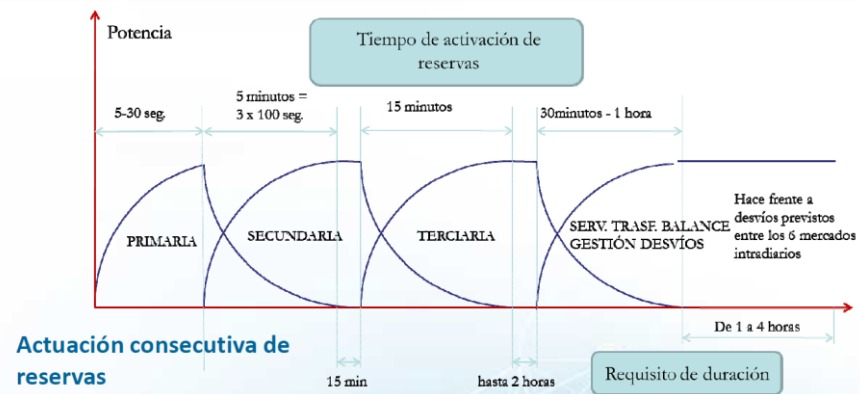


Figura 15. Distribución temporal de activación y duración de diferentes servicios de ajuste (Blanco, 2018).

Los servicios retribuidos mediante mecanismos de mercado son la regulación secundaria, la regulación terciaria, ambas pertenecientes a la categoría de servicios complementarios, y la gestión de desvíos. Las plantas de generación eólica pueden habilitarse para participar en la regulación terciaria y en la gestión de desvíos, recibiendo un desembolso económico por la energía que participa en estos ajustes. La hibridación con la instalación CAES permitiría proporcionar estos servicios, obteniendo una fuente de ingresos adicional a la venta de la electricidad. Como la planta LTA-CAES diseñada tiene un tiempo de activación de 5 minutos también sería posible participar en la regulación secundaria, obteniendo un pago por la energía y otro por la disponibilidad de la capacidad de producción ofertada.

La electricidad que participa en estos servicios de ajuste puede ser utilizada para subir (verter más a la red) o bajar (verter menos a la red). Si en un momento dado el parque eólico produce más energía que la pronosticada se debe reducir la producción y pagar por el exceso de energía vertida a la red si esta no se necesita. Sin embargo, con la instalación CAES se puede reducir la inyección a la red y utilizar la cantidad sobrante para almacenarla en forma de aire comprimido. En la situación opuesta, con la red requiriendo mayor generación se pueden activar las turbinas e inyectar electricidad.

En ambos casos si se participa en la regulación secundaria se recibiría adicionalmente un pago por la capacidad ofertada. Cuando la variación es contraria al sistema, se recibe una penalización, pagando o cobrando menos que el precio del mercado diario de la electricidad.

9.2.2 Fuentes de ingresos

9.2.2.1 Mercado diario

Para el parque eólico la fuente de ingresos es la venta de la energía en el mercado diario de la electricidad. El precio de la electricidad es variable en el tiempo, siendo diferente en cada hora. A falta de datos de producción horarios como aproximación se utiliza el precio medio de este mercado durante los años 2018 y 2019 como el precio de venta de la electricidad producida por los aerogeneradores. Este precio medio se sitúa en unos 52,5 €/MWh (REE, 2020b).

9.2.2.2 Mercados de ajuste

En cada uno de estos mercados el precio de la electricidad también es variable, diferenciándose el precio de la energía a subir y a bajar. El precio medio ponderado pagado por MWh en 2018 y 2019 en los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular se detalla en la Tabla 13. Observando los precios es preferible participar en los mercados de regulación a subir, ya que la compensación económica es mayor que la regulación a bajar.

Tabla 13. Precios medios de energía de los servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular entre los años 2018 y 2019 (REE, 2020a).

	Precio medio ponderado (€/MWh)	
	A subir	A bajar
Restricciones técnicas PDBF	84,95	50,2
Regulación secundaria	56,1	45,15
Regulación terciaria	61,15	33,25
Gestión de desvíos	61,95	38,6
Restricciones técnicas en tiempo real	109,85	19

El pago por capacidad de la banda secundaria se sitúa en una media de precio de unos 10,4 €/MWh (REE, 2020b).

Para comprobar que la electricidad que puede generar la instalación CAES le permite participar en estos mercados es necesario conocer los volúmenes de energía que se utilizan. De media, tanto en la regulación secundaria, la regulación terciaria y los desvíos el volumen de energía a subir es de más de 120 MWh cada hora (REE, 2020b). Esto confirma que la planta puede participar en estos mercados ya que generaría 27 MWh como máximo. La banda de regulación secundaria a subir se mantiene en unos 500 MW o más, por lo que los 45 MW del compresor también podrían ofrecer este servicio.

Si se realiza un ciclo completo de participación en los mercados de ajuste desde el mercado de regulación secundaria hasta la gestión de desvíos durante 6 horas la energía que puede generar el tren de turbinas de la instalación CAES es de 162 MWh. Para obtener esa energía previamente los compresores han tenido que trabajar utilizando 270 MWh eléctricos. Como la eficiencia del proceso es del 60% es necesario utilizar más electricidad que la que se recupera.

9.2.3 Balance de ingresos

- **Venta a red:** Con una generación eléctrica de 150,3 GWh al año y un precio medio del mercado diario de la electricidad peninsular de 52,5 €/MWh se estima un ingreso de 7,89 M€ anuales.

- **Participación en los mercados de ajuste:** Como se ha dimensionado la instalación para participar en los mercados de ajuste 1 vez al día durante 6 horas se hace un desglose de la energía utilizada en cada uno de estos mercados y los ingresos económicos (Tabla 14).

Tabla 14. Desglose de los ingresos obtenidos por participar en los mercados de ajuste.

	Duración (h)	Precio (€/MWh)	Ingreso (€/ciclo)
Disponibilidad banda secundaria	0,25	10,2	68,85
Energía regulación secundaria	0,25	56,1	378,67
Energía banda terciaria	2	61,15	3.302
Energía desvíos	3,75	61,95	6.272
TOTAL	6	61,44	10.022

Para obtener la energía que se utilizan en estos mercados previamente los compresores han tenido que funcionar y utilizar energía generada por el parque que no se ha vertido a la red. Esta energía que no inyectada conlleva una pérdida de ingresos por no venderse al precio del mercado. Como los momentos en los que los compresores funcionarían serían durante las horas con los precios más bajos con una suficiente diferencia de precio respecto a la que se obtendría en el mercado diario de la electricidad se obtendría un beneficio neto.

Para obtener beneficios, el precio de la electricidad vendida en estos mercados debe ser mayor que el precio del mercado diario en el que se vendería normalmente la electricidad de los aerogeneradores. Teniendo en cuenta una eficiencia del 60% del proceso de almacenamiento de la energía el precio de venta de la electricidad en estos mercados debe ser al menos un 66,6% más cara que el precio al que se habría vendido en el mercado diario para obtener beneficios.

Si el precio ponderado de la energía vendida en los mercados de ajuste es de 61,44 €/MWh entonces el precio de compra debe de ser 36,87 €/MWh como máximo para obtener beneficios.

Con los precios del mercado diario de la electricidad de cada hora de los años 2018 y 2019 se obtiene el siguiente histograma de precios (Fig. 16)

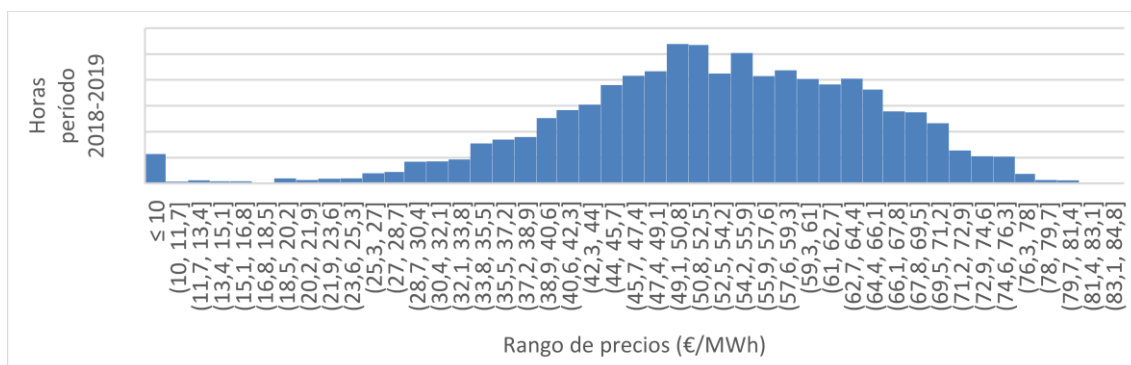


Figura 16. Histograma de precios de la electricidad del mercado diario de la electricidad en el período 2018-2019 (REE, 2020b).

La estrategia de funcionamiento del sistema CAES consistiría en utilizar la electricidad generada por el parque eólico en las horas con precios bajos del mercado diario de la electricidad y posteriormente venderse en los mercados de ajuste a subir. Como no se disponen de datos de generación horarios del parque eólico se utilizará el factor de carga para conocer la potencia generada de media en cada hora. Por lo tanto, los compresores también trabajarán de media a esa potencia, por lo que con un FC del parque del 40% los compresores trabajarían con una potencia de 18 MW durante sus horas de funcionamiento. También se tiene en cuenta que, con la utilización del sistema de almacenamiento, las horas en las que no se podría verter la electricidad a la red por problemas de congestión no se pierden en este caso. Se toma como aproximación que representan un 2% del total producido por el parque y varía en función del % de horas del año en los que funcionan los compresores, siendo la ganancia máxima del 2%.

Para conocer los ingresos generados por la instalación híbrida se han de sumar los obtenidos por la venta de electricidad en el mercado diario y en los mercados de ajuste. Los obtenidos de los mercados de ajustes son resultado de multiplicar la electricidad generada por el tren de turbinas por el precio de 61,44 €/MWh teniendo en cuenta que esa electricidad es el 60% de la utilizada por los compresores debido a las pérdidas de la instalación CAES. Y los ingresos obtenidos son la electricidad generada por el parque menos la utilizada por los compresores por el precio medio de venta en el mercado diario. Este precio medio de venta es mayor cuantas más horas se utilicen los compresores debido a que la electricidad generada por el parque se vendería en horas en las que el precio del mercado diario no es tan bajo. En función del precio máximo en el mercado diario en los que los compresores funcionarán en esas horas se obtiene el siguiente balance (Fig. 17). Para más detalles consultar el anexo VIII.

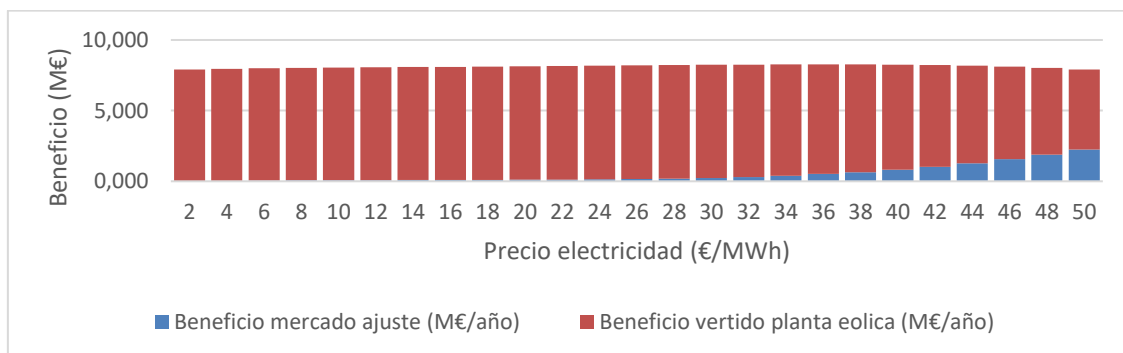


Figura 17. Beneficio anual de la venta de electricidad en el mercado diario de la electricidad y en los mercados de ajuste en función del precio máximo de la electricidad utilizada para comprimir el aire.

En este caso el mayor beneficio se obtiene utilizando electricidad generada por los aerogeneradores durante las horas de un año con un precio máximo de 36 €/MWh en el mercado diario de la electricidad, siendo el beneficio total de la instalación híbrida de 8,268 M€.

9.3 Balance económico

9.3.1 Parque eólico

Con un coste de inversión de 58,29 M€ y un tiempo de vida estimado de 25 años se calcula el retorno económico de la inversión con fondos propios y con un préstamo del 100% del coste de la inversión al 4% de interés a pagar en 12 años.

El precio de venta de la electricidad se sitúa en 52,5 €/MWh y la producción de electricidad se reduce un 0,6% anual por el desgaste de los aerogeneradores. El Opex del parque es de 1,83 M€. Suponiendo una inflación del 1% y una tasa de descuento del 5,04% se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 15. Balance económico del parque eólico (ver anexo V).

	Payback (años)	VAN (M€)	TIR (%)
Fondos propios	14,5	20,47	8,47
Préstamo	17	9,99	9,13

Se observa que realizar la inversión para construir el parque eólico es viable en ambos casos.

9.3.2 Instalación híbrida parque eólico-CAES

En este caso el coste de inversión sería de 30,15 M€ del sistema CAES y de 58,29 M€ del parque eólico, sumando un total de 88,44 M€. Los costes de operación totales se estiman en 3,16 M€ y los ingresos del primer año en 8,268 M€. Se utilizan las mismas cifras de desgaste y tasas de inflación y de descuento que en el apartado anterior. No se realiza el análisis con préstamo por requerir unas condiciones de financiación demasiado favorables para ser viable.

Tabla 16. Balance económico de la instalación eólica-CAES (ver anexo VI).

	Payback (años)	VAN (M€)	TIR (%)
Fondos propios	-	- 23,36	2,06

En este caso la instalación de la planta híbrida no es viable, no se alcanza a recuperar la inversión y el valor anual neto es negativo. El uso dado a la planta CAES no genera suficientes beneficios para evitar pérdidas económicas. Aun reduciendo el coste de la inversión de construcción de la instalación caes a la mitad tampoco se obtendrían beneficios (ver anexo VII).

9.4 Valor añadido aportado por el sistema CAES

Los principales beneficios y desventajas que aporta el sistema LTA-CAES a la instalación de generación eólica se pueden resumir en los siguientes puntos:

Almacenamiento de la energía: Permite el almacenamiento de la electricidad producida por los aerogeneradores en momentos de congestión de la red o precios bajos en el mercado diario.

Participación en los mercados de ajuste: Permite acceder a mercados de ajuste, recibir una remuneración por la disponibilidad y vender la electricidad a mayores precios.

Pérdidas en el almacenamiento: Con una eficiencia de la planta CAES del 60% una gran parte de la electricidad se pierde en el proceso de almacenamiento.

Gastos de inversión y mantenimiento: Construir la instalación de almacenamiento de aire comprimido supone una mayor inversión y costes de mantenimiento.

Pérdidas económicas: Tal y como está planteado en este trabajo con la fuente de ingresos de la instalación híbrida no se obtendrían suficientes beneficios para recuperar la inversión.

Por lo tanto, en la situación actual no parece viable este tipo de instalaciones híbridas. Sin embargo, en un sistema eléctrico con mayor porcentaje de generación de energías renovables variables como la energía eólica y la solar, objetivo al cual van migrando los sistemas eléctricos de muchos países, sería aún más necesaria la regulación de la generación. En un sistema eléctrico con esas características, para mantener la red eléctrica sin congestiones, evitar verter a red con precios muy bajos y aprovechar las horas de mayores precios una instalación CAES híbrida con estos sistemas de generación renovables variables sería una opción atractiva.

10. Conclusiones

Existe una gran variedad de diseños posibles para las plantas CAES, demostrando su flexibilidad para utilizarse como sistema de almacenamiento de energía en diferentes lugares y condiciones.

Las plantas CAES con mayor proyección de futuro son las instalaciones CAES adiabáticas. A pesar de su mayor coste de inversión por necesitar almacenamiento térmico de la energía permiten almacenar grandes cantidades de energía a precios competitivos y sin emisiones.

El uso de cavidades en formaciones salinas como almacén del aire comprimido es una variante de CAES madura, ya que existen plantas en funcionamiento de este tipo y se conoce con detalle las condiciones físicas y geológicas requeridas para su construcción. Su bajo coste en comparación con otros tipos de reservorio y las propiedades mecánicas de la sal hacen que sea una opción de recinto de almacenamiento atractiva.

Las condiciones geológicas de los domos de las formaciones salinas de la depresión del Ebro en Catalunya en las inmediaciones de Pinós permiten que haya lugares favorables a la construcción de cavidades para el almacenamiento de aire comprimido a bajo coste. Los rangos de profundidades, el espesor y las características estructurales y litológicas de estos materiales confirmadas por la bibliografía, los cortes geológicos y los datos gravimétricos hacen viable su construcción. Para discernir en detalle la idoneidad del lugar elegido para la cavidad en este trabajo se requieren estudios de detalle con gravimetría y ensayos geotécnicos.

La instalación ACAES diseñada utiliza almacenamiento térmico de baja temperatura, permitiendo su diseño participar en los mercados de ajuste del sistema eléctrico.

El parque eólico, a pesar de encontrarse en una zona con unos vientos suaves, tiene una producción de electricidad suficiente para hacer viable su construcción. La venta de la electricidad generada en el mercado diario de la electricidad proporciona ingresos suficientes para obtener beneficios.

En lo que respecta a la instalación híbrida eólica-CAES, utilizada para participar en los mercados de ajuste del sistema eléctrico para obtener mejores precios de venta de la electricidad, los resultados económicos confirman que el proyecto no es viable económicamente. La capacidad de almacenar energía y participar en los mercados de ajuste no proporcionan un beneficio económico superior a los gastos de la instalación. En una situación con un mercado eléctrico con mayor porcentaje de generación renovable no gestionable este tipo de instalaciones híbridas podrían ser una opción de inversión interesante y viable.

11. Bibliografía y webgrafía

11.1 Bibliografía

Aghahosseini, A., Breyer, C. (2018). *Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply*. Energy Conversion and Management, 169, 161–173.

Akhil, A., Huff, G., Currier, A., Hernandez, J., Bender, D., Kaun, B., Rastler, D., Chen, S., Cotter, A., Bradshaw, D., Gauntlett, W., Eyer, J., Olinsky-Paul, T., Ellison, M., Schoenung, S. (2015). *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Sandia National Laboratories, United States. doi:10.2172/1431469.

Ali, S., Lee, S., Jang, C. (2017). *Techno-Economic Assessment of Wind Energy Potential at Three Locations in South Korea Using Long-Term Measured Wind Data*. Energies. 10. 1442. 10.3390/en10091442.

Budt, M., Wolf, D., Span, R., Yan, J. (2016). *A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments*. Applied Energy, 170, 250–268. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.108.

Carreras, J. (s.f.). *Geozona 217 Cardona – Muntanya de la Sal*. Generalitat de Catalunya, Departament de Medi Ambient i Habitatge, Direcció General del Medi Natural.

Cendón, D. I. (1999). *Evolución geoquímica de cuencas evaporíticas terciarias: implicaciones en la composición isotópica disuelto en el océano durante el terciario*. Tesis doctoral. Universitat de Barcelona.

Cirera, E. (2020). *Avantprojecte Parc Eòlic "SERRA DE PINÓS". TM PINÓS (Solsonès)*.

Costa, L. (2010) *Estudi geofísic de la subsidència del Barri de l'Estació de Sallent*. Treball de fi de màster, Universitat de Barcelona, Barcelona.

Crotogino, F., Mohmeyer, K., Scharf, R. (2001). *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*. Nat Gas. 45. Conference: Solution Mining Research Institute (SMRI) Spring Meeting.

Chacartegui, R., Vigna, L., Becerra, J. A., Verda, V. (2016). *Analysis of two heat storage integrations for an Organic Rankine Cycle Parabolic trough solar power plant*. Energy Conversion and Management, 125, 353–367. doi:10.1016/j.enconman.2016.03.067.

Das, T., McCalley, J.D. (2012). *Educational Chapter: Compressed Air Energy Storage*. Iowa State University.

Duhan, J. (2018). *Compressed Air Energy Storage in Salt Caverns: Geomechanical Design Workflow, CAES Siting Study from a Geomechanics Perspective, and Deep Brine Disposal*. Master's thesis. University of Waterloo. <http://hdl.handle.net/10012/12925>.

Fertig, E., & Apt, J. (2011). *Economics of compressed air energy storage to integrate wind power: A case study in ERCOT*. Energy Policy, 39(5), 2330–2342. doi:10.1016/j.enpol.2011.01.049.

Glatzmaier, G. (2011). *Developing a Cost Model and Methodology to Estimate Capital Costs for Thermal Energy Storage*. National Renewable Energy Laboratory, United States.

Guo, H., Xu, Y., Guo, C., Zhang, Y., Hou, H., Chen, H. (2019). *Off-design performance of CAES systems with low-temperature thermal storage under optimized operation strategy*. Journal of Energy Storage, 24, 100787. doi:10.1016/j.est.2019.100787.

Hämmerle, M., Haider, M., Willinger, R., Schwaiger, K., Eisl, R., Schenzel, K. (2017). *Saline Cavern Adiabatic Compressed Air Energy Storage Using Sand as Heat Storage Material*. Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems. 5. 32-45. 10.13044/j.sdewes.d5.0131.

Hidalgo, A. (2017). *Creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido*. Proyecto Fin de Carrera / Trabajo Fin de Grado, E.T.S.I. de Minas y Energía (UPM).

Huang, Y., Chen, H., Zhang, X., Keatley, P., Huang, M., Vorushylo, I., Hewitt, N. (2017). *Techno-economic Modelling of Large Scale Compressed Air Energy Storage Systems*. Energy Procedia, 105, 4034–4039. doi:10.1016/j.egypro.2017.03.851.

ITGE (1995). *Almacenamiento subterráneo de gas. Previabilidad en formaciones detríticas y salinas. Hoja Nº 34. Hospitalet (E.1:200.000). Resultados del análisis de la información geológica, hidrogeológica, minera y geofísica*.

Janiszewski, M. (2019). *Techno-economic aspects of seasonal underground storage of solar thermal energy in hard crystalline rocks*. Doctoral dissertation. Aalto University.

Lee, J., Kim, H., Kang, Y., Kim, J. (2019). *Determining the Optimized Hub Height of Wind Turbine Using the Wind Resource Map of South Korea*. Energies. 12. 2949. 10.3390/en12152949.

Letcher, M. (2020). *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for Our Planet, Third Edition*. Elsevier. ISBN: 978-0-08-102886-5.

Llamas, B., Laín, C., Castañeda, M. C., Pous, J. (2018). *Mini-CAES as a reliable and novel approach to storing renewable energy in salt domes*. Energy, 144, 482–489. doi:10.1016/j.energy.2017.12.050.

Martín, J.I., Zamora, I., Martín, J.J., Aperribay, V., Eguia, P. (2011). *Energy storage technologies for electric applications*. Renewable Energy and Power Quality Journal. 593-598. 10.24084/repqj09.398.

Martin, P. (2018). *Modelling of the dynamic behavior of an advanced adiabatic compressed air energy storage (aa-caes)*. Proyecto Fin de Carrera / Trabajo Fin de Grado, E.T.S.I. Industriales (UPM).

Mason, J., Archer, C. (2012). *Baseload electricity from wind via compressed air energy storage (CAES)*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16(2), 1099–1109. doi:10.1016/j.rser.2011.11.009.

Mauch, B., Carvalho, P. M. S., Apt, J. (2012). *Can a wind farm with CAES survive in the day-ahead market?*. Energy Policy, 48, 584–593. doi:10.1016/j.enpol.2012.05.061.

- Moraleda, J. (2013). *Estudio de viabilidad de un parque eólico*. Trabajo final de Máster. UPCT.
- Pinto, V., Casas, A., Rivero, L., Lázaro, R. (2002). *Modelización Gravimétrica 3D del diapiro de Cardona, Cuenca del Ebro (NE de España)*. Departament de Geoquímica, Petrologia i Prospecció Geològica, Facultat de Geologia, Universitat de Barcelona. *Acta Geològica Hispànica*, 2002, vol. 37, num. 4, p. 273-284. ISSN: 0567-7505.
- Ramirez, A. (1996). *La Geología de la Cuenca Potásica Catalana*. Conferencia.
- Rodriguez, L. (2014). *Evaluación de la tecnología CAES como sistema de almacenamiento de energía eólica. Caso de estudio en España*. Proyecto final de carrera. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, UPM.
- Rouindej, K., Samadani, E., Fraser, R. A. (2019). *CAES by design: A user-centered approach to designing Compressed Air Energy Storage (CAES) systems for future electrical grid: A case study for Ontario*. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 35, 58–72. doi:10.1016/j.seta.2019.05.008 .
- San Martín, J.I., Zamora, I., San Martín, J.J., Aperribay, V., Eguia, P. (2011). *Energy storage technologies for electric applications*. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 593-598. 10.24084/repqj09.398.
- Silva Ríos, C. (2016). *Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile*. Santiago, Chile: Universidad de Chile - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- Sprake, D., Vagapov, Y., Lupin, S., Anuchin, A. (2017). *Housing Estate Energy Storage Feasibility for a 2050 Scenario*. doi:10.1109/ITECHA.2017.8101925.
- Staffell, I., Green, R. (2014). *How does wind farm performance decline with age?* *Renewable Energy*, 66, 775–786. doi:10.1016/j.renene.2013.10.041 .
- Stehly, T., Beiter, P. (2019). *2018 Cost of Wind Energy Review*. National Renewable Energy Laboratory, United States.
- Thomasson, T. (2016). *Dynamic Model Development of Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. Master's Thesis. Lappeenranta University of Technology, School of Energy Systems.
- Thomasson, T., Tähtinen, M., Tapani, A., Sihvonen, T. (2017). *Dynamic analysis of adiabatic CAES with electric resistance heating*. *Energy Procedia*, 135, 464–471. doi:10.1016/j.egypro.2017.09.506.
- Wang, J., Lu, K., Ma, L., Wang, J., Dooner, M., Miao, S., Jian, L., Wang, D. (2017). *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*. *Energies*. 10. 991. DOI: 10.3390/en10070991.
- Wiser, R., Bolinger, M. (2018). *2018 Wind Technologies Market Report* .United States Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.

Wolf, D., Budt, M. (2014). LTA-CAES – *A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. *Applied Energy*, 125, 158–164. doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.013.

Zunft, S. (2015). *Adiabatic CAES: The ADELE-ING project*. SCCER Heat & Electricity Storage Symposium, PSI, Villigen (CH), May 5, 2015.

11.2 Recursos en línea

BOE (2014). *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. [online]. [Consultado el 20 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123>

Business Wire (2019). *Compressed Air Energy Storage (CAES) Market - Growth, Trends, and Forecast (2019 - 2024)*. [online]. [Consultado el 3 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.businesswire.com/news/home/20191223005498/en/Compressed-Air-Energy-Storage-CAES-Market-->

CentreCat (2007). *Parc Eòlic Pinós*. [online]. [Consultado el 2 de marzo de 2020]. Disponible en: <http://www.centrecat.com/parceolicpinos.htm>

Cerrillo, A. (2017). *Residuos salinos por un tubo*. *La Vanguardia*, Barcelona. [online]. [Consultado el 19 de junio de 2020]. Disponible en: <https://www.lavanguardia.com/local/barcelona/20170729/424289456216/tuberia-residuos-salinos.html>

EASE (2016a). *Diabatic Compressed Air Energy Storage*. [online]. [Consultado el 7 de marzo de 2020]. Disponible en: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_DCAES.pdf

EASE (2016b). *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. [online]. [Consultado el 7 de marzo de 2020]. Disponible en: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf

Eastman (2019). *THERMINOL® VP-1 heat transfer fluid*. [online]. [Consultado el 22 de junio de 2020]. Disponible en: https://www.therminol.com/sites/therminol/files/documents/TF09A_Therminol_VP1.pdf

Global Wind Atlas (2019). *Global Wind Atlas*. [online]. [Consultado el 14 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/>

Hydrostor (s.f.). *Goderich A-CAES Facility*. [Consultado el 13 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.hydrostor.ca/goderich-a-caes-facility/>

ICGC (2012). *ICGC Geoíndex - Visor Geotèrmia Profunda*. [online]. [Consultado el 12 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.icgc.cat/Administracio-i-empresa/Eines/Visualitzadors-Geoindex/Geoindex-Geotermia-profunda>

ICGC (2019). *Mapa topogràfic de Catalunya 1:50.000*. [online]. [Consultado el 10 de abril de 2020]. Disponible en: <http://www.icc.cat/vissir3/>

NEWA (2019). *New European Wind Atlas*. [online]. [Consultado el 14 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

Oms, O., Biosca, J. (s.f.). *La muntanya de sal de Cardona y la Vall del Cardener*. [online]. [Consultado el 27 de abril de 2020]. Disponible en: <http://geologia.udg.edu/geocamp/public/DescargaHTML.aspx?IdItinerari=107>

REE (2020b). *Servicios de ajuste e intercambios Internacionales. Avance*. [online]. [Consultado el 21 de junio de 2020]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es>

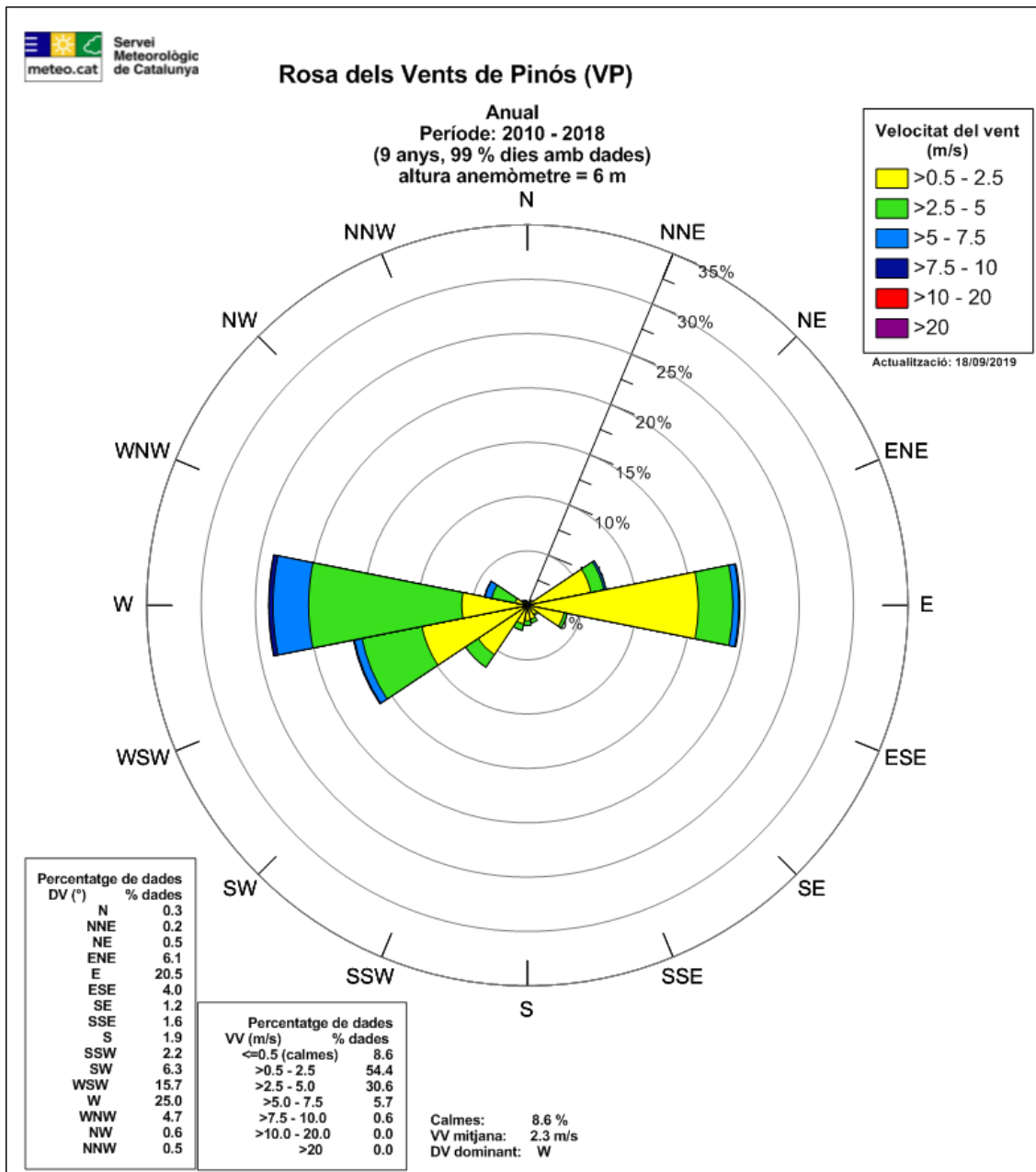
REE (2020a). *Sistema de información del Operador del Sistema (ESIOS)*. [online]. [Consultado el 9 de julio de 2020]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es?locale=es>

The Windpower (2020). *Base de datos de fabricantes y aerogeneradores*. [online]. [Consultado el 19 de marzo de 2020]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_2_es.php

Uni Kiel (s.f.) *Curso Caracas. Abschnitt 2*. [online]. [Consultado el 20 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.gravity.uni-kiel.de/Curso-Caracas/Abschnitt2.htm>

12. Annexos

I Rosa de los vientos



II Tabla de frecuencias de viento de la estación Pinós

Intervalo de la clase (m/s)	Límite inferior	Límite superior	Centro de la clase (m/s)	Frecuencia de la clase (horas)	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada menor o igual	Frecuencia relativa acumulada mayor que
0≤v≤1	0	1	0,5	18590	0,203824	0,203824	0,796176
1≤v≤2	1	2	1,5	26668	0,292393	0,496217	0,503783
2≤v≤3	2	3	2,5	21333	0,233899	0,730116	0,269884
3≤v≤4	3	4	3,5	11856	0,129991	0,860108	0,139892
4≤v≤5	4	5	4,5	6839	0,074984	0,935092	0,064908
5≤v≤6	5	6	5,5	3501	0,038386	0,973478	0,026522
6≤v≤7	6	7	6,5	1422	0,015591	0,989069	0,010931
7≤v≤8	7	8	7,5	632	0,006929	0,995998	0,004002
8≤v≤9	8	9	8,5	246	0,002697	0,998695	0,001305
9≤v≤10	9	10	9,5	84	0,000921	0,999616	0,000384
10≤v≤11	10	11	10,5	27	0,000296	0,999912	8,77E-05
11≤v≤12	11	12	11,5	8	8,77E-05	1	0
12≤v≤13	12	13	12,5	0	0	1	0
Total				91206	1		

III Datos de los aerogeneradores analizados

Modelo	G126/2500	G58/850	N155/4,5	SWT-3.15-142	N149/4.0-4.5	V117/3450	SANY SE11520
Fabricante	Gamesa	Gamesa	Nordex	Siemens	Nordex	Vestas	Sany
Potencia nominal (kW)	2500	850	4500	3150	4500	3450	2000
Clase IEC	IIIa	IIIb/IIa	S	III	S	S	S
Velocidad nominal (m/s)	10	14,5	10,5	12	12	11,5	9,5
Velocidad desconexión (m/s)	25	25	25	25	26	25	22
Diámetro (m)	126	58	155	142	149,1	117	115
Área de barrido (m²)	12469	2643	18869	15837	17460	10752	10450
Densidad potencia (m²/kW)	4,99	3,11	4,19	5,03	3,88	3,12	5,2
Altura góndola (m)	84-129	44-74	108-120	109-165	105-164	91,5-141,5	80-90

IV Resultados producción aerogenerador

Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase (m/s)	Densidad de probabilidad	Potencia de aerogenerador	Potencia producida (kW)
0≤v≤1	0,5	0,03495	0	0
1≤v≤2	1,5	0,09566	0	0
2≤v≤3	2,5	0,13758	205	28,203
3≤v≤4	3,5	0,15599	500	77,995
4≤v≤5	4,5	0,15225	813	123,782
5≤v≤6	5,5	0,13237	1210	160,167
6≤v≤7	6,5	0,10426	1645	171,508
7≤v≤8	7,5	0,07512	2037	153,026
8≤v≤9	8,5	0,04982	2320	115,579
9≤v≤10	9,5	0,03053	2470	75,413
10≤v≤11	10,5	0,01734	2500	43,354
11≤v≤12	11,5	0,00915	2500	22,871
12≤v≤13	12,5	0,00449	2500	11,224
13≤v≤14	13,5	0,00205	2500	5,131
14≤v≤15	14,5	0,00087	2500	2,187
15≤v≤16	15,5	0,00035	2500	0,870
16≤v≤17	16,5	0,00013	2500	0,323
17≤v≤18	17,5	4,48261E-05	2500	0,112
18≤v≤19	18,5	1,45381E-05	2500	0,036
19≤v≤20	19,5	4,4091E-06	2500	0,011
20≤v≤21	20,5	1,25088E-06	2500	0,003
21≤v≤22	21,5	3,32076E-07	2460	0,00081
22≤v≤23	22,5	8,25157E-08	2270	0,00019
23≤v≤24	23,5	1,91963E-08	2050	3,9352E-05
24≤v≤25	24,5	4,18191E-09	1842	7,7031E-06
v>25	---	---	0	0
Total				991,797

V Resultados económicos parque eólico

Año	Producción eléctrica (GWh/año)	Precio red (€/MWh)	Ingresos (M€)	Gastos (M€)	Flujo caja actualizado (M€)	VAN (M€)
0					-58,29	-58,29
1	150,30	52,5	7,89	-1,83	5,77	-52,52
2	149,40	52,5	7,84	-1,83	5,45	-47,07
3	148,50	52,5	7,80	-1,83	5,15	-41,92
4	147,59	52,5	7,75	-1,83	4,86	-37,06
5	146,69	52,5	7,70	-1,83	4,59	-32,47
6	145,79	52,5	7,65	-1,83	4,34	-28,13
7	144,89	52,5	7,61	-1,83	4,09	-24,04
8	143,99	52,5	7,56	-1,83	3,87	-20,17
9	143,09	52,5	7,51	-1,83	3,65	-16,52
10	142,18	52,5	7,46	-1,83	3,45	-13,08
11	141,28	52,5	7,42	-1,83	3,25	-9,82
12	140,38	52,5	7,37	-1,83	3,07	-6,75
13	139,48	52,5	7,32	-1,83	2,90	-3,85
14	138,58	52,5	7,28	-1,83	2,74	-1,12
15	137,67	52,5	7,23	-1,83	2,58	1,46
16	136,77	52,5	7,18	-1,83	2,44	3,90
17	135,87	52,5	7,13	-1,83	2,30	6,20
18	134,97	52,5	7,09	-1,83	2,17	8,37
19	134,07	52,5	7,04	-1,83	2,05	10,41
20	133,17	52,5	6,99	-1,83	1,93	12,34
21	132,26	52,5	6,94	-1,83	1,82	14,17
22	131,36	52,5	6,90	-1,83	1,72	15,88
23	130,46	52,5	6,85	-1,83	1,62	17,50
24	129,56	52,5	6,80	-1,83	1,53	19,03
25	128,66	52,5	6,75	-1,83	1,44	20,47

Año	Producción eléctrica (GWh)	Precio red (€/MWh)	Ingreso (M€)	Gasto financiero (M€)	Gastos totales (M€)	Flujo de caja (M€)	Flujo caja actual (M€)	VAN (M€)
0								0,00
1	150,3	52,5	7,89	-7,8	-9,61	-1,7	-1,63	-1,63
2	149,4	52,5	7,84	-7,8	-9,61	-1,8	-1,60	-3,23
3	148,5	52,5	7,80	-7,8	-9,61	-1,8	-1,56	-4,79
4	147,6	52,5	7,75	-7,8	-9,61	-1,9	-1,53	-6,32
5	146,7	52,5	7,70	-7,8	-9,61	-1,9	-1,49	-7,81
6	145,8	52,5	7,65	-7,8	-9,61	-2,0	-1,45	-9,27
7	144,9	52,5	7,61	-7,8	-9,61	-2,0	-1,42	-10,68
8	144,0	52,5	7,56	-7,8	-9,61	-2,0	-1,38	-12,07
9	143,1	52,5	7,51	-7,8	-9,61	-2,1	-1,35	-13,41
10	142,2	52,5	7,46	-7,8	-9,61	-2,1	-1,31	-14,72
11	141,3	52,5	7,42	-7,8	-9,61	-2,2	-1,27	-16,00
12	140,4	52,5	7,37	-7,8	-9,61	-2,2	-1,24	-17,24
13	139,5	52,5	7,32	0	-1,83	5,5	2,90	-14,34
14	138,6	52,5	7,28	0	-1,83	5,4	2,74	-11,60
15	137,7	52,5	7,23	0	-1,83	5,4	2,58	-9,02
16	136,8	52,5	7,18	0	-1,83	5,4	2,44	-6,58
17	135,9	52,5	7,13	0	-1,83	5,3	2,30	-4,29
18	135,0	52,5	7,09	0	-1,83	5,3	2,17	-2,12
19	134,1	52,5	7,04	0	-1,83	5,2	2,05	-0,07
20	133,2	52,5	6,99	0	-1,83	5,2	1,93	1,86
21	132,3	52,5	6,94	0	-1,83	5,11	1,82	3,68
22	131,4	52,5	6,90	0	-1,83	5,07	1,72	5,40
23	130,5	52,5	6,85	0	-1,83	5,02	1,62	7,02
24	129,6	52,5	6,80	0	-1,83	4,97	1,53	8,55
25	128,7	52,5	6,75	0	-1,83	4,92	1,44	9,99

VI Resultados económicos planta híbrida

Año	Producción eléctrica (GWh)	Ingresos (M€)	Gastos (M€)	Flujo de caja (M€)	Flujo caja actualizado (M€)	VAN (M€)
0				-88,44	-88,44	-88,44
1	150,30	8,27	-3,16	5,11	4,86	-83,58
2	149,40	8,22	-3,16	5,06	4,58	-78,99
3	148,50	8,17	-3,16	5,01	4,32	-74,67
4	147,59	8,12	-3,16	4,96	4,07	-70,60
5	146,69	8,07	-3,16	4,91	3,84	-66,76
6	145,79	8,02	-3,16	4,86	3,62	-63,14
7	144,89	7,97	-3,16	4,81	3,41	-59,73
8	143,99	7,92	-3,16	4,76	3,21	-56,52
9	143,09	7,87	-3,16	4,71	3,03	-53,49
10	142,18	7,82	-3,16	4,66	2,85	-50,64
11	141,28	7,77	-3,16	4,61	2,69	-47,95
12	140,38	7,72	-3,16	4,56	2,53	-45,43
13	139,48	7,67	-3,16	4,51	2,38	-43,04
14	138,58	7,62	-3,16	4,46	2,24	-40,80
15	137,67	7,57	-3,16	4,41	2,11	-38,69
16	136,77	7,52	-3,16	4,36	1,99	-36,70
17	135,87	7,47	-3,16	4,31	1,87	-34,83
18	134,97	7,42	-3,16	4,26	1,76	-33,07
19	134,07	7,38	-3,16	4,22	1,66	-31,42
20	133,17	7,33	-3,16	4,17	1,56	-29,86
21	132,26	7,28	-3,16	4,12	1,47	-28,39
22	131,36	7,23	-3,16	4,07	1,38	-27,02
23	130,46	7,18	-3,16	4,02	1,30	-25,72
24	129,56	7,13	-3,16	3,97	1,22	-24,50
25	128,66	7,08	-3,16	3,92	1,15	-23,36

VII Coste de la planta CAES en función de la capacidad de la cavidad

Capacidad cavidad (MWh)	Cavidad (M€)	TES (M€)	Compresores (M€)	Turbinas (M€)	Interc (M€)	Tuberías (M€)	Otros (M€)	CAPEX (M€)	Opex fijo (M€)	Opex variable (M€)	OPEX (M€)
50	1	0,53	9,9	5	7,74	2,37	1,30	27,34	0,93	0,38	1,31
100	1	1,07	9,9	5	7,74	2,47	1,36	28,53	0,94	0,38	1,32
150	2	1,60	9,9	5	7,74	2,57	1,42	29,73	0,95	0,38	1,33
200	2	2,14	9,9	5	7,74	2,68	1,47	30,92	0,96	0,38	1,34
250	3	2,67	9,9	5	7,74	2,78	1,53	32,12	0,96	0,38	1,34
300	3	3,21	9,9	5	7,74	2,88	1,59	33,32	0,97	0,38	1,35
350	4	3,74	9,9	5	7,74	2,99	1,64	34,51	0,98	0,38	1,36
400	4	4,28	9,9	5	7,74	3,09	1,70	35,71	0,99	0,38	1,37
450	5	4,81	9,9	5	7,74	3,19	1,76	36,90	1,00	0,38	1,37
500	5	5,35	9,9	5	7,74	3,30	1,81	38,10	1,00	0,38	1,38
550	6	5,88	9,9	5	7,74	3,40	1,87	39,29	1,01	0,38	1,39
600	6	6,42	9,9	5	7,74	3,51	1,93	40,49	1,02	0,38	1,40
650	7	6,95	9,9	5	7,74	3,61	1,98	41,68	1,03	0,38	1,41
700	7	7,49	9,9	5	7,74	3,71	2,04	42,88	1,03	0,38	1,41
750	8	8,02	9,9	5	7,74	3,82	2,10	44,07	1,04	0,38	1,42
800	8	8,56	9,9	5	7,74	3,92	2,16	45,27	1,05	0,38	1,43
850	9	9,09	9,9	5	7,74	4,02	2,21	46,46	1,06	0,38	1,44
900	9	9,63	9,9	5	7,74	4,13	2,27	47,66	1,07	0,38	1,44
950	10	10,16	9,9	5	7,74	4,23	2,33	48,85	1,07	0,38	1,45
1000	10	10,70	9,9	5	7,74	4,33	2,38	50,05	1,08	0,38	1,46

VIII Ingresos mercado diario-mercado ajustes

Precio electricidad mercado diario $\leq X$ (€/MWh)	Frecuencia (h/año)	Frecuencia acumulada (h/año)	Precio medio mercado diario horas frecuencia acum. (€/MWh)	Precio medio venta electricidad mercado diario (€/MWh)	Energía utilizada tren compresores (MWh/año)	Energía generada tren turbinas (MWh/año)	Horas funcionamiento turbina (h/año)	Precio venta mercado ajuste (€/MWh)	Energía producida por el parque (GWh/año)	Energía restante vertida por parque eólico (GWh/año)	Beneficio mercado ajuste (M€/año)	Beneficio vertido planta eólica (M€/año)	Beneficio total planta híbrida (M€/año)
2	8,5	8,5	2,00	52,53	153	92	3,4	61,44	150,4	150,3	0,006	7,896	7,901
4	39	47,5	2,25	52,76	855	513	19,0	61,44	151,1	150,3	0,032	7,928	7,959
6	35	82,5	3,40	52,95	1485	891	33,0	61,44	151,7	150,2	0,055	7,955	8,010
8	14,5	97	4,10	53,03	1746	1048	38,8	61,44	152,0	150,2	0,064	7,966	8,030
10	17	114	4,68	53,12	2052	1231	45,6	61,44	152,3	150,2	0,076	7,978	8,054
12	8,5	122,5	5,25	53,16	2205	1323	49,0	61,44	152,4	150,2	0,081	7,984	8,065
14	13,5	136	5,94	53,22	2448	1469	54,4	61,44	152,6	150,2	0,090	7,993	8,083
16	13	149	6,65	53,28	2682	1609	59,6	61,44	152,9	150,2	0,099	8,001	8,100
18	7,5	156,5	7,15	53,31	2817	1690	62,6	61,44	153,0	150,2	0,104	8,005	8,109
20	14	170,5	8,43	53,36	3069	1841	68,2	61,44	153,2	150,2	0,113	8,013	8,126
22	22	192,5	9,60	53,45	3465	2079	77,0	61,44	153,6	150,1	0,128	8,025	8,152
24	20,5	213	14,18	53,52	3834	2300	85,2	61,44	154,0	150,1	0,141	8,035	8,176
26	32	245	15,88	53,63	4410	2646	98,0	61,44	154,5	150,1	0,163	8,049	8,212
28	48,5	293,5	18,22	53,78	5283	3170	117,4	61,44	154,8	149,5	0,195	8,042	8,236
30	62,5	356	21,02	53,96	6408	3845	142,4	61,44	154,8	148,4	0,236	8,008	8,245
32	109,5	465,5	23,35	54,27	8379	5027	186,2	61,44	154,8	146,4	0,309	7,947	8,256
34	121	586,5	25,65	54,59	10557	6334	234,6	61,44	154,8	144,3	0,389	7,874	8,263
36	192	778,5	28,38	55,06	14013	8408	311,4	61,44	154,8	140,8	0,517	7,752	8,268
38	189,5	968	30,38	55,50	17424	10454	387,2	61,44	154,8	137,4	0,642	7,625	8,267
40	267,5	1235,5	32,63	56,09	22239	13343	494,2	61,44	154,8	132,6	0,820	7,435	8,255
42	308,5	1544	34,53	56,73	27792	16675	617,6	61,44	154,8	127,0	1,025	7,206	8,231
44	367,5	1911,5	36,36	57,47	34407	20644	764,6	61,44	154,8	120,4	1,268	6,920	8,188
46	459	2370,5	38,29	58,37	42669	25601	948,2	61,44	154,8	112,1	1,573	6,546	8,119
48	472	2842,5	39,93	59,28	51165	30699	1137,0	61,44	154,8	103,6	1,886	6,144	8,031
50	532	3374,5	41,63	60,30	60741	36445	1349,8	61,44	154,8	94,1	2,239	5,672	7,912
52	695	4069,5	43,35	61,70	73251	43951	1627,8	61,44	154,8	81,6	2,700	5,032	7,732
54	508	4577,5	44,54	62,77	82395	49437	1831,0	61,44	154,8	72,4	3,037	4,545	7,583

13. Abstract

The energy needs of the humankind have grown with time, causing a negative impact on the environment. The human socioeconomic development achieved in the last years was achieved in an unsustainable way, triggering the present climate change, one of the biggest challenges that affects all the World. To reduce that negative impact one of the necessary actions is the large-scale use of renewable energy. The variability of some of those energy sources show the need of energy storage to achieve a totally decarbonized energy mix.

This research work analyses the different designs of the compressed air energy storage plants (CAES) and proposes a design of an adiabatic CAES plant with underground storage with a salt cavern as the storage vessel in Pinós, Solonès. The underground geology in suitable lithologies is analyzed and the most suitable places for this project are chosen.

The CAES plant is proposed along a wind farm in Pinós's mountain range. The wind conditions are calm and a IEC class III wind turbine is selected as the most profitable device. The most important source of revenue is the sale of the electricity produced by the wind farm. To obtain a higher revenue for the sale of electricity is proposed to participate in the ancillary services of the electricity system as the mean price per MWh is higher.

The economic results show that the wind farm alone is profitable with an IIR of 8,5%. The hybrid wind farm-CAES plant is not economically viable as the revenue granted by the CAES plant is not enough to make it profitable.