



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ETS INGENIERÍA DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Estudio de viabilidad para una central hidroeléctrica reversible en el embalse del
Molinar. T,M. Villa de Ves (Albacete)

Presentado por

Alarcón Mínguez, José Manuel

Para la obtención del

Grado en Ingeniería Civil

Curso: 2019/2020

Fecha: Septiembre, 2020

Tutor: Solera Solera, Abel



Contenido

Memoria

Anejo nº1: Dimensionamiento general del proyecto

Anejo nº2: Predimensionamiento de la balsa

Anejo nº3: Tubería forzada

Anejo nº4: Maquinaria hidráulica

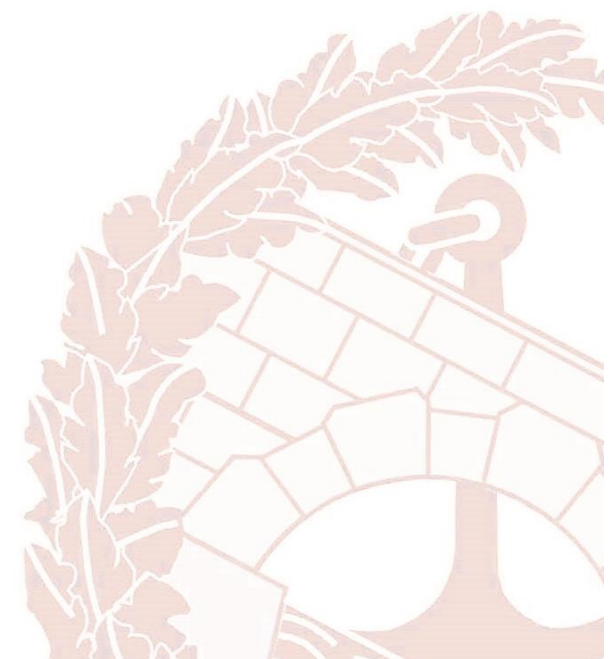
Anejo nº5: Estudio previo excavación en caverna

Anejo nº6: Parque de transformadores

Anejo nº7: Análisis del precio de la electricidad

Anejo nº8: Valoración económica

Anejo nº9: Planos

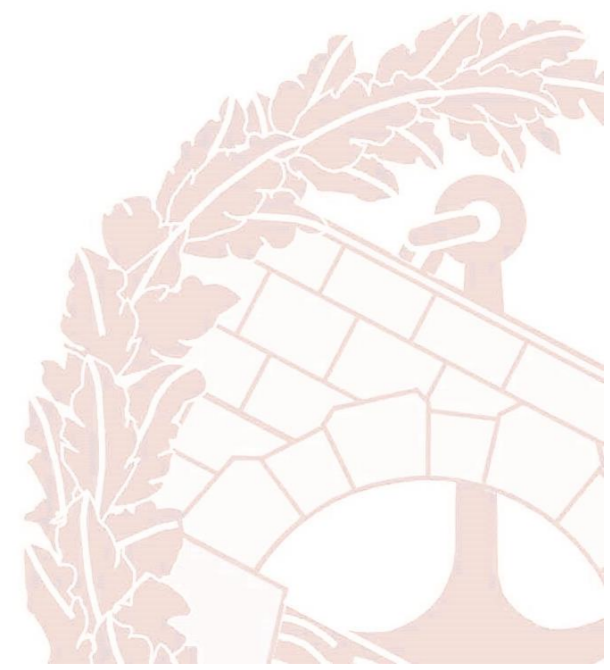


MEMORIA



Índice

1. Introducción.....	1
2. Justificación del proyecto	1
3. Sector eléctrico en España.....	2
3.1. Funcionamiento	2
3.2. Demanda eléctrica	4
4. Energía Hidroeléctrica	4
4.1. Definición	4
4.2. Centrales hidroeléctricas reversibles.....	5
4.3. Elementos de una central hidroeléctrica reversible.....	6
4.3.1. Maquinaria hidráulica	7
4.4. Aprovechamiento integral de un río. Sistema Júcar bajo.....	7
5. Situación inicial	8
5.1. Localización	8
5.2. Características de la presa y el embalse	9
6. Descripción del entorno	9
6.1. Topografía y cartografía.....	9
6.2. Geología	10
6.3. Hidrogeología.....	11
6.4. Orografía	11
6.5. Climatología	11
6.6. Geografía humana y lugares de interés.....	12
7. Planteamiento de soluciones.....	13
7.1. Comparativa.....	13
8. Descripción de la solución adoptada.....	14
9. Impacto ambiental.....	15
9.1. Medio físico.....	16
9.2. Medio biótico	16
9.3. Medio perceptual: paisaje	17
9.4. Medio socioeconómico.....	17
9.5. Medidas preventivas y correctoras.....	17
10. Estudio de viabilidad del proyecto.....	17
11. Conclusiones	19
12. Bibliografía	20



1. Introducción

El presente trabajo consiste en un estudio de viabilidad técnico, económico y medioambiental para la construcción de una central hidroeléctrica reversible en el embalse del Molinar, en el municipio de Villa de Ves, provincia de Albacete. El río Júcar, en su curso medio a su paso por la comarca albaceteña de la Manchuela, genera un terreno muy escarpado, en el cual por las condiciones del terreno es posible plantearse la construcción de este tipo de centrales hidroeléctricas. Se pretende construir una balsa de retención en el margen derecho del embalse, para aprovechar el desnivel 245 metros existente en el terreno en la margen derecha del embalse mediante la construcción de una balsa de acumulación en la parte alta de la ladera, que actúe como depósito superior y que el embalse cumpla la función de depósito inferior, conectando ambos mediante una red de galerías y cavernas en el interior de la roca en las que situarán la tubería forzada y la casa de máquinas con los grupos reversibles.

El proceso de descarbonización que es necesario llevar a cabo para potenciar el uso de las energías renovables, aunque uno de los principales problemas que existen es el almacenamiento masivo de energía, algo que solo es capaz de hacer la energía hidroeléctrica mediante el almacenamiento de agua. Una central hidroeléctrica reversible funciona como una batería, acumula agua bombeándola hacia el depósito superior en las horas de menor demanda energética y turbinándola hacia el depósito inferior y generar electricidad para cubrir los momentos de mayor demanda.

2. Justificación del proyecto

La hoja de ruta que seguirá el gobierno español para la próxima década en materia de energía y clima es el Plan Nacional Integrado de Energía y clima 2021-2030 (PNIEC). Este documento marca el camino de las políticas energéticas de España de cara al año 2030 y con el objetivo de conseguir la neutralidad de emisiones en el año 2050 y el cumplimiento de los acuerdos sobre el clima alcanzados en París en el año 2015.

Las medidas contempladas en este plan prevén alcanzar los siguientes objetivos en el año 2030:

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

En adición a estos cuatro puntos, este plan también es considerado como una oportunidad de modernización de la economía y de un fortalecimiento de esta a través de la reducción de la importación de combustibles fósiles y una apuesta por los recursos

energéticos locales. España importa en torno a un 73% de la energía total que se consume en el país, teniendo en cuenta todos los ámbitos de uso de esta, desde la que se destina al transporte hasta la que se emplea para producir energía, esperándose que con la aplicación de este plan se consiga una dependencia energética del exterior de un 61 %. La importación de la energía genera en el país una dependencia energética que se ve reflejada en la economía. Una subida del precio del petróleo se puede traducir en una bajada de la economía como ya ocurrió en el año 2008 con la crisis del petróleo a nivel mundial seguido la crisis económica que sufrió el país, generado entre otros factores por la dependencia del petróleo que tiene España.

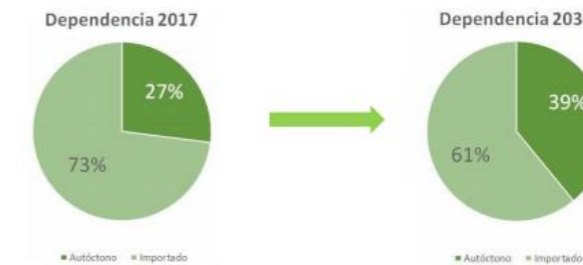


Figura 1. Previsión de la dependencia energética de España. Fuente: PNIEC

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima pretende dar un impulso al desarrollo de las energías renovables y la descarbonización de la sociedad. Para ello el plan contempla diferentes medidas para lograr una reducción de gases de efecto invernadero del 23% respecto a las emisiones dadas en 1990. Esto se traduce en pasar de los 340,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂-eq) a unas emisiones de 221,8 MtCO₂-eq en 2030. Si tenemos en cuenta que el 30% de estas emisiones corresponde al sector del transporte, lo que suponen unas 102 MtCO₂-eq, se puede destacar el papel que está jugando la producción de energía hidroeléctrica a la hora de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. De media en España, por la producción de energía hidroeléctrica se han conseguido reducir al año:

- 22 MtCO₂-eq
- 155 mil toneladas de SO₂
- 70 mil toneladas de NO_x

La inversión total prevista para llevar a cabo las diferentes medidas del plan es de 241.000 Millones €, afrontado el sector público un 20% del total. Se espera que la implantación de las diferentes medidas tenga un impacto positivo sobre el empleo, con la creación de en torno a 300.000 puestos de trabajo. Muchas de estas medidas se basan en la ampliación de una potencia instalada de 161 GW para cubrir la generación eléctrica prevista para el año 2030 de 346.290 GWh. El grueso de la potencia instalada será para las energías solar y eólica, pasando de 9 GW a 39 GW la energía solar fotovoltaica y de 28 GW a 50 GW la energía eólica.

Sin embargo, uno de los principales problemas energéticos que se tiene en la actualidad y que supondrá un reto para los años próximos, es el almacenamiento de energía. Tanto la energía solar como la eólica únicamente son capaces de producir electricidad, las horas que se dispone de sol o viento, siendo necesaria la intervención de otras fuentes, como las centrales de ciclo combinado o la hidroeléctrica, para poder cubrir las horas punta de demanda. Teniendo en cuenta que las baterías convencionales no están lo suficientemente desarrolladas para almacenar grandes cantidades de energía, la única manera que se tiene para poder almacenar estas cantidades es mediante la acumulación de agua en embalses para después aprovecharla en centrales hidroeléctricas. La proyección que tiene la energía hidroeléctrica en el PNIEC es de un aumento de potencia instalada de 15 GW y de 9 GW adicionales destinados a centrales de bombeo puro y mixto.

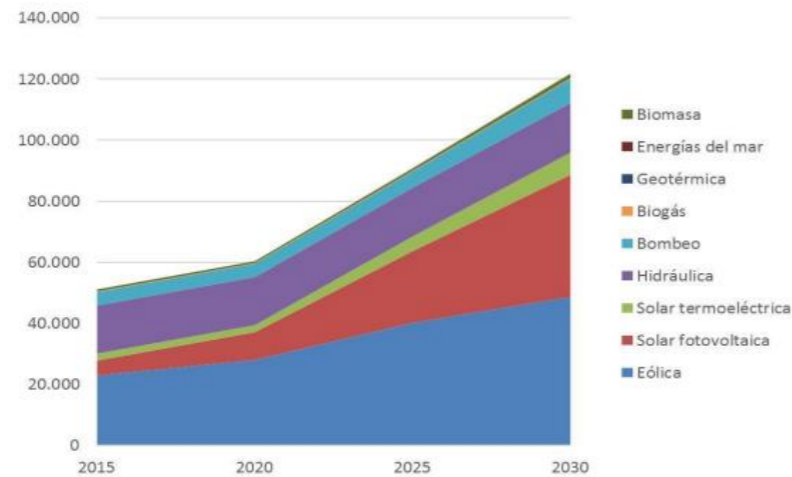


Figura 2. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW). Fuente: PNIEC

Se puede englobar este tipo de aprovechamientos, hidroeléctrico reversible, dentro de las fuentes de energía renovables, ya que la energía que produce proviene del movimiento del agua por lo tanto es una fuente de energía limpia, con la salvedad de tener en cuenta la energía consumida cuando se trata de bombear agua. Esta energía puede provenir de directamente de energías renovables en el caso en el que la central trabaje juntamente con un parque solar o eólico por lo que el resultado es completamente renovable o puede ser que la energía consumida provenga directamente de la red eléctrica por lo que el resultado será tan renovable como lo sea en ese momento la producción eléctrica.

3. Sector eléctrico en España

3.1. Funcionamiento

Existen cuatro grandes fases dentro de lo que es la estructura de cualquier sector eléctrico, la fase de generación, transporte, distribución y por último la fase de comercialización.



Figura 3. Fases y agentes que intervienen en el sistema eléctrico español. Fuente: energiaysociedad.com

La generación energética del país es bastante diversa, posee un mix energético bastante variado, en el cual prácticamente la totalidad de las diferentes tecnologías aportan GWh al año. Dentro del mix energético español, en el año 2016, destaca la producción de las energías nuclear (56.099 GWh), eólica (47.695 GWh), hidráulica (39.171 GWh) y carbón (37.491 GWh) las tecnologías que más aportaron a la red.

El transporte eléctrico es una actividad regulada y controlada totalmente por un único operador es España, que es Red Eléctrica de España que es quien posee las redes de electricidad en el país. La red eléctrica española cuenta con un total de 43.664 Km, los cuales han ido aumentando paulatinamente durante los últimos años, pero con los cuales se abastece por completo al país.

Red Eléctrica de España, es además el organismo encargado de asegurar el mantenimiento y el correcto uso de las redes eléctricas a lo largo de todo el país. Es el responsable del transporte desde las centrales de generación eléctrica hasta los puntos de conversión en media y baja tensión.

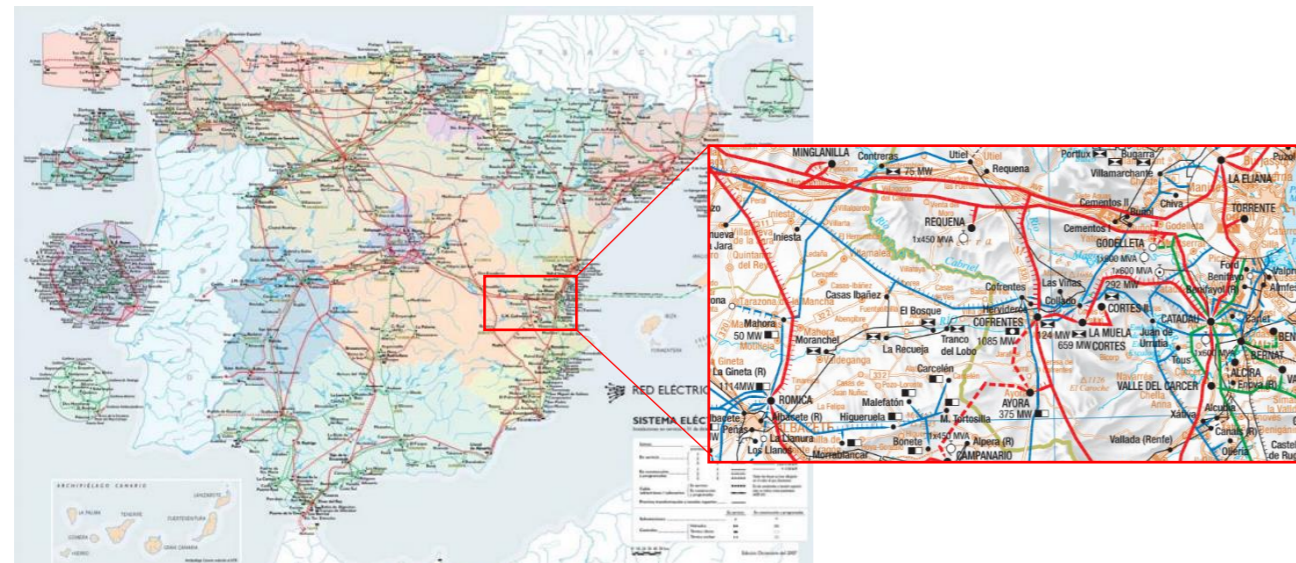


Figura 4. Mapa de la red eléctrica española. Fuente: REE

Como se observa en el mapa anterior, España cuenta con una red eléctrica diversificada por todo el territorio, destacando como zonas de demanda eléctrica los principales núcleos urbanos, Madrid, Barcelona, Valencia y País Vasco. Destaca la zona de Galicia y el complejo Cortes-La Muela (Comunidad Valenciana) como principales generadores de energía hidroeléctrica, Cataluña y País Vasco como generados de energía térmica, Albacete y Castilla y León en producción eólica y la zona de la Región de Murcia y el este andaluz como productores de energía solar.



Figura 6. Mapa de distribución eléctrica. Fuente: www.esferaluz.es

La distribución eléctrica es la tercera etapa. En esta etapa las cinco grandes empresas que

aparecen en la siguiente ilustración se encargan asegurar el uso, mantenimiento y el buen funcionamiento de las redes eléctricas desde los puntos de conversión de media y baja tensión hasta el usuario final.

Por último, se encuentra la fase de comercialización, esta fase comprende la compra y la venta de energía en los mercados OMIP y OMIE.

En España el actual mercado eléctrico funciona desde 1997, año en el que entró en vigor la liberación del sector eléctrico con la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997. Posteriormente en 2007, se integró con el sistema eléctrico portugués formando así el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), integrado el Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea.

El mercado de producción está estructurado en un mercado diario, un mercado intradiario de subastas y un mercado intradiario continuo. El mercado se basa en estos tres procesos interrelacionados.

- **Mercado diario:** es un mercado donde se estipula horariamente el precio que va a tener la electricidad. Este precio viene fijado por la casación, en función de la curva de oferta y de demanda. Su objetivo es llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente y fijar los volúmenes de energía. Los agentes compradores y vendedores de España y Portugal, presentan sus ofertas al mercado diario a través de OMIE.

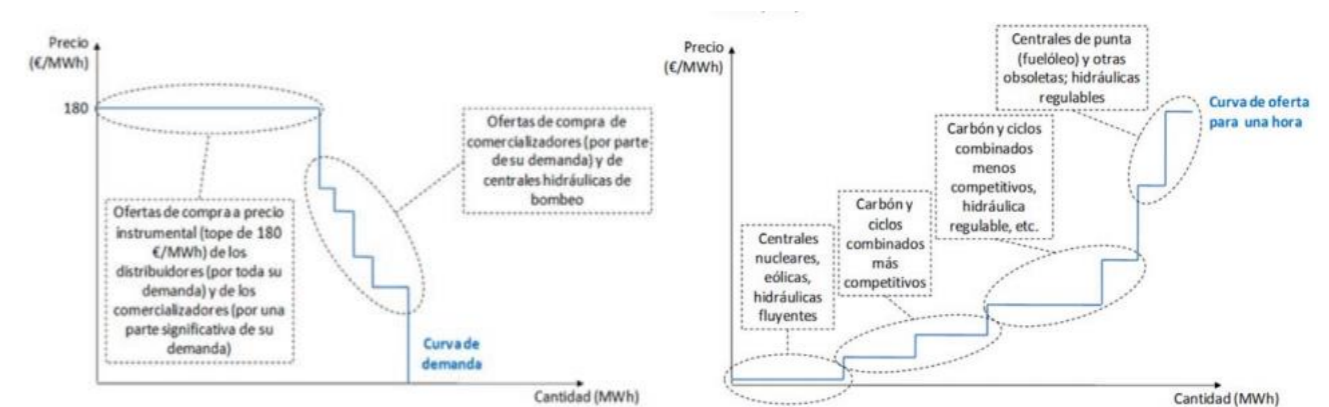


Figura 5. Curvas oferta y demanda. Fuente: Asignatura Aprovechamientos hidráulicos y energéticos

Las centrales hidroeléctricas de bombeo se sitúan en la parte baja de la curva de demanda y en la parte alta de la curva de oferta, ya que cuanto mayor sea la diferencia entre los precios de compra para bombear y de venta para turbinar, mayor será el beneficio económico que obtengan. Al contrario que las energías más baratas (nuclear, eólica, hidráulica fluyente) que se destinan a suplir la demanda de base, la hidráulica de bombeo es más cara, por lo que se destina a horas punta o excesos de demanda no previstos.

- **Mercado intradiario de subasta:** Los mercados intradiarios, sirven como herramienta para que los agentes puedan ajustar su programa resultante del mercado diarios conforme a las estimaciones energéticas en tiempo real. El mercado de subastas se estructura en seis

sesiones diferentes y tiene por objetivo, atender los ajustes sobre el programa diario a través de ofertas de venta y compra. Está gestionado por el Operador de Mercado y el programa resultante es supervisado por Red Eléctrica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad de la red

- **Mercado intradiario continuo:** Al igual que el mercado intradiario de subastas, este también ofrece los agentes participantes del mercado diario la posibilidad de gestionar sus desvíos de energía con dos diferencias respecto al mercado de subastas, los agentes pueden beneficiarse de la liquidez disponible en otras áreas de Europa y el ajuste puede realizarse hasta una hora antes de la entrega de la energía. Así se pretende facilitar el comercio de energía entre las distintas zonas de Europa y aumentar la eficiencia del sistema.

3.2. Demanda eléctrica

En España la curva de la demanda eléctrica tiene la siguiente forma:

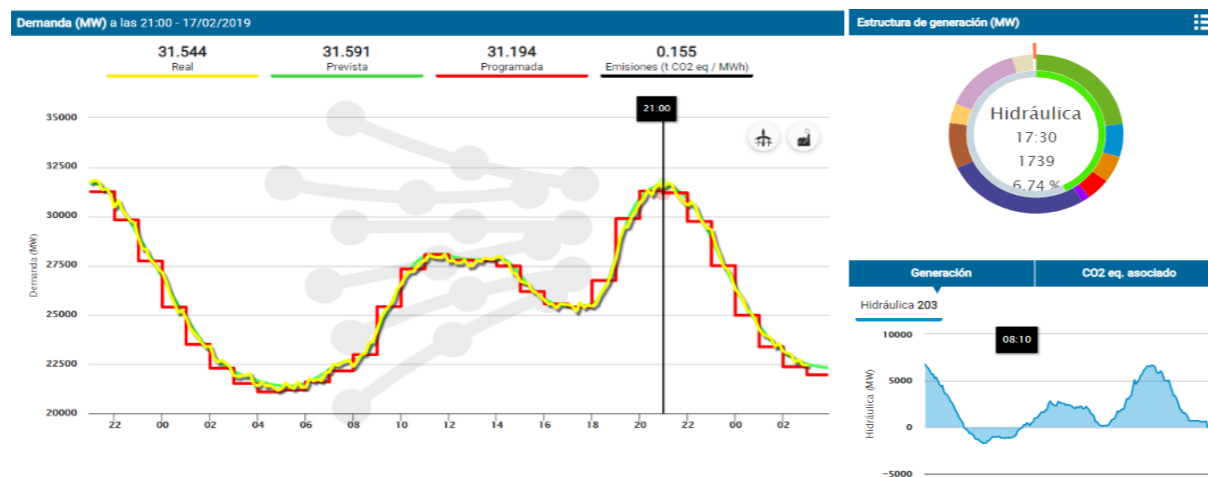


Figura 7. Demanda y producción hidroeléctrica 17/02/19. Fuente: REE

En esa curva, se observa la cantidad de energía (MW) demandada por la red en cada instante del día. Esta demanda tiene que estar en equilibrio con la producción para evitar que se sobrecargue la red o por el contrario baje la tensión, por eso en la gráfica se refleja la previsión energética y la producción programada para cada momento, que se irá ajustando en función de la demanda existente. El operador encargado de ajustar la producción a la demanda es Red Eléctrica Española.

La demanda crece en las horas que más actividad hay, por eso se aprecian dos picos de demanda, en hora punta, que se suelen situar entre las 08:00 – 12:00 y 20:00 – 22:00, dependiendo de la época del año y si se trata de un día laborable, festivo o fin de semana. Además, también existen horas valle de poca demanda eléctrica que coinciden con las horas de menos demanda, situándose en las horas nocturnas sobre las 05:00 de la madrugada.

En la figura 7, se observa la producción hidroeléctrica del 17/02/19, la generación de energía hidroeléctrica coincide con las horas pico de demanda cuando el precio de la electricidad es mayor y

la compra de energía para el bombeo coincide con las horas valle cuando el precio de la electricidad es menor.

En la curva de demanda hay que tener en cuenta la pendiente de la misma, ya que una mayor pendiente puede derivar en que no todas las centrales se puedan adaptar a la nueva demanda debido, entre otros factores a los tiempos de parada y arranque requeridos por las centrales térmicas o nucleares. Es aquí donde destaca el uso de las centrales hidroeléctricas, ya que al no depender de los tiempos de demora de la inercia térmica, dispone de tiempos de arranque reducidos, pudiéndose adaptar a la demanda requerida en cada momento.

Esta curva se puede ver afectada por diferentes factores, el cambio de estación acentuándose el ciclo invierno-verano, ya que la producción puede verse afectada por las condiciones meteorológicas sobre todo la eólica y solar siendo en añadido las demandas de calefacción son mayores; las huelgas grandes eventos y fines de semana también interfieren en la demanda energética.

4. Energía Hidroeléctrica

4.1. Definición

La energía hidroeléctrica es aquella que se obtiene al convertir la energía potencial de un salto de agua, transformando esta en energía cinética mecánica y finalmente en energía eléctrica mediante el uso de grandes turbinas y generadores eléctricos. Históricamente, el ser humano ha usado esta energía, ya sea para moler trigo en el pasado, o el principal uso que se le da en la actualidad que es el de generar energía eléctrica.

Atendiendo al modo de funcionamiento podemos distinguir los siguientes tipos de centrales hidroeléctricas:

- **Fluyente o de base:** Utilizan directamente el agua que circula por el río derivándola hasta la central, para turbinarla, restituyéndola inmediatamente al cauce. En este tipo de centrales no existe ningún tipo de almacenamiento de energía ni de regulación de caudales. El objetivo de estas centrales es turbinar el máximo caudal posible dentro de su rango de funcionamiento por lo que el caudal que excede la capacidad del circuito continua por el cauce del río. En este tipo de centrales no se puede gestionar la potencia que se produce ya que dependen íntegramente del caudal circulante.
- **Regulada o de puntas:** Estas centrales cuentan con capacidad de regulación de la aportación del río. Almacena la energía, concentrando la producción en horas de mayor demanda. La flexibilidad de este tipo de centrales le permite adaptarse a las variaciones de la demanda. En contra, se genera un fuerte impacto en la migración de especies y transporte de sedimentos. Es conveniente la construcción de un contraembalse para regular el retorno de caudal y que

la afección a las especies aguas abajo sea la menor posible.

- Reversible: El funcionamiento de este tipo de centrales es un elemento clave a la hora de almacenamiento de energía en las horas valle. Funciona mediante la disposición de dos depósitos de agua a diferente nivel para aprovechar la energía del salto de agua entre ambos niveles, turbinando agua en las horas de mayor demanda y bombeando en las de menor.

Al igual que cualquier otra forma de generación eléctrica, la energía hidroeléctrica también tiene sus pros y contras, que dependiendo del tipo de central se acentúan más o menos:

Inconvenientes:

- × Puede suponer un fuerte impacto a la continuidad longitudinal de un río, afectando principalmente al transporte de sedimentos y a la migración de especies acuáticas, aunque este efecto se puede mitigar con la implantación de escalas de peces.
- × Los fuertes caudales desaguados, generando un caudal de salida en forma de diente de sierra, puede generar aguas abajo unas presiones considerables al ecosistema acuático, haciendo que ciertas especies no se puedan desarrollar. Para ello es necesario un contraembalse que regule el caudal suministrado pero que no siempre se construye.
- × La construcción de grandes embalses además de ser costosa puede suponer la pérdida de terreno productivo además de fuertes impactos sobre la flora y fauna terrestre.
- × Largos periodos de trámites administrativos y construcción.

Ventajas:

- ✓ Las únicas emisiones de CO₂, son las asociadas a la construcción de la infraestructura y maquinaria, lo que convierte la energía hidroeléctrica en una de las energías con menor emisión de CO₂.
- ✓ Debido al ciclo del agua, esta fuente de energía es renovable y limpia.
- ✓ Puede regular el régimen de caudales de los ríos a lo largo del año, suministrando un mayor caudal en épocas más necesarias y reteniéndolo en épocas lluviosas, además de disminuir los riesgos de inundaciones durante las crecidas.
- ✓ Las características físicas y químicas del agua no se ven alteradas, por lo que se devuelven al cauce natural en el mismo estado.
- ✓ Es energía autóctona, propia del lugar de origen lo que evita las importaciones y la dependencia energética.

- ✓ Rápida capacidad de puesta en funcionamiento
- ✓ No genera calor residual.
- ✓ Existe una gran flexibilidad para cubrir los picos de demanda, que otras fuentes de energía no son capaces de cubrir.

4.2. Centrales hidroeléctricas reversibles

Una central hidroeléctrica reversible o de bombeo es un tipo de central hidroeléctrica, la cual transforma la energía potencial existente entre dos depósitos de agua a distinta altura en energía eléctrica y además de esto es capaz de aumentar la energía potencial del agua, bombeándola al embalse superior para que esta quede almacenada y pueda ser utilizada para la generación eléctrica en otro momento, funcionando, así como una batería a gran escala.

Se distinguen entre centrales de bombeo puro y mixto. En las centrales de bombeo mixto existe un aporte natural de agua al depósito superior, funcionando como una central hidroeléctrica convencional si existe un excedente de agua, teniendo también la posibilidad de almacenar agua mediante bombeo. Las centrales de bombeo puro únicamente tienen la opción de almacenar agua mediante bombeo.

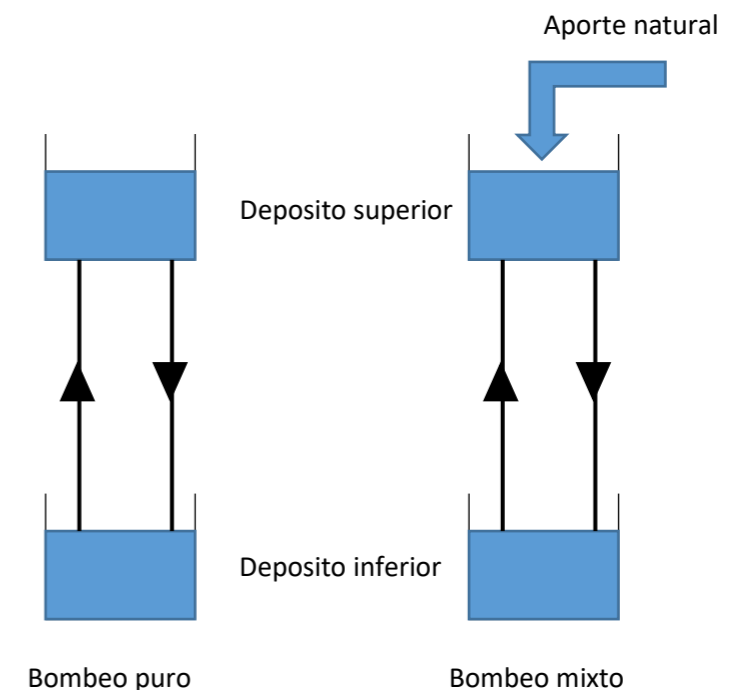


Figura 8. Esquema central hidroeléctrica de bombeo puro y mixto. Fuente: Propia

Este proyecto trata de una central hidroeléctrica de bombeo puro, puesto que el funcionamiento de esta es turbinar y bombear agua entre una balsa sin ningún otro aporte que el que proceda del bombeo desde el embalse del Molinar.

Por lo general, una central hidroeléctrica reversible aprovecha las horas valle de demanda, para consumir electricidad y bombear el agua. Las horas valle de demanda se suelen dar por la

noche, cuando la demanda de electricidad es menor y por tanto los precios son menores, en el lado contrario, estas centrales son capaces de cubrir las horas punta de demanda durante el día, vendiendo electricidad a un precio mayor que la que se compra. Destaca la flexibilidad de funcionamiento, puesto que el agua almacenada está disponible en cualquier instante pudiéndose adaptar a las variaciones diarias, ya que el tiempo que transcurre entre que empieza a fluir el agua y el que se empieza a producir electricidad es muy reducido, se obtiene energía eléctrica en un corto periodo de tiempo, lo que lo hace un sistema Optimo para cubrir las horas punta que no son capaces de cubrir otros sistemas de generación eléctrica.

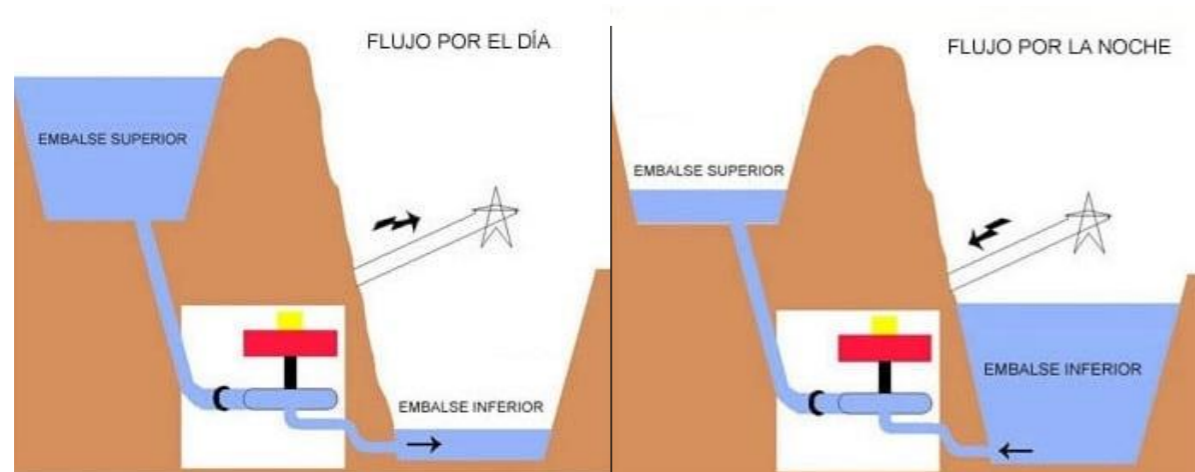


Figura 9. Esquema de funcionamiento en horas punta y horas valle. Fuente: smartenergyconsulting.blogspot.com

De este modo se consigue mejorar el funcionamiento económico de la central, puesto que, aunque este tipo de sistema tienen pérdidas energéticas (un ciclo de bombeo tiene un rendimiento entre el 70 – 80%) se compensa con la diferencia de precio entre la compra y venta de electricidad.

Además de lo comentado estas centrales constituyen una excelente seguridad en caso de parada por avería de una central principal, térmica o hidráulica.

El emplazamiento requerido para la construcción de este tipo de centrales debe tener una relación de distancia horizontal y vertical entre ambos depósitos de al menos 2H:1V para que pueda empezar a ser viable la construcción de este tipo de centrales.

En el mundo podemos destacar, como ejemplo de centrales hidroeléctricas reversibles, atendiendo a su potencia instalada, la central de Bath County, en Estados Unidos con una potencia instalada de 3.003 MW siendo esta la más grande del mundo; central de Huizhou, en China con una potencia de 2.448 MW o Cortes-La Muela, en la Comunidad Valenciana, que en dos fases diferentes tiene una potencia instalada de 1.772 MW siendo una de las mayores del mundo.

España, cuenta con una potencia instalada de bombeo puro de MW, en la que además de la central de Cortes-La Muela, destacan la central de Sallente, en Cataluña con una potencia de 446 MW o la central del Tajo de la Encantada en Málaga con 360 MW de potencia instalada.

4.3. Elementos de una central hidroeléctrica reversible

Por lo general, los elementos por los cuales está compuesta una central hidroeléctrica son los que se pueden observar en la siguiente ilustración:

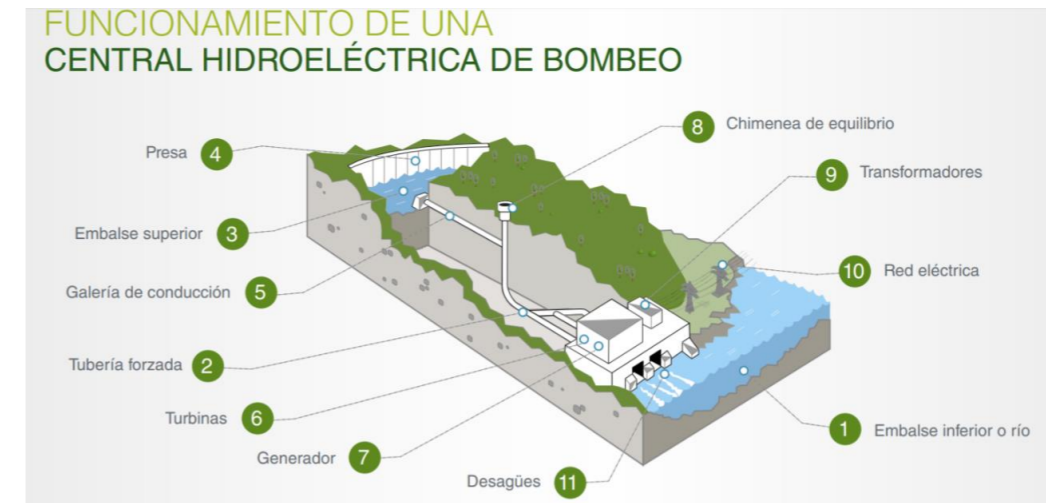


Figura 10. Elementos de una central hidroeléctrica de bombeo. Fuente: www.elperiodicodelaenergia.com

La conducción en presión o tubería forzada es el elemento que conecta el depósito superior, ya sea balsa de acumulación o embalse. En la tubería forzada producen pérdidas de carga y puede ser necesario disponer de distintos elementos de regulación y control para proteger la conducción de las subpresiones y sobrepresiones producidas por el golpe de ariete. En la ilustración anterior aparece la colocación de una chimenea de equilibrio para la protección de la tubería, este elemento protege tanto para la onda positiva del golpe de ariete como la negativa. Este elemento no tiene válvula que lo regule por lo que su altura debe ser mayor que la línea de energía estática (nivel del embalse). En función del aspecto económico y de la efectividad que se busque, se pueden disponer de otros elementos similares como calderines, tanques unidireccionales o volantes de inercia acoplados al grupo generador-motor entre otros. Para poder regular el caudal, en la admisión de las turbinas se dispone de una válvula de mariposa, o si el diámetro es lo suficientemente grande de una válvula esférica.

Conectado a las turbinas, se encuentran los grupos reversibles alternador-motor, que transforman el movimiento producido por las turbinas en electricidad, o que por el contrario son capaces de poder suministrar electricidad a las bombas cuando la central se encuentre en modo de bombeo.

Para poder verter la electricidad producida a la red, y a su vez para que la electricidad pueda ser consumida por los diferentes elementos auxiliares de la central es necesario la colocación de un parque de transformadores, que permita aumentar o disminuir la tensión de la corriente eléctrica manteniendo la potencia y poder así suministrarla a la red en alta tensión.

4.3.1. Maquinaria hidráulica

La selección de la maquinaria hidráulica para un aprovechamiento hidroeléctrico dependiendo 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: Este tipo de turbinas es ideal para grandes saltos de agua y pequeños caudales. Es una turbina de reacción tipo axial, en la cual mediante el uso de inyectores se impulsa el agua contra las paletas de la turbina, pudiendo variar el número de caudales para más caudal.
- Turbina Kaplan: Esta es una turbina tipo axial, en la cual el caudal entra en horizontal y sale en vertical cambiando haciendo rotar las paletas. Se utiliza cuando se dan condiciones de grandes caudales y pequeños saltos de agua, lo que la hace ideal para las centrales de tipo fluyente. Son capaces de ajustar las paletas en función del caudal que le llega para turbinar para maximizar el rendimiento.
- Turbina Francis: Es la turbina más habitual. Es una turbina tipo mixto en la cual el flujo de agua cambia de dirección en el interior de la turbina. Su rango de funcionamiento para alturas y caudales se sitúa en un intermedio entre las turbinas anteriores, situándose en alturas de entre 20 y 400 metros y un amplio rango de caudales. Tiene la posibilidad de montar su eje vertical u horizontal, en la actualidad se tiende a ejes verticales para mejorar el peso de la máquina. El mismo diseño de turbina Francis vale tanto para turbina como para bombas centrífugas, lo que la hace ideal para las centrales hidroeléctricas reversibles, que montando una turbina tipo Francis que actúe a como bomba o turbina en función de si se le suministra energía o no, se evita la colocación de varias máquinas hidráulicas para cuando se necesite bombear o turbinar.

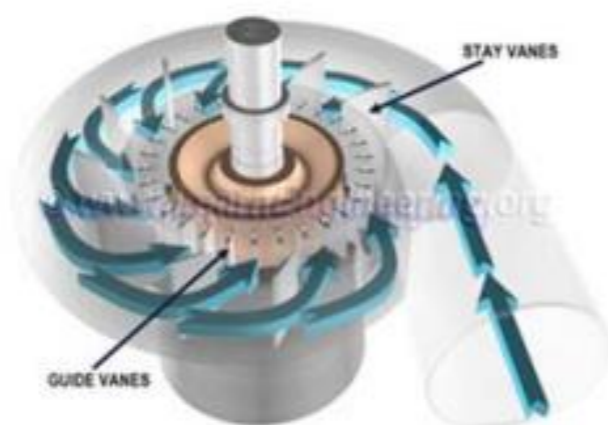


Figura 11. Esquema del funcionamiento de una turbina Francis de eje vertical. Fuente: Asignatura Aprovechamientos hidráulicos y energéticos

4.4. Aprovechamiento integral de un río. Sistema Júcar bajo

El aprovechamiento integral del río Júcar, ubicado en el sistema del Júcar bajo consiste en una serie de centrales y presas que se sitúan en el río Júcar y su afluente, el río Cabriel que proporcionan una regulación diaria para producir en horas punta y una central reversible pura para la regulación eléctrica.

El río Júcar está casi completamente regulado en la cabecera de la cuenca por dos grandes embalses, como son el de Alarcón y el de Contreras. Este sistema regula el río desde su curso medio hasta su desembocadura en el mar Mediterráneo.

El sistema se compone por cuatro presas: Molinar, Cortes, Naranjero y Tous y un total de tres aprovechamientos: Cofrentes, La Muela + Cortes, y Millares, con potencia instalada en su conjunto de 1954 MW.

El aprovechamiento comienza en su parte alta con central hidroeléctrica del Salto de Cofrentes. Este aprovechamiento toma el agua del embalse del Molinar para después turbinar y devolver el agua al río Cabriel justo antes de la confluencia de ambos ríos.

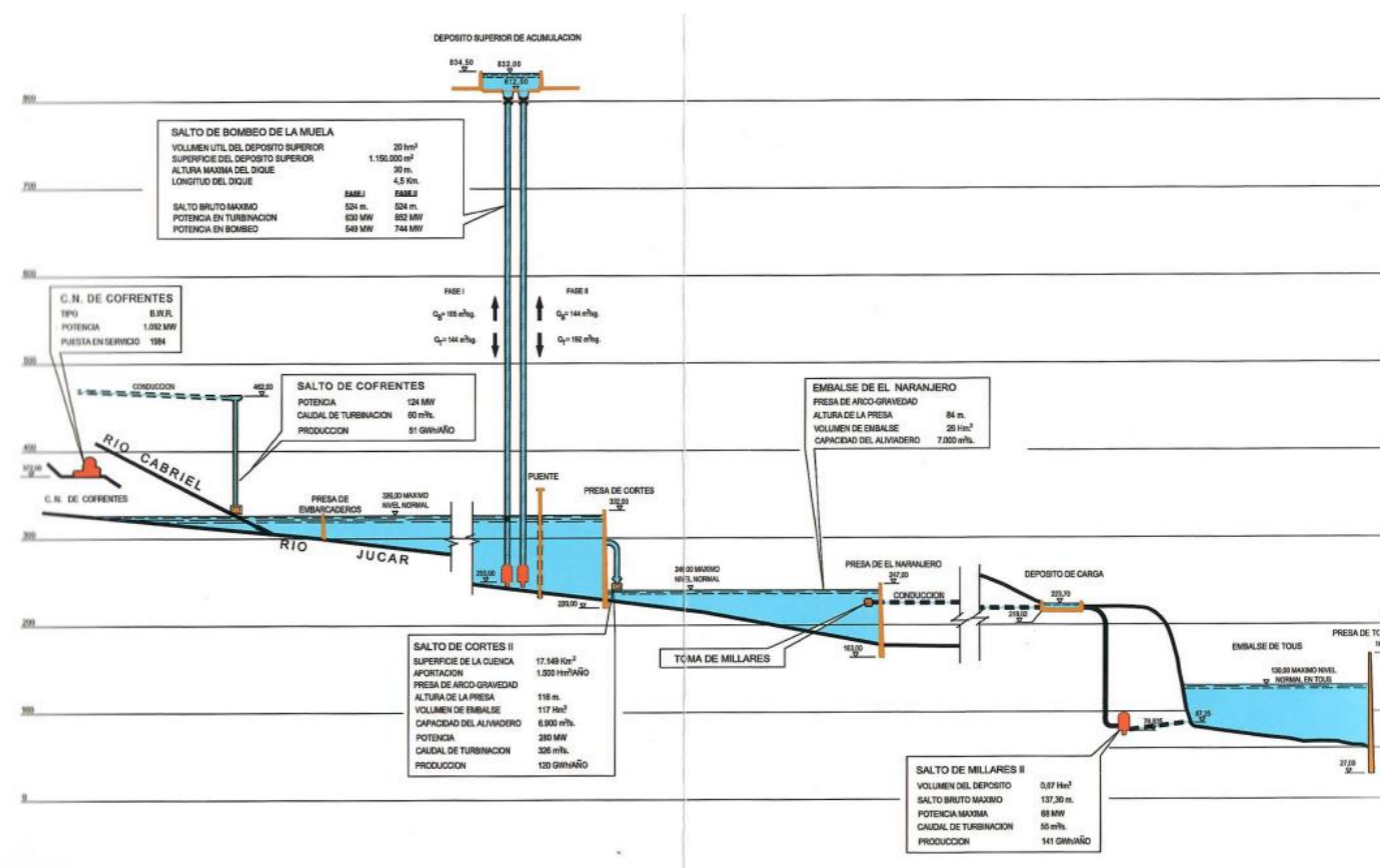


Figura 12. Esquema del aprovechamiento integral del sistema Júcar bajo. Fuente: Folleto Cortes-La Muela, Iberdrola

Posteriormente se encuentra Cortes – La Muela. La topografía y las condiciones favorables que se dan en la zona y el desnivel que se da entre la llanura superior y el cauce de unos 600 metros,

hicieron posible la construcción de la central hidroeléctrica de bombeo puro de La Muela, que utiliza el embalse de Cortes como depósito inferior y una balsa como depósito superior de con una capacidad útil de 20 hm³. Esta central supone el grueso de la potencia instalada de todo el sistema con 1482 MW, distribuidos en dos fases diferentes, La Muela I y II. La presa de Cortes, que forma el embalse que funcione como depósito inferior, funciona como una central de acumulación con una potencia instalada de 280 MW

La alteración del régimen uniforme de caudales que supone la puesta en marcha de centrales hidroeléctricas con pocas horas de funcionamiento como son la central reversible de La Muela y la central de Cortes, exigen un dispositivo de regulación aguas debajo de la presa de Cortes, lo que se llevó a cabo con la construcción del embalse del Naranjero con la función de regulación de los caudales que proceden de Cortes. En este embalse se encuentra la última parte del aprovechamiento, ya que ahí se encuentra la toma de la central hidroeléctrica de Salto de Millares.

Podemos añadir al sistema del Júcar bajo el funcionamiento de la central nuclear de Cofrentes, la cual usa el agua del río Júcar para su sistema de refrigeración para su posterior vertido, situada justo aguas arriba del embalse de Cortes, aumentando así potencia instalada total del sistema hasta los 3.039 MW.

La construcción de una central hidroeléctrica reversible en el embalse del Molinar se puede enmarcar dentro de este aprovechamiento íntegro del Júcar bajo. El funcionamiento normal de una central de bombeo puro situado en El Molinar, aportaría un sistema de regulación eficiente a la central hidroeléctrica del Salto de Cofrentes, ya que esta central tendría disponible agua para turbinar en las horas de mayor demanda, coincidiendo con las horas de funcionamiento de la nueva central, que suministra caudal directamente al embalse lo que hace posible el funcionamiento conjunto de ambas centrales, aumentando la capacidad de regulación de la central del Salto de Cofrentes.

5. Situación inicial

5.1. Localización

La ubicación elegida para la realización de este proyecto es el embalse del Molinar. Este embalse se ubica en Castilla-La Mancha, España; más concretamente en el municipio de Villa de Ves, provincia de Albacete. El embalse se sitúa en el curso del río Júcar a su paso por la comarca de la Manchuela.

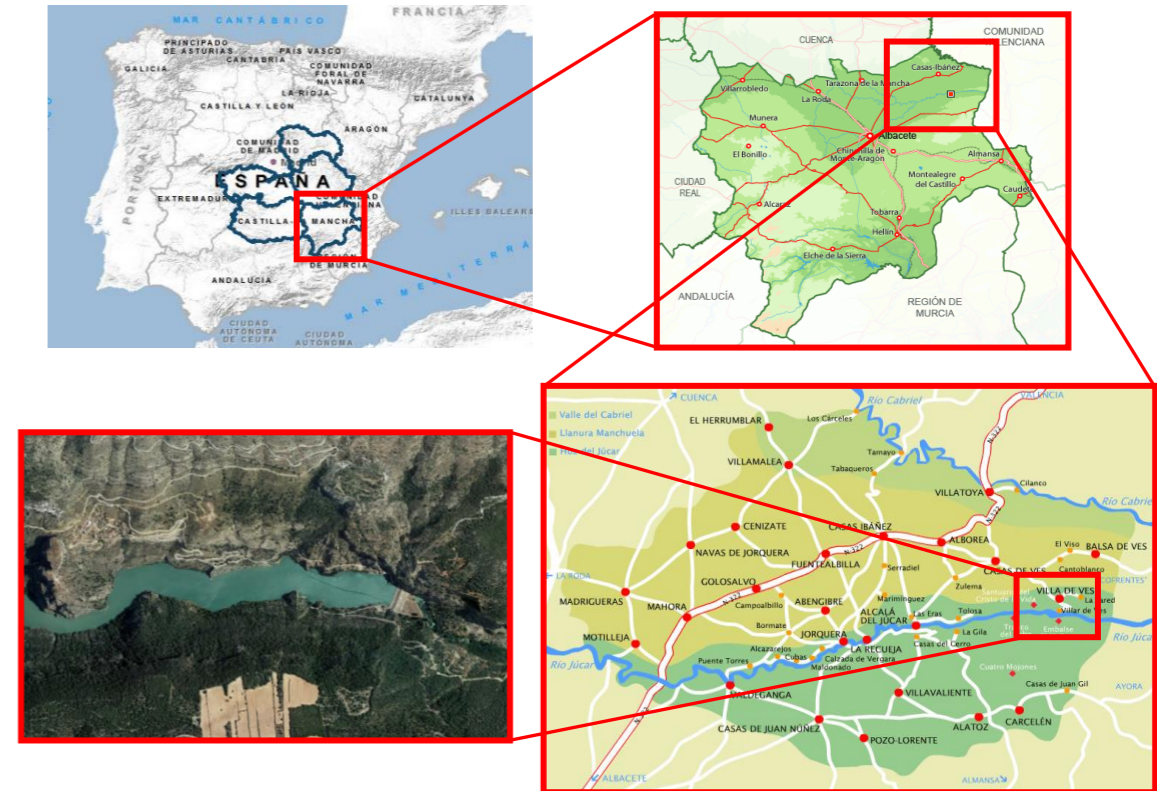


Figura 13. Ubicación del embalse del Molinar.

Fuente: castillalamancha.maps.arcgis.com; vacances-location.net; casasruralesriojucar.es; Google Earth Pro

La Manchuela albaceteña es un terreno que se caracteriza principalmente por sus grandes llanuras y amplios valles, por su situación en la llanura de la meseta sur española, sin embargo, el río Júcar a su paso por esta zona genera un terreno escarpado, de cañones fluviales denominados Hoces del Júcar.

5.2. Características de la presa y el embalse

La presa del Molinar actualmente es de propiedad privada, cuyo titular es Iberdrola Generación S.A. quien se encarga de la gestión, mantenimiento y explotación de esta. La construcción de la presa finalizó en diciembre de 1951 y actualmente se encuentra en fase de explotación. La cuenca hidrográfica a la que pertenece el embalse es la cuenca hidrográfica del Júcar y el río en el que se encuentra es el río Júcar. Tanto la presa como el embalse se encuentran en el municipio albaceteño de Villa de Ves.

Se trata de una presa de materiales sueltos con núcleo central impermeabilizado de arcillas. La cota de coronación se encuentra a 480 m.s.n.m. siendo la longitud de coronación de 120 m. El volumen total del cuerpo de la presa es de 242.000 m³. La cimentación se encuentra a una cota de 452 m.s.n.m. por lo que la altura desde los cimientos es de 28 m.

El nivel máximo que puede alcanzar el agua en un régimen normal de explotación, nivel máximo normal (NMN), se encuentra a una cota de 478,64 m.s.n.m y el volumen de agua que se puede almacenar a esa cota del nivel de agua es de 4,603 Hm³. Cuando la el embalse se encuentra a su nivel máximo normal, la superficie ocupada por el agua es de 73,38 ha. Como la altura desde la coronación hasta los cimientos es mayor de 15 m. y el volumen almacenado es superior a 100.000 m³ según la "Instrucción para el proyecto, construcción y explotación de grandes presas" podemos clasificar esta presa como gran presa.

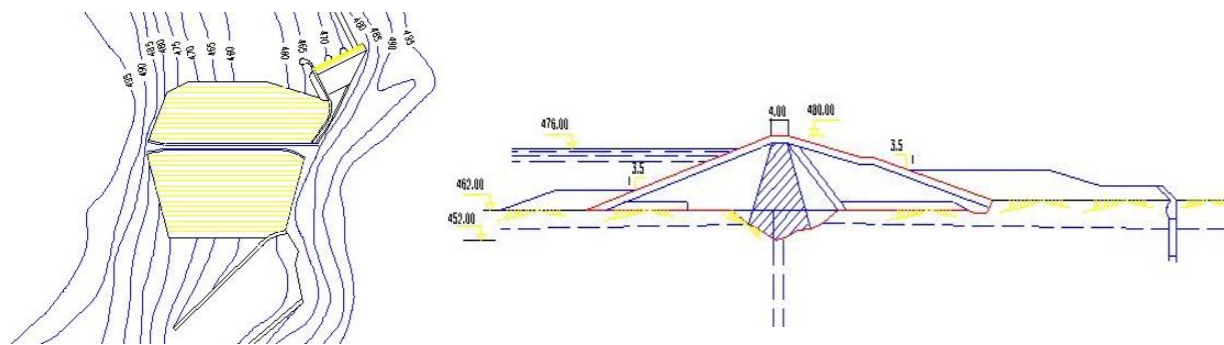


Figura 13. Vista en planta y sección transversal de la presa.
Fuente: SNZCI - Inventario de presas y embalses

Al tratarse de una de presa de materiales sueltos el aliviadero se encuentra fuera del cuerpo de la presa. Esta presa cuenta con un aliviadero accionado mediante compuertas que tiene una capacidad de 2.500 m³/s.

Actualmente el embalse sirve para regulación y almacenamiento. Iberdrola cuenta con una toma en el embalse. Esta toma sirve para captar agua y turbinarla en la central hidroeléctrica del Salto de Cofrentes situada a 12,9 Km de distancia, situada sobre el río Cabriel, afluente del río Júcar.

Esta toma será un factor limitante para la realización de este proyecto, puesto que el volumen disponible para funcionar y turbinar que estará disponible para la central hidroeléctrica reversible, vendrá determinado por la cota a la que se encuentre la toma para Iberdrola. Con la curva característica, que relaciona la cota del nivel del embalse con el volumen almacenado se puede determinar el volumen disponible.



Figura 14. Situación de la Central de Cofrentes y su toma en el embalse del Molinar.
Fuente: Confederación Hidrográfica del Júcar

En cuanto a la clasificación en función del riesgo potencial que pueda derivarse de la posible rotura o funcionamiento, según la guía técnica de "Clasificación de presas en función del riesgo potencial" del ministerio de Medio Ambiente el cual establece un intervalo en el cual "A" representa el máximo riesgo potencial y "C" el mínimo, esta presa se clasifica como categoría C, el cual corresponde a presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede producir daños de moderada importancia y solo incidentalmente pérdidas humanas, puede afectar de manera no grave a algún servicio esencial y los daños medioambientales que puede producir deben ser poco importantes o moderados En todo caso esta categoría pertenecerán todas las presas no incluidas en las categorías A o B.

6. Descripción del entorno

6.1. Topografía y cartografía

Los datos topográficos necesarios para la caracterización de la zona de estudio se han obtenido a partir del Centro Cartográfico de Castilla-La Mancha. Este visor proporciona líneas de nivel equidistantes cada 2 metros. La hoja donde se encuentra la zona de estudio es la hoja nº 744.

A partir de esta hoja se obtiene un modelo digital con curvas de nivel cada 2 metros con el que se puede calcular el movimiento de tierras necesario para la realización de un predimensionamiento de la balsa de acumulación.

6.2. Geología

La comarca albaceteña de la Manchuela, atravesada de oeste a este por el río Júcar y limitando al noreste con el río Cabriel, se puede enmarcar desde el punto de vista geológico dentro de una pequeña fosa tectónica localizada entre dos grandes dominios morfoestructurales peninsulares, la Serranía de Cuenca y al sur Campo de Montiel como se puede observar en la siguiente figura.

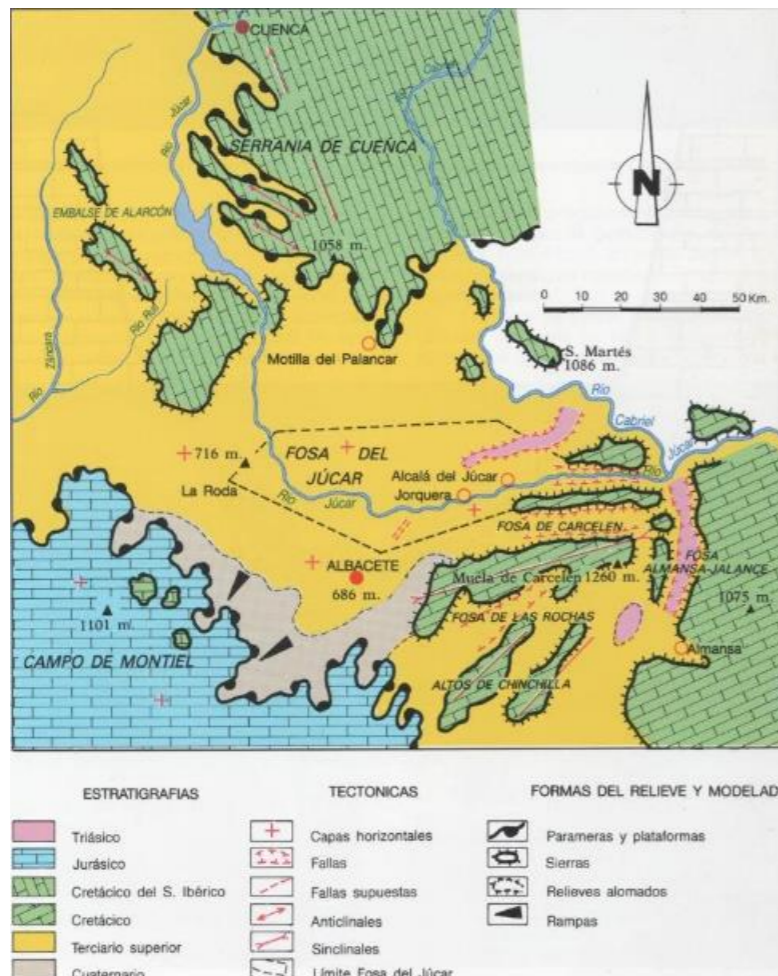
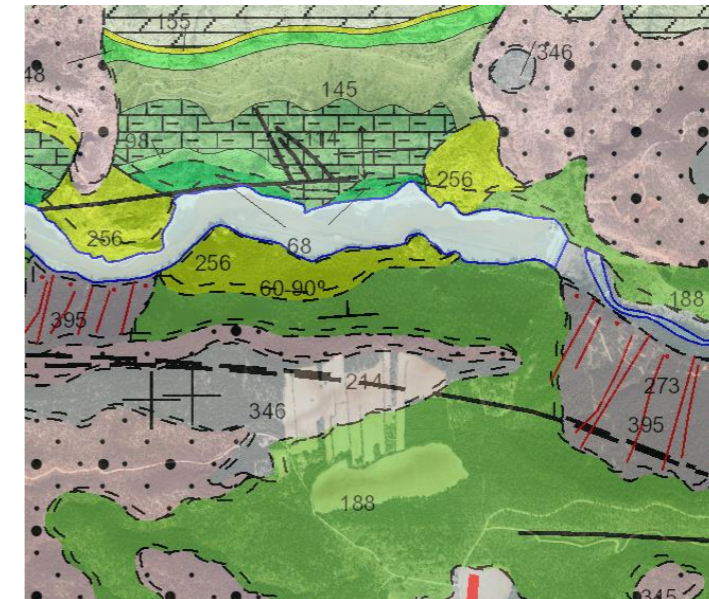


Figura 14. Localización geológica de la fosa del Júcar. Fuente: www.researchgate.net



Código de Unidad Geológica	188	Código de Unidad Geológica	346
Descripción Unidad Geológica	Calizas tableadas de tonos claros con Lacazina. Ocasionalmente, dolomías, calcarenitas y margas. Fm Sierra de Utiel	Descripción Unidad Geológica	Calizas y margas con ocasionales intercalaciones detríticas

Figura 15.. Mapa geológico de la zona y leyenda de los códigos de unidad geológica 346 y 188. Fuente: info.igme.es

La hoja 744 completa se adjunta completa en el plano número 2. En esta hoja destaca el perfil estratigráfico II-II', en el cual se observa el un perfil transversal del cañón del Júcar en una zona muy próxima a la zona de estudio.

La zona de estudio se encuentra más concretamente en la fosa del Júcar, esta fosa sufrió un proceso de colmatación a largo del Neoceno bajo ambientes paleosedimentarios y paleoclimáticos muy contrastados el cual resultó un relleno de materiales de relativa variedad. Entre todos esos materiales destacan las calizas lacustres pliocenas. Estas calizas se apoyan sobre unidades detríticas procedentes de los relieves mesozoicos que afloran en la parte oriental de la fosa.

Estas calizas pueden llegar a tener una potencia de hasta 150 metros en la zona más oriental de la fosa, donde se sitúa en la actualidad el embalse del Molinar, y de apenas 20 metros en el área más occidental. En los afloramientos de estas calizas, se alternan estratos de calizas detríticas, más resistentes a la erosión, con otros más vulnerables a los diferentes procesos erosivos como lo son otros materiales de naturaleza margosa, contribuyendo a un proceso de erosión diferencial dando lugar a diferentes formas en las paredes que forman las Hoces del Júcar.

El proceso de encajonamiento del río Júcar puede considerarse relativamente reciente, pues los últimos episodios de rellenos sedimentarios datan de los momentos iniciales del Cuaternario. Este hecho dota a las Hoces del Júcar de una importancia paisajística única, pues no existe en la península ningún otro ejemplo de cañón labrado tan reciente como el formado por el Júcar en la Manchuela.

6.3. Hidrogeología

Desde un punto de vista hidrogeológico, la región que se sitúa en la Cuenca Hidrográfica del río Júcar se encuentra sobre la unidad hidrogeológica correspondiente al acuífero de la Mancha Occidental. Este acuífero es uno de los más extensos del sur de Europa con una extensión aproximada de 7.260 Km². Según la confederación hidrográfica del Júcar, el estado de este acuífero es malo, principalmente debido al descenso de los niveles piezométricos y los índices de explotación que existen fuertes presiones por extracción de agua para uso agrícola además de presencia de nitratos

En la zona cercana a la actuación, a 800 metros aproximadamente, existe un sondeo perteneciente a la red de sondeos del Ministerio para la Transición ecológica y reto demográfico del cual se pueden extraer datos de origen hidrogeológico.

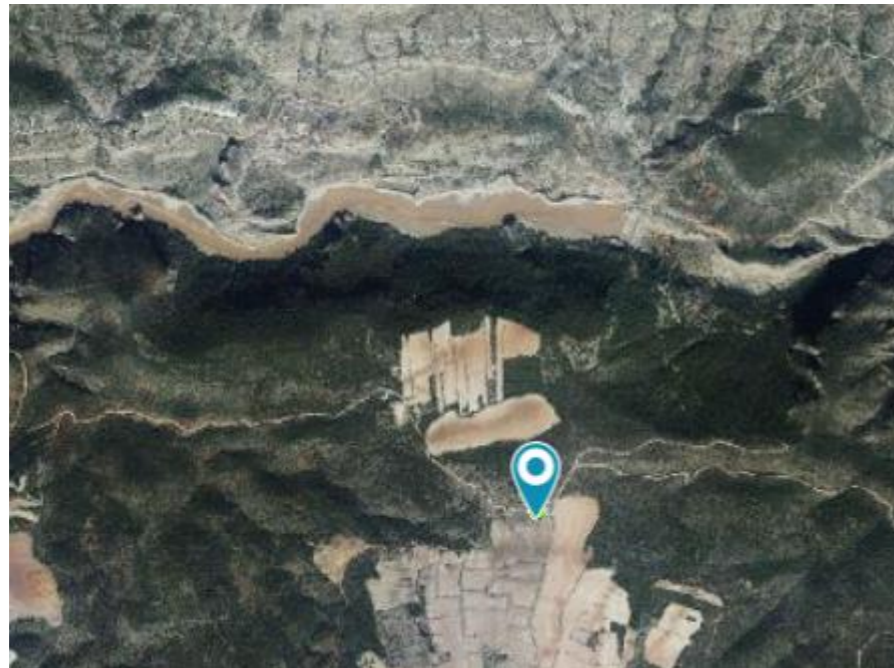


Figura 16. Ubicación del sondeo cercano perteneciente a la red de sondeos. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico

Se trata del sondeo número 373 realizado en 1991. El método de perforación mediante el cual se realizó este sondeo es mediante perforación. La cota de la superficie 730 m.s.n.m. y tiene una profundidad de 300,30 m. El agua se encontró a un nivel de 180,7 y se realizaron pruebas de permeabilidad, de las cuales se deduce que los tramos filtrantes se encuentran de 191,40 m. a 284,20 m. Esto indica que será necesario realizar ensayos de permeabilidad en la actuación ya que el nivel al que se encuentra el agua se encuentra por encima de la cota a la que se situará la caverna que albergará la casa de máquinas. La litología que se extrajo del sondeo muestra que la zona esta compuesta principalmente de calizas intercalado con estratos de margas a partir de 222 m de profundidad del sondeo, todos ellos pertenecientes al cretácico superior

6.4. Orografía

La orografía de la zona está constituida por una planicie elevada de una altitud media de 610 metros sobre el nivel del mar y monótona propia de la meseta sur española que constituye la región natural de La Mancha, lugar en el que se encuentra la comarca de la Manchuela.

En la zona occidental, la comarca es atravesada por el cañón que forma las hoces del Júcar, siendo este el resultado de una compleja acción erosiva fluvial y formando en la actualidad un tramo encajonado del río Júcar. El resultado de este encajonamiento es un profundo desnivel entre la planicie albaceteña y el cauce del río superando en algunos tramos los 250 metros de desnivel con unas pendientes que pueden llegar a ser prácticamente verticales en algunos tramos de la parte oriental.



Figura 15. Pendiente en % de la zona de estudio. Fuente: castillalamanca.maps.arcgis.com

6.5. Climatología

El clima de una determinada zona es influenciado por diversos factores, como lo son su latitud, altitud cercanía al mar... Teniendo en cuenta estos parámetros, se puede enmarcar la zona de estudio dentro de un clima mediterráneo continentalizado propio de la llanura manchega, el cual se caracteriza por inviernos fríos y veranos calurosos con fuertes oscilaciones de la temperatura y una notable aridez.

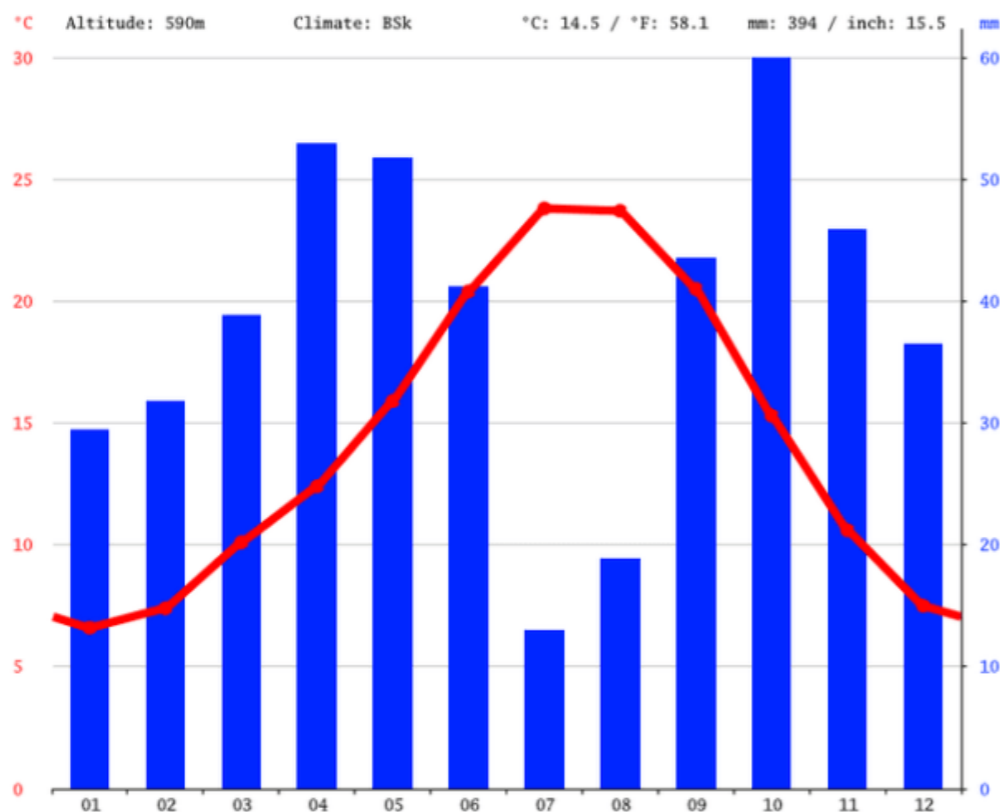


Figura 16. Climograma de Alcalá del Júcar. Fuente: es.climate-data.org

Las temperaturas en La Mancha se consideran extremas, entre otros factores debido al efecto de la continentalidad ya que el aire es más seco y no llegan las brisas oceánicas que son más húmedas y actúan como un regulador térmico, lo que genera una amplitud térmica anual (diferencia entre la temperatura media del mes más frío y del más caluroso) muy elevada. En los inviernos son frecuentes las temperaturas por debajo de los 5°C, con fuertes heladas en las horas tempranas del día, pudiéndose llegar a extender estas heladas incluso a principios de la primavera y finales de otoño. En verano las temperaturas se sitúan de media rondando los 25°C. En la franja más calurosa del día frecuentemente las temperaturas superan los 30°C, pudiendo llegar a ser mayores a los 35°C llegando incluso esporádicamente a los 40°C en los últimos años. Se da en esta zona la mayor amplitud térmica anual de todo el territorio español con una diferencia de más de 20°C.

En cuanto a las precipitaciones, son escasas situándose entre los 400 y 600 mm al año. Esta zona se incluye dentro de lo que se denomina la "España seca", con unos índices de aridez muy altos. Se producen fuertes sequías durante los meses estivales, extendiéndose estos desde junio a septiembre. Las estaciones más lluviosas se corresponden con la primavera y el otoño, caracterizándose también por inviernos con falta de precipitaciones.

Con mayor precisión, las condiciones meteorológicas que se dan en el embalse del Molinar se pueden ver reflejadas en la estación climatológica situada en Alcalá del Júcar con la media de las mediciones anuales para cada mes de temperatura y precipitaciones, situada a 15 Km aguas arriba del embalse del Molinar sobre el cauce río Júcar y en el valle formado por las Hoces del Júcar, por lo que las condiciones son similares.

Las menores precipitaciones se dan en julio, con un promedio de 11 mm, en el otro extremo las mayores precipitaciones ocurren en octubre y tiene un promedio de 51 mm. La media anual se sitúa en torno a los 400 mm

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	6.6	7.4	10.1	12.4	15.9	20.4	23.8	23.7	20.5	15.3	10.6	7.5
Temperatura mín. (°C)	1.9	2.4	4.4	6.8	10.2	14.2	17.2	17.2	14.3	9.6	5.3	2.8
Temperatura máx. (°C)	11.4	12.5	15.8	18.1	21.6	26.6	30.5	30.3	28.7	21	15.9	12.3
Precipitación (mm)	25	27	33	45	44	35	11	16	37	51	39	31

Figura 17. Datos históricos del tiempo en Alcalá del Júcar. Fuente: es.climate-data.org

Las mayores temperaturas se dan en el mes de julio con una media mensual de 23,8°C. Por el contrario, el mes más frío es enero con una temperatura media de 6,6°C. En Alcalá del Júcar se registra una media de temperatura anual situada en los 14,5°C

6.6. Geografía humana y lugares de interés

La zona de estudio se caracteriza por ser una zona que se identifica por no tener una densidad de población elevada. La población en el territorio se reparte en pequeños núcleos de población distribuidos de manera homogénea a lo largo del territorio y con poblaciones comprendidas entre los 500 y los 5000 habitantes por municipio. Se trata de pueblos típicamente manchegos de gran extensión con relación al número de habitantes.

La mayor parte del territorio se dedica al cultivo de secano, destacando el cultivo de la vid, típico de esta zona con una región vitivinícola muy extensa favorecido precisamente por el clima de la zona, aunque en los márgenes del Júcar y del Cabriel se pueden encontrar algunas vegas de menor extensión.

El sector terciario, aunque minoritario en la zona, se desarrolla principalmente a lo largo de las Hoces del Júcar, debido al interés turístico que posee el valle.

En el valle, se encuentra el santuario del Cristo de la Vida, situado en la parte alta del cañón, que alberga, además, un castillo de origen árabe

7. Planteamiento de soluciones

Para el desarrollo del proyecto se han planteado diferentes soluciones, estas alternativas son preliminares, posteriormente se ha trabajado sobre una de ellas con los elementos propios de la central como lo son el diámetro de la tubería, tamaño de la balsa, características de la caverna que albergue la casa de máquinas, etc. Todo ello viene reflejado en los anejos 2,3,4,5 y 6. El proyecto requiere de un coste muy elevado, que para su desarrollo requiere un estudio de soluciones específico para cada una de los elementos (tuberías, excavaciones, revestimientos, drenajes, accesos...). En este apartado únicamente se descartaran las alternativas preliminares, escogiendo una sobre la que se acabará trabajando.

Alternativa 0

La alternativa 0 o solución 0 pasaría por la no realización de ningún proyecto o ninguna actuación en la zona.

Alternativa 1

La alternativa 1 se plantea la colocación de la balsa de acumulación en la margen izquierda del embalse, en el cual se puede encontrar el mayor desnivel del terreno situándose sobre los 332 metros de distancia vertical y en torno a los 900 metros de distancia en horizontal. Cuanto mayor desnivel se tenga en los depósitos la producción eléctrica será mayor.

Alternativa 2

En la alternativa 2 la balsa de acumulación se situaría en la margen derecha del embalse, en esta margen el desnivel del terreno es de 245 metros aproximadamente en 400 metros de longitud. Para esta alternativa el desnivel es menor que la anterior lo que significa una menor producción, pero al ser menor la distancia en horizontal, la longitud de la tubería también es menor lo que significa que habrá menos pérdidas de carga por fricción en la tubería.

Alternativa 3

En la alternativa 3 se plantea un recrecimiento de la coronación de la presa con el objetivo de aumentar la capacidad del embalse y que sirviera de complemento a las alternativas 1 y 2. Un aumento de la capacidad del embalse se traduciría en una mayor capacidad de volumen de agua con el que contaría una central reversible ya que como se ha explicado el volumen con el que se dimensiona la balsa de acumulación debe estar disponible en el embalse una vez llena la balsa y viceversa. AL contar con mayor volumen de agua, el caudal turbinable durante las horas punta de demanda sería mayor lo que significaría una mayor producción eléctrica.



Figura 17. Lugar aproximado para la colocación de la balsa de acumulación. Fuente: ign.es

7.1. Comparativa

Aunque la alternativa 0 es la que menos impacto ambiental produce, se puede descartar esta alternativa por la capacidad que tiene este tipo de centrales de poder regular el sistema eléctrico para cubrir las horas de máxima demanda y también de aprovechar los excedentes de energía en las horas de menor demanda. Si en los próximos años se pretende dar un mayor peso a las energías renovables como lo son la solar y la eólica siguiendo el proceso de descarbonización, son necesarias este tipo de centrales por su capacidad reguladora ya que las otras fuentes renovables no poseen esta capacidad y necesitan ser complementadas para poder cubrir las puntas de demanda.

Económicamente la construcción de una central hidroeléctrica podría ser dar un impulso económico a la zona gracias a la construcción de puestos de trabajo que generaría, ya sea tanto en fase de explotación como en fase de construcción.

Además, construyendo en este embalse una central reversible, serviría de complemento para la central hidroeléctrica del Salto de Cofrentes, la cual tiene su toma en este embalse. Una central reversible aumentaría la capacidad de regulación de esta central ya que, Salto de Cofrentes dispondría del agua necesaria a la vez que la central reversible vierte el agua al embalse cuando esta es turbinada.

En cuanto a la alternativa 1 queda descartada debido a que en la margen derecha del embalse discurre una carretera que conecta el municipio de Villa de Ves, con el Santuario del Cristo de la Vida y con el Barrio del Santuario, vieja población en la que se ubicaba antiguamente se ubicaba Villa de Ves y en la que la actualidad todavía es residencia para algunas personas. Este lugar es un

emplazamiento turístico de la zona y la construcción de una central reversible en las inmediaciones de esta zona afectaría por completo tanto a la carretera de acceso a la zona, como a las personas residentes en el Barrio del Santuario, sobre todo en fase de construcción, la cual duraría varios años y reduciría por completo el interés turístico que posee la zona.

Además para esta alternativa, la distancia horizontal a la que se podría plantear la balsa de acumulación podría superar 1 kilómetro de distancia por los 332 metros que hay de desnivel del terreno, muy por debajo de la pendiente de 2H:1V mínima en la que se pueden plantear este tipo de centrales reversibles, lo que se traduce en una tubería lo suficientemente larga como para que las pérdidas de carga en la tubería y el precio de esta y la galería que la contenga sean significativamente altas como para desechar esta idea.

El recrecimiento de la coronación de la presa para el aumento de la capacidad del embalse tampoco se contempla debido a la afección que esta actuación produciría tanto a las instalaciones existentes anexas a la presa como a las infraestructuras cercanas al embalse

8. Descripción de la solución adoptada

Finalmente, la solución adoptada sería la correspondiente con la alternativa 2

La alternativa 2, pasa por la construcción de una balsa de acumulación en la margen derecha del embalse. La localización elegida se sitúa sobre unos terrenos de cultivo y será necesaria la expropiación o compra de los mismos. A pesar de la afección a personas particulares, la afección sigue siendo menor ya que no se ve afectada directamente ninguna carretera ni afectará al valor turístico de la zona.

• Balsa de acumulación

Se realiza un predimensionamiento de la balsa de acumulación en el anejo número 2. La balsa de acumulación se situará en lo alto de la ladera en la margen derecha del embalse. Sobre esta margen del embalse se pueden encontrar desniveles de entorno a los 245 metros en vertical desde el nivel del embalse en una distancia horizontal que ronda los 400 metros. A partir de esta condición podría resultar factible el planteamiento de la construcción de una central hidroeléctrica reversible, ya que este desnivel se encuentra por encima de la condición de 2H:1V. El salto bruto máximo y mínimo entre los niveles de agua de la balsa y el embalse es de 261,6 m el máximo y de 236 m el mínimo, mientras que el salto neto, una vez descontando las pérdidas de carga que se producen son de 250,03 m el máximo y de 237,68 m el mínimo

Se dimensionará la balsa de acumulación con el volumen de agua disponible en el embalse que se encuentre entre el NMN y la cota a la que se sitúe la toma. Esta toma se situará en una cota a la cual no se vea afectada la toma que dispone Iberdrola en el embalse para la central de Salto de Cofrentes. El volumen útil con el que cuenta la balsa es de 3.988.243 m³, que será el volumen destinado a turbinar y bombear. A este volumen se le añadirán 100.000 m³ adicionales para

amortiguar el agua cuando se bombee al embalse, por lo que el volumen total de la balsa será de 4.088.243 m³.

La impermeabilización de la balsa se realizará mediante láminas asfálticas debido principalmente al volumen para el que se dimensionará la balsa y las distintas condiciones de seguridad y mantenimiento, como puede ser la protección frente a vandalismos.

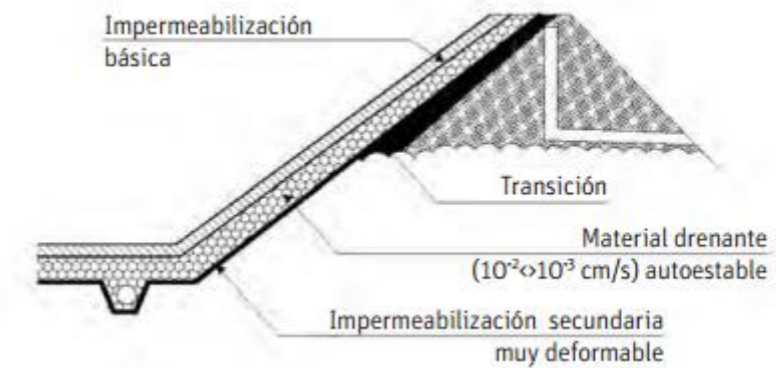


Figura 18. Sección de impermeabilización con láminas asfálticas.
Fuente: Guía para el proyecto, construcción, explotación y mantenimiento de las balsas de riego

Los materiales para la formación del dique de cierre provendrán únicamente de la excavación para la formación del vaso, debido principalmente por motivos económicos y así aprovechar al máximo estos materiales.

• Tubería forzada

Tras realizar un estudio de soluciones, el cual se refleja en el anejo dedicado a la tubería forzada, se ha estudiado la posibilidad de disponer distintos números de tuberías en concreto 1, 2 o 3 tuberías, para el tramo principal y de mayor longitud de la tubería forzada que es el que conecta la balsa de acumulación con la casa de máquinas. Evaluando diferentes factores como las pérdidas de carga, el precio, la dificultad de ejecución y la flexibilidad operativa que aportan las distintas conclusiones a la central, se llega a la conclusión de disponer dos tuberías de acero en paralelo de 4,2 metros de diámetro que irán en el interior de dos galerías uniendo la balsa de acumulación con la caverna donde se encuentra la casa de máquinas.

Atendiendo también al criterio de flexibilidad operacional de la central, el tramo de reintegro o aspiración entre el embalse y la casa de máquinas se realizará mediante dos tomas de compuerta y dos tuberías de 5,7 metros de diámetro.

Los tramos de tubería que conectan cada turbina con los tramos de tubería principal y de reintegro serán similares a los que se usan en la central de La Muela II. Así cada turbina se conectará a la tubería principal mediante una tubería de acero de 2,8 metros de diámetro y con el tramo de reintegro mediante una tubería de 3,5 metros de diámetro.

En total las pérdidas de carga que se producen en la tubería son de 11,57 m con que queda definido el salto neto (salto bruto descontando las pérdidas) entre la balsa y el embalse, siendo el salto neto máximo de 250,03 m y el mínimo de 225,43 m. Por el contrario, la altura máxima necesaria de bombeo, incluyendo las pérdidas de carga a lo largo de la tubería y garantizando una energía disponible a la entrada de la balsa de 2 m.c.a. se obtiene una altura de impulsión de 273,36 m.

- **Maquinaria hidráulica**

En cuanto a la maquinaria hidráulica, como se detalla en el anejo dedicado a la maquinaria hidráulica, se tomará como referencia la maquinaria dispuesta en La Muela II para los datos los cuales sean suministrados por el fabricante ya que para este proyecto no se tiene acceso a un fabricante que proporcione esos datos.

Se dispondrán de 6 grupos reversibles turbina-bomba tipo Francis de eje vertical conectadas a su vez cada una con un alternador-motor que genere electricidad a partir del movimiento de la turbina o la suministre a las bombas. En total, los 6 grupos reversibles contarán con una potencia instalada de 613,02 MW con un rendimiento de un ciclo de turbinado-bombeo de un 71%

- **Caverna principal y galerías**

Tanto la maquinaria hidráulica como los grupos reversibles alternador-motor así como la totalidad de la tubería forzada se situarán en el interior de la roca. Para ello se realizará un estudio básico para la construcción de dos galerías que contengan la tubería forzada y una caverna principal en la que se encuentren toda la maquinaria requerida por la central para la generación eléctrica. Las dimensiones de esta caverna serán de 172,5 x 20 x 50 metros. El plano del eje de las turbinas se situará 30 metros por debajo de la cota a la que se situará la toma, para evitar principalmente problemas de cavitación en las bombas.

Las galerías que contengan la tubería forzada tienen una longitud de 535,5 m para el tramo que une la balsa con la caverna y de 50 m desde la caverna hasta el embalse.

- **Parque de transformación**

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 red podría realizarse cerca de la red de alta tensión que

transcurre desde la central nuclear de Cofrentes gracias a la cercanía que existe con esta, apenas 16,5 Km en línea recta.



Figura 19. Vista del embalse del Molinar. Fuente: Propia

9. Impacto ambiental

El embalse del Molinar, zona de estudio del presente proyecto para la construcción de una central hidroeléctrica reversible en dicho embalse, se encuentra ubicada en los espacios pertenecientes a la Red Natura 2000: Z.E.P.A. y L.I.C. de las Hoces del Río Júcar

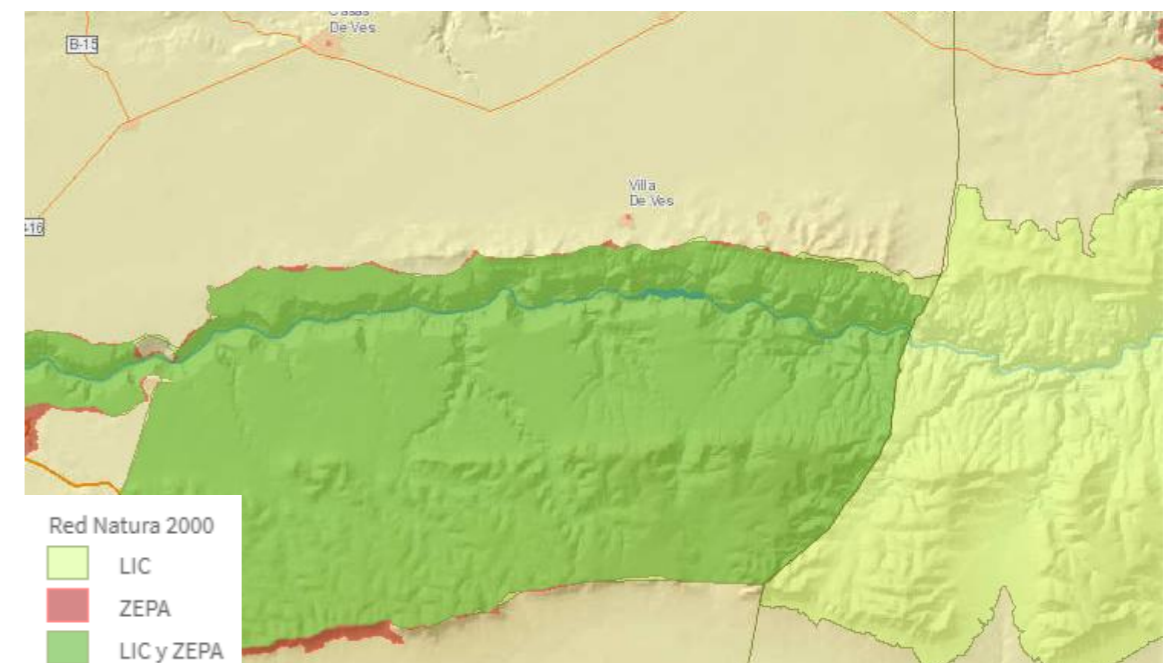


Figura 20. Mapa de la Red Natura 2000 de la zona. Fuente: Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico

9.1. Medio físico

- **Calidad del aire:** La calidad del aire puede detectarse mediante índices de calidad del aire, capacidad dispersante de la atmósfera, ruidos. La zona se encuentra en una zona con un nivel de contaminación del aire bajo, puesto que se sitúa lejos de grandes núcleos urbanos y lejos de grandes centros industriales. Esto permite a la zona contar con nivel escaso de contaminación. No obstante, la calidad del aire podría verse afectada principalmente en fase de construcción por las partículas en suspensión derivadas de los procesos de obra civil. En cuanto al ruido, será uno de los mayores impactos tanto en fase de construcción como de explotación. El principal impacto sobre la calidad sonora de la zona vendrá determinado por los trabajos de excavación ya sea por medios mecánicos o más aun por posibles voladuras que también podrán realizar cambios en la calidad del aire.
- **Hidrología superficial:** Detectable con la calidad del agua y estudios hidrogeológicos. La hidrología superficial, puede sufrir cambios en la zona debido a diversos efectos producidos por la actuación, como puede ser el efecto barrera, cambios en la calidad del agua y modificaciones en los flujos de agua superficial. La construcción de una balsa de acumulación en la parte alta de la ladera y del parque de transformadores podrá alterar el flujo de agua superficial. La calidad del agua podría verse comprometida en fase de construcción por el incremento de partículas en suspensión derivadas de la fase de construcción, aunque en fase de explotación la calidad de las aguas no se verá afectada.
- **Geología-geomorfología:** Respecto a los impactos sobre la geología y geomorfología, los principales factores a tener en cuenta son la capacidad de drenaje, la estabilidad de taludes y desmontes, la morfología del área de actuación, las características geotécnicas, la pérdida de suelo por excavación y áreas de trabajo y el aumento de erosión por movimientos de tierra y excavaciones. Los movimientos de tierra conllevan a la creación de taludes que al carecer de cubierta vegetal favorecen el desgaste de su superficie por la acción de agentes externos como el viento o el agua, por lo que en las nuevas estructuras, sobre todo en la balsa de acumulación se producirá un aumento de los riesgos de erosión e inestabilidad. La morfología de la zona se verá afectada por la necesidad de la construcción de diferentes vías de acceso tanto para conectar la balsa y para conectar la caverna y sus túneles de acceso.

9.2. Medio biótico

La afección al medio biótico para por la descripción de la vegetación y fauna existente, su estado de conservación y la presencia de especies singulares. La alteración a la fauna y flora pasa por la eliminación o alteración de hábitats tanto en fase de explotación como en fase de construcción por la preparación de áreas de trabajo. En fase de explotación el principal elemento será el efecto barrera, aunque este efecto se va a dar debido a la presa ya existente, no es una afección derivada de la obra.

El paisaje de la zona está bien caracterizado por la flora presente, en la que destacan matorrales espinosos, pinares de pino carrasco y algunos encinares. También es posible encontrar algunas especies de mora, estepa y pastizales. Entre los cultivos destacan las zonas con viñedos y otros cultivos leñosos como el olivar.

En cuanto a la fauna, destacan las poblaciones de aves rapaces como el águila real, el águila perdicera, el búho real o el halcón peregrino entre otras. En cuanto a los mamíferos destaca la presencia de nutrias. La fauna acuática destaca la figura de la loina, el barbo colirrojo o la colmilleja.



Figura 18. Pinar de pino carrasco. Fuente: entresemillas.org



Figura 19. Loina adulta. Fuente: riotranquilo.com



Figura 20. Halcón Peregrino. Fuente: Wikipedia.org

9.3. Medio perceptual: paisaje

La afección al medio perceptual se refiere a la afección a la visibilidad del territorio que puede apreciarse desde un determinado punto y que debe estudiarse mediante datos topográficos.

En fase de construcción, esto se da principalmente por la presencia de equipos y trabajadores, acondicionamiento de viales y tránsito de vehículos y maquinaria. Las labores de obra suponen al paisaje una intrusión importante debido al largo tiempo durante el que transcurrirán las obras y el tránsito de vehículos y maquinaria. También se genera una alteración paisajística debida al almacenamiento de materiales de construcción y acopio de áridos.

En fase de explotación la principal afección visual al entorno se dará por la presencia tanto de la balsa de acumulación y el parque de transformadores en la parte superior de la ladera como las tomas y ataguías en el embalse.

9.4. Medio socioeconómico

Se observarán en la creación de puestos de trabajo surgidos tanto de los trabajos requeridos para la construcción como de la explotación de la central hidroeléctrica como de posibles trabajos derivados de servicios de control, mantenimiento y reparación.

La creación de empleo generará un impacto positivo muy beneficiosos. Además de los puestos directos de trabajo, las actuaciones traerán consigo puestos de trabajo auxiliares para las poblaciones adyacentes.

9.5. Medidas preventivas y correctoras

Se dedicarán diferentes medidas preventivas y correctoras con el fin de mitigar o eliminar los efectos ambientales negativos.

En fase de construcción, los principales impactos son el ruido, el peligro de erosión, la calidad del aire debido a partículas en suspensión y la contaminación por CO₂ entre otros. Para mitigarlos será necesario llevar a cabo realizar diferentes medidas como la limitación de velocidad de vehículos a 30 km/h en caminos no asfaltados, riego de caminos y zona de obras, adecuación de las distintas actividades a un nivel sonoro aceptable, minimizar las zonas de acopio de materiales, cuando se utilicen caminos existentes no se dará una anchura mayor a la estrictamente necesaria para el paso de vehículos de obra.

Para preservar la calidad de las aguas y de los diferentes cauces hídricos, se prohibirán en todo momento el vertido o depósito de cualquier material, se evitará la generación innecesaria de polvo, se realizarán controles periódicos de la calidad de las aguas, los aceites y sustancias contaminantes no deberán provocar contaminación alguna y se realizará un mantenimiento y revisión periódica de los equipos a utilizar.

En cuanto a la calidad paisajística y la visibilidad de la zona, se tomarán las siguientes medidas para disimular los elementos exteriores, se integrarán adecuadamente los caminos y vías auxiliares, el talud exterior de la balsa se deberá integrar al máximo posible en su entorno cubriéndolo tierra vegetal o revegetando los alrededores, se prohibirá cualquier tipo de fuego, las obras deberán durar el menor tiempo posible.

Para alterar lo menos posible la fauna y la flora se realizarán las siguientes actuaciones relativas a la conservación de fauna y flora, se reducirá al máximo posible las zonas en las que se realicen movimientos de tierras, acopios de materiales, excavaciones... se restaurará vegetalmente las zonas afectadas por el proyecto con especies autóctonas de la zona, se evitará la destrucción por rodadas fuera de las zonas habilitadas para el paso de vehículos, las actuaciones más impactantes se deben llevar a cabo desde mediados de julio hasta finales de enero para evitar interferir en la migración de las aves de la zona, se realizará un seguimiento de las aves rapaces, las posibles voladuras o excavaciones se concentrarán en el tiempo y en una periodicidad horaria para evitar daños adicionales a la fauna.

Tomando al menos estas medidas se pretende mitigar o eliminar las posibles afecciones ambientales derivadas del proyecto.

10. Estudio de viabilidad del proyecto

La viabilidad económica de este proyecto vendrá determinada principalmente por tres factores a tener en cuenta: el precio al que se vende la electricidad, el precio al que se compra y la inversión inicial. Todo ello se desarrolla más en detalle en los anejos 7 y 8 dedicados a la estimación futura del precio de la electricidad en España y la valoración económica de la obra.

Los proyectos hidroeléctricos es esperable que se amorticen entre los 20 y los 25 primeros años después de realizar la inversión, aunque es posible en casos en que la inversión inicial sea muy elevada que el horizonte esperable en el que se amortice la obra aumente, aunque muy difícilmente más allá de los 40 años, ya que resultaría un proyecto muy poco rentable.

Las centrales hidroeléctricas reversibles, basan su beneficio en la diferencia positiva que obtienen entre la venta y la compra de energía. Para este proyecto, la predicción de este balance en los años siguientes a la inversión se ha realizado mediante una estimación de los precios futuros de la electricidad, en base a los precios desde el 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Para ello se ha establecido una tendencia lineal del promedio de máximos diarios para obtener los precios máximos a los que se venderá la energía, y se ha aplicado la relación entre los precios máximos y mínimos, para obtener los valores de precios mínimos a los que comprará. Conociendo la producción anual de 827.500,37 MWh/año y el consumo necesario para el bombeo de 1.167.147 MWh/año se establece el balance total entre el precio de venta y compra anual, que es siempre positivo.

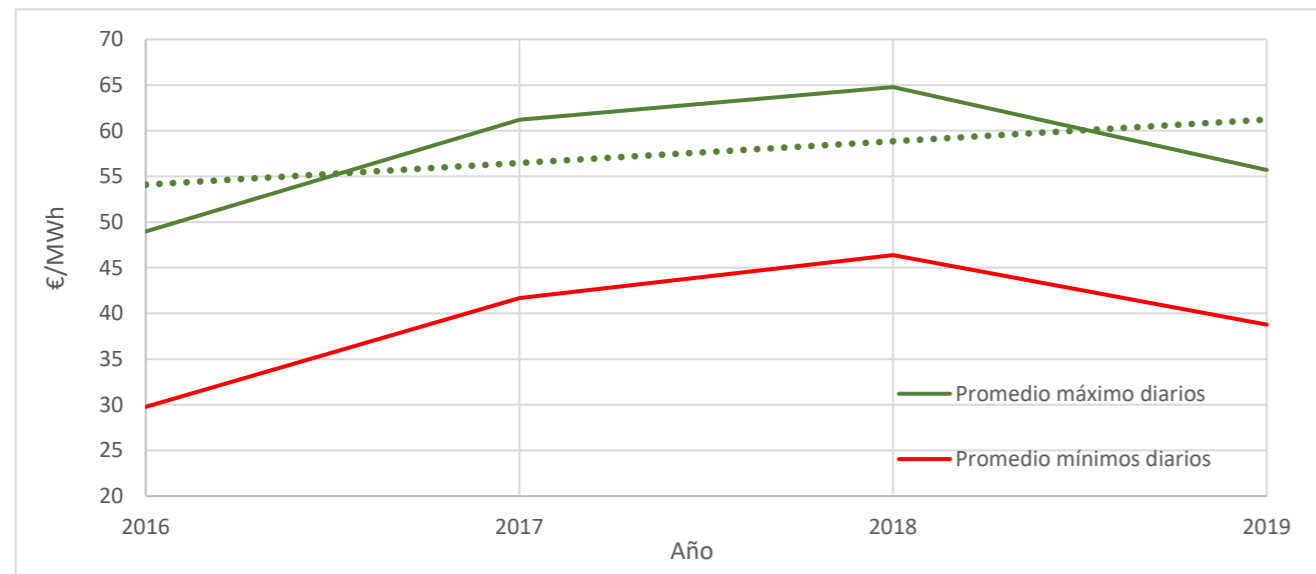


Figura 21. Gráfico de la evolución del precio promedio máximo y mínimo diarios anuales. Fuente: OMIE

Para la estimación del coste de la inversión total se realizará a partir de la partida destinada a la obra civil, debido a la singularidad del resto de elementos que componen el resto de la central, como los grupos reversibles turbina-bomba y alternador-motor, ya que no se tiene acceso a ningún fabricante que proporcione datos específicos ni precios estimados. La distribución de la inversión se divide de la siguiente manera:

Obra civil (40%)	142.190.296 €
Grupos reversibles (30%)	106.642.722 €
Sistema eléctrico, control y línea (20%)	70.095.148 €
Ingeniería y dirección de obra (8%)	28.438.059 €
Total	355.475.741 €

La obra civil ocupa el 40% del coste total con un precio estimado de 142.190.296€, precio a partir del cual se deducen el resto de gastos, siendo el coste total de 355.475.741€

Una vez se tiene el coste la inversión inicial y el balance acumulado de compra y venta de energía, se puede deducir el tiempo que tardará en amortizarse la obra:

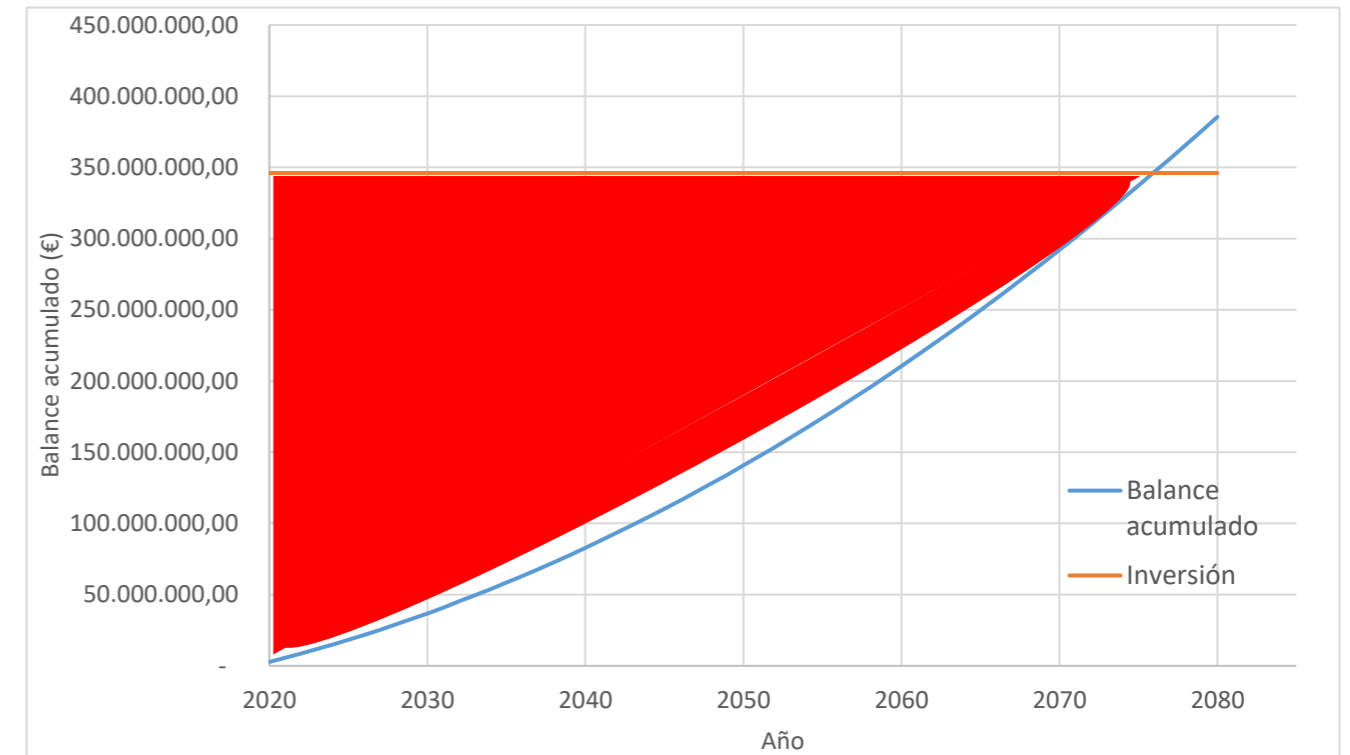


Figura 22. Balance acumulado frente a inversión inicial. Fuente: Propia

La inversión se amortizaría en el año 57 después de realizar la inversión, en el cual el balance entre la compra y venta de energía es de 356.022.269 €. De este dato se deduce que la inversión no es rentable, ya que sobrepasa los 40 años en los que se espera que como máximo se amortice una inversión de este tipo. No obstante, pueden existir alternativas para poder a llegar amortizarlo antes. El objetivo es aumentar la diferencia entre el precio de compra y venta de electricidad, para ello sería necesario el crecimiento obligado de la generación eléctrica mediante energías renovables, como la energía solar y eólica, ambas sin capacidad de regulación a la que este tipo de centrales podría complementar aportando ese factor de regulación en el sistema. También sería necesario la participación en el mercado intradiario de la energía con el fin de aumentar la diferencia entre los precios de compra y venta. Otra opción sería seguir el ejemplo del complejo hidroeléctrico de La Muela, y construir la central en dos fases diferentes, para que el funcionamiento de una sea la garantía para la construcción del resto de la central, al igual que pasa con La Muela I, que sirvió de garantía para la construcción de La Muela II.

11. Conclusiones

La energía hidroeléctrica reversible o de bombeo es sin duda un tipo de energía necesaria si se quiere llegar a un horizonte en el que el 100% de la producción sea renovable, debido a su flexibilidad y la capacidad de regulación que ofrece al sistema eléctrico, consumiendo la energía sobrante para volver a generarla en las horas de mayor demanda en forma de movimiento de agua, cosa que otro tipo de energía renovables no son capaces de hacer, aunque existen otros métodos para el almacenamiento de la energía con la salvedad de que se encuentran en fase de desarrollo más primario y deberán avanzar para seguir su desarrollo, por lo que en el corto y medio plazo las centrales reversibles serán quienes deban responder a las necesidades de almacenamiento energético del sistema.

En cuanto al proyecto, es un proyecto con una dificultad técnica bastante elevada debido a la dificultad que existe para la realización de una central en caverna y sobre todo de una galería inclinada para albergar la tubería forzada. Sería necesario la realización de un estudio geológico exhaustivo que permita realizar un diseño acorde y que permita deducir el coste real de la obra subterránea. Ya se cuenta con el ejemplo de la central hidroeléctrica de La Muela II, en la cual una de las partes de mayor dificultad fue la galería que une la balsa con la central, teniendo incluso que dividir este proyecto en varios tramos. Todo esto lleva a un gran costo de obra civil así también como de los elementos que forman la maquinaria hidráulica ya que al ser elementos tan singulares y de gran tamaño, es necesario un diseño específico que cumpla con las características requeridas de esta central.

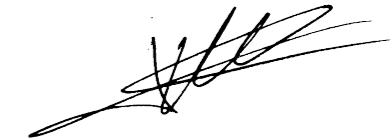
En este estudio de viabilidad se han considerado las principales variables intervinientes en el desarrollo del proyecto, así como las características más generales del terreno, el espacio disponible, la topografía, el emplazamiento y el aprovechamiento del embalse del Molinar, ya existente todo ello a partir de los recursos disponibles aunque bien es cierto que para un proyecto de esta dimensión esta información no es suficiente y sería necesario una campaña de campo exhaustiva para la correcta caracterización del macizo rocoso.

Desde el punto de vista medioambiental, la afección al agua es mínima, ya que esta central trabajaría siempre con el mismo volumen de agua, moviéndolo entre depósitos en función de la demanda, así que no existe afección alguna al caudal del río Júcar aguas debajo de la presa. Además, la afección permanente se limita a la balsa de acumulación ya que el resto de la obra es subterránea y no afecta al régimen hidrológico del río.

En base a todo lo desarrollado este proyecto y contando con la experiencia de la construcción de centrales como la Muela I y II, ya que se trata del mismo tipo de central además de encontrarse en un entorno parecido debido a la cercanía entre la central de La Muela y el Molinar podría ser viable la construcción de esta central, aunque para ello como se ha visto en el proyecto no bastaría con contar únicamente con el mercado diario de la electricidad para amortizar la gran inversión que requieren este tipo de centrales y sería necesario encontrar otras alternativas como lo son la integración de otro tipo de energías renovables sin capacidad de regulación como la solar o la eólica en la explotación de la central reversible sobre todo para abaratar costes

de compra de energía además de que se debería estudiar también en mercado intradiario y el de reserva secundaria (continuo). También se podría analizar la ejecución en dos fases distintas, al igual que ocurre con la Muela I, que se construyó como garantía de la Muela II.

Valencia, septiembre 2020



Alarcón Mínguez, José Manuel

12. Bibliografía

«Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 | IDAE, 2020». <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>.

«Embalse,2020». https://sig.mapama.gob.es/WebServices/clientews/snczi/default.aspx?origen=8&nombre=EMBALSE&claves=REF_CEH&valores=8026.

«EMBALSES: datos del embalse, 2020». https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/afo/embalse-datos.asp?ref_ceh=8026.

«Ficha Técnica de Presa, 2020». <https://sig.mapama.gob.es/WebServices/clientews/snczi/default.aspx?origen=8&nombre=PRESA&claves=CODPRESA&valores=8020001>.

«Infraestructuras hidráulicas: Aprovechamientos Hidroeléctricos Folleto Cortes La Muela 2, Iberdrola».

«Clima | Gobierno de Castilla-La Mancha, 2020». <https://www.castillalamancha.es/clm/enelcorazondeespanna/clima>.

«El complejo hidroeléctrico Cortes-La Muela – El blog de Víctor Yepes, 2020». <https://victoryepes.blogs.upv.es/2013/10/14/el-complejo-hidroelectrico-cortes-la-muela/>.

J. L. Adalid Elorza, E. Pons Castelló, F. A. Zapata Raboso, C. M. Ferrer Ferrer, y J. B. Torregrosa Soler, *Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de las balsas de riego con vistas a la seguridad*. Valencia: Conselleria de Medi Ambient, Aigua, Urbanisme i Habitatge, 2009.

«IBERDROLA CONSTRUYE LA MAYOR CENTRAL HIDRÁULICA DE BOMBEO DE EUROPA: LA MUELA II, 2002», *Iberdrola*. <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-construye-la-mayor-central-hidraulica-de-bombeo-de-europa-la-muela-ii-2539591920090928>.

«InfoIGME - Visor cartográfico del IGME, 2020». <http://info.igme.es/visorweb/>.

«Instituto Geográfico Nacional, 2020». <https://www.ign.es/web/ign/portal>.

«Instrucción para el Proyecto, Construcción y Explotación de Grandes Presas.» https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/seguridad-de-presas-y-embalses/marco-legislativo/legislacion_instruccion.aspx.

«MapasIGME - Portal de cartografía del IGME: Geomorfológico 50k - Hoja 744 (CASAS-IBÁÑEZ)». <http://info.igme.es/cartografiadigital/tematica/Geomorfologico50Hoja.aspx?intranet=false&id=744>.

«Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE, 2020». <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2016&system=1>.

«Panorama - Así funciona el mercado eléctrico español - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias, 2020» <https://www.energias-renovables.com/panorama/asi-funciona-el-mercado-electrico-espanol-20191007>.

«Sistema de Descargas de Curvas de Nivel, 2020». <https://castillalamancha.maps.arcgis.com/home/item.html?id=47e8bed700c145f3a1e0fdd24bea8bf9>.

«Turbinas hidráulicas | Energía hidráulica, 2020». <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas>.