

8 de noviembre de 2021



# CANTERAS DE BOMBEO

---

---

---

---

---

Socios/fundadores

**Andrés Botana Galeazzi**

**Enrique Hernández-Penide Guio**

**Abel Hernando Moyano**

**Vicente Llario Romero**

**Izaro Lobato Batiz**

**José Manuel Manjón Linares**

Asesora

**Carmen López Ocón**



ONE PAGE

# CANTERAS DE BOMBEO S.L.

Almacenamiento sostenible

## ¿Qué es Canteras de Bombeo?

Canteras de Bombeo es una startup que desarrolla proyectos de **centrales hidroeléctricas reversibles** en explotaciones de rocas y minerales industriales abandonadas o en desuso.

En España existen 18.830 canteras de rocas y minerales industriales, de las cuales 11.032 se encuentran abandonadas.



La expansión de renovables no gestionables requiere de sistemas de almacenamiento para alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable.



El cierre de minas y canteras produce un receso en la economía de aquellas poblaciones ubicadas cerca de la explotación.



## ¿Por qué nosotros?

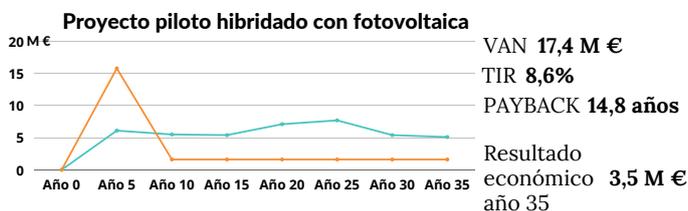
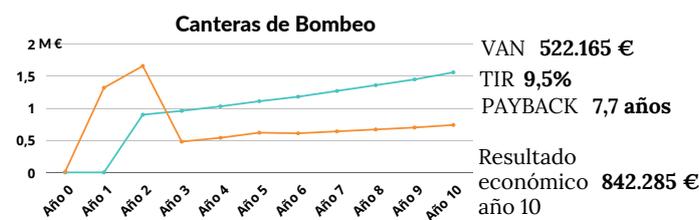
La Estrategia de Almacenamiento de Energía, en línea con los objetivos del PNIEC, prevé que España cuente en 2030 con 20 GW de almacenamiento frente a los 8,3 GW actuales y con 30 GW en 2050.

La reutilización de excavaciones artificiales como depósitos de agua, permite **reducir el coste de inversión y los impactos** frente a centrales convencionales, así como la integración dentro del territorio de unas zonas muy degradadas.

La construcción, mantenimiento y operación de las centrales de bombeo en antiguas explotaciones mineras favorece la **reactivación de la economía local** mediante un proyecto sostenible con una vida útil superior a 50 años.



### Datos financieros



### Equipo Canteras de Bombeo



José Manuel Manjón  
Gerente de la empresa



Abel Hernando  
Ing. Geólogo



Vicente Llarío  
Ing. hidráulico



Izaro Lobato  
Socio/Consejero



Enrique Hernández  
Socio/Consejero



Andrés Botana  
Socio/Consejero



Almacenamiento energético masivo y renovable.



Carácter innovador al integrar la tecnología hidráulica con otras renovables.



Transición energética y recuperación económica de antiguas zonas mineras.



## INDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO	3
2.	INTRODUCCIÓN	7
3.	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.	9
3.1	OPORTUNIDAD DETECTADA	9
3.2	DESAFÍOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	9
3.3	OPORTUNIDAD PARA CANTERAS DE BOMBEO	12
4.	VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO.	13
4.1	FACTORES PROPIOS DE LA SOLUCIÓN	14
4.2	ANÁLISIS DEL ENTORNO	14
4.2.1	FACTORES POLÍTICOS Y LEGALES.	15
4.2.2	FACTORES ECONÓMICOS	16
4.2.3	FACTORES SOCIALES/ MEDIOAMBIENTALES.	16
4.2.4	FACTORES TECNOLÓGICOS.	17
4.3	ANÁLISIS DEL SECTOR	18
4.3.1	PRINCIPALES COMPETIDORES ACTUALES	18
4.3.2	PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES	19
5.	ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO / PLAN ESTRATÉGICO	20
5.1	ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO	20
6.	MODELO DE NEGOCIO.	22
6.1	PROPUESTA DE VALOR	24
6.2	SEGMENTO DE CLIENTES	24
6.3	RELACIÓN CON LOS CLIENTES	24
6.4	CANALES	24
6.5	ACTIVIDADES CLAVE	25
6.6	RECURSOS CLAVE	25
6.7	ASOCIADOS CLAVE	25
6.8	INGRESOS Y BENEFICIOS	26
6.9	COSTES	26
6.10	OBJETIVOS	27
6.10.1	¿QUÉ SE ESPERA LOGRAR?	27
6.10.2	¿CUÁNDO?	27
6.10.3	¿DÓNDE?	28
6.10.4	¿CÓMO SE VA A LOGRAR?	28
6.10.5	¿QUIÉN?	28
6.10.6	MISIÓN	29
6.10.7	VISIÓN	29
6.11	VENTAJAS COMPETITIVAS Y FACTORES CLAVES DEL ÉXITO	29
7.	PLAN DE ACCIÓN	30
7.1	PLAN OPERATIVO	30



7.1.1	CADENA DE VALOR	30
7.1.2	PROCESOS ESTRATÉGICOS	31
7.1.3	PROCESOS DE APOYO	32
7.1.4	PROCESOS PRIMARIOS	34
7.1.5	ANÁLISIS DE ACTIVIDADES Y TAREAS: MAPA DE PROCESOS	35
7.2	PROYECTO PILOTO.	36
7.3	PLAN DE MARKETING	37
7.3.1	4P'S MARKETING MIX	37
7.3.2	CRONOGRAMA DE MARKETING	38
7.3.3	PRESUPUESTO DE MARKETING	38
7.4	PLAN DE RECURSOS HUMANOS	39
7.4.1	SOCIEDAD	39
7.4.2	PERFILES, FUNCIONES Y ORGANIGRAMA	39
8.	PLAN LEGAL	46
8.1	LEGISLACIÓN DE MINAS	46
8.2	CONCESIÓN DE AGUAS	47
8.3	AUTORIZACIÓN AMBIENTAL	48
8.4	Autorización administrativa de la instalación	48
9.	PLAN FINANCIERO.	49
9.1	INTRODUCCION	49
9.2	FUENTE DE INGRESOS.	49
9.3	INVERSION INICIAL	50
9.4	GASTOS FIJOS	50
9.4.1	SALARIOS	51
9.4.2	SEGURIDAD SOCIAL	51
9.4.3	MARKETING	51
9.4.4	GASTOS OPERATIVOS.	51
9.5	ESTRATEGIA DE FINANCIACIÓN	52
9.5.1	FINANCIACIÓN PROPIA O INTERNA	52
9.5.2	FINANCIACIÓN AJENA O EXTERNA	52
9.6	ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO.	52
10.	BIBLIOGRAFÍA	56
	ANEXO I. RESULTADOS DE LAS ENCUESTAS	58
	ANEXO II. PROYECTO PILOTO	70
	ANEXO III PLAN FINANCIERO DEL PROYECTO PILOTO.	83
	ANEXO IV ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DEL PROYECTO PILOTO	86
	ANEXO V CRONOGRAMAS	109



## 1. RESUMEN EJECUTIVO

Canteras de Bombeo S.L. es una empresa que nace con la necesidad de satisfacer la demanda actual que existe para el despliegue de sistemas de almacenamiento energético para garantizar el suministro eléctrico ante la entrada masiva de energías renovables intermitentes y no gestionables, mediante el desarrollo de centrales hidráulicas reversibles o de bombeo que aprovecharán antiguas canteras actualmente en desuso como depósitos para almacenar el agua y turbinarla para producir electricidad en las horas de mayor consumo o a requerimiento del sistema eléctrico.

### ➤ **¿Qué problema hemos detectado?**

El agravante problema que existe actualmente en el territorio español debido al gran número de canteras y minas abandonadas y/o en desuso hacen necesaria su recuperación e integración medioambiental dentro del territorio, con la posibilidad de un aprovechamiento energético a partir de las mismas.

### ➤ **¿Qué solución encontramos al problema?**

Nuestra solución radica en aprovechar la capacidad de las canteras y minas abandonadas y/o en desuso, como depósitos naturales de agua, e integrar un aprovechamiento hidráulico que genere y almacene gran cantidad de energía y sea posible conectar a la red.

Este tipo de tecnología es la más adecuada y es la única que permite actualmente, acumular energía a gran escala y aportar estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema energético; al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin crear ningún tipo de emisión a la atmósfera.

### ➤ **¿Cuál es nuestra propuesta de valor?**

Nuestra propuesta valor se enfoca principalmente en cuatro puntos:

- Reutilizar y regenerar un espacio totalmente degradado y/o en desuso y con gran potencial de almacenamiento de energía.
  - Aumentar la capacidad de almacenamiento al sistema eléctrico mediante un recurso renovable.
  - Creación de empleo en zonas mineras o de reto demográfico y participación de empresas locales en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de los proyectos.
  - Reactivación económica y beneficios sociales en el área de influencia.
- **¿Y cómo lo haremos? Plan Estratégico**

Para llevar a cabo el Plan Estratégico de este proyecto se ha realizado un análisis muy detallado de todas las acciones involucrada en el proyecto: socios, actividades, propuesta y recursos; se ha tenido en cuenta la relación con los posibles clientes; así como, estructura de costes y fuente de ingresos prevista. Todas estas acciones nos han permitido obtener un Plan Estratégico claro, contundente y coherente que permite apostar y seguir adelante con esta propuesta.



➤ **¿Qué barreras de entrada hemos identificado?**

La principal barrera es la obtención de fuente de datos reales y coherentes que muestren la situación actual del número de canteras y minas abandonadas y/o en desuso en territorio nacional.

Otra barrera a destacar ha sido la búsqueda de ubicaciones que dispongan de unas características idóneas para el aprovechamiento hidráulico (formación geológica, dimensiones, desnivel, etc).

➤ **¿Cuáles son nuestras ventajas competitivas?**

Los clientes de Canteras de bombeo S.L. reciben el beneficio de ejecutar un proyecto de almacenamiento totalmente desarrollado y preparado para su construcción.

Este proyecto permite la posibilidad de hibridarse con otros tipos de tecnologías renovables, como puede ser la fotovoltaica y la eólica, lo que, sumado a su carácter innovador, energético y la recuperación medioambiental de una zona degradada, hacen que estos proyectos sean atractivos por sus múltiples beneficios.

➤ **Nuestro equipo de trabajo**

Durante el primer año de su vida empresarial, CANTERAS DE BOMBEO estará integrada por dos de los socios ejerciendo las funciones de búsqueda de emplazamientos adecuados y análisis técnico de la viabilidad de los emplazamientos.

En el siguiente año (2) se incorporará el tercer socio, en calidad de gerente de la sociedad ejerciendo simultáneamente las funciones de responsable de compras y marketing; y también se incorpora el responsable legal.

Posteriormente a partir del año (4) y (5) se incorporarían el responsable de marketing y compras, respectivamente.

➤ **¿De qué manera generaremos ganancias?**

El objetivo es vender el desarrollo de un proyecto específico a una empresa o fondo de inversión activo en el mercado, con la tramitación administrativa completa para la construcción del proyecto.

Para poder llevar a cabo el proyecto, en unas condiciones técnicas y económicas óptimas, la empresa o fondo que ejecute la inversión deberá realizar una serie de pagos, en función de la consecución de los siguientes hitos:



Cobro de los hitos a desarrollar		
Nº de Hito	Descripción	% A facturar
Hito 1	Análisis de la cantera	10,00 %
Hito 2	Conseguir la concesión	10,00 %
Hito 3	Acceso y conexión a red	15,00 %
Hito 4	Estudios de ingeniería	15,00 %
Hito 5	Declaración de impacto ambiental (DIA)	30,00 %
Hito 6	Autorización administrativa previa (AAP)	5,00 %
Hito 7	Autorización administrativa de construcción (AAC)	5,00 %
Hito 8	Licencia de obras	10,00 %

Tabla 1. Porcentajes de cobros de hitos a desarrollar.

➤ ¿Y cuál es el resultado económico de la empresa?

Para evaluar el resultado económico del proyecto se ha tenido en cuenta la diferencia entre ingresos y gastos durante los primeros 10 años de vida de la empresa. Con un resultado económico positivo en el décimo año de 842.285 €.

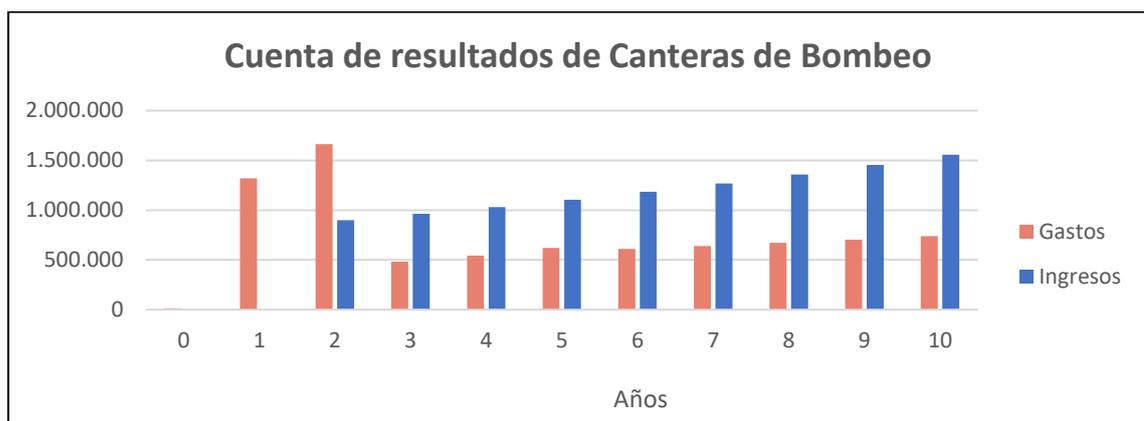


Figura 1. Cuenta de resultados de Canteras de Bombeo

Los resultados de VAN, TIR y PAYBACK para este periodo de estudio son:

- VAN: 522.165 €
- TIR: 9,49 %
- PAYBACK: 7,65 años

➤ ¿Y cómo sabemos que nuestro producto es rentable?

Con el objetivo de demostrar la rentabilidad del producto se plantea el desarrollo de un proyecto piloto desde la tramitación inicial, hasta la construcción y operación.

El lugar escogido se sitúa en Carballada de Valdeorras, en la provincia de Ourense. El proyecto piloto se desarrolla entre dos canteras (Oportuna y Pena-Pandela), actualmente en



desesuso, con un desnivel de 644 m entre ellas y un volumen de 225.000 m<sup>3</sup> y 300.000 m<sup>3</sup> respectivamente, con una potencia de la central de bombeo de 35,7 MW.

La hipótesis de funcionamiento prevista de la instalación es producir energía, en las horas de mayor consumo y bombear en las horas de precios bajos.

El proyecto se completará con una planta fotovoltaica de potencia nominal 35 MW, capaz de generar la energía necesaria para bombear agua al depósito superior y cuando ésta no sea suficiente se comprará al mercado.

Los costes asociados a las fases iniciales previos a la construcción del proyecto ascienden a un total de 1,5 M€, que incluyen los gastos de ingeniería, relacionado con: Estudios de Impacto Ambiental, Estudios Técnicos (Hidrológicos, Hidráulicos, Geológicos y Geotécnicos), Estudios de Seguridad y Salud y Control de Calidad y todos los costes relacionados con el mantenimiento de avales y el visado del proyecto.

A continuación, del mismo modo, se ha realizado un análisis de todos los costes relacionados con el EPC del proyecto como son: la construcción de la central de bombeo, la infraestructura de evacuación, el coste de desarrollo de la concesión, EPC de hibridación, coste de reposición de agua y todos los impuestos relacionados con este tipo de infraestructura haciendo un total de 43.585.566 €.

Se ha realizado la evaluación del proyecto piloto con un año horizonte de 35 años. De esos 35 años, 5 años son necesarios para la tramitación administrativa y construcción del proyecto y 30 años de explotación.

Considerando la toma de un crédito a una tasa de 5,00% anual, los valores TIR y VAN del proyecto son:

TIR	8,60 %
VAN	17,4 M€
PAYBACK	14,79 años

**Tabla 2. Resultado económico del proyecto piloto con hibridación fotovoltaica.**

Por lo tanto, podemos concluir que el proyecto es rentable y genera beneficio a Canteras de Bombeo S.L.



## 2. INTRODUCCIÓN

La minería empieza a desarrollarse en el territorio español a raíz de que países como Reino Unido, Francia o Bélgica, más avanzados en este aspecto, empezasen a ver el interés de los recursos y aprovechamiento de la península. En este contexto, la minería se plantea como un aprovechamiento de los recursos sin que entre en cuestión la limitación de los mismos o el impacto que dicha explotación pueda generar en el entorno.

En aquel momento, la prioridad en el territorio nacional era la creación de riqueza, generación de empleo y el fomento de la industria, por tanto, la expansión de la minería en el territorio nacional era de gran interés y tenía una lectura positiva.

Una vez se asienta el sector minero, los proyectos cobran tal entidad que llegan a crear auténticas ciudades a su alrededor, véase como ejemplo la cuenca minera Astur- Leonesa. Además, el aumento de las necesidades energéticas de la población, la especialización del sector y el desarrollo tecnológico experimentado a finales del siglo XX, con maquinaria capaz de explotar recursos inaccesibles tiempo atrás, hizo que aumentase exponencialmente el número de proyectos mineros. Si a esto se le añade una laxa normativa ambiental, el resultado es un entorno plagado de canteras abandonadas, sin ningún tipo de utilidad, proyectos mineros que aún a día de hoy continúan generando un importante impacto ambiental a través de las filtraciones de aguas contaminadas o socavones en el terreno de grandes proporciones que causan impacto paisajístico.

Actualmente, valorando la situación de crisis climática en la que se encuentra el planeta y la necesidad inmediata de medidas que reviertan la situación, ya sea favoreciendo la transición energética hacia un sistema descarbonizado, la concienciación de la población hacia un pensamiento más sostenible o la optimización de la eficiencia para tratar de aprovechar al máximo cada recurso, parece ilógico que no se intente lograr un aprovechamiento de estas infraestructuras producidas por la industria minera.

Partiendo de esta información y, tras darse a conocer los resultados de la última subasta de capacidad, donde claramente han arrasado las tecnologías renovables eólica y fotovoltaica, cuyo principal hándicap es la intermitencia y falta de gestionabilidad, es fácil prever que el futuro inmediato de la transición energética pasa por el desarrollo de un sistemas de almacenamiento masivo que permita la integración de ambas tecnologías en el sistema eléctrico nacional, garantizando el suministro, la seguridad y la calidad del sistema.

En la actualidad, los avances producidos en las baterías de litio y la creciente popularidad del hidrógeno, aún en una fase muy prematura, suponen sistemas de almacenamiento con una capacidad insuficiente para llegar a complementar las grandes plantas fotovoltaicas y eólicas.

La situación de las centrales hidroeléctricas tradicionales es muy distinta, si bien cuentan con la capacidad suficiente para complementar ambas tecnologías, las restricciones ambientales en la instalación de nuevas centrales hidroeléctricas en cursos hídricos naturales y los altos costes de inversión en la construcción de la infraestructura pertinente, hacen que tan solo se contemple la opción de renovación y ampliación de las centrales.

El desarrollo del bombeo reversible, es una variante de la tecnología hidroeléctrica en la que, además de generar energía eléctrica turbinando el agua acumulada en un depósito a cierta altura, es capaz de elevar el agua de nuevo hacia ese depósito situado en un nivel superior,



consumiendo energía eléctrica en las horas valle o de menor demanda, creando un almacén de energía para producir electricidad en los momentos en que se precise. La hibridación de esta tecnología con otros sistemas renovables hace que la energía que se consume en el bombeo sea renovable dotando al conjunto de un carácter 100% renovable.

A día de hoy, se trata de la tecnología más eficiente para acumular energía a gran escala, es más rentable que una central hidroeléctrica tradicional y aporta estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema energética al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin crear ningún tipo de emisión a la atmósfera.

Para que se pueda llevar a cabo la acumulación energética de esta tecnología es necesario que exista un depósito superior y un depósito inferior o bien un depósito superior y una toma de agua de un curso hídrico a una cota inferior. Al igual que ocurre con las centrales hidroeléctricas tradicionales, la disponibilidad de buenos emplazamientos es limitada y las restricciones ambientales a la hora de afectar a un curso hídrico natural son muy estrictas.

Sintetizando lo descrito anteriormente, se deduce que es necesaria una tecnología de almacenamiento energético con una capacidad de acumulación equiparable al incesante aumento de generación eléctrica producida en las grandes plantas fotovoltaicas y eólicas. Esto, añadido al carente valor, incluso problemática, de las canteras y minas abandonadas en todo el territorio español, hacen que casi se trate de una obligatoriedad el aprovechamiento energético de las mismas, remediando los errores producidos en el pasado y que aún seguimos lamentando y, además, favoreciendo la reactivación de la economía de aquellas zonas donde tiempo atrás gran parte de la población local dependía directa o indirectamente de la mina o cantera.



### 3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

#### 3.1 OPORTUNIDAD DETECTADA

Cuando finaliza la vida útil o de explotación de una mina o cantera, queda descubierta una superficie, cuya restauración implica un coste económico y una alta responsabilidad ambiental. En otro tiempo, después de haberse producido el cese de la actividad de extracción y, ante la falta de estériles de relleno, muchas canteras y explotaciones mineras no contemplaban la posibilidad de llevar a cabo una correcta restauración topográfica y paisajística, dejando una depresión en el terreno de proporciones considerables.

Esta práctica habitual, ha dado lugar en muchos casos a una serie de problemas asociados, como la generación de puntos de vertido incontrolados, además de acciones ilegales por parte de empresas que utilizan estas depresiones como centros de valorización irregulares.

Con la entrada en vigor de la obligación de la restauración de las canteras y minas una vez finalizado su vida útil, se han minimizado este tipo de actuaciones. No obstante, la realidad es que existen todavía numerosas canteras en esta situación a las que debe darse una solución.

Ante esta situación se plantea el uso de estas cavidades como depósitos de agua, cuando las características del terreno lo permitan. Las canteras tendrían de esta forma, un nuevo uso mediante la implantación de una instalación de bombeo reversible, entre dos canteras existentes con un desnivel suficiente entre ambas.

Además, este tipo de bombeo no cuenta con algunas de las desventajas de las centrales de bombeo reversibles tradicionales, como pueden ser la dependencia de la irregularidad hidrológica de la mayoría de los ríos, la rigidez del uso de muchos embalses con otras funciones asociadas, la lejanía de las centrales de bombeo a los puntos de consumo o las restricciones medioambientales para la implantación de nuevas centrales, por todo ello las canteras y minas abandonadas se convertirían en el lugar apropiado para su desarrollo.

#### 3.2 DESAFÍOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- Descarbonización de la generación y de la demanda.
- Entrada masiva de renovables, por ser España un país con gran potencial eólico y fotovoltaico.
- Apuesta del gobierno por la transición energética hacia un sistema 100% renovable.

La comunidad internacional ha adquirido el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050-2100 y para conseguir este objetivo es necesario marcar el camino de la descarbonización energética.

En 2011, la Unión Europea confirmó sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (emisiones) GEI en el horizonte 2050: entre un 80% y un 95% respecto al nivel de 1990. El Acuerdo de París, alcanzado en la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, incluye el compromiso de alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para contener el aumento de la temperatura de la Tierra.



El compromiso europeo de reducción de emisiones GEI supondrá para España que las emisiones se limiten hasta un valor muy reducido de entre 14 y 88 MtCO<sub>2</sub>. Este objetivo sólo se podrá alcanzar si el nuevo modelo energético pone en marcha simultáneamente las siguientes palancas de descarbonización:

- Cambiar vectores energéticos, como el consumo de productos petrolíferos (siempre que haya una alternativa viable), por otros con menores emisiones, como el gas natural.
- Desarrollar un parque de generación eléctrica basado exclusivamente en energías renovables.
- Implantar medidas de eficiencia energética para no desperdiciar energía en consumos innecesarios.

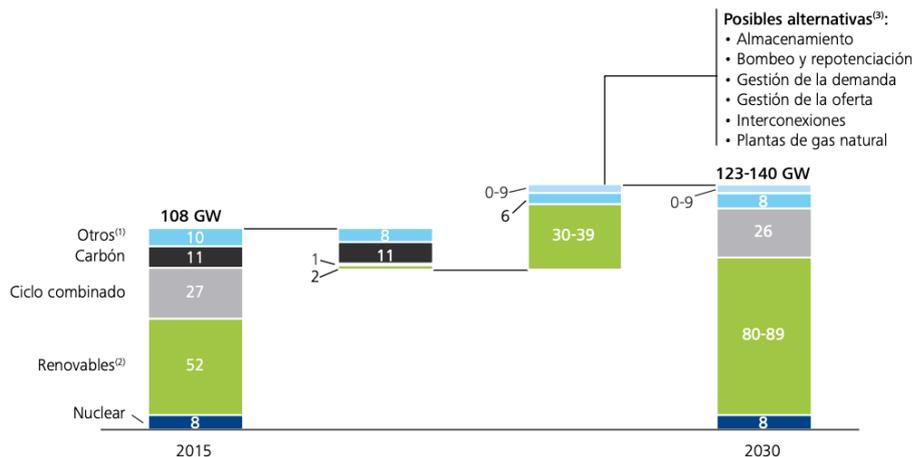
La electrificación de la demanda necesaria para la descarbonización ha de ir necesariamente acompañada por el desarrollo de un parque de generación libre de emisiones.

Las estimaciones hablan que la demanda eléctrica crecerá una media de entre un 1% y un 2,4% anual hasta 2030, situándose entre 305 y 375 TWh. El aumento de demanda se producirá en paralelo con un cierto aplanamiento de la curva de demanda. Esta reducción del apuntamiento será causada por una mayor penetración de tecnologías de gestión de la demanda (demanda response), por el desarrollo del almacenamiento y por el incremento de demanda eléctrica con cierta capacidad de gestión, como la recarga de vehículos eléctricos.

Para conseguir los objetivos de descarbonización, todo el crecimiento de la demanda eléctrica debe ser cubierto con energía renovable, salvo en determinados escenarios de crecimiento de la demanda o cuando no haya sido posible implementar a tiempo otras fuentes de energía (por ejemplo, interconexiones, bombeos).

Cuadro 38: Evolución del parque de generación en el horizonte 2030

Capacidad instalada de generación eléctrica (GW)



(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros

(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y generación solar descentralizada.

(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por tecnología de generación con gas natural

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

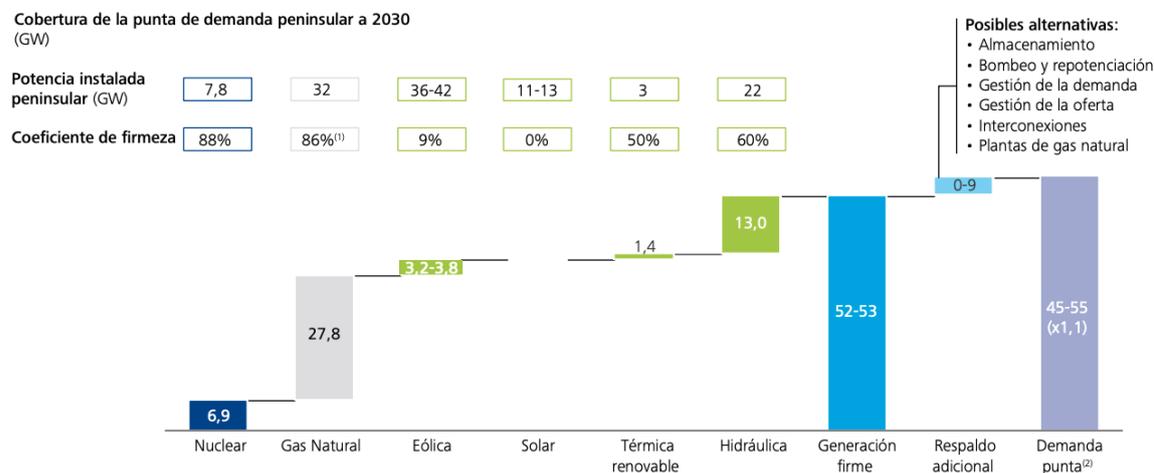
Figura 2. Evolución del parque de generación en el horizonte 2030. Fuente: Deloitte



Hasta 2030 se necesitaría la instalación de entre 30 y 39 GW de capacidad renovable (ver figura 2), lo que equivaldría la instalación de entre 2 y 2,6 GW anuales de capacidad de generación renovable.

El esfuerzo en penetración de energías renovables a realizar es muy relevante, y su reparto entre múltiples agentes ayudará a su cumplimiento. Sin embargo, esta necesidad de penetración de las renovables para cumplir con los compromisos de descarbonización alcanzados con el resto de los países europeos a 2050 genera un problema de gestión de la demanda ya que estas tecnologías no son gestionables pues su recurso no es constante y para ello se hace necesaria una capacidad importante de respaldo y flexibilidad que, inicialmente, será proporcionada por el parque térmico, nuclear e hidráulico actual. Esta capacidad firme, se complementará (y sustituirá), cuando los costes y el desarrollo tecnológico lo permitan. Estas nuevas opciones de capacidad firme y flexible se pueden corresponder con la construcción u optimización de centrales de bombeo tradicionales, la gestión de la demanda y las nuevas tecnologías de almacenamiento (ver figura 3).

Cuadro 41: Alternativas para cubrir la demanda punta peninsular en España



(1) Ponderación del coeficiente de firmeza del ciclo combinado (90%) y la cogeneración (70%)  
 (2) Demanda punta peninsular estimada a 2030 (45-55 GW) multiplicada por un coeficiente de seguridad 1,1  
 Nota: Se muestran valores medios  
 Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Figura 3. Alternativas para cubrir la demanda peninsular. Fuente: Deloitte.

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento serán competitivas como para proporcionar la flexibilidad y el respaldo necesarios para las puntas de demanda, sin embargo, en cualquier caso, existe una duda razonable de que, en el horizonte 2030, las tecnologías de almacenamiento puedan proporcionar un respaldo significativo. De la misma manera, se podrían argumentar dudas razonables de que estén disponibles a tiempo la suficiente capacidad de interconexión internacional o nuevos mecanismos de gestión de la demanda que aporten una parte relevante de ese respaldo necesario. Por tanto, durante la transición a 2030 parece imprescindible asegurar que las tecnologías convencionales de apoyo ya instaladas, como pueden ser las centrales hidroeléctricas, se mantengan en el sistema, mientras los nuevos sistemas de almacenamiento se desarrollan.

En este contexto, el Gobierno de España a través de Plan Nacional de Energía y Clima PNIEC 2021-2030 prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para



otorgar flexibilidad al sistema eléctrico, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico. En febrero de 2021, el Gobierno aprobó la Estrategia de Almacenamiento Energético que cuantifica las necesidades de almacenamiento, en línea con lo previsto en el PNIEC y con el objetivo de neutralidad climática antes del 2050, en 20GW de capacidad total en el año 2030, contando los 8,3GW disponibles a día de hoy y de unos 30 GW para el año 2050.

### 3.3 OPORTUNIDAD PARA CANTERAS DE BOMBEO

El almacenamiento eficiente de energía es un pilar fundamental para la transición energética. Actualmente en España, es un tema de discusión, ya que existe una gran necesidad de almacenamiento energético para poder dar respuesta a las horas de más alta demanda. Una necesidad que actualmente no se ha satisfecho por los pocos proyectos e instalaciones que existen de almacenamiento de energía.

Como se ha venido explicando, el bombeo hidroeléctrico es hoy en día la tecnología principal de respaldo para dar apoyo con el almacenamiento energético al sistema eléctrico nacional, a pesar de ello presenta dificultades para desarrollar nuevas instalaciones debido a las restricciones medioambientales e hidrológicas que se pueden producir con los bombeos tradicionales con embalses.

Por esta razón, Canteras de Bombeo tienen un gran potencial de desarrollo al reutilizar un espacio que actualmente se encuentra ocioso. Se re-aprovecharía la zona para el proyecto ya que no requiere de una gran inversión al ya poseer la infraestructura desaprovechada existente y desde el punto de vista medioambiental, supondría la recuperación de una zona altamente degradada para convertirla en un depósito natural de agua, perfectamente integrado dentro del territorio.

Con este proyecto se quiere lograr impulsar los proyectos de almacenamiento 100% sostenible y, adicionalmente, fomentar la creación de empleo de forma local, ayudando a reactivar economía de la zona donde se encuentran ubicadas las canteras.



## 4. VALIDACIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO.

En el presente capítulo se van a describir los distintos factores que van a definir el modelo de negocio. Se van a analizar tanto factores de carácter interno (fortalezas del modelo) como externo (oportunidades). Para ello, se van a realizar distintas hipótesis de modelos de negocio y estas se van a validar mediante encuestas realizadas a distintos stakeholders claves para el éxito del proyecto.

Las partes interesadas en la transformación de canteras en centrales de bombeo reversible se describen a continuación:

- **Empresas del sector eléctrico:** De cara a plantear una venta del proyecto, buscar un socio que ayude al negocio a crecer, buscar un inversor o simplemente para comprobar la visión de estas empresas sobre el potencial de la idea de negocio, son actores importantes en el entorno del proyecto y es por ello que validar distintas hipótesis del modelo de negocio con distintos responsables es clave para el proyecto.
- **Empresas consumidoras de electricidad:** Muchas industrias en España dependen de su consumo de energía eléctrica para muchos de los procesos que acometen. De cara a firmar algún tipo de acuerdo de compra de energía (PPA en inglés), es necesario comprender las preocupaciones de los posibles clientes y validar si estos estuvieran interesados en firmar un PPA o en invertir en el proyecto si este es capaz de ofrecer un precio competitivo y adaptarse a sus necesidades.
- **Operador del sistema eléctrico (TSO en inglés):** Ante la irrupción de multitud de solicitudes de acceso y conexión a red de transporte, unido a los próximos objetivos del PNIEC para el año 2030, pronostican un aumento muy significativo en el mix energético de las energías renovables no gestionables. Esto va a suponer un problema de cara a la gestionabilidad y seguridad del suministro. Para ello, el operador del sistema eléctrico va a requerir de centrales de almacenamiento y las centrales hidráulicas de bombeo reversible son una opción. De cara a afrontar un proceso de acceso y conexión a la red y saber en qué mercados de restricciones, ajustes o regulación hay más demanda. Es por ello que validar estas hipótesis con Red Eléctrica de España es importante de cara a saber los mercados a competir y lo complicado o sencillo que puede llegar a ser el proceso de permitting en caso de necesidad de REE.
- **Administraciones públicas:** Puesto que uno de los puntos clave del proceso es lograr las concesiones de las canteras y/o minas, así como el resto de autorizaciones administrativas de los proyectos, es necesario validar este y otros procesos clave durante la fase de permitting del proyecto hasta llegar a Ready to Build. Esta encuesta a su vez pretende validar la predisposición de los organismos públicos a apoyar los proyectos de rehabilitación de las canteras y/o minas para el uso como centrales de generación de energía eléctrica renovable.

Una vez realizadas dichas encuestas, se analizarán los resultados de las mismas para confirmar las hipótesis del modelo de negocio o por el contrario, la necesidad de pivotar ante la situación. El análisis de los resultados obtenidos se detalla en el Anexo I del documento.



## 4.1 FACTORES PROPIOS DE LA SOLUCIÓN

De cara a proponer una solución que genere un valor añadido para el mercado (en caso de adoptar una estrategia de remuneración en mercado diario, de ajustes y de regulación en frecuencia), la reutilización de canteras que se encuentran próximas entre sí y a diferentes cotas o a las cercanías de un lecho fluvial como punto de generación de electricidad mediante bombeo reversible permite:

- Ofrecer a la administración la posibilidad de mitigar el impacto medioambiental generado por estas canteras durante su fase de explotación, ya que en la actualidad se encuentran en mal estado y en muchas de ellas (sobre todo antes de los años 80, cuando no se exigía un plan de desmantelamiento y un plan de reacondicionamiento medioambiental).
- Prorrogar la vida de las minas y canteras abandonadas sin uso y con problemas medioambientales, facilitando nuevas concesiones de la administración.
- Solventar el principal escollo de las energías renovables de producción intermitente, su gestión. Actualmente, la transición hacia la descarbonización del sistema energético precisa de sistemas de almacenamiento capaces de suministrar energía en aquellos momentos donde la producción renovable sea insuficiente. Este proyecto supone una solución escalable, viable y replicable en toda la geografía nacional, puesto que en la actualidad hay más de 11.000 minas y/o canteras abandonadas.
- Polo de atracción de empleo mediante la instalación de industrias y proveedores auxiliares de servicios para el propio O&M de la planta como las posibilidades de desarrollo turístico que suponen la rehabilitación ambiental de estas canteras (plantación de árboles, plantas, herbáceas) y ocio (lago artificial).
- Proporcionar tanto a las empresas de generación de energía eléctrica como a las consumidoras de centrales de generación eléctrica gestionable y con certificados de origen renovable y sin emisiones de dióxido de carbono.

## 4.2 ANÁLISIS DEL ENTORNO

La energía hidroeléctrica es uno de los recursos cuantitativamente más importante dentro de la estructura de las energías renovables y se caracteriza por ser una fuente energética limpia y autóctona. La producción mundial de esta energía alcanza anualmente los 3.000 TWh, lo que representa el 20% de la producción mundial de electricidad, lo que la convierte en la renovable más utilizada en todo el mundo. España cuenta con un consolidado sistema de generación de energía hidroeléctrica y un sector tecnológicamente maduro y muy desarrollado.

El potencial hidroeléctrico aún sin explotar es muy elevado, ya que apenas se utiliza el 17% a nivel mundial, no obstante, su desarrollo futuro vendrá condicionado por su compatibilidad con los valores medioambientales y ecológicos de las zonas con potencial técnico disponible.

Son numerosos los factores positivos de este tipo de energía limpia; en particular las centrales de bombeo reversibles proporcionan multitud de ventajas:

- Contribuye al desarrollo sostenible: se trata de una energía renovable y limpia.
- Reduce la dependencia energética: este tipo de energía ofrece una excelente vía para reducir la dependencia energética exterior.



- Eficiente: los avances tecnológicos permiten adaptar los flujos del agua de las centrales a la demanda para garantizar el suministro en todo momento.
- Motor de desarrollo: al tratarse de una energía autóctona, favorece el desarrollo económico y la generación de empleo local.
- Económica: la construcción de este tipo de centrales supone una inversión inicial importante, sin embargo, una vez en funcionamiento, son centros de producción muy económicos y eficientes.

#### 4.2.1 FACTORES POLÍTICOS Y LEGALES.

Desde un punto de vista político, este tipo de proyectos supondrá un beneficio social y económico para los pueblos situados en el entorno del proyecto, en la mayor parte de los casos municipios rurales en reto demográfico, mediante la creación de empleo durante las fases de construcción y explotación, recuperación económica de las empresas locales de los sectores de suministros, instalaciones y servicios, ingresos a percibir por los municipios afectados, vía impuestos y, sobre todo, recuperar un entorno de canteras abandonadas, transformándolas en lagos artificiales de agua o depósitos naturales y la restauración de la vegetación autóctona de la zona en las inmediaciones de los depósitos.

En cuanto a la normativa aplicable para este tipo de proyectos, se puede observar parte de la legislación a cumplir a continuación:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; en particular, su artículo 21.1 establece que «la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 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 (en adelante RD 413/2014).
- Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.



- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y del cableado interno del parque).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio.
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica
- Ley 46/1999 de modificación de la Ley de Aguas.

#### 4.2.2 FACTORES ECONÓMICOS

El proyecto tiene varios factores económicos relevantes a tener en cuenta.

- Desde el punto de vista del desarrollador y del inversor, es un proyecto que se encuentra dentro del marco que rige la estrategia de almacenamiento del Gobierno de España, lo que implica que los proyectos desarrollados por Canteras de Bombeo son elegibles o pueden adjudicarse subvenciones o planes de financiación de los distintos organismos públicos, reduciendo la cantidad de CAPEX necesario para la inversión y reduciendo el riesgo de financiación del proyecto.
- Reducción significativa de costes en la realización de la obra civil, puesto que se reutiliza la instalación ya existente para realizar la rehabilitación.
- A nivel de permitting, el proyecto podría avanzar de una manera más fácil que una central hidráulica de bombeo y tiene un periodo de construcción menor, lo que permite empezar a amortizar la inversión antes.
- El próximo régimen retributivo de capacidad presenta la oportunidad de obtener unos ingresos estables, lo que va a simplificar la búsqueda de un inversor para el proyecto.

#### 4.2.3 FACTORES SOCIALES/ MEDIOAMBIENTALES.

En el caso específico que nos ocupa, al hacer un análisis global del efecto de la central reversible en una cantera abandonada sobre las emisiones, es necesario considerar el ciclo completo, al ser poco significativo el aporte de agua del exterior a la cantera superior significa que el ahorro de emisiones que puede producirse en el momento del turbinado, se pierde en el momento del bombeo; pues la energía necesaria para dicho bombeo sólo puede salir de las centrales que funcionen en las horas valle, de las que una parte o todas serán de combustibles contaminantes (siendo el resto de origen renovable pero con disponibilidad incierta).

Así el balance puede ser equilibrado, ya que la mayor energía que se aplica al bombeo debe provenir de centrales que trabajan a mejor rendimiento y por tanto con valores relativos de emisión más bajos, lo que compensaría el exceso de energía necesaria para el bombeo. La ventaja desde el punto de vista de emisiones es, por lo tanto, la que se obtendría por la mejora de la regulación de los grupos convencionales a lo largo del día y la mayor estabilidad de funcionamiento de estos, que permiten mejorar sus condiciones de operación a mejores rendimientos y a emisiones menores.



Además, en proyectos similares proyectados en la Península Ibérica, han contado con el apoyo de la Unión Europea, debido a la cantidad de iniciativas positivas. La inversión inicial y la generación de empleo hace que sea un proyecto socialmente adecuado para las zonas de estudio.

#### 4.2.4 FACTORES TECNOLÓGICOS.

La tecnología hidroeléctrica está muy consolidada en el mundo y España también cuenta con una sólida base de implantación, siendo la industria nacional autosuficiente y de alta calidad, existiendo un notable número de ingenierías, empresas de equipamiento, constructoras, etc. con amplia experiencia y especialización.

Todo el equipamiento que compone una central presenta tecnologías muy avanzadas, muy eficientes con elevados rendimientos y con una automatización integral de todas sus instalaciones, fruto de muchos años de actividad y desarrollo.

Por tanto, el desarrollo de una central de bombeo reversible en una cantera abandonada conlleva unos equipos con un elevado grado de desarrollo tecnológico.

Sumando al desarrollo de un área abandonada, una obra civil con cierta dificultad que supone un reto a nivel ingenieril; además, una central hidroeléctrica de bombeo reversible es el único método que existe en la actualidad para almacenar energía a gran escala.

Su funcionamiento es sencillo, en las horas ‘valle’, generalmente durante la noche en los días laborables y los fines de semana, se usa la energía sobrante —que además en esas horas tiene un coste más bajo en el mercado— para elevar el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo al depósito superior por medio de una bomba hidráulica que hace subir el agua a través de una tubería forzada. El embalse superior actúa, así, como un depósito de almacenamiento.

Durante las horas ‘pico’, es decir, durante el día, la central de bombeo funciona como una planta hidroeléctrica convencional: el agua acumulada en la cantera superior se envía por la galería de conducción a la cantera inferior. En este salto, el agua pasa por la tubería forzada, en la que adquiere energía cinética que se transforma en energía mecánica rotatoria en la turbina hidráulica. A su vez, esta se convierte ya en energía eléctrica de media tensión y alta intensidad en el generador. El paso siguiente son los transformadores, que envían la electricidad producida en la cantera por las líneas de transporte de alta tensión hasta llegar a los hogares e industrias de la red eléctrica que la consumen. Por su parte, el agua, una vez generada la electricidad, cae por el canal de desagüe hasta la cantera inferior, donde queda de nuevo almacenada.



Figura 4. Imagen de una central hidráulica de bombeo reversible tradicional.

Por todo ello, las centrales hidroeléctricas reversibles son eficientes en el almacenamiento de energía, suponen una solución de larga duración, favorecen la integración de las energías renovables en el sistema y ofrecen una gran rentabilidad. Además, esta tecnología resulta más rentable y aporta estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico, al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin crear ningún tipo de emisión a la atmósfera.

## 4.3 ANÁLISIS DEL SECTOR

### 4.3.1 PRINCIPALES COMPETIDORES ACTUALES

En la actualidad, muchos de los servicios que pueden realizar las centrales hidráulicas de bombeo reversibles las realizan ciclos combinados de turbina de gas y algunas centrales térmicas remanentes. Debido al escenario actual con un auge de los precios de emisiones de CO<sub>2</sub> y los planes de los gobiernos de España y de la Unión Europea de ir cerrando estas centrales en el tiempo (se estima que las de carbón cerrarán en el 2025 y los ciclos combinados en el 2035) no se van a analizar como posible competencia, puesto que son centrales con fecha de cierre en el tiempo y no proporcionan una solución sostenible.

Entre las distintas tecnologías que compiten con las canteras de bombeo son:

- Almacenamiento por baterías: es la opción preferida por muchos desarrolladores debido a la posibilidad de hibridar de manera más sencilla con los grandes huertos solares fotovoltaicos o con instalaciones eólicas. Sus costes a día de hoy son muy altos y la degradación es muy acusada, lo que implica altos costes de O&M y un gran gasto en tasa de reposición de las baterías. Tampoco tiene una vida útil comparable a una central de bombeo reversible. Durante los próximos años se prevé una reducción significativa de los costes y podría ser una alternativa para el almacenamiento.



- El almacenamiento mediante centrales hidráulicas de bombeo reversible tradicionales: a diferencia de la propuesta de modelo de negocio de Canteras de Bombeo, las ubicaciones para estas centrales son muy concretas y su impacto medioambiental es muy elevado. También incurre en mayores costes al ser la obra de mucha mayor envergadura. A favor tiene una alta capacidad de almacenamiento de energía, mayores potencias nominales de turbina y una gran vida útil.
- Termosolar de alta temperatura: actualmente, esta tecnología permite almacenar en forma de calor la energía, lo que le da mayor versatilidad a la hora de cubrir necesidades energéticas en forma de electricidad o calor. España dispone de bastante know-how de la tecnología, pero esta se ha ido quedando atrás en el tiempo frente a la fotovoltaica y la eólica. El almacenamiento térmico tiene unas pérdidas muy considerables, unos altos costes de operación y mantenimiento y unos riesgos altos asociados a la operación (incendios, contaminación, etc).
- El hidrógeno verde es un vector energético con un gran potencial que puede ayudar a descarbonizar al transporte y a la industria pesada. En la actualidad, el desarrollo de la misma es muy incipiente, depende mucho del consumo del electrolizador y necesita de grandes inversiones.

#### 4.3.2 PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS CLIENTES

Dependiendo de la estrategia que se decida adoptar, se deben de distinguir tres tipos de negociaciones:

- En el caso de acudir al mercado diario o a otros mercados regulados (intradiarios, ajuste, regulación de frecuencia, etc), el poder de negociación de los clientes (comercializadoras) es la competencia del resto de generadoras en cada hora del día y en cada mercado. Solo se podrá entrar siempre y cuando se puedan cubrir costes de operación.
- En el caso de optar por un PPA o por un bilateral, los offtakers suelen tener más poder de negociación debido a la gran cantidad de proyectos renovables que están surgiendo en la actualidad, pero al ser desapuntado, el bombeo reversible puede ofrecer un valor añadido y protección frente a las horas de punta y precios altos, ofrecen un valor añadido que pocos PPAs pueden ofrecer.
- Si se opta por un régimen retributivo de energía renovable o de capacidad, es el Estado quien la otorga y fija los términos y condiciones de los concursos para acudir, siendo muy poca la capacidad de los desarrolladores de maximizar el precio.



## 5. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO / PLAN ESTRATÉGICO

En el presente apartado se presenta la propuesta del modelo de negocio. Para ello, se van a identificar las diferentes áreas de actuación, se definirá la estructura de la cadena de valor y se describen las actividades y acciones claves, cuantificando los recursos necesarios y los potenciales beneficios.

### 5.1 ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO

A continuación, se lleva a cabo un análisis y diagnóstico de las variables internas y externas que afectan al proyecto Canteras de Bombeo. El análisis se realiza siguiendo el modelo DAFO.

El análisis DAFO es una técnica utilizada para estudiar la situación de un proyecto, empresa o persona a partir del análisis de sus características o circunstancias internas y externas. El modelo consiste en una matriz cuadrada en la que se indican las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades del proyecto objeto de estudio.

#### Análisis interno

En el estudio interno se pretende identificar las debilidades y fortalezas del proyecto, las primeras para corregirlas y las segundas para impulsarlas.

#### Análisis externo

El análisis externo hace referencia al entorno del proyecto. Aquí se incluyen todos los aspectos que no dependen directamente del proyecto, pero le afectan. Con este estudio se busca determinar cuáles son las amenazas que se deben combatir y que oportunidades se pueden aprovechar para favorecer la consecución de sus objetivos.

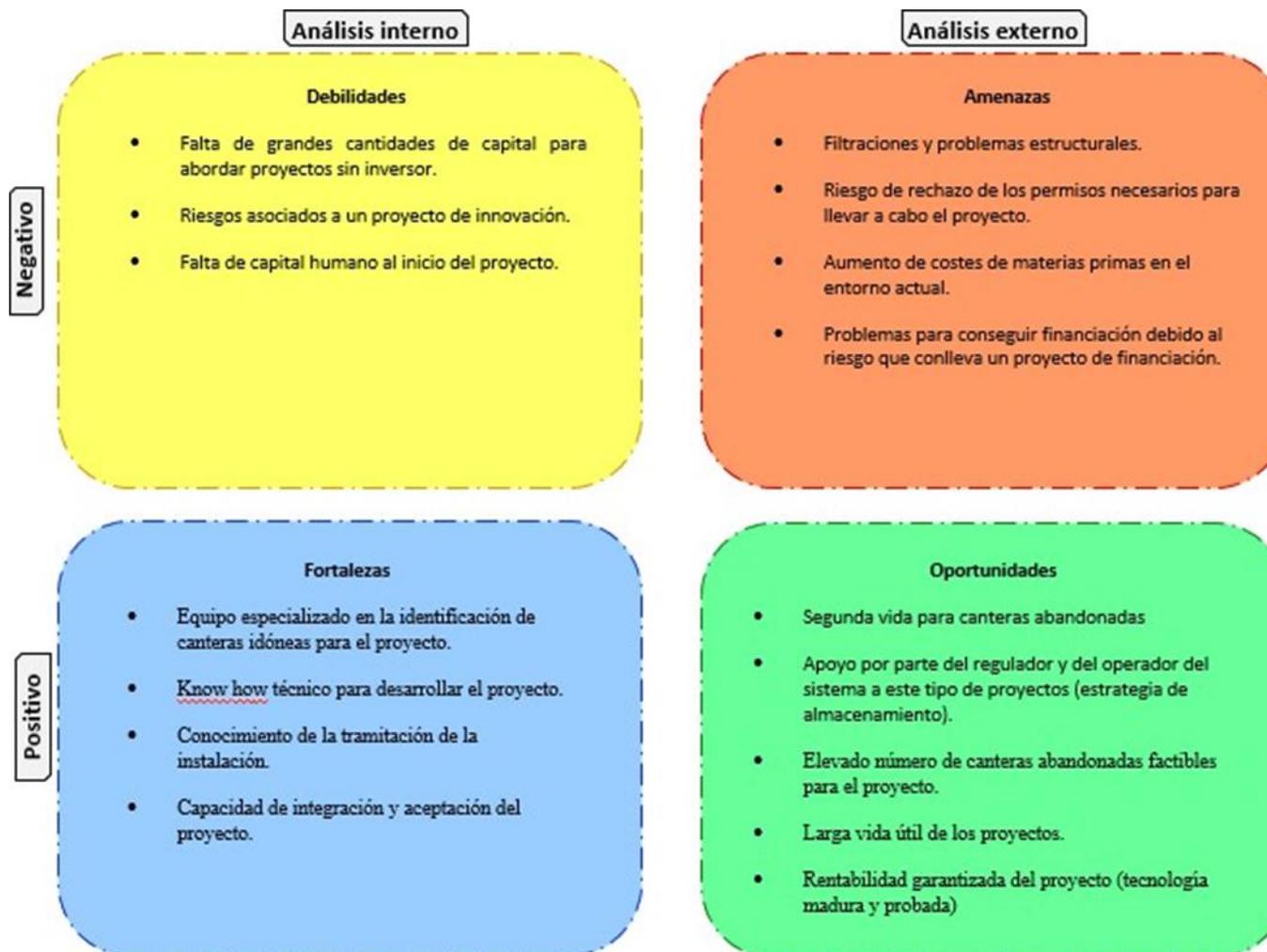


Figura 5. Daño de la idea para el modelo de negocio.



## 6. MODELO DE NEGOCIO.

Una vez se ha conseguido detectar una oportunidad que permita realizar la creación de un modelo de negocio de desarrollo de centrales de bombeo reversible en canteras y minas abandonadas, se pretende analizar todas las variables que influyen en el modelo de negocio con la finalidad de evitar errores en la implantación del mismo.

Es por ello que se opta por realizar un modelo Canvas, el cual permite mostrar e integrar todo el conjunto en diferentes apartados clave. A continuación, se describen todos los apartados relevantes que aparecen en la figura 6.



<i>Socios Clave</i>	<i>Actividades clave</i>	<i>Propuesta de valor</i>	<i>Relaciones con clientes</i>	<i>Segmentos de cliente</i>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Socios:</b> Empresas que estén dispuestas a invertir.</li> <li>2. <b>Bancos</b> que realicen el <b>Project Finance</b> o presten el capital necesario.</li> <li>3. <b>Comunidades Autónomas</b> que conceden las concesiones mineras: (<b>Consejerías de Industria, Comercio y Turismo</b>).</li> <li>4. Empresas clave:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa contratista de O&amp;M.</li> <li>• Contratistas de construcción y montaje.</li> <li>• Fabricantes de equipos críticos.</li> <li>• Empresas que realicen estudios específicos (por ejemplo, geológicos y arqueológicos).</li> </ul> </li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Identificar canteras abandonadas.</li> <li>2. Metodología de evaluación.</li> <li>3. Establecer relaciones y acuerdos.</li> <li>4. Desarrollar ingeniería necesaria.</li> <li>5. Integración con otras renovables</li> <li>6. Desarrollo del permitting.</li> <li>7. Estrategia financiera de remuneración y financiación del proyecto</li> <li>8. Planificación, y negociación con proveedores de servicios.</li> <li>9. Definir acuerdos de desarrollo</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reaprovechamiento de una infraestructura de grandes dimensiones en desuso mediante la utilización de su capacidad de almacenamiento de agua.</li> <li>2. El bombeo reversible hibridado con otra tecnología renovable</li> <li>3. Rehabilitación, control y mantenimiento de áreas alteradas desde el punto de vista medioambiental.</li> <li>4. Regeneración de puestos de trabajo estables en zonas donde el cese de la actividad minera ha supuesto un receso en la economía local.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Con un EPC:</b> proyecto realizado hasta Ready to Build.</li> <li>2. <b>Empresas energéticas o grandes consumidoras electricidad:</b> desarrollar los proyectos de su portfolio hasta el estado de Ready to Build.</li> <li>3. <b>Red Eléctrica Española (REE):</b> se desarrollarían los proyectos en todas las ubicaciones posibles.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Empresa energética que quiera diversificar su portfolio de generación con una tecnología madura.</li> <li>2. Fondo de inversión interesado en invertir en el sector eléctrico.</li> <li>3. Empresas muy dependientes del consumo eléctrico y puedan tener consumos elevados en periodos de punta.</li> <li>4. En el caso de los archipiélagos canario y balear, el operador del sistema, al tener este activo de generación.</li> </ol>
	<i>Recursos clave</i>		<i>Canales</i>	
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Disponibilidad de agua en el emplazamiento.</li> <li>2. Mina o canteras.</li> <li>3. Conocimiento especializado.</li> <li>4. Software para el diseño y desarrollo del proyecto.</li> <li>5. Financiación.</li> <li>6. Base de datos de las canteras.</li> <li>7. Equipo de planificación y análisis de mercado, financiero y de permitting</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La plataforma web propia</li> <li>2. Reuniones con los stakeholders.</li> <li>3. Comunicación a través de correo electrónico y/o telefónico.</li> <li>4. Plataforma web del cliente (si dispone de ella)</li> </ol>		
<i>Estructura de costes</i>		<i>Fuentes de Ingresos</i>		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ingeniería básica al inicio del proyecto, definición de las características principales.</li> <li>2. Costes en la fase de ejecución y construcción del proyecto (obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y de control).</li> <li>3. Puesta en funcionamiento, costes de explotación, mantenimiento y reparación.</li> <li>4. Costes fiscales y generales asociados a todo el proyecto.</li> </ol>		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mediante el desarrollo de los distintos hitos para los distintos clientes que quieran plantear estas instalaciones y que se ajusten a sus necesidades.</li> <li>2. Desarrollo de proyectos de alto interés para la empresa con el objetivo de llevarlo a Ready to Build.</li> <li>3. Mediante la supervisión y gestión de la fase de construcción hasta la puesta en marcha de la instalación.</li> </ol>		

Figura 6. Canvas del modelo de negocio de la empresa.



## 6.1 PROPUESTA DE VALOR

Reaprovechamiento de una infraestructura de grandes dimensiones en desuso mediante la utilización de su capacidad de almacenamiento de agua. El bombeo reversible hibridado con otra tecnología renovable permitiría generar energía renovable, gestionable y con cero emisiones, logrando de este modo aumentar la capacidad de almacenamiento del sistema eléctrico nacional.

Así mismo se consigue la rehabilitación, control y mantenimiento de áreas alteradas desde el punto de vista medioambiental.

Además, la creación de centrales de bombeo reversible en antiguas explotaciones mineras fomenta la regeneración de puestos de trabajo estables en zonas donde el cese de la actividad minera ha supuesto un receso en la economía local.

## 6.2 SEGMENTO DE CLIENTES

Los distintos segmentos de clientes interesados en la energía eléctrica producida por el proyecto son:

- Empresa energética que quiera diversificar su portfolio de generación con una tecnología madura.
- Fondo de inversión interesado en invertir en el sector eléctrico.
- Empresas muy dependientes del consumo eléctrico y puedan tener consumos elevados en periodos de punta.
- En el caso de los archipiélagos canario y balear, el operador del sistema, al tener este activo de generación.
- Empresa dedicada a la construcción de proyectos (EPC).

## 6.3 RELACIÓN CON LOS CLIENTES

Se pueden distinguir relaciones con los clientes:

- En el caso de trabajar con un EPC: El proyecto se desarrollaría hasta Ready to Build y se vendería a una empresa especializada en construcción. Esta empresa a su vez vendería el proyecto una vez finalizara la construcción de la central.
- En el caso de trabajar para empresas energéticas o grandes consumidoras de electricidad: Desarrollar los proyectos de su portfolio desde el principio hasta llegar al estado de Ready to Build. Si la empresa lo requiriera, se podría gestionar la construcción de la central.
- Red Eléctrica Española (REE): Se desarrollarían los proyectos en todas las ubicaciones posibles, dado a la menor cantidad de canteras y minas abandonadas.

## 6.4 CANALES

Los canales de comunicación con el cliente considerados son los siguientes:

- La plataforma web que permitirá mostrar la información necesaria para el cliente.
- Reuniones presenciales o telemáticas con los stakeholders.
- Comunicación a través de correo electrónico y/o telefónico.
- Plataforma web propia que emplee el cliente (si dispone de ella)



## 6.5 ACTIVIDADES CLAVE

Las actividades relevantes que serán necesarias desarrollar para llevar a cabo los proyectos de reconversión de las canteras y minas y/o abandonadas son las siguientes:

- Identificar las minas y canteras abandonadas por la geografía española que presenten cotas y dimensiones adecuadas para realizar la reconversión a una central hidráulica de bombeo reversible.
- Establecer una metodología de evaluación de características y requerimientos para aceptar o desechar la posibilidad de rehabilitar la ubicación.
- Establecer relaciones y acuerdos para lograr las concesiones de las minas y canteras.
- Desarrollar la ingeniería necesaria para adecuar las minas y elaborar el CAPEX de la inversión.
- Implementación e integración de otras tecnologías renovables para bombear el agua.
- Desarrollo del permitting necesario para llegar al estado de Ready to Build y a COD.
- Elaborar la estrategia financiera de remuneración y financiación del proyecto (mercado SPOT, almacenamiento, subastas, PPA, etc) para conseguir la financiación del mismo o para buscar un comprador.
- Definir fechas, requerimientos técnicos y negociación con los distintos proveedores de servicios.
- Definir acuerdos de desarrollo con empresas energéticas, fondos de inversión y grandes consumidores.

## 6.6 RECURSOS CLAVE

A priori, los medios necesarios para el desarrollo del proyecto son los siguientes:

- Disponibilidad de agua en el emplazamiento, bien porque la cantera se encuentre inundada o bien porque exista un curso fluvial cerca del emplazamiento.
- Mina o canteras con unas características determinadas que hagan viable el proyecto.
- Conocimiento especializado de equipos hidráulicos y eléctricos necesarios para el funcionamiento de la central de bombeo reversible (cableado, turbina, tuberías, etc.)
- Software específico para el diseño y desarrollo del proyecto.
- Financiación.
- Base de datos con la información técnica de las canteras.

Además, serán necesarios recursos humanos que formen parte de las siguientes áreas:

- Equipo de promoción de proyectos.
- Equipo de planificación y análisis de mercado.
- Equipo financiero.
- Jefes de proyectos.
- Equipo de permitting.
- Desarrollador que identifique los emplazamientos viables.

## 6.7 ASOCIADOS CLAVE

Para poder implementar el modelo de negocio es necesario establecer acuerdos con distintos agentes que proveerán bienes y/o servicios clave:

- Se puede destacar:



- Socios: Todas aquellas empresas que estén dispuestas a invertir capital y/o comprar los proyectos en distintas fases de desarrollo.
- Bancos que realicen el Project Finance o presten el capital necesario.
- La administración competente de las Comunidades Autónomas que conceden las concesiones mineras: (Consejerías de Industria, Comercio y Turismo).
- Empresas clave:
  - Empresa contratista de O&M.
  - Contratistas de construcción y montaje.
  - Fabricantes de equipos críticos de la instalación (por ejemplo, el fabricante de las turbinas).
  - Empresas que realicen estudios específicos (por ejemplo, geológicos y arqueológicos).

## 6.8 INGRESOS Y BENEFICIOS

El modelo de ingresos se basará en el desarrollo de los distintos hitos para los distintos clientes que quieran plantear estas instalaciones y que se ajusten a sus necesidades. Para ello, se certificarán las distintas fases de desarrollo una vez se alcancen los hitos u objetivos establecidos con los clientes. Dichos hitos tendrán a su vez una ponderación que dependerá del valor que pueda añadir la consecución de dicho objetivo o la dificultad que entrañe la consecución del mismo.

Otra fuente de ingresos será el desarrollo de proyectos de alto interés para la empresa con el objetivo de llevarlo a Ready to Build o a COD si se logra una financiación del proyecto para realizar la construcción del mismo. Una vez se han alcanzado dichos estados de madurez, se pondrán a la venta a distintas empresas que puedan estar interesadas como:

- Empresas energéticas que busquen activos de generación con almacenamiento.
- Operador del sistema eléctrico (solo en Islas Baleares y Canarias).
- Empresas electrointensivas.

También se pueden obtener ingresos realizando la supervisión y gestión de la fase de construcción hasta la puesta en marcha de la instalación y realizando labores de consultoría a petición de los clientes.

## 6.9 COSTES

El conjunto de costes que afecta a este tipo de proyecto es muy amplio, ya que hay que tener en cuenta toda la vida útil del proyecto.

Además, hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costes que implica cada una:

- Fase de proyecto
- Fase de ejecución (si aplica)
- Costes generales

En primer lugar, se elabora el proyecto de ingeniería básico y de detalle de la central hidroeléctrica en las canteras abandonadas, donde se define el volumen de obra, el equipamiento y la potencia a instalar; así como el proyecto de ingeniería relacionado con la infraestructura de evacuación (subestaciones y líneas eléctricas). Además, es necesario tener en cuenta el conjunto de estudios topográficos y geotécnicos, el Estudio de Impacto Ambiental y el conjunto de costes relaciones con la tramitación del proyecto (tasas, visados, costes de financiación de avales, etc).



En segundo lugar, se deben tener en cuenta los costes relacionados con la consecución de los datos relacionados con los costes de la fase de ejecución/ construcción del proyecto, en la que se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el coste: obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y de control; así como los costes indirectos relaciones con la dirección de obra.

La última fase es la puesta en funcionamiento de la central que implica costes de explotación, mantenimiento y reparación. Hay que tener en cuenta que esto incluye costes de personal, materiales de repuestos, fungibles, seguros, impuestos, tasas y gravámenes, además de los costes generales derivados de la organización y administración. El cálculo y la estimación de estos costes se realiza anualmente y depende de múltiples factores como el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías. Se puede estimar que estos gastos son del orden del 2 al 5% de la inversión a realizar.

Por último, hay que tener en cuenta unos costes generales, donde se incluyen los gastos generales asociados a todo el proyecto (en cualquiera de sus fases) y los costes fiscales, es decir, las exenciones, reducciones, deducciones o tipos impositivos reducidos y el aplazamiento del pago de impuestos.

## 6.10 OBJETIVOS

### 6.10.1 ¿QUÉ SE ESPERA LOGRAR?

El objetivo principal del presente proyecto es la creación y desarrollo de una empresa cuya función sea la de identificar oportunidades de reaprovechamiento de canteras y/o canteras en estado de abandono con el propósito de rehabilitarlas para su uso como centrales hidráulicas de bombeo reversible. Para llegar a este objetivo, es necesario establecer unos hitos fundamentales:

- Conocer las ubicaciones más idóneas de toda la geografía española para la implementación de las centrales.
- Conocer el proceso de tramitación en sus distintas modalidades para llevar los proyectos a Ready to Build y a COD. Para ello será necesario desarrollar conocimientos de:
  - Ingeniería básica y de detalle.
  - Regulación urbanística y minera.
  - Acceso y conexión a red.
  - Procesos de información pública.
  - Tramitación de licencias y autorizaciones con administraciones locales, autonómicas y estatales.
- Desarrollar una metodología de evaluación y cálculos que permita valorar e implementar los proyectos en función de la capacidad, coste económico, recursos y riesgos de desarrollo, ejecución y operación.
- Establecer relaciones con los gobiernos locales para una mayor integración de los proyectos con el entorno y la sociedad de la zona para su integración en la economía circular.
- Preparar los proyectos para procesos de Due Diligence para ser bancables y atractivos para la inversión.

### 6.10.2 ¿CUÁNDO?

Se va a comenzar realizando una prueba piloto en alguna ubicación del territorio español. Para ello se deben de alcanzar los siguientes hitos:

- Caracterización de todas las minas y canteras abandonadas por la geografía española. Se estima una duración de 6 meses.
- Elaboración de un sistema de evaluación de las distintas ubicaciones para realizar proyectos. Se estima realizarlo en conjunto con los distintos equipos de trabajo en 3 meses.



- Sondar las distintas vías para conseguir las autorizaciones necesarias para el proyecto. Para ello serán necesarias reuniones con distintas autoridades u organizaciones a lo largo de un año.
- Desarrollo del proyecto de ingeniería básica y de detalle correspondiente para cada central. Se estima organizar los distintos equipos de las distintas especialidades en 1 año y medio.

El tiempo que estará en marcha la prueba piloto se estima de 2 años y mientras tanto se recogerán datos acerca del impacto del proyecto para asegurar la viabilidad y crecimiento del negocio.

### 6.10.3 ¿DÓNDE?

La elección de una localización u otra para instalar centrales de bombeo reversible está condicionada por una serie de requisitos que debe presentar la cantera o mina para que el proyecto sea viable. La mayor o menor adecuación de la cantera o mina a las características demandadas determinará la rentabilidad del proyecto.

### 6.10.4 ¿CÓMO SE VA A LOGRAR?

Con el objetivo de aprender y sacar las máximas lecciones aprendidas de cara a una mayor implantación y con menores riesgos, se pretende realizar un proyecto piloto en la ubicación que sea más idónea. Para ello se tratará de realizar una central de bombeo que permita operar durante al menos dos años. Es por ello que se realizará un proyecto en el que será necesario que las autoridades faciliten la tramitación y la ubicación a implementar. Al tratarse de un proyecto con cierto grado de innovación, también se tratará de recibir financiación a través de los fondos Next Generation EU u otros mecanismos.

Una vez se implemente el proyecto piloto, se sacarán lecciones aprendidas y se evaluarán los riesgos asumidos. Con los resultados sobre la mesa, se pretende realizar la expansión por toda la geografía española. Para ello se necesitará:

Contar con un inversor que respalde el proceso de Permitting con capital. Esto permitirá desarrollar los proyectos por cuenta propia.

Encontrar una empresa interesada para prestar los servicios de desarrollo de proyectos y así abrir una segunda fuente de ingresos.

### 6.10.5 ¿QUIÉN?

Dentro de la compañía de desarrollo, los responsables de alcanzar el resultado esperado son varios departamentos:

- Ingeniería y geología: permitirán identificar aquellos emplazamientos viables de las canteras desde un punto de vista técnico.
- Económico - Financiero: se encargará de dar autorización de la viabilidad económica al proyecto una vez obtenida la aprobación técnica,
- Marketing: posicionamiento y análisis del mercado potencial de clientes.
- Compras: establecerá la relación con los proveedores y colaboradores iniciando las negociaciones con ellos y buscará nuevos proveedores según las necesidades de la empresa.
- Logística: diseño, planificación y evaluación de las etapas de la cadena de suministro necesarias.



### 6.10.6 MISIÓN

Canteras de Bombeo nace con la necesidad de satisfacer la demanda actual de instalaciones para el almacenamiento energético renovable y con el propósito de desarrollar un proyecto dirigido a empresas de generación eléctrica, cuya finalidad es dar respuesta a los picos de alta demanda, reaprovechando a su vez, unas zonas severamente afectadas como pueden ser las canteras o minas abandonadas.

### 6.10.7 VISIÓN

Canteras de bombeo quiere convertirse en una empresa clave en el almacenamiento energético renovable y apoyar la transición hacia un sistema energético totalmente descarbonizado que sea capaz de satisfacer la demanda eléctrica, basándose en los siguientes principios:

- Innovación.
- Compromiso con el medio ambiente y la sociedad.
- Integración de la energía hidráulica con otras fuentes de energía renovable

## 6.11 VENTAJAS COMPETITIVAS Y FACTORES CLAVES DEL ÉXITO

Las centrales hidroeléctricas reversibles en canteras abandonadas permiten aumentar de manera considerable el número de centrales de bombeo reversible a pequeña escala, es decir, generar en múltiples localizaciones, lo que permite gestionar y competir en distintas horas del día con muchas centrales. Además, la integración con otras fuentes de generación de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica permitirían obtener certificados de origen renovable y descarbonizar el mix energético. En el caso de las centrales hidráulicas de bombeo reversible tradicionales, esta integración sería imposible debido al poco espacio disponible y las ubicaciones de las mismas (con poco recurso solar y/o eólico).

Existen proyectos similares que han recibido el apoyo de la UE. Estas acciones ayudarán a tener una buena conciencia social sobre el proyecto, regenerar zonas abandonadas y a la expansión del negocio. Adicionalmente, muchas empresas mineras implementan generación renovable por dichas ubicaciones, lo que prueba que confirma que sería viable la hibridación con otra tecnología.

Además, el almacenamiento de energía a partir de este tipo de proyecto es uno de los factores más importantes:

- Componente clave para proporcionar flexibilidad y apoyar la integración de energía renovable en el sistema de energía.
- Puede equilibrar la generación de electricidad centralizada y distribuida, puede reducir las fluctuaciones extremas de los precios, al tiempo que contribuye a la seguridad energética.
- Puede contribuir a la descarbonización de otros sectores económicos y respaldar la integración de mayores porcentajes de energía renovable variable en el transporte, los edificios o la industria.

Otra ventaja competitiva se puede comentar es el beneficio que obtienen los clientes al ejecutar un proyecto completamente desarrollado por la empresa, la cual dispone de know-how propio e innovador.



## 7. PLAN DE ACCIÓN

En este capítulo se desarrollan de manera detallada todos los procesos necesarios en la cadena de valor para llevar a cabo la misión y el objetivo de la empresa. Para ello, es necesario definir un plan de acción que recoja los procesos clave, los cuales se pueden resumir en tres procesos o planes que se complementan entre sí:

- **Plan operativo:** Este plan abarca todos los procesos y acciones que se han de realizar para alcanzar los objetivos de los proyectos de reacondicionamiento de canteras de bombeo. Para ello es imprescindible definir la secuencia de procesos con los activos materiales, humanos e intelectuales. En el apartado 7.1 se definirán todos estos activos en detalle.
- **Plan de Marketing:** Puesto que la idea del modelo de negocio es novedosa e innovadora, es clave dar a conocer las ventajas y beneficios del servicio que se quiere realizar a los potenciales clientes. Es por ello que se debe realizar la comunicación y el contacto con los potenciales clientes para adaptar el producto a los gustos e intereses estos.
- **Equipo de trabajo y recursos humanos:** En este proyecto es clave la formación de un equipo de trabajo multidisciplinar que sepa afrontar y satisfacer las necesidades técnicas, económicas y de gestión necesarias para poder emprender y operar la empresa.

Puesto que el componente de innovación es muy alto y al tratarse también de un proyecto de generación de energía eléctrica renovable, se implantará en primer lugar un proyecto piloto de la central hidráulica. Con ello se pretende:

- Validar técnicamente las centrales de bombeo reversibles en canteras y minas.
- Demostrar a los inversores y clientes el potencial de la idea de primera mano.
- Maximizar las lecciones aprendidas de cara a optimizar las centrales.

Una vez se valide técnicamente el modelo piloto, se expandirá la idea de negocio al resto de ubicaciones. En el plan de acción del presente documento se prestará atención al desarrollo del proyecto piloto dada la importancia que este tiene en el desarrollo del modelo de negocio.

### 7.1 PLAN OPERATIVO

El plan operativo tiene como misión definir todos los procesos productivos y complementarios necesarios para llevar a cabo la reconversión de las canteras y minas abandonadas en centrales de bombeo reversible. Es por ello que se deben definir actividades en los siguientes ámbitos:

- **Estratégico:** Es prioritario establecer un orden de prioridades y actividades estratégicas para desarrollar el proyecto como ubicaciones de interés, alianzas con proveedores, etc.
- **Actividades de apoyo:** Estas actividades son necesarias de cara a implementar un método de trabajo eficaz. Es importante de cara a desarrollar la investigación y desarrollo y el equipo de trabajo técnico y económico para desarrollar los proyectos.
- **Actividades primarias:** Estas actividades son todas las que participan principalmente en la cadena de valor del proceso productivo.

#### 7.1.1 CADENA DE VALOR

Toda la cadena de valor que pretende desarrollar debe quedar definido en un mapa de procesos claro y conciso. Para ello se emplea el modelo de cadena de valor que se muestra en la figura 7, donde se aplicará esta cadena de valor tanto en el proyecto piloto como en el plan de expansión posterior.



Figura 7. Cadena de valor del proyecto.

Como inicio del plan se definirá la estrategia a seguir, siendo uno de los primeros pasos la elaboración de un listado de las posibles ubicaciones para realizar el proyecto por toda la geografía española. De cara al proyecto piloto, se seleccionará la ubicación con la implantación más sencilla, puesto que el objetivo del piloto es aprender y demostrar la solución más que buscar rentabilidad.

### 7.1.2 PROCESOS ESTRATÉGICOS

De cara a ofrecer un servicio innovador, competitivo, de garantías e inimitable, es necesario definir procesos de carácter estratégico de la empresa. Estos se van a encargar de definir actividades clave para la empresa. Entre estos procesos estratégicos y clave para la empresa son:

- Desarrollo de estudios de ingeniería capaces de evaluar de manera precisa las distintas canteras o minas desde el punto de vista técnico. Esto permitirá aportar mayor visibilidad en los proyectos y reducir el riesgo de acometer proyectos inviables desde el punto de vista técnico.
- Desarrollo de un departamento económico-financiero que sepa establecer métricas y estudios financieros capaces de determinar la rentabilidad del proyecto en las distintas etapas de desarrollo.

### INGENIERÍA

Como se ha comentado en el punto anterior, es necesario que la empresa desarrolle un know-how de ingeniería para llevar a cabo una propuesta de cantera a reacondicionar. Para ello será necesario desarrollar departamentos de ingeniería dedicados a las siguientes áreas:

- Ingeniería geológica: Este departamento se dedicará a evaluar y analizar los emplazamientos geológicos de cara a determinar el estado del mismo. Esto va a permitir determinar todas las acciones y costes necesarios para convertirla en una central de bombeo reversible.



- Ingeniería hidráulica: Será la responsable de determinar los requisitos técnicos necesarios de la central de bombeo y evaluar la implantación de la misma en las condiciones de contorno de la central.
- Ingeniería energética: Será la encargada de diseñar la infraestructura de evacuación de la central y las distintas opciones de hibridación con la central de bombeo (sobre todo con fotovoltaica y eólica).

### DEPARTAMENTO ECONÓMICO Y FINANCIERO

De cara a establecer proyectos viables, el equipo financiero debe trabajar con los departamentos técnicos de cara a estar al tanto de las distintas soluciones adoptadas y el coste que estas conllevan en el producto final. Deberá de ser capaz de:

- Establecer estimaciones de precios en las distintas fases de desarrollo de las diferentes partidas. Esto permitirá conocer las rentabilidades de los proyectos en distintas fases y, junto al departamento técnico, complementar una solución técnica y económicamente válida y optimizada.
- Estar pendiente de distintas métricas establecidas en los proyectos para llevar un cierto control económico sobre el mismo.
- Estar al día sobre tendencias de los mercados de: materias primas, costes de equipos, evolución de los precios de electricidad, futuros.
- Encontrar potenciales partners e inversores que quieran comprar o desarrollar proyectos bajo sus directrices.

### **7.1.3 PROCESOS DE APOYO**

Estas actividades son las destinadas a facilitar las tareas para la consecución de objetivos y la ejecución de los procesos productivos. Durante la fase inicial, estos procesos cobran mayor relevancia, puesto que:

- Hay que definir el equipo de trabajo en los distintos procesos. El éxito del proyecto se basará en gran parte en el know how y talento humano, por lo que deben estar bien definidas las responsabilidades y las habilidades a desarrollar en función del puesto.
- Investigación y Desarrollo: de cara a contar con ventajas competitivas con respecto a posibles competidores y evitar que la competencia copie la idea de negocio, es crucial el desarrollo y la investigación propia de la empresa que le permita operar con garantías.
- Establecer políticas de compras de servicios o activos en el caso de supervisar el periodo de puesta en marcha de la instalación.

En los siguientes subapartados se detallan las actividades relevantes en este ámbito

### INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Tal y como se ha comentado previamente, el desarrollo de patentes y de propiedad intelectual propia de los proyectos es indispensable de cara a evitar la imitación del modelo de negocio. De cara a empezar y operar el negocio, es necesario desarrollar los siguientes aspectos:

- Desarrollo de una base de datos con todas las ubicaciones de las canteras y minas abandonadas en todo el territorio español. Esto es crucial de cara a evaluar la implementación de los distintos proyectos. Es por ello que se deberá de realizar un trabajo de campo exhaustivo en el que se deberán recolectar y evaluar las siguientes características.
  - Dimensiones.



- Volumen de agua capaz de almacenar.
- Desnivel de las canteras o minas subyacentes.
- Capa de nivel freático.
- Permeabilidad del terreno.
- Recreación de la orografía.
- Calificación del terreno adyacente para la implementación de una tecnología a hibridar.
- Estudio del recurso solar y/o eólico de la zona para realizar la hibridación.
- Desarrollo de un software de gestión que permita realizar y agrupar las siguientes tareas:
  - Estado de tramitación de los distintos ámbitos del permittiting, el cual se divide en:
    - Concesión de los derechos de la mina.
    - Acceso y Conexión a la red de transporte o distribución.
    - Trámitedación de la Declaración de Impacto Ambiental con los consiguientes estudios:
      - Estudio de Impacto Ambiental.
      - Arqueológico.
      - Avifauna
      - Hidrológicos.
      - Hidráulicos
      - Paisajístico.
      - Procesos de información Pública.
      - Autorización Administrativa Previa
  - Realización de los diferentes proyectos de ingeniería:
    - Anteproyecto.
    - Proyecto de ejecución.
    - Proyecto as Build.
  - Desarrollo del proceso de selección del EPC.

A medida que se vayan avanzando en los proyectos, se irán implementando procesos de mejora continua a partir de los históricos generados y del uso de técnicas de análisis de datos.

### DEPARTAMENTO DE COMPRAS

Este departamento será clave para conocer y realizar las estimaciones de todos los componentes necesarios para la construcción de las centrales hidráulicas de bombeo. El principal rol del departamento de compras se centrará en crear lazos con distintos proveedores que sean capaces de satisfacer las distintas alternativas posibles a adoptar. Puesto que la empresa puede supervisar la fase de construcción, también se centrarán en la negociación del activo si es requerido por el cliente. Estos activos o servicios a considerar por el departamento de compras son:

- Fabricantes de turbinas.
- Tuberos y fabricantes de tuberías.
- Instrumentación y sistemas de control.
- Material y aparamenta eléctrica.
- Constructoras tipo EPC.
- Consultorías técnicas que realicen estudios específicos tales como:
  - Medioambientales:
    - Estudios arqueológicos.
    - Avifauna.
    - Hidrológicos
- Urbanísticos:



- Informes de Compatibilidad Urbanística (ICU).
- Calificaciones urbanísticas.
- Asesorías jurídicas para la redacción de contratos, cláusulas, consultas o escritos. Por otro lado, hay que tener en cuenta las siguientes adquisiciones para complementar o permitir la operación del negocio tales como:
  - Desarrolladores de software para la creación de la herramienta de gestión.
  - Compra y negociación de estudios e información referente a las canteras y minas abandonadas con el objetivo de enriquecer y contrastar información de los estudios de las minas y canteras.
  - Licencias de los softwares de CAD.

También se subcontratarán estudios específicos como:

- Estudio geológico (únicamente los sondeos).
- Estudio hidrológico.
- Estudio geotécnico.
- Estudios acústicos.
- Estudios de impacto ambiental.

### INFRAESTRUCTURAS

Se pretende establecer una única sede nacional en una ubicación céntrica de la península ibérica con el objetivo de reducir distancias y poder abarcar el mayor número de canteras. Durante la fase de expansión, se plantea la apertura de varias delegaciones comerciales pequeñas de cara a facilitar el trabajo y la logística de los mismos

Durante las fases avanzadas del permitting, se plantea establecer sedes móviles con el objetivo de optimizar el diseño de la central y realizar los estudios de detalle preceptivos para la obtención de permisos.

#### 7.1.4 PROCESOS PRIMARIOS

### OPORTUNIDADES DE NEGOCIO.

#### a) Búsqueda de información.

**Fase inicial:** La obtención de información para un primer cribado de ubicaciones, se realizará mediante la consulta de la base de datos perteneciente a organismos públicos (IGME).

**Fase avanzada o de definición:** En fases más avanzadas se buscará la colaboración con propietarios de los terrenos y empresas privadas encargadas anteriormente de la explotación de las canteras, con el objetivo de recabar información adicional.

#### b) Análisis de las posibles ubicaciones.

Con la información recogida se analizarán los datos considerados como principales estableciendo un criterio de descarte. El proceso de selección será el siguiente:

- Búsqueda de dos canteras cercanas.
- Cálculo de la capacidad de las canteras.
- Cálculo de la diferencia de cota para determinar el salto.
- Cálculo de la potencia.



c) Estudio de ingeniería.

Se realizará estudios técnicos como pueden ser los cálculos hidráulicos, la determinación de la potencia y las características de la instalación para elaborar una memoria técnica de la cantera.

d) Estudio de viabilidad.

- **Memoria económica:** Cálculo del coste de ejecución de la instalación,
- **Estudio de mercado:** Estimación de los ingresos de la futura cantera de bombeo.
- **Costes de desarrollo de la promoción:** Coste a facturar por nuestra gestión, incluyendo los costes de ingeniería propios o externalizados, costes de estructura y costes de gestión.

e) Obtención de la concesión.

- Toma de contacto con instituciones interesadas.

DESARROLLO DEL PROYECTO.

- Consulta de la información antigua disponible de la cantera.
- Realización de estudios geológicos: esta parte del proyecto se externalizará a una empresa especializada con el objetivo de economizar y reducir la inversión en maquinaria. Sin embargo, el seguimiento y el análisis de los datos obtenidos serán revisados por el equipo de técnico de la empresa.
- Cálculos hidrológicos e hidráulicos.
- Memoria económica.
- Desarrollo del modelo financiero.

PERMISOS Y LICENCIAS.

- Autorización de la confederación hidrográfica correspondiente.
- Autorización ambiental.
- Autorización administrativa de la instalación.

**7.1.5 ANÁLISIS DE ACTIVIDADES Y TAREAS: MAPA DE PROCESOS**

En la figura 8 se muestra el mapa de procesos que se ha de seguir para desarrollar los distintos proyectos, desde la obtención de un cliente o la detección de una nueva oportunidad hasta el estado de Ready to Build (listo para construir).

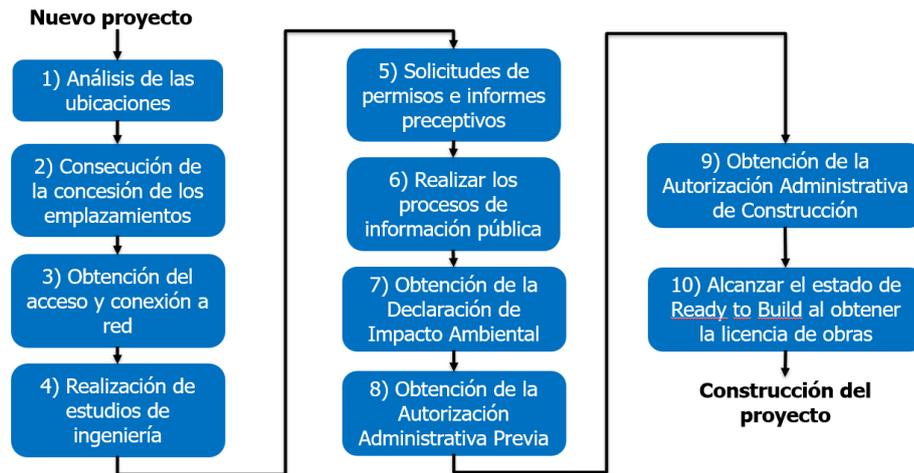


Figura 8. Diagrama de procesos a seguir en el desarrollo de proyectos de canteras con centrales hidráulicas de bombeo reversible.

### 7.2 PROYECTO PILOTO.

Para el desarrollo del proyecto piloto se han escogido las canteras de Oportuna y Pena- Retela, situadas en el término municipal de Carballeda de Valdeorras, en la provincia de Orense. En el anexo II se detallan todos los cálculos relativos al proyecto piloto.

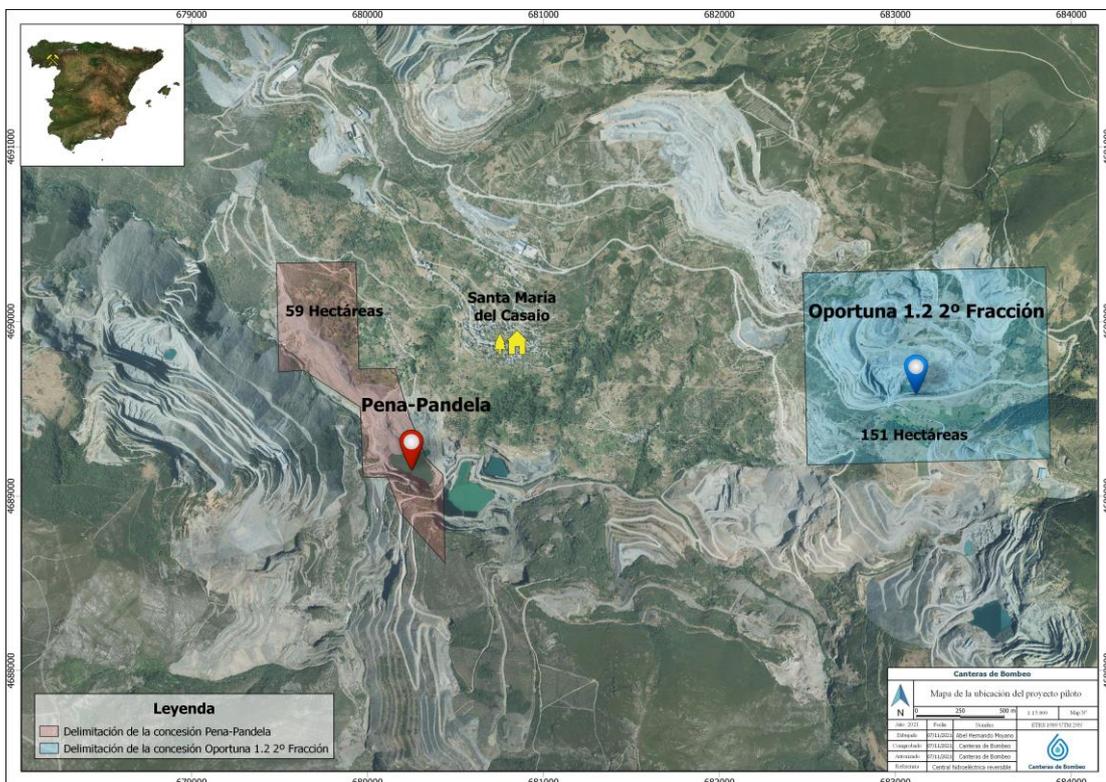


Figura 9. Ubicación del proyecto piloto.



PROYECTO PILOTO CANTERAS DE BOMBEO	
Ubicación	Carballada de Valdeorras (Orense)
Uso	Rocas de Construcción
Volumen cantera superior	225000 m <sup>3</sup>
Volumen cantera inferior	300000 m <sup>3</sup>
Salto	644,97393 m
Potencia	35 MW

Tabla 3. Datos técnicos preliminares del proyecto piloto.

## 7.3 PLAN DE MARKETING

En el siguiente apartado se pretende explicar las estrategias y decisiones sobre plan de marketing que se adoptará en nuestro proyecto, las vías de comunicación con nuestros clientes y como lograr posicionar nuestro trabajo para que sea conocido por las personas interesadas.

### 7.3.1 4P'S MARKETING MIX

#### PRODUCTO/SERVICIO

Canteras de Bombeo, es un proyecto de almacenamiento de energía, donde se emplean centrales de bombeo hidroeléctrico reutilizando así, un área degradada como pueden ser las canteras y/o minas. De esta manera se busca rehabilitar y mantener un área que se encuentra alterada medioambientalmente.

Es importante destacar que se les ofrecerá a nuestros clientes un proyecto ready to build y/o preparado para la operación, en el que se seleccionará la potencial cantera dentro de nuestra base de datos en la que se encuentran registrados ciertos datos técnicos para el desarrollo del mismo.

#### PRECIO

Los costes del proyecto dependerán de los hitos conseguidos y de la complejidad de cada proyecto. La complejidad estará influenciada por los siguientes factores:

- Tamaño disponible de la cantera.
- Potencia objetivo de la central de bombeo hidroeléctrica a instalar.
- Caudal y caída de agua.

#### DISTRIBUCIÓN

Dado el tipo de producto que se ofrece, se empleará un canal de distribución directo con el cliente y sin intermediarios. Dentro del canal directo se diferenciarán dos tipos de canales:

El canal físico, en el cual, se realizarán reuniones directamente con las empresas comercializadoras de energía, así como también en ferias de trabajo o de energías renovables.

A su vez, se utilizará el canal digital que constará de una página web, así como plataformas profesionales tales como LinkedIn.



Como fase inicial, se desarrollará un proyecto piloto, específicamente en las cercanías de la población de Carballeda de Valdeorras (Orense), debido a la ventaja de desnivel que ofrece su terreno montañoso.

### COMUNICACIÓN

La campaña de marketing constará de las siguientes estrategias de comunicación:

- **Página web:** Se realizará esta web con la finalidad de dar a conocer el servicio, esta página constará de información de la empresa, misión, visión, contacto, así como la posibilidad de suscribirse a nuestra base de datos para así recibir noticias y información relacionada con el proyecto.
- **Email marketing:** Como se mencionó anteriormente, los potenciales clientes pueden proporcionar, a través de la web corporativa, su información de contacto. Gracias a esto se implementará una estrategia de email marketing ya que esto incrementará las posibilidades de ventas directas y así posicionar el servicio en el área de las energías renovables.
- **Campañas de pago en LinkedIn:** Se crearán anuncios de pago una vez al mes con el objetivo de atraer potenciales clientes, crear awareness y finalmente posicionar la marca. Como bien se sabe, LinkedIn es una excelente plataforma para publicitarse puesto que permite segmentar de manera muy específica para así poder llegar al público objetivo.
- **Estrategias de SEM y SEO:** Debido a que el SEM es un tipo de marketing que ayuda a incrementar la visibilidad de una página web de manera drástica, se establecerá un presupuesto destinado a la compra de palabras claves para así aparecer en las primeras posiciones de buscadores como Google.

En cuanto al SEO, el crecimiento será de una forma más gradual por lo que se acudiría a un especialista en el área que pueda ayudar a que el contenido de la web sea lo suficientemente de calidad, así como que tome en cuenta los factores que Google premia para ubicarse en las primeras posiciones de los buscadores.

### 7.3.2 CRONOGRAMA DE MARKETING

Se ha definido un cronograma para las actividades de marketing mencionadas anteriormente.

Estrategia de comunicación	Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				Junio				Julio				Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre															
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4												
Página web	■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■															
Email marketing	■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■											
Campaña LinkedIn	■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■											
SEM	■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■							
SEO	■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■				■			

Tabla 4. Cronograma actividades de marketing

### 7.3.3 PRESUPUESTO DE MARKETING

Se ha establecido el siguiente presupuesto para lograr las actividades estratégicas de marketing para lograr los objetivos de posicionamiento de la marca.



Estrategia de comunicación	Inversión Año 1
Página web (creación y mantenimiento)	1.500 €
Email marketing	2.400 €
Campaña LinkedIn	2.700 €
SEM	2.880 €
SEO	2.400 €
<b>Total</b>	<b>11.880 €</b>

Tabla 5. Presupuesto actividades de marketing

## 7.4 PLAN DE RECURSOS HUMANOS

### 7.4.1 SOCIEDAD

Canteras de bombeo es una start-up de reciente creación ideada por 6 socios. Canteras de bombeo se plantea inicialmente con una Sociedad Limitada (S.L) formada por un capital inicial de 3000€, el mínimo establecido por ley. Este capital social se divide en 3000 acciones o participaciones de 1€ de forma que cada socio interviene en la sociedad con una aportación inicial de 500 acciones por valor de 1€.

Inicialmente la sociedad será administrada por un socio nombrado por el resto de socios en la junta general. Dicho socio que actúa como administrador será encargado de gestionar la actividad diaria de la empresa junto con otros 2 de los socios que recibirán una retribución de acuerdo a sus funciones, y de acorde a mercado.

Cada miembro del consejo de administración de la sociedad canteras de Bombeo tendrá un 16.67% de los votos.

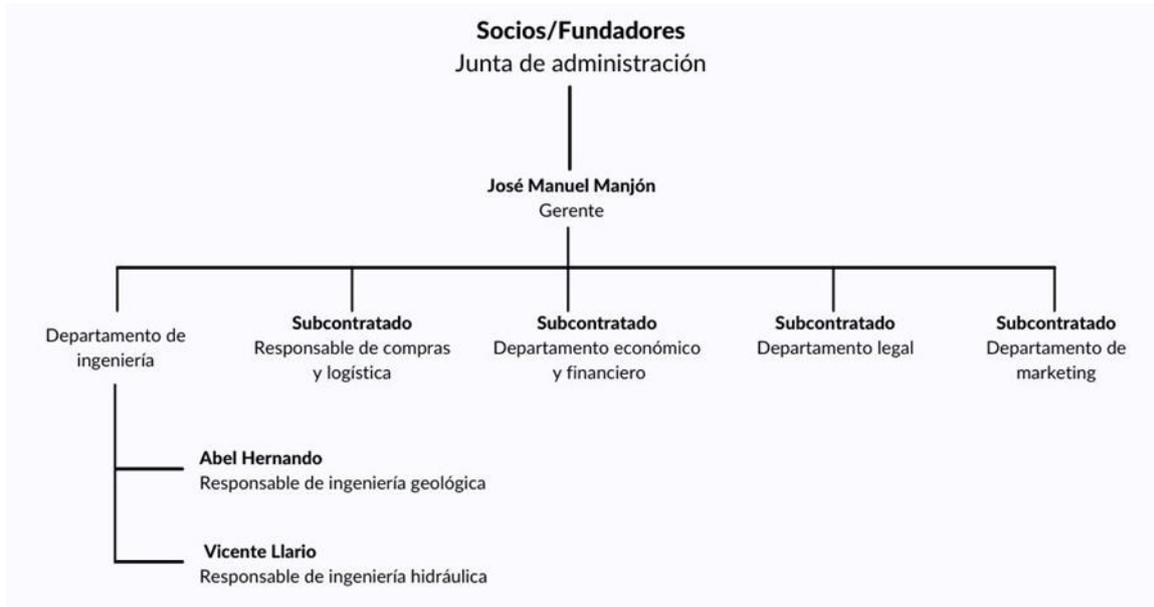
A excepción de los casos en que la Ley o los Estatutos Sociales prevean un quórum diferente, los acuerdos se tomarán por mayoría absoluta de los miembros del Consejo de Administración asistentes, presentes o representados.

Salvo que los estatutos digan lo contrario la sociedad será regida según establece la Ley de Sociedades para una Sociedad Limitada (S.L).

### 7.4.2 PERFILES, FUNCIONES Y ORGANIGRAMA

#### ORGANIGRAMA

Es necesario contar con un equipo humano ajustado a las necesidades de los proyectos.



**Figura 10. Organigrama inicial de la empresa**

Para ello debemos disponer dentro de la compañía de los siguientes departamentos con el perfil responsable y función dentro de cada departamento según el siguiente organigrama.

Puesto que inicialmente canteras de Bombeo es una start-up las funciones de gerente y el departamento de ingeniería y geología quedaran cubiertos con una parte de los socios de la empresa a tiempo completo o parcial mientras que el resto del personal necesario será cubierto mediante externos a la sociedad según necesidades.

### PERFILES Y FUNCIONES

a) Gerente/administrador:

Funciones del puesto:

- Representar la sociedad
- Aprobar contratación de personal.
- Firmar contratos con proveedores.
- Responsable de los estados contables de la sociedad y de la cuenta de explotación
- Autorizar modificaciones en la imagen corporativa.
- Establecimientos de precios de venta.
- Autorizar cambios de personal y demás decisiones.

Competencias:

- Título en ingeniería superior o Licenciado en C.C. Económicas o ADE.
- Máster en Energías renovables y/o Medioambiente (opcional)
- Experiencia en gestión y administración de empresas.
- Capacidad analítica y resolución de problemas. Pensamiento crítico. Comunicación. Creatividad. Iniciativa. Intuición. Capacidad de planificar y negociar.



b) Departamento de Ingeniería y geología:

Permitirán identificar aquellos emplazamientos viables de las canteras desde un punto de vista técnico.

i. Responsable de Ingeniería Geológica:

Funciones del puesto:

- Dirección técnica, supervisión y seguimiento de campañas de investigación de campo para caracterización geológica de terrenos en estudios previos, anteproyectos y proyectos de obras civil.
- Asesoramiento científico y técnico sobre temas geológicos.
- Estudios de impacto ambiental.
- Estudios y proyectos de ubicación, construcción y sellado de presas, embalses y depósitos.
- Dirección técnica y supervisión de sondeos de reconocimiento, muestreo, ensayos «in situ» y ensayos de laboratorio

Competencias:

- Título en ingeniería de minas o geología
- Máster en Energías renovables y/o Medioambiente (opcional)
- Experiencia en estudios geológicos para la exploración, explotación, conservación y gestión de recursos hídricos y energéticos.
- Capacidad analítica y resolución de problemas.
- Conocimientos de programación.

ii. Responsable de Ingeniería Civil: Hidráulica y Energética

Funciones del puesto

- Diseñar, elaborar y ejecutar proyectos de obra hidráulica (presas, canales, depósitos, centrales, etc.).
- Determina las ubicaciones óptimas, especifica planos y realiza los cálculos técnicos.
- Analiza la seguridad en instalaciones de embalses a través de inspecciones, seguridad estructural, revisión hidráulica, zonificación territorial, delimitación de zonas inundables, etc.
- Realiza análisis de riesgos. Identifica y mide escenarios no deseables y determina las posibles causas y consecuencias de los mismos.
- Interpreta y elabora informes y pronósticos con el objetivo final de optimizar los recursos hídricos.

Competencias:

- Título en ingeniería civil: especialidad hidráulica y energética.
- Máster en Energías renovables y/o medioambiente (opcional)
- Conocimiento del mercado energético hidráulico a nivel nacional.
- Conocimiento de ventajas y limitaciones de los sistemas de monitorización energética.
- Experiencia en planificación, ejecución, y/o dirección de proyectos y servicios enfocados, explotación y utilización de recursos naturales hídricos.
- Habilidades de coordinación y liderazgo.



- Capacidad analítica y resolución de problemas.
- Conocimientos de programación.
- Conocimientos de programación.

c) Departamento Económico - Financiero:

Se encargará de dar autorización de la viabilidad económica al proyecto una vez obtenida la aprobación técnica.

i. Responsable económico y financiero:

Funciones del puesto

Responsable de la preparación y análisis de los estados financieros de la sociedad. Preparación del presupuesto y proyecciones de la cuenta de resultados, previsiones de flujo de caja, de acuerdo con los requerimientos fijados por el Administrador/Gerente.

Elaboración de las cuentas anuales individuales y consolidadas.

- Revisión cierres mensuales y análisis de desviaciones, con reporte a Gerente, así como a los órganos de gestión de la sociedad.
- Elaboración y colaboración en el desarrollo de los planes estratégicos de la actividad.
- Análisis de mercados, actividad y productos asociados a la actividad del negocio.
- -Análisis de oportunidades de crecimiento orgánico e inorgánico
- Elaboración de propuestas de inversión y planes de negocio que sustentan el proyecto.
- Preparación de información para auditorías y relación con auditores.
- Relación con socios, entidades financieras y asociaciones de interés.

Competencias:

- Formación superior en Económicas y / o Empresariales o titulación equivalente.
- Experiencia en contexto financiero (contabilidad y control de gestión)
- Valorable experiencia previa en Sector auditoría y/o en el departamento de control de gestión económica de empresas constructoras y/o ingeniería.
- Valorable gestión económica financiera de sociedades participadas
- Capacidad de resolución de problemas y planteamiento estratégico.
- Habilidades comunicativas: asumir responsabilidades con los principales clientes pudiendo transmitir mensajes consistentes mediante una buena interlocución.
- Flexibilidad y capacidad de reacción bajo presión.

d) Departamento Legal:

Conocer el proceso de tramitación en sus distintas modalidades para llevar los proyectos a Ready to Build y a COD. Se encargará de todo lo relacionado con los aspectos legales relativos a regulación urbanística y minera y procesos de información pública.

i. Responsable Legal

Funciones del puesto

- Asesoramiento legal en la promoción de plantas de energías renovables.
- Due diligence de proyectos.



- Asesoramiento regulatorio y contractual a sponsors, operadores energéticos y financiadores en el marco de la promoción del proyecto, así como en la compra y venta de proyectos.
- Estructuración jurídica de la financiación de proyectos de energías renovables.
- Redacción y negociación de contratos de financiación bajo la modalidad Project Finance y sus correspondientes garantías.
- Redacción de escritos en vía administrativa para su presentación ante la Dirección General de Política Energética y Minas tanto del Ministerio de Industria, de la Comunidad Autónoma correspondiente así como de las Delegaciones Territoriales/ Provinciales correspondientes

#### Competencias

- Licenciado en Derecho
- Conocimiento del mercado energético a nivel nacional e internacional.
- Redacción y negociación de contratos de compraventa de sociedades propietarias de instalaciones de producción de energía (greenfield o brownfield/ regulados o PPA o mercado)
- Capacidad analítica y resolución de problemas.

#### e) Departamento de Marketing

Posicionamiento y análisis del mercado potencial de clientes.

##### i. Responsable de Marketing

Funciones del puesto:

- Investigación de la demanda de los productos y servicios de la empresa.
- Investigación de la competencia.
- Identificación de clientes potenciales.
- Comprensión y desarrollo de presupuestos y finanzas, incluidos gastos, créditos para investigación y desarrollo, retornos de inversión y proyecciones de pérdidas y ganancias.
- Desarrollo y gestión de campañas publicitarias.
- Creación de conciencia de marca y posicionamiento.
- Apoyo a las ventas y los esfuerzos de generación de leads.
- Coordinación de proyectos de marketing de principio a fin.
- Organización de eventos.
- Supervisión de la estrategia de marketing en redes sociales y marketing de contenidos.

#### Competencias

- Licenciatura en marketing.
- Experiencia liderando un equipo en esta área.
- Experiencia probada en campañas de marketing.
- Alta competencia en la gestión de proyectos.
- Excelentes habilidades de comunicación interpersonal, escrita y oral.
- Valorable experiencia en marketing digital, especialmente en áreas como el marketing en redes sociales y el marketing de contenidos.
- Valorable el conocimiento del mercado energético a nivel.

#### f) Departamento de Compras y logística



- Establecerá la relación con los proveedores y colaboradores iniciando las negociaciones con ellos y buscará nuevos proveedores según las necesidades de la empresa.
- Logística: diseño, planificación y evaluación de las etapas de la cadena de suministro necesarias.

i. Responsable de compras y logística

Funciones del puesto:

- Prospección, búsqueda y negociación de/con proveedores
- Analizar periódicamente los precios de las materias primas, componentes o materiales
- Control de calidad de las materias primas y componentes
- Controlar toda la gestión documental que acompaña a cada compra
- Información a tiempo real del stock de la organización

Competencias:

- Titulado en Empresariales/ Económicas o ADE.
- Valorable el conocimiento del mercado energético a nivel nacional
- Habilidades de negociación y comunicación con proveedores.
- Capacidad analítica y resolución de problemas.
- Conocimientos de programación.

#### POLITICA RETRIBUTIVA.

La política retributiva establecida ha sido marcada con los siguientes criterios: en general la retribución ha sido establecida en base a tablas salariales de mercado para los perfiles indicados.

a) Ubicación oficina principal:

Se pretende establecer una única sede nacional en una ubicación céntrica de la península ibérica con el objetivo de reducir distancias y poder abarcar el mayor número de canteras, aunque serán necesarios viajes frecuentes y desplazamientos a las diferentes zonas del país que se identifiquen como potenciales recursos para bombeos

b) Traslado del Personal:

Cuando el personal deba desplazarse a otras ciudades en cumplimiento de sus actividades, todos los gastos le serán cubiertos por la empresa. Así mismo quedan cubiertos los gastos de manutención y alojamientos en estas situaciones.

c) Comunicaciones

Se brindará a los colaboradores facilidades para la comunicación, a través de internet, telefonía móvil, acceso directo, portátil y correo corporativo.

d) Jornada laboral

El régimen de trabajo de acuerdo con ley será de 40 horas a la semana, distribuidas equitativamente de lunes a viernes.



Previsión anual							
Id. Empleado	PUESTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	% ASIG. (**)
socio	GERENTE	0	19.237	19.622	20.015	20.415	25%
	RESP. DE COMPRAS	0	0	0	0	42.469	100%
socio	RESP. DE ING. GEOLOGIA	16.491	16.820	17.157	17.500	17.850	25%
	RESP. DE MARKETING	0	0	0	33.975	34.654	100%
socio	RESP. DE ING. HIDRAULICA	16.364	16.691	17.025	17.366	17.713	25%
	RESP. LEGAL	0	61.209	62.433	63.682	64.956	100%
TOTAL PLANTILLA AÑO		32.855	113.958	116.237	152.537	198.056	

Tabla 6. Distribución del personal por años.

**PLANTILLA Y EVOLUCION**

Durante el primer año de su vida empresarial, CANTERAS DE BOMBEO estará integrada por dos de los socios ejerciendo las funciones de búsqueda de emplazamientos adecuados y análisis técnico de la viabilidad de los emplazamientos. En el siguiente año (2) se incorpora el gerente; que ejercerá simultáneamente las funciones de responsable de compras, y marketing siendo también uno de los socios; y también el responsable legal. Posteriormente a partir del año (5) se incorporarían el responsable de compas y de marketing.

La estimación del crecimiento de la plantilla queda reflejada en la siguiente tabla:

Previsión anual						
Id. Empleado	PUESTO	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
socio	GERENTE /ADMINISTRADOR	0	1	1	1	1
	RESPONSABLE DE COMPRAS	0	0	0	0	1
socio	RESPONSABLE DE INGENIERIA GEOLOGIA	1	1	1	1	1
	RESPONSABLE DE MARKETING	0	0	0	1	1
socio	RESPONSABLE DE INGENIERIA HIDRAULICA	1	1	1	1	1
	RESPONSABLE LEGAL	0	1	1	1	1
TOTAL PLANTILLA AÑO		2	4	4	5	6

Tabla 7. Estimación de crecimiento de la plantilla.



## 8. PLAN LEGAL

El objetivo del equipo es establecer una Sociedad Limitada con los seis socios involucrados en el proyecto. Para ello, es necesario un capital social mínimo de 3.000 euros. El capital social se divide en participaciones sociales. La responsabilidad de los socios se limita al capital aportado, por lo que, ante deudas de la sociedad, no tendrán que responder con su patrimonio personal.

Los pasos necesarios para la constitución de la sociedad son:

- Registrar el nombre: se debe conseguir el Certificado Negativo de denominación social. Para reservar el nombre de tu empresa, es necesario acudir al Registro Mercantil Central.
- Abrir cuenta bancaria: la empresa debe disponer de una cuenta bancaria propia donde se ingresan los 3.000 euros de capital mínimo.
- Redacción Estatutos Sociales Sociedad Limitada: los estatutos sociales recogen las normas de la empresa. Tienen que incluir, como mínimo:
  - Denominación social.
  - El objeto social
  - Fecha de cierre del ejercicio social
  - El domicilio social
- El capital social y las participaciones en que se divida, su valor nominal, su numeración correlativa y las reglas sobre la transmisión de esas participaciones.
- La forma de organizar la administración de la sociedad y de adopción y deliberación de acuerdos.
- Escritura pública: firmada por todos los socios. En esta escritura tiene que constar, mínimo:
- La identidad del socio o socios, mediante presentación del DNI.
- La voluntad de constituir una sociedad de capital.
- Las aportaciones que cada socio realice junto al justificante o certificación del banco respecto al capital social que se ha ingresado.
- El original de la Certificación negativa del registro mercantil central.
- Los estatutos de la sociedad.
- La identidad de la persona o personas que se encarguen inicialmente de la administración y de la representación de la sociedad.
- Trámites en Hacienda: necesario para los siguientes trámites:
- El NIF provisional de la sociedad limitada, aportando el modelo 036, la fotocopia de DNI de los socios firmantes y la fotocopia de escritura de la constitución de la sociedad.
- Darse de alta en el Impuesto de Actividades Económicas (IAE). Dirígete a la Agencia Tributaria con el NIF provisional y el documento modelo 840 cumplimentado.
- Conseguir la declaración censal del IVA, aportando el modelo oficial 036, el NIF de la SL y el documento que certifique el alta en el Impuesto de Actividades Económicas.
- Inscripción en el Registro Mercantil y NIF definitivo: inscripción SL. y obtención definitiva del NIF.

### 8.1 LEGISLACIÓN DE MINAS

A continuación, se explica el procedimiento de autorización de la explotación de los distintos tipos de yacimientos, para conocer la situación actual legal-administrativa de las minas y canteras existentes en España.

Todos los yacimientos de origen natural y demás recursos geológicos existentes en el territorio nacional, mar territorial y plataforma continental, son bienes de dominio público, cuya investigación y



aprovechamiento el Estado podrá asumir directamente o ceder en la forma y condiciones que se establecen en Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas y demás disposiciones vigentes en cada caso.

El artículo 3 de dicha Ley establece la clasificación de los yacimientos minerales y demás recursos geológicos por secciones, requiriendo distintos tipos de permisos para su explotación. Entre las 4 secciones definidas, el alcance de este proyecto se ha circunscrito a los yacimientos incluidos en las secciones A y C:

- A. Los de escaso valor económico y los que se utilizan en obras de infraestructura, construcción y otros usos que no exigen más operaciones que las de arranque, quebrantado y calibrado. Requiere autorización de explotación por parte del Órgano competente imponiendo, si proceden, las condiciones oportunas en orden a la protección del medio ambiente.
- C. Los carbones, los minerales radiactivos, los recursos geotérmicos, las rocasbituminosas y cualesquiera otros yacimientos minerales o recursos geológicos de interés energético que el Gobierno acuerde incluir en esta sección. Si los terrenos son francos y registrables, se solicitará permiso de exploración o de investigación para realizar los estudios y ensayos necesarios para el conocimiento del recurso por los plazos establecidos en la Ley, para finalmente solicitar la concesión de explotación.

Ahora bien, el otorgamiento de permisos de exploración o de investigación en terrenos procedentes del levantamiento de una reserva o por caducidad del permiso de exploración o de investigación anteriores, se realizará por concurso público del Organismo competente no otorgarán al terreno el carácter de registrable, que se adquirirá mediante concurso público (art. 53 de la Ley de Minas). Entre las ofertas recibidas se elegirá la que ofrezca las mejores condiciones científicas y técnicas y las mayores ventajas económicas y sociales. En el caso que el concurso quedará desierto y entonces el terreno será declarado franco y registrable, pudiendo ser solicitado directamente.

Por otro lado, según el art. 63 de la Ley de Minas, se podrá solicitar directamente la concesión de explotación sin necesidad de obtener previamente un permiso de investigación, en los casos siguientes:

- Cuando esté de manifiesto un recurso de la Sección C), de tal forma que se considere suficientemente conocido y se estime viable su aprovechamiento racional.
- Cuando sobre recursos suficientemente reconocidos en derechos mineros caducados, existan datos y pruebas que permitan definir su explotación como consecuencia de mejoras tecnológicas o de nuevas perspectivas de mercado.

Por tanto, en lo relativo al proyecto de “canteras de bombeo”, la autorización necesaria para la utilización de canteras o minas como depósitos de agua para la implantación de una central de bombeo, se obtendrá de dos maneras: una mediante solicitud directamente de concesiones de explotación de minas o canteras, cuyos derechos mineros estén caducados y otra adquiriendo concesiones en explotación en vigor a su titular, pero que están en desuso o abandonadas, siendo ésta última la principal opción a llevar a cabo.

## 8.2 CONCESIÓN DE AGUAS

En lo relativo al proyecto de “canteras de bombeo” para la utilización de canteras o minas como depósitos de agua para la implantación de una central de bombeo, se requerirá solicitar:

- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.



- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas.

### 8.3 AUTORIZACIÓN AMBIENTAL

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

### 8.4 Autorización administrativa de la instalación

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que «la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones»; su artículo 53.1 hace referencia a las autorizaciones administrativas necesarias para «la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes», y su artículo 53.4 indica las condiciones que el promotor de las instalaciones «de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica» debe acreditar suficientemente para que sean autorizadas.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955/2000); en particular, el Capítulo II de su Título VII (“Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución”) está dedicado a la autorización para la construcción, modificación, ampliación y explotación de instalaciones.
- 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 (en adelante RD 413/2014); en particular, el Título V (“Procedimientos y registros administrativos”).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (relevante a los efectos de parte de las instalaciones y de su cableado interno).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio (en adelante RDL 1/2010).
- Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea, que introduce modificaciones, entre otros, al Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio, sobre medidas urgentes de carácter fiscal y de fomento y liberalización de la actividad económica.



## 9. PLAN FINANCIERO.

### 9.1 INTRODUCCION

La línea de negocio de Canteras de bombeo se basa en el periodo de desarrollo que abarca desde la tramitación del proyecto hasta el momento en que se puede construir. No obstante, con el objetivo de demostrar la viabilidad de la instalación de centrales de bombeo reversibles en canteras de piedra natural, durante los 5 primeros años de vida de la empresa se desarrollan todas las etapas del proyecto piloto, desde su tramitación hasta su construcción y puesta en marcha.

Dicho esto, el plan financiero se analiza desde dos perspectivas. Por un lado, se realiza el estudio económico financiero de la empresa Canteras de bombeo, desde su creación hasta el 5 año en el que ya se habría completado la construcción del proyecto piloto.

Por otro lado, se lleva a cabo el análisis financiero desde la perspectiva de la posible empresa de generación interesada en adquirir la central de bombeo para su futura explotación. En este último caso, el análisis financiero se realiza hasta el año 35 (generación eléctrica a partir del 5 año), ya que los proyectos de estas características tienen una larga vida útil, superior a 50 años, y un payback superior a 15 años. El análisis financiero del proyecto piloto se describe en el anexo IV.

### 9.2 FUENTE DE INGRESOS.

La metodología de trabajo de Canteras de bombeo se basa en la consecución de hitos o eventos determinantes en la línea de tiempo del proyecto. Los hitos nos permiten determinar las necesidades de cada cliente y controlar los plazos de entrega, así como establecer el calendario de ingresos.

Inicialmente, se estima un precio de venta de 175.000 € para proyectos en “ready to build” para proyectos sin hibridar y 210.000 € para proyectos con hibridación de una potencia media de 20 MW. Según su importancia en el proyecto, la consecución de cada hito estará asociada al cobro de un porcentaje del precio de venta del proyecto en RTB.

El coste estimado por el desarrollo de un proyecto de estas características es de 60.000 €. Del mismo modo, el desarrollo de cada hito conlleva un porcentaje del coste total del proyecto.

Venta de los proyectos en RtB (euros/MW)	175.000,00
Coste de desarrollo (euros/MW)	60.000,00
Potencia del proyecto medio (MW)	20,00

**Tabla 8. Resumen de las consideraciones de ingresos para proyectos a desarrollar sin hibridación.**

En la tabla que se adjunta a continuación, se describen los hitos que componen el proyecto, su cronología, el coste que supone a la empresa y su relevancia dentro del proyecto.



Cobro de los hitos a desarrollar					Costes a tener en cuenta	
Nº de Hito	Descripción	% A facturar	Cantidad a remunerar por MW	Año de consecución	Coste del proyecto	Año de consecución
Hito 1	Análisis de la cantera	10,00 %	17.500,00	Año 1	6.000,00	Año 1
Hito 2	Conseguir la concesión	10,00 %	17.500,00	Año 1	6.000,00	Año 1
Hito 3	Acceso y conexión a red	15,00 %	26.250,00	Año 2	9.000,00	Año 2
Hito 4	Estudios de ingeniería	15,00 %	26.250,00	Año 2	9.000,00	Año 2
Hito 5	DIA	30,00 %	52.500,00	Año 3	18.000,00	Año 3
Hito 6	AAP	5,00 %	8.750,00	Año 3	3.000,00	Año 3
Hito 7	AAC	5,00 %	8.750,00	Año 3	3.000,00	Año 3
Hito 8	Licencia de obras	10,00 %	17.500,00	Año 3	6.000,00	Año 3

Tabla 9. Tablas de certificación y coste por hito conseguido en un intervalo de tiempo.

A partir de ese momento comenzaría el hito número 9, la construcción y explotación de la central, que se plantea en el proyecto piloto únicamente con el objetivo de demostrar su viabilidad. En un futuro, este hito lo realizará la empresa interesada en la construcción de la central hidroeléctrica y, por tanto, no constituye un servicio que Canteras de bombeo, a priori, esté interesado en desarrollar. Se realizará este hito puntualmente, en aquellos casos que las necesidades de la empresa o el proyecto así lo requieran.

### 9.3 INVERSION INICIAL

El tipo de negocio desarrollado por Canteras de bombeo posibilita que la empresa pueda comenzar a desarrollar su actividad con una pequeña inversión en equipos informáticos y ciertos software de diseño. Inicialmente, sería necesaria una inversión mínima para la adquisición del mobiliario de la oficina. En el futuro se plantearía la posibilidad de adquirir un coche de empresa para las visitas a las posibles ubicaciones de las centrales reversibles. Por el momento, cada trabajador hará uso de su propio vehículo para los viajes y visitas a las canteras. También se contempla en las fases iniciales de cada proyecto, la posibilidad de recurrir a la compra de información con la intención de disponer de la mayor cantidad de documentación posible de las ubicaciones seleccionadas.

La inversión necesaria para el comienzo de la actividad se plantea con una aportación inicial de los socios, para posteriormente solicitar líneas de financiación públicas o privadas.

INMOVILIZADO ACUMULADO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Mobiliario	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Equipos informáticos	2.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	6.000,00
Software	6.000,00	14.000,00	22.000,00	30.000,00	38.000,00	48.000,00
Compra de información de las canteras	4.000,00	9.000,00	15.000,00	22.500,00	31.500,00	42.500,00
<b>TOTAL</b>	<b>13.000,00</b>	<b>28.000,00</b>	<b>42.000,00</b>	<b>57.500,00</b>	<b>74.500,00</b>	<b>97.500,00</b>

Tabla 10. Inversión necesaria para poner en marcha la empresa de desarrollo.

El activo circulante lo compone la tesorería de la empresa. Tras la creación de la empresa bastaría con disponer de 1.000€ en tesorería para cubrir gastos imprevistos.

### 9.4 GASTOS FIJOS

Entre los gastos fijos que tendrá que afrontar la empresa se encuentran:



#### 9.4.1 SALARIOS

Al inicio de su actividad empresarial, CANTERAS DE BOMBEO estará integrada por dos de los socios ejerciendo las funciones de búsqueda de emplazamientos adecuados y análisis técnico de la viabilidad de los emplazamientos. En el siguiente año (2) se incorpora el gerente; que ejercerá simultáneamente las funciones de responsable de compras y marketing y también se incorpora el responsable legal. Posteriormente a partir del año (5) se incorporarían el responsable de compas y de marketing. Con una dedicación/asignación del 25%, para los puestos de los socios gerente, e ingenieros hidráulico y geólogo.

Años	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Número de empleados	2	4	4	5	6
Salario anual año 1 (incluye cotiz S.S. +dietas) €	32.855	113.958	116.237	152.537	198.056

Tabla 11. Presupuesto de salarios.

#### 9.4.2 SEGURIDAD SOCIAL

Las cuotas a la seguridad social suponen un 36.6% del total.

#### 9.4.3 MARKETING

Al tratarse de una empresa innovadora, es importante contar con una buena campaña de marketing que dé a conocer a la empresa. Por ello se destinarán cada año 11.800 € a marketing.

#### 9.4.4 GASTOS OPERATIVOS.

Dentro de los gastos operativos se engloban los teléfonos de los empleados, los consumos de la oficina, el alquiler, los seguros y demás gastos.

Otros gastos	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Electricidad y agua	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Teléfono	635,00	1.235,00	1.235,00	1.235,00	1.835,00
Material de Oficina	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
Limpieza	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Servicios Profesionales	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00
Seguros	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00
Tributos					
Alquiler	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00	20.000,00
<b>TOTAL OTROS GASTOS</b>	<b>33.585,00</b>	<b>34.185,00</b>	<b>34.185,00</b>	<b>34.185,00</b>	<b>34.785,00</b>

Tabla 12. Gastos operativos de la empresa.

El montante total de los conceptos recogidos anteriormente asciende a la cantidad de 245.684,92 euros acumulados al quinto año.

TOTAL GASTOS FIJOS	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Salarios	42.000,00	88.200,00	92.610,00	97.240,50	153.153,79
Seguridad Social	12.600,00	26.460,00	27.783,00	29.172,15	45.946,14
Gastos Recursos Humanos	54.600,00	114.660,00	120.393,00	126.412,65	199.099,92
Marketing	11.800,00	11.800,00	11.800,00	11.800,00	11.800,00
Gastos operativos	33.585,00	34.185,00	34.185,00	34.185,00	34.785,00
<b>TOTAL GASTOS FIJOS</b>	<b>99.985,00</b>	<b>160.645,00</b>	<b>166.378,00</b>	<b>172.397,65</b>	<b>245.684,92</b>

Tabla 13. Tabla resumen de costes de la empresa.



## 9.5 ESTRATEGIA DE FINANCIACIÓN

A continuación, se detallará el plan de financiación de Canteras de Bombeo para la obtención de los recursos necesarios para poder responder a los gastos de la empresa.

### 9.5.1 FINANCIACIÓN PROPIA O INTERNA

Cada uno de los 6 socios que constituyen la sociedad en partes iguales aporta 500 €. Esto da un total 3.000 € de capital social para hacer frente a los gastos iniciales de puesta en marcha de la empresa y demás gastos.

### 9.5.2 FINANCIACIÓN AJENA O EXTERNA

A continuación, se presenta las diferentes opciones existentes para este proyecto de acuerdo a financiación externa mediante préstamo y subvenciones para ayudar a disminuir los diferentes costes de la empresa.

- Aunque con el capital que aportarán los socios se puede iniciar el emprendimiento, hace falta una ayuda financiera adicional para apoyar a las inversiones iniciales de la empresa mediante un préstamo con un 2% de interés, que se solicitará anualmente durante los primeros 5 años de vida de la empresa que se detallan en la tabla del plan de financiación.
- El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), posee actualmente ayudas para proyectos innovadores y que estén enfocados en los ámbitos de las energías renovables y almacenamiento energético. (<https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/financiacion-del-idae/participacion-en-proyectos-innovadores-de-inversion>)

En el Reglamento de la Comisión Europea declara las ayudas que pueden otorgar los países miembros de la unión. A continuación, se detallan las ayudas a las que podemos aplicar:

- Ayudas a la inversión para la promoción de la energía procedente de fuentes renovables. Solo se concederán a nuevas instalaciones y solo se concederán ayudas a las instalaciones hidroeléctricas que cumplan lo dispuesto en la Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo. La intensidad de ayuda no podrá exceder del 45% de los costes subvencionables, pudiendo incrementarse en 20 puntos porcentuales en el caso de las ayudas concedidas a pequeñas empresas y diez puntos porcentuales si las ayudas van destinadas a medianas empresas.
- Ayudas de funcionamiento para la promoción de la electricidad procedente de fuentes renovables. Ayuda que se otorgará mediante un procedimiento de licitación. Las ayudas se otorgarían a tecnologías nuevas e innovadoras en las que se aportará el 5% como máximo nueva capacidad de producción de electricidad prevista a partir de fuentes de energía renovables al año que se otorgará mediante una prima añadida al precio de venta de electricidad producida.
- Ayudas a la inversión para el saneamiento de terrenos contaminados. Consiste en ayudas para empresas que reparen los deterioros del medioambiente saneando terrenos. La intensidad de esta ayuda es del 100% de la inversión.
- Ayudas para estudios medioambientales. Una ayuda sobre los costes de estudios medioambientales en la que la intensidad de la misma será como máximo de un 50% de los costes subvencionables.

## 9.6 ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO.

De acuerdo a lo expuesto en el resto de la memoria, el objetivo es obtener rentabilidad en los modelos económicos del proyecto piloto y del desarrollo. Con el análisis económico del proyecto piloto,



se pretende demostrar la rentabilidad del producto que desarrolla la empresa Canteras de Bombeo SL, mientras que con el segundo modelo, se pretende dar respuesta a la rentabilidad del modelo de negocio planteado como desarrolladores de proyectos hasta el momento de la construcción.

Debido a la gran incertidumbre que plantea el mercado eléctrico debido a la dependencia de múltiples factores como el precio del gas, derechos de emisiones, penetración de las renovables, desarrollo del almacenamiento energético, etc, es difícil hacer previsiones de ingresos. Es por ello que consideramos dos curvas de precios con un escenario pesimista y otro optimista, los cuales se muestran en el anexo IV.

Por otro lado, se han considerado distintas alternativas a implementar en el proyecto piloto, las cuales son:

- Construcción de la central hidráulica de bombeo sin hibridación con otra tecnología de generación.
- Construcción de la central hidráulica de bombeo con una hibridación con tecnología solar fotovoltaica, la cual puede emplearse como autoconsumo.
- Construcción de la central hidráulica de bombeo con una hibridación con eólica onshore como autoconsumo.

Se plantearán todas estas opciones con los escenarios de precios ya mencionados (pesimista y optimista). También se ha de tener en cuenta que el autoconsumo no es suficiente, es necesario comprar la energía restante para bombear en los distintos mercados de electricidad (diario, futuros, PPAs, etc) a precios que pueden oscilar entre 20 y 25 €/MWh. Para la fotovoltaica, se ha considerado una producción de 2000 horas equivalentes para una potencia instalada de inversor de 35 MWn y en el caso de la eólica de 2850 horas equivalentes para una potencia nominal de la instalación de 35 MWn.

Como gastos de operación se considerarán:

- Los gastos de operación y mantenimiento de cada activo de generación (incluyendo la infraestructura de evacuación), siendo los valores considerados:
  - 613.200,00 € Para la central de bombeo.
  - 210.000,00 € Para la central solar fotovoltaica (si aplica).
  - 3.600,00 € Para la subestación elevadora.
  - 5.250,00 € Para las líneas de alta tensión.
  - 630.000,00 € Para el parque eólico (si aplica).
- Renovación de la concesión (1.871 € cada tres años)
- Reposición del 2% del agua de la cantera (1.215 € anuales).

Aunque las centrales hidráulicas pueden llegar a tener una vida útil de hasta 80 años, debido a la dificultad de estimar precios futuros ya mencionada, se evaluará para los primeros 30 años de operación de la central (35 desde el inicio de la selección y tramitación), por lo que las rentabilidades que se obtengan pueden ser inferiores a las de la vida completa del proyecto. También se ha de tener en cuenta que los ingresos que se han considerado son a precios medios de cada año estimado, por lo que estos se pueden mejorar dichos valores aplicando estrategias de mercado para cada día. Tampoco se han considerado los servicios de ajuste, capacidad o regulación de frecuencia, los cuales pueden complementar los ingresos de la central.

A nivel financiero, se considerará un coste de capital del 5%, una inflación del 2% y se prepara en el CAPEX de la inversión una partida de contingencias que puedan sufrir por el valor del 1% del valor del EPC.



Las rentabilidades obtenidas para los distintos casos y escenarios son las siguientes:

Escenarios	Precios a los que se compra la energía restante a bombear	IRR de las soluciones adoptadas		
		Central sin hibridar	Central hibridada con fotovoltaica	Central hibridada con eólica
Precios optimistas	20 €/MWh	8,6%	8,6%	5,5%
	25 €/MWh	6,7%	8,2%	5,4%
Precios pesimistas	20 €/MWh	5,7%	5,8%	3,50%
	25 €/MWh	2,9%	5,3%	3,48%

Tabla 14. Rentabilidades obtenidas en los distintos escenarios analizados.

De la tabla anterior se puede concluir:

- La hibridación con fotovoltaica es la única que ofrece rentabilidad en todos los escenarios.
- La segunda opción a valorar en el piloto es la implantación de la central de bombeo sin hibridar, ya que ofrece buenas rentabilidades en los escenarios optimistas, pero depende en gran medida del precio que se consiga para bombear.
- La eólica, es la que menos rentabilidad otorga debido a costes de CAPEX y OPEX superiores a la fotovoltaica. Haría falta más tiempo para ver escenarios con mayor rentabilidad.

En el caso del modelo de negocio de la empresa, al no llevar a cabo la construcción, se va a centrar en el desarrollo puro hasta la obtención de la licencia de obras. Como se ha mencionado en el apartado anterior, los ingresos y costes dependerán de los hitos que se hayan obtenidos, con certificaciones parciales. Para el desarrollo del mismo, se ha considerado la estructura de salarios mostrada y los gastos de CAPEX detallados anteriormente, siendo necesario una inversión inicial de 116.500 €.

A las certificaciones parciales por la consecución de hitos se tendrá en cuenta un precio de venta base de 175.000 €/MW desarrollado para las plantas no hibridadas y 210.000 €/MW desarrollado para las plantas hibridadas con un coste de desarrollo de 60.000 €/MW desarrollado.

Además de lo ya mencionado, se ha de tener en cuenta los avales necesarios para solicitar el acceso y conexión a red y el desarrollo del permitting hasta el COD (Comercial Operation Day) o primer días de producción. En el caso de las centrales sin hibridar, se necesitan depositar en la Caja General de Depósitos de 40.000 €/MW y en el caso de hibridar con otra tecnología de generación, habrá que añadir el 50% adicional de dicho valor (20.000 €/MW). Para ello, se pedirán préstamos al 2% de interés, el cual se devolverá una vez se alcance el estado de RtB.

De cara a la expansión de los proyectos y la empresa, de acuerdo con la base de datos, se puede considerar un valor medio de potencia a desarrollar de 20 MW por cada central. En el plan de expansión, se contempla el desarrollo de un proyecto nuevo por año, siendo esto compatible con el desarrollo de más proyectos en distintos estados de tramitación.



Considerando las mismas suposiciones financieras que en el caso del piloto y un incremento de ventas anuales de un 5%, a continuación, se muestran los resultados obtenidos para un horizonte de 10 años, desarrollando un 100% de cada modalidad de proyecto

IRR de las soluciones a desarrollar para clientes	
Centrales sin hibridar	Centrales hibridadas
9,3%	9,5%

**Tabla 15. Resultados de rentabilidad del desarrollo de los proyectos.**

Como se puede observar, las rentabilidades son mayores y al tener menor exigencia de capital que la construcción y operación de los proyectos, es la vía idónea y adecuada para el desarrollo del negocio. Se ha de mencionar que los valores de VAN son menores en el desarrollo que en la explotación de la cantera, aportando mayores beneficios netos a los clientes.

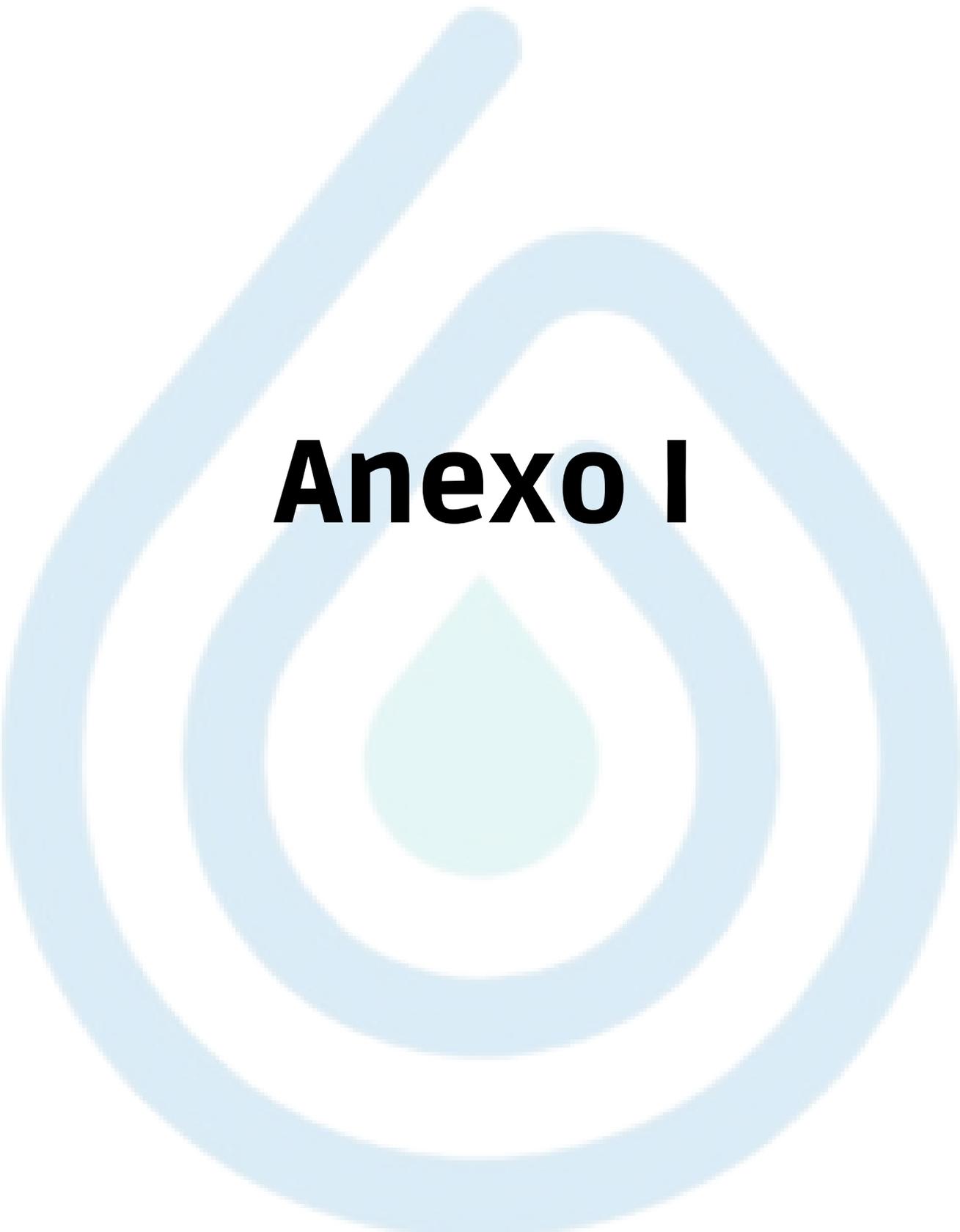


## 10. BIBLIOGRAFÍA

- [https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/desarrollo-energias-renovables/energia-hidraulica/index.cshtml?gclid=Cj0KCQjwl\\_SHBhCQARIsAFIFRVXKzAy6oQADvJFr enZ00oISk23dFZjs3Rr0FWADGlrSRHfFigDZjcYaAhPmEALw\\_wcB](https://www.repsol.com/es/conocenos/que-hacemos/desarrollo-energias-renovables/energia-hidraulica/index.cshtml?gclid=Cj0KCQjwl_SHBhCQARIsAFIFRVXKzAy6oQADvJFr enZ00oISk23dFZjs3Rr0FWADGlrSRHfFigDZjcYaAhPmEALw_wcB)
- [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_2.1.7\\_Minicentrales\\_hidroelectricas\\_125f6cd9.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_2.1.7_Minicentrales_hidroelectricas_125f6cd9.pdf)
- <https://grupolamelasvitoria.com/la-ue-respalda-el-proyecto-para-producir-luz-en-mina-navaleo/>
- <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/11/pdfs/BOE-A-2013-12913.pdf>
- <https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/09/pdfs/BOE-A-2021-5630.pdf>
- <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3355421.pdf>
- <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/11892/Cocho%20Ferrer%2C%20M%2C%AA%20Purificaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- <https://theluxonomist.es/2018/07/20/las-desconocidas-baterias-gigantes-que-almacenan-energia/the-luxonomist>
- <http://sigeo.juntaex.es/portalsigeo/web/guest/inventario-de-minas-y-canteras>
- <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1982-29687>
- [https://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura\\_12/spl\\_28/pdfs/37.pdf](https://www.congreso.es/docu/docum/ddocum/dosieres/sleg/legislatura_12/spl_28/pdfs/37.pdf)
- <https://www.elagoradiario.com/agua/espana-bateria-europa-bombeo-hidroelectrico-ideologia/>
- <https://victoryepes.blogs.upv.es/2013/10/14/el-complejo-hidroelectrico-cortes-la-muela>
- <http://www.igme.es/publicaciones/publiFree/La%20inversi%C3%B3n%20extranjera%20en%20la%20miner%C3%ADa%20espa%C3%B1ol.pdf>
- <https://energia.gob.es/mineria/Paginas/catastro.aspx>
- <https://geoportal.minetur.gob.es/CatastroMinero/>
- <http://mapas.igme.es/Servicios/default.aspx>
- <http://doc.igme.es/bdmin/>
- <http://info.igme.es/ise/>
- [https://elpais.com/ccaa/2013/07/19/galicia/1374260284\\_781328.html](https://elpais.com/ccaa/2013/07/19/galicia/1374260284_781328.html)
- <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/financiacion-del-idae/participacion-en-proyectos-innovadores-de-inversion>
- Estrategia de almacenamiento energético. Febrero 2021. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
- Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050. Noviembre 2020. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
- IHA (International hydropower association) - 2020 Hydropower status report.
- Red Eléctrica de España (REE) - “El sistema eléctrico español 2020”.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Febrero 2019. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Marco legislativo 2030. El “Paquete de Invierno” (Directivas de fomento del uso de energías renovables y de eficiencia energética, así como el Reglamento de Gobernanza). Diciembre 2018.
- EurObserver, 2019. “The State of Renewable Energies in Europe 2019”.
- EUROSTAT, 2016. Hydropower Status Report.
- IEA, 2012 (Agenda Internacional de la Energía) - Hydropower technology roadmap.
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) - “Fuentes de Energías Renovables y Mitigación del Cambio Climático” (Resumen para responsables de Políticas y resumen técnico). 2011



- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía (IDAE). Manual de Minicentrales Hidroeléctricas (Nº 6 Colección Manuales de Energías Renovables) -En formato pdf a consultar/descargar de la página web del IDAE. Madrid: IDAE, 2006.
- European Small Hydropower Association (ESHA) -Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica. 2006.
- European Small Hydropower Association (ESHA) - “Environmental integration of small hydropower plants”. 2006
- European Small Hydropower Association (ESHA). Layman’s guidebook on how to develop a small hydro site. Bruselas: ESHA, 1995.
- La inversión extranjera en la minería española. Albert Broder, Miguel Á. Pérez de Perceval Verde Alejandro Sánchez Rodríguez y Carmen Marchán Sanz



# **Anexo I**

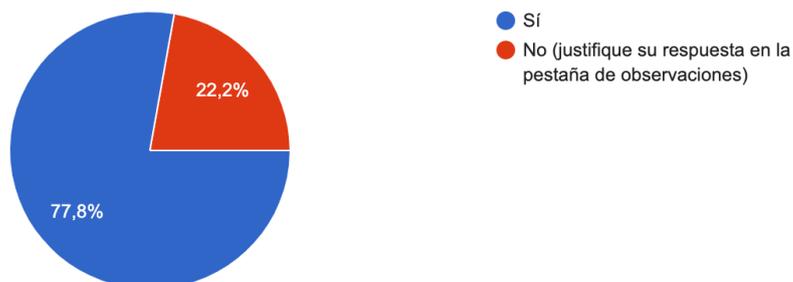


## ANEXO I. RESULTADOS DE LAS ENCUESTAS

### EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

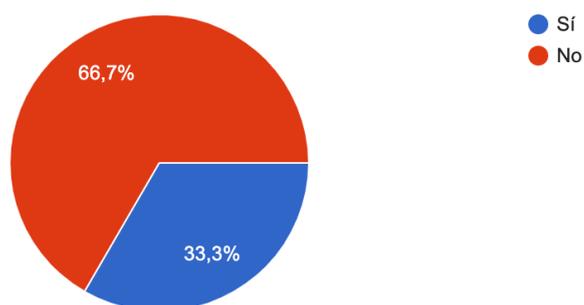
1. Si se aumentasen las ubicaciones disponibles para las centrales hidráulicas de bombeo reversible, ¿Cree que se apostararía por este tipo de centrales?

9 respuestas



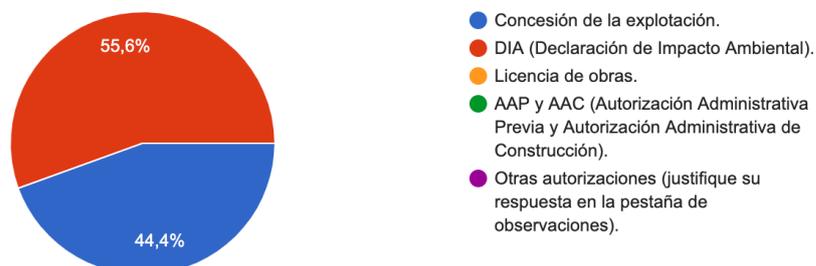
2. ¿Dispone su empresa de centrales con sistema de almacenamiento sin emisiones?

9 respuestas



3. ¿Cuál de los siguientes hitos administrativos considera que es el más complicado de conseguir para las canteras de bombeo?

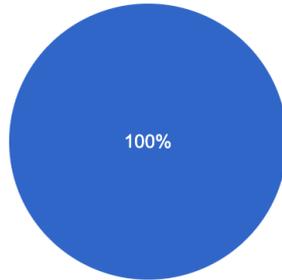
9 respuestas





4. En el caso de ser rentable, técnicamente posible y se dispone de todos los permisos, ¿se lanzaría a invertir en canteras de bombeo reversible?

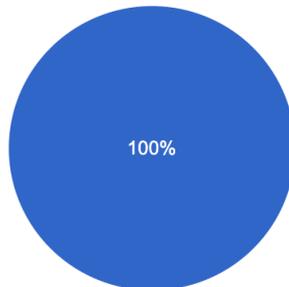
9 respuestas



- Sí, es un proyecto de futuro.
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones).

5. ¿Cree que el futuro las centrales de bombeo reversible pasa por la hibridación con otras tecnologías renovables no gestionables (fotovoltaica o eólica)?

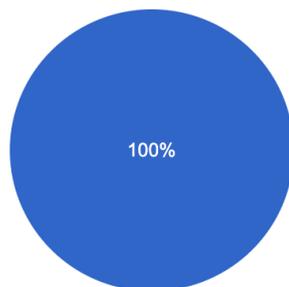
9 respuestas



- Sí
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones).

6. ¿Considera que es necesario invertir en sistemas de almacenamiento masivo para diversificar su portfolio?

9 respuestas

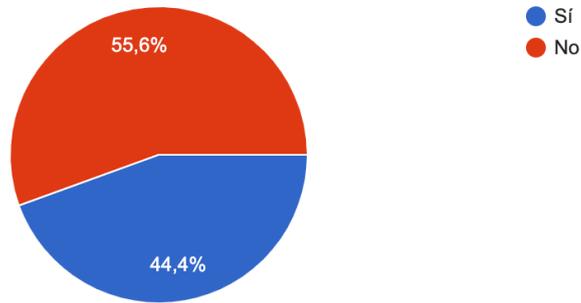


- Sí
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones).



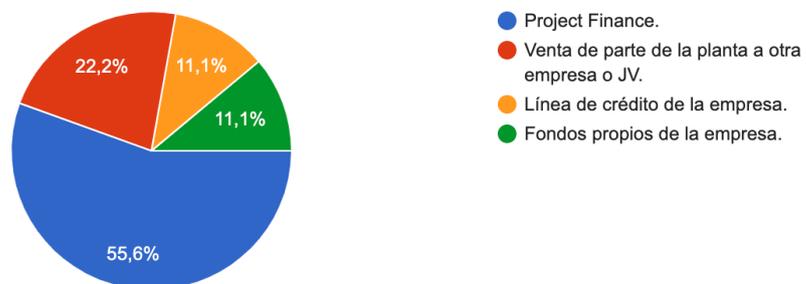
7. ¿Dispone de centrales hidráulicas en su portfolio?

9 respuestas



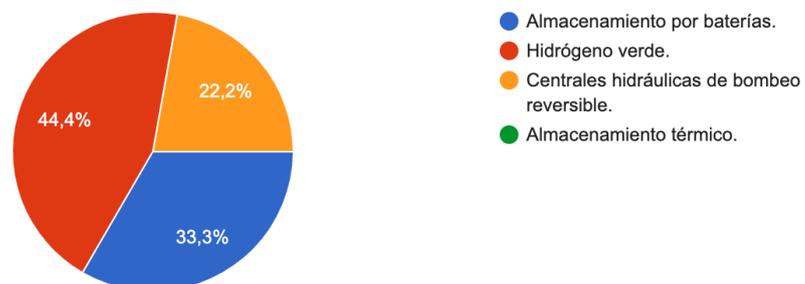
8. ¿Cómo financiaría principalmente el proyecto?

9 respuestas



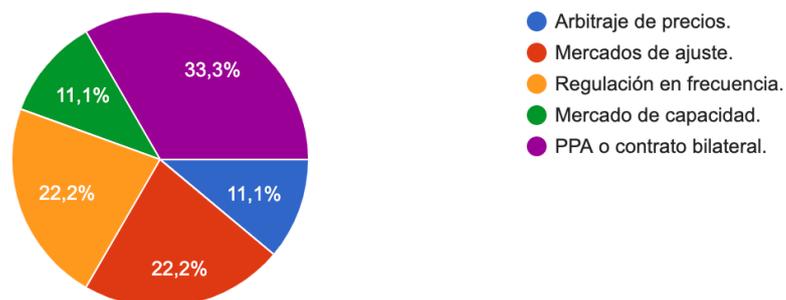
9. ¿Cuál considera la tecnología de almacenamiento con mayor potencia instalada para el año 2030?

9 respuestas



10. ¿Cuál de las siguientes fuentes de ingreso considera esencial para este proyecto?

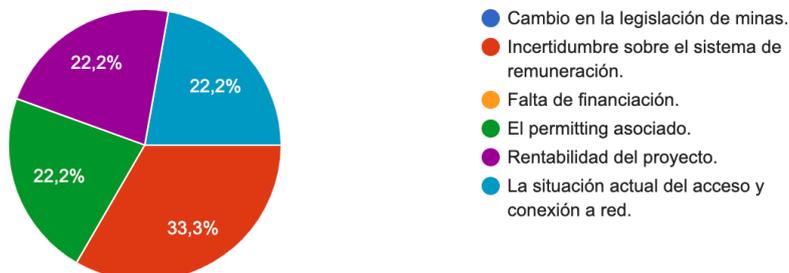
9 respuestas





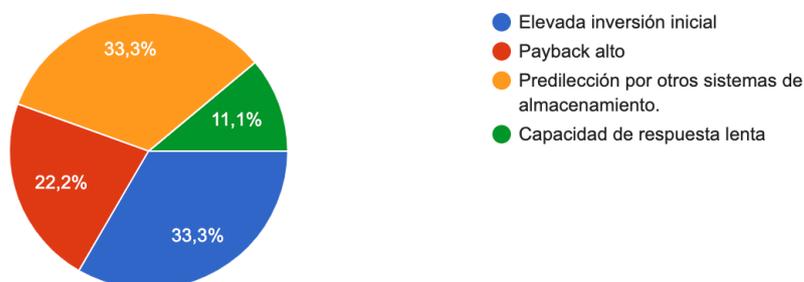
11. ¿Cuál sería el mayor riesgo de cara a invertir en el proyecto?

9 respuestas



12. ¿Qué te impediría apostar por el bombeo en minas y/o canteras abandonadas?

9 respuestas



### CONCLUSIONES

Como conclusión a esta encuesta, las centrales de bombeo reversibles en canteras degradadas se consideran una idea correcta que encajaría en la sociedad, ya que cuenta con una adecuada aceptación de empresas y consumidores. Además, empresas energéticas del sector apostarían por ese tipo de proyectos en caso de que su viabilidad fuese correcta.

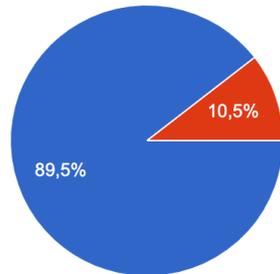
Sin embargo, en algunas cuestiones hay serias dudas, como, por ejemplo: tecnología de almacenamiento predominante, fuente de ingreso esencial, riesgos e impedimentos sobre este tipo de proyectos.



## ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

1. ¿Cómo vería usted facilitar la concesión de minas o canteras abandonadas para emplearlas como almacenamiento mediante central hidráulica de bombeo reversible?

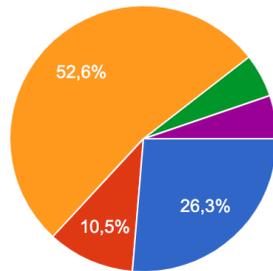
19 respuestas



- Sí, sin duda alguna.
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)

2. ¿Cuál de los siguientes aspectos considera más importante?

19 respuestas

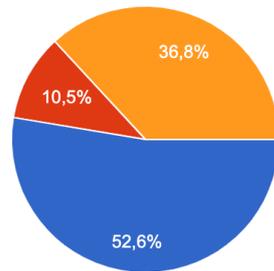


- La posibilidad de reutilizar canteras abandonadas con un fin renovable.
- La creación de empleo en zonas de transición justa.
- Disponer de almacenamiento con cero emisiones.
- Aumentar flexibilidad del sistema eléctrico, permitir mayores penetraciones.
- Que no suponga cargos en el recibo eléctrico, que sea rentable económica...



3. ¿Cree qué se debería facilitar el permitting de estos proyectos?

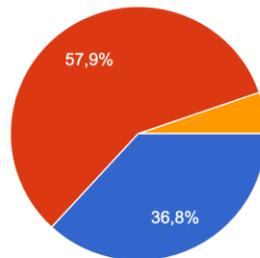
19 respuestas



- Sí, en cuanto a agilizar los plazos.
- Sí, en cuanto a facilitar la disposición de la documentación a entregar.
- No, debe seguir el mismo procedimiento que el resto de proyectos de generación de energía eléctrica.

4. ¿Cómo considera el impacto ambiental de este tipo de proyectos en una cantera y/o mina abandonada en comparación con las centrales hidráulicas de bombeo reversible tradicionales?

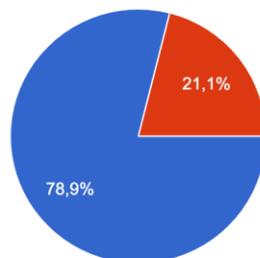
19 respuestas



- Mínimo.
- Medio.
- Alto.

5. ¿Considera este un proyecto de interés público y/o estratégico?

19 respuestas

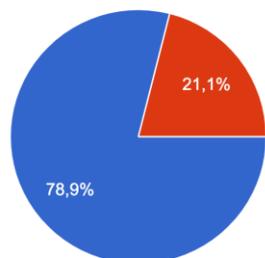


- Sí
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)



6. ¿Cree que ayudaría a reducir los precios de la electricidad?

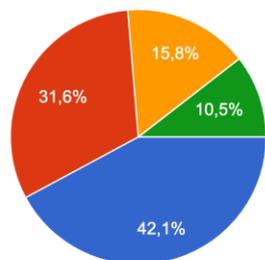
19 respuestas



- Sí
- No(justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)

7. ¿Cuál de los siguientes regímenes retributivo considera el idóneo las canteras de bombeo reversible?

19 respuestas

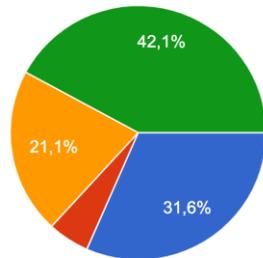


- Régimen de energías renovables.
- Régimen de capacidad o disponibilidad.
- Régimen especial.
- Ninguno, debe ir al mercado diario.



8. ¿Qué tipo de incentivo cree que es el idóneo para este proyecto?

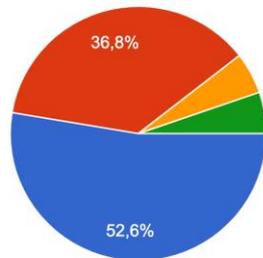
19 respuestas



- Facilitar la concesión del uso de la mina y/o cantera.
- Facilitar la financiación del proyecto.
- Fomentar la remuneración predecible y estable a largo.
- Facilitar la aprobación de permisos administrativos, medioambientales y de construcción.

9. ¿Cómo considera el impacto social y económico a nivel local del proyecto?

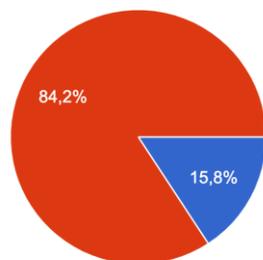
19 respuestas



- Ligeramente favorable.
- Muy favorable.
- Ligeramente desfavorable.
- Muy desfavorable.
- Neutro.

10. ¿Consideras que se ha llevado a cabo una restauración ambiental adecuada en las canteras y minas abandonadas?

19 respuestas

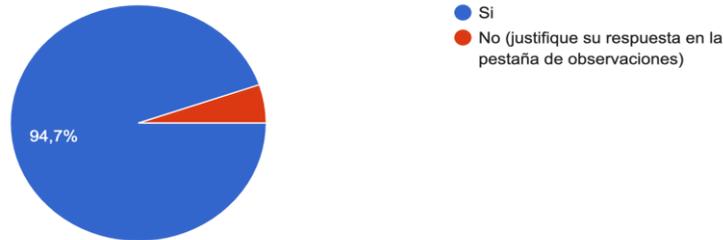


- Si
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)



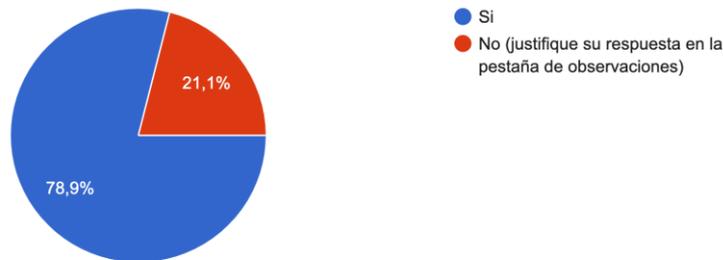
11. ¿Otorgaría la concesión de una cantera abandonada para reconvertirla a una central de bombeo?

19 respuestas



12. ¿Consideras que reutilizar cantera abandonada para desarrollar una central de bombeo puede ser una solución para los problemas medioambient...xiste actualmente con las canteras abandonadas?

19 respuestas



## CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

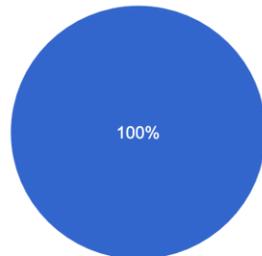
- Una gran mayoría de encuestados cedería la mina abandonada para su uso como central de bombeo reversible.
- La necesidad de disponer de un almacenamiento de energía con cero emisiones.
- La necesidad de agilizar los plazos de permitting y facilitar su aprobación.
- Sería catalogados como proyectos de interés estratégico.
- El régimen retributivo más favorable sería el de energías renovables.
- Una gran mayoría opina que no se han rehabilitado correctamente las minas y canteras abandonadas existentes.
- Se considera una solución viable al problema de las minas abandonadas



## RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

1. ¿Apoyaría un proyecto de almacenamiento por bombeo reversible (declaración de proyecto estratégico o de interés)?

5 respuestas



- Si
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)

2. En el escenario actual de concursos de capacidad ¿Facilitaría el acceso y conexión de un proyecto de almacenamiento por bombeo reversible?

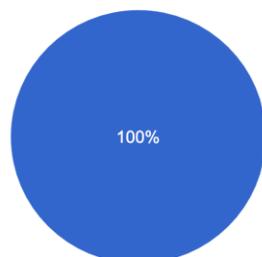
5 respuestas



- Si
- No (justifique su respuesta en la pestaña de observaciones)

3. ¿Cuál de los siguientes mercados técnicos cree que hace más falta la potencia en firme?

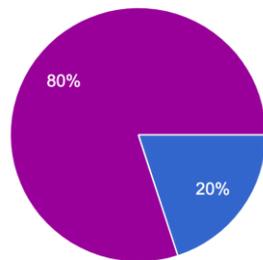
5 respuestas



- Regulación secundaria
- Mercados de restricciones técnicas
- Regulación terciaria
- Desvíos o Terre

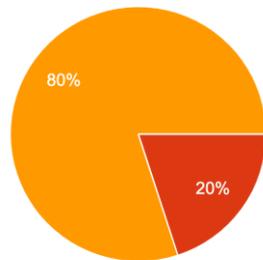


4. ¿Cuál de las siguientes opciones valoraría más de cara a la seguridad y estabilidad de la red?  
5 respuestas



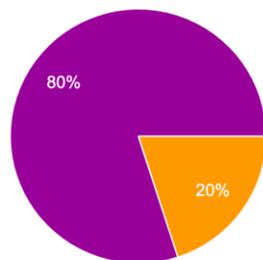
- Almacenamiento a gran escala
- Potencia firme a la red
- Fácil gestionabilidad
- Respuesta rápida
- Disponibilidad de reserva a subir o bajar

5. ¿Cuál cree que sería la tecnología de almacenamiento más idónea o necesaria en función de las necesidades de la red?  
5 respuestas



- Almacenamiento por baterías
- Hidrógeno verde
- Centrales de bombeo reversible
- Almacenamiento térmico
- Ciclo combinado

6. ¿Cuál es la tecnología que actualmente resuelve en mayor medida, los problemas de desvíos?  
5 respuestas

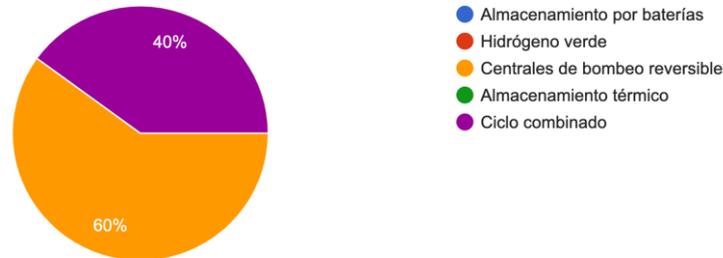


- Almacenamiento por baterías
- Hidrógeno verde
- Centrales de bombeo reversible
- Almacenamiento térmico
- Ciclo combinado



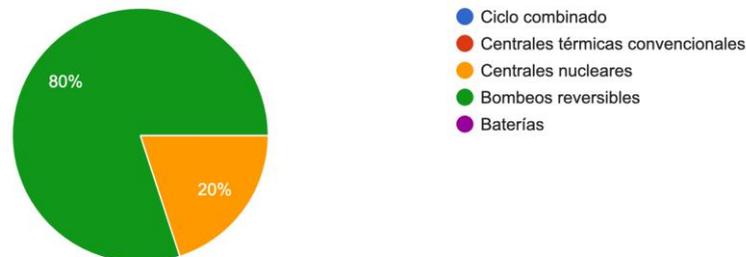
7. ¿Cuál es la tecnología que actualmente resuelve en mayor medida, los problemas de regulación en frecuencia?

5 respuestas



8. ¿Qué sistemas de generación utilizas después de producirse un cero?

5 respuestas



## CONCLUSIONES

Como conclusión a esta encuesta, podemos decir, que REE apoyaría a los proyectos de instalación de centrales de bombeo reversible ya que se puede considerar la opción idónea para poder obtener un almacenamiento energético y controlar el problema de los desvíos. Además, que los proyectos de bombeo reversible pueden ayudar como regulador de frecuencia y como el principal apoyo cuando se produce un cero.



# **Anexo II**



## ANEXO II. PROYECTO PILOTO

### 1. ANTECEDENTES

En los anteriores apartados del presente proyecto se han desarrollado las ventajas y oportunidades de la transformación de las canteras abandonadas o en desuso, como canteras de bombeo reversible.

Para poder determinar la viabilidad de la empresa, procederemos a desarrollar con detalle, el seleccionado como “proyecto piloto”. En el presente documento procederemos a precisar de forma pormenorizada, los siguientes aspectos del proyecto piloto:

- Procedimiento de selección de la ubicación.
- Dimensionamiento y características de los elementos que componen la cantera de bombeo.
- Criterios y variables consideradas en los cálculos.
- Valoración económica de los costes de construcción.

El fin de este anexo, consiste en determinar los ingresos y gastos generados tanto en su construcción como en la explotación de la cantera para poder determinar la rentabilidad del proyecto.

### 2. PROCEDIMIENTO DE BÚSQUEDA DE LAS CANTERAS SELECCIONADAS PARA EL PROYECTO PILOTO.

El primer paso para encontrar posibles ubicaciones para la instalación de centrales de bombeo reversible consiste en solicitar al IGME toda la información que tenga disponible sobre canteras de piedra natural.

Una vez se cuenta con dicha información, se crea una base de datos y se complementa con información adicional procedente de otras fuentes como por ejemplo el catastro minero.

La premisa inicial de Canteras de bombeo era utilizar dos canteras abandonadas o en desuso situadas a poca distancia, pero con el suficiente desnivel (generalmente superior a 100 m) para generar energía eléctrica mediante la turbinación del agua. La selección de estas canteras se realiza mediante un Sistema de Información Geográfica de software libre llamado QGIS.

Una vez realizado el cribado, nos quedamos con 2 canteras, eligiendo como ubicación para la construcción del proyecto piloto las canteras de pizarra denominadas “Oportuna” (embalse superior) y Pena-Pandela (embalse inferior), situadas cerca de la población de Carballeda de Valdeorras (Orense).

### 3. POR QUÉ SE HA SELECCIONADO ESTE PROYECTO PILOTO

La selección de ambas canteras ha estado fuertemente influida porque se trata de una zona duramente castigada por la minería a cielo abierto. La alta concentración de canteras de pizarra ha dado lugar a un paisaje de trincheras y desmontes de grandes dimensiones cuya restauración se antoja bastante costosa y compleja.



Desde el punto de vista técnico, ambas canteras tienen grandes dimensiones, existe una separación inferior horizontal de 3 km entre ellas y el desnivel es superior a 600 m. Se estima que ambas canteras tienen una capacidad para albergar agua superior a 200.000 m<sup>3</sup>. El tipo de explotación en trinchera facilita la estanqueidad del hueco.

Como se ha mencionado anteriormente, el tipo de material que se explota en ambas canteras es la pizarra. La pizarra es una roca prácticamente impermeable desde el punto de vista hidrogeológico, sin embargo, la presencia de fracturas interconectadas podría dotar a la formación de una permeabilidad estructural.

De forma general, las zonas de explotación suelen centrarse en las zonas donde la roca es más competente y se encuentre menos fracturada. La competencia o resistencia de la roca permite trabajar mejor el material y obtener productos más duraderos, mientras que las zonas con menos fracturas van a posibilitar conseguir bloques de mayores dimensiones y, por consiguiente, de mayor precio. En este caso concreto, la pizarra se explota principalmente con el fin comercial de elaborar tejas, lo cual corrobora la excelente impermeabilidad del material.

La presencia de agua en la cantera Pena-Pandela aún no se ha determinado. Cabe la posibilidad de que la cantera corte el nivel freático, durante su explotación se utilicen bombas de drenaje, pero una vez cesa la actividad la cantera se inunda. Otra de las posibilidades que se baraja es que durante los trabajos de corte y extracción de bloques se genere tal cantidad de finos (pequeños granos de pizarra) que al depositarse en la base de la cantera y entrar en contacto con el agua de escorrentía de la ladera o bien el agua de precipitación (se trata de una zona bastante lluviosa) se forme una masa arcillosa que impermeabilice la excavación.

La concesión del permiso de explotación de estas canteras se renueva cada trienio. Para seguir manteniendo la titularidad del permiso es necesario presentar un plan de labores justificando los trabajos realizados.

En la actualidad, ambas canteras se encuentran en explotación. En el caso de la cantera Pena-Pandela se otorgó la concesión directa de explotación en 1983. La cantera Oportuna 1.2 2º fracción logró la concesión de explotación en 2010.

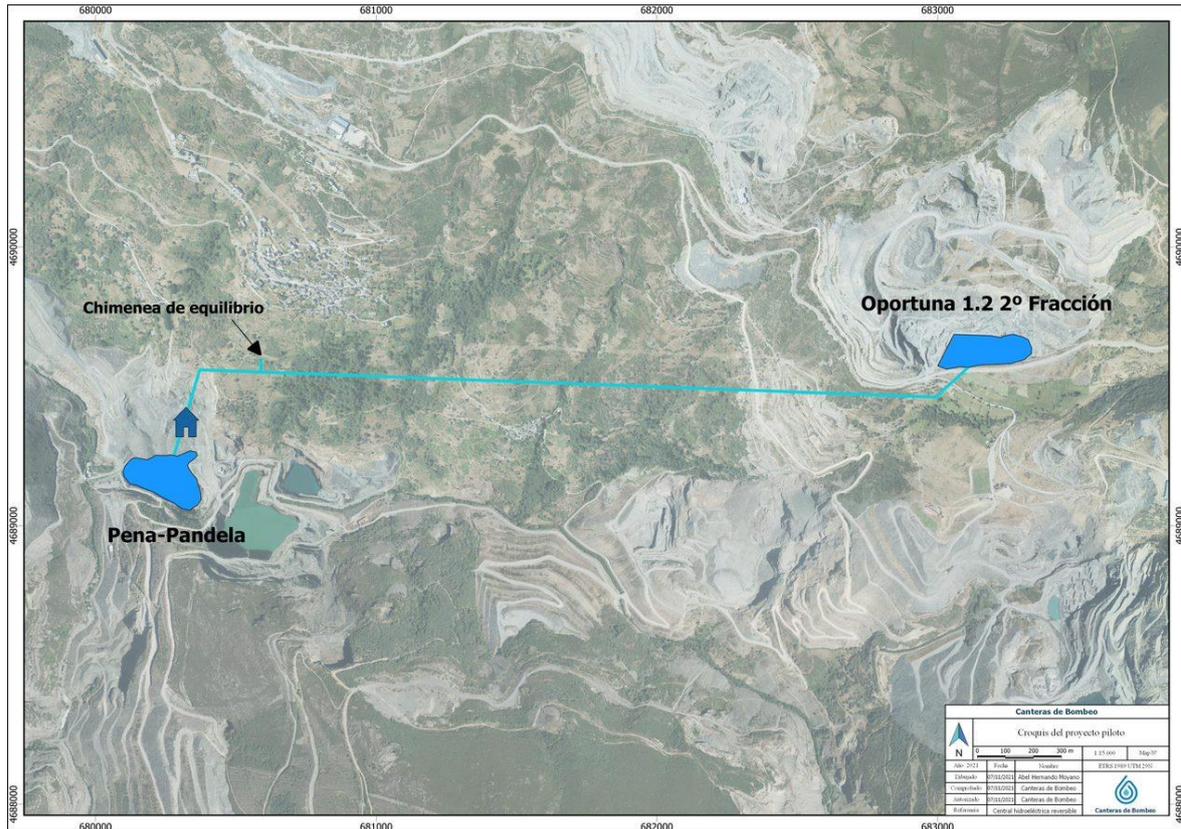


Figura 11. Croquis descriptivo del proyecto piloto.

Según el informe elaborado por el IGE denominado «Análise da Minería e Fabricación de Produtos Minerais Non Metálicos», el sector de la pizarra es el gran revulsivo del Concello Valdeorrés. Se estima que el 26% del producto interior bruto comarcal (PIB) procede de las canteras. En consecuencia, se puede afirmar que la pizarra es la principal fuente de actividad económica comarcal y siendo gracias a esta actividad uno de los concellos de mayor importancia de Galicia.

La implantación de las canteras de bombeo en esta ubicación concreta, puede postularse a corto plazo como una nueva oportunidad de crecimiento de la zona. Siendo a largo plazo una alternativa de generación de riqueza y empleo, para el momento en el que la producción de la pizarra merme debido a razones coyunturales o la extracción de recursos no sea viable por motivos técnicos y/o económicos.

#### 4. DATOS DE PARTIDA DEL PROYECTO PILOTO.

Estos son los datos obtenidos del proceso de cribado de la información facilitada por el IGME.



DATOS DE PARTIDA		
Altitud de la base EMBALSE 1	1.248,37	
Altitud de la base de EMBALSE 2	603,39	
Desnivel (parte inferior de ambas canteras)	644,97	
Coordenadas UTM Retela	683195,7	4690205,3
Coordenadas UTM Pena	680505,6	4689335,3
Distancia horizontal	2.827,28	
Volumen cantera superior	225.000,00	
Volumen cantera inferior	300.000,00	
Potencia en Retela (altura del agua)	25,00	
Potencia en Pena (altura del agua)	25,00	

Tabla 16. Datos de partida del proyecto piloto.

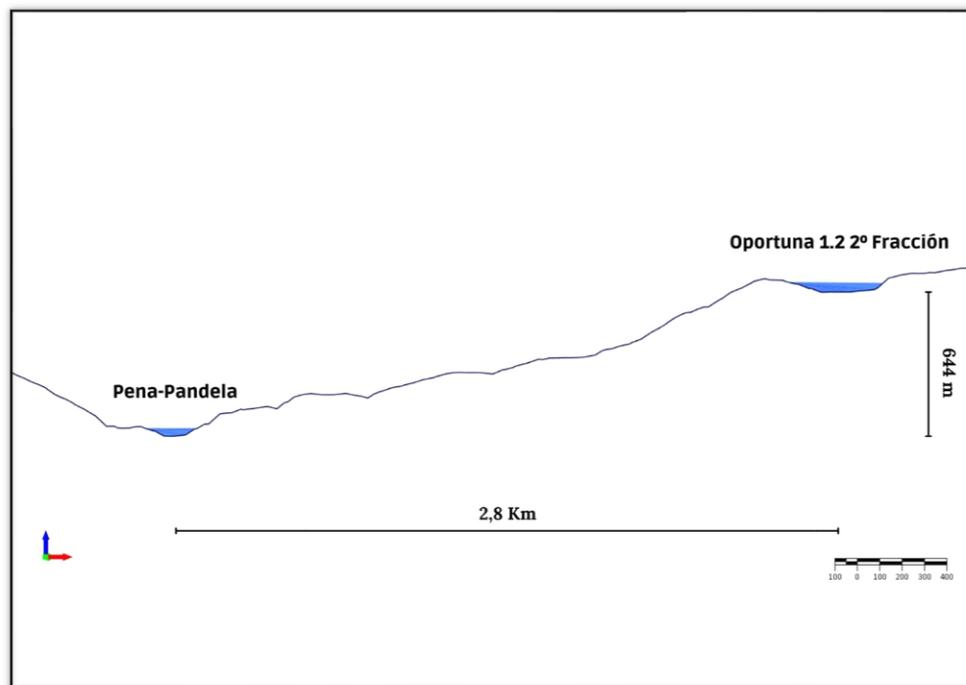


Figura 12. Sección de la cantera.

## 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA CANTERA DE BOMBEO.

### 5.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA CANTERA DE BOMBEO.

A continuación, se exponen y justifican los parámetros utilizados en el cálculo de la central:

- Se estima un periodo de bombeo de 10,5 horas.
- A falta de un mayor grado de detalle en aspectos del diseño de la instalación se supone que el desnivel es igual al salto neto.
- Se turbinará como máximo el 85% de la capacidad de la cantera superior con factor de seguridad inclusive.
- El caudal de diseño seleccionado permitiría turbinar agua a caudal constante durante 8 horas seguidas



### SALTO NETO.

Entre la cantera superior denominada Oportuna y la cantera inferior de nombre Pena-Pandela existe una diferencia de altura de 644,97m.

Altitud de la base de Oportuna	1.248,37
Altitud de la base de Pena- Pandela	603,39
Desnivel (parte inferior de ambas canteras)	644,97

Tabla 17. Datos de altura del proyecto piloto.

### VOLUMEN DE AGUA A TURBINAR.

Después de realizar un pre-dimensionamiento de ambos embalses de acumulación, obtenemos que el embalse superior tiene una capacidad de 225.000 m<sup>3</sup> frente a los 300.000 m<sup>3</sup> calculados para el embalse inferior.

Para el cálculo del volumen de agua a turbinar se ha considerado el 85% del volumen del depósito superior.

No se considera necesaria la impermeabilización de los embalses mediante láminas asfálticas u otro tipo de materiales. Ya que se ha observado in situ, que la pizarra machacada procedente de la actividad de la cantera y que se encuentra depositada tanto en el fondo como en las paredes laterales, colmata los poros de la roca que sirve de base. Impidiendo de esta manera, la circulación del agua y obteniendo los mismos efectos que una impermeabilización.

### POTENCIA Y ENERGÍA.

Considerando como hemos especificado al principio, el 85% del volumen total del depósito superior, y un funcionamiento de la central de 8 horas diarias tenemos una potencia de 35,71 MW.

Caudal turbinable (m <sup>3</sup> )	191.250,00
Tiempo máximo de funcionamiento continuo (s)	28.800,00
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	6,64

$P(\text{MW})=9,81*Q*H*e$	35,71
---------------------------	-------

Tabla 18. Cálculo de potencia de la central.

### TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL.

Para el dimensionamiento de la central de bombeo en la cantera, se ha optado por un tiempo de turbinación de 8 horas diarias. Por otro lado, para volver a llenar la cantera superior el tiempo de bombeo estimado es de 10,5 horas diarias. Esto es debido a que al realizar el bombeo las pérdidas que se producen son mayores que en la turbinación, necesitando más tiempo para bombear el mismo volumen de agua. Aunque esta operación puede parecer irracional, ya que el gasto energético para el bombeo es superior a la producción eléctrica que se obtiene turbinando



esa agua, desde una perspectiva económica la operación resulta racional y ventajosa, ya que el precio de la electricidad es muy bajo en las horas de bombeo.

En nuestro caso, para asegurarnos, en el proyecto piloto generaremos la energía necesaria para el bombeo mediante energía solar fotovoltaica, mejorando la rentabilidad del proyecto. Se ha valorado la posibilidad de hibridarlo con eólica, pero en este caso el recurso de la zona resulta insuficiente.

### 5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA FORZADA

La tubería forzada puede instalarse sobre el terreno o enterrada, en este caso optamos por el dimensionamiento de una tubería de acero instalada al terreno mediante apoyos. Se estima que la ejecución de estos apoyos supone un 30% del coste de la tubería.

Para aumentar la vida útil de la tubería se tratará la tubería con pintura anticorrosión.

TUBERÍA FORZADA			
CAUDAL A TRANSPORTAR	6,64 m <sup>3</sup> /s	ESPESOR FINAL	66 mm.
LONGITUD	3332 m		
LIMITACIÓN PéRDIDAS DE CARGA	4,30 %	PESO UNIT. ACERO	2.288 kg/m
Nº MANNING (n)	0,012	PESO DEL ACERO	7.624.869 kg
SALTO BRUTO	644,00 m.		
DIÁMETRO	1,47 m.	<b>COSTE UNITARIO TUBERÍA</b>	<b>3.661 €/m</b>
PENDIENTE (%)	19,33 %	<b>COSTE UNITARIO OBRA CIVIL</b>	<b>1.098 €/m</b>
VELOCIDAD MÁXIMA PERMITIDA	5,00 m/s		
VELOCIDAD	3,90 m/s	<b>COSTE TUBERÍA</b>	<b>12.199.791 €</b>
PÉRDIDA DE CARGA REAL	8,31 %	<b>COSTE OBRA CIVIL</b>	<b>3.659.937 €</b>
TENSIÓN SIGMA	260 N/mm <sup>2</sup>		
TIEMPO DE CIERRE	5,00 s		
ESPESOR e1	66,00 mm		
ESPESOR e2	5,00 mm		
ESPESOR MÍNIMO	6,00 mm		
OBRA CIVIL	30 % s/coste tubería		
PESO ESPECÍFICO ACERO	7.850 kg/m <sup>3</sup>	<b>COSTE TOTAL</b>	<b>15.859.728 €</b>

Tabla 19. Definición de la tubería forzada.

La tubería forzada tiene una longitud de 3332m y un diámetro de aproximadamente 1,47m.



Figura 13. Trazado de la tubería forzada.



### 5.3 CARACTERÍSTICAS DE LA TOMA RECTANGULAR.

La toma recoge el agua del embalse para llevarlo hasta la turbina, está formada por una embocadura de hormigón armado que soporta una rejilla metálica de 23,97m2.

TOMA RECTANGULAR			
b/H	2	VOL.EXCAV.TIERRA	898,92 m3
Nº MANNING (n)	0,0135	VOL.EXCAV.ROCA	1.198,55 m3
PENDIENTE (i)	0,0003	TIPO DE COMPUERTA	2
CAUDAL	6,64 m3/s	LIMPIARREJAS	
CALADO (h)	1,699 m	SUPERFICIE COMPUERTA	23,97 m2
COEF. SEGURIDAD ALTURA LATERAL	1,80	SUPERFICIE REJA DE GRUESOS	21,59 m2
ALTURA (H)	3,06 m	VOLUMEN HORMIGÓN	214,03 m3
ANCHO b	6,12 m	PESO COMPUERTA	34,19 kN
ESPESOR MURO	0,50 m	<b>COSTE EXCAV. TIERRA</b>	<b>2.696,75 €</b>
LONGITUD	35,00 m	<b>COSTE EXCAV. ROCA</b>	<b>29.963,86 €</b>
ANGULO DE REJILLA	30,00º	<b>COSTE HORMIGÓN</b>	<b>51.366,62 €</b>
VELOCIDAD	1,15 m/s	<b>COSTE COMPUERTA</b>	<b>87.136,11 €</b>
		<b>COSTE REJA DE GRUESOS</b>	<b>10.361,38 €</b>
PROFUNDIDAD DE TIERRA	3 m	<b>COSTE LIMPIARREJAS</b>	<b>0,00 €</b>
PROFUNDIDAD DE ROCA	4 m		
<b>COSTE TOTAL</b>			<b>181.524,72 €</b>

Tabla 20. Definición de la toma rectangular.

### 5.4 CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA.

#### SELECCIÓN DEL SISTEMA A UTILIZAR.

Al tratarse de una central de bombeo reversible debemos escoger entre dos alternativas de instalación: aquellas en las que la turbina tiene una doble función y actúa también como bomba o aquellas que en las que disponemos de dos equipos independientes bomba y turbina.

<b>ALTERNATIVA 1</b>	<b>Instalación de turbina y bombas</b>	Cada equipo funciona independiente entre sí según se esté bombeando o generando energía
<b>ALTERNATIVA 2</b>	<b>Instalación turbina reversible</b>	Funcionamiento como turbina para la generación de energía o como bomba centrífuga para el bombeo de agua al reservorio superior.

Tabla 21. Alternativas disponibles

En este caso optamos por la alternativa 2, ya que nos proporciona las siguientes ventajas:

- Reducción del número de arranques/paradas
- Regulación de la red (frecuencia y tensión) en modo de bombeo
- Operación más cercana al punto de eficiencia óptima
- Reducción del nivel de inmersión de bomba-turbina, reduciendo los costos de la ingeniería civil
- Operar en un rango más amplio, aumentando la disponibilidad de la planta

#### SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA

La selección de la maquinaria hidráulica para un aprovechamiento hidroeléctrico depende de las condiciones del entorno, en concreto del caudal turbinable y del salto neto. En función de estos parámetros se pueden distinguir los siguientes tipos de maquinaria hidráulica: turbina Pelton, Francis, Ossberger y Kaplan.

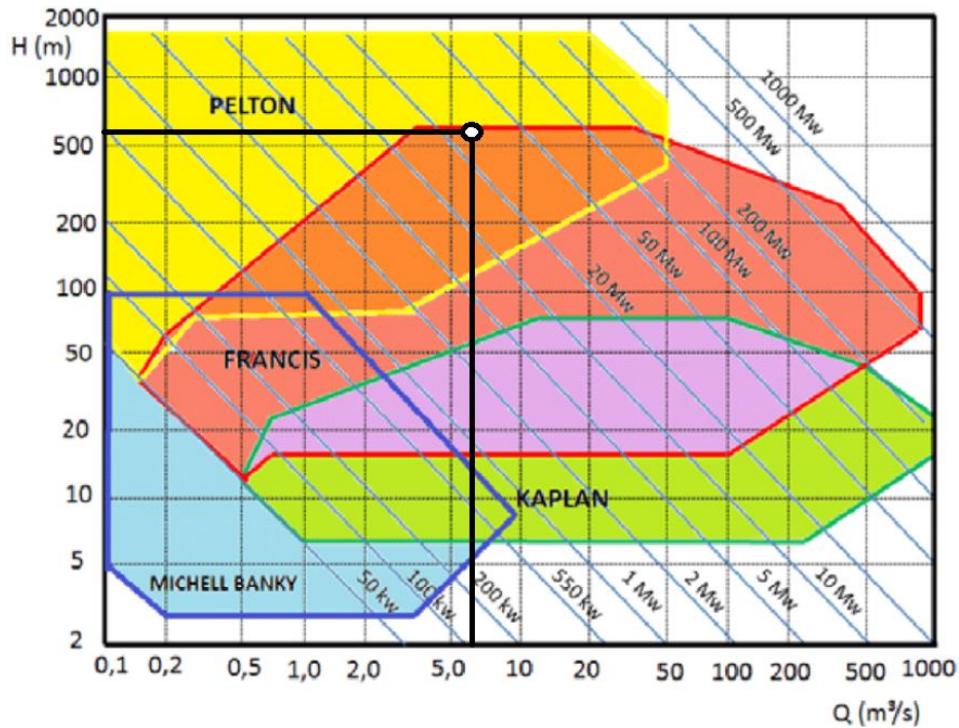


Figura 14. Diagrama de elección de turbinas.

En este caso la turbina podemos seleccionar dos tipos de turbinas: la Pelton y la Francis. Elegimos la turbina tipo Francis por las siguientes razones:

- La turbina Francis funciona en modo turbina y en modo bomba.
- El precio de venta es menor que el de la turbina Pelton.
- La turbina Francis está funcionando en otros proyectos de características similares obteniendo resultados satisfactorios.

Calculamos tanto la potencia como el coste de las turbinas Francis en dos escenarios: opción 1 3 turbinas y opción 2 2 turbinas.



**OPCIÓN 1: 3 TURBINAS.**

TURBINA			
CAUDAL	2,21 m3/s		COSTE DE CADA TIPO DE TURBINA
SALTO BRUTO	644,97 m		PELTON 1.152.907 €
POTENCIA	11.905 kW		FRANCIS 455.755 €
TURBINA A UTILIZAR (en función de Hb y Q)			
<b>TURBINA ELEGIDA</b>			
TURBINA RECOMENDADA			
PELTON	FRANCIS	KAPLAN	MARGEN ERROR
NO	SI	NO	20,00 %
COEFICIENTES			
PELTON		FRANCIS	
C1	16	C1	8,4
C2	0,25	C2	0,2
C3	0,45	C3	0,5
KAPLAN			
		C1	8,9
		C2	0,2
		C3	0,4
COSTE TOTAL TURBINAS			1.777.443 €

GENERADOR (SÍNCRONO)	
CAUDAL	2,21 m3/s
SALTO BRUTO	644,97 m
POTENCIA	11.905 kW
COEFICIENTES	
C1	4,66E-07
C2	1,13E-03
C3	3,42E+01
COSTE GENERADOR	1.136.133 €
NÚMERO DE GRUPOS	3
COSTE TOTAL GENERADORES	3.408.400 €

Figura 15. Datos de la opción 1.

**OPCIÓN 2: 2 TURBINAS.**

TURBINA			
CAUDAL	3,32 m3/s		COSTE DE CADA TIPO DE TURBINA
SALTO BRUTO	644,97 m		PELTON 1.383.679 €
POTENCIA	17.857 kW		FRANCIS 558.183 €
TURBINA A UTILIZAR (en función de Hb y Q)			
<b>TURBINA ELEGIDA</b>			
TURBINA RECOMENDADA			
PELTON	FRANCIS	KAPLAN	MARGEN ERROR
NO	SI	NO	20,00 %
COEFICIENTES			
PELTON		FRANCIS	
C1	16	C1	8,4
C2	0,25	C2	0,2
C3	0,45	C3	0,5
KAPLAN			
		C1	8,9
		C2	0,2
		C3	0,4
COSTE TOTAL TURBINAS			1.049.058 €

GENERADOR (SÍNCRONO)	
CAUDAL	3,32 m3/s
SALTO BRUTO	644,97 m
POTENCIA	17.857 kW
COEFICIENTES	
C1	4,66E-07
C2	1,13E-03
C3	3,42E+01
COSTE GENERADOR	2.028.464 €
NÚMERO DE GRUPOS	2
COSTE TOTAL GENERADORES	4.056.927 €

Figura 16. Datos de la opción 2.

Optamos por la opción 1, ya que mejora la operatividad del mantenimiento.

**5.5 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR, SISTEMA ELÉCTRICO Y LÍNEAS ELÉCTRICA.**

Para poder suministrar la electricidad a la red eléctrica es necesario que está sea transformada en alta tensión para su transporte y conexión a la red, por el contrario, para que también pueda ser utilizada por los elementos auxiliares de la central, es necesario transformarla a baja tensión. Para ello se dispondrá de un parque de transformadores a la intemperie en la parte superior de la ladera donde se sitúen los transformadores y sus respectivos elementos auxiliares.



El enganche a la subestación más cercana podría realizarse en dos puntos diferentes, ambos encuentran a una distancia de 9 Km en línea recta aproximadamente, consideramos una estimación al alza de la ejecución de 10km de línea eléctrica.

La alternativa 1 sería la subestación situada en Sobradelo y la alternativa 2 sería la subestación de Quereño.

TRANSFORMADOR			
CAUDAL	6,64 m <sup>3</sup> /s		COEFICIENTES
SALTO BRUTO	644,00 m.		C1 -4,98E-07
POTENCIA	35.657 kW		C2 1,99E-02
			C3 4,37E+00
			<b>COSTE TOTAL</b> 80.174 €

SISTEMA ELÉCTRICO GENERAL			
CAUDAL	6,64 m <sup>3</sup> /s		COEFICIENTES
SALTO BRUTO	644,00 m.		C1 6,00E-08
POTENCIA	35.657 kW		C2 2,10E-03
NÚMERO DE GRUPOS	3		C3 2,80E+01
			<b>COSTE TOTAL</b> 2.420.652 €

LÍNEA ELÉCTRICA			
LONGITUD	10,000 Km		COSTE UNITARIO 33.000 €/km
TENSIÓN	20,00 kV		
TIPO DE TERRENO			<b>COSTE TOTAL</b> 330.000 €

Figura 17. Solución adoptada.

### 5.6 CAMINOS DE ACCESO.

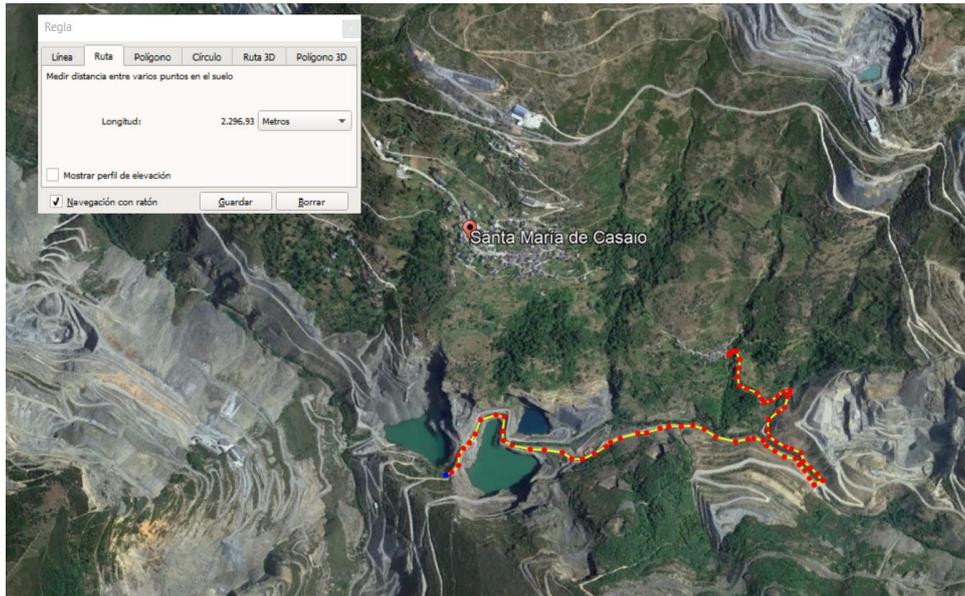
Para el cálculo de la longitud de los caminos de acceso se han tenido en cuenta los siguientes viales:

- Vial de acceso al depósito inferior de 2.296 ml de longitud, termina a pie del depósito inferior. Se considera suficiente para las labores de mantenimiento una anchura de vial de 5m.
- Vial de acceso al depósito superior de 744 ml de longitud que comienza en la carretera comarcal OU-122 y termina a pie del depósito superior. Igualmente se considera de 5m de anchura.

CAMINO DE ACCESO			
LONGITUD	3,050 Km		COSTE UNITARIO 37.143 €/km
ANCHURA	5,00 m		
			<b>COSTE TOTAL</b> 113.286 €

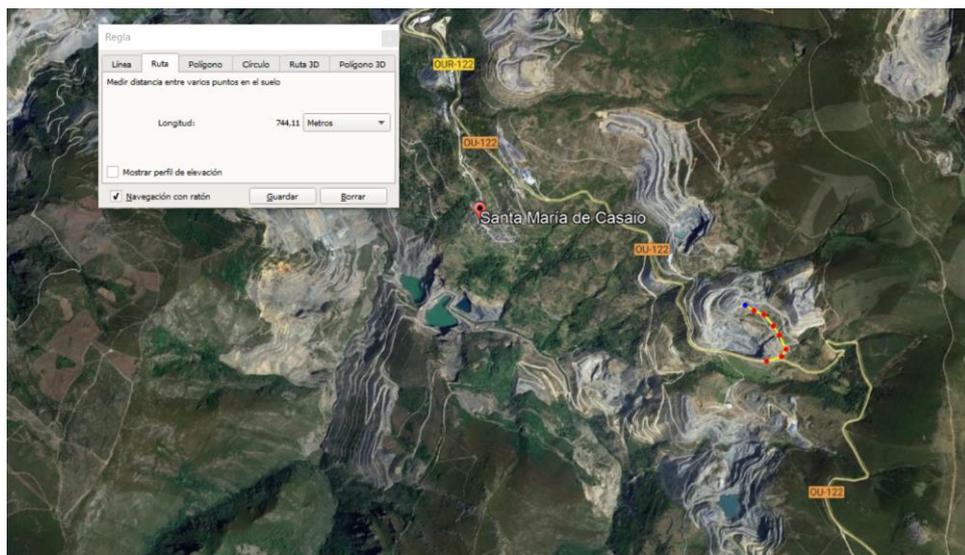
Figura 18. Dimensionado del camino de acceso

**VIAL DEPÓSITO INFERIOR**



**Figura 19. Imagen del vial del depósito inferior**

**VIAL DEPÓSITO SUPERIOR.**



**Figura 20. Imagen del vial del depósito superior**

**5.7 EDIFICIO DE LA CENTRAL**

En este edificio se guardan los equipos electromecánicos de la central: turbina, generador, transformador, equipos auxiliares y sistemas de protección.

Las dimensiones y diseño del edificio están condicionado principalmente por la elección de las turbinas (número, tipo y orientación), el salto y la disposición de los equipos dentro del edificio.



EDIFICIO DE LA CENTRAL			
CAUDAL	6,64 m <sup>3</sup> /s		COEFICIENTES
SALTO BRUTO	644,97 m		C1 16,00
POTENCIA	35.714 kW		C2 0,10
NÚMERO DE GRUPOS	3		C3 0,20
			<b>COSTE TOTAL</b> 845.854 €

Figura 21. Diseño del edificio de la central.

### 5.8 CARACTERÍSTICAS DEL CANAL DE REPOSICIÓN DE AGUA.

Para mantener un volumen continuo de bombeo equivalente al 85% del volumen del embalse superior estimado para el cálculo de la potencia de la central de bombeo, se ha a ejecutar un canal desde el cauce del río Valborraz, hasta el depósito situado en la cota inferior.

A efectos de cálculo de la sección del canal y también para la obtención del coste de las tasas correspondientes, se estima que en el periodo de un año se repondrá el equivalente al 2% del volumen del depósito superior, es decir 4.500 m<sup>3</sup> de agua.

Bajo estos parámetros se determina que el caudal a evacuar será de 0,25 m<sup>3</sup>/s.

CALCULO DEL CANAL PARA REPOSICIÓN DE AGUA	
CAPACIDAD DEL EMBALSE SUPERIOR (M3)	225.000,00
PORCENTAJE DE REPOSICIÓN DE AGUA (%)	2,00
TOTAL A REPONER (M3)	4.500,00
PERIODO DE USO DEL CANAL ( DÍAS)	1,00
HORAS DIARIAS (H)	5,00
CAUDAL A TRANSPORTAR (M3/S)	0,25

Tabla 22. Cálculo del canal para reposición de agua

CANAL EN ROCA			
CAUDAL A TRANSPORTAR	0,25 m <sup>3</sup> /s	VOLUMEN EXCAVACIÓN ROCA	37,21 m <sup>3</sup>
TALUD	0	VOLUMEN HORMIGÓN MUROS	73,18 m <sup>3</sup>
RELACIÓN b/H	0,25	VOLUMEN HORMIGÓN REVESTIMI.	1,09 m <sup>3</sup>
ANCHO DE LA BASE (b)	0,22 m	SUPERFICIE DE REFINO	49,05 m <sup>2</sup>
PENDIENTE (i)	0,02	SUPERFICIE ATAGUÍA	0,19 m <sup>2</sup>
Nº MANNING (n)	0,0135	PESO ATAGUÍA	0,05 kN
CALADO (h)	0,87 m		
COEF. SEGURIDAD ALTURA LATERAL	1,00	COSTE EXC. ROCA	930 €
ALTURA DEL CANAL (H)	0,87 m	COSTE HORMIGÓN MUROS	17.564 €
ANCHO BASE SUPERIOR	0,22 m	COSTE HORMIGÓN REVEST.	104 €
PERIMETRO	1,96 m	COSTE REFINO	184 €
TIPO EXCAVACIÓN/MUROS		COSTE ATAGUÍA	119 €
ESPESOR MUROS	0,85 m		
ESPESOR REVESTIMIENTO	0,20 m		
PENDIENTE DEL TERRENO	50 %		
LONGITUD DEL CANAL	25,00 m		
VELOCIDAD	Valor aceptable 1,32 m/s		
ESQUEMA DE PARÁMETROS		<b>COSTE TOTAL</b>	<b>18.900 €</b>

Figura 22. Diseño del canal en roca

## 6 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE CONSTRUCCIÓN.

Con los cálculos y características anteriormente detallados y siguiendo las tablas facilitadas por el IDAE, válidas para el desarrollo de esta clase de proyectos, obtenemos la siguiente estimación de coste de la construcción.

Como ya explicamos con anterioridad en el apartado de las características de las turbinas escogemos la opción 1, por las ventajas que nos ofrece.



Como podemos observar los valores de construcción se encuentran dentro de lo considerado como apropiado para el caso de una central de bombeo de nueva construcción que dispone de presas/embalses existentes.

COSTES DE CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL DE BOMBEO				
	OPCIÓN 1: 3 TURBINAS		OPCIÓN 2: 2 TURBINAS	
<b>CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL DE BOMBEO</b>	<b>24.705.951,75 €</b>	<b>87,96 %</b>	<b>24.626.103,75 €</b>	<b>87,92 %</b>
□ Edificio	845.854,00 €	3,01 %	845.854,00 €	3,02 %
□ Tubería forzada.	15.859.728,23 €	56,46 %	15.859.728,23 €	56,62 %
□ Toma de carga	181.524,72 €	0,65 %	181.524,72 €	0,65 %
□ Turbina	1.777.433,00 €	6,33 %	1.049.058,00 €	3,75 %
□ Generador	3.408.400,00 €	12,13 %	4.056.927,00 €	14,48 %
□ Transformador	80.173,59 €	0,29 %	80.173,59 €	0,29 %
□ Sistema eléctrico general	2.420.652,50 €	8,62 %	2.420.652,50 €	8,64 %
□ Accesos	113.285,71 €	0,40 %	113.285,71 €	0,40 %
□ Canal para reposición de agua	18.900,00 €	0,07 %	18.900,00 €	0,07 %
<b>INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN</b>	<b>3.330.000,00 €</b>	<b>11,86 %</b>	<b>3.330.000,00 €</b>	<b>11,89 %</b>
□ Subestación eléctrica	2.000.000,00 €	7,12 %	2.000.000,00 €	7,14 %
□ Línea de alta tensión	330.000,00 €	1,17 %	330.000,00 €	1,18 %
□ Pago de la posición de REE	1.000.000,00 €	3,56 %	1.000.000,00 €	3,57 %
<b>OTROS</b>	<b>52.121,12 €</b>	<b>0,19 %</b>	<b>54.948,27 €</b>	<b>0,20 %</b>
□ Dirección de ejecución	40.093,17 €	0,14 %	42.267,90 €	0,15 %
□ Coordinación de seguridad y salud	12.027,95 €	0,04 %	12.680,37 €	0,05 %
<b>TOTAL</b>	<b>28.088.072,87 €</b>		<b>28.011.052,02 €</b>	

ESTIMACIÓN DE COSTES EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE LA CENTRAL		
0,8M€ / MW	28.571.200,00 €	28.571.200,00 €
1 M€ / MW	35.714.000,00 €	35.714.000,00 €

	OPCIÓN 1: 3 TURBINAS		OPCIÓN 2: 2 TURBINAS	
OBRA CIVIL	17.019.292,66 €	60,59 %	17.019.292,66 €	60,76 %
ELÉCTRICO	5.750.652,50 €	20,47 %	5.750.652,50 €	20,53 %
MECÁNICO	5.266.006,59 €	18,75 %	5.186.158,59 €	18,51 %
INGENIERÍA	54.948,27 €	0,20 %	54.948,27 €	0,20 %

Tabla 23. Estructura de costes de la central hidráulica de bombeo del proyecto piloto.

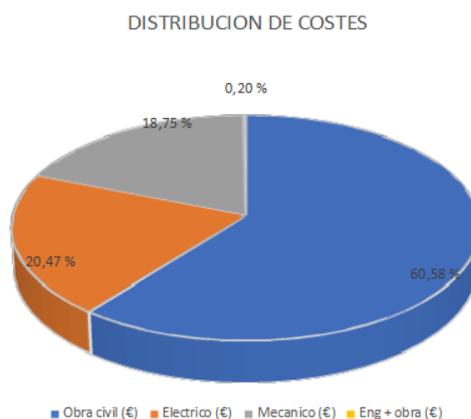
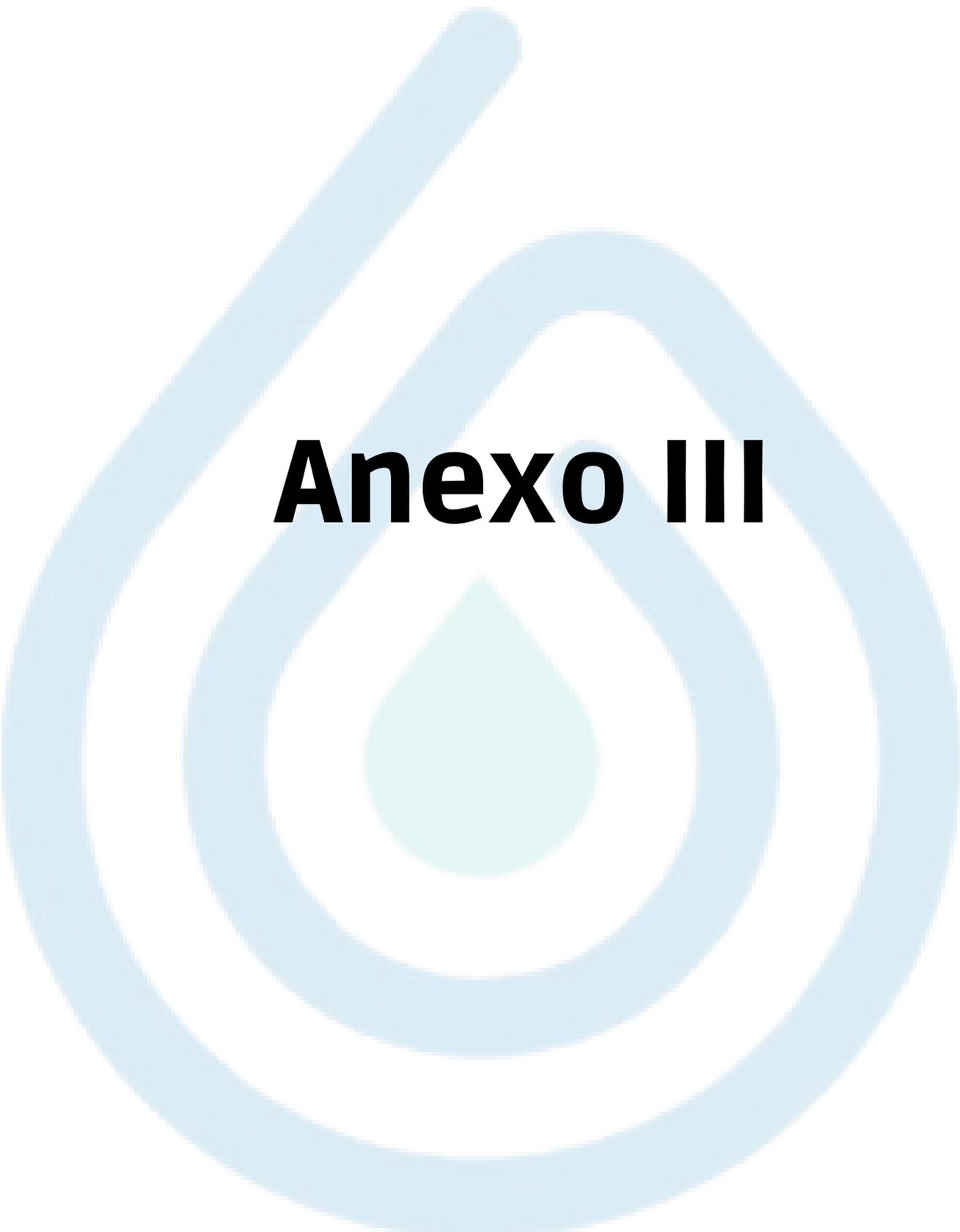


Figura 23. Desglose de costes de la central de bombeo del proyecto piloto.



# **Anexo III**



## ANEXO III PLAN FINANCIERO DEL PROYECTO PILOTO.

Se ha analizado la viabilidad del proyecto piloto de forma independiente a la rentabilidad de la propia empresa. Creando un plan financiero para cada escenario, con el objetivo de demostrar a los futuros clientes de los aspectos ventajosos del proyecto.

### 1. COSTES CAPEX

#### 1.1 GASTOS DE INGENIERÍA.

Dentro de los gastos de ingeniería contemplamos todos aquellos gastos generados por la externalización de los servicios para la redacción de estudios técnicos, además de aquellos gastos como tasas y visados necesarios para la obtención de los permisos de construcción.

<b>GASTOS DE INGENIERÍA</b>	<b>100.584,67 €</b>
<b>MEDIO AMBIENTE</b>	<b>10.000,00 €</b>
□ EIAs	10.000,00 €
<b>ESTUDIOS TÉCNICOS</b>	<b>26.000,00 €</b>
□ Hidrológicos	15.000,00 €
□ Hidráulicos	5.000,00 €
□ Geológico	3.000,00 €
□ Geotécnico	3.000,00 €
<b>PERMITTING</b>	<b>17.500,00 €</b>
□ ICUs u otros informes urbanísticos	1.500,00 €
□ Costes y tasas administrativas	9.000,00 €
□ Abogados	7.000,00 €
<b>OTROS ESTUDIOS</b>	<b>3.163,19 €</b>
□ Estudio básico de seguridad y salud	3.163,19 €
□ Estudio de control de calidad	- €
<b>OTROS COSTES</b>	<b>43.921,48 €</b>
□ Visado del proyecto	43.921,48 €

Tabla 24. Desglose de costes de ingeniería de desarrollo del proyecto piloto.

#### 1.2 CAPEX EPC DE BOMBEO.

En el proceso de construcción de la central de bombeo, además de la estimación de costes de construcción, consideramos otros conceptos como la dirección de obra, la coordinación de seguridad y salud, además de otros costes para el desarrollo de las concesiones.

Al tratarse en este caso de una cantera que aún conserva la concesión para la explotación, tenemos previsto una provisión de 30.000 euros para poder negociar la compra de la misma con los actuales propietarios.

Para poder reponer el agua que estimamos en un 5%, valoramos económicamente varias opciones: el bombeo de aguas subterráneas mediante bombas, el trasvase de agua y la opción de construir un cauce desde el río que se encontrase en las proximidades. Finalmente, una vez estudiado el entorno se elige por la construcción de un canal.

Incluimos también los costes de avales necesarios para la construcción y los impuestos derivados de la misma.



<b>CAPEX EPC DE BOMBEO</b>	<b>42.835.866,08 €</b>
<b>CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL DE BOMBEO</b>	<b>24.687.051,37 €</b>
□ Edificio	845.853,62 €
□ Tubería forzada.	15.859.728,23 €
□ Toma de carga	181.524,72 €
□ Turbina	1.777.433,00 €
□ Generador	3.408.400,00 €
□ Transformador	80.173,59 €
□ Sistema eléctrico general	2.420.652,50 €
□ Accesos	113.285,71 €
<b>INFRAESTRUCTURA DE EVACUACIÓN</b>	<b>3.330.000,00 €</b>
□ Subestación eléctrica	2.000.000,00 €
□ Línea de alta tensión	330.000,00 €
□ Pago de la posición de REE	1.000.000,00 €
<b>OTROS</b>	<b>52.121,12 €</b>
□ Dirección de ejecución	40.093,17 €
□ Coordinación de seguridad y salud	12.027,95 €
<b>COSTES DE DESARROLLO DE LAS CONCESIONES</b>	<b>270.000,00 €</b>
□ Negociación para adquirir la concesión	30.000,00 €
□ Derecho de paso y/o justiprecio para la línea de evacuación (8 km)	240.000,00 €
<b>EPC HIBRIDACIÓN</b>	<b>12.495.000,00 €</b>
<b>PLANTA FOTOVOLTAICA</b>	
□ Módulos	7.735.000,00 €
□ Inversores	1.750.000,00 €
□ Soporte para estructura fija	3.010.000,00 €
<b>COSTES DEL AGUA</b>	<b>18.900,00 €</b>
□ Exploración	15.000,00 €
□ Trasvase	225.000,00 €
□ Canalización	18.900,00 €
<b>IMPUESTOS</b>	<b>1.982.793,60 €</b>
□ ICIO + TLU (4-6 % del EPC)	1.681.023,08 €
□ ITP (8-10 %)	21.600,00 €
□ Contingencias (1 %)	280.170,51 €

Tabla 25. Desglose de costes de CAPEX del EPC del bombeo hibridado.

## 2. COSTES OPEX

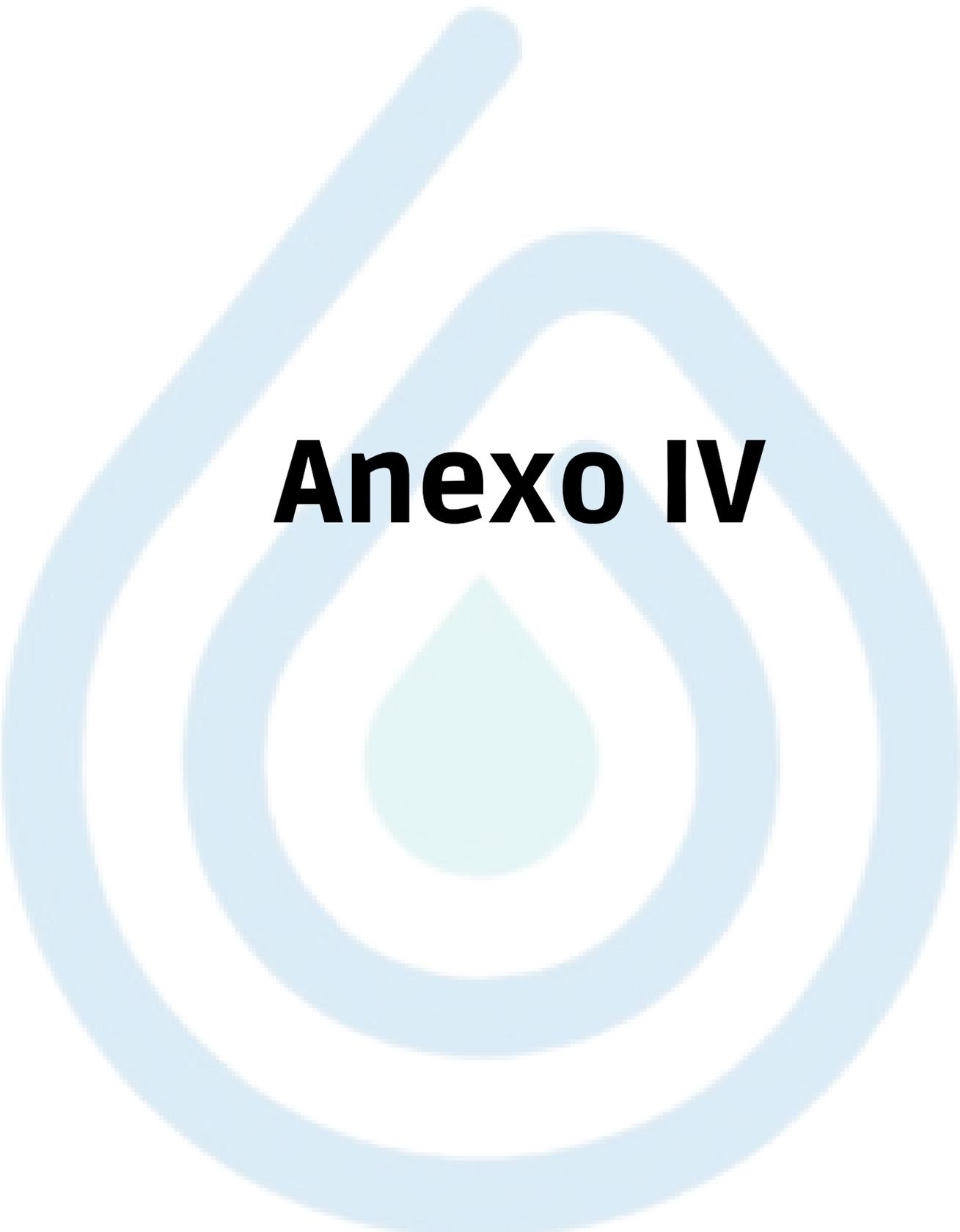
Dentro de los costes previsto de OPEX consideramos los gastos de operación y mantenimiento, el coste de la concesión de la cantera, la tasa de reposición del agua y todos aquellos impuestos derivados de la actividad de la cantera de bombeo.

- **O&M:** Al tratarse de una instalación de generación de energía hibridada con fotovoltaica tenemos que incluir unos costes de operación y mantenimiento superiores a los estimados para una central de bombeo tradicional. Se ha estimado para el bombeo un coste a razón de 17.520,00 € por MW y para fotovoltaica un coste de 6.000 euros por MWp.
- **Concesión:** Consideramos el importe de la concesión de la cantera, que tiene una duración 3 años.
- **Impuestos:** Incorporamos conceptos como el impuesto de actividades económicas, el IBI y el coste la gestión de la central.
- **Tasa de reposición del agua:** Para su cálculo se estima el 2% del volumen del depósito superior a razón de 0,27 euros/m<sup>3</sup>.



<b>OPEX EPC DE BOMBEO</b>	<b>1.015.199,16 €</b>
<b>O&amp;M</b>	<b>832.050,00 €</b>
□ Central hidráulica	613.200,00 €
□ Central fotovoltaica	210.000,00 €
□ Subestaciones	3.600,00 €
□ Líneas de evacuación	5.250,00 €
<b>CONCESIÓN</b>	<b>1.871,15 €</b>
□ Coste anual	1.871,15 €
<b>IMPUESTOS</b>	<b>180.063,01 €</b>
□ Actividades económicas	13.063,01 €
□ IBI	7.000,00 €
□ Impuesto de generación (suspendido hasta el 2024)	- €
□ Gestión de la central	160.000,00 €
<b>TASA DE REPOSICIÓN DEL AGUA</b>	<b>1.215,00 €</b>
Reposición de un 2% de la capacidad de la cantera	1.215,00 €
<b>COSTES DE ACCESO A MERCADOS</b>	
□ Representación en los mercados (0,10 €/MWh)	
□ "Operación" (0,60 €/MWh)	

Tabla 26. Desglose de costes de OPEX considerados para el proyecto piloto.



# **Anexo IV**



## **ANEXO IV ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DEL PROYECTO PILOTO**

A continuación, se adjunta los precios asumidos en los escenarios pesimista y optimista y los distintos casos desarrollados en los modelos financieros.



**Escenarios de precios para los años de operación**

Años de operación	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Escenario de precios pesimista (€/ MWH)	55	51	49	46	46	46	46	46	46	46	46	50	56	56	56	56
Escenario de precios optimista (€/ MWH)	57	58	59	52	52	52	52	52	52	52	52	60	70	70	70	70

Años de operación	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Escenario de precios pesimista (€/ MWH)	56,5	58	58	58	58	50	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Escenario de precios optimista (€/ MWH)	70,5	78	78	78	78	60	55,5	55,5	55,5	55,5	55	54	54	54	54



**Proyecto piloto.**

**Central sin hibridar. Escenario optimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 30.340.866  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	inflation		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
1	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
	COGS						2.142.000,00	2.142.000,00	2.142.000,00	2.142.000,00	2.142.000,00	2.142.000,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	709.461,00	709.161,12	708.862,44	708.564,95	708.268,66	707.973,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.253.239,00</b>	<b>3.335.791,68</b>	<b>3.417.587,46</b>	<b>2.652.071,61</b>	<b>2.630.357,36</b>	<b>2.608.729,97</b>
	Depreciation						260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.993.174,43</b>	<b>3.075.727,11</b>	<b>3.157.522,90</b>	<b>2.392.007,04</b>	<b>2.370.292,79</b>	<b>2.348.665,40</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.813.111,43</b>	<b>2.895.664,11</b>	<b>2.977.459,89</b>	<b>2.211.944,04</b>	<b>2.190.229,79</b>	<b>2.168.602,39</b>

yes no

Selling price:

	<b>Book value</b>						30.340.866,08	30.080.801,52	29.820.736,95	29.560.672,38	29.300.607,82	29.040.543,25
2	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(14.128.535,33)</b>	<b>(7.900.760,91)</b>						

Days in inventories: 0 days  
 Collection period: 30 days  
 Cash: 0%  
 Payables due: 60 days  
 Accrued due: 30 days

Invest in WK no

3	Inventory											
	Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
	Cash											
	Payables						352.109,59	352.109,59	352.109,59	352.109,59	352.109,59	352.109,59
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	58.311,86	58.287,22	58.262,67	58.238,22	58.213,86	58.189,61
	NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	91.334,71	98.119,86	104.842,81	41.923,69	40.138,96	38.361,37
	<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(91.365,47)</b>	<b>(6.785,15)</b>	<b>(6.722,94)</b>	<b>62.919,11</b>	<b>1.784,73</b>	<b>1.777,59</b>

<b>PV: 12.586.422,00 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 12.586.422,00 €</b>
IRR: 8,6%
<b>Payback: 15,05 years</b>

1	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.073.175,99	3.155.728,67	3.237.524,46	2.472.008,60	2.450.294,35	2.428.666,96
2	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)					
3	-ΔNWK	30,76				(91.365,47)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(4.918.950,39)</b>	<b>3.148.943,52</b>	<b>3.230.801,52</b>	<b>2.534.927,72</b>	<b>2.452.079,09</b>	<b>2.430.444,55</b>
	Other (Op. costs)										
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(4.918.950,39)</b>	<b>3.148.943,52</b>	<b>3.230.801,52</b>	<b>2.534.927,72</b>	<b>2.452.079,09</b>	<b>2.430.444,55</b>
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(23.967.345,58)	(28.886.295,97)	(25.737.352,45)	(22.506.550,93)	(19.971.623,22)	(17.519.544,13)	(15.089.099,57)
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Central sin hibridar. Escenario optimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment: 30.340.866

Time Horizon: 35 years

Increase in sales: 0,0%

Inflation: 2,0%

Revenues:

COGS:

Fixed Costs: 950.359

Depreciation: 35 years

Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no

Selling price:

Days in inventories: 0 days

Collection period: 30 days

Cash: 0%

Payables due: 60 days

Accrued due: 30 days

Invest in WK no

PV: 5.769.910,71 €

r: 5,0%

NPV: 5.769.910,71 €

IRR: 6,7%

Payback: 16,86 years

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
	COGS						2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	709.461,00	709.161,12	708.862,44	708.564,95	708.268,66	707.973,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.717.739,00</b>	<b>2.800.291,68</b>	<b>2.882.087,46</b>	<b>2.116.571,61</b>	<b>2.094.857,36</b>	<b>2.073.229,97</b>
	Depreciation						260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.457.674,43</b>	<b>2.540.227,11</b>	<b>2.622.022,90</b>	<b>1.856.507,04</b>	<b>1.834.792,79</b>	<b>1.813.165,40</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.277.611,43</b>	<b>2.360.164,11</b>	<b>2.441.959,89</b>	<b>1.676.444,04</b>	<b>1.654.729,79</b>	<b>1.633.102,39</b>
	<b>Book value</b>						<b>30.340.866,08</b>	<b>30.080.801,52</b>	<b>29.820.736,95</b>	<b>29.560.672,38</b>	<b>29.300.607,82</b>	<b>29.040.543,25</b>
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(14.128.535,33)</b>	<b>(7.900.760,91)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
	Cash											
	Payables						440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99
	Accruals	30,76	30,76	30,76	30,76	58.311,86	58.287,22	58.262,67	58.238,22	58.213,86	58.189,61	
	NWK	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	3.307,32	10.092,47	16.815,41	(46.103,70)	(47.888,44)	(49.666,03)	
	<b>-ΔNWK</b>	<b>30,76</b>				<b>(3.338,07)</b>	<b>(6.785,15)</b>	<b>(6.722,94)</b>	<b>62.919,11</b>	<b>1.784,73</b>	<b>1.777,59</b>	
<b>1</b>	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	2.537.675,99	2.620.228,67	2.702.024,46	1.936.508,60	1.914.794,35	1.893.166,96	
<b>2</b>	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
<b>3</b>	-ΔNWK	30,76				(3.338,07)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59	
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.366.422,99)</b>	<b>2.613.443,52</b>	<b>2.695.301,52</b>	<b>1.999.427,72</b>	<b>1.916.579,09</b>	<b>1.894.944,55</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.366.422,99)</b>	<b>2.613.443,52</b>	<b>2.695.301,52</b>	<b>1.999.427,72</b>	<b>1.916.579,09</b>	<b>1.894.944,55</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(23.967.345,58)	(29.333.768,57)	(26.720.325,05)	(24.025.023,53)	(22.025.595,82)	(20.109.016,73)	(18.214.072,18)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	



**Central sin hibridar. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 30.340.866

Time Horizon: 35 years

Increase in sales: 0,0%

Inflation: 2,0%

Revenues:

COGS:

Fixed Costs: 950.359

Depreciation: 35 years

Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no

Selling price:

Days in inventories: 0 days

Collection period: 30 days

Cash: 0%

Payables due: 60 days

Accrued due: 30 days

Invest in WK no

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11
	COGS						2.034.900,00	2.034.900,00	2.034.900,00	2.034.900,00	2.034.900,00	2.034.900,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	709.461,00	709.161,12	708.862,44	708.564,95	708.268,66	707.973,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.146.139,00</b>	<b>2.696.190,48</b>	<b>2.462.238,33</b>	<b>2.124.252,01</b>	<b>2.105.077,44</b>	<b>2.085.979,56</b>
	Depreciation						260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.886.074,43</b>	<b>2.436.125,91</b>	<b>2.202.173,76</b>	<b>1.864.187,44</b>	<b>1.845.012,87</b>	<b>1.825.915,00</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.706.011,43</b>	<b>2.256.062,91</b>	<b>2.022.110,75</b>	<b>1.684.124,43</b>	<b>1.664.949,86</b>	<b>1.645.851,99</b>
	<b>Book value</b>						<b>30.340.866,08</b>	<b>30.080.801,52</b>	<b>29.820.736,95</b>	<b>29.560.672,38</b>	<b>29.300.607,82</b>	<b>29.040.543,25</b>
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(14.128.535,33)</b>	<b>(7.900.760,91)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
	Cash											
	Payables						334.504,11	334.504,11	334.504,11	334.504,11	334.504,11	334.504,11
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	58.311,86	58.287,22	58.262,67	58.238,22	58.213,86	58.189,61
	NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	91.334,71	54.352,64	35.123,70	7.344,00	5.768,01	4.198,32
	<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(91.365,47)</b>	<b>36.982,07</b>	<b>19.228,94</b>	<b>27.779,70</b>	<b>1.575,99</b>	<b>1.569,69</b>
	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	2.966.075,99	2.516.127,47	2.282.175,32	1.944.189,00	1.925.014,43	1.905.916,56
	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
	-ΔNWK		30,76				(91.365,47)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.026.050,39)</b>	<b>2.553.109,54</b>	<b>2.301.404,26</b>	<b>1.971.968,70</b>	<b>1.926.590,42</b>	<b>1.907.486,24</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.026.050,39)</b>	<b>2.553.109,54</b>	<b>2.301.404,26</b>	<b>1.971.968,70</b>	<b>1.926.590,42</b>	<b>1.907.486,24</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(23.967.345,58)	(28.993.395,97)	(26.440.286,42)	(24.138.882,16)	(22.166.913,46)	(20.240.323,04)	(18.332.836,80)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

<b>PV: 2.219.144,75 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 2.219.144,75 €</b>
IRR: 5,7%
<b>Payback: 17,50 years</b>



**Central sin hibridar. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment: 30.340.866

Time Horizon: 35 years

Increase in sales: 0,0%

Inflation: 2,0%

Revenues:

COGS:

Fixed Costs: 950.359

Depreciation: 35 years

Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no

Selling price:

Days in inventories: 0 days

Collection period: 30 days

Cash: 0%

Payables due: 60 days

Accrued due: 30 days

Invest in WK no

<b>PV: -5.960.668,80 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: (5.960.668,80 €)</b>
IRR: 2,9%
<b>Payback: 21,78 years</b>

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
1	Revenues						5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11
	COGS						2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00	2.677.500,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	709.461,00	709.161,12	708.862,44	708.564,95	708.268,66	707.973,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.503.539,00</b>	<b>2.053.590,48</b>	<b>1.819.638,33</b>	<b>1.481.652,01</b>	<b>1.462.477,44</b>	<b>1.443.379,56</b>
	Depreciation						260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57	260.064,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.243.474,43</b>	<b>1.793.525,91</b>	<b>1.559.573,76</b>	<b>1.221.587,44</b>	<b>1.202.412,87</b>	<b>1.183.315,00</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>2.063.411,43</b>	<b>1.613.462,91</b>	<b>1.379.510,75</b>	<b>1.041.524,43</b>	<b>1.022.349,86</b>	<b>1.003.251,99</b>
	<b>Book value</b>						<b>30.340.866,08</b>	<b>30.080.801,52</b>	<b>29.820.736,95</b>	<b>29.560.672,38</b>	<b>29.300.607,82</b>	<b>29.040.543,25</b>
2	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(14.128.535,33)</b>	<b>(7.900.760,91)</b>						
3	Inventory											
	Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
	Cash											
	Payables						440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99	440.136,99
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	58.311,86	58.287,22	58.262,67	58.238,22	58.213,86	58.189,61
	<b>NWK</b>		<b>(30,76)</b>	<b>(30,76)</b>	<b>(30,76)</b>	<b>(30,76)</b>	<b>(14.298,16)</b>	<b>(51.280,23)</b>	<b>(70.509,18)</b>	<b>(98.288,88)</b>	<b>(99.864,87)</b>	<b>(101.434,56)</b>
	<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>14.267,41</b>	<b>36.982,07</b>	<b>19.228,94</b>	<b>27.779,70</b>	<b>1.575,99</b>	<b>1.569,69</b>
1	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	2.323.475,99	1.873.527,47	1.639.575,32	1.301.589,00	1.282.414,43	1.263.316,56	
2	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(14.128.535,33)	(7.900.760,91)						
3	-ΔNWK		30,76			14.267,41	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69	
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.563.017,51)</b>	<b>1.910.509,54</b>	<b>1.658.804,26</b>	<b>1.329.368,70</b>	<b>1.283.990,42</b>	<b>1.264.886,24</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(14.128.909,56)</b>	<b>(5.563.017,51)</b>	<b>1.910.509,54</b>	<b>1.658.804,26</b>	<b>1.329.368,70</b>	<b>1.283.990,42</b>	<b>1.264.886,24</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(23.967.345,58)	(29.530.363,09)	(27.619.853,55)	(25.961.049,28)	(24.631.680,59)	(23.347.690,16)	(22.082.803,92)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Central hibridada con fotovoltaica. Escenario optimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 43.585.566  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%

Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs: 950.359  
 Depreciation: 35 years  
 Salvage Value: 70%  
 Taxes:

yes no  
 Selling price:

Days in inventories: 0 days  
 Collection period: 30 days  
 Cash: 0%  
 Payables due: 60 days  
 Accrued due: 30 days

Invest in WK no

<b>PV: 17.374.884,79 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 17.374.884,79 €</b>
IRR: 8,6%
<b>Payback: 14,79 years</b>

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
	COGS						714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	923.661,00	923.361,12	923.062,44	922.764,95	922.468,66	922.173,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.467.039,00</b>	<b>4.549.591,68</b>	<b>4.631.387,46</b>	<b>3.865.871,61</b>	<b>3.844.157,36</b>	<b>3.822.529,97</b>
	Depreciation						373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.093.448,43</b>	<b>4.176.001,11</b>	<b>4.257.796,90</b>	<b>3.492.281,04</b>	<b>3.470.566,79</b>	<b>3.448.939,40</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.913.385,43</b>	<b>3.995.938,11</b>	<b>4.077.733,89</b>	<b>3.312.218,04</b>	<b>3.290.503,79</b>	<b>3.268.876,39</b>
	<b>Book value</b>						<b>43.585.566,08</b>	<b>43.211.975,52</b>	<b>42.838.384,95</b>	<b>42.464.794,38</b>	<b>42.091.203,82</b>	<b>41.717.613,25</b>
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(21.125.735,33)	(14.148.260,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(21.125.735,33)</b>	<b>(14.148.260,91)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
	Cash											
	Payables						117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	75.917,34	75.892,69	75.868,15	75.843,69	75.819,34	75.795,09
	NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	308.468,96	315.254,11	321.977,05	259.057,94	257.273,21	255.495,61
	<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(308.499,72)</b>	<b>(6.785,15)</b>	<b>(6.722,94)</b>	<b>62.919,11</b>	<b>1.784,73</b>	<b>1.777,59</b>
<b>1</b>	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.286.975,99	4.369.528,67	4.451.324,46	3.685.808,60	3.664.094,35	3.642.466,96
<b>2</b>	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(21.125.735,33)	(14.148.260,91)						
<b>3</b>	-ΔNWK		30,76				(308.499,72)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(21.126.109,56)</b>	<b>(10.169.784,63)</b>	<b>4.362.743,52</b>	<b>4.444.601,52</b>	<b>3.748.727,72</b>	<b>3.665.879,09</b>	<b>3.644.244,55</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(21.126.109,56)</b>	<b>(10.169.784,63)</b>	<b>4.362.743,52</b>	<b>4.444.601,52</b>	<b>3.748.727,72</b>	<b>3.665.879,09</b>	<b>3.644.244,55</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(30.964.545,58)	(41.134.330,21)	(36.771.586,69)	(32.326.985,18)	(28.578.257,46)	(24.912.378,37)	(21.268.133,82)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Central hibridada con fotovoltaica. Escenario optimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment: 43.585.566	STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Time Horizon: 35 years		Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Increase in sales: 0,0%		<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Inflation: 2,0%													
Revenues:	1	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
COGS:		COGS						892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00
Fixed Costs: 950.359		Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	923.661,00	923.361,12	923.062,44	922.764,95	922.468,66	922.173,55
		<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.288.539,00</b>	<b>4.371.091,68</b>	<b>4.452.887,46</b>	<b>3.687.371,61</b>	<b>3.665.657,36</b>	<b>3.644.029,97</b>
Depreciation: 35 years		Depreciation						373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57
Salvage Value: 70%		<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.914.948,43</b>	<b>3.997.501,11</b>	<b>4.079.296,90</b>	<b>3.313.781,04</b>	<b>3.292.066,79</b>	<b>3.270.439,40</b>
Taxes:		Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
		<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.734.885,43</b>	<b>3.817.438,11</b>	<b>3.899.233,89</b>	<b>3.133.718,04</b>	<b>3.112.003,79</b>	<b>3.090.376,39</b>
yes	no	<b>Book value</b>						<b>43.585.566,08</b>	<b>43.211.975,52</b>	<b>42.838.384,95</b>	<b>42.464.794,38</b>	<b>42.091.203,82</b>	<b>41.717.613,25</b>
Selling price:		2 CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(21.125.735,33)	(14.148.260,91)						
		Taxes											
		<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(21.125.735,33)</b>	<b>(14.148.260,91)</b>						
Days in inventories: 0 days		3 Inventory											
Collection period: 30 days		Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
Cash: 0%		Cash											
Payables due: 60 days		Payables						146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33
Accrued due: 30 days		Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	75.917,34	75.892,69	75.868,15	75.843,69	75.819,34	75.795,09
Invest in WK no		NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	279.126,49	285.911,64	292.634,59	229.715,47	227.930,74	226.153,15
		<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(279.157,25)</b>	<b>(6.785,15)</b>	<b>(6.722,94)</b>	<b>62.919,11</b>	<b>1.784,73</b>	<b>1.777,59</b>
		1 OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.108.475,99	4.191.028,67	4.272.824,46	3.507.308,60	3.485.594,35	3.463.966,96
		2 -NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(21.125.735,33)	(14.148.260,91)						
		3 -ΔNWK		30,76				(279.157,25)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59
		<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(21.126.109,56)</b>	<b>(10.318.942,17)</b>	<b>4.184.243,52</b>	<b>4.266.101,52</b>	<b>4.266.101,52</b>	<b>3.570.227,72</b>	<b>3.487.379,09</b>	<b>3.465.744,55</b>
		Other (Op. costs)											
		<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(21.126.109,56)</b>	<b>(10.318.942,17)</b>	<b>4.184.243,52</b>	<b>4.266.101,52</b>	<b>4.266.101,52</b>	<b>3.570.227,72</b>	<b>3.487.379,09</b>	<b>3.465.744,55</b>
		Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(30.964.545,58)	(41.283.487,75)	(37.099.244,23)	(32.833.142,71)	(29.262.915,00)	(25.775.535,91)	(22.309.791,35)	
		Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

**PV: 15.102.714,36 €**  
 r: 5,0%  
**NPV: 15.102.714,36 €**  
 IRR: 8,2%  
**Payback: 15,24 years**



**Central hibridada con fotovoltaica. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 43.585.566  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%

Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs: 950.359  
 Depreciation: 35 years  
 Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no  
 Selling price:

Days in inventories: 0 days  
 Collection period: 30 days  
 Cash: 0%  
 Payables due: 60 days  
 Accrued due: 30 days

Invest in WK no

<b>PV: 3.586.444,93 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 3.586.444,93 €</b>
<b>IRR: 5,8%</b>
<b>Payback: 17,41 years</b>

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11
	COGS						714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00	714.000,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.108.946,28	1.108.646,40	1.108.347,72	1.108.050,24	1.107.753,94	1.107.458,83
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.067.553,72</b>	<b>3.617.605,20</b>	<b>3.383.653,05</b>	<b>3.045.666,73</b>	<b>3.026.492,15</b>	<b>3.007.394,28</b>
	Depreciation						373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.693.963,15</b>	<b>3.244.014,63</b>	<b>3.010.062,48</b>	<b>2.672.076,16</b>	<b>2.652.901,59</b>	<b>2.633.803,71</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.513.900,15</b>	<b>3.063.951,63</b>	<b>2.829.999,47</b>	<b>2.492.013,15</b>	<b>2.472.838,58</b>	<b>2.453.740,71</b>
	<b>Book value</b>						<b>43.585.566,08</b>	<b>43.211.975,52</b>	<b>42.838.384,95</b>	<b>42.464.794,38</b>	<b>42.091.203,82</b>	<b>41.717.613,25</b>
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(240.000,00)	(10.660.512,23)	(20.028.409,43)	(13.730.440,18)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(240.000,00)</b>	<b>(10.660.512,23)</b>	<b>(20.028.409,43)</b>	<b>(13.730.440,18)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
	Cash											
	Payables						117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86	117.369,86
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	91.146,27	91.121,62	91.097,07	91.072,62	91.048,27	91.024,01
	NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	275.634,55	238.652,48	219.423,54	191.643,84	190.067,85	188.498,16
	<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(275.665,31)</b>	<b>36.982,07</b>	<b>19.228,94</b>	<b>27.779,70</b>	<b>1.575,99</b>	<b>1.569,69</b>
<b>1</b>	OCF		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.887.490,71	3.437.542,19	3.203.590,04	2.865.603,72	2.846.429,15	2.827.331,27
<b>2</b>	-NCS	(30.000,00)	(240.000,00)	(10.660.512,23)	(20.028.409,43)	(13.730.440,18)						
<b>3</b>	-ΔNWK		30,76				(275.665,31)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(240.374,23)</b>	<b>(10.660.886,46)</b>	<b>(20.028.783,66)</b>	<b>(10.118.614,78)</b>	<b>3.474.524,26</b>	<b>3.222.818,98</b>	<b>2.893.383,42</b>	<b>2.848.005,14</b>	<b>2.828.900,96</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(240.374,23)</b>	<b>(10.660.886,46)</b>	<b>(20.028.783,66)</b>	<b>(10.118.614,78)</b>	<b>3.474.524,26</b>	<b>3.222.818,98</b>	<b>2.893.383,42</b>	<b>2.848.005,14</b>	<b>2.828.900,96</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(270.717,70)	(10.931.604,16)	(30.960.387,82)	(41.079.002,60)	(37.604.478,34)	(34.381.659,36)	(31.488.275,94)	(28.640.270,80)	(25.811.369,84)	
	Payback			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Central hibridada con fotovoltaica. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment:	43.585.566	STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Time Horizon:	35 years		Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Increase in sales:	0,0%		<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Inflation:	2,0%													
Revenues:		1	Revenues						5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11
COGS:			COGS						892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00	892.500,00
Fixed Costs:	950.359		Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.108.946,28	1.108.646,40	1.108.347,72	1.108.050,24	1.107.753,94	1.107.458,83
			<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.889.053,72</b>	<b>3.439.105,20</b>	<b>3.205.153,05</b>	<b>2.867.166,73</b>	<b>2.847.992,15</b>	<b>2.828.894,28</b>
Depreciation:	35 years		Depreciation						373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57	373.590,57
Salvage Value:	70%		<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.515.463,15</b>	<b>3.065.514,63</b>	<b>2.831.562,48</b>	<b>2.493.576,16</b>	<b>2.474.401,59</b>	<b>2.455.303,71</b>
Taxes:			Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
			<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.335.400,15</b>	<b>2.885.451,63</b>	<b>2.651.499,47</b>	<b>2.313.513,15</b>	<b>2.294.338,58</b>	<b>2.275.240,71</b>
yes	no		<b>Book value</b>						<b>43.585.566,08</b>	<b>43.211.975,52</b>	<b>42.838.384,95</b>	<b>42.464.794,38</b>	<b>42.091.203,82</b>	<b>41.717.613,25</b>
Selling price:		2	CAPEX		(30.000,00)	(240.000,00)	(10.660.512,23)	(20.028.409,43)	(13.730.440,18)					
			Taxes											
			<b>-NCS</b>		<b>(30.000,00)</b>	<b>(240.000,00)</b>	<b>(10.660.512,23)</b>	<b>(20.028.409,43)</b>	<b>(13.730.440,18)</b>					
Days in inventories:	0 days	3	Inventory											
Collection period:	30 days		Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
Cash:	0%		Cash											
Payables due:	60 days		Payables						146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33	146.712,33
Accrued due:	30 days		Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	91.146,27	91.121,62	91.097,07	91.072,62	91.048,27	91.024,01
Invest in WK	no		NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	246.292,09	209.310,02	190.081,07	162.301,37	160.725,38	159.155,69
			<b>-ΔNWK</b>		<b>30,76</b>				<b>(246.322,85)</b>	<b>36.982,07</b>	<b>19.228,94</b>	<b>27.779,70</b>	<b>1.575,99</b>	<b>1.569,69</b>
		1	OCF		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.708.990,71	3.259.042,19	3.025.090,04	2.687.103,72	2.667.929,15	2.648.831,27
		2	-NCS		(30.000,00)	(240.000,00)	(10.660.512,23)	(20.028.409,43)	(13.730.440,18)					
		3	-ΔNWK		30,76				(246.322,85)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
			<b>CFFA</b>		<b>(30.343,47)</b>	<b>(240.374,23)</b>	<b>(10.660.886,46)</b>	<b>(20.028.783,66)</b>	<b>(10.267.772,32)</b>	<b>3.296.024,26</b>	<b>3.044.318,98</b>	<b>2.714.883,42</b>	<b>2.669.505,14</b>	<b>2.650.400,96</b>
			Other (Op. costs)											
			<b>FCF</b>		<b>(30.343,47)</b>	<b>(240.374,23)</b>	<b>(10.660.886,46)</b>	<b>(20.028.783,66)</b>	<b>(10.267.772,32)</b>	<b>3.296.024,26</b>	<b>3.044.318,98</b>	<b>2.714.883,42</b>	<b>2.669.505,14</b>	<b>2.650.400,96</b>
			Accumulated FCF		(30.343,47)	(270.717,70)	(10.931.604,16)	(30.960.387,82)	(41.228.160,14)	(37.932.135,88)	(34.887.816,89)	(32.172.933,48)	(29.503.428,34)	(26.853.027,38)
			Payback			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

<b>PV: 1.314.274,50 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 1.314.274,50 €</b>
IRR: 5,3%
<b>Payback: 18,14 years</b>



**Central hibridada con eólica. Escenario optimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 64.045.866  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%

Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs: 950.359

Depreciation: 35 years  
 Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no  
 Selling price:

Days in inventories: 0 days  
 Collection period: 30 days  
 Cash: 0%  
 Payables due: 60 days  
 Accrued due: 30 days

Invest in WK no

<b>PV: 3.171.553,61 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 3.171.553,61 €</b>
IRR: 5,5%
<b>Payback: 18,21 years</b>

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
	COGS						107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.352.061,00	1.351.761,12	1.351.462,44	1.351.164,95	1.350.868,66	1.350.573,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.645.539,00</b>	<b>4.728.091,68</b>	<b>4.809.887,46</b>	<b>4.044.371,61</b>	<b>4.022.657,36</b>	<b>4.001.029,97</b>
	Depreciation						548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.096.574,43</b>	<b>4.179.127,11</b>	<b>4.260.922,90</b>	<b>3.495.407,04</b>	<b>3.473.692,79</b>	<b>3.452.065,40</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.916.511,43</b>	<b>3.999.064,11</b>	<b>4.080.859,89</b>	<b>3.315.344,04</b>	<b>3.293.629,79</b>	<b>3.272.002,39</b>
	<b>Book value</b>						<b>64.045.866,08</b>	<b>63.496.901,52</b>	<b>62.947.936,95</b>	<b>62.398.972,38</b>	<b>61.850.007,82</b>	<b>61.301.043,25</b>
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(31.926.035,33)</b>	<b>(23.808.260,91)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
	Cash											
	Payables						17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48
	Accruals	30,76	30,76	30,76	30,76	30,76	111.128,30	111.103,65	111.079,10	111.054,65	111.030,30	111.006,04
	NWK	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	373.022,38	379.807,54	386.530,48	323.611,37	321.826,63	320.049,04
	<b>-ΔNWK</b>	<b>30,76</b>	<b>30,76</b>	<b>30,76</b>	<b>30,76</b>	<b>30,76</b>	<b>(373.053,14)</b>	<b>(6.785,15)</b>	<b>(6.722,94)</b>	<b>62.919,11</b>	<b>1.784,73</b>	<b>1.777,59</b>
<b>1</b>	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.465.475,99	4.548.028,67	4.629.824,46	3.864.308,60	3.842.594,35	3.820.966,96
<b>2</b>	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
<b>3</b>	-ΔNWK	30,76	30,76	30,76	30,76	30,76	(373.053,14)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(31.926.409,56)</b>	<b>(19.715.838,06)</b>	<b>4.541.243,52</b>	<b>4.623.101,52</b>	<b>4.623.101,52</b>	<b>3.927.227,72</b>	<b>3.844.379,09</b>	<b>3.822.744,55</b>
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(31.926.409,56)</b>	<b>(19.715.838,06)</b>	<b>4.541.243,52</b>	<b>4.623.101,52</b>	<b>4.623.101,52</b>	<b>3.927.227,72</b>	<b>3.844.379,09</b>	<b>3.822.744,55</b>
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(41.764.845,58)	(61.480.683,64)	(56.939.440,12)	(52.316.338,60)	(48.389.110,89)	(44.544.731,80)	(40.721.987,24)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Central hibridada con eólica. Escenario optimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment: 64.045.866  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%  
 Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs: 950.359  
 Depreciation: 35 years  
 Salvage Value: 70%  
 Taxes:

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	inflation		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
1	Revenues						6.104.700,00	6.186.952,80	6.268.449,90	5.502.636,57	5.480.626,02	5.458.703,51
	COGS						133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.352.061,00	1.351.761,12	1.351.462,44	1.351.164,95	1.350.868,66	1.350.573,55
	EBITDA		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.618.764,00	4.701.316,68	4.783.112,46	4.017.596,61	3.995.882,36	3.974.254,97
	Depreciation						548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57
	EBIT		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.069.799,43	4.152.352,11	4.234.147,90	3.468.632,04	3.446.917,79	3.425.290,40
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	NOPAT		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.889.736,43	3.972.289,11	4.054.084,89	3.288.569,04	3.266.854,79	3.245.227,39

yes no  
 Selling price:

	Book value						64.045.866,08	63.496.901,52	62.947.936,95	62.398.972,38	61.850.007,82	61.301.043,25
2	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
	Taxes											
	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						

Days in inventories: 0 days  
 Collection period: 30 days  
 Cash: 0%  
 Payables due: 60 days  
 Accrued due: 30 days  
 Invest in WK no

3	Inventory											
	Receivables						501.756,16	508.516,67	515.215,06	452.271,50	450.462,41	448.660,56
	Cash											
	Payables						22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85
	Accruals	30,76	30,76	30,76	30,76	111.128,30	111.103,65	111.079,10	111.054,65	111.030,30	111.006,04	
	NWK	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	368.621,01	375.406,17	382.129,11	319.210,00	317.425,26	315.647,67	
	-ΔNWK	30,76				(368.651,77)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59	

1	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.438.700,99	4.521.253,67	4.603.049,46	3.837.533,60	3.815.819,35	3.794.191,96	
2	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
3	-ΔNWK	30,76				(368.651,77)	(6.785,15)	(6.722,94)	62.919,11	1.784,73	1.777,59	
	CFFA	(30.343,47)	(796.648,48)	(9.011.444,08)	(31.926.409,56)	(19.738.211,69)	4.514.468,52	4.596.326,52	3.900.452,72	3.817.604,09	3.795.969,55	
	Other (Op. costs)											
	FCF	(30.343,47)	(796.648,48)	(9.011.444,08)	(31.926.409,56)	(19.738.211,69)	4.514.468,52	4.596.326,52	3.900.452,72	3.817.604,09	3.795.969,55	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(41.764.845,58)	(61.503.057,27)	(56.988.588,75)	(52.392.262,23)	(48.491.809,52)	(44.674.205,43)	(40.878.235,87)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	

PV: 2.830.728,05 €
r: 5,0%
NPV: 2.830.728,05 €
IRR: 5,4%
Payback: 18,28 years



**Central hibridada con eólica. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 20 €/MWh**

Investment: 64.045.866  
 Time Horizon: 35 years  
 Increase in sales: 0,0%  
 Inflation: 2,0%  
 Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs: 950.359  
 Depreciation: 35 years  
 Salvage Value: 70%  
 Taxes:

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	<i>inflation</i>		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<b>1</b>	Revenues						5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11
	COGS						107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00	107.100,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.352.061,00	1.351.761,12	1.351.462,44	1.351.164,95	1.350.868,66	1.350.573,55
	<b>EBITDA</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>4.431.339,00</b>	<b>3.981.390,48</b>	<b>3.747.438,33</b>	<b>3.409.452,01</b>	<b>3.390.277,44</b>	<b>3.371.179,56</b>
	Depreciation						548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57
	<b>EBIT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.882.374,43</b>	<b>3.432.425,91</b>	<b>3.198.473,76</b>	<b>2.860.487,44</b>	<b>2.841.312,87</b>	<b>2.822.215,00</b>
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	<b>NOPAT</b>		<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>(374,23)</b>	<b>3.702.311,43</b>	<b>3.252.362,91</b>	<b>3.018.410,75</b>	<b>2.680.424,43</b>	<b>2.661.249,86</b>	<b>2.642.151,99</b>
<b>yes</b>	<b>no</b>						64.045.866,08	63.496.901,52	62.947.936,95	62.398.972,38	61.850.007,82	61.301.043,25
	Selling price:											
<b>2</b>	CAPEX	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(30.000,00)</b>	<b>(796.274,25)</b>	<b>(9.011.069,85)</b>	<b>(31.926.035,33)</b>	<b>(23.808.260,91)</b>						
<b>3</b>	Inventory											
	Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
	Cash											
	Payables						17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48	17.605,48
	Accruals	30,76	30,76	30,76	30,76	30,76	111.128,30	111.103,65	111.079,10	111.054,65	111.030,30	111.006,04
	NWK	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	355.416,90	318.434,83	299.205,89	271.426,19	269.850,20	268.280,51
	<b>-ΔNWK</b>	<b>30,76</b>					<b>(355.447,66)</b>	<b>36.982,07</b>	<b>19.228,94</b>	<b>27.779,70</b>	<b>1.575,99</b>	<b>1.569,69</b>
<b>1</b>	OCF	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.251.275,99	3.801.327,47	3.567.375,32	3.229.389,00	3.210.214,43	3.191.116,56
<b>2</b>	-NCS	(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)						
<b>3</b>	-ΔNWK	30,76					(355.447,66)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
	<b>CFFA</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(31.926.409,56)</b>	<b>(19.912.432,58)</b>	<b>3.838.309,54</b>	<b>3.586.604,26</b>	<b>3.257.168,70</b>	<b>3.211.790,42</b>	<b>3.192.686,24</b>	
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(30.343,47)</b>	<b>(796.648,48)</b>	<b>(9.011.444,08)</b>	<b>(31.926.409,56)</b>	<b>(19.912.432,58)</b>	<b>3.838.309,54</b>	<b>3.586.604,26</b>	<b>3.257.168,70</b>	<b>3.211.790,42</b>	<b>3.192.686,24</b>	
	Accumulated FCF	(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(41.764.845,58)	(61.677.278,16)	(57.838.968,62)	(54.252.364,35)	(50.995.195,65)	(47.783.405,23)	(44.590.718,99)	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

**PV: -8.559.025,89 €**  
 r: 5,0%  
**NPV: (8.559.025,89 €)**  
 IRR: 3,5%  
 Payback: 21,27 years



**Central hibridada con eólica. Escenario pesimista y precios de compra de energía a 25 €/MWh**

Investment: 64.045.866

Time Horizon: 35 years

Increase in sales: 0,0%

Inflation: 2,0%

Revenues:

COGS:

Fixed Costs: 950.359

Depreciation: 35 years

Salvage Value: 70%

Taxes:

yes no

Selling price:

Days in inventories: 0 days

Collection period: 30 days

Cash: 0%

Payables due: 60 days

Accrued due: 30 days

Invest in WK no

PV: -8.899.851,46 €

r: 5,0%

NPV: (8.899.851,46 €)

IRR: 3,5%

Payback: 21,39 years

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	inflation		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
1	Revenues					5.890.500,00	5.440.251,60	5.206.000,77	4.867.716,96	4.848.246,09	4.828.853,11	
	COGS					133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00	133.875,00
	Fixed Costs		374,23	374,23	374,23	374,23	1.352.061,00	1.351.761,12	1.351.462,44	1.351.164,95	1.350.868,66	1.350.573,55
	EBITDA		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.404.564,00	3.954.615,48	3.720.663,33	3.382.677,01	3.363.502,44	3.344.404,56
	Depreciation						548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57	548.964,57
	EBIT		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.855.599,43	3.405.650,91	3.171.698,76	2.833.712,44	2.814.537,87	2.795.440,00
	Taxes						180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01	180.063,01
	NOPAT		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	3.675.536,43	3.225.587,91	2.991.635,75	2.653.649,43	2.634.474,86	2.615.376,99
	Book value						64.045.866,08	63.496.901,52	62.947.936,95	62.398.972,38	61.850.007,82	61.301.043,25
2	CAPEX		(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)					
	Taxes											
	-NCS		(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)					
3	Inventory											
	Receivables						484.150,68	447.143,97	427.890,47	400.086,33	398.485,98	396.892,04
	Cash											
	Payables						22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85	22.006,85
	Accruals		30,76	30,76	30,76	30,76	111.128,30	111.103,65	111.079,10	111.054,65	111.030,30	111.006,04
	NWK		(30,76)	(30,76)	(30,76)	(30,76)	351.015,53	314.033,46	294.804,52	267.024,82	265.448,83	263.879,14
	-ΔNWK		30,76				(351.046,29)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
1	OCF		(374,23)	(374,23)	(374,23)	(374,23)	4.224.500,99	3.774.552,47	3.540.600,32	3.202.614,00	3.183.439,43	3.164.341,56
2	-NCS		(30.000,00)	(796.274,25)	(9.011.069,85)	(31.926.035,33)	(23.808.260,91)					
3	-ΔNWK		30,76				(351.046,29)	36.982,07	19.228,94	27.779,70	1.575,99	1.569,69
	CFFA		(30.343,47)	(796.648,48)	(9.011.444,08)	(31.926.409,56)	(19.934.806,21)	3.811.534,54	3.559.829,26	3.230.393,70	3.185.015,42	3.165.911,24
	Other (Op. costs)											
	FCF		(30.343,47)	(796.648,48)	(9.011.444,08)	(31.926.409,56)	(19.934.806,21)	3.811.534,54	3.559.829,26	3.230.393,70	3.185.015,42	3.165.911,24
	Accumulated FCF		(30.343,47)	(826.991,95)	(9.838.436,02)	(41.764.845,58)	(61.699.651,79)	(57.888.117,25)	(54.328.287,98)	(51.097.894,28)	(47.912.878,86)	(44.746.967,62)
	Payback			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00



**Desarrollo de proyectos sin hibridar**

Investment: **116.500**  
 Time Horizon: **10 years**  
 Increase in sales: **5,0%**  
 Inflation: **2,0%**

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Variation in sales		5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
	inflation		2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
1	Revenues		749.700,00	802.928,70	859.936,64	920.992,14	986.382,58	1.056.415,74	1.131.421,26	1.211.752,17	1.297.786,58	
	COGS		257.040,00	275.289,84	294.835,42	315.768,73	338.188,31	362.199,68	387.915,86	415.457,89	444.955,40	
	Fixed Costs	78.240,00	163.141,86	165.466,44	202.492,44	249.533,82	249.533,82	254.524,50	259.614,99	264.807,29	270.103,43	
	<b>EBITDA</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>329.518,14</b>	<b>362.172,42</b>	<b>362.608,78</b>	<b>355.689,59</b>	<b>398.660,45</b>	<b>439.691,56</b>	<b>483.890,41</b>	<b>531.487,00</b>	<b>582.727,75</b>	
	Depreciation		12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	
	<b>EBIT</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>316.573,70</b>	<b>349.227,98</b>	<b>349.664,33</b>	<b>342.745,14</b>	<b>385.716,00</b>	<b>426.747,12</b>	<b>470.945,97</b>	<b>518.542,55</b>	<b>582.727,75</b>	
	Taxes		79.143,42	87.306,99	87.416,08	85.686,29	96.429,00	106.686,78	117.736,49	129.635,64	145.681,94	
	<b>NOPAT</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>237.430,27</b>	<b>261.920,98</b>	<b>262.248,25</b>	<b>257.058,86</b>	<b>289.287,00</b>	<b>320.060,34</b>	<b>353.209,48</b>	<b>388.906,92</b>	<b>437.045,81</b>	

yes      no  
 Selling price:

	<b>Book value</b>	<b>116.500,00</b>	<b>116.500,00</b>	<b>103.555,56</b>	<b>90.611,11</b>	<b>77.666,67</b>	<b>64.722,22</b>	<b>51.777,78</b>	<b>38.833,33</b>	<b>25.888,89</b>	<b>12.944,44</b>	<b>12.944,44</b>
2	CAPEX	(14.000,00)	(834.000,00)	(833.000,00)	(34.500,00)	(36.000,00)	(45.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)
	Taxes											
	<b>-NCS</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(834.000,00)</b>	<b>(833.000,00)</b>	<b>(34.500,00)</b>	<b>(36.000,00)</b>	<b>(45.000,00)</b>	<b>(16.000,00)</b>	<b>(16.000,00)</b>	<b>(16.000,00)</b>	<b>(16.000,00)</b>	<b>(16.000,00)</b>

Days in inventories: **0 days**  
 Collection period: **45 days**  
 Cash: **0%**  
 Payables due: **60 days**  
 Accrued due: **30 days**

3	Inventory											
	Receivables		92.428,77	98.991,21	106.019,59	113.546,98	121.608,81	130.243,04	139.490,29	149.394,10	160.001,08	
	Cash											
	Payables		42.253,15	45.253,12	48.466,10	51.907,19	55.592,60	59.539,67	63.766,99	68.294,45	73.143,35	
	Accruals	6.430,68	13.408,92	13.599,98	16.643,21	20.509,63	20.509,63	20.919,82	21.338,22	21.764,98	22.200,28	
	NWK	(6.430,68)	36.766,70	40.138,10	40.910,28	41.130,16	45.506,58	49.783,54	54.385,08	59.334,67	64.657,45	
	<b>-ΔNWK</b>	<b>6.430,68</b>	<b>(43.197,38)</b>	<b>(3.371,41)</b>	<b>(772,17)</b>	<b>(219,88)</b>	<b>(4.376,42)</b>	<b>(4.276,96)</b>	<b>(4.601,54)</b>	<b>(4.949,59)</b>	<b>59.334,67</b>	

<b>PV: 353.584,50 €</b>
r: <b>5,0%</b>
<b>NPV: 339.584,50 €</b>
<b>IRR: 9,26%</b>
<b>Payback: 7,73 years</b>

1	OCF	(78.240,00)	250.374,72	274.865,43	275.192,70	270.003,30	302.231,45	333.004,78	366.153,92	401.851,36	437.045,81	
2	-NCS	(14.000,00)	(834.000,00)	(833.000,00)	(34.500,00)	(36.000,00)	(45.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)	(16.000,00)
3	-ΔNWK	6.430,68	(43.197,38)	(3.371,41)	(772,17)	(219,88)	(4.376,42)	(4.276,96)	(4.601,54)	(4.949,59)	59.334,67	
	<b>CFFA</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(905.809,32)</b>	<b>(625.822,67)</b>	<b>236.994,02</b>	<b>238.420,52</b>	<b>224.783,42</b>	<b>281.855,02</b>	<b>312.727,83</b>	<b>345.552,38</b>	<b>380.901,77</b>	<b>480.380,48</b>
	Other (Op. costs)											
	<b>FCF</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(905.809,32)</b>	<b>(625.822,67)</b>	<b>236.994,02</b>	<b>238.420,52</b>	<b>224.783,42</b>	<b>281.855,02</b>	<b>312.727,83</b>	<b>345.552,38</b>	<b>380.901,77</b>	<b>480.380,48</b>
	Accumulated FCF	(14.000,00)	(919.809,32)	(1.545.631,98)	(1.308.637,96)	(1.070.217,44)	(845.434,02)	(563.579,00)	(250.851,17)	94.701,21	475.602,98	955.983,46
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,73		



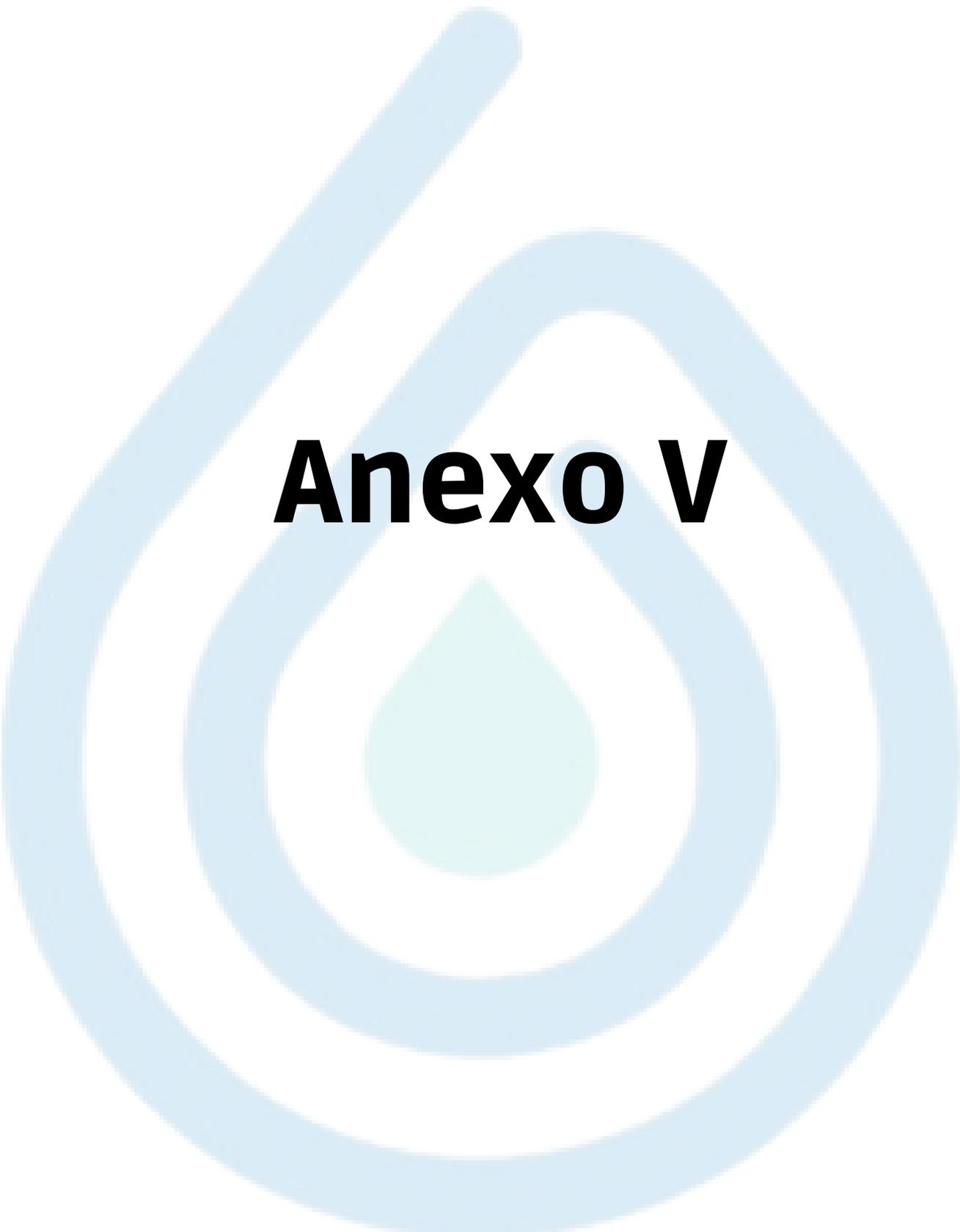
**Desarrollo de proyectos con hibridación**

Investment: 116.500  
 Time Horizon: 10 years  
 Increase in sales: 5,0%  
 Inflation: 2,0%

Revenues:  
 COGS:  
 Fixed Costs:  
 Depreciation: 9 years  
 Salvage Value: 0%  
 Taxes: 25%

STEPS	Period	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Variation in sales inflation			5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	
			2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
1	Revenues		899.640,00	963.514,44	1.031.923,97	1.105.190,57	1.183.659,10	1.267.698,89	1.357.705,51	1.454.102,61	1.557.343,89		
	COGS		257.040,00	275.289,84	294.835,42	315.768,73	338.188,31	362.199,68	387.915,86	415.457,89	444.955,40		
	Fixed Costs	78.240,00	163.141,86	165.466,44	202.492,44	249.533,82	249.533,82	254.524,50	259.614,99	264.807,29	270.103,43		
	<b>EBITDA</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>479.458,14</b>	<b>522.758,16</b>	<b>534.596,11</b>	<b>539.888,01</b>	<b>595.936,96</b>	<b>650.974,71</b>	<b>710.174,67</b>	<b>773.837,43</b>	<b>842.285,06</b>		
	Depreciation		12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44	12.944,44		
	<b>EBIT</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>466.513,70</b>	<b>509.813,72</b>	<b>521.651,66</b>	<b>526.943,57</b>	<b>582.992,52</b>	<b>638.030,27</b>	<b>697.230,22</b>	<b>760.892,99</b>	<b>842.285,06</b>		
	Taxes		116.628,42	127.453,43	130.412,92	131.735,89	145.748,13	159.507,57	174.307,56	190.223,25	210.571,27		
	<b>NOPAT</b>	<b>(78.240,00)</b>	<b>349.885,27</b>	<b>382.360,29</b>	<b>391.238,75</b>	<b>395.207,68</b>	<b>437.244,39</b>	<b>478.522,70</b>	<b>522.922,67</b>	<b>570.669,74</b>	<b>631.713,80</b>		
yes	no	<b>Book value</b>	<b>116.500,00</b>	<b>116.500,00</b>	<b>103.555,56</b>	<b>90.611,11</b>	<b>77.666,67</b>	<b>64.722,22</b>	<b>51.777,78</b>	<b>38.833,33</b>	<b>25.888,89</b>	<b>12.944,44</b>	<b>12.944,44</b>
		<b>Selling price:</b>											
2	CAPEX	(14.000,00)	(1.242.000,00)	(1.241.000,00)	(42.500,00)	(44.000,00)	(53.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	
	Taxes												
	<b>-NCS</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(1.242.000,00)</b>	<b>(1.241.000,00)</b>	<b>(42.500,00)</b>	<b>(44.000,00)</b>	<b>(53.000,00)</b>	<b>(24.000,00)</b>	<b>(24.000,00)</b>	<b>(24.000,00)</b>	<b>(24.000,00)</b>	<b>(24.000,00)</b>	
3	Inventory		110.914,52	118.789,45	127.223,50	136.256,37	145.930,57	156.291,64	167.388,35	179.272,92	192.001,30		
	Receivables												
	Cash												
	Payables		42.253,15	45.253,12	48.466,10	51.907,19	55.592,60	59.539,67	63.766,99	68.294,45	73.143,35		
	Accruals	6.430,68	13.408,92	13.599,98	16.643,21	20.509,63	20.509,63	20.919,82	21.338,22	21.764,98	22.200,28		
	NWK	(6.430,68)	55.252,45	59.936,35	62.114,19	63.839,55	69.828,35	75.832,15	82.283,14	89.213,49	96.657,67		
	<b>-ΔNWK</b>	<b>6.430,68</b>	<b>(61.683,13)</b>	<b>(4.683,90)</b>	<b>(2.177,85)</b>	<b>(1.725,36)</b>	<b>(5.988,79)</b>	<b>(6.003,80)</b>	<b>(6.450,99)</b>	<b>(6.930,35)</b>	<b>89.213,49</b>		
1	OCF	(78.240,00)	362.829,72	395.304,73	404.183,19	408.152,12	450.188,83	491.467,15	535.867,11	583.614,19	631.713,80		
2	-NCS	(14.000,00)	(1.242.000,00)	(1.241.000,00)	(42.500,00)	(44.000,00)	(53.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	(24.000,00)	
3	-ΔNWK	6.430,68	(61.683,13)	(4.683,90)	(2.177,85)	(1.725,36)	(5.988,79)	(6.003,80)	(6.450,99)	(6.930,35)	89.213,49		
	<b>CFFA</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(1.313.809,32)</b>	<b>(939.853,42)</b>	<b>348.120,84</b>	<b>358.005,34</b>	<b>353.426,76</b>	<b>420.200,04</b>	<b>461.463,34</b>	<b>505.416,12</b>	<b>552.683,83</b>	<b>696.927,29</b>	
	Other (Op. costs)												
	<b>FCF</b>	<b>(14.000,00)</b>	<b>(1.313.809,32)</b>	<b>(939.853,42)</b>	<b>348.120,84</b>	<b>358.005,34</b>	<b>353.426,76</b>	<b>420.200,04</b>	<b>461.463,34</b>	<b>505.416,12</b>	<b>552.683,83</b>	<b>696.927,29</b>	
	Accumulated FCF	(14.000,00)	(1.327.809,32)	(2.267.662,73)	(1.919.541,90)	(1.561.536,55)	(1.208.109,79)	(787.909,75)	(326.446,41)	178.969,71	731.653,54	1.428.580,83	
	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,65			

<b>PV: 536.165,61 €</b>
r: 5,0%
<b>NPV: 522.165,61 €</b>
<b>IRR: 9,49%</b>
<b>Payback: 7,65 years</b>



# **Anexo V**

## CANTERAS DE BOMBEO

	AÑO 0												AÑO 1												AÑO 2												AÑO 3													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC		
1	Constitución de la sociedad																																																	
2	Desarrollo y toma de datos de las canteras abandonadas																																																	
3													Consecución de cliente																																					
4																									Análisis de la cantera a petición del cliente																									
5																									Consecución de la concesión																									
6																									Obtener el Acceso y Conexión																									
7																									Realización de estudios de ingeniería y realización de documentos de interés																									
8																																					Obtención de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA)													
9																																					Obtención de la Autorización Administrativa Previa (AAP)													
10																																					Obtención de la Autorización Administrativa de Construcción (AAC)													
11																																					Obtención de la Licencia de Obras (RtB)													

CANTERAS DE BOMBEO – PROYECTO PILOTO

