



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ETS INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

# TRABAJO DE FIN DE MASTER

---

Estudio de soluciones para el proyecto de la central  
Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, en Bierzo Alto (León).

---

*Presentado por*

Picazo Utiel, David

---

*Para la obtención del*

Master Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

*Curso: 2021/2022*

*Fecha: Enero de 2022*

*Tutor: Solera Solera, Abel*





UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

COMPROMETIDA CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



## Tabla de contenido

Memoria .....	1
Introducción .....	1
Motivación y Justificación.....	3
Antecedentes.....	5
Alcance y objetivos .....	6
Descripción de la obra – Datos de partida .....	7
Análisis del proyecto original de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo. .....	8
Alternativas planteadas.....	11
Alternativa Seleccionada.....	13
Comparación del proyecto original con la alternativa seleccionada.....	17
Rendimiento y rentabilidad.....	18
Principales impactos medioambientales .....	19
Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) .....	21
Conclusiones .....	22
Anejos a la memoria .....	24
Planos adjuntos a la memoria .....	24
1.    Anejo 1. Estudio Energético.....	26
1.1.    Energías renovables y transición energética .....	27
1.2.    Posibilidades de regulación energética .....	29
1.2.1.    Condicionantes particulares del caso de aplicación .....	38
1.3.    Tipologías y clasificación de centrales hidroeléctricas reversibles.....	40
1.4.    Estudio del patrón de bombeo/turbinado .....	44
1.5.    Estudio de mercado .....	45
1.5.1.    Mercado intradiario de la energía .....	50
2.    Anejo 2. Estudio Topográfico .....	52
2.1.    Criterios para la selección del emplazamiento .....	52
2.2.    Selección de los posibles emplazamientos .....	54
2.2.1.    Comparación preliminar de alternativas.....	57
2.2.2.    Alternativa Sur .....	57
2.2.3.    Alternativa Noreste. ....	62
2.2.4.    Alternativa Noroeste .....	64
2.2.5.    Alternativa norte. ....	67
3.    Anejo 3. Estudio Geotécnico y Geológico .....	69
3.1.    Descripción general .....	69
3.2.    Condicionantes Geotécnicos.....	71
3.3.    Excavabilidad y calidad del sustrato rocoso .....	74

---



3.3.1.	Caverna de la central.....	77
4.	Anejo 4. Estudio del aprovechamiento hidroeléctrico.....	80
4.1.	Cálculo de las pérdidas de carga .....	80
4.2.	Cálculo para el modo turbina. ....	84
4.3.	Cálculo para el modo bomba. ....	84
4.4.	Rendimiento Global de la Instalación .....	85
4.5.	Golpe de ariete y oscilación en masa.....	89
4.5.1.	Golpe de ariete .....	89
4.5.2.	Oscilación en masa .....	91
4.6.	Estudio de la máquina hidráulica.....	93
5.	Anejo 5. Estudio de las alternativas .....	97
5.1.	Alternativas propuestas.....	97
5.1.1.	Selección de la alternativa a estudiar. ....	99
5.2.	Alternativa 0 – Solución del proyecto original de la Central Depuradora Reversible de Navaleo (Solución Sur).....	101
5.2.1.	Datos de partida. ....	101
5.2.2.	Generalidades del diseño propuesto .....	103
5.2.3.	Análisis de la solución del proyecto de la Central Depuradora Reversible de Navaleo. ....	105
5.2.4.	Análisis de la producción y del beneficio.....	111
5.2.5.	Mejora del diseño. Estudio del tiempo de cierre de la válvula de regulación. 112	
5.3.	Alternativa NE .....	116
5.3.1.	Descripción general.....	116
5.3.2.	Capacidad de los depósitos hidráulicos.....	119
5.3.3.	Capacidad y número de turbinas .....	121
5.3.4.	Limitaciones de la tubería forzada y de los depósitos .....	122
5.3.5.	Ciclo de explotación – Estudio de viabilidad de la regulación semanal 124	
5.3.6.	Selección del número de turbinas y de la potencia instalada .....	127
5.3.7.	Estudio de la relación diámetro-pérdidas de energía. ....	127
5.3.8.	Pérdidas de energía y rendimiento global.....	129
5.3.9.	Definición de los elementos y características de la alternativa propuesta. 130	
6.	Anejo 6. Estudio Hidrológico y Ambiental .....	134
6.1.	Inventario ambiental.....	134
6.1.1.	Descripción del lugar .....	134
6.1.2.	Estado de las masas de agua.....	136
6.2.	Identificación de las principales acciones sobre el medio ambiente .	142

---



6.3.	Identificación de los principales riesgos ambientales .....	142
6.4.	Elaboración de la matriz de impactos.....	143
6.5.	Medidas de mitigación .....	144
6.6.	Programa de vigilancia ambiental .....	145
6.7.	Diseño simplificado de la red de colectores.....	146
6.8.	Diseño del drenaje de aguas pluviales .....	149
6.9.	Localización de los vertederos de residuos sólidos .....	151
7.	Anejo 7. Valoración económica .....	155
7.1.	Consideraciones iniciales.....	155
7.2.	Cuadro de precios para el proyecto original de la CDR de Navaleo.	157
7.3.	Cuadro de precios para la alternativa propuesta .....	160
7.4.	Evaluación de la rentabilidad de la inversión.....	162
7.5.	Comentario sobre el ahorro de los costes energéticos en el proceso de aireación de una EDAR.....	163
8.	Anejo 8. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS). .....	167
	Referencias .....	170
	Planos .....	173

---



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

COMPROMETIDA CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

## Memoria

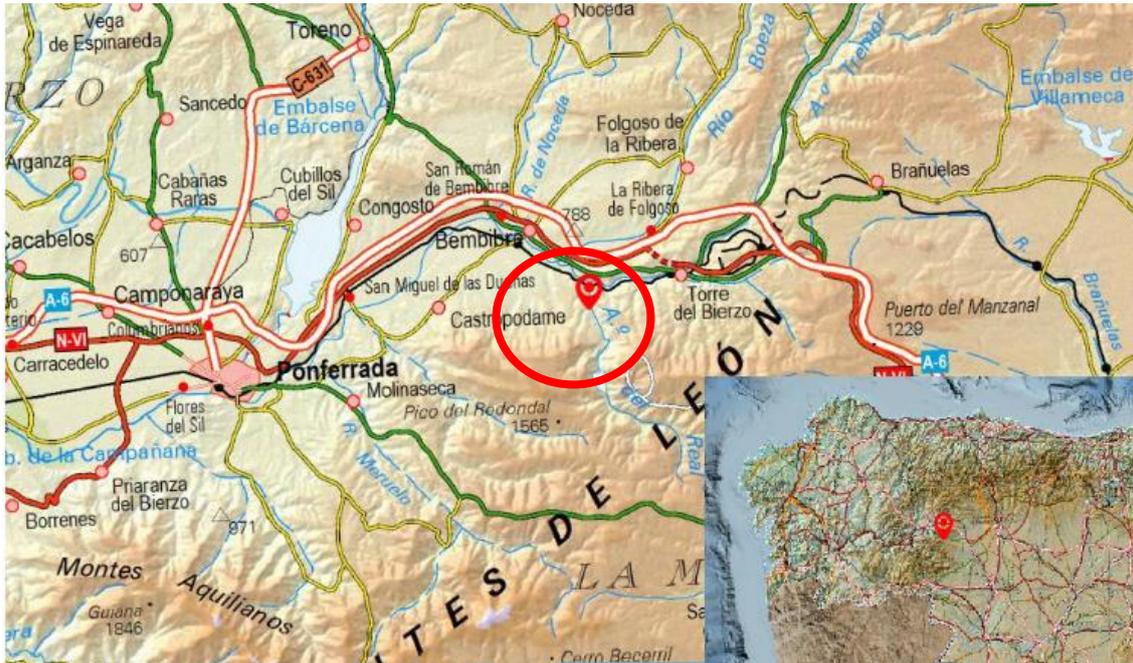
### Introducción

El presente trabajo académico tiene como objetivo poner en conjunto los conocimientos aprendidos durante los estudios de máster en Ingeniería de Caminos Canales y Puertos, centrándose en la disciplina de la hidráulica y las energías renovables. Para ello, se propone realizar un ejercicio de análisis sobre un proyecto actual que todavía no ha llegado a la fase de construcción, para que fruto de este estudio, puedan proponerse una serie de alternativas y mejoras a la solución adoptada en el proyecto real.

El proyecto sobre el que trata este trabajo académico es el de la construcción de una central hidroeléctrica reversible en la mina de Navaleo, situada en Bierzo Alto, León. El proyecto fue declarado Proyecto de Interés Común por la Unión Europea<sup>1</sup>, ya que cuenta con una doble finalidad, por un lado, se pretende regular una fuente de energía renovable, como es la energía eólica, cuya presencia es de especial relevancia en la zona. Por otro lado, aunque no sea el tema principal de este trabajo académico, el proyecto original también tiene como objetivo mejorar el estado químico de la masa de agua superficial asociada al río Tremor, la cual fue declarada como masa de agua en mal estado por la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil, al no alcanzar ésta el buen estado químico por la elevada concentración de metales pesados. La fuente contaminación se asocia, principalmente, a la mina de Navaleo, una antigua mina abandonada de carbón, cuyo cese ha hecho incrementar el nivel freático de la zona. Este hecho ha provocado la inundación la bocamina, la cual drena directamente al cauce del río Tremor, a través del arroyo del Rial, situado al sureste del municipio de Bembibre.

---

<sup>1</sup> Boletín Oficial del Estado. *Resolución de 30 de marzo de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Central Hidroeléctrica Reversible-Depuradora Navaleo, de 552 MW, bombeo de 548 MW, incluida infraestructura eléctrica de evacuación.* <<https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/09/pdfs/BOE-A-2021-5630.pdf>> [Consulta: 06/12/2021]



*Ilustración 1. Localización del proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo.*

A lo largo de este trabajo se analizan los principales elementos y características de la solución planteada en el proyecto original. Posteriormente se lleva a cabo un estudio de soluciones para seleccionar y estudiar las mejores alternativas posibles.

Finalmente se selecciona una alternativa y se determinan sus principales dimensiones y características, para así obtener un presupuesto y poder comparar la rentabilidad de esta alternativa con la solución inicial.

## Motivación y Justificación

La motivación para la realización de este trabajo proviene de la afinidad de mis estudios de máster con la naturaleza del proyecto. Por otro lado, la especial importancia que presenta el estudio de los recursos naturales, ya sea para el aprovechamiento de la energía o el de los recursos hídricos, es cada vez más relevante para la sociedad actual, en la que se suceden con mayor frecuencia episodios climáticos extremos que alertan sobre la necesidad de buscar alternativas a las fuentes de suministro actuales, al mismo tiempo que merman la capacidad de abastecerse por medio de fuentes renovables. Este fenómeno se puede apreciar tanto en la hidrología, a la hora de aprovechar los recursos hídricos, como en la meteorología, a la hora de aprovechar las fuentes de energía renovables.

A lo largo de mis estudios de máster he cursado asignaturas relacionadas con el aprovechamiento de los recursos hidráulicos y energéticos, algunos ejemplos son: Aprovechamientos Hidroeléctricos, Aprovechamientos y Obras Hidráulicas, Energía Solar Fotovoltaica en la Gestión del Agua, Planificación Hidrológica Avanzada, Hidrogeología Avanzada, o Tratamiento y Depuración de Aguas

Durante el estudio de estas asignaturas, he podido ir construyendo un esquema global y multidisciplinar, en el que todas estas asignaturas y disciplinas se interrelacionan entre sí, para dar un servicio vital a la sociedad, el acceso al agua y la energía.

En este contexto, se enmarca el proyecto de interés, en el que coexisten varias de las disciplinas mencionadas anteriormente. Además, el contexto socio-económico actual, invita a la promoción de proyectos similares al de aplicación, mayormente debido a la nueva Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética<sup>1</sup>. Ya que según se menciona en el Artículo 7. *“Generación eléctrica en dominio público hidráulico”, “[Al objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. A tal fin, se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles, siempre que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental.]”*.

En conclusión, este proyecto es vital importancia para la zona, ya que su construcción generará gran cantidad de puestos de trabajo tanto de forma directa como indirecta, haciendo que se trate de una prometedora inversión, ya no solo por el beneficio económico, sino por el efecto positivo que tendrá sobre el medio ambiente a largo plazo, pues la regulación que ofrece permitirá avanzar en la transición hacia las energías renovables y hacia la descarbonización atmosférica. Este efecto junto con la mejora de la calidad de las aguas superficiales, supone un beneficio socio-económico y ambiental de alto valor.

---

<sup>1</sup> España. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición Energética. BOE, 21 de mayo de 2021, núm. 121, p. 19-20 <<https://boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-8447-consolidado.pdf>>

## Antecedentes

La Central Depuradora Reversible de Navaleo pertenece a un proyecto mayor, con el que se pretende construir dos Centrales Depuradoras Reversibles (CDR), una junto al río Tremor y otra junto al río Cúa<sup>1</sup>. El concepto de Central Depuradora Reversible (CDR), se encuentra en los documentos a los que hace referencia la bibliografía de este trabajo académico, entendiéndose como tal, a la infraestructura hidráulica propia de una central de bombeo reversible, la que se emplea al mismo tiempo para depurar las aguas residuales de la captación que abastece a los depósitos hidráulicos.

El proyecto más avanzado es el de la CDR de Navaleo, el cual se encuentra en la fase inmediatamente posterior a la resolución favorable de la Declaración de Impacto Ambiental por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, al igual que cuenta con la resolución favorable por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que otorga autorización administrativa a la empresa CDR TREMOR, S.L para la instalación de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo.

La empresa CDR TREMOR, S.L pertenece al Grupo Lamelas Vitoria, cuya actividad empresarial ha estado vinculada históricamente a trabajos relacionados con la minería, enfocándose en la extracción de carbón y en la explotación de canteras de pizarra. Recientemente el grupo empresarial ha sufrido una transformación, orientando su actividad hacia el sector de las energías renovables.

A la hora de realizar este trabajo académico, no ha existido ningún tipo de relación con las sociedades aquí mencionadas, por lo que la información y conclusiones expuestas en este documento son fruto del análisis de la información de dominio público disponible en internet.

---

<sup>1</sup> Grupo Lamelas Vitoria. *La UE respalda el proyecto para producir luz en mina Navaleo.*  
<<https://grupolamelasvitoria.com/tag/central-depuradora-reversible/>>  
06/12/2021]

## Alcance y objetivos

Este trabajo académico tiene como principal objetivo encontrar una solución alternativa para el proyecto de la Central Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, para de esta forma, comparar la idoneidad de cada uno de los diseños. Para ello, se llevan a cabo una serie de estudios que sirven como base y justificación de la elección adoptada.

El proyecto original cuenta con dos partes bien diferenciadas, una de ellas centrada en el diseño de la central hidroeléctrica reversible, definiendo el diámetro de la tubería, su espesor, el tamaño y geometría de los depósitos, así como las principales características de la máquina hidráulica. Por otro lado, el proyecto cuenta con una parte enfocada en el tratamiento y depuración de las aguas residuales mineras, definiendo las concentraciones de entrada y de salida, el tamaño de los vertederos, y demás consideraciones para el diseño de una estación depuradora de aguas residuales mineras.

Es importante aclarar que este trabajo académico solamente se centrará en la parte enfocada en el diseño de la central hidroeléctrica reversible, por lo que no es objeto de estudio determinar las concentraciones de contaminante ni las técnicas de depuración más apropiadas para este tipo de estación depuradora.

Por otro lado, al tratarse de un estudio de soluciones, solamente se pretende obtener una visión general del diseño de la central. De esta forma, el esquema planteado en este trabajo, puede servir de base para estudios y proyectos posteriores, enfocados en la definición más detallada de los elementos de diseño.

## Descripción de la obra – Datos de partida

La central hidroeléctrica reversible de Navaleo se localiza al este de Ponferrada en la provincia de León. Cuenta con una potencia instalada de 552 MW para el turbinado y 548 MW para el bombeo, considerando un caudal equipado de 90 m<sup>3</sup>/s.

Esta potencia permite regular unos 3.63 GWh al día, ya que se plantea una regulación diaria. La central es de bombeo puro, es decir, se trata de un circuito cerrado, a excepción de los aportes necesarios para restituir las pérdidas por filtraciones y evaporación, que serán obtenidos del efluente de la bocamina de Navaleo.

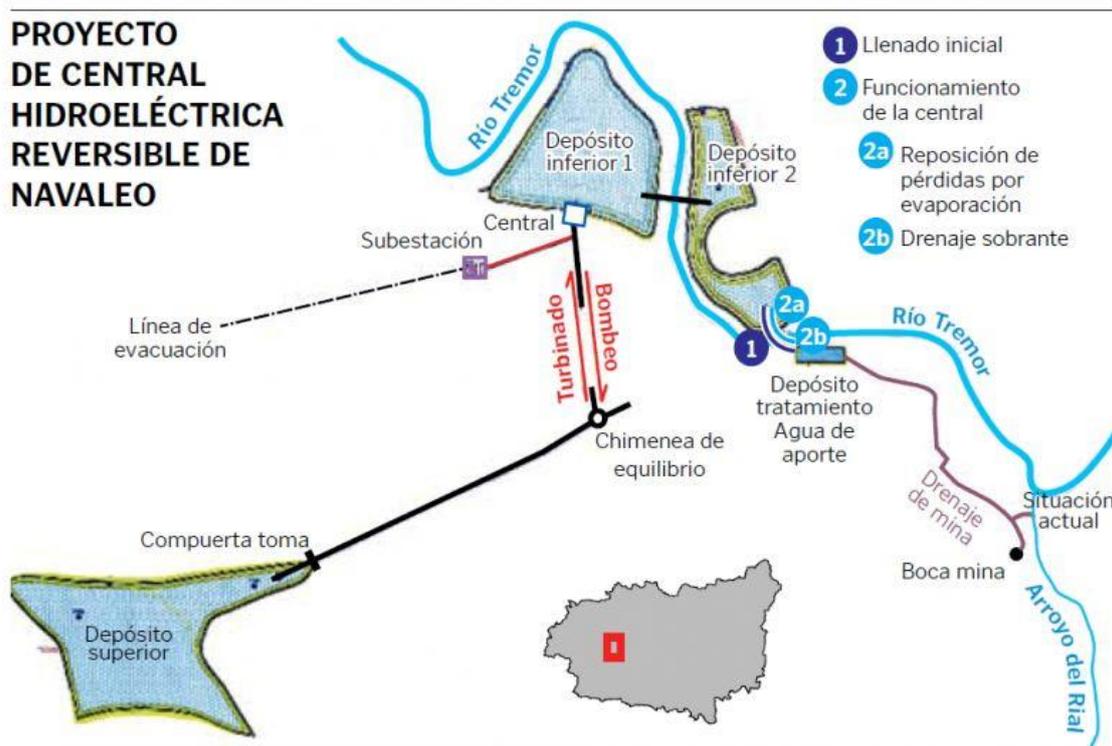


Ilustración 2. Esquema del proyecto de la Central Depuradora Reversible de Navaleo. Fuente: Grupo Lamelas Vilorio.

La instalación aprovecha un salto bruto de 710 metros, mientras que el salto neto nominal es de unos 695 metros. En el modo bombeo, a esta distancia se le denomina altura manométrica, y su valor es de 719 metros. Esto nos indica las pérdidas de energía en el proceso, por lo que se pierden 15 m.c.a en el turbinado y 9 m.c.a en el modo bombeo, haciendo un total de 24 m.c.a.

El volumen de cada uno de los depósitos es de 2.22 hm<sup>3</sup>, con una profundidad máxima de unos 15 metros, hasta el nivel mínimo de explotación.

La tubería forzada se divide en tres tramos, un primer tramo de baja presión, construido de hormigón armado sobre zanja, con 5.6 metros de diámetro y 819 metros de longitud. El segundo tramo es una tubería de acero excavada, y está sometido a la influencia del golpe de ariete. Su diámetro es de 4.2 metros y cuenta con una longitud de 1606 metros. Por último, el tercer tramo, o túnel de aspiración, es idéntico al primero, con la diferencia de que su longitud es superior, hasta llegar a los 2666 metros.



La división en tres tramos se debe a la presencia de elementos de protección que permiten disipar la energía del golpe de ariete. En este caso se opta por emplear chimeneas de equilibrio, que se disponen entre el primer y segundo tramo y entre el segundo y el tercero.

La central se proyecta en caverna, excavada en cuarcitas, y situada bajo la cota del depósito inferior para evitar el problema de cavitación. Se disponen tres grupos turbina – generador Francis de 30 m<sup>3</sup>/s cada uno.

Adicionalmente se proyecta una subestación transformadora y una línea eléctrica de evacuación, que transportará la energía a una tensión de 400 KV.

### Análisis del proyecto original de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo.

Antes de llevar a cabo el estudio para determinar las posibles alternativas, se analiza la solución propuesta en el proyecto original. Para ello, se programan las formulaciones matemáticas descritas en el anejo 4, siguiendo un proceso iterativo de cálculo.

Aunque en este caso se conoce el caudal de bombeo y turbinado debido a que se indica su valor en el documento de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), al igual que en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), esto no será así para el resto de alternativas. Es por ello que se ha desarrollado una hoja de cálculo en la que se ha programado la totalidad de las formulaciones descritas en el anejo 4, así como sus respectivas vinculaciones.

En primer lugar se comprueba que los resultados obtenidos para el cálculo de las pérdidas de energía son coherentes con los datos publicados en el informe de la CNMC. Al mismo tiempo, se comprueban las presiones en el interior de la tubería forzada y se calcula el espesor necesario para no plastificar el material. Este espesor viene condicionado por el fenómeno del golpe de ariete, que ha sido calculado mediante las formulaciones expuestas en el anejo 4. Adicionalmente, se han contrastado estos resultados con los obtenidos tras emplear el software Allievi. El detalle de este proceso, así como los resultados pueden consultarse en el anejo 5, dentro del apartado 5.2.

A partir del ciclo de explotación fijado para la comparación entre alternativas (véase el apartado 5.3.5 del anejo 5), junto con el dato del salto bruto y la capacidad de los depósitos, se determina la potencia de la instalación, el caudal de turbinado y el caudal de bombeo. Los resultados permiten comprobar el diseño de la solución inicial, y validar el proceso de cálculo para el resto de alternativas.

Para determinar el caudal de bombeo es necesario llevar a cabo un proceso iterativo, ya que éste depende de las pérdidas de energía, que a su vez dependen de la velocidad del flujo.

En el resto de alternativas, adicionalmente, ha sido necesario determinar la influencia del diámetro de la tubería en las pérdidas de carga y en el rendimiento global de la instalación. Esto no se ha realizado para la solución inicial puesto que estas magnitudes vienen prefijadas. Los resultados más relevantes de este estudio se exponen en el apartado 5.2.3 y en el apartado 5.3.9 del anejo 5.

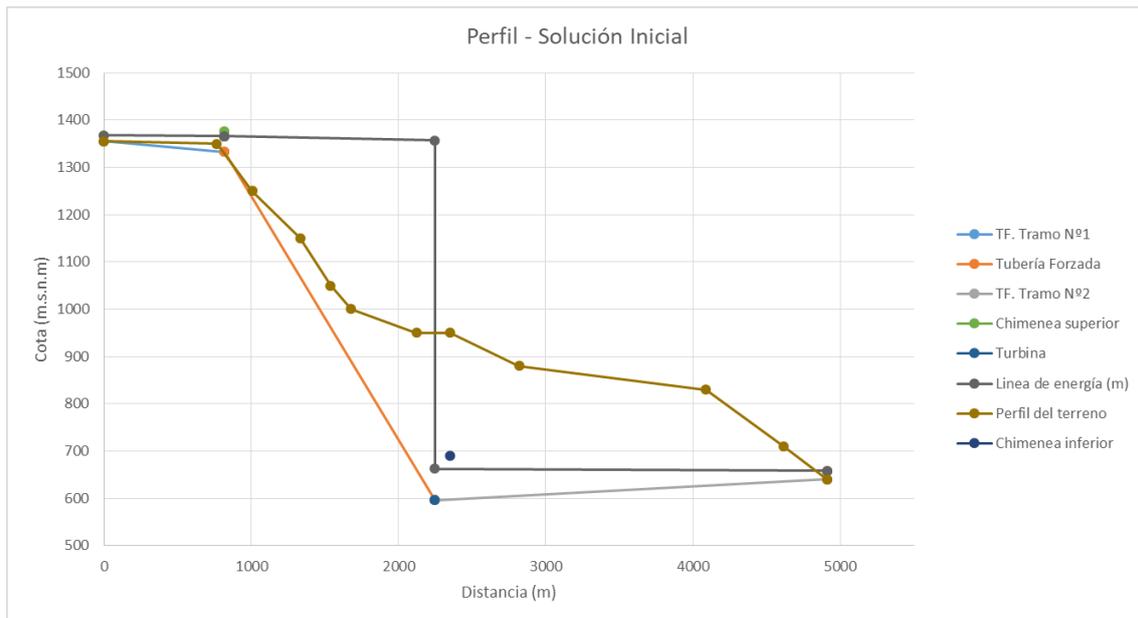


Figura 1. Resolución del circuito hidráulico para la solución inicial-Modo turbina. Fuente: Elaboración propia (Véase el anejo 5).

Con el objetivo de ahondar en el estudio de la solución propuesta, se ha llevado a cabo un análisis de la influencia del tiempo de cierre ante una situación de emergencia, en las sobrepresiones producidas por el golpe de ariete (véase el apartado 5.2.5 del anejo 5), y por tanto, en el sobreespesor de tubería necesario para evitar la plastificación del material. Para ello se ha empleado el software Allievi, en el que se ha modelado el circuito hidráulico del proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo.

El fenómeno transitorio se modela mediante una válvula hidráulica que simula a la turbina hidráulica. Para ello, en primer lugar, se calcula el porcentaje de apertura inicial que hace coincidir la pérdida de energía en ese punto con el salto neto de la turbina. Finalmente, se establece una ley de cierre lineal entre el punto anteriormente calculado y un cierre completo para un tiempo determinado. Este proceso se repite sucesivamente, tomando como variable el tiempo de cierre de la válvula de regulación.

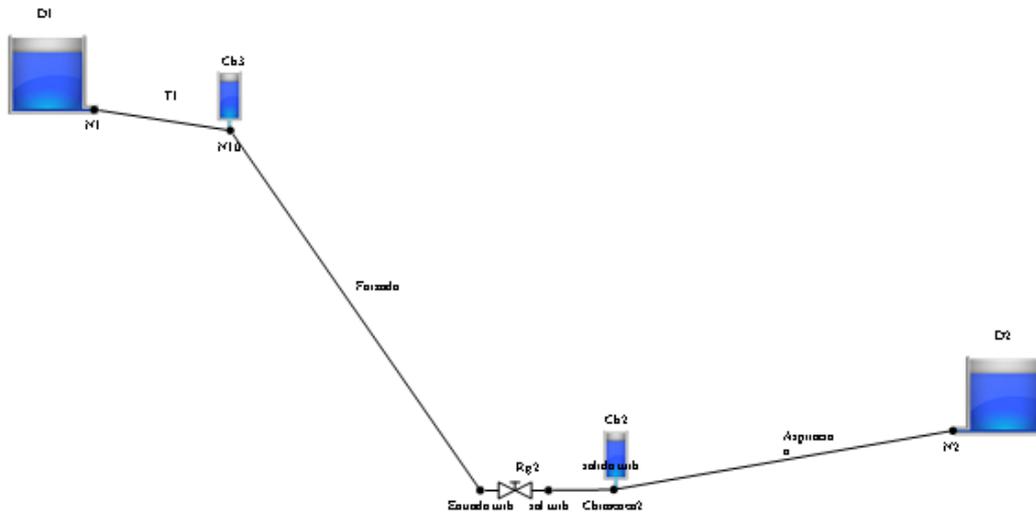


Figura 2. Esquema de cálculo para el software de Allievi.

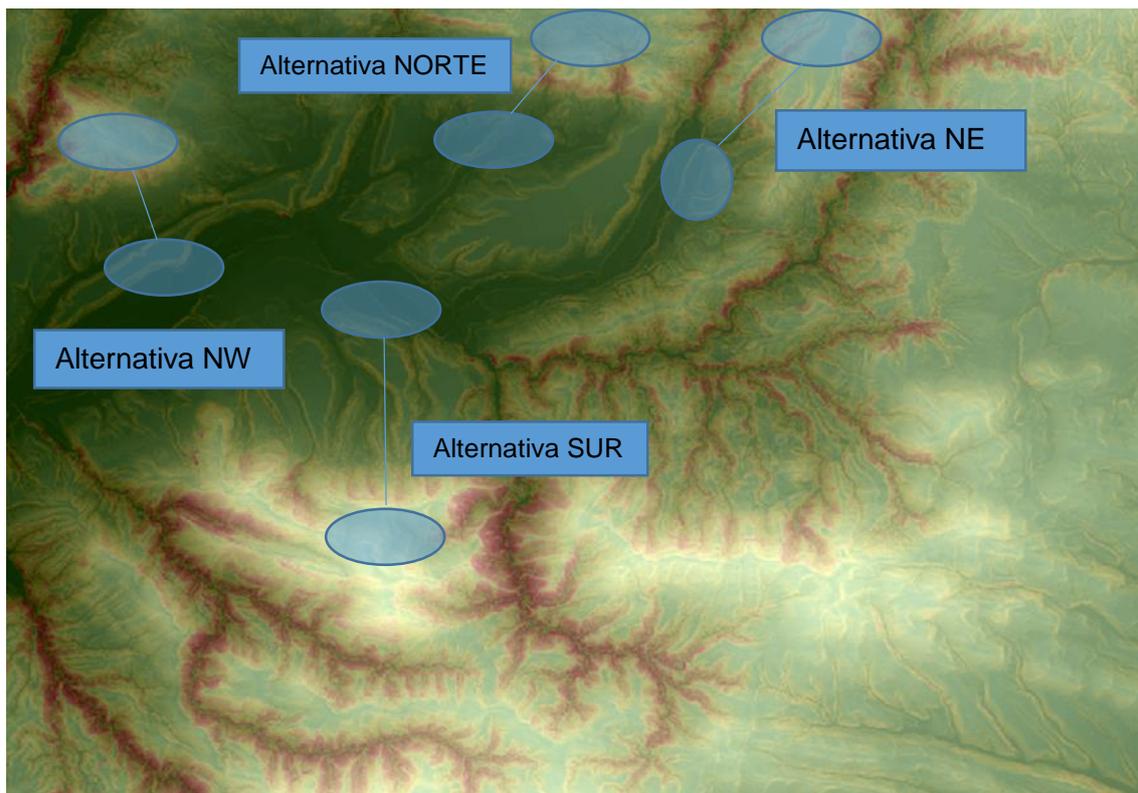
Los resultados que se obtienen, indican que no es necesario llegar a tiempos de cierre superiores a los 20 segundos, ante una situación de emergencia, al igual que tampoco es recomendable tiempos de cierre inferiores a 10 segundos, ya que el espesor de tubería necesario crece considerablemente conforme se reduce el tiempo de cierre.

Adicionalmente, se comprueba que la sección y altura de las chimeneas definida en el proyecto original cumplen con los requisitos necesarios para evitar el sobrevertido y el fenómeno de resonancia.

## Alternativas planteadas

Para encontrar las mejores alternativas, se lleva a cabo un estudio topográfico (véase el anejo 2), mediante el que se identifican tres posibles emplazamientos, teniendo en cuenta el desnivel del terreno y el espacio disponible para albergar los depósitos. Este estudio se lleva a cabo mediante el tratamiento de la información disponible sobre la elevación del terreno, mediante un software GIS (Sistema de Información Geográfica), con el que se ha realizado un cálculo RASTER sobre un modelo digital de elevaciones del terreno. Con ello, se obtiene una imagen donde resulta fácil visualizar las zonas con mayores desniveles y con orografías favorables para la construcción de los depósitos.

A continuación se muestra el resultado anterior. En la imagen siguiente, el color verde oscuro indica una depresión del terreno, mientras que el color blanco indica un punto alto. Sobre esta imagen se ha superpuesto un mapa de pendientes, en el que el color rojo indica fuertes pendientes e irregularidades del terreno. Por tanto, las zonas más aptas serán aquellas con un fuerte gradiente de colores desde el blanco hasta el verde oscuro, intentando evitar, en la medida de lo posible, la presencia de colores rojizos. En la imagen se indica el resultado aproximado de las zonas donde se cumplen las condiciones anteriores.



*Figura 3. Posibles emplazamientos para las alternativas. El color verde indica depresiones del terreno y el color blanco puntos altos. El color rojo indica fuertes pendientes y rugosidad del terreno.  
Fuente: Elaboración propia.*

Hay que resaltar que la imagen anterior no pretende mostrar el detalle del valor numérico de la cota del terreno ni tampoco la localización exacta de las alternativas, sino más bien visualizar en términos relativos las zonas donde buscar emplazamientos para los depósitos y la caverna de la central. La leyenda de la imagen puede encontrarse en el anejo 2, en el apartado 2.2

De las alternativas que se muestran en la imagen anterior, se descartan tanto la alternativa Norte como la alternativa Noroeste. La primera de ellas cuenta con un salto bruto y una superficie aprovechable muy reducida en relación al resto de alternativas, por lo que permitirá regular menos energía (Véase el anejo 2). Además, el mero hecho de poder regular menor cantidad de energía implica que la rentabilidad que obtendremos posiblemente también sea inferior, ya que en este tipo de infraestructuras domina la economía de escala (Véase el apartado 1.5 del anejo 1).

La alternativa Noroeste queda descartada debido a posibles inconvenientes en relación con los riesgos geotécnicos de la zona. Tal y como se muestra en la siguiente imagen, se aprecia un antiguo deslizamiento de tierras, evidenciado por la presencia de un cono aluvial.

El riesgo de deslizamiento se debe la geología de la zona, debido a que está compuesta por estratos de areniscas y pizarras con planos de foliación y buzamiento de 21° sexagesimales en dirección de la máxima pendiente del terreno. (Véase el apartado 3.2 del anejo 3).

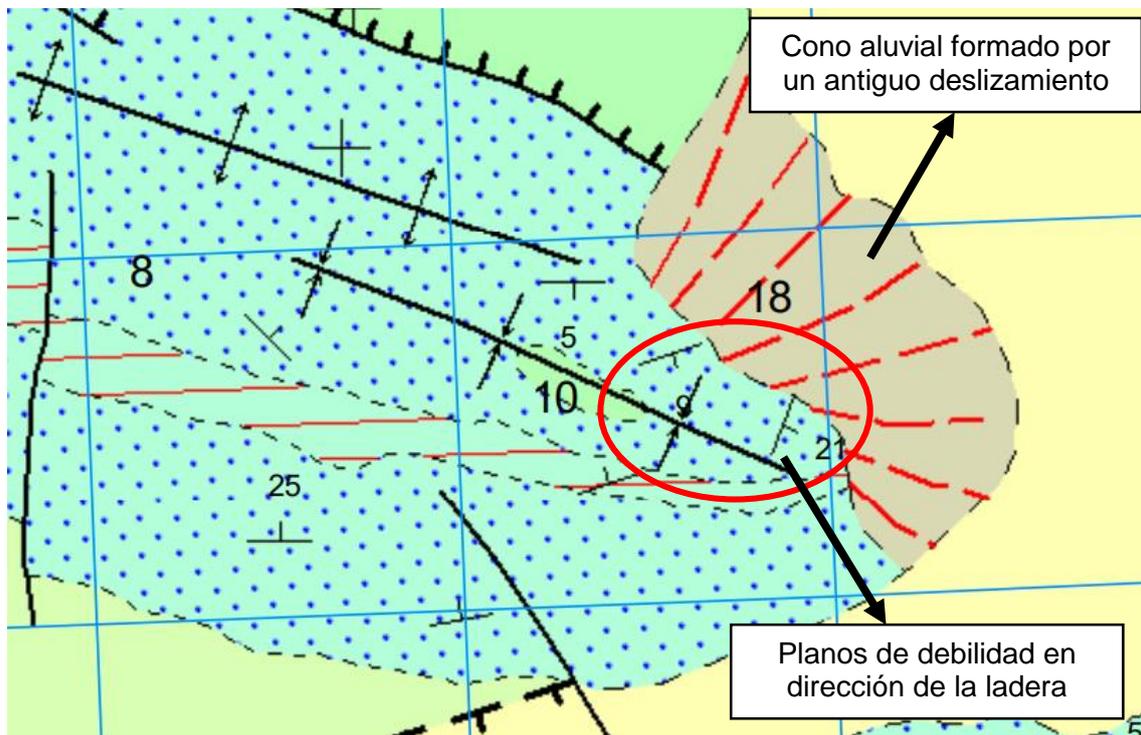


Figura 4. Mapa geológico del emplazamiento del depósito superior para la alternativa noroeste. Evidencias de riesgos geotécnicos asociados a deslizamientos de ladera. Fuente: IGME.

## Alternativa Seleccionada

La alternativa finalmente seleccionada es la alternativa Noreste, situada en el municipio del Folgoso de la Ribera. Esta alternativa se localiza en la margen izquierda del río Boeza, el cual se ve afectado por problemas en relación con la elevada concentración de níquel presente en el agua, debido a los vertidos del efluente proveniente de las minas abandonadas de la zona.

El terreno sobre el que se plantea la construcción de la caverna de la central está compuesto por material detrítico y terrazas aluviales en superficie, y por una mezcla de pizarras y areniscas en profundidad. Estos últimos estratos suelen ser impermeables, con un drenaje fisural, por lo que será necesario un sistema de bombas de achique para evacuar posibles fugas de agua o filtraciones.



Figura 5. Emplazamiento de la alternativa noreste.

En la imagen anterior se muestra el esquema en planta de la obra. Esta cuenta con un salto bruto de 450 metros con una distancia entre depósitos de unos 3.6 kilómetros.

Si se considera una profundidad de aproximadamente 15 metros, se obtiene un volumen de almacenamiento de unos  $3.8 \text{ hm}^3$ . A pesar de que el volumen es superior al de la alternativa Sur (proyecto original) no es posible plantear una regulación semanal, debido a que el volumen de agua reservado para bombear el día más barato y turbinar el día más caro de la semana supone un coste de oportunidad muy elevado, ya que el beneficio que se obtiene de esta práctica es inferior al que se obtendría en una regulación diaria (Véase el apartado 5.3.5 del anejo 5).

Por tanto, se plantea una regulación diaria, con un ciclo de explotación tal y como se muestra en el siguiente gráfico, donde se indica el porcentaje de tiempo que se

turbina o bombea por cada hora del día, al igual que el porcentaje de llenado de los depósitos en cada momento.

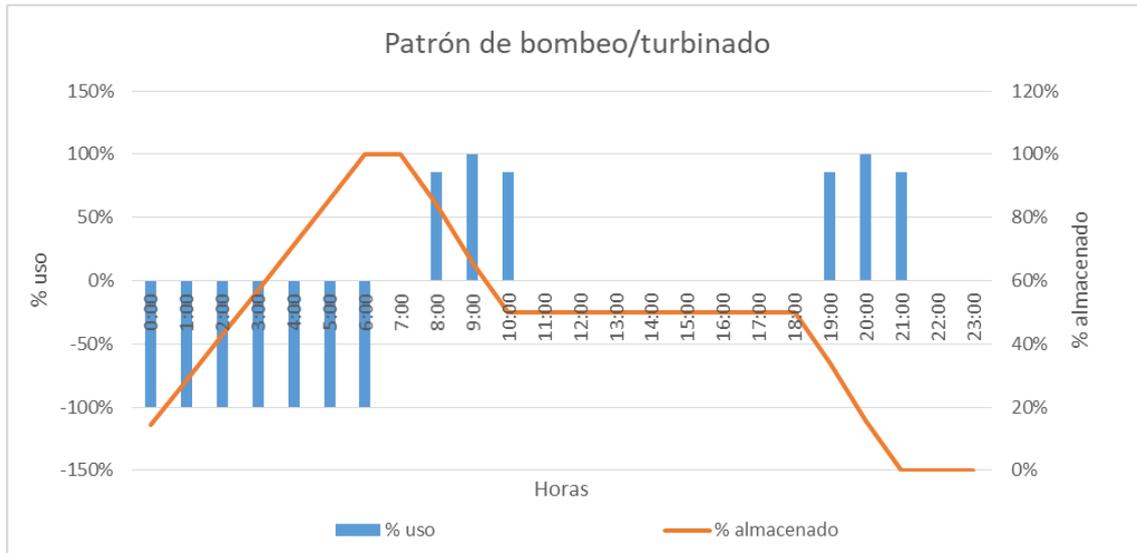


Figura 6. Ciclo de explotación para la Alternativa Noreste. Elaboración propia.

El esquema de la obra es similar al planteado en el proyecto original de la Central Depuradora Reversible (CDR) de Navaleo, distinguiendo tres tramos de tubería forzada.

El primer tramo será de hormigón armado, ejecutado en zanja, con un diámetro de 7 metros y una longitud de 489 metros, que conectará el depósito superior con la chimenea de equilibrio superior. El motivo de esta elección se debe a que en este tramo la cota de la tubería se encuentra muy cerca de la línea de energía (cota del depósito superior), por lo que la presión que soporta la tubería es muy baja. Ello permite diseñar el diámetro y espesor de la tubería para que ésta soporte dicha presión. Por otro lado, el diámetro adoptado para este tramo está muy cerca del máximo posible, ya que la técnica Raise Boring Rig no permite ejecutar túneles de más de 8 metros de diámetro (véase el apartado 3.3 del anejo 3). Hay que destacar que aunque las pérdidas por fricción en una tubería de hormigón serán superiores a las obtenidas en una tubería de acero, debido al coeficiente de rugosidad, el coste de construcción del hormigón es muy inferior al del acero. Por otro lado, al colocar una chimenea de equilibrio al final de este tramo, se aísla el mismo de la influencia del golpe de ariete, quedando sometido al fenómeno de oscilación en masa. Esta geometría permite ahorrar costes de construcción en comparación con una tubería en línea recta excavada en túnel desde el depósito superior hasta el depósito inferior (Véase el apartado 5.2.2 del anejo 5).

El segundo tramo será excavado en roca y estará conformado por una tubería de acero, siendo la partida de obra que más comprometerá el presupuesto de la obra. El diámetro se fija en unos 6.2 metros, con una longitud del tramo de 809 metros.

La caverna de la central será excavada de forma que la turbina quede por debajo de la cota del depósito inferior para evitar problemas de cavitación. Se dispondrán un total de 6 turbinas Francis con una caudal equipado de 30 m<sup>3</sup>/s cada una.

El último tramo de tubería será excavado en roca, con el mismo diámetro y material que el primer tramo de tubería, pero con una longitud de 2053 metros.

La justificación de las dimensiones adoptadas se detalla en el anejo 5.

Una vez definidas las principales dimensiones y características de la alternativa propuesta, es posible calcular las pérdidas de energía y el rendimiento global de la central, que será uno de los indicadores más importantes a la hora de evaluar la rentabilidad del proyecto.

A continuación se muestra una tabla con la evolución de la línea de energía a lo largo del perfil de la obra. Para más detalle sobre el cálculo de las pérdidas véase el apartado 4.1 del anejo 4.

Punto del perfil longitudinal	Longitud acumulada de tubería (m)	Modo turbina		Modo bomba	
		cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)	cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)
Depósito superior	0	1190.0	0	1190.0	-1.5
Chimenea de equilibrio superior	489.3	1187.6	-2.4	1191.5	-1.9
Entrada a la turbina	1297.9	1184.5	-3.1	1193.4	456.8
Salida de la turbina	1297.9	745.6	-438.9	736.6	-0.2
Chimenea de equilibrio inferior	1409.52	745.3	-0.3	736.7	-3.3
Depósito inferior	3356.2	740.0	-5.3	740.0	0
Pérdidas totales			-11.1		-6.8

Tabla 1. Cálculo de las pérdidas de energía para la alternativa seleccionada.

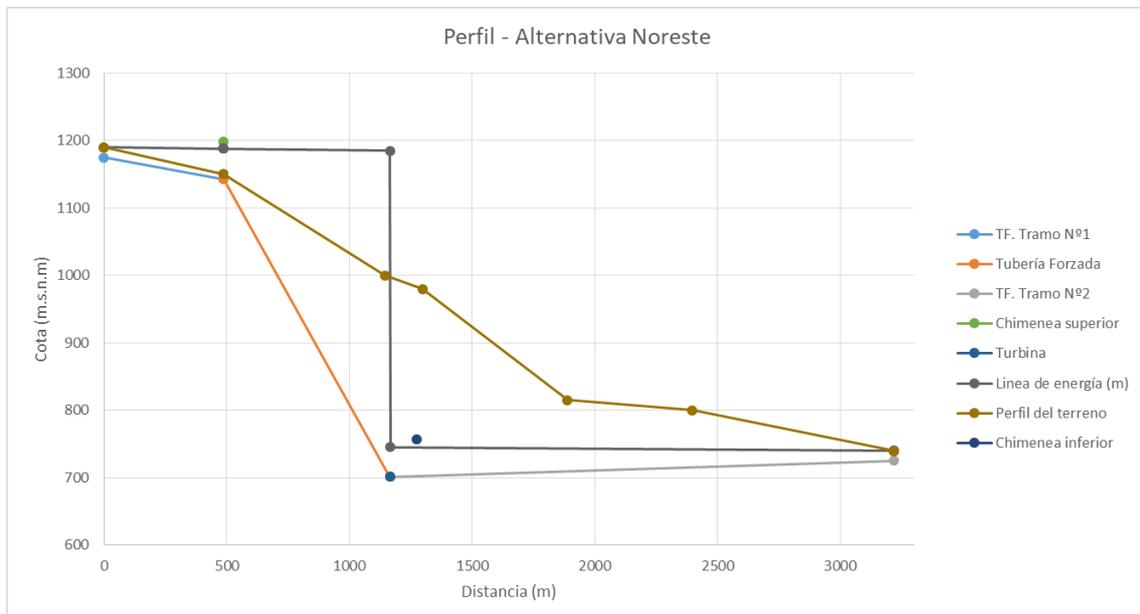


Figura 7. Resolución del circuito hidráulico para la alternativa noreste-Modo turbina. Fuente: Elaboración propia.

Con las pérdidas de energía indicadas anteriormente, se obtiene un rendimiento global de la instalación del 78.3%, aproximadamente.



La altura y la sección de las chimeneas de equilibrio han sido calculadas para evitar el vertido de agua durante el fenómeno del golpe de ariete, al mismo tiempo que se pretende evitar el fenómeno de resonancia mediante la fijación de una sección mínima. Las formulaciones empleadas para el cálculo pueden ser consultadas en el anejo 4 (apartado 4.5.2), mientras que los resultados obtenidos se exponen para cada alternativa en el anejo 5 (apartados 5.2.3 y 5.3.9). La chimenea inferior necesitaría una altura de 54.5 metros y un diámetro de 27.2 metros, mientras que la chimenea superior necesita una altura de 48 metros y un diámetro de 25 metros.

### Comparación del proyecto original con la alternativa seleccionada

Con el objetivo de comparar la alternativa seleccionada con la solución propuesta en el proyecto original, se ha calculado el beneficio de operación siguiendo un mismo ciclo de explotación en ambos casos, y considerando un determinado patrón de evolución de precios a lo largo del día.

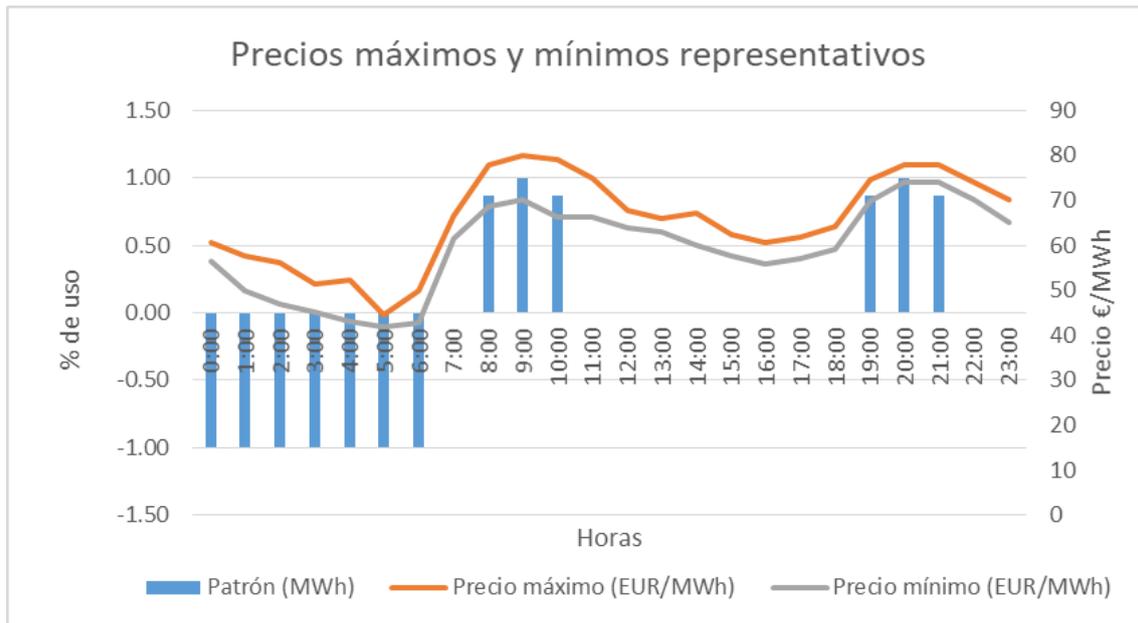


Figura 8. Precios máximos y mínimos diarios del día 01/10/2018. Patrón de bombeo/turbinado propuesto. Fuente: Omie.

En el caso de los costes de construcción, se ha seguido las indicaciones del Plan de Energías Renovables 2011-2020, publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), al mismo tiempo que se han estimado las partidas de obra por comparación con otros proyectos similares, como es el caso del proyecto de Cortes – La Muela II (Véase el anejo 7).

Para el proyecto original de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo, se obtiene un rendimiento global del 78.35%, con una potencia instalada de 552 MW capaz de regular unos 3.1 GWh al día. Con ello, se obtiene un beneficio neto anual de 18.4 millones de euros, con una inversión inicial de 534 millones de euros, consiguiendo una tasa interna de retorno del 2.38% en un periodo de 50 años.

En el caso de la alternativa propuesta, se obtiene un rendimiento global del 78.33%, con una potencia instalada de 700 MW capaz de regular unos 3.5 GWh al día. Ello implica obtener un beneficio neto anual de 20.7 millones de euros, afrontando una inversión inicial de 461 millones de euros, consiguiendo una tasa interna de retorno del 3.81% en un periodo de 50 años.

## Rendimiento y rentabilidad

Uno de los factores que más condiciona la rentabilidad de la inversión es el rendimiento de la instalación, que a su vez está condicionado por las pérdidas de energía por fricción. Por tanto, para maximizar el rendimiento es necesario minimizar las pérdidas de energía por cada ciclo, aunque ello nos podría conducir a sobredimensionar el diámetro de la tubería acarreando costes de construcción prohibitivos. La solución óptima sería aquella que maximiza la tasa interna de retorno del proyecto. Sin embargo, este indicador depende de demasiadas variables, por lo que, con el objetivo de no complicar en exceso el proceso de cálculo, se ha optado por realizar un análisis de sensibilidad a fin de determinar la influencia del diámetro asociado al tramo de tubería de acero en el rendimiento global de la instalación.

El análisis realizado puede consultarse en el apartado 5.3.7 del anejo 5. A continuación se muestra un gráfico con los resultados del análisis de sensibilidad, en el que se observa la influencia del diámetro de la tubería sobre el rendimiento y la potencia instalada.

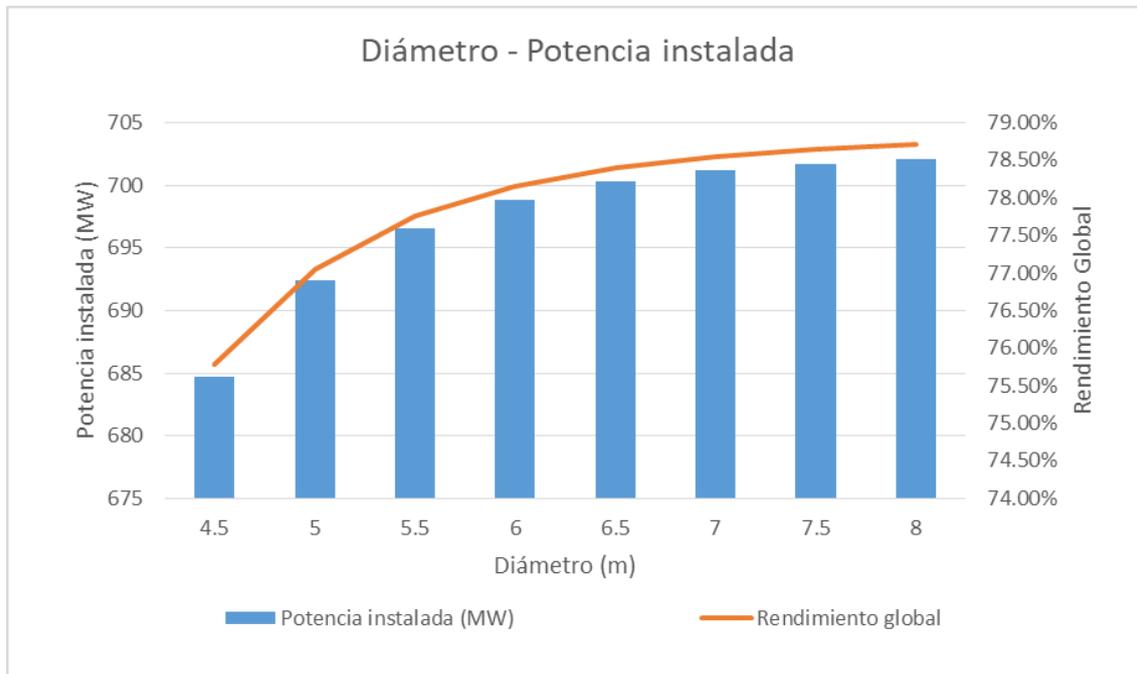


Figura 9. Variación de la potencia instalada y del rendimiento global en función del diámetro de tubería entre las dos chimeneas de equilibrio. Elaboración propia.

Para que la alternativa seleccionada sea competente con la solución inicial, es necesario que al menos el rendimiento global y la potencia instalada sean similares. En el gráfico anterior se aprecia cómo para un diámetro de entre 6 y 6.5 metros se obtiene un rendimiento muy similar al de la solución inicial (78.3%), al mismo tiempo que se llega a una potencia instalada muy superior (700 MW en lugar de 552 MW). Esta mejora en la rentabilidad del proyecto se ve contrarrestada con un mayor coste por metro lineal de tubería. Sin embargo, el coste total de la tubería de acero es inferior para la alternativa seleccionada (161.8 millones de euros en lugar de 257), debido a la menor longitud de tubería (809 metros frente a 1606). (Véase el anejo 7)

## Principales impactos medioambientales

El emplazamiento de la obra para la alternativa seleccionada se sitúa en las inmediaciones de una zona antropizada, junto a la ribera del río Boeza. Ello implica posibles afecciones al medio ambiente y a las personas.

Con el fin de minimizar al máximo las posibles afecciones, se ha realizado un Estudio de Impacto Ambiental (Véase el anejo 6), en el que se ha llevado a cabo un inventario ambiental, identificando las principales especies animales y vegetales, así como las principales particularidades del entorno. Adicionalmente, se ha extraído información sobre el estado ambiental de las masas de agua superficiales, según los datos publicados por la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil en su Plan Hidrológico de Cuenca 2022-2027.

La masa de agua superficial del río Boeza se encuentra en mal estado por incumplimientos en la concentración de níquel del agua. Esto se debe principalmente a la contaminación producida por las aguas residuales mineras que vierten su efluente al cauce del río. Este río es tributario del río Tremor, por lo que la mejora en la calidad en el río Boeza también repercutirá en una mejora cualitativa en el río Tremor.

Por otro lado, el estudio de los posibles riesgos medioambientales, así como de las principales acciones derivadas de las obras previstas, permite valorar los posibles impactos medioambientales. Estos impactos han sido evaluados en tres niveles: Bajo, Moderado, y Alto, con el objetivo de identificar las acciones y riesgos ambientales más importantes.

A continuación se muestra la tabla obtenida para los impactos medioambientales del proyecto.

Acción/Riesgo	Desbroce y excavación	Transporte de materiales	Perforaciones	Instalaciones eléctricas	Toma de agua superficial	Residuos sólidos	Sobrevertido
Deforestación	Alto			Alto			
Incendio				Alto			
Vibraciones y ruidos	Medio	Medio	Alto	Bajo			
Contaminación del suelo		Medio				Alto	Medio
Pérdida Biodiversidad	Alto		Bajo	Alto	Bajo	Bajo	Medio
Caudales ecológicos					Bajo		
Polvo	Alto	Alto					
Aceites y otros químicos		Alto					

Tabla 2. Matriz de impactos. Elaboración propia.

Una vez identificados los impactos más relevantes, se proponen una serie de medidas de mitigación, así como un programa de vigilancia ambiental (Véase el anejo 6).



Una de las medidas propuestas es la correcta impermeabilización de los vertederos de residuos sólidos. Estos albergarán altas concentraciones de metales pesados, por lo que conviene emplear materiales que garanticen la impermeabilización. Dada la presencia de minas de antracita en la zona, podría exigirse el empleo de una mezcla de antracita y bentonita como revestimiento para el vertedero. Esta composición ha sido probada de forma exitosa como material de revestimiento debido a su perfil de porosidad y a sus propiedades absorbentes, lo cual permite capturar las posibles fugas de níquel.

En el programa de medidas del Plan Hidrológico del Miño-Sil se indica la construcción de una EDAR para tratar las aguas residuales urbanas del Folgoso de la Ribera. Es importante destacar que en caso de construir tanto la EDAR para aguas residuales urbanas como la EDAR para aguas residuales mineras, es conveniente separar ambas corrientes, ya que de lo contrario se verían afectados ambos procesos de depuración. Por otro lado, estas corrientes han de ser recogidas mediante una red de colectores que permita llevar el vertido desde el punto drenaje hasta la EDAR. El detalle del esquema de la red de colectores, así como la explicación de los procesos físico-químicos se muestra en el apartado 6.7 del anejo 6.

Adicionalmente, es necesario garantizar un correcto drenaje de las aguas pluviales en caso de sobrevertido de los depósitos hidráulicos. Se propone orientar el diseño del vertedero del depósito superior hacia el arroyo de la Collada, que conecta ambos depósitos. Con ello, la infraestructura debería ser capaz de drenar toda el agua sobrante por dicho arroyo ante un episodio de fuertes lluvias, evitando daños a las personas, a las infraestructuras y al medio ambiente.

## Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

El 25 de septiembre de 2015, se celebró una asamblea en Nueva York, promovida por las Naciones Unidas, para definir unos objetivos de desarrollo capaces de combatir los efectos del cambio climático y la desigualdad económica, entre otros. En total se definieron 17 objetivos, que han de cumplirse para el año 2030.

Se define como desarrollo sostenible, aquel que es capaz de satisfacer las necesidades actuales sin comprometer las necesidades futuras. Para cumplir con la definición, deberíamos ser capaces de poder predecir correctamente el crecimiento futuro de la tecnología y de las necesidades humanas. Por otro lado, para satisfacer las necesidades actuales también se ha de definir claramente qué se considera o no una necesidad. Como vemos, la base de estos objetivos se articula sobre criterios que distan de ser objetivos, ni siquiera fáciles de definir.

Centraré el desarrollo de este apartado en los objetivos más afines al tema de este trabajo académico. El proyecto de interés, ayuda en la consecución de, al menos, 4 de ellos, de forma directa, estos son: El N° 6 “Agua limpia y Saneamiento”, el N° 7 “Energía asequible y no contaminante”, el N° 9 “Industria, innovación e infraestructura” y el N° 15 “Vida de ecosistemas terrestres”.



Ilustración 3. Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: Página Web de las Naciones Unidas.



## Conclusiones

El proyecto en el que se enfoca este trabajo académico, establece una aplicación novedosa para la tecnología de las centrales de bombeo reversible, haciendo la inversión más rentable al poder cumplir con varios objetivos al mismo tiempo. El esquema planteado permite que el proyecto obtenga una gran sinergia de los procesos que tienen lugar en la central. Por un lado, el proceso de re-aireación que se da en el bombeo y turbinado, permite ahorrar los costes energéticos que tendría una EDAR en el proceso de precipitación de metales pesados. Por otra parte, los depósitos hidráulicos sirven a su vez como tanques de almacenamiento de energía, así como tanques de precipitación, lo que permite cumplir con el doble objetivo de depurar las aguas contaminadas y de regular la energía renovable de la zona.

A la hora de plantear el diseño de una central de bombeo reversible, es necesario maximizar el rendimiento por ciclo sin elevar demasiado el diámetro de la tubería forzada. Por otro lado, es importante destacar que en este tipo de obras domina la economía de escala, por lo que, normalmente, a mayor energía regulada mayor beneficio de operación. Otro punto a destacar, es la distancia entre depósitos, ya que la partida de obra de la tubería forzada es la más importante, por lo que se intenta buscar emplazamientos con una corta distancia entre depósitos, pero con un gran desnivel entre ambos.

El proyecto original de la Central Depuradora Reversible de Navaleo cuenta con un salto bruto muy elevado, lo que permite regular gran cantidad de energía con poco volumen de agua. Sin embargo, la elevada distancia entre los depósitos asciende el presupuesto de la partida de obra más importante, la tubería forzada, limitando la rentabilidad de la inversión. Por otro lado, la alternativa seleccionada, cuenta con un salto bruto inferior, lo que obliga a trabajar con un volumen de agua mayor para regular una cantidad de energía similar. Al mismo tiempo, el hecho de turbinar y bombear un mayor volumen, también implica unas pérdidas superiores, por lo que el rendimiento del ciclo se reduce. Una forma de evitar este inconveniente es incrementar el diámetro de la tubería forzada, ya que de esta forma se reducen las pérdidas por fricción, aunque, por el contrario, se incrementan los costes de construcción. Este efecto es contrarrestado por la menor longitud de tubería que es necesaria en la alternativa seleccionada, haciendo que finalmente esta alternativa obtenga una tasa interna de retorno superior a la del proyecto original.

Finalmente, este proyecto requiere de toda clase de estudios, tales como estudios geotécnicos, hidráulicos, hidrológicos, medioambientales, económicos, etcétera. En este trabajo se realizan algunos de ellos para extraer información útil a la hora de plantear el esquema de la alternativa seleccionada. Algunas de las ideas más importantes que han extraído de estos estudios son las siguientes:

- Resulta complicado encontrar lugares con una topografía adecuada para la construcción de una central reversible, debido a la elevada antropización y a la escasez de formaciones montañosas con las características apropiadas.
- La impermeabilidad del terreno donde se situará la caverna de la central es de especial relevancia, ya que ello condicionará las filtraciones que sufrirá la caverna. Los terrenos permeables con niveles freáticos bajos son ideales para albergar la caverna de la central, debido que las necesidades de bombeo del sistema de achique son menores.



- El estudio ambiental es muy importante en este tipo de proyectos, debido a que comúnmente se encuentran situados junto a masas de agua superficial con gran valor ecológico y ambiental. Sin embargo, en el proyecto de interés, el beneficio que se obtendrá de su construcción será muy superior a los problemas medioambientales que pueda causar.
- La economía de escala domina en este tipo de obras, por lo que la rentabilidad de este tipo de proyectos no es directamente escalable.
- El ahorro de los costes energéticos de re-aireación, así como el doble uso de los depósitos hidráulicos hace que este tipo de centrales obtenga mayores rentabilidades que las centrales de bombeo reversible convencionales.
- El rendimiento de la instalación es la variable más importante. Un mayor rendimiento implica menores pérdidas de energía, que a su vez se traduce en un mejor aprovechamiento del volumen almacenado, y por tanto, en una mayor rentabilización del espacio y de la inversión acometida.

## Anejos a la memoria

La memoria de este trabajo cuenta con 8 anejos, en los que se realizan diferentes estudios, y donde se detalla la metodología llevada a cabo, así como los principales resultados y análisis posteriores. A continuación se muestra una lista con el título de los anejos:

- Anejo 1: Estudio Energético
- Anejo 2: Estudio Topográfico
- Anejo 3: Estudio Geotécnico
- Anejo 4: Estudio del aprovechamiento hidroeléctrico
- Anejo 5: Estudio de las alternativas
- Anejo 6: Estudio Hidrológico y Ambiental
- Anejo 7: Valoración Económica
- Anejo 8: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
- Planos

Los tres primeros anejos tienen como objetivo definir los condicionantes del entorno. Con ello se realiza una primera selección de alternativas, de las que finalmente se elegirá la que presente unas condiciones más favorables para su construcción.

## Planos adjuntos a la memoria

Al final de este documento se adjuntan un total de 4 planos, en ellos se representa el perfil y el alzado de la alternativa seleccionada. También se ha realizado una interpretación de la geometría del proyecto original de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo. Adicionalmente se incluyen mapas geológicos y geotécnicos del Instituto Geológico y Minero de España que complementan la información expuesta en el anejo 3.



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR  
DE INGENIERÍA DE CAMINOS,  
CANALES Y PUERTOS

COMPROMETIDA CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Memoria



## 1. Anejo 1. Estudio Energético

En la primera parte de este anejo se enmarca el contexto actual de las energías renovables y la transición energética. En este contexto, se evidencia la importancia de las tecnologías disponibles para la regulación de energía a gran escala, analizando sus principales ventajas y desventajas. Adicionalmente, se realiza un breve análisis del sistema eléctrico de la zona de estudio, y se comentan las principales tipologías existentes para el diseño de una central hidroeléctrica de bombeo reversible.

En la segunda parte de este anejo se aborda un estudio del mercado energético, para concluir con una estimación de la rentabilidad esperada, definiendo unas directrices en relación con la operativa diaria de la central reversible.

Uno de los principales objetivos de la construcción de la central hidroeléctrica reversible analizada en este trabajo, es la regulación de la producción de energía eólica en la zona. Prueba de ello es el texto que se enuncia en el BOE del día 9 de abril de 2021: “[Desde el punto de vista energético, el promotor presenta como justificación del proyecto la implantación de un aprovechamiento energético de almacenamiento que permitirá mejorar la introducción en el sistema eléctrico de energía renovable no regulable como es la energía eólica, con un importante desarrollo en la zona]”.

## 1.1. Energías renovables y transición energética

Las energías renovables son uno de los retos actuales de la ingeniería, la lucha contra el cambio climático ha acelerado el proceso de transición energética hacia un modelo de producción más limpio y eficiente, basado en el autoconsumo, la interconexión inteligente de la red y en el respeto al medio ambiente.

El protocolo de Kioto y el acuerdo de París, sientan las bases del compromiso adquirido por gran número de países, entre ellos España, para limitar o reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, tanto en el Marco de las Naciones Unidas como en la Unión Europea. En los acuerdos mencionados anteriormente, existen cuatro periodos de compromiso, en los que se establecen las siguientes condiciones:

- Periodo 2008-2012: Es el primer periodo de compromiso del protocolo de Kioto. Las condiciones acordadas consistían en que la media de emisiones netas no debería superar el 15% de las emisiones habidas en el periodo comprendido entre los años 1990 y 1995.
- Periodo 2013-2020: En este periodo el conjunto de la Unión Europea se compromete a reducir sus emisiones un 20% de media respecto al año 1990, según lo establecido en el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático y en el segundo periodo de compromiso del protocolo de Kioto. En la Directiva 2003/87/CE, se crea el comercio europeo de derechos de emisión, orientado a aquellos sectores propensos a producir un mayor número de emisiones, como pueden ser la industria del cemento o las centrales térmicas convencionales. Estos sectores deben lograr una reducción aún mayor, del 21% respecto al año 2005, mientras que el resto de sectores solamente se compromete a reducir sus emisiones un 10% respecto del año 2005

- Periodo 2021-2030: En el Consejo Europeo de Octubre de 2014 y de Diciembre de 2020 se establecen los principales objetivos del Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030, estos objetivos se resumen a continuación:
  - Reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 1990.
  - El 32% del consumo energético ha de provenir de fuentes renovables.
  - La eficiencia energética ha de incrementarse un 32.5%.
  - Se ha de alcanzar el 15% de los objetivos de interconexiones de electricidad.
- Periodo 2030-2050: En el año 2050 se debería alcanzar la neutralidad climática por el conjunto de la Unión Europea, reduciendo las emisiones un 80% respecto a 1990.

En este contexto, es evidente que las energías renovables son una de las piezas fundamentales de los objetivos de la Unión Europea para hacer frente a la lucha contra el cambio climático.

A pesar de las grandes ventajas medioambientales de la energía renovable, el hecho de depender solamente de este tipo de energía conlleva una gran problemática, la reducción de la garantía de suministro a las demandas. Esto es debido a la gran variabilidad en la oferta de producción de energía, dado que el recurso renovable es escaso y altamente variable. Este efecto se observa en mayor medida para la energía hidroeléctrica y eólica, aunque también ocurre, con diferentes matices para el resto de energías renovables.

En este punto, cabe destacar que para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, la potencia consumida ha de ser igual a la potencia generada, tal y como se deduce del teorema de Boucherot<sup>1</sup>, el cual es a su vez una aplicación del principio de conservación de la energía. Al almacenar la energía, podríamos compensar un circuito eléctrico en el que la potencia producida no sea igual a la potencia demandada.

$$\sum P_{Generada} = \sum P_{Consumida} \quad Ec. 1$$

En el sistema eléctrico actual existen una serie de condicionantes que dificultan la satisfacción de la demanda de potencia instantánea, a pesar de contar con una capacidad de producción de energía superior a la demandada.

1. Las pérdidas de energía durante el transporte hacen que sea necesario generar más electricidad en origen. Este efecto es muy importante para la energía renovable como son la energía eólica o la hidroeléctrica, cuyos centros de generación suelen estar alejados de los grandes núcleos de población.

2. La red de infraestructuras no es lo suficientemente robusta como para conectar todos los nodos de demanda con todas las fuentes de suministro, existiendo cuellos de botella que limitan la potencia que puede entregarse a las demandas. En una red con un alto peso de energía renovable, hace que esto sea un grave problema ya que la variabilidad en la producción se compensa con un mix energético, cuya base es la interconexión inteligente de todos los elementos del sistema.
3. El almacenamiento de energía renovable a gran escala supone un gran reto, ya que no existen grandes alternativas. Actualmente se investiga el almacenamiento mediante hidrógeno, aunque este tipo de tecnologías está lejos de alcanzar las eficiencias y capacidades de las centrales hidroeléctricas de bombeo reversible.

Una posible solución a este problema es el mix energético. Se entiende como mix energético el uso conjunto y eficiente de las tecnologías de generación energética. Cada una de estas tecnologías aporta una ventaja diferente que hace del sistema eléctrico una red más robusta, eficiente y respetuosa con el medio ambiente. Por ejemplo, la energía hidráulica se emplea para regular las puntas de demanda, la energía solar se emplea para cubrir el pico de demanda entre las 12:00 y las 17:00 horas, mientras que la energía eólica y nuclear aporta una energía de base.

El mercado energético peninsular y Europeo están en constante evolución, ya que a medida que avanzan los compromisos de cambio climático se va modificando la estructura de mercado de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Por otra parte, la transición hacia las energías renovables hace que la oferta de energía sea más imprevisible, lo que se traduce en incrementos de precio. A todo esto, hay que añadir la dependencia del precio de la energía con el precio del gas natural (debido al sistema marginalista de precios), el cual es muy sensible ante inestabilidades a nivel internacional.

## 1.2. Posibilidades de regulación energética

Tradicionalmente, la regulación de la energía se realiza mediante la conexión de la central hidroeléctrica reversible a la red, para así poder llevar a cabo la compra/venta de energía. De este modo, en horas valle, la energía vendida por las energías renovables y centrales nucleares a la red, es comprada por la central de bombeo reversible para bombear agua al depósito superior, mientras que en horas punta, esta energía es turbinada al depósito inferior, generando una potencia para cubrir la demanda de ese instante.

Históricamente se han diseñado las centrales hidroeléctricas de bombeo reversible para trabajar en puntas y aprovechar la diferencia de precios de la energía, con el doble objetivo de obtener un beneficio de la compra/venta de energía, y regular el sistema eléctrico. Por ejemplo, suele ser común construir una central hidroeléctrica reversible junto con una central nuclear, como es el caso del complejo de Cortes La-Muela, junto al que se sitúa la central nuclear de Cofrentes. De esta forma, el conjunto de las dos centrales, puede reproducir las variaciones intradiarias de la curva de demanda y obtener una producción más adaptada a las necesidades.

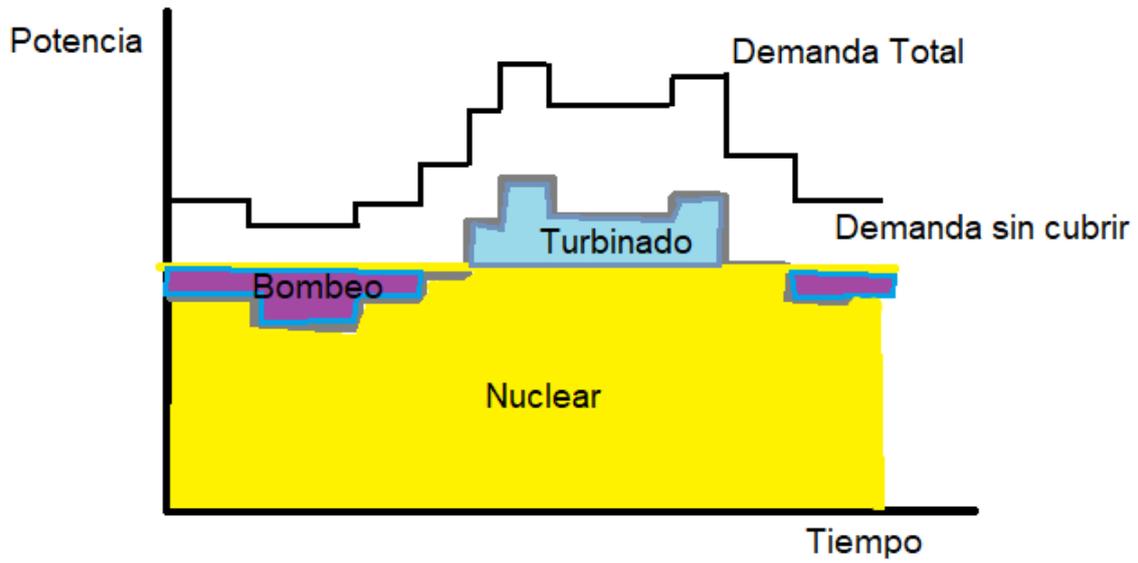


Figura 10. Esquema de funcionamiento de un sistema híbrido formado por una central nuclear y una central de bombeo reversible. Fuente: Elaboración propia.

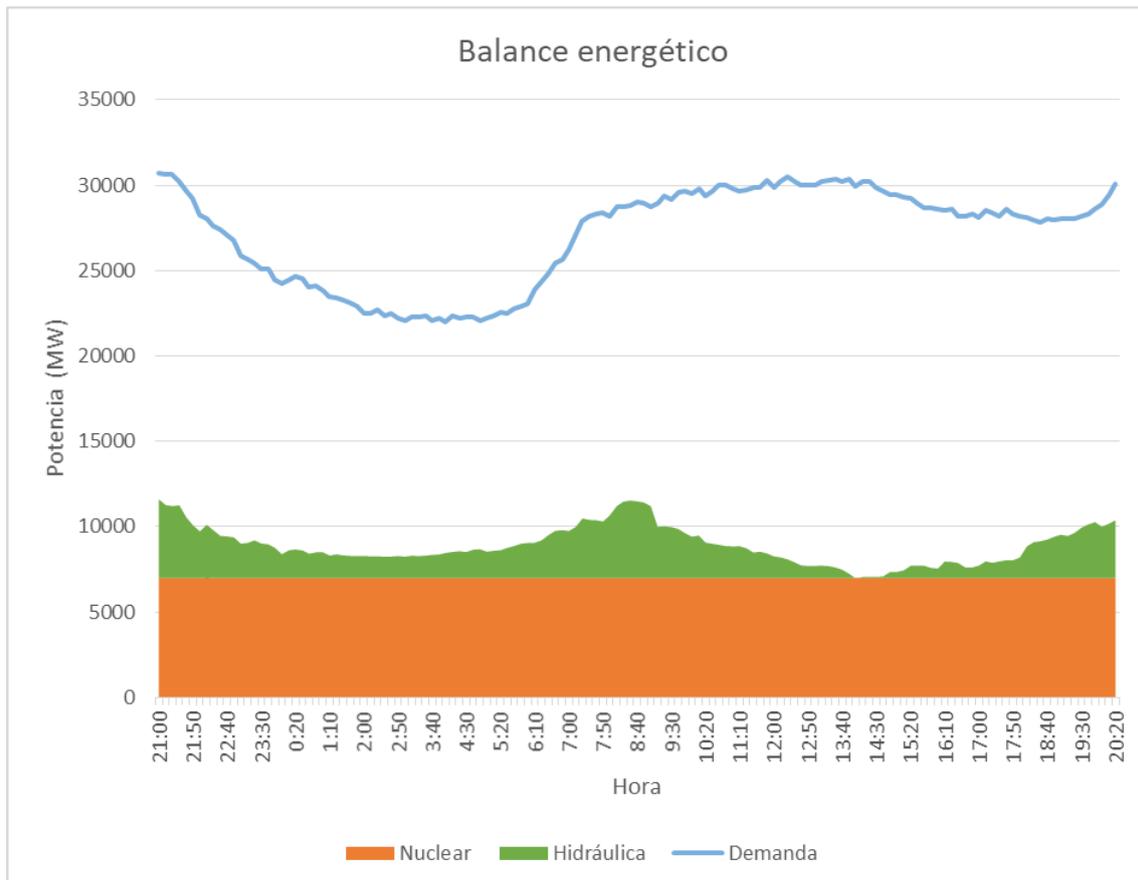


Figura 11. Curva de oferta y demanda para la energía Nuclear e hidráulica, y la demanda total. Sistema eléctrico peninsular. Fuente: Red Eléctrica Española.

En este tipo de centrales, se aprovecha el margen de precios que se produce debido al fuerte patrón intradiario de la curva de demanda de potencia eléctrica.



*Ilustración 4. Complejo de Cortes La-Muela. Fuente: Iberdrola.*

Como se aprecia en la siguiente imagen, la curva de demanda cuenta con una zona valle, en el periodo comprendido entre las 02:00 y las 05:00 horas, mientras que entre las 12:00 y las 15:00, y entre las 20:00 las 22:00, se encuentra en las llamadas “horas pico”. Dado que la relación entre demanda y precio es positiva, la central bombeará agua al depósito superior en horas valle y la turbinará de nuevo a depósito inferior en horas punta.

**Demanda (MW) a las 03:50 - 18/09/2021**

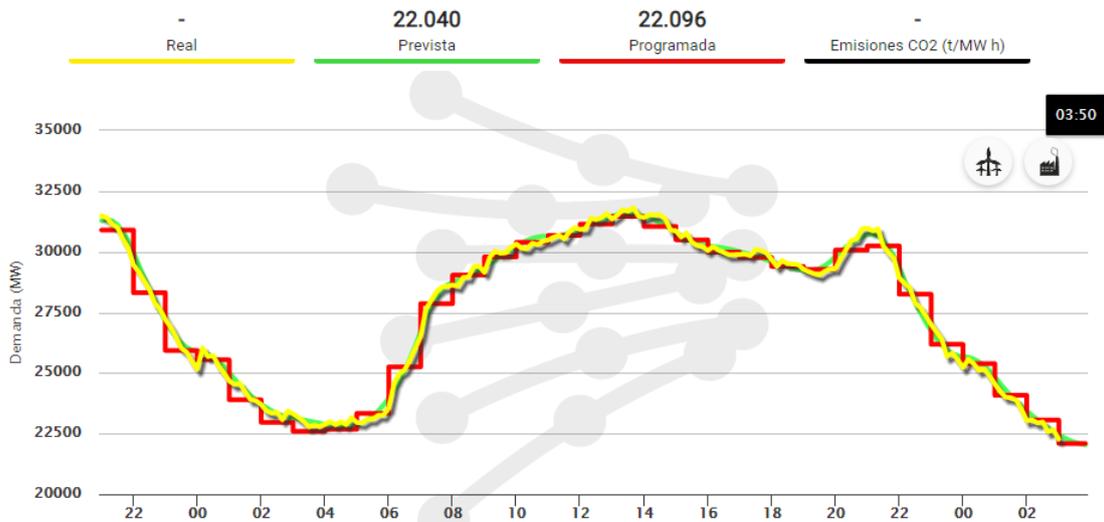


Figura 12. Curva de demanda de potencia eléctrica para el día 18/09/2021. Fuente: Red Eléctrica Española.

En la siguiente gráfica se muestran los precios máximos y mínimos de la energía para el mes de Junio de 2019, apreciándose la estacionaridad de la serie tanto en media como en varianza. Con una media de unos 50 €/MWh y un margen entre el mínimo y máximo de unos 20 €/MWh.

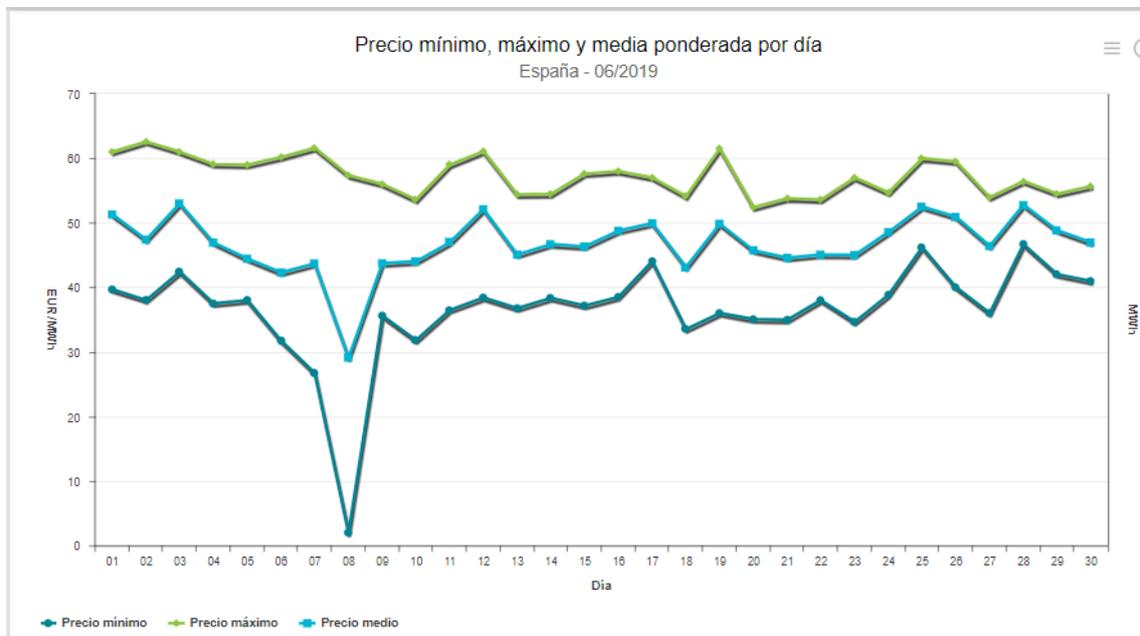


Figura 13. Precios medios máximos y mínimos ponderados por día para el mes de Junio de 2019. Fuente: Omie.



Por tanto, una central de bombeo reversible como la de Cortes La-Muela obtendría su beneficio a partir de esta diferencia de precios. El rendimiento económico sería de aproximadamente un 50%, como máximo, por cada ciclo completo de llenado y vaciado. Sin embargo, este rendimiento se ve afectado por la eficiencia de la central, al tener en cuenta las pérdidas de carga y los rendimientos de la máquina hidráulica, tanto en el bombeo como en el turbinado. Por otro lado, también hay que tener en cuenta que no se podrá bombear todo el volumen de agua al precio más bajo, ni tampoco se podrá turbinar todo el volumen al precio más alto, por lo que realmente se obtiene un margen ponderado según el régimen de funcionamiento.

Con este sistema, en principio, las limitaciones a la regulación energética las impone las condiciones topográficas, en función del desnivel y del espacio disponible para albergar los depósitos de la central. Sin embargo, a menudo la infraestructura eléctrica actúa como factor limitante durante el transporte de esa energía. Esto puede provocar que durante ciertos instantes sea necesario limitar la producción para no desestabilizar el sistema eléctrico<sup>1</sup>. Una solución a este problema son las centrales híbridas, donde la energía se regula en origen, antes del punto de conexión a red.

En las plantas de generación híbrida, existe una fuente de energía principal, que se complementa con la producción de otra fuente de producción cuya conexión a red se sitúa en el mismo punto que la fuente principal. Esta hibridación suele realizarse para lograr una producción de energías renovables más ajustada a la curva de demanda.

Las plantas de generación híbrida son aquellas que actúan en conjunto con otra fuente de producción de energía renovable, como podría ser una central hidroeléctrica o una instalación solar fotovoltaica como apoyo en la regulación de la energía producida por un parque de aerogeneradores. Esta tecnología es muy competitiva con otras similares como el empleo del denominado “Hidrógeno Verde”, cuya finalidad es regular la producción de energías renovables a partir de un combustible como el hidrógeno, por medio de la pila de hidrógeno y la electrolisis. Cabe destacar que, si comparamos ambos sistemas, las centrales de bombeo reversibles alcanzan rendimientos muy superiores y capacidades varios órdenes de magnitud superiores a los del almacenamiento de hidrógeno-Gas en tanques a presión.

---

<sup>1</sup> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe sobre la propuesta de resolución de la dirección general de política energética y minas por la que se otorga a CDR tremor, s.l. autorización administrativa previa para la instalación de la central hidroeléctrica reversible-depuradora Navaleo.



*Ilustración 5. Tecnología de Hidrógeno Verde. Fuente: Energy Capital and Power.*

La hibridación de centrales de energía renovable todavía tiene un gran potencial en España y en el resto del mundo. Actualmente existe una burbuja en cuanto a las solicitudes de nuevos puntos de conexión a la red eléctrica, esto se debe, principalmente, al gran auge que han tenido las energías renovables en los últimos años, y especialmente la energía solar fotovoltaica.

En las gráficas que se muestran a continuación se representa la potencia y la producción anual de energía renovable en España, como se aprecia, el crecimiento es exponencial.

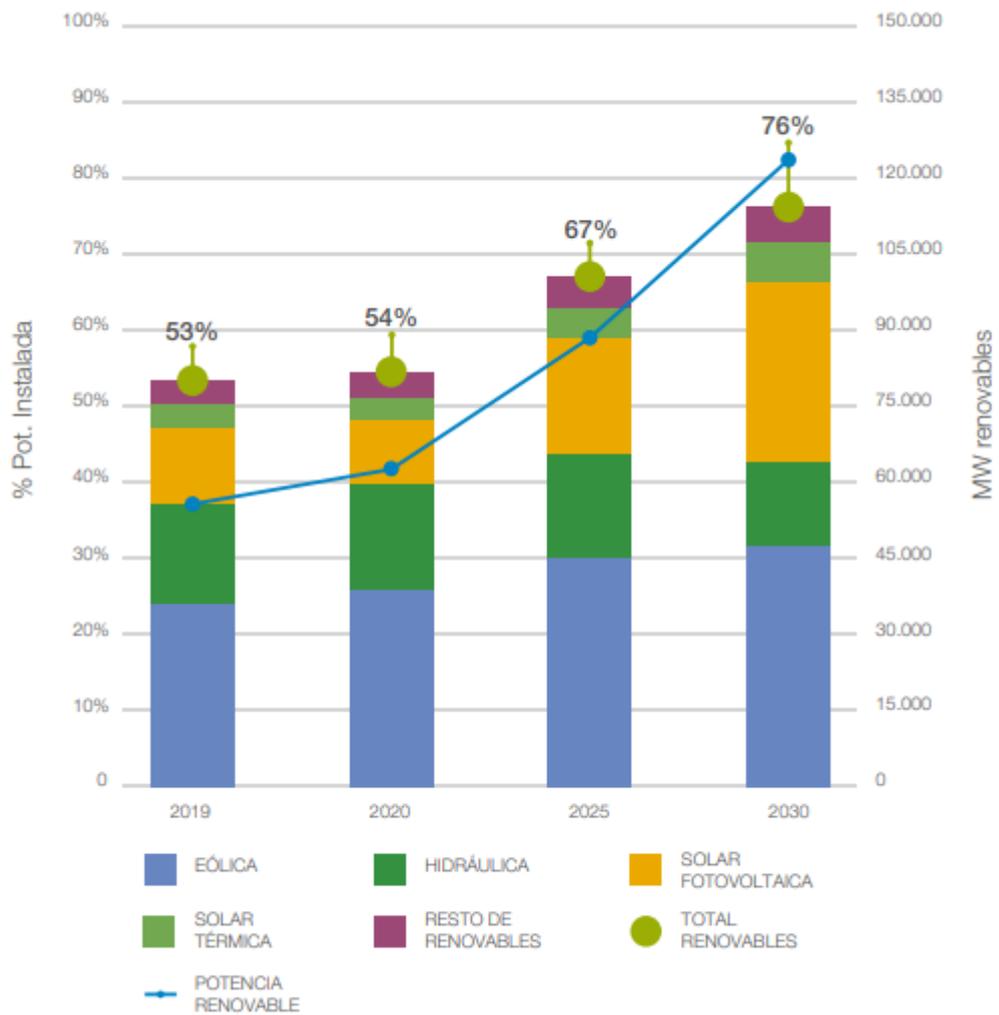


Figura 14. Potencia instalada de energía renovable en España. Fuente: appa renovables.

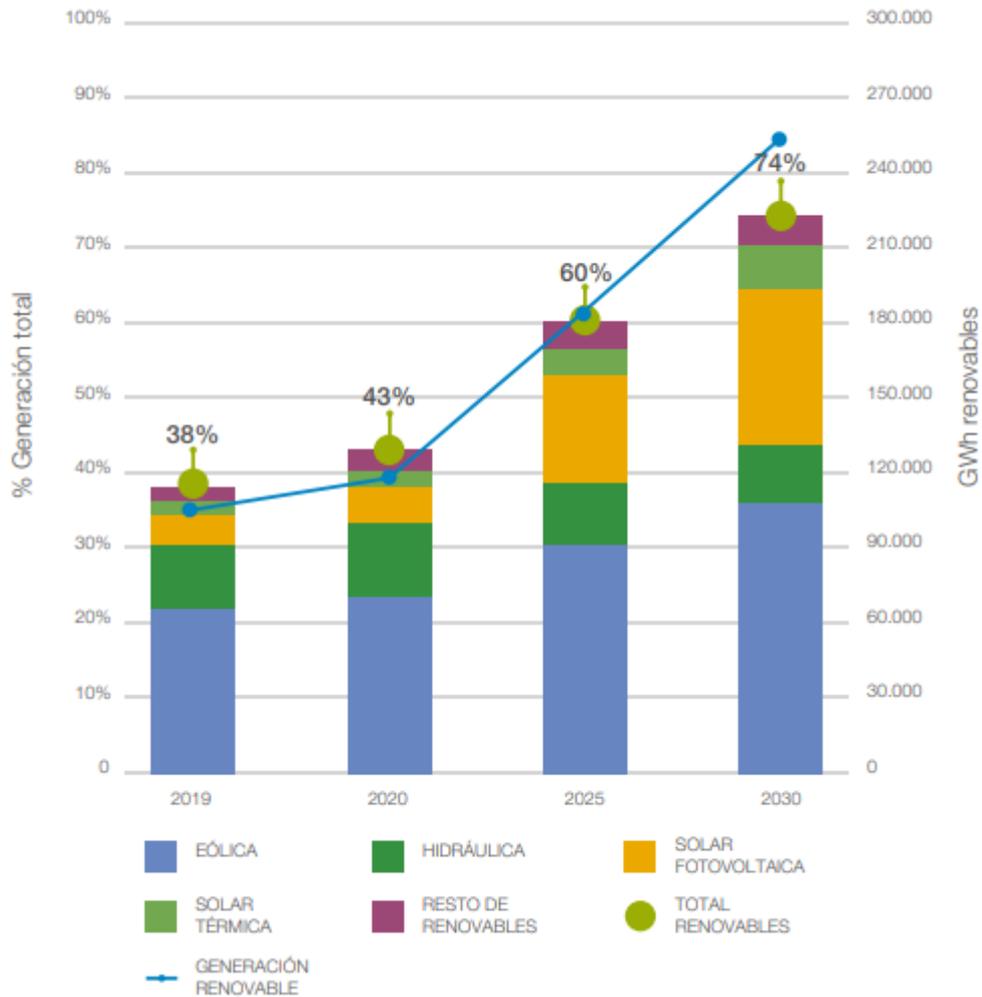


Figura 15. Producción de energía renovable anual en España. Fuente: appa renovables.

Este crecimiento en el porcentaje de participación de las energías renovables tiene una repercusión positiva con respecto a los objetivos de descarbonización atmosférica, pero cuenta con una problemática adicional. La generación de energía renovable es poco estable en el tiempo, por lo que es necesario complementar la producción con fuentes de suministro no renovables. Por otro lado, esta variabilidad genera inestabilidades en el sistema eléctrico, que pueden llegar a producir grandes sobrecargas. Ello hace que sea necesario plantear restricciones técnicas a las tecnologías renovables, lo que implica que estas tecnologías se vean fuertemente perjudicadas por la pérdida de producción. Además, como he comentado anteriormente, la creciente demanda de puntos de conexión a red hace que el modelo no sea sostenible en el tiempo, por lo que es necesario plantear soluciones como es el caso de la hibridación. A continuación se muestra una tabla con el estado de las solicitudes de puntos de conexión a red de energía renovable, en ella vemos que se están denegando un alto porcentaje de las mismas (33.2%).

## Solicitudes de acceso y conexión

TECNOLOGÍA	Generación en servicio	Concedidas con generación NO en servicio	En curso	Denegadas
	MW	MW	MW	MW
Eólica	26.559	25.885	22.856	18.024
Fotovoltaica	9.367	91.214	24.703	96.129
Solar térmica	2.302	48	150	0
Otras renovables	21.746	684	156	291
<b>TOTAL</b>	<b>59.974</b>	<b>122.468</b>	<b>47.865</b>	<b>114.444</b>

Tabla 2. Estado de las solicitudes de acceso y conexión de generación renovable a 31-10-2020.

Figura 16. Estado de las solicitudes de conexión a red en España. Fuente: appa renovables.

Las ventajas de la hibridación de fuentes de producción de energía renovable son:

- Mayor factor de capacidad en el punto de acceso: Al reducir las sobrecargas debido a la alta variabilidad de la producción.
- Reduce la incertidumbre en la producción de energía renovable: Cuando la fuente principal deja de producir energía se activa la central secundaria.
- Optimiza el uso de la red eléctrica: Ello conlleva la reducción de importantes gastos de inversión y mantenimiento en la infraestructura eléctrica a nivel nacional.
- Agiliza los plazos de conexión: Al compartir punto de conexión con la fuente de producción principal ya existente, la documentación y estudios necesarios se reduce enormemente.

La hibridación de centrales de energía renovable se puede llevar a cabo mediante las siguientes tipologías de hibridación:

- Fotovoltaica + Eólica
- Fotovoltaica + Hidráulica
- Hidráulica + Eólica
- Termosolar + Biomasa

### 1.2.1. Condicionantes particulares del caso de aplicación

A pesar de los beneficios de la hibridación energética, en algunas ocasiones es necesario conectarse a la red para comprar y vender energía independientemente de la producción renovable. Esto ocurre en el caso de una central de bombeo reversible, debido a que su construcción conlleva una elevada inversión, lo que hace completamente necesario garantizar una producción en horas punta para asegurar la máxima rentabilidad posible. Si se plantease un sistema de regulación híbrido en el que la central reversible actuase como apoyo a la generación eólica, la rentabilidad de la central reversible quedaría mermada, haciendo su construcción inviable desde el punto de vista económico. Es por ello que los condicionantes para el diseño y construcción de una central hidroeléctrica reversible solamente dependen de las limitaciones geográficas en términos de espacio disponible y desnivel del terreno.

Además de las limitaciones geográficas, existen otros condicionantes en relación con la capacidad de la infraestructura eléctrica, y con problemas geotécnicos e hidrológicos.

A continuación, se analizan brevemente los condicionantes de la infraestructura eléctrica existente.

En la siguiente imagen, se muestra el detalle del mapa eléctrico de la zona.

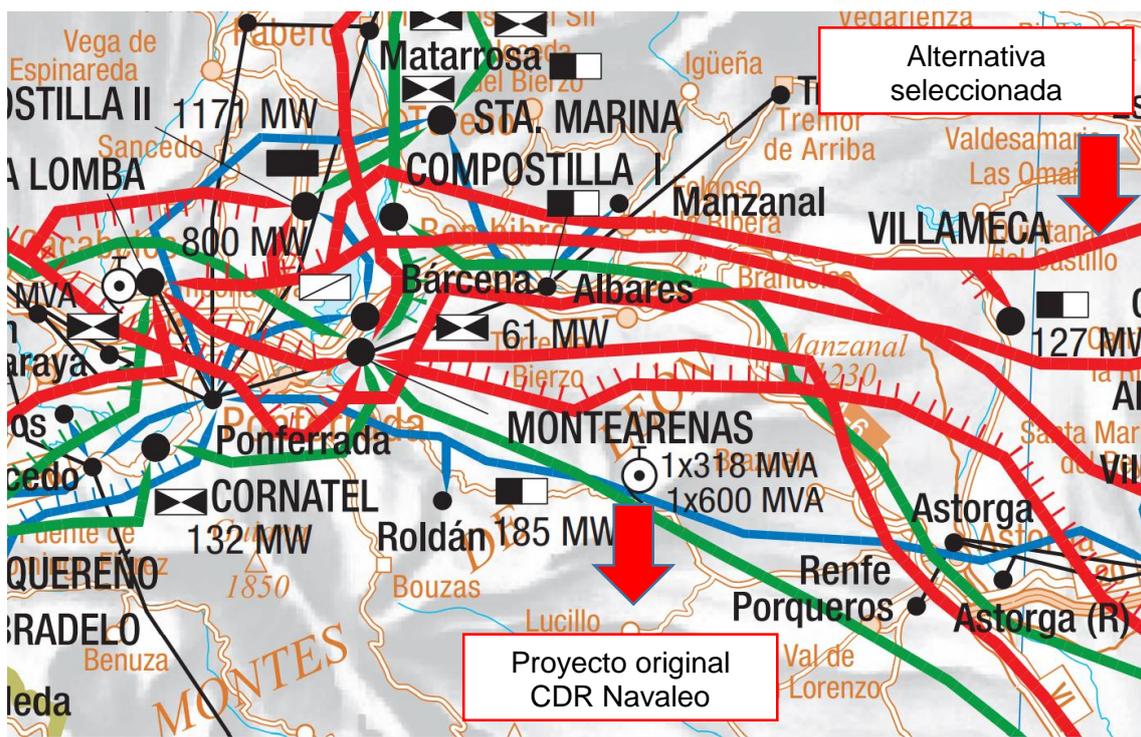


Figura 17. Mapa del transporte eléctrico en España del año 2015. Fuente REE

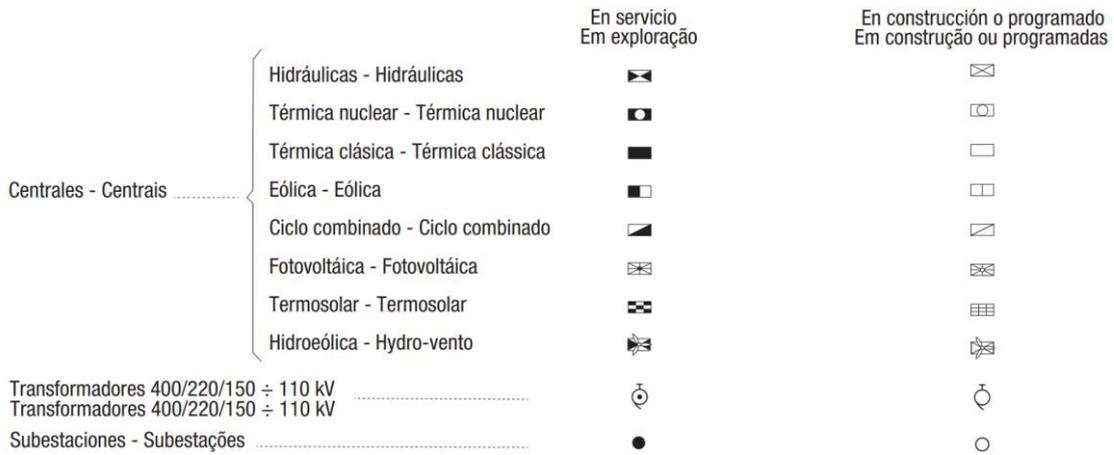


Figura 18. Extracto de la leyenda para el mapa del transporte eléctrico en España del año 2015. Fuente REE

Como se parecía, existen 3 puntos de producción de energía eólica con una potencia de 185 MW, una central hidroeléctrica de 61 MW y una red de 2 circuitos con una tensión de 400 KV.

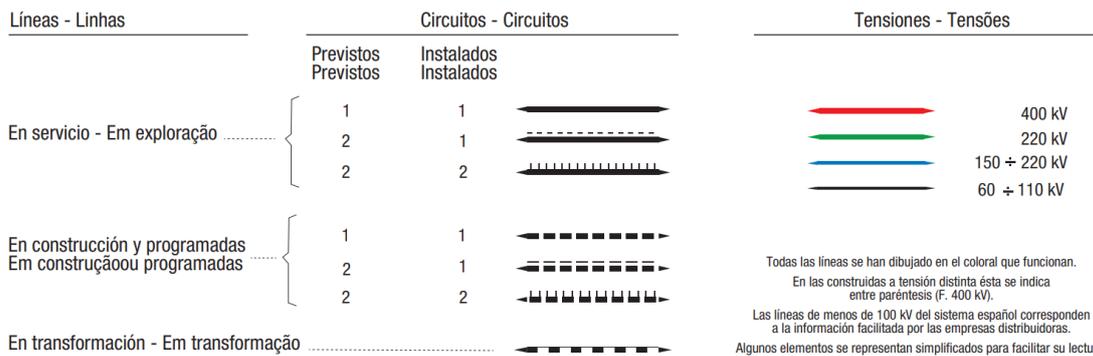


Figura 19. Extracto de la leyenda para el mapa del transporte eléctrico en España del año 2015. Fuente REE

Puede darse el caso de que durante las horas de turbinado se exceda la capacidad de la red, si en ese momento existe simultáneamente una elevada producción de energía eólica. Según el informe de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, podría darse la situación de tener que imponer restricciones a la producción en ciertos instantes.

### 1.3. Tipologías y clasificación de centrales hidroeléctricas reversibles

Las centrales de bombeo reversible pueden clasificarse en centrales de bombeo puro o en centrales de bombeo mixtas. Las centrales de bombeo mixto son aquellas en las que existe un aporte externo, como pudiera ser el caso de las entradas a un embalse. Por el contrario, las centrales de bombeo puro funcionan mediante un circuito cerrado, exceptuando la reposición de pérdidas por filtraciones y evaporación de los depósitos.

Adicionalmente, también pueden existir diferentes clasificaciones en función de la tipología de almacenamiento, ya sea mediante embalses o mediante depósitos hidráulicos. La mejor opción es emplear dos embalses situados a distinta cota, debido que de esta forma se obtiene una elevada rentabilidad, por el hecho de que los embalses reciben una aportación natural, al mismo tiempo de que permiten ser empleados para más usos, como pudiera ser el agrícola, ganadero, urbano o industrial. Sin embargo, es difícil encontrar emplazamientos en los que la topografía permita llevar a cabo esta configuración asumiendo unos costes razonables.

Actualmente, existen varias tecnologías potenciales que se encuentran todavía en fases iniciales, con escasos proyectos en todo el mundo. Algunas de estas tecnologías se describen a continuación:

- **Centrales reversibles con agua de mar:** Normalmente son construidas en acantilados donde la carrera de marea es importante. De este modo, en pleamar, coincidiendo con las horas de menor consumo, se aprovecha la menor diferencia de cotas para bombear agua desde el mar al depósito superior. Por el contrario, en bajamar, cuando el consumo de energía es mayor, se aprovecha el incremento de desnivel para turbinar desde el depósito superior. Ello hace que el rendimiento de este tipo de centrales sea mucho más elevado que en una central reversible convencional. A pesar de ello, existen algunos inconvenientes relacionados con el efecto de la alta salinidad del agua en los equipos electromecánicos. Un ejemplo de esta tecnología es la central de Ludington en Estados Unidos.



*Ilustración 6. Central reversible con agua de mar en Ludington (Estados Unidos). Fuente: El periódico de la energía.*

- **Depósitos subterráneos:** Existen algunas propuestas para emplear el espacio subterráneo de antiguas minas abandonadas como depósito inferior. Ello implica ahorrar importantes costes de construcción, al mismo tiempo que es posible aprovechar grandes desniveles, debido a la profundidad que pueden alcanzar los pozos mineros. Por el contrario, la capacidad de almacenamiento es muy limitada, y adicionalmente está limitada por riesgos geológicos y geotécnicos. Existe una propuesta de esta tecnología para ser aplicada en Bendigo, Victoria (Australia). Este proyecto alcanzaría una potencia de 30 MW, con un ciclo de explotación de 6 horas y un salto bruto de 750 metros<sup>1</sup>. Esto nos permite obtener un valor orientativo de la capacidad de este tipo de depósitos, siendo de unos 0.1 hm<sup>3</sup>, aproximadamente. Estos valores de capacidad de almacenamiento y potencia instalada están un orden de magnitud por debajo de los valores habituales para las centrales de bombeo reversibles convencionales.

<sup>1</sup> Wikipedia. *Central hidroeléctrica reversible*.  
<[https://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_hidroel%C3%A9ctrica\\_reversible](https://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica_reversible)> [Consulta: 02/12/2021]

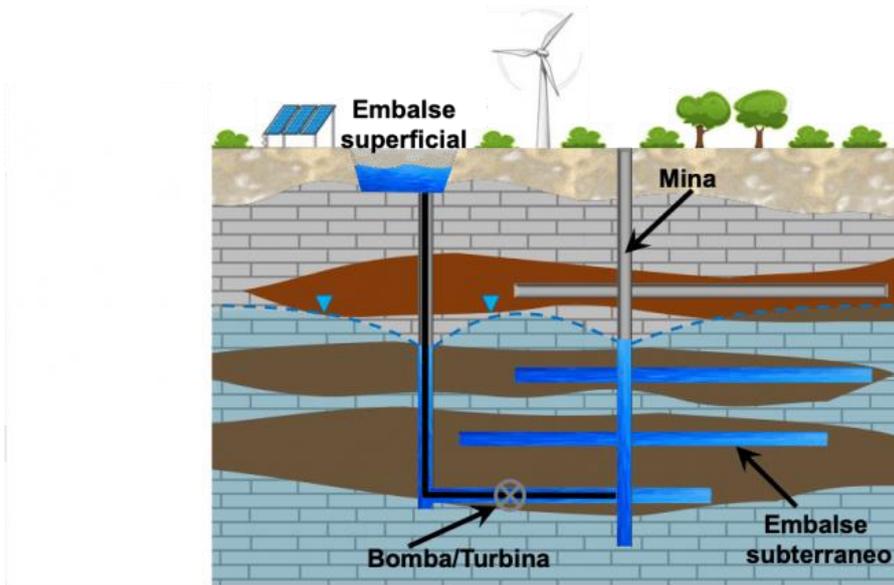
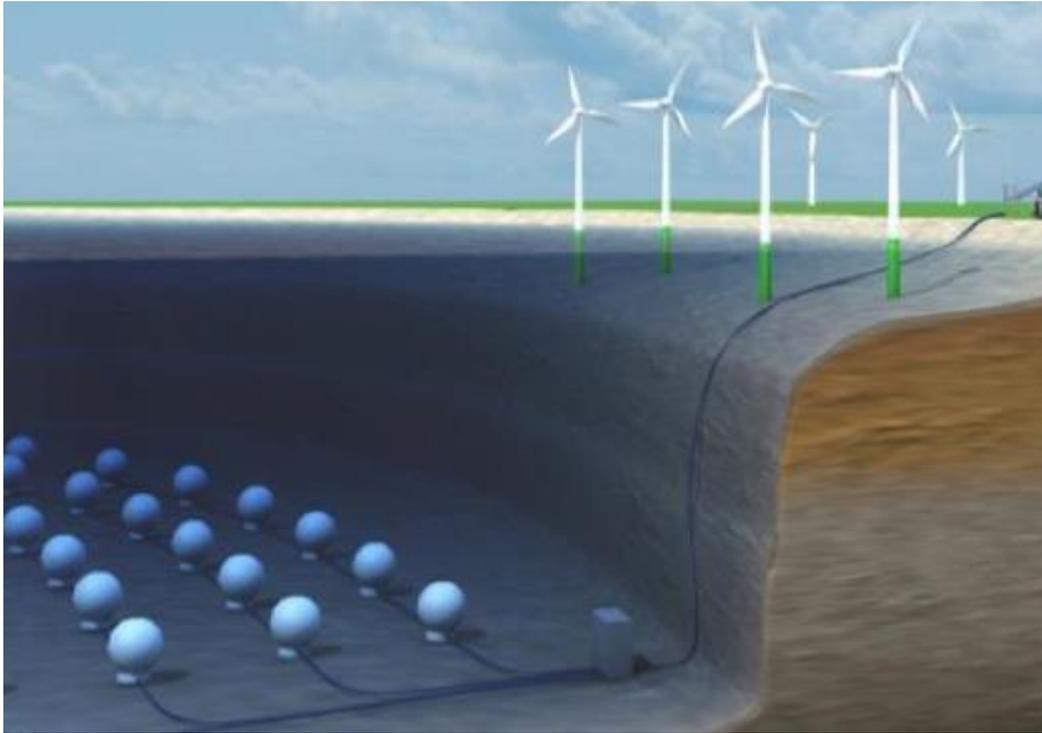


Ilustración 7. Tecnología de almacenamiento en depósitos subterráneos. Fuente: iagua.

- **Depósitos submarinos:** Esta tecnología se basa en aprovechar la columna de agua existente en alta mar para almacenar energía. Esto se consigue con unas esferas huecas de hormigón submarinas, que son instaladas en el fondo del mar. El proceso de turbinado comienza con la apertura de una válvula en la esfera de hormigón, que permite el paso de agua para ser aprovechada por la turbina. Cuando la esfera se llena, y existe excedente de energía, ésta se emplea para bombear agua de nuevo al mar. Este sistema puede ejecutarse a gran escala mediante la construcción de una matriz de esferas que sería conectada en el punto de conexión a red de un parque eólico off-shore. Este proyecto se conoce como StEnSEA, por sus siglas en inglés “Stored Energy at Sea”<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> ResearchGate. *STENSEA - Stored energy in the Sea*.  
<[https://www.researchgate.net/publication/272318141\\_STENSEA\\_Stored\\_energy\\_in\\_the\\_Sea](https://www.researchgate.net/publication/272318141_STENSEA_Stored_energy_in_the_Sea)>  
[Consulta: 02/12/2021]



*Ilustración 8. Proyecto Stored Energy at Sea. Fuente: Renewable Energy World.*

#### 1.4. Estudio del patrón de bombeo/turbinado

Un factor decisivo en la rentabilidad de una central reversible es el patrón de bombeo/turbinado, que va asociado al precio de compra/venta de energía. Este patrón ha de favorecer la compra de energía en horas valle, donde la energía es más barata para después vender en horas punta donde existen más necesidades de regulación y el precio de la energía es más alto.

Hay que tener en cuenta que, al instalar una máquina hidráulica reversible, la potencia del generador eléctrico será la misma para el bombeo y para el turbinado, a no ser que se disponga de máquinas diferentes para el bombeo y turbinado, lo cual no sería económicamente viable, ya que estaríamos desaprovechando la capacidad de los equipos. Es por ello, que el caudal bombeado será menor que el caudal turbinado. En consecuencia, para poder mantener un balance nulo de consumo de agua, es necesario bombear durante más tiempo en comparación con el tiempo de turbinado. Este hecho se debe principalmente a dos motivos:

- Las pérdidas de energía por fricción en la conducción de la tubería forzada hacen disminuir el salto bruto durante las horas de turbinado, al igual que aumentan la altura manométrica a vencer durante las horas de bombeo. Esto hace que, si seleccionamos una turbina de una determinada potencia, acorde al salto bruto de la instalación, se necesite una mayor potencia para vencer el desnivel geométrico junto con las pérdidas de energía. Dado que no podemos incrementar la potencia de la bomba, tendremos que bombear un caudal inferior.
- Según la tercera ley de la termodinámica, no existen las máquinas ideales reversibles, por lo que todo proceso de intercambio de energía conlleva unas pérdidas energéticas, que en definitiva contribuyen a aumentar la entropía del universo. Este enunciado se traduce en unos coeficientes que reducirán la potencia teórica de la máquina para el modo turbina y para el modo bomba, siendo un coeficiente la inversa del otro. En el modo turbina, este rendimiento hará que la potencia teórica se reduzca, mientras que en el modo bomba, el rendimiento hará que la potencia necesaria a aportar sea superior a la teórica.

El efecto conjunto de los dos fenómenos descritos anteriormente hace que las horas de bombeo sean superiores a las horas de turbinado, lo que a su vez reduce el beneficio de la instalación. Para minimizar al máximo estas pérdidas económicas, deberemos seleccionar una máquina hidráulica de muy alto rendimiento, al mismo tiempo que dimensionamos la tubería forzada para reducir lo máximo posible las pérdidas de energía por fricción.

Otro factor que puede influir en el balance neto diario de almacenamiento de agua puede ser las pérdidas por evaporación y las filtraciones de los depósitos. Ambas pérdidas son mayores cuanto más agua hay almacenada en el depósito, ya que la curva volumen-cota-superficie es creciente, siendo las pérdidas por evaporación proporcionales a la superficie, y las filtraciones función de la altura de columna de agua. Estas pérdidas no suponen un problema si se dispone de una fuente continua de agua de una magnitud igual o superior. Dado que en este proyecto se pretende verter el agua almacenada en los depósitos a una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) para su vertido al río, se ha de contar con una fuente de suministro capaz de compensar las pérdidas por evaporación y filtraciones holgadamente.

Se opta por definir una regulación diaria, es decir, se ha de llenar y vaciar los depósitos completamente en un día.

Para asegurar un balance neto nulo de agua al día, al mismo tiempo que se maximiza el beneficio de la compraventa de energía, se propone el siguiente patrón de bombeo, indicando el porcentaje de la potencia instalada usado cada hora. En la misma gráfica se representa el porcentaje de llenado de uno de los depósitos (no pueden llenarse simultáneamente ambos depósitos).

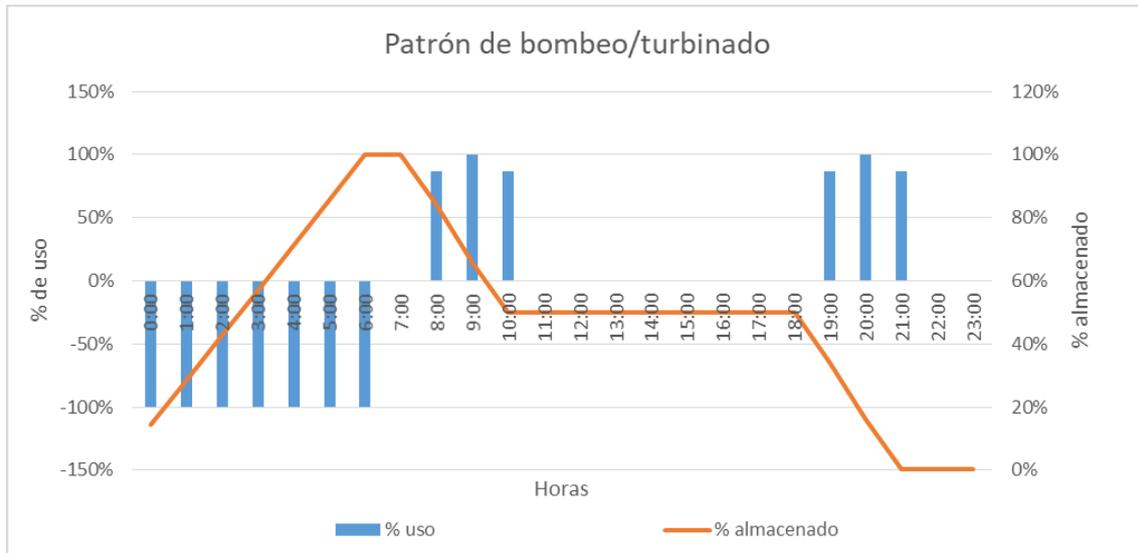


Figura 20. Patrón de bombeo/turbinado propuesto.

### 1.5. Estudio de mercado

Este patrón no está del todo en consonancia con la curva de demanda del sistema eléctrico, ya que los picos de demanda se producen durante las 12:00 y las 14:00, y entre las 20:00 y las 22:00. Este desfase horario se debe a que los precios máximos y las horas punta de demanda también están desfasadas debido a la estructura actual del mercado energético español.

En la siguiente gráfica vemos cómo los precios máximos diarios no coinciden con las horas de máxima demanda, esto es debido a que durante las horas punta de demanda existe una elevada producción de energía solar que provoca la bajada de precios, ya que concentra una gran producción a bajo coste.

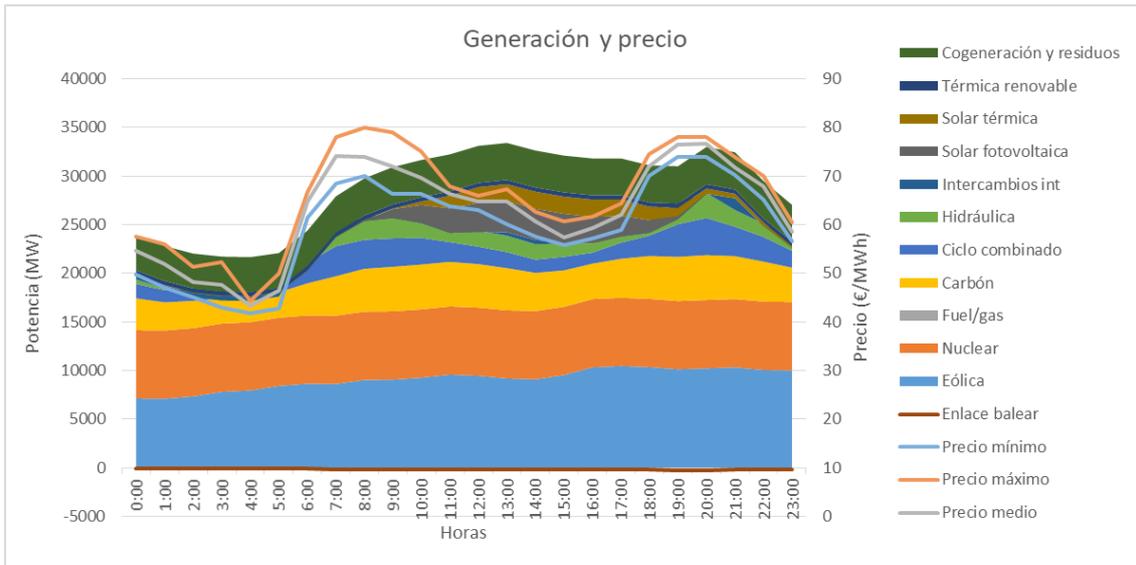


Figura 21. Estructura de generación y precios de mercado para el día 01/10/2018. Fuente: REE y OMIE.

Si solo graficamos la producción hidráulica, podemos observar en qué horas actúan las centrales de bombeo reversible bombeando energía, aunque hay que tener en cuenta, que también se contabiliza la producción de centrales fluyentes.

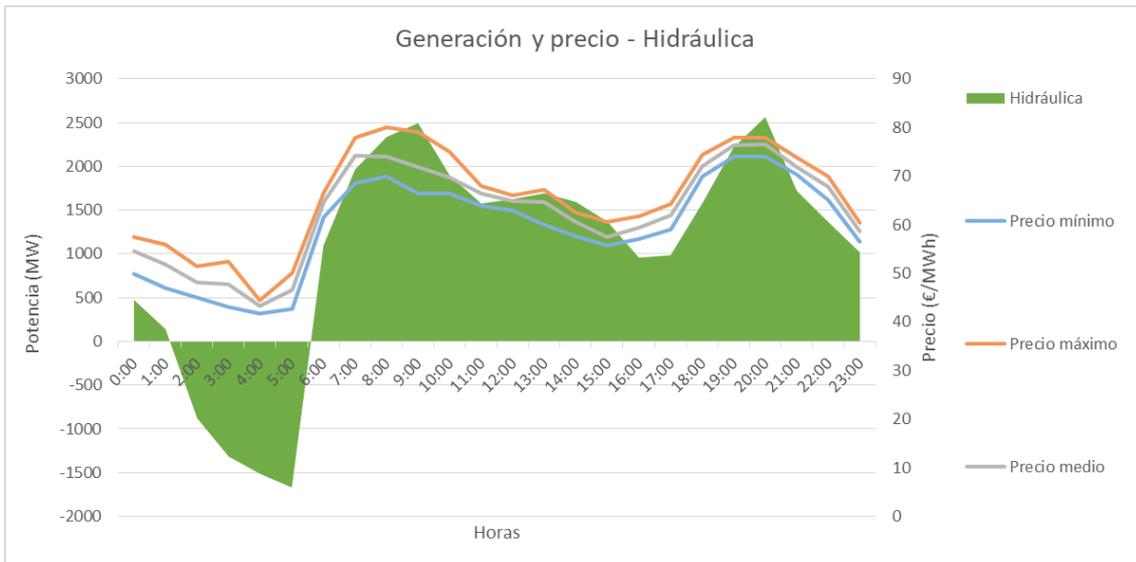


Figura 22. Generación hidráulica y precios de mercado para el día 01/10/2018. Fuente: REE y OMIE.

Se emplean los datos de mercado diario del día 01/10/2018, asumiendo que representan una situación de mercado representativa de un periodo normal, sin estar influenciado por episodios socio-políticos coyunturales. El patrón de bombeo propuesto aprovecha este patrón de precios para maximizar el beneficio de operación de la central reversible.

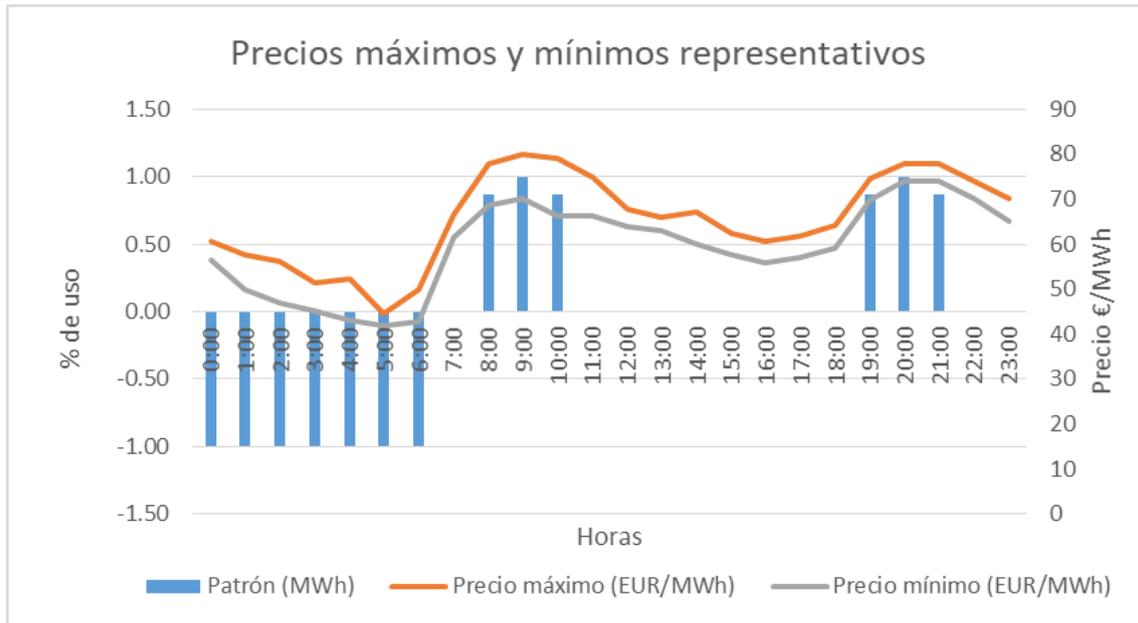


Figura 23. Precios máximos y mínimos diarios del día 01/10/2018. Patrón de bombeo/turbinado propuesto. Fuente: Omie.

Para la obtención de este patrón de bombeo se ha considerado una potencia de la instalación de 552 MW y 6 horas de capacidad de almacenamiento a máxima potencia, correspondiéndose con el diseño del proyecto original de la central depuradora reversible de Navaleo. Si multiplicamos la energía comprada por el precio mínimo a cada hora, obtendremos el gasto diario de bombeo. Si hacemos lo mismo para los precios máximos durante las horas de turbinado, obtendremos los beneficios brutos de la operativa de la central. Con los datos mencionados anteriormente, obtenemos un margen neto de 31.4 € por cada MWh.

Si dividimos el beneficio neto diario entre la potencia instalada, obtenemos un valor de 101.4 €/MW al día. Este valor puede cambiar en función de las pérdidas de energía por fricción de la instalación, o según la relación entre potencia instalada y capacidad de almacenamiento. Además, es evidente que este valor no es fijo, sino que depende de las condiciones de mercado del día.

A continuación, se muestra un gráfico de dispersión, válido para anteproyectos, sobre el que se ha realizado el ajuste de una función para poder determinar el coste de inversión aproximado de una central hidroeléctrica a partir de la potencia instalada. Hay que destacar que los resultados que se obtengan de este análisis son orientativos, ya que se puede cometer un gran error, debido a la variabilidad de los datos, y por el hecho de que los costes de una central hidroeléctrica en derivación, fluyente o de pie de presa, no tienen por qué coincidir con los de una central de bombeo reversible.

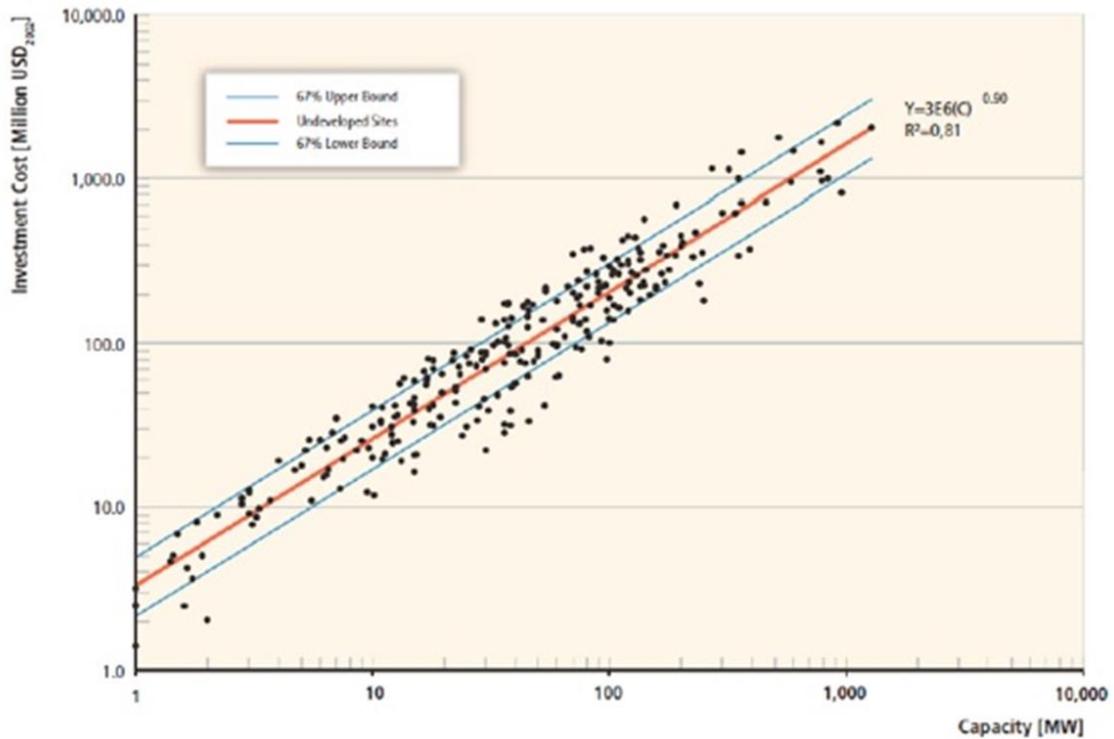


Figura 24. Costes de inversión en función de la potencia instalada para aprovechamientos hidroeléctricos. Fuente Hall et al. (2003).

Con este ajuste, obtendríamos un coste de construcción de unos 881 millones de euros, y unos beneficios de 101.4 euros al día por cada MW de potencia instalado. De esta forma, el beneficio anual sobre la inversión inicial puede ser estimado a partir de la siguiente expresión.

$$\frac{B_{\text{anual}}}{\text{Inversión}} = \frac{101.4 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{día}} \cdot P \cdot 365 \text{ días} \cdot (1 - \% \text{Parada})}{3E6 \cdot (P)^{0.9}}$$

Asumiendo un porcentaje de parada del 5%, y suponiendo la paridad en el EUR/USD, obtenemos los siguientes resultados.

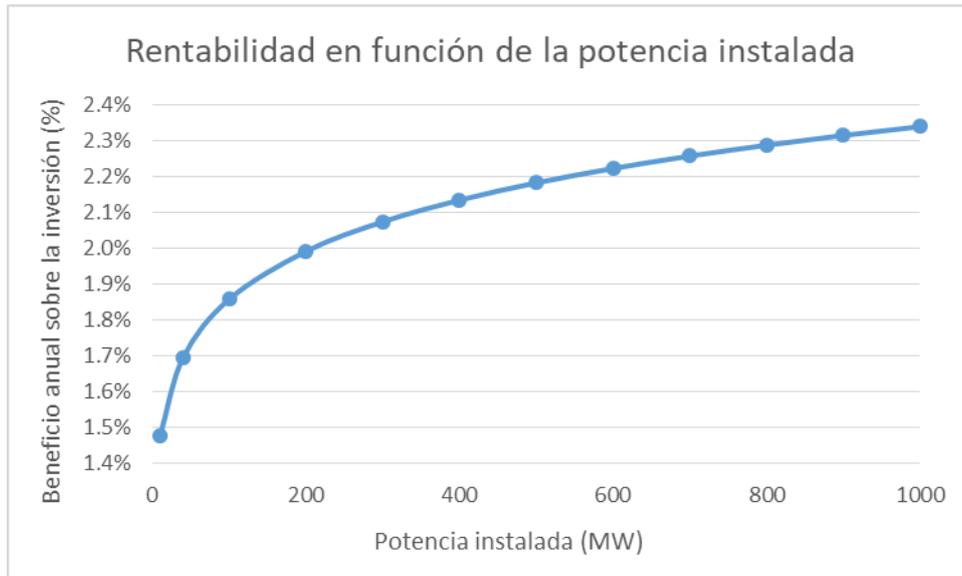


Figura 25. Beneficio anual sobre la inversión inicial en función de la potencia instalada.

Las conclusiones del gráfico anterior son claras, la economía de escala domina en este tipo de infraestructuras, además, no merece la pena construir una central reversible con una potencia inferior a 200 MW, ya que en esa zona la pendiente de la gráfica es mayor.

Es evidente que la rentabilidad se verá influenciada por el porcentaje de pérdidas de energía, siendo el parámetro principal que controla el beneficio de operación. El resto de factores que afectan al beneficio de operación son más difíciles de modificar, como por ejemplo, los rendimientos de la máquina hidráulica y del generador eléctrico. Estos rendimientos son difícilmente mejorables, obteniendo un rendimiento global máximo alrededor del 90%. Es por ello, que será necesario limitar al máximo las pérdidas por fricción de la tubería, sin embargo, no deberemos sobredimensionar el diámetro de la tubería, ya que ello implicaría un incremento en los costes de inversión.



### 1.5.1. Mercado intradiario de la energía

En el mercado diario se cruzan las ofertas de compra y de venta de los diferentes agentes compradores y vendedores. Esta subasta se realiza el día anterior para cada una de las 24 horas del día siguiente. Una vez finalizada la subasta, el operador del mercado cede el resultado final al operador del sistema eléctrico, para que se revisen los flujos de energía, por si fuera necesario llevar a cabo restricciones técnicas debido a limitaciones de la infraestructura.

Adicionalmente, existe un mercado intradiario de la energía, en el cual se lleva a cabo un ajuste en tiempo real de la oferta y la demanda. Este mercado se estructura en 6 sesiones de subastas, que al igual que en el mercado diario, son limitadas por la capacidad de la infraestructura eléctrica, gracias al operador del sistema.

En este contexto, las centrales hidroeléctricas de bombeo reversible participan en mayor medida en el mercado intradiario, debido a que en él se dan mayores diferencias de precios. Ello hace que la rentabilidad de una central hidroeléctrica reversible pueda incrementarse debido a la rápida cobertura y garantía de potencia que son capaces de aportar.



## 2. Anejo 2. Estudio Topográfico

En este anejo se lleva a cabo un estudio de la topografía de la zona para determinar los mejores emplazamientos. En primer lugar, se definen unos criterios con el fin de seleccionar los lugares más idóneos. Posteriormente, se describe y se analiza los principales aspectos de la orografía del terreno para cada alternativa propuesta.

Para la identificación de las alternativas, se emplean mapas de curvas de nivel del Instituto Geográfico Nacional, con cotas cada 10 metros y en diferentes escalas en el entorno de 1:10000, con el fin de llevar a cabo un análisis de la topografía y de los condicionantes del lugar.

### 2.1. Criterios para la selección del emplazamiento

La energía máxima que se puede gestionar en una central hidroeléctrica reversible por cada ciclo de llenado-vaciado, (sin considerar pérdidas ni rendimientos) viene dada por la siguiente expresión (expresión a nivel cualitativo):

$$E = \gamma \cdot V \cdot H \quad \text{Ec. 2}$$

Donde “ $\gamma$ ” es el peso específico del agua, “ $V$ ” es el volumen almacenado de agua y “ $H$ ” es el desnivel entre el depósito superior e inferior.

Por tanto, existen tres factores que debemos maximizar para obtener la mayor rentabilidad posible.

Normalmente el peso específico no es posible modificarlo, aunque las centrales reversibles situadas frente al mar cuentan con un extra de producción debido a la mayor densidad del agua salada. Sin embargo, este aumento de producción se ve compensado con unos mayores costes de mantenimiento debido a la corrosión de los materiales. Plantear el empleo de otro fluido con mayor densidad puede conllevar grandes problemas, por falta de disponibilidad, por su elevado coste, o por los problemas técnicos que acarrea su transporte por tubería.

Para maximizar el término de volumen, lo ideal es construir la central entre dos embalses a distinta cota. Al no disponer de embalses es necesario construir dos depósitos hidráulicos o balsas. Esto tiene el inconveniente de que el terreno ha de ser relativamente llano para facilitar su construcción, lo que suele ser poco común, ya que al mismo tiempo es necesario disponer de un gran desnivel. Esta situación solamente se da en orografías propias de altiplanos o mesetas.

Finalmente, el factor del desnivel, queda supeditado a las necesidades de espacio. Aunque, desniveles inferiores a 100 metros hacen descartar completamente un posible emplazamiento. Tal y como se justifica en el anejo 1 de este trabajo (apartado 1.4), el umbral de rentabilidad podría situarse en los 200 MW de potencia instalada. Al mismo tiempo, ya se ha visto que, para lograr un patrón de compraventa de energía óptimo, es necesario contar con al menos 6 horas de almacenamiento a máxima potencia. Esto define un umbral mínimo para la energía que es necesaria poder

almacenar, siendo aproximadamente de unos 1200 MWh. Ello nos conduce a una infinidad de pares de volumen-desnivel que cumplen con esta condición.

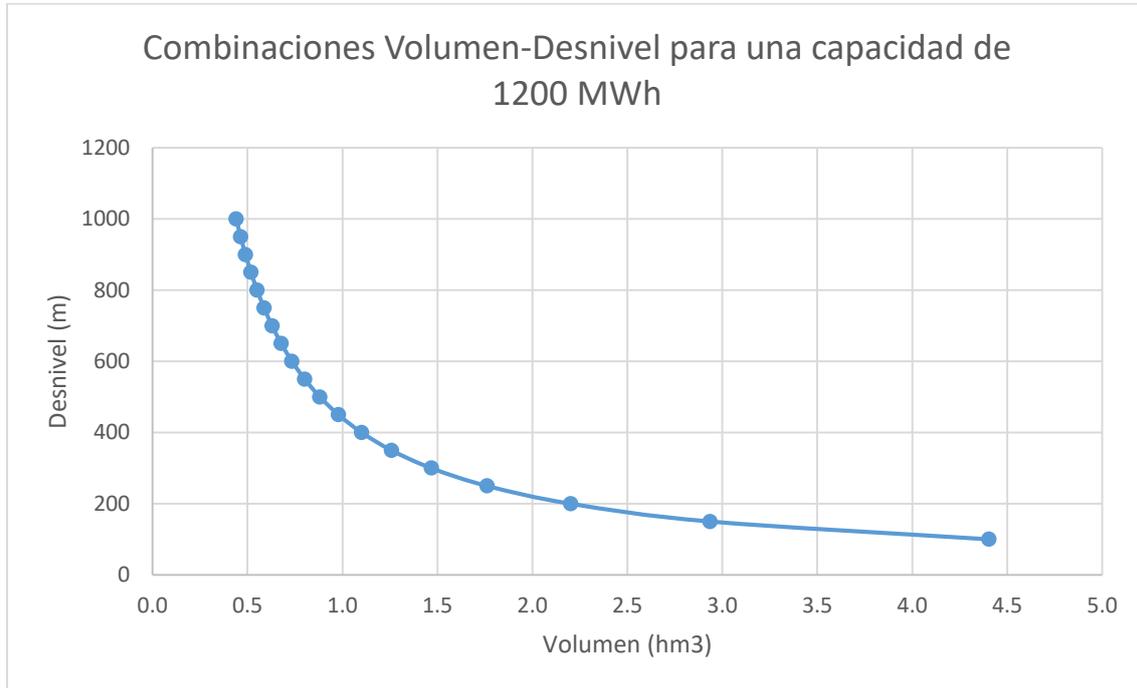


Figura 26. Combinaciones Volumen-Desnivel para una capacidad de almacenamiento de 1200 MWh Fuente: Elaboración propia.

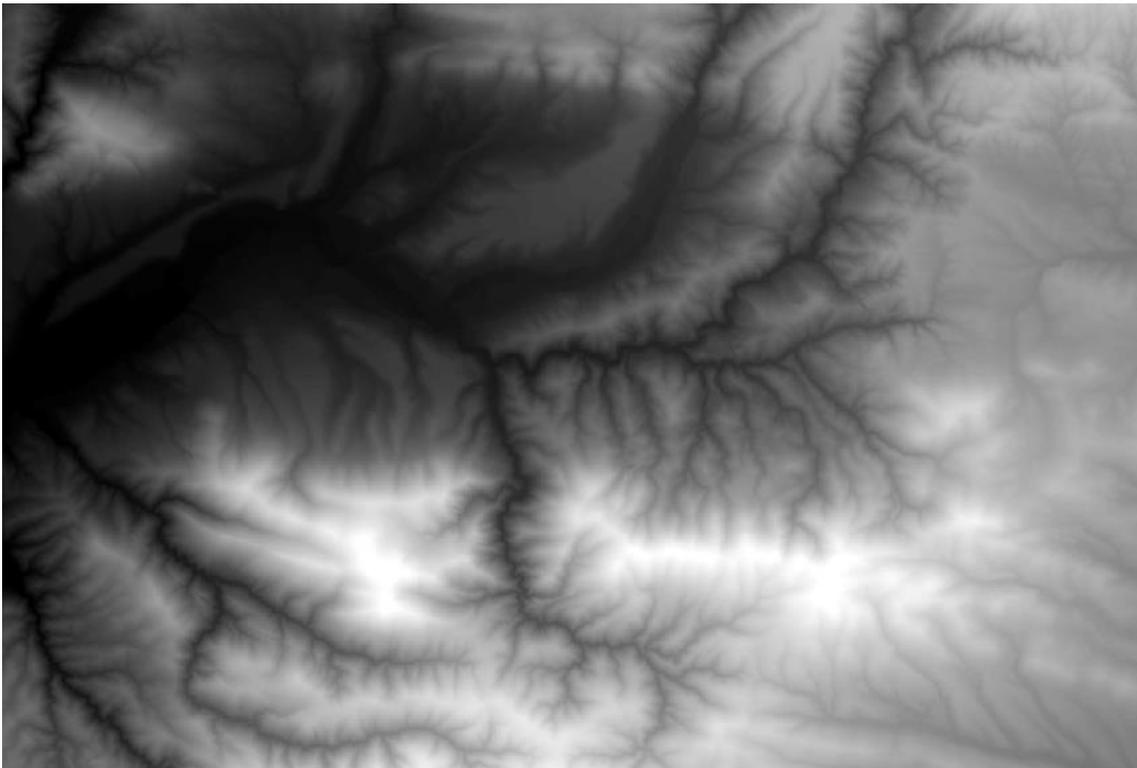
A falta de datos reales, consideraremos la curva de la Figura 26 como un umbral mínimo a exigir en términos de desnivel y volumen de los depósitos, para poder acometer la inversión. Además se exige un desnivel mínimo de 200 metros y un volumen de almacenamiento mínimo de 1.5 hm<sup>3</sup>.

Otro criterio de diseño comúnmente aceptado es no superar un talud de 2:1, es decir, que la distancia en horizontal entre los dos depósitos ha de ser inferior al doble del salto bruto. Este criterio pretende minimizar las pérdidas por fricción en la tubería forzada. Además, al superar esa distancia en horizontal, es muy probable que sea necesario colocar elementos de protección, como son las chimeneas de equilibrio o calderines. De esta forma, se limitan las sobrepresiones producidas por el golpe de ariete.

Quizás el conjunto de condiciones indicadas anteriormente es demasiado estricto a la vista de las necesidades de regulación energética futuras, máxime ante un escenario de descarbonización y dependencia de las energías renovables. Es posible que en un futuro cercano estos umbrales de rentabilidad sean revisados, ya sea por iniciativas públicas o por un reajuste en los precios de la energía.

## 2.2. Selección de los posibles emplazamientos

Con el objetivo de localizar los mejores emplazamientos para albergar los depósitos superior e inferior, se ha recurrido a un GIS (Sistema de Información Geográfica). A partir de un archivo RASTER con información de la elevación del terreno, se determinan las zonas con mayor desnivel. Al mismo tiempo, se obtiene un mapa de pendientes a partir del RASTER de elevaciones, con el fin de visualizar las zonas con mejores características topográficas para la construcción de un depósito hidráulico.



*Figura 27. RASTER de elevaciones topográficas. Vuelo PNOA.  
PNOA\_MDT25\_ETRS89\_HU30\_0159\_LID. Fuente: Instituto Geográfico Nacional.*

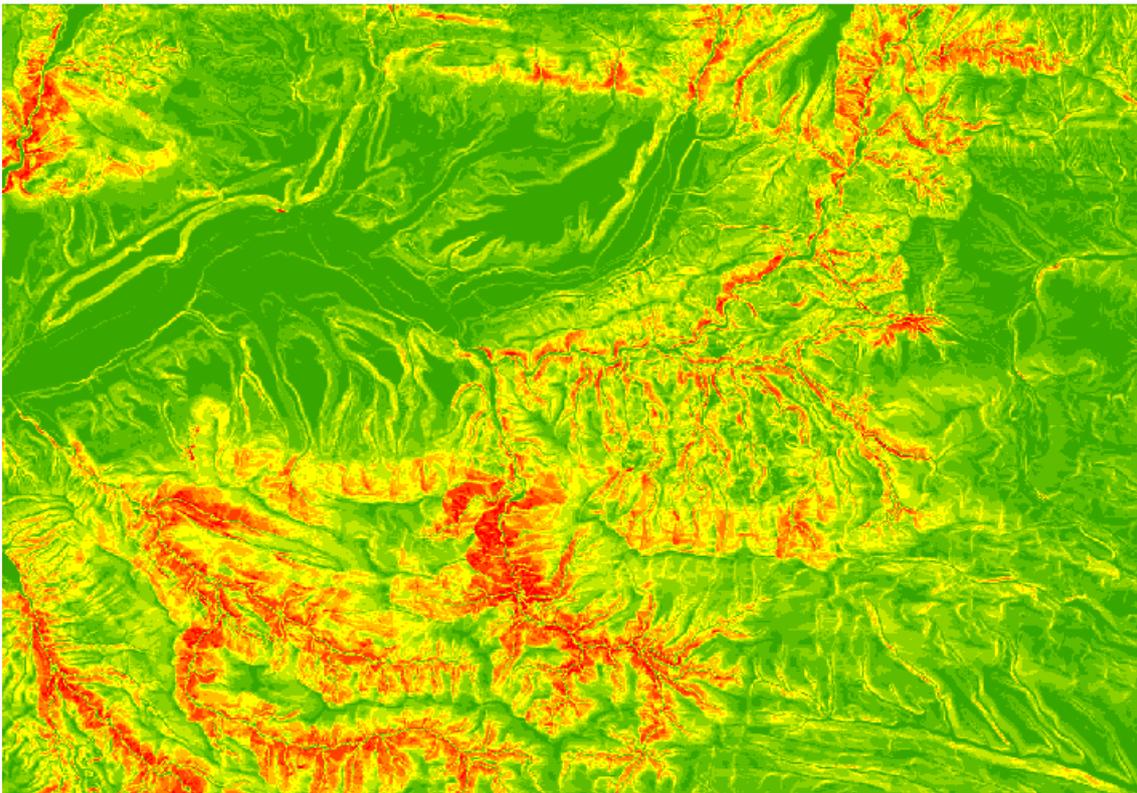


Figura 28. RASTER de pendientes topográficas. Vuelo PNOA.  
PNOA\_MDT25\_ETRS89\_HU30\_0159\_LID. Fuente: Elaboración propia.

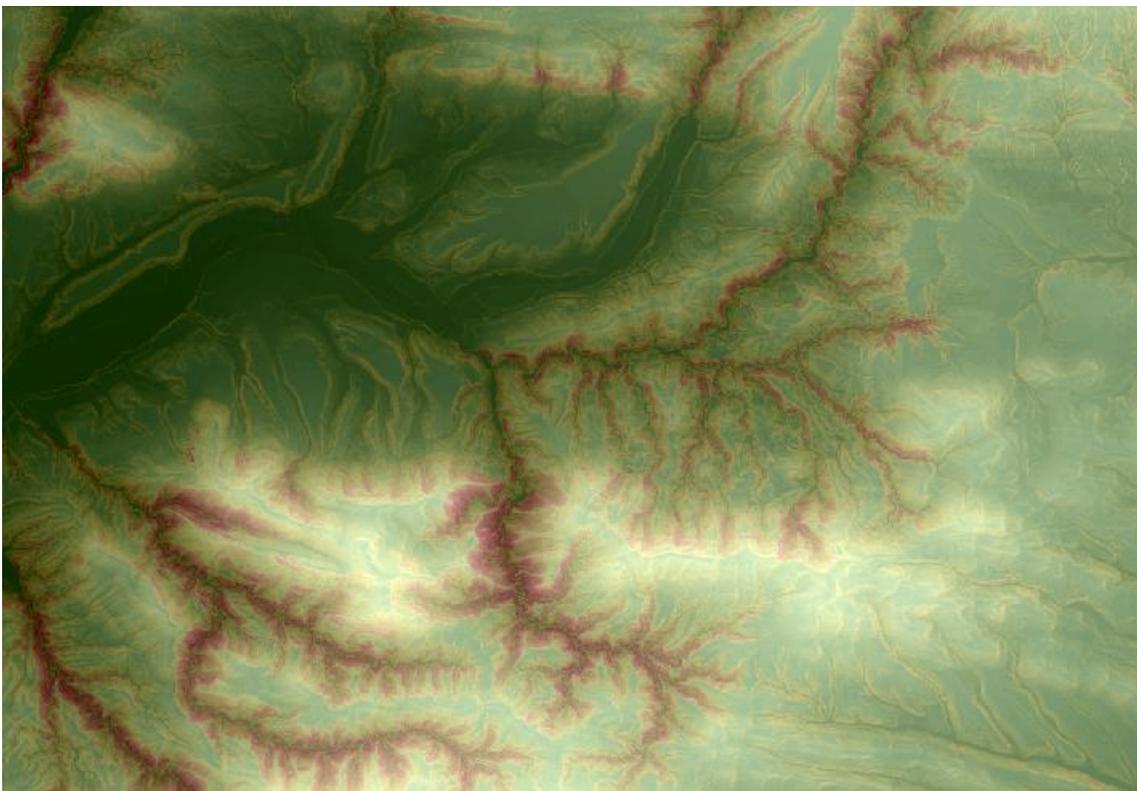


Figura 29. Superposición de RASTER de pendientes y de elevaciones topográficas. Vuelo  
PNOA. PNOA\_MDT25\_ETRS89\_HU30\_0159\_LID. Fuente: Elaboración propia.

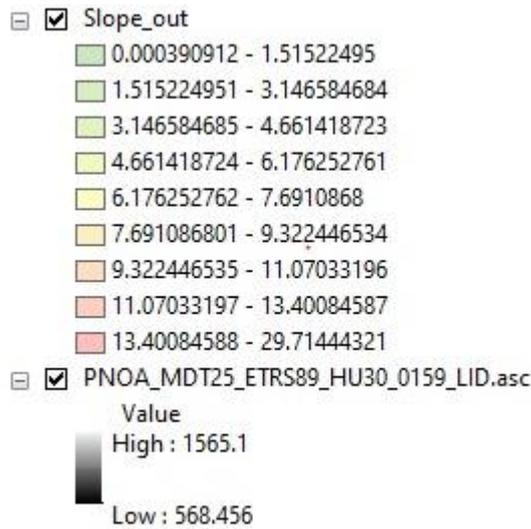


Figura 30. Leyenda asociada a las figuras 27, 28 y 29. Valores en metros.

Como se aprecia en la Figura 29, existen cuatro zonas con características topográficas favorables, es decir, con un desnivel relativamente alto y un terreno lo suficientemente llano y amplio como para albergar un depósito hidráulico. A continuación se identifican las posibles alternativas sobre la imagen anterior.

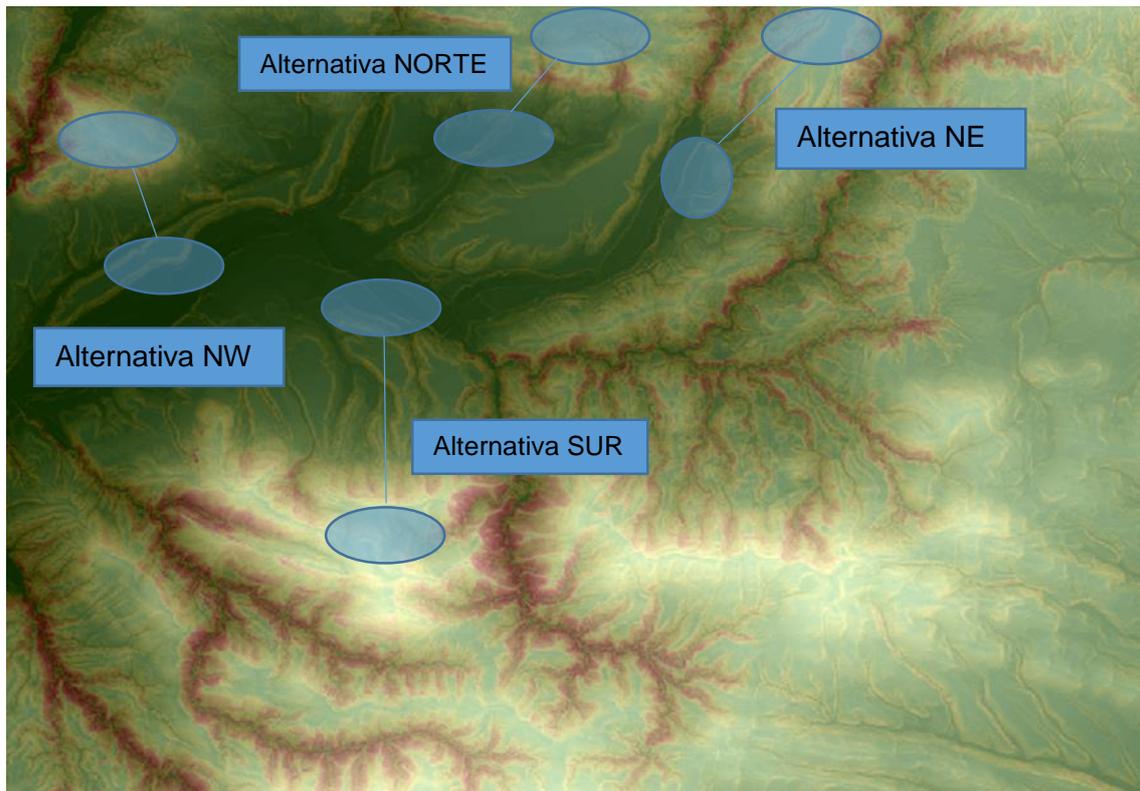


Figura 31. Posibles emplazamientos para las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.1. Comparación preliminar de alternativas

En un primer análisis de las alternativas propuestas, se estima la superficie de los depósitos, su profundidad media, el salto bruto y la longitud de la conducción. Adicionalmente, se calcula la relación entre el desnivel de los depósitos y la distancia que los separa en planta (Ratio “H/L”).

Alternativa	Salto bruto (m)	Longitud (Km)	Superficie (Ha)	H/L
SUR	710	5	13	0.142
NORTE	300	2.5	10	0.120
NW	400	3	12	0.133
NE	450	3.6	25	0.125

*Tabla 3. Comparativa preliminar entre alternativas. Valores aproximados. Fuente: Elaboración propia.*

En la tabla anterior se aprecia como la alternativa Norte es la que presenta menor salto bruto y espacio disponible, esto hará que la potencia instalada sea considerablemente inferior a la del resto de alternativas. Como se ha visto en el anejo 1 (apartado 1.4), la economía de escala es dominante en este tipo de construcciones, por lo que se descarta esta opción para el análisis de las alternativas. Además, esta alternativa es la que menor ratio “H/L” presenta, lo que influirá decisivamente en las pérdidas de energía y en el rendimiento de la central.

La alternativa Noreste es la que cuenta con mayores posibilidades de espacio, aunque para poder aprovecharlo, será necesario construir depósitos más grandes, y operar un caudal mayor, lo que repercutirá en un diámetro de tubería superior al resto de alternativas.

Por otro lado, si nos centramos en la alternativa Noroeste, vemos que la relación H/L es similar a la de la alternativa Sur, al igual que la superficie disponible. Sin embargo, es evidente que esta alternativa podrá almacenar menor energía que la alternativa sur, debido al menor salto bruto, lo que a su vez repercutirá en un beneficio de operación menor.

### 2.2.2. Alternativa Sur

La alternativa sur se corresponde con la solución del proyecto original del proyecto de la Central Depuradora Reversible de Navaleo. Esta se localiza al sur de Bembibre y al este de Ponferrada y permite aprovechar un salto bruto de 710 metros. La zona donde se sitúa el depósito superior se conoce como “Boca del Redondal”, apreciándose una orografía similar a la forma que adopta una silla de montar.



Figura 32. Mapa topográfico del emplazamiento del depósito superior para la alternativa sur.

Como se aprecia en la imagen anterior, las cotas más altas de la zona rondan los 1390 metros sobre el nivel del mar. También puede observarse la presencia de parques eólicos que aprovechan los vientos de dirección norte.

El acceso a esta localización puede llevarse a cabo mediante la carretera provincial LE-5309 que llega hasta el centro emisor de ondas de radio en el pico “Los Abedulos”. Desde esta carretera se desdobra un camino de gravilla de unos 3.5 metros de ancho que permite el acceso al lugar. Esto puede facilitar en gran medida el transporte de materiales hasta la obra, a pesar de que pueda ser necesario mejorar la capacidad de los accesos.

La tubería forzada discurre en su primer tramo hasta la chimenea de equilibrio superior (Véase el anejo 5), con una pendiente muy reducida, hasta llegar a la cabecera del arroyo de Vallourio, momento en el cual realiza un giro de 60° grados a la izquierda, aproximadamente, hasta situarse en dirección norte, siguiendo la línea de máxima pendiente del plano de la ladera. Durante el descenso, el trazado de la tubería forzada cruza una antigua cantera de grava llamada “Jovita”. Esto puede ser de utilidad para la obtención de áridos que sirvan como material de construcción para terraplén. Adicionalmente, la presencia de una cantera de grava puede indicar que el drenaje de esta zona será bueno.



Figura 33. Mapa topográfico de la zona por donde discurre el primer tramo de tubería forzada para la alternativa sur.

El lugar donde se localizará la caverna de la central se sitúa en una depresión del terreno, donde la superficie se encuentra a la cota 926. Hay que destacar que en este punto confluyen varios caminos, por lo que el acceso para la maquinaria y equipos es bastante favorable en esta zona.

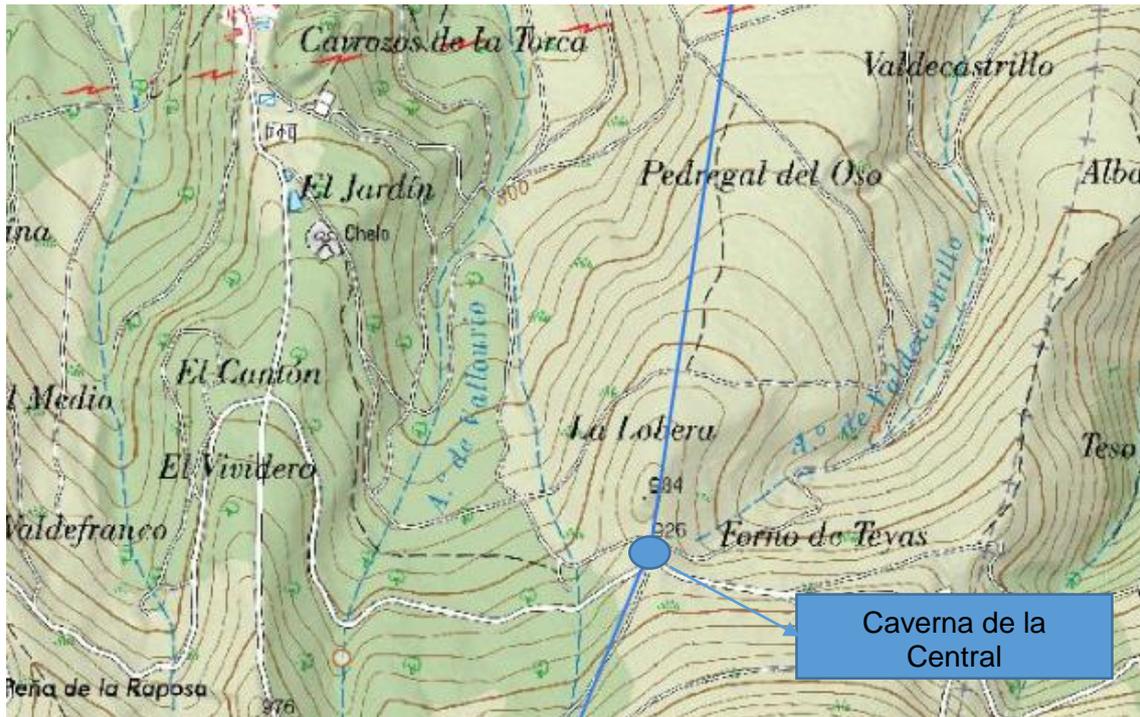


Figura 34. Mapa topográfico de la zona donde se situará la caverna de la central para la alternativa sur.

Finalmente, el lugar donde se construirá el depósito inferior, se localiza en la margen izquierda del río Tremor, junto a una zona de meandros. En ese mismo punto, en la margen derecha del río, se encuentra la antigua mina de carbón de Navaleo, cuya red de drenaje vertía al cauce del río.

Hay que destacar que esta zona es fácilmente inundable en episodios de crecida, lo que podría verse agravado con la construcción de los diques perimetrales del depósito hidráulico. Sin embargo, podría plantearse un diseño eficaz, que desvíe los caudales hacia el depósito ante subidas de la lámina de agua, lo que tendría el efecto opuesto, mejorando la seguridad frente a inundaciones.



Figura 35. Mapa topográfico de la zona donde se situará el depósito inferior para la alternativa sur.

A continuación, se muestra un perfil aproximado del terreno para el trazado de la tubería en la alternativa sur.



Figura 36. Perfil del terreno para la alternativa sur.

### 2.2.3. Alternativa Noreste.

Esta alternativa se estudia con mayor profundidad en el anejo 5, en el cual se describe el emplazamiento del depósito inferior, ya que este es el que más limitaciones de espacio posee.

La alternativa se localiza al noreste del municipio del Folgoso de la Ribera, en las inmediaciones de un parque eólico que aprovecha los vientos del este. En esta zona, las cotas más altas rondan los 1190 metros sobre el nivel del mar, con unas pendientes bastante reducidas. El desnivel que puede ser aprovechado con esta alternativa es de unos 450 metros.

La ventaja de este emplazamiento para la localización del depósito superior, es la presencia de la subestación eléctrica de Manzanal, que aunque no se encuentra en una situación favorable, por su lejanía respecto de la caverna de la central, puede ser de utilidad como punto de conexión a la red para el abastecimiento del alumbrado, y resto de equipos eléctricos situados junto al depósito superior. Adicionalmente, la presencia de este tipo de construcción hace que el impacto ambiental de la obra no sea tan elevado, al no tratarse de una zona especialmente protegida, ya que de lo contrario, no podría haberse construido una subestación eléctrica.

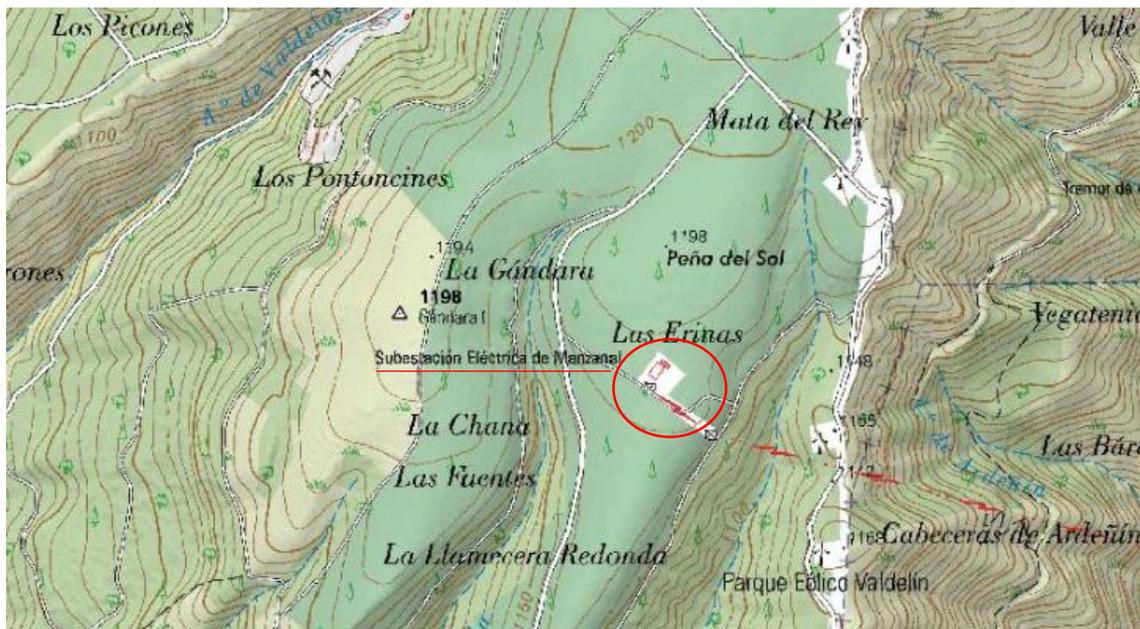


Figura 37. Mapa topográfico del emplazamiento para el depósito superior de la alternativa noreste.

El posible trazado de la tubería forzada busca una geometría óptima para minimizar los tramos de tubería sometidos a altas presiones. Esto puede lograrse con un primer tramo prácticamente horizontal, con muy poca pendiente y a una cota cercana a la de la lámina de agua del depósito superior. Al final de este tramo se coloca una chimenea de equilibrio para aislar la conducción del fenómeno de golpe de ariete. Con ello se consigue limitar las presiones que soporta este tramo de tubería, pudiendo plantear una ejecución mediante hormigón armado.

Tras la chimenea de equilibrio superior, la tubería discurre de forma subterránea hasta llegar al depósito inferior. En este tramo se localiza la caverna de la central, junto a la que se construirá el parque de transformadores.

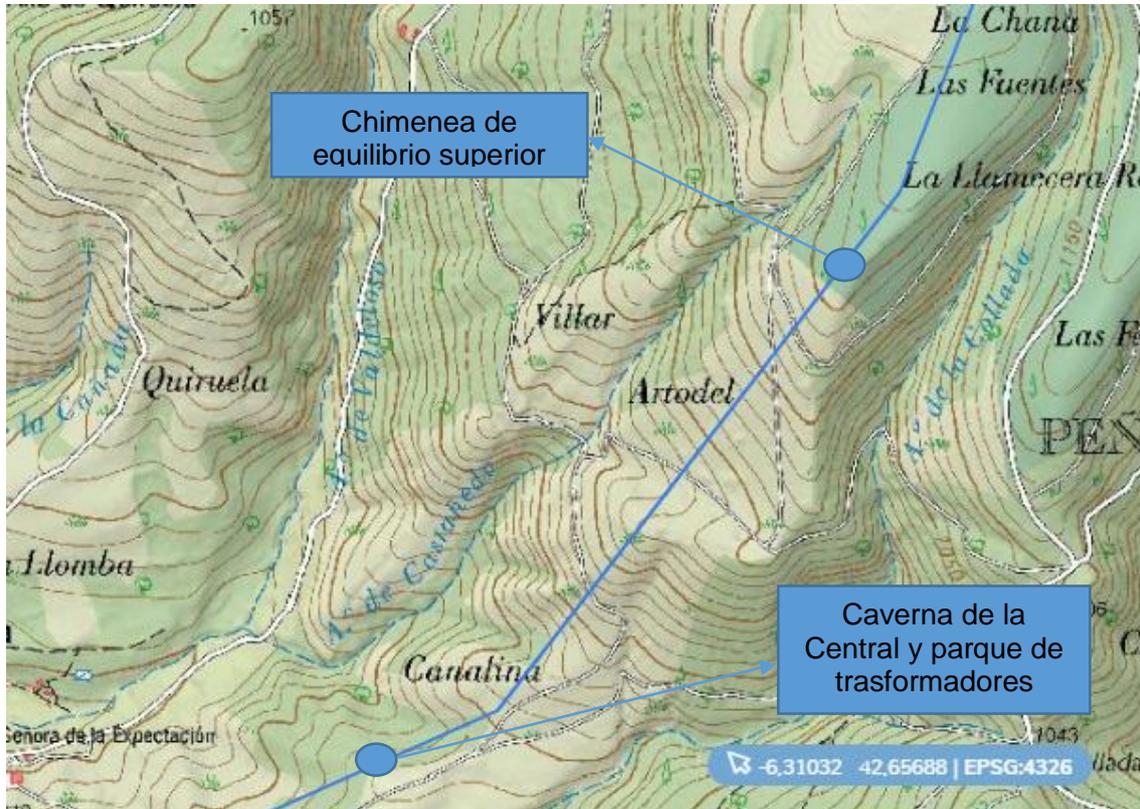


Figura 38. Mapa topográfico del emplazamiento para el primer tramo de tubería forzada de la alternativa noreste.

El emplazamiento y la topografía del depósito inferior se detallan en el anejo 5, en el que se estudian las dimensiones generales del depósito inferior.

Finalmente, se muestra un perfil del terreno aproximado para el trazado de la tubería forzada de esta alternativa.



Figura 39. Perfil del terreno para la alternativa noreste.

### 2.2.4. Alternativa Noroeste

La alternativa noroeste se sitúa entre el embalse de Bárcena y el municipio de Bembibre. El embalse de Bárcena recoge las aguas del río Sil, encontrando un pico montañoso en la cola del embalse, situado en la margen izquierda, conocido como “Peñas de la Riestra”. Esta formación montañosa, alcanza su cota máxima en los 1120 metros sobre el nivel del mar. A pesar de ello, este emplazamiento cuenta con dificultades constructivas para el depósito superior, ya que las pendientes no son tan tendidas como en las alternativas anteriores. Tanto es así, que sería necesario construir dos depósitos superiores para cubrir una superficie de al menos 12 hectáreas, los cuales deberían ser excavados en roca. Esta alternativa permite aprovechar un salto bruto de unos 400 metros.



Figura 40. Mapa topográfico del emplazamiento para el depósito superior de la alternativa noroeste.

Como se aprecia en la imagen anterior, el lugar y la geometría de los depósitos intenta, en la medida de lo posible, abarcar la máxima superficie posible evitando volúmenes de excavación excesivos.

Para la localización del depósito inferior se plantean dos posibles emplazamientos, uno en la margen derecha del río tremor, a la cota 600, y otro aprovechando el embalse de Bárcena, cuya cota de coronación se encuentra en los 625 metros sobre el nivel del mar. La distancia a salvar entre los dos depósitos es similar para las dos opciones planteadas, con distancias entre los 2 y los 3 kilómetros. Sin embargo, la solución en la que se aprovecha el embalse de Bárcena como depósito inferior cuenta con una problemática, ya que no dispone de espacio suficiente como para construir los depósitos de tratamiento de las aguas residuales mineras. Además, esta masa de agua superficial no cuenta con tantos problemas de calidad como era el caso de las alternativas anteriores. Por tanto, la solución más ventajosa sería construir

el depósito inferior junto al río Tremor, para de esta forma, mejorar los beneficios del proyecto al poder depurar aguas con grandes concentraciones de metales pesados.



Figura 41. Mapa topográfico donde se muestra la localización de los depósitos superiores de la alternativa noroeste y la cola del embalse de Bárcena.

La opción para el depósito inferior situada junto al río Tremor se encuentra aguas abajo del parque industrial del Bierzo Alto, por lo que podría servir para depurar las aguas residuales de las industrias que vierten al río. La cota superior del depósito es de 600 m.s.n.m y cuenta con una superficie de unas 11 hectáreas. Al norte limita con las carreteras A-6 y N-6, a este con la carretera LE-5306 y al sur y oeste con el cauce del río Tremor. A pesar de lo limitado del espacio, en la margen izquierda del río existe espacio suficiente como para albergar los depósitos de tratamiento de la estación depuradora.



Figura 42. Mapa topográfico del emplazamiento para el depósito inferior de la alternativa noroeste.

A continuación se muestra un perfil del terreno para el trazado de la tubería forzada de la alternativa noroeste.



Figura 43. Perfil del terreno para la alternativa noroeste.

2.2.5. Alternativa norte.

En la selección de los posibles emplazamientos se incluyó esta alternativa, dado que cuenta con un desnivel de 300 metros y una superficie aproximada de 10 hectáreas, que si consideramos una profundidad media para los depósitos de 15 metros, supone un volumen de 1.5 hectómetros cúbicos. Con ello se superarían los requisitos mínimos exigidos para las alternativas, sin embargo, este emplazamiento es menos apropiado que el resto, ya que el desnivel aprovechable es inferior al resto de alternativas, al igual que el espacio disponible.

Por otro lado, el depósito inferior de esta alternativa se situaría junto al arroyo de Pradoluengo, que no cuenta con el mismo nivel de contaminación que el resto de alternativas, debido al menor número de minas que drenan al cauce. Al mismo tiempo, este arroyo no presenta un caudal tan constante como el resto de alternativas, siendo este más importante en episodios de lluvias (Véase el anejo 6). Por tanto, la construcción de una CDR en este punto no sería tan rentable desde ambos puntos de vista, ya sea energético o ambiental.

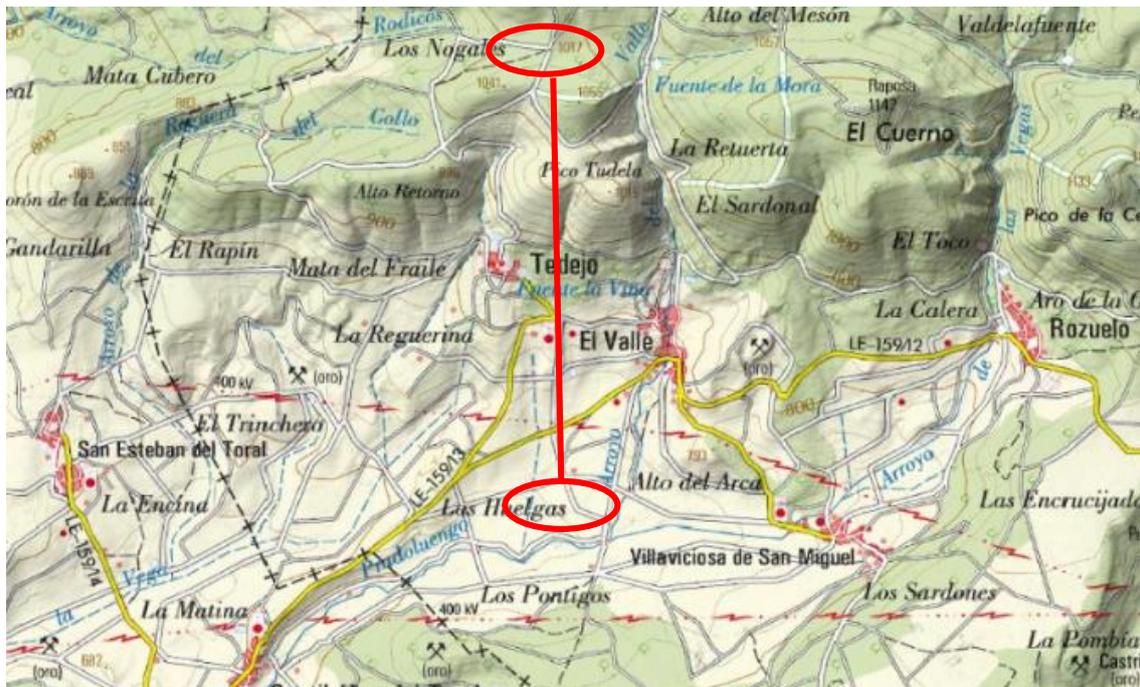


Figura 44. Mapa topográfico del emplazamiento para la alternativa norte.



### 3. Anejo 3. Estudio Geotécnico y Geológico

En este anejo se lleva a cabo un estudio geotécnico para determinar la idoneidad de los terrenos frente a las obras que se pretende construir. Se emplean mapas del IGME y las recomendaciones de literatura geotécnica. Además, se realiza una descripción de la geología de la zona.

#### 3.1. Descripción general

A continuación, se muestra un extracto del mapa geotécnico, el cual se encuentra disponible en los planos adjuntos a este documento. En él se indican los principales riesgos geotécnicos y geológicos, así como las principales características del terreno. Sobre la imagen se ha superpuesto la ubicación aproximada de las alternativas planteadas, para así enfocar el análisis en las zonas de interés.

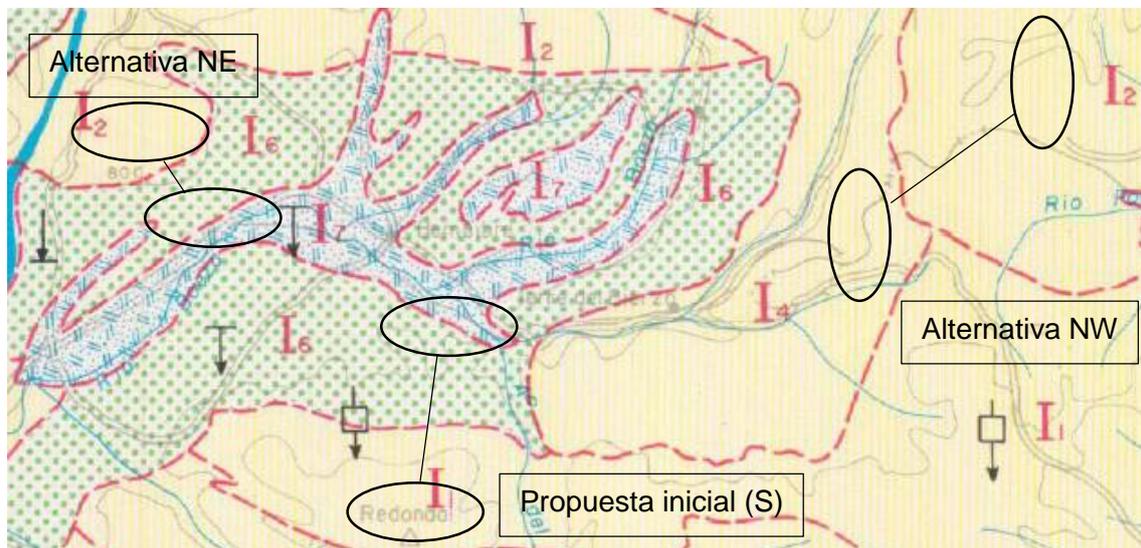


Figura 45. Extracto del mapa geotécnico de la hoja 3-3/18 – Ponferrada.

En la siguiente imagen se muestra un extracto del mapa de capacidades de carga del IGME, presente en los planos adjuntos a este documento. En él puede observarse cómo las tres alternativas muestran capacidades de carga altas para el emplazamiento del depósito superior.

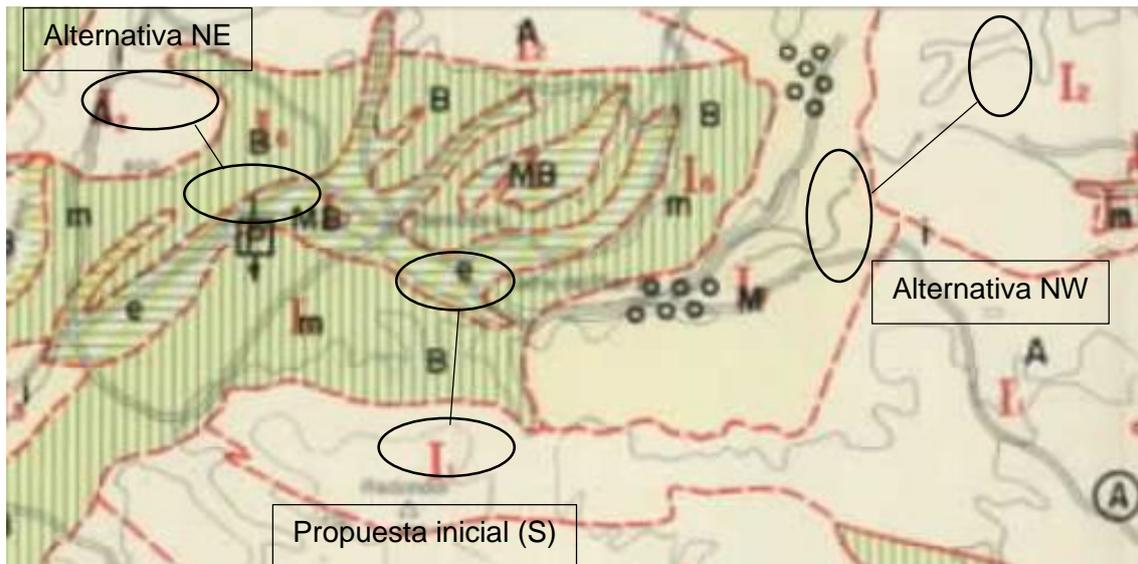


Figura 46. Extracto del mapa de capacidades de carga de la hoja 3-3/18 – Ponferrada.

- Alternativa Sur (Solución inicial):

Como puede extraerse de los planos adjuntos, la zona donde se sitúa el depósito superior de la solución inicial se compone, mayoritariamente, de areniscas cuarcíticas y pizarras esquistosas. A pesar de que este tipo de geología es favorable para la construcción de un depósito, pueden existir problemas de estabilidad de laderas durante la construcción, debido a la geomorfología de la zona, principalmente en la frontera entre las zonas “I1” e “I6”, donde existen grandes pendientes. El drenaje superficial es bueno y el subterráneo es fisural.

Por otro lado, el depósito inferior se sitúa sobre una zona muy permeable de litología detrítica. Tal y como se detalla en la memoria asociada a la hoja 159 MAGNA 50 del IGME, las condiciones constructivas son muy variables, pudiendo aparecer problemas de asentamientos. La capacidad de carga del terreno sobre el que se sitúa el depósito inferior de la alternativa sur es muy baja.

El tramo intermedio entre los dos depósitos se compone de terrenos arcillosos con escasa permeabilidad, en los que pueden producirse grandes deformaciones y asentamientos, esto puede suponer un problema importante, tanto en el drenaje como en la cimentación a la hora de construir la caverna de la central, donde se alojará el grupo turbina-generador. Este hecho hace que plantear una tubería en túnel pueda resultar complicado en cuanto a los trabajos de sostenimiento y estabilización del terreno. Por otro lado, es necesario evitar asentamientos diferenciales a lo largo del recorrido de la tubería, ya que las tensiones inducidas por este tipo de asentamientos podrían llegar a dañar la infraestructura. La capacidad de carga del terreno en este tramo es baja.

- Alternativa Noreste:

La alternativa noreste cuenta con una geología compuesta mayoritariamente de esquistos, areniscas y pizarras para el emplazamiento del depósito superior. El drenaje de esta zona es favorable en superficie, pero presenta dificultades en profundidad, valiéndose de los huecos entre fisuras. Hay que destacar, que sobre esta geología predominante, se sitúa un lentejón de conglomerados, arenas y arcillas rojas, que puede condicionar la construcción del depósito superior. Pese a ello, la zona presenta unas condiciones geotécnicas favorables, con una capacidad de carga alta.



El depósito inferior de la alternativa noreste se localiza sobre una geología detrítica, compuesta por areniscas, arcillas y gravas, además de formaciones propias de las terrazas adyacentes a la margen del río. La capacidad de carga de esta zona es media, debido al alto contenido de materia orgánica del terreno en superficie.

La zona intermedia entre los depósitos superior e inferior de la alternativa noreste se compone de los materiales ya mencionados anteriormente, pudiendo variar de forma gradual entre los distintos tipos de formaciones. Cabe destacar que en este caso, la geología detrítica favorece el drenaje subterráneo, al mismo tiempo que reduce los asentamientos en comparación con terrenos arcillosos, por lo que la construcción de la caverna de la central será más fácil de ejecutar en esta alternativa.

- Alternativa Noroeste:

El emplazamiento del depósito superior para la alternativa noroeste es de la misma naturaleza que para la alternativa noreste “Tipo I2”.

La zona donde se sitúa el depósito inferior para la alternativa noroeste, al igual que el tramo intermedio entre los dos depósitos, es de la misma naturaleza que el de la alternativa sur “Tipo I7 e I6”.

### 3.2. Condicionantes Geotécnicos

En la hoja del mapa geotécnico, se indica que el espesor de los recubrimientos detríticos asociados al cauce del río puede ser de gran potencia, haciendo que el problema de asentamientos de esta zona sea difícil de solventar. Por el contrario, en el área “I4” es posible que el espesor de terreno con un alto contenido en materia orgánica sea más reducido, llegando al nivel rocoso en escasos metros de profundidad. Cabe destacar, que en las zonas “I4” e “I2”, asociadas a las alternativas noreste y noroeste, las formaciones geológicas presentan planos de foliación o direcciones de debilidad. Esto es debido a la presencia de areniscas y pizarras, siendo éstas últimas muy propensas a este tipo de geomorfología. Sin embargo, como se observa en el siguiente extracto del mapa geológico presente en los planos adjuntos, el buzamiento de los planos de foliación, en las inmediaciones de los posibles emplazamientos para el depósito superior, ronda los 10-15 grados sexagesimales, por lo que no supone un riesgo geotécnico muy elevado. A pesar de ello, si es cierto que, en el tramo de tubería, pueden aparecer problemas de deslizamiento de ladera, llegando a encontrar buzamientos del entorno de 20-35 grados sexagesimales en dirección de la máxima pendiente del terreno.

En la zona donde se sitúa el depósito superior de la alternativa noroeste, existe una formación montañosa que no permite una construcción sencilla por la elevada pendiente del terreno en esa zona, debiéndose excavar completamente en el macizo rocoso. Adicionalmente, tal y como se menciona en el anejo 2, sería necesario construir dos depósitos, con la problemática adicional en relación con el riesgo geotécnico asociado con los planos de foliación en dirección de máxima pendiente de la ladera. Tal y como se muestra en la siguiente imagen, existe un alto riesgo de deslizamiento, ya que la pendiente de los estratos es de 21° sexagesimales en dirección de máxima pendiente, evidenciándose este riesgo por la presencia de un cono aluvial formado por un antiguo deslizamiento.

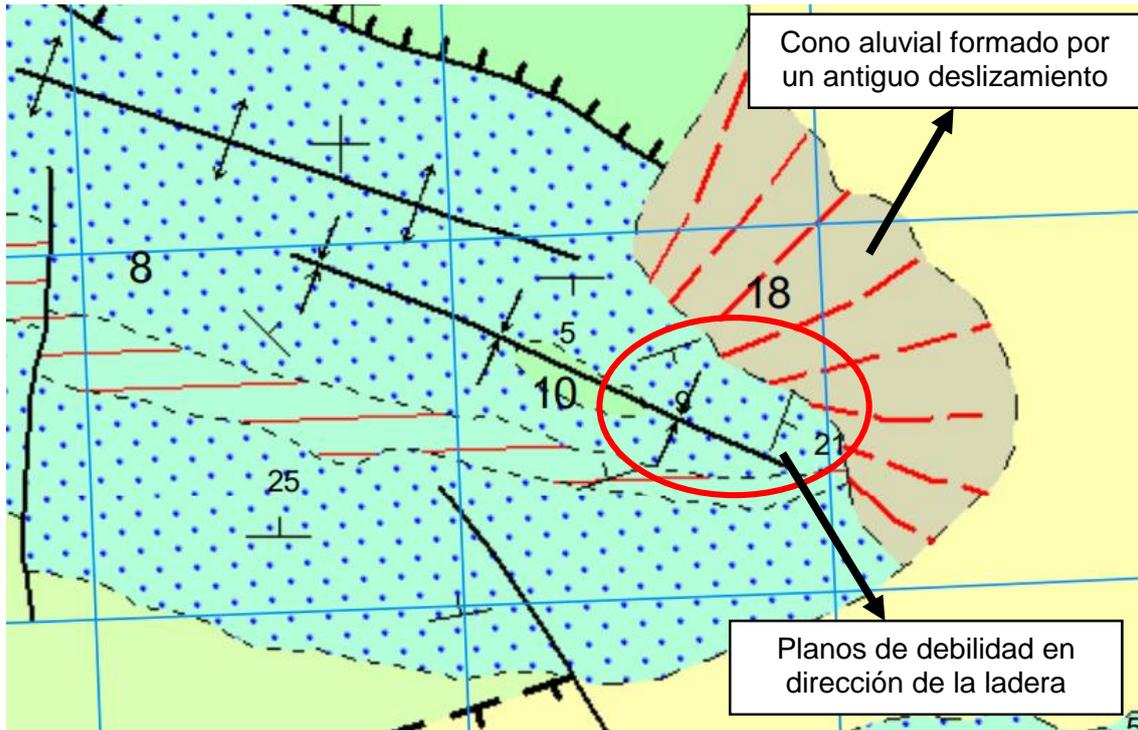


Figura 47. Mapa geológico del emplazamiento del depósito superior para la alternativa noroeste. Evidencias de riesgos geotécnicos asociados a deslizamientos de ladera. Fuente: IGME.

La alternativa sur (propuesta inicial), también cuenta con problemas en relación con la estabilidad de la ladera, ya que existe una falla con indicación de hundimiento que intersecta el trazado de la tubería forzada.

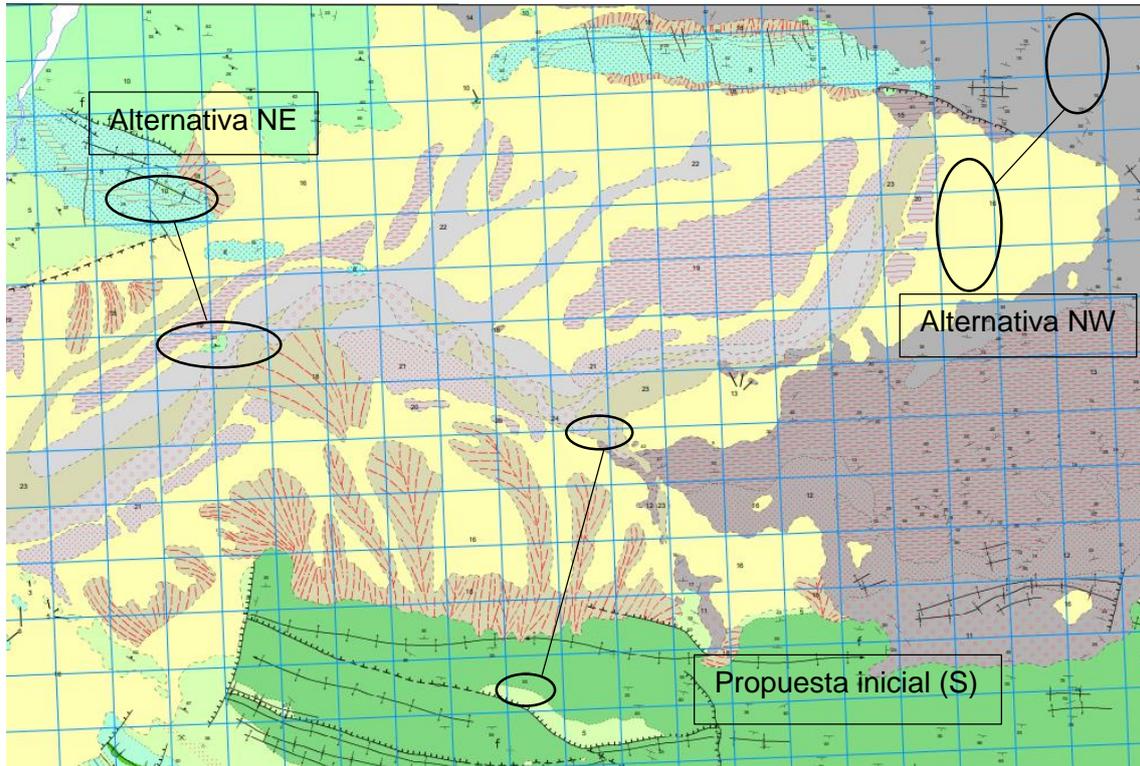


Figura 48. Extracto del mapa geológico de la hoja 159 MAGNA 50.



Figura 49. Detalle de las soluciones propuestas sobre el mapa geológico de las hojas 159 y 127 del MAGNA 50.

### 3.3. Excavabilidad y calidad del sustrato rocoso

Para poder estimar las necesidades de maquinaria y tiempo, así como para evaluar posibles imprevistos y dificultades a la hora de realizar los trabajos de excavación, es necesario cuantificar por medio de algún parámetro la calidad del terreno.

Para determinar la calidad de los terrenos granulares se suelen emplear parámetros geotécnicos como el ángulo de rozamiento interno, la densidad o el índice de huecos. Para suelos cohesivos, se suele emplear la resistencia a corte, el índice de plasticidad o el módulo edométrico, entre otros.

El alcance de este trabajo académico no consiste en llevar a cabo un estudio geotécnico detallado de cada una de las alternativas, sino más bien, recabar y sintetizar en un documento la información disponible más relevante para poder determinar la idoneidad de cada alternativa. En esta línea, se ha optado por el siguiente planteamiento:

Se supone que los tramos considerados como tramos en túnel (profundidades a partir de 10-15 metros, dependiendo de la geología), discurren sobre terreno rocoso, ya que los estratos más antiguos se encuentran en las capas más profundas. En cambio, para profundidades de excavación inferiores, se considerará a efectos de presupuesto, un precio único para la excavación en zanja.

Se ha elegido como parámetro para evaluar la calidad de la roca el Rock Mass Rating (RMR), por los estudios existentes que correlacionan este parámetro con los costes de excavación y construcción de un túnel<sup>1</sup>.

Dado que no existe información suficiente como para evaluar la calidad de la roca mediante el RMR, se ha recurrido a la literatura geotécnica, donde es posible encontrar asociaciones cualitativas entre la calidad de la roca y un rango de valores para el RMR.

RMR	100-81	80-61	60-41	40-21	<20
Class	I	II	III	IV	V
Rock quality	Very good	Good	Fair	Poor	Very poor

Tabla 4. Clasificación de la calidad de la roca según el Rock Mass Rating. Fuente: 911metallurgist.

<sup>1</sup> Sancho Moreno, M. (2010). *Predicción del coste de la obra civil de un túnel ejecutado por métodos convencionales*. Tesina de Máster. Madrid: Escuela de Caminos Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid.

A partir de la descripción geotécnica para los tramos intermedios entre ambos depósitos, junto con la tabla de asociaciones para el RMR, se ha definido un valor para este parámetro en cada una de las alternativas planteadas.

Alternativa	Calidad	Clase	RMR
Sur	Aceptable	3	40
Noreste	Buena	2	70
Noroeste	Aceptable	3	40

Tabla 5. Estimación de la calidad de la roca para cada una de las alternativas según la información geotécnica disponible. Fuente: Elaboración propia.

En el anejo 7, se incluye el coste asociado a la construcción de los tramos en túnel de cada alternativa, el cual ha sido determinado a partir del siguiente ajuste estadístico. Se asume que el coste varía linealmente con respecto a la sección de túnel perforada (El ajuste estadístico se realiza para una sección circular de 52 m<sup>2</sup>).

En el caso de optar por una solución constructiva en la que la tubería forzada se encuentre enterrada, la técnica de perforación más común para la construcción del túnel es la técnica Raise Boring Rig (RBR).

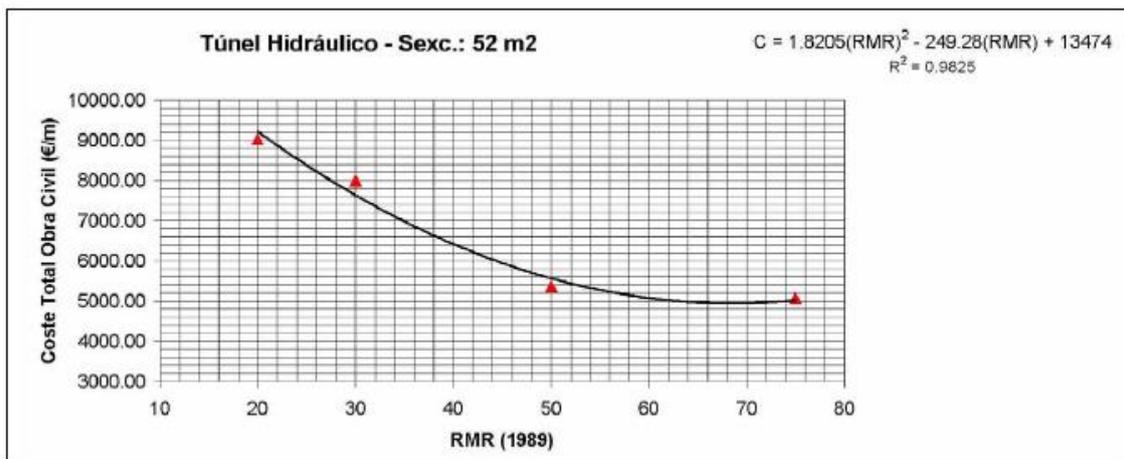


Figura 50. Ábaco para la estimación de costes de un túnel hidráulico en función del RMR. Fuente: "Predicción del coste de la obra civil de un túnel ejecutado por métodos convencionales". Marcos Sancho Moreno.

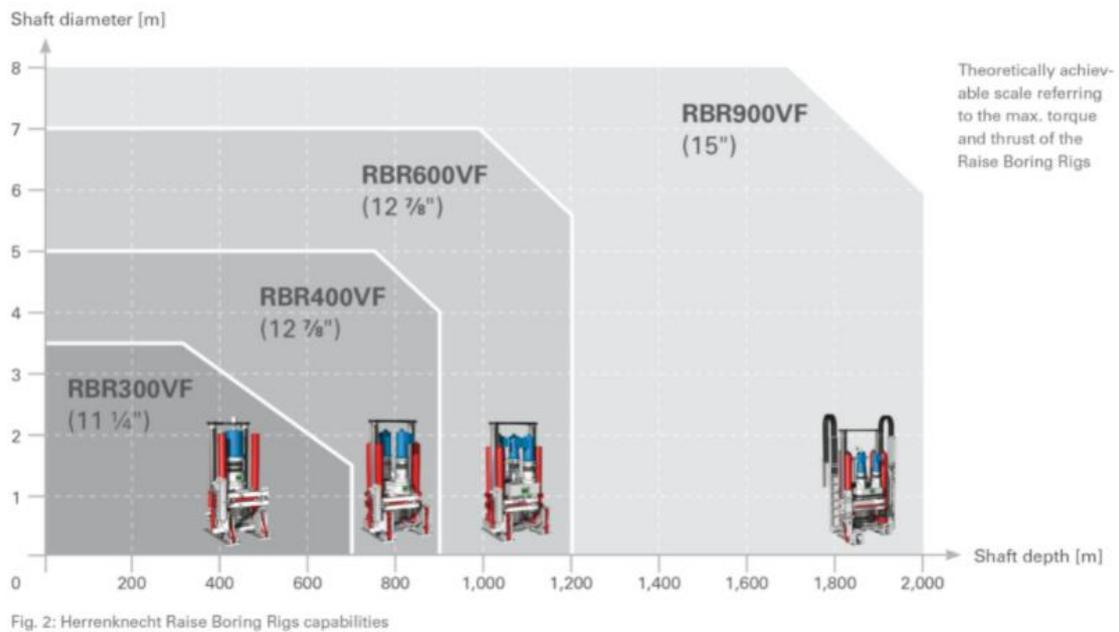


Figura 51. Capacidad de los diferentes modelos de RBR (Raise Boring Rig). Fuente: Herrenknecht AG.

Como se aprecia en la imagen anterior, no se podrán sobrepasar diámetros de 8 metros para el túnel, lo que implica que la tubería forzada ha de ser inferior a este diámetro, en caso de optar por esta solución constructiva.

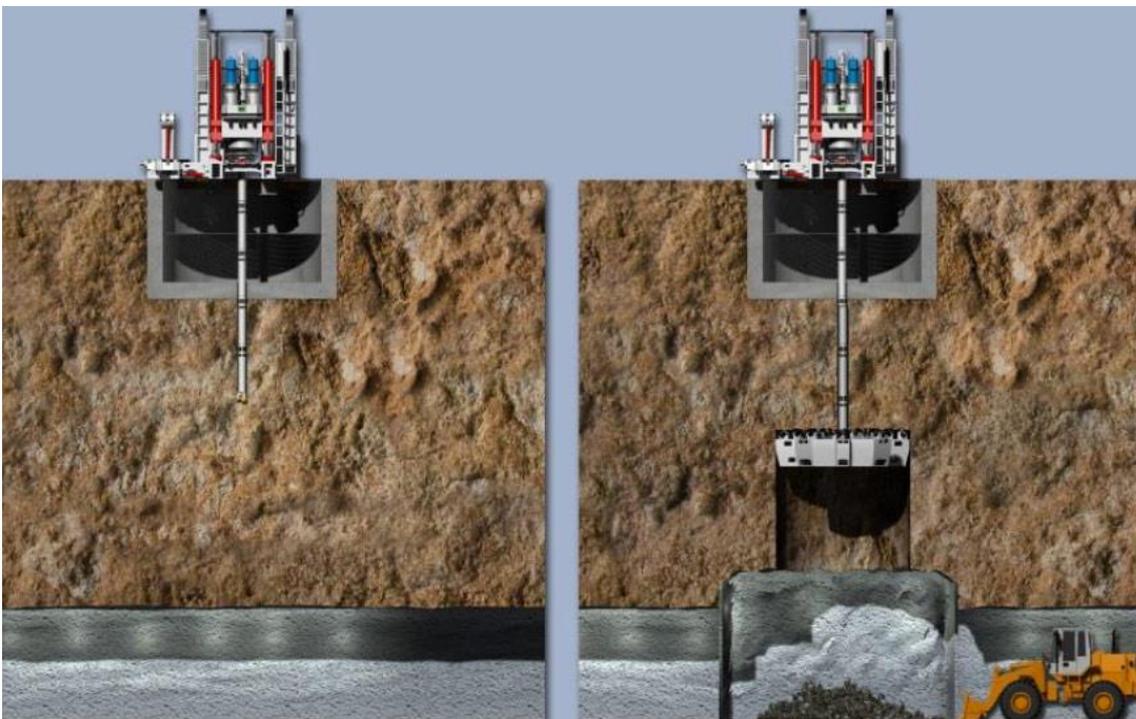


Figura 52. Proceso constructivo del RBR (Raise Boring Rig). Fuente: [www.tunneltalk.com](http://www.tunneltalk.com).

### 3.3.1. Caverna de la central

Todas las soluciones planteadas cuentan con una central en caverna, esto es así debido a que la central ha de estar a una cota por debajo del depósito inferior, para de esta forma evitar el problema de cavitación.

La excavación de una caverna exige unas condiciones favorables del terreno en cuanto a excavabilidad, impermeabilidad y estabilidad de la roca. A menudo, es necesario construir depósitos de achique en las cotas más bajas de la central, con un grupo de bombas hidráulicas que permitan evacuar la acumulación de agua en caso de inundación por avería o fuga.

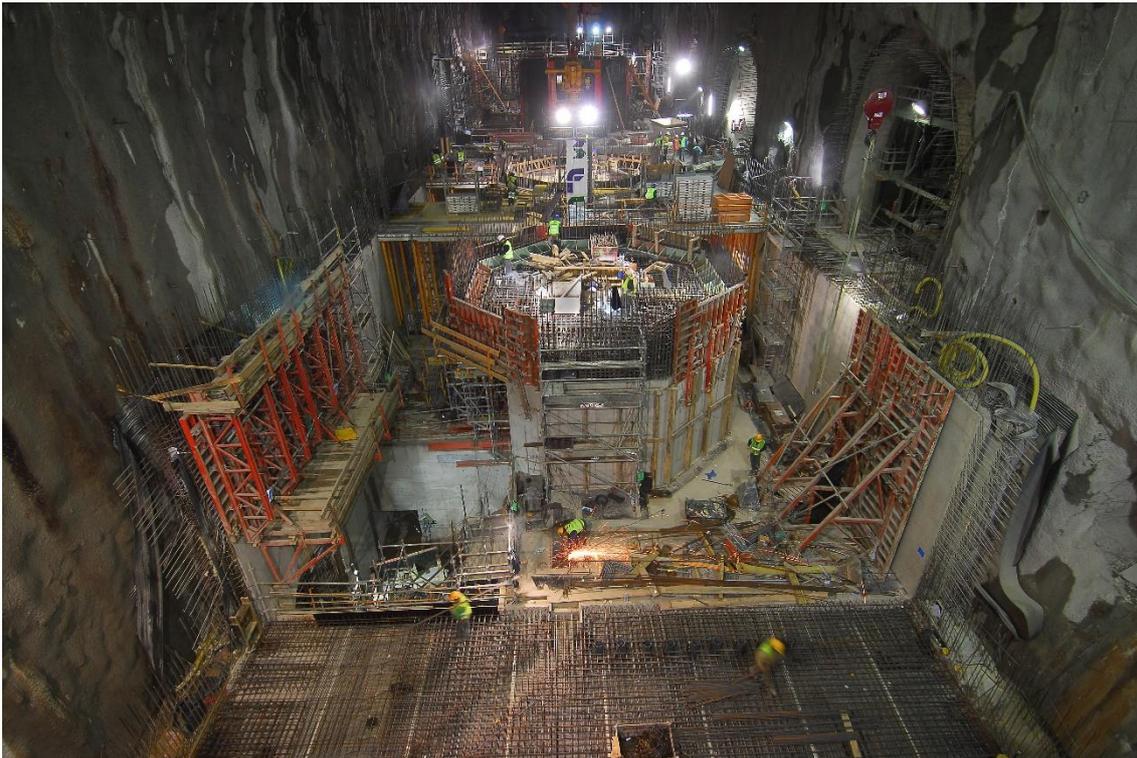
Ante un terreno con niveles freáticos altos, como en el caso de aplicación, interesa seleccionar un emplazamiento impermeable para evitar filtraciones hacia el interior de la caverna, aunque esta impermeabilización puede lograrse mediante inyecciones de material. Por el contrario, en terrenos con niveles freáticos bajos, es más aconsejable buscar un emplazamiento permeable para evitar la instalación de un sistema costoso de bombas de achique.

A continuación se muestra una tabla con las condiciones de excavabilidad para la caverna de la central y las condiciones de impermeabilidad, para cada alternativa.

Alternativa	Estratos o niveles superiores		Estratos o niveles inferiores	
	Excavabilidad	Impermeabilidad	Excavabilidad	Impermeabilidad
Sur	Alta (Arcillas deformables)	Alta (Arcillas)	Buena	Moderada (areniscas y pizarras)
Noreste	Media-Alta	Baja (detrítico)	Buena	Moderada (areniscas y pizarras)
Noroeste	Alta (Arcillas deformables)	Alta (Arcillas)	Buena	Moderada (areniscas y pizarras)

Figura 53. Condiciones de excavabilidad y drenaje subterráneo para la construcción de la central en caverna.

Con estas condiciones, es de esperar que en las alternativas Sur y Noroeste, sea necesario un sistema de achique de mayor envergadura que para la alternativa Noreste. Aunque probablemente, la mayor parte de la caverna se encuentre excavada en los estratos inferiores compuestos por areniscas y pizarras. Por lo que será necesario impermeabilizar las fisuras de la roca para evitar filtraciones hacia el interior de la caverna, dada la altura del nivel freático de la zona (existen numerosas fuentes y manantiales en cotas altas).



*Figura 54. Caverna de la central de la central hidroeléctrica La Muela II. Fuente: [www.ciudadfcc.com](http://www.ciudadfcc.com).*



## 4. Anejo 4. Estudio del aprovechamiento hidroeléctrico

En este estudio se exponen los fundamentos teóricos y la metodología llevada a cabo para el cálculo y justificación de las dimensiones y principales características de la tubería forzada, la chimenea de equilibrio, las bombas/turbinas, el depósito superior, y otros elementos como tomas o válvulas hidráulicas, de cada una de las alternativas. Los resultados obtenidos a partir de esta metodología se exponen en el Anejo 5 “Estudio de las alternativas”.

### 4.1. Cálculo de las pérdidas de carga

En una central hidroeléctrica reversible cobra especial importancia el rendimiento global de la instalación. Este parámetro viene determinado por el rendimiento de la turbina/bomba hidráulica, el rendimiento del generador eléctrico y las pérdidas de carga de la tubería forzada. El valor del rendimiento define una parte importante de los costes de operación de la central, por lo que se tratará de minimizar estos costes, procurando no incrementar demasiado la inversión inicial, para de esta forma, lograr un diseño eficiente.

El rendimiento del generador eléctrico se supondrá constante, con un valor del 95%. El rendimiento de la turbina es variable en función del caudal, pero se fijará su valor máximo para el caudal más conveniente. Este valor máximo del rendimiento de la turbina será del 90%.

Hay que tener en cuenta que las pérdidas de carga también dependen de la velocidad del flujo, concretamente del cuadrado del mismo. Las pérdidas de carga pueden ser estimadas a partir de la ecuación de Darcy Weisbach.

$$h_f = \left( \lambda \cdot \frac{8}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} \right) \cdot L \cdot Q^2 = \alpha \cdot Q^2 \quad \text{Ec. 3}$$

La cual depende del diámetro de la tubería, el caudal, la longitud y un factor de fricción que es posible determinar a partir de la expresión de Colebrook-White.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{k/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \right) \quad \text{Ec. 4}$$

Esta expresión depende del factor de fricción " $\lambda$ ", de la rugosidad relativa " $k/D$ ", y del número de Reynolds " $Re$ ", aunque este último parámetro puede ser despreciado si consideramos un flujo turbulento completamente desarrollado, ya que en tal caso el término del logaritmo decimal que depende del número de Reynolds, prácticamente se anularía (por ser el número de Reynolds muy elevado), y por tanto, se elimina también esta dependencia.

Despejando de la ecuación anterior:

$$\lambda = \left[ -2 \cdot \log_{10} \left( \frac{k/D}{3.7} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ec. 5}$$

Para determinar la rugosidad relativa, es necesario conocer previamente la rugosidad absoluta "k", que se puede extraer de la literatura técnica a partir de la siguiente tabla.

Material	Coefficiente de Manning n	Coef. Hazen-Williams C <sub>H</sub>	Coef. Rugosidad Absoluta e (mm)
Asbesto cemento	0.011	140	0.0015
Latón	0.011	135	0.0015
Tabique	0.015	100	0.6
Fierro fundido (nuevo)	0.012	130	0.26
Concreto (cimbra metálica)	0.011	140	0.18
Concreto (cimbra madera)	0.015	120	0.6
Concreto simple	0.013	135	0.36
Cobre	0.011	135	0.0015
Acero corrugado	0.022	--	45
Acero galvanizado	0.016	120	0.15
Acero (esmalado)	0.010	148	0.0048
Acero (nuevo, sin recubrim.)	0.011	145	0.045
Acero (remachado)	0.019	110	0.9
Plomo	0.011	135	0.0015
Plástico (PVC)	0.009	150	0.0015
Madera (duelas)	0.012	120	0.18
Vidrio (laboratorio)	0.011	140	0.0015

(Fuente: Computer Applications in Hydraulic Engineering, 5<sup>th</sup> Edition, Haestad Methods)

#### Valores Típicos de Coeficientes de Rugosidad

Figura 55. Valores para el coeficiente de rugosidad absoluta.

Para una central reversible como la del caso de aplicación, conviene escoger una tubería de acero. Según el Bureau of Reclamation (1965)<sup>1</sup>, la rugosidad de las tuberías de acero varía entre un mínimo de 0.01 mm para tuberías nuevas y 10 mm para tuberías en un avanzado estado de deterioro. Según el libro de "Aprovechamientos Hidroeléctricos" de Diego Vallarino<sup>2</sup>, se propone emplear una rugosidad absoluta de entre 0.1 y 0.2 mm para el dimensionamiento de tuberías forzadas. Emplearemos el valor de 0.1 mm, ya que dada la importancia de la obra, puede asumirse que se emplearán los mejores materiales con un control estricto de calidad, al igual que el mantenimiento.

<sup>1</sup> Bureau of Reclamation. (1965). Proceedings of the American Society of Civil Engineers. <[https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/hydraulics\\_lab/pubs/PAP/PAP-0207.pdf](https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/hydraulics_lab/pubs/PAP/PAP-0207.pdf)>. [Consulta: 02/12/2021].

<sup>2</sup> VALLARINO, E., CUESTA, L. (2000). *APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS*. Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Las pérdidas localizadas pueden ser importantes en los puntos singulares de la instalación, como pueden ser los codos, válvulas, cambios de sección, las tomas o en elementos de control. Estas pérdidas se tienen en cuenta de forma simplificada, solamente en los codos, en la toma superior e inferior, en las bifurcaciones, y en elementos de protección como es la válvula de regulación. Se asume que estas pérdidas son proporcionales al término de energía dependiente de la velocidad del trinomio de Bernoulli.

$$h_L = k \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad \text{Ec. 6}$$

A continuación se muestra una tabla con los valores recomendados del coeficiente de pérdidas localizadas, en función del tipo de singularidad.

Realmente, las pérdidas localizadas no suponen una pérdida importante de energía, ya que estas se intentan minimizar con un diseño hidráulico adecuado, minimizando los ángulos rectos con transiciones suaves.

Tabla 1. Coeficientes de accesorios (CONAGUA, 2002)

Pieza, conexión o dispositivo	K <sub>L</sub>
Rejilla de entrada	0.80
Válvula de pie	3.00
Entrada cuadrada	0.50
Entrada abocinada	0.10
Entrada de borda o reentrada	1.00
Ampliación gradual	0.30
Ampliación brusca	0.20
Reducción gradual	0.25
Reducción brusca	0.35
Codo corto de 90°	0.90
Codo corto de 45°	0.40
Codo largo de 90°	0.40
Codo largo de 45°	0.20
Codo largo de 22° 30'	0.10
Tee con flujo en línea recta	0.10
Tee con flujo en ángulo	1.50
Tee con salida bilateral	1.80
Válvula de compuerta abierta	5.00
Válvula de ángulo abierta	5.00
Válvula de globo abierta	10.0
Válvula alfallera	2.00
Válvula de retención	2.50
Boquillas	2.75
Controlador de gasto	2.50
Medidor Venturi	2.50
Confluencia	0.40
Bifurcación	0.10
Pequeña derivación	0.03
Válvula de mariposa abierta	0.24

Figura 56. Valores recomendados para el coeficiente de pérdidas localizadas. Fuente: CONAGUA, 2002.

En las expresiones anteriores se observa que las pérdidas de energía son inversamente proporcionales al diámetro de tubería, por lo que a mayor diámetro mayor rendimiento por ciclo. Sin embargo disponer de un diámetro mayor encarecerá los costes de construcción de la central.

A continuación, se muestra a modo de ejemplo una gráfica con la variación de las pérdidas de energía en función del diámetro para una rugosidad absoluta de 0.1 mm, 1000 metros de tubería y un caudal de 90 m<sup>3</sup>/s.

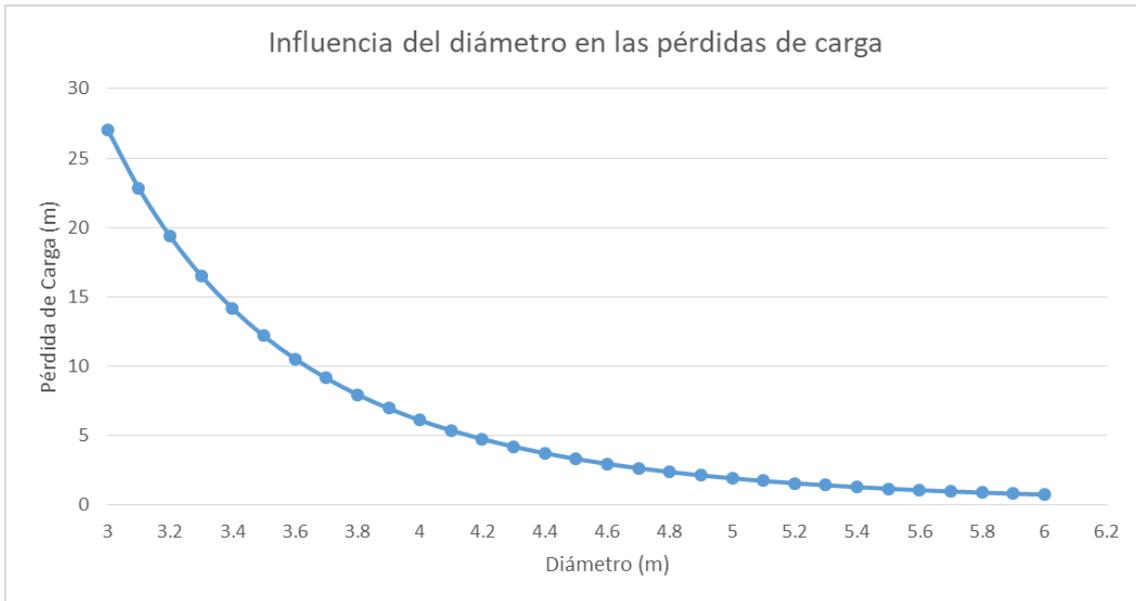


Figura 57. Influencia del diámetro en las pérdidas de carga. Rugosidad absoluta 0.1 mm, tubería de 1000 metros y caudal de 90 m³/s. Elaboración propia.

#### 4.2. Cálculo para el modo turbina.

La pérdida de carga afectará a la potencia neta de la instalación, ya que a mayor caudal se reduce el salto neto.

La potencia hidráulica de turbinado puede calcularse a partir de la siguiente expresión.

$$P_{\text{turbinado}} = \gamma \cdot Q_{\text{turbinado}} \cdot (H_b - h_f - h_L) \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad \text{Ec. 7}$$

A partir de esta expresión, se determina el caudal para una potencia instalada determinada, partiendo de un diseño para el circuito hidráulico de la central reversible.

#### 4.3. Cálculo para el modo bomba.

A modo de simplificación, se asume que el rendimiento del modo bombeo es idéntico al del modo turbina, aunque puede que exista una ligera diferencia en la realidad.

$$P_{\text{Bombeo}} = \frac{\gamma \cdot Q_{\text{bombeado}} \cdot (H_b + h_f + h_L)}{\eta_t \cdot \eta_g} \quad \text{Ec. 8}$$

Al igual que en el modo turbina, mediante la expresión anterior podemos determinar el caudal de bombeo para una potencia determinada.

Dado que las pérdidas de energía en la máquina hidráulica y en el generador eléctrico se oponen a la energía producida, si la potencia de bombeo y de turbinado es la misma, el caudal bombeado ha de ser necesariamente inferior al caudal turbinado.

En la realidad, las potencias de turbinado y de bombeo no son iguales, siendo esta última ligeramente inferior. Sin embargo, a modo de simplificación, se asume que ambas potencias son idénticas.

Para lograr un balance de volúmenes, el tiempo de bombeo ha de ser superior al tiempo de turbinado, haciendo que la rentabilidad de la central se vea reducida cuanto mayor sea esta diferencia.

Para el cálculo del caudal de bombeo primero es necesario determinar las pérdidas de carga, que a su vez dependen de la velocidad del flujo. Esta última variable depende del diámetro de tubería y del caudal, que es precisamente lo que necesitamos calcular, por lo que es necesario llevar a cabo un proceso iterativo.

#### 4.4. Rendimiento Global de la Instalación

El rendimiento global de la central reversible se puede medir según la relación entre la energía total turbinada y la energía bombeada. Este rendimiento afectará directamente al beneficio obtenido de la operación de la central.

$$\begin{aligned} \eta_{Global} &= \frac{E_{Turbinado}}{E_{Bombeo}} = \frac{\gamma \cdot (H_b - h_{turbina}) \cdot V \cdot \eta_{turbina}}{\gamma \cdot (H_b - h_{bomba}) \cdot V / \eta_{bomba}} \\ &= \frac{H_{n,turbina}}{H_{n,bomba}} \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{bomba} \end{aligned} \quad Ec. 9$$

La ecuación anterior nos permite determinar la influencia de las pérdidas de carga en el rendimiento. A continuación, se muestra a modo de ejemplo, un gráfico con el valor del rendimiento en función del diámetro, asumiendo que el caudal bombeado y turbinado son idénticos, con un valor de 90 m<sup>3</sup>/s, con una longitud de tubería de 1000 metros, una rugosidad absoluta de 0.1 mm y un salto bruto de 700 metros, asumiendo unitarios el rendimiento de la turbina y el de la bomba.

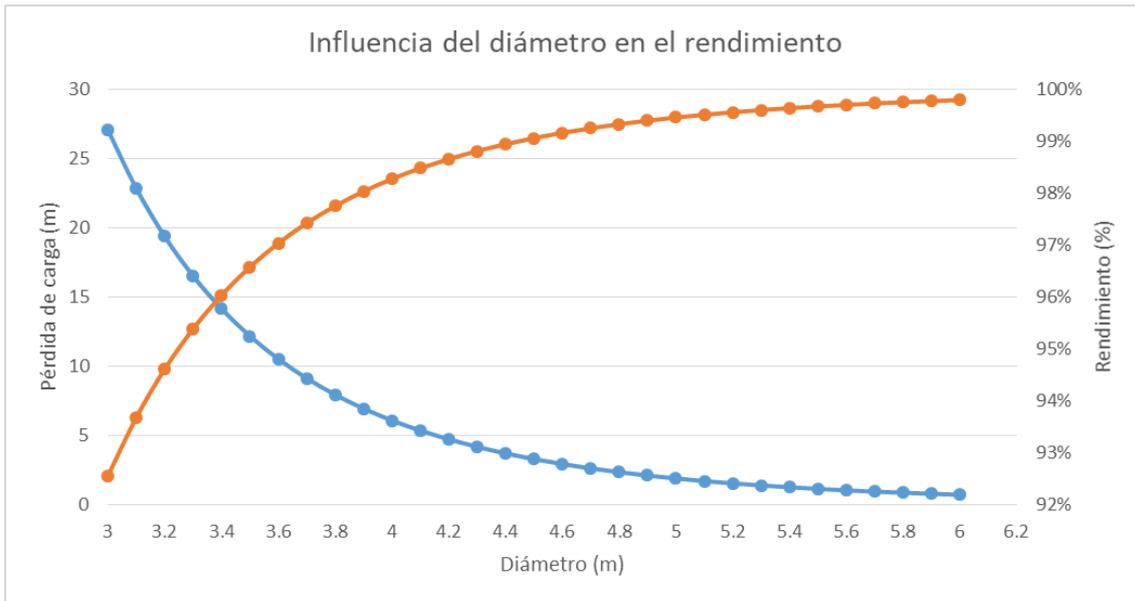


Figura 58. Influencia del diámetro en el rendimiento y en las pérdidas de carga. Elaboración propia.

El rendimiento anterior también varía en función del salto bruto, ya que a mayor salto las diferencias entre la altura manométrica y el salto neto tienden a ser despreciables y por tanto, se incrementa el rendimiento.

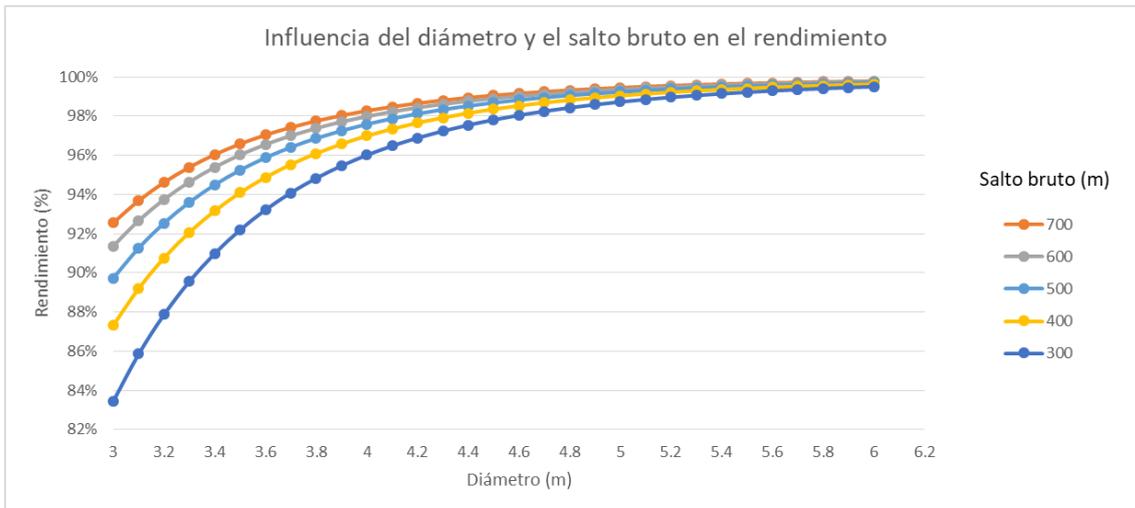


Figura 59. Influencia del diámetro y el salto bruto en el rendimiento. Elaboración propia.

También podemos graficar la influencia de la longitud de la tubería en el rendimiento, como varias curvas diámetro-rendimiento.

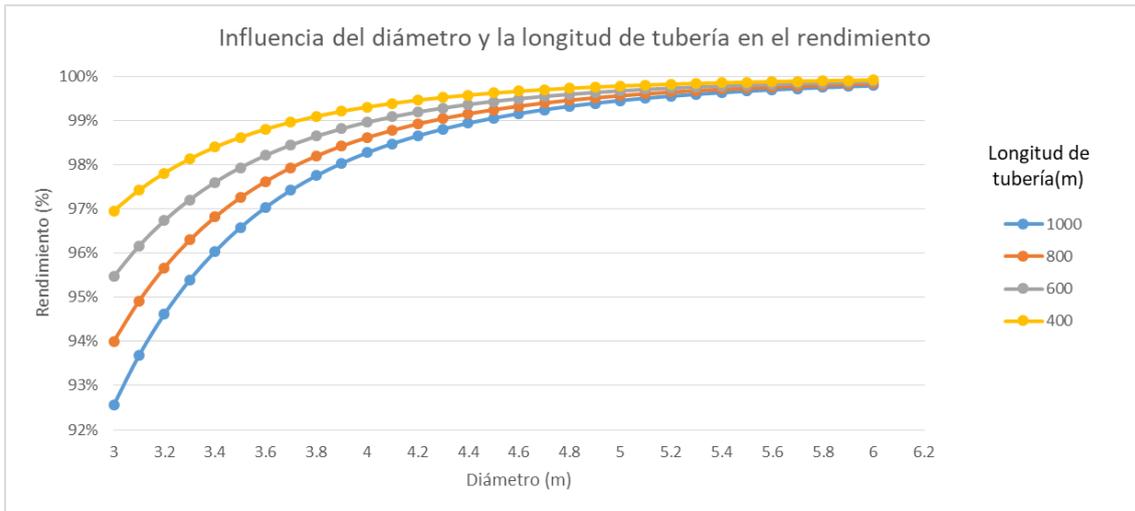


Figura 60. Influencia del diámetro y la longitud de tubería en el rendimiento. Elaboración propia.

Como se observa en las gráficas anteriores, conforme aumenta el diámetro de la tubería se reduce la influencia tanto del salto bruto como de la longitud de tubería en el rendimiento, sin embargo, cuanto mayor sea el diámetro, mayores serán los costes de construcción, ya que es la partida de obra más importante.

También podemos representar la Ec. 9, expresando la energía como producto de la potencia y el tiempo, obteniendo la siguiente relación:

$$\eta_{Global} = \frac{E_{Turbinado}}{E_{Bombeo}} = \frac{P_{turbinado} \cdot t_{turbinado}}{P_{Bombeo} \cdot t_{Bombeo}} = \frac{t_{turbinado}}{t_{Bombeo}} \quad Ec. 10$$

$$= \frac{V_{turbinado}/Q_{turbinado}}{V_{Bombeo}/Q_{Bombeo}} = \frac{Q_{Bombeo}}{Q_{turbinado}}$$

$$P_{turbinado} = P_{Bombeo}; Q_{turbinado} > Q_{Bombeo}; t_{turbinado} < t_{Bombeo}; V_{turbinado} = V_{Bombeo} \quad Ec. 11$$

El beneficio de operación de la central está directamente relacionado con el rendimiento global, por medio de la siguiente expresión.

$$Beneficio_{operación} = \gamma \cdot V \cdot H_b \cdot \eta_{Global} \cdot Margen_{precios} \quad Ec. 12$$

En la expresión anterior, el margen de precios hace referencia a la diferencia del precio medio de compra y de venta en unidades de €/MWh.

La ecuación Ec. 9, muestra como el rendimiento global depende en menor medida de las pérdidas por fricción, conforme mayor es el desnivel, ya que a mayores alturas, el valor de las pérdidas por fricción pierde importancia en relación al salto bruto.



El objetivo en el diseño de una central reversible es obtener el máximo rendimiento posible sin elevar demasiado los costes de construcción. Para obtener un rendimiento muy elevado, debemos diseñar una tubería con un gran diámetro para reducir las pérdidas de carga, sin que ello comprometa la viabilidad de la inversión inicial.

La metodología seguida para determinar las dimensiones del circuito hidráulico es la siguiente:

- Se fija el valor de la rugosidad absoluta de la tubería.
- Se fija el valor del salto bruto.
- Se fija el valor del caudal turbinado en función del número de turbinas a equipar.
- Se propone un diámetro para cada uno de los tramos de tubería.
- Se calculan las pérdidas por fricción para el modo turbina y el salto neto.
- Se calcula la potencia instalada.
- Se inicia un proceso iterativo:
  1. Se determina el caudal de bombeo a partir de la fórmula de la potencia. (Para la primera iteración se estiman las pérdidas por fricción, ya que estas influyen en la fórmula de la potencia a través de la altura manométrica). Cabe destacar que la potencia del generador es la misma en ambos casos, solo que durante el bombeo se necesitará más potencia para entregar un mismo caudal (El rendimiento se encuentra en el denominador). Dado que no es posible incrementar la potencia de la máquina solamente para el bombeo, ha de reducirse el caudal a bombear.
  2. Se calculan las pérdidas por fricción y se actualiza al valor de la altura manométrica, obteniendo un valor diferente para el caudal de bombeo.
  3. Se reinicia el proceso hasta la convergencia.
  4. Se comprueba la hipótesis de flujo turbulento completamente desarrollado (Condición de que el número de Reynolds sea mayor que 4000)
- Se modifica alguno de los siguientes parámetros con el fin de lograr una solución de compromiso, entendiendo como tal, aquella que permite obtener un elevado rendimiento y potencia instalada, limitando en la medida de lo posible los costes de construcción (diámetro y número de turbinas).
  - Velocidad media del flujo
  - Diámetros

- Caudal de turbinado o número de turbinas

#### 4.5. Golpe de ariete y oscilación en masa

##### 4.5.1. Golpe de ariete

La determinación del espesor de tubería viene condicionado por el golpe de ariete, este fenómeno ocurre cuando es necesario cerrar la válvula de entrada a la máquina hidráulica. Esto puede ser necesario en caso de que la máquina llegue a la velocidad de embalamiento, o por algún fallo en el sistema. La velocidad de embalamiento es aquella en la que el par motor es nulo. La máquina trabajará la mayor parte del tiempo a la velocidad angular asociada al par motor máximo.

Cuando se cierra la válvula de entrada de forma rápida, se genera una onda de presión positiva justo antes de la válvula. Esta onda viajará aguas arriba hasta el depósito superior, generando una onda de presión negativa en su regreso a la turbina. Esta oscilación generará unas sobrepresiones en la tubería forzada que requerirán de un sobreespesor para no superar el límite elástico del material.

Dado que la turbina/bomba es sumergible, aguas abajo de la válvula se generará una onda de presión negativa tras su cierre. Ello puede generar grandes depresiones en el túnel de aspiración, pudiendo producir un aplastamiento de la tubería. Cuando la onda realice el camino de vuelta desde el depósito inferior hacia la máquina, generará una onda de presión positiva que deberá compensarse con un mayor espesor de tubería.

Para evitar el fenómeno del golpe de ariete junto con las sobrepresiones y depresiones que genera, pueden colocarse elementos de protección tales como chimeneas de equilibrio o calderines. Estas soluciones se analizarán en detalle en el estudio de cada alternativa.

Anteriormente se ha descrito brevemente el fenómeno transitorio del golpe de ariete. El cálculo de las sobrepresiones puede simplificarse en gran medida a partir de las formulaciones de Allievi y Michaud. Sin embargo, se empleará el software de Allievi para visualizar mejor el fenómeno y contrastar los resultados obtenidos con cada uno de los métodos. El software de Allievi resuelve las ecuaciones diferenciales que gobiernan el fenómeno físico del golpe de ariete y de la oscilación en masa.

Para el cálculo simplificado del golpe de ariete es preciso fijar un tiempo de cierre de la válvula. Cabe mencionar en este punto, que solo se ha dimensionado para la situación de cierre repentino de la válvula de regulación.

A partir de las propiedades mecánicas de la tubería se define un tiempo de cierre crítico. Si el tiempo de cierre definido anteriormente es inferior a este tiempo crítico, el fenómeno deja de depender de la longitud de la tubería, llegándose a desarrollar las sobrepresiones máximas. Sin embargo, cuando este tiempo es superior al crítico, la tubería es lo suficientemente corta como para no llegar a desarrollar el límite máximo de sobrepresiones. En el caso de contar con una tubería larga, es decir, cuando el cierre es rápido, el cálculo de las sobrepresiones máximas se realiza mediante la formulación de Allievi. Por el contrario, cuando la longitud de tubería es corta, es decir, cuando el cierre es lento, el cálculo de la sobrepresión máxima se realiza a partir de la formulación de Michaud. La consideración de longitud larga o corta, al igual que cierre rápido o lento,

depende de la comparación del tiempo de cierre con el periodo de la onda, o de la longitud de la tubería con la longitud de la onda.

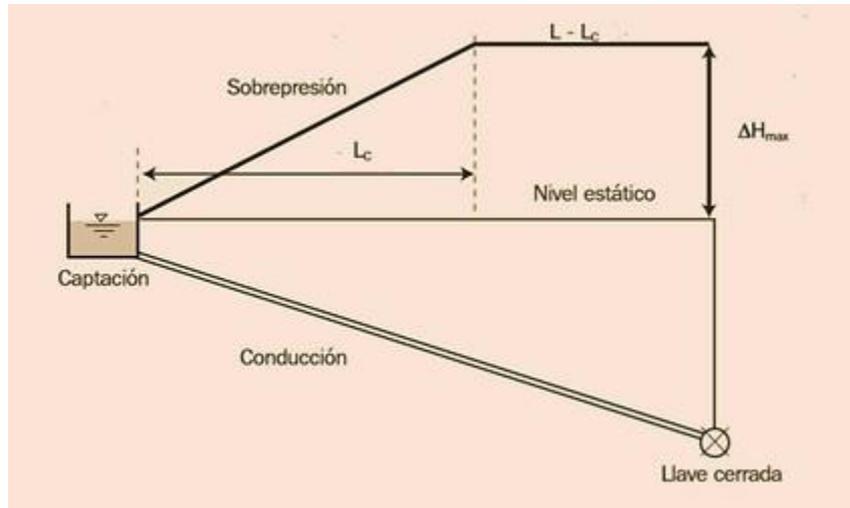


Figura 61. Esquema de sobrepresiones debido al golpe de ariete. Fuente: Blog de Miguel Angel Monge Redondo (iagua).

La celeridad de la onda se calcula a partir de la siguiente formulación.

$$a = \frac{1}{\sqrt{\rho \left( \frac{D}{e \cdot E_t} + \frac{1}{E_v} \right)}} \quad \text{Ec. 13}$$

La expresión anterior particularizada para el caso de usar agua como fluido y acero como material, es la siguiente.

$$a = \frac{9900}{\sqrt{\frac{D}{e \cdot 2} + 48.3}} \quad \text{Ec. 14}$$

La formulación de Allievi se emplea para el caso de cierre rápido, tal y como se muestra a continuación.

$$t_c < \frac{2L}{a}; \Delta H = \frac{a}{g} \cdot V_0 \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

$t_c$ : Es el tiempo de cierre de la válvula.

$L$ : Es la longitud de la conducción sometida a golpe de ariete.

$a$ : Es la celeridad de la onda.

$V_0$ : Es la velocidad media del flujo en el régimen permanente.

$\Delta H$ : Es el incremento máximo de cota de la línea de energía durante el transitorio hidráulico.

Por el contrario, la formulación de Michaud se utiliza para el cálculo en la situación de cierre lento, aunque hay que tener en cuenta que los resultados que arroja son orientativos.

$$t_c \geq \frac{2L}{a}; \Delta H = \frac{2L}{g \cdot t_c} \cdot V_0 \quad \text{Ec. 16}$$

El espesor de tubería necesario para resistir una determinada presión se puede calcular a partir de un simple equilibrio de fuerzas, por medio de la siguiente igualdad.

$$e \geq \frac{D \cdot P}{2 \cdot \sigma_{lim}} \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

$D$ : Es el diámetro de la tubería.

$P$ : Es la presión del fluido en el régimen permanente o en el transitorio hidráulico.

$\sigma_{lim}$ : Es la tensión del límite elástico a tracción para el material empleado.

$e$ : Es el espesor de la tubería.

#### 4.5.2. Oscilación en masa

El fenómeno de oscilación en masa está vinculado con el fenómeno del golpe de ariete, con la diferencia de que en este caso no se producen sobrepresiones en la tubería, debido a que el fluido se encuentra a presión atmosférica en ambos extremos de la conducción. El cierre repentino de una válvula provoca una onda de energía que se propaga aguas arriba y aguas abajo, que se va disipando por rozamiento a lo largo de su recorrido. Durante este proceso cíclico, la energía cinética del fluido se intercambia por energía potencial al llegar a los depósitos de los extremos. Este fenómeno es análogo al de un péndulo físico.

La sobreelevación mínima necesaria para la cota de la chimenea de equilibrio respecto de la línea de energía, puede estimarse haciendo un balance de energía, asumiendo que la energía cinética del volumen de agua encerrado en la tubería ha de compensarse con la energía potencial de la masa de agua que se eleva por encima de la línea de energía.

$$E_{cinética} = E_{potencial} \rightarrow \Delta Z = V_0 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \pi \cdot D^2}{4 \cdot g \cdot A_T}} \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$L$ : Es la longitud de la conducción sometida a oscilación en masa.

$D$ : Es el diámetro de la tubería.

$V_0$ : Es la velocidad media del flujo en el régimen permanente.

$A_T$ : Es la sección transversal de la chimenea de equilibrio.

Hay que tener en cuenta que en el razonamiento anterior no se consideran pérdidas por fricción. Al considerar un flujo turbulento con pérdidas por fricción en la tubería y en los elementos de protección, lo más probable es que el fenómeno ondulatorio se atenúe con el paso del tiempo. Sin embargo, es posible que aparezcan fenómenos de resonancia que amplifiquen la onda de presión en el tiempo. Ello conllevaría unas sobrepresiones superiores a las calculadas. Para asegurar que el fenómeno ondulatorio decrece su amplitud en el tiempo, puede recurrirse a fórmulas empíricas que aseguran este escenario. Esto suele garantizarse a partir del cumplimiento de una condición de sección mínima en las chimeneas de equilibrio.

La sección transversal mínima necesaria para evitar el fenómeno de resonancia en la chimenea de equilibrio puede estimarse a partir de la expresión de Rich.

$$A_{T,min} = 1.5 \cdot \frac{L \cdot \pi \cdot D^2}{4 \cdot H_{f1} \cdot (H_0 - H_{f1})} \cdot \frac{V_0^2}{2 \cdot g} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

$L$ : Es la longitud de la conducción sometida a oscilación en masa.

$D$ : Es el diámetro de la tubería.

$H_{f1}$ : Es la cota de la línea de energía en la chimenea de equilibrio.

$H_0$ : Es la cota de la línea de energía en el depósito superior.

$V_0$ : Es la velocidad media del flujo en el régimen permanente.

$A_{T,min}$ : Es la sección transversal mínima para la chimenea de equilibrio.

En el diseño de las chimeneas de equilibrio se buscará minimizar al máximo el volumen de material empleado. El espesor mínimo necesario para las paredes de la chimenea se estima a partir de la ecuación *Ec. 17*, considerando la presión que ejerce el agua en la base de la chimenea, que puede ser calculada como el producto del peso específico del agua y de la altura de la chimenea.

$$e \geq \frac{D \cdot \gamma \cdot H}{2 \cdot \sigma_{lim}} \quad \text{Ec. 20}$$

#### 4.6. Estudio de la máquina hidráulica

El diseño de una central hidroeléctrica reversible no permite decidir la tipología de turbina/bomba a emplear, ya que solamente existe una alternativa, la turbina Francis. Esta tipología es el modelo comercial de turbina más extendido en el mundo que permite funcionar como bomba y como turbina. Existen otras turbinas, como las turbinas Tesla, que también son reversibles, sin embargo, esta tecnología no ha sido apenas empleada en el mundo de la ingeniería civil.

Las turbinas Francis tienen la desventaja de que su curva de rendimiento es muy puntiaguda, por lo que solamente funcionan en condiciones óptimas en un espectro reducido de caudales. Esto obliga a que el caudal de bombeo y turbinado, deba de ser el caudal óptimo, ya que de otra forma, los costes de operación podrían ser excesivos.

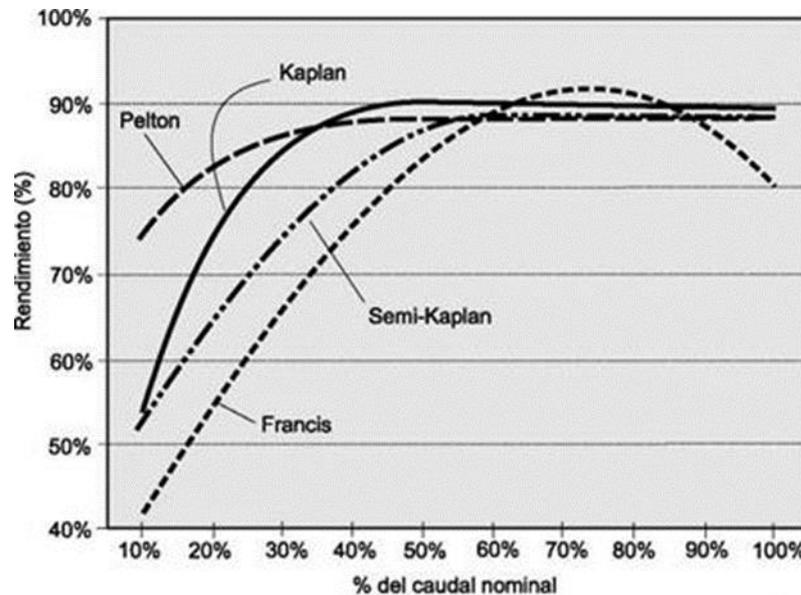


Figura 62. Esquema genérico de rendimientos para diferentes tipos de turbinas. Fuente: *energyprofessionalsymposium*.

La velocidad específica de las turbinas viene dada por el siguiente gráfico.

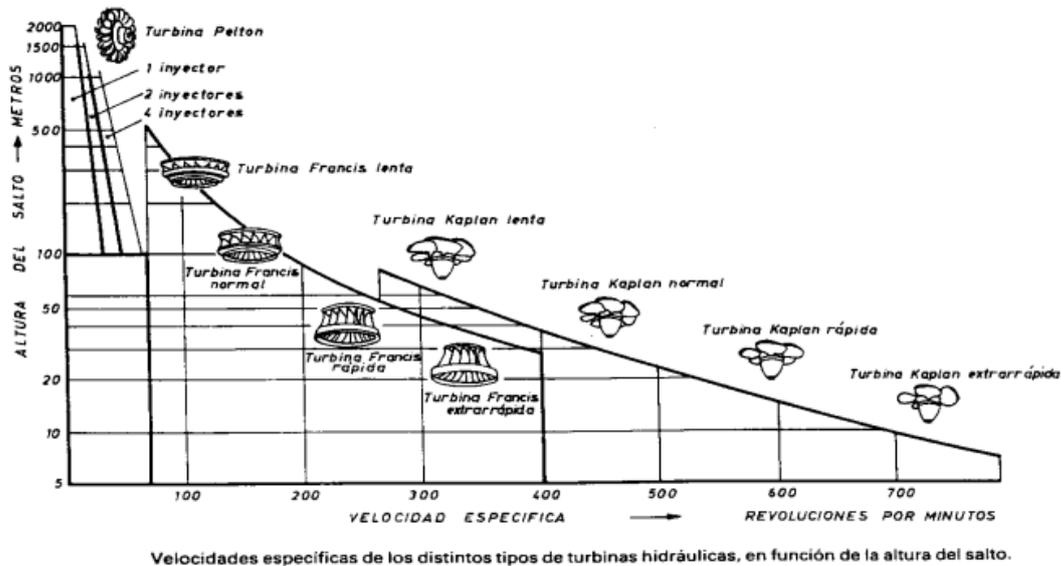


Ilustración 9. Velocidades específicas en función del salto.

Las alternativas planteadas en el anejo 5, cuentan con un salto bruto superior a 400 metros en todos los casos. Tal y como se aprecia en la imagen anterior, para un salto superior a 400 metros deberemos emplear una turbina Francis lenta, con una velocidad específica inferior a las 100 revoluciones por minuto.

- **Turbina Francis**

La turbina Francis, es una turbina de reacción, que solo permite álabes móviles en la distribución, siendo fijos los álabes de la pre-distribución y los del rodete.

La turbina Francis cuenta con una cámara espiral en la que se distribuye de forma uniforme (en relación a la presión) el fluido para transferir la energía mecánica al rodete.

Con esta máquina la regulación de caudal se realiza mediante la apertura de los álabes de la distribución, que funcionarán de forma conjunta mediante un anillo que acciona todos los álabes de forma simultánea por medio de un servomotor.

La turbina Francis es sumergible, lo que permite elegir su emplazamiento en una cota menor a la del depósito inferior, para así evitar el problema de cavitación.

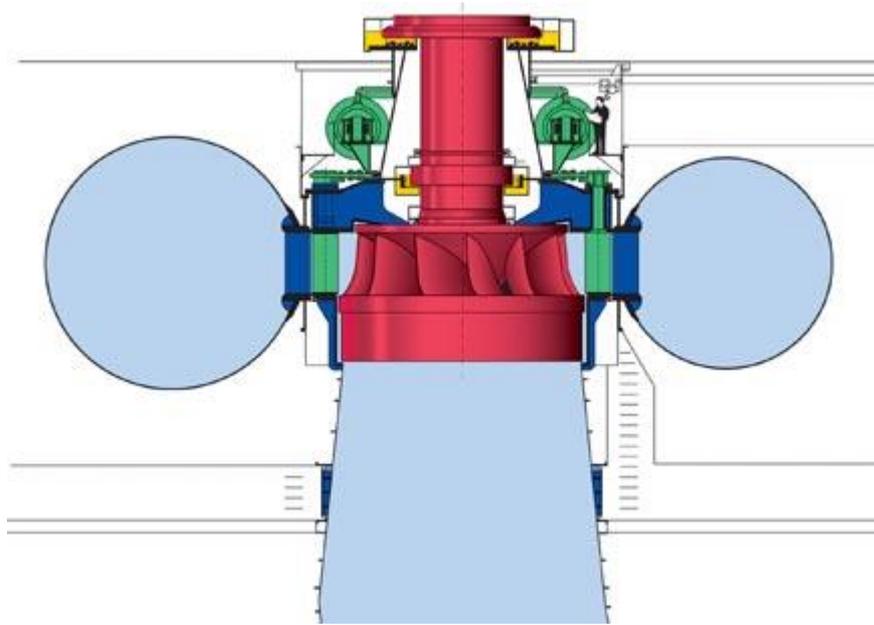


Figura 63. Esquema de una turbina Francis.





## 5. Anejo 5. Estudio de las alternativas

En este anejo se selecciona y se estudia con más detalle una de las alternativas planteadas. Previamente, se razonan los motivos por lo que se ha descartado el resto de alternativas y se pasa al diseño y estudio de la alternativa seleccionada.

Se definen los principales componentes de la central, como son: el diámetro de cada uno de los tramos de tubería, su espesor, la geometría del proyecto, la capacidad de los depósitos, el número de turbinas, la potencia instalada, las dimensiones de las chimeneas de equilibrio, etcétera.

Los resultados obtenidos para las dimensiones y características de los elementos que componen la central se basan en lo expuesto en el anejo 4.

También se describe y se analiza la solución planteada en el Boletín Oficial del Estado del día 9 de abril de 2021, para el proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo.

### 5.1. Alternativas propuestas

La solución propuesta en el proyecto original de la Central Depuradora Reversible de Navaleo tiene el objetivo principal de servir como sistema de aireación en el proceso de depuración de los caudales vertidos por la bocamina de Navaleo. En las alternativas analizadas, se buscan lugares cercanos con la misma problemática ambiental que la alternativa inicial. De esta forma, es posible mejorar la calidad de las aguas superficiales, al mismo tiempo que se aprovecha el circuito de aireación para almacenar la energía renovable.

Por lo tanto, será común a todas las alternativas la construcción de unos depósitos para tratamiento y regulación de un caudal de agua con alta concentración de metales pesados, producto de la alta actividad minera de la zona. Además, será necesario disponer de vertederos para depositar el residuo sólido resultante de la precipitación química del contaminante.

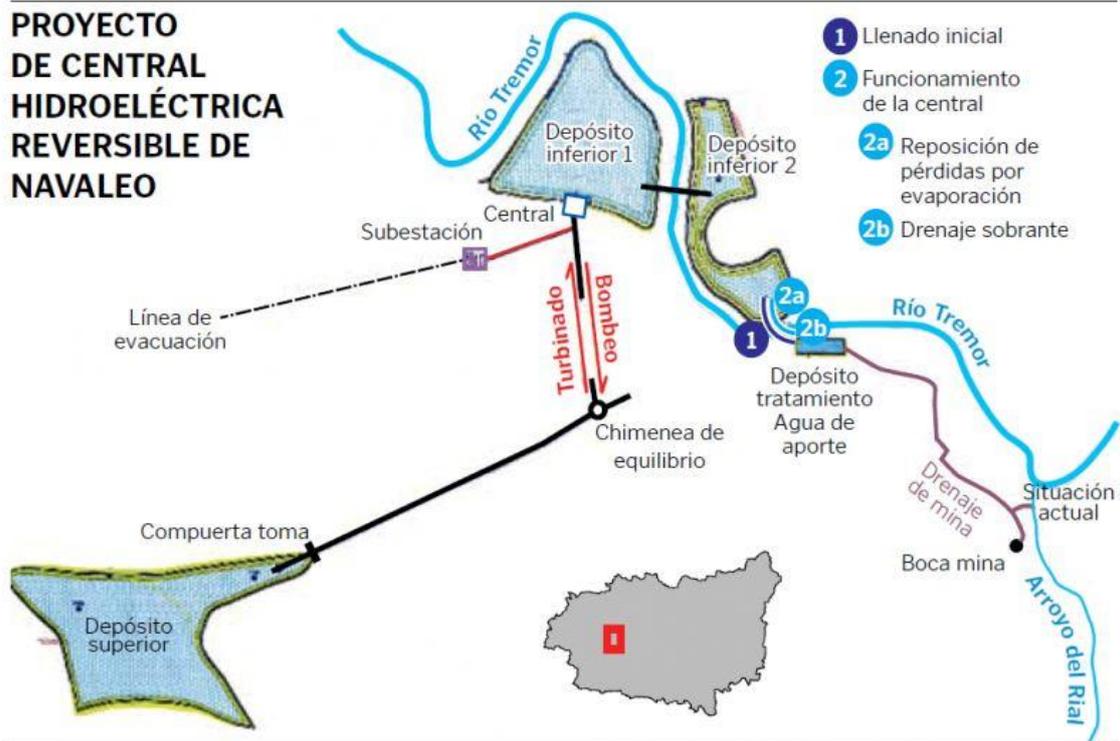


Figura 64. Esquema del funcionamiento de la central depuradora hidroeléctrica reversible.  
 Fuente: Grupo Lamelas Viloria.

En la solución del proyecto de la Central Depuradora Reversible de Navaleo (CDR en adelante), se recoge el caudal efluente de la bocamina de Navaleo. Esta explotación minera se encuentra en estado de abandono, haciendo que la red de galerías quede inundada por la subida del nivel freático. Debido a este hecho, el efluente produce un vertido en el arroyo del Rial, afluente del río Tremor, y provoca un incumplimiento en la calidad del agua de dicho tramo. El incumplimiento se debe principalmente a un PH demasiado ácido por la elevada concentración de metales pesados disueltos. La concesión de aguas para el aprovechamiento de los caudales efluentes de la bocamina de Navaleo es de 30 litros por segundo, cuya resolución depende de la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil.

Adicionalmente a la solución propuesta, se analiza una alternativa, situada en un emplazamiento cercano a la solución inicial, que busca mantener el mismo objetivo, intentando mejorar, en la medida de lo posible, ciertos aspectos del diseño.

El emplazamiento de las soluciones propuestas se estudia en los anejos 2 y 3, donde se muestran algunas imágenes y planos con su localización en planta.

### 5.1.1. Selección de la alternativa a estudiar.

A continuación se resume de forma sintética las principales conclusiones y resultados del resto de anejos, en los que se analizaban las alternativas desde diferentes enfoques. Finalmente se selecciona la mejor alternativa en base a una serie de criterios.

La primera alternativa que se descarta es la alternativa norte. Tal y como se explicó en el anejo 2 (Alternativa norte.), esta alternativa es la que cuenta con menor salto bruto y volumen disponible. Además, dado que el arroyo desde el cual se captarían las aguas para su tratamiento (Arroyo de Pradoluengo), no cuenta con un caudal constante a lo largo de todo el año, podrían darse situaciones en la que el sistema de depuración tenga que dejar de funcionar, haciendo que deje de estar justificada parte de la inversión para la que se plantea esta infraestructura.

<b>Código y nombre:</b>	<b>ES419MAR000720 - Arroyo de Pradoluengo</b>
<b>Categoría y naturaleza:</b>	Masa de agua superficial categoría río natural.
<b>Tipo:</b>	25 - Ríos de montaña húmeda silíceo.
<b>Localización:</b>	Masa de agua de 6,8 km de longitud que fluye por el municipio de Bembibre, en la provincia de León, hasta desembocar en el río Boeza.
<b>Estado:</b>	El estado global en 2019 se evalúa como Peor que Bueno: estado ecológico Moderado y estado químico Bueno.
<b>Descripción:</b>	Actualmente se encuentra en mal estado por incumplimiento de macroinvertebrados, clasificado el estado ecológico como moderado. <u>Es un arroyo que suele estar seco durante los meses de verano.</u> Por otra parte, a su paso por el núcleo urbano de Bembibre va totalmente encauzado.
<b>Brecha:</b>	Indicadores que causan el estado ecológico Moderado (2019): METI = 3,8; Brecha = 0,4

Figura 65. Extracto de la ficha del Arroyo de Pradoluengo. Fuente: Plan Hidrológico 2022-2027 de la CH de Miño Sil.

Por otra parte, también se descarta la alternativa noroeste, ya que la formación montañosa donde se situará el depósito superior no permite una construcción sencilla por la elevada pendiente del terreno en esa zona, debiéndose excavar completamente en el macizo rocoso. Adicionalmente, tal y como se menciona en el anejo 3, sería necesario construir dos depósitos, con la problemática adicional en relación con el riesgo geotécnico asociado con los planos de foliación en dirección de máxima pendiente de la ladera. Según la siguiente imagen, existe un alto riesgo de deslizamiento, ya que la pendiente de los estratos es de 21° sexagesimales en dirección hacia la ladera, evidenciándose este riesgo por la presencia de un cono aluvial formado por un antiguo deslizamiento.

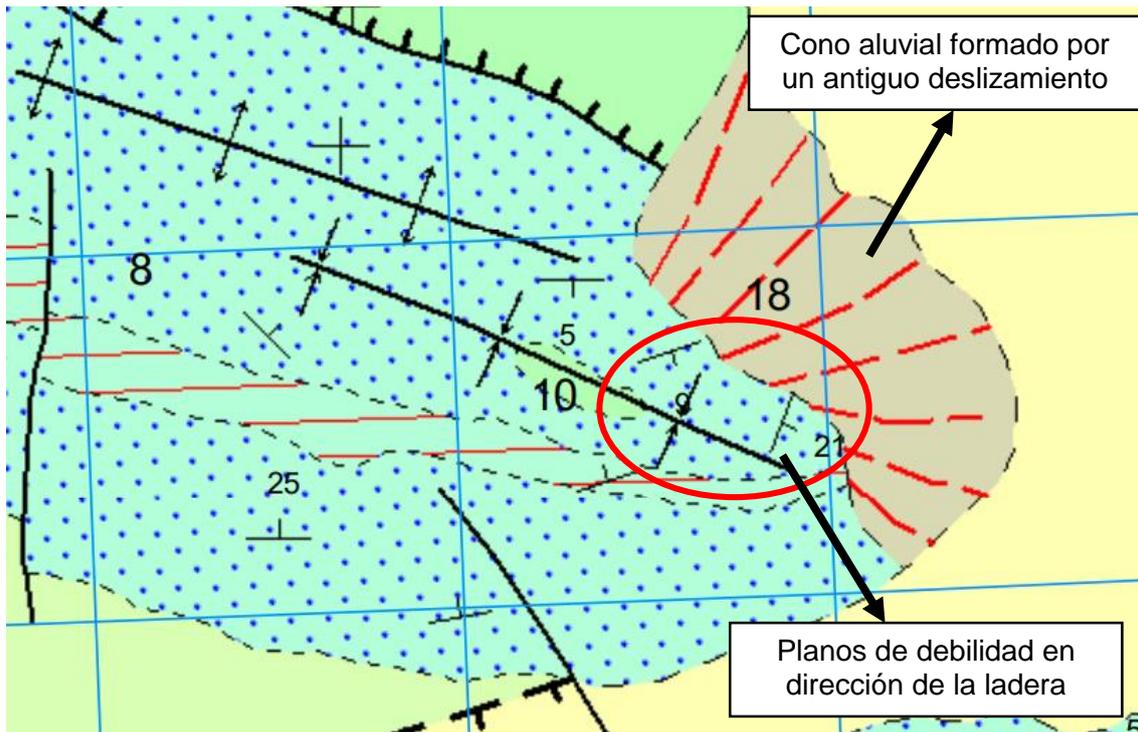


Figura 66. Mapa geológico del emplazamiento del depósito superior para la alternativa noroeste. Evidencias de riesgos geotécnicos asociados a deslizamientos de ladera. Fuente: IGME.

Debido a estos inconvenientes se descartan las alternativas anteriores para su estudio en profundidad, quedando únicamente la alternativa noreste, situada en el municipio de Folgoso de la Ribera, la cual será estudiada y comparada con la solución del proyecto original de la CDR de Navaleo.

## 5.2. Alternativa 0 – Solución del proyecto original de la Central Depuradora Reversible de Navaleo (Solución Sur)

### 5.2.1. Datos de partida.

La solución planteada en el Boletín Oficial del Estado opta por una tipología de central reversible de bombeo puro con dos depósitos artificiales con una capacidad de 2.22 hm<sup>3</sup> cada uno, y con un salto bruto de 710 metros.

El diseño planteado cuenta con dos chimeneas de equilibrio, una superior y otra inferior aguas abajo de la central. Se propone la construcción de la central en caverna, por debajo de la cota del depósito inferior para evitar el fenómeno de cavitación.

Existen dos tramos de tubería a baja presión y un tramo de tubería forzada, quedando esta última sometida a golpe de ariete. El tramo de tubería a baja presión superior es de hormigón y tiene un diámetro de 5.6 metros, con una longitud de 819.2 metros. El túnel de aspiración es también de hormigón, y cuenta con un diámetro de 5.6 metros. Además, este tramo presenta una bifurcación en 3 tuberías de 3.2 metros de diámetro justo a la salida de la central. La longitud del túnel de aspiración es de 2665.87 metros.

La tubería forzada tiene un diámetro de 4.2 metros y una longitud de 1606.47 metros de longitud. Se disponen 3 grupos de turbinas Francis con un caudal de diseño de 30 m<sup>3</sup>/s cada uno, obteniendo una potencia de 552 MW (a modo de simplificación, las potencias de bombeo y turbinado se consideran iguales. (Véase el anejo 4 - Cálculo para el modo bomba.).

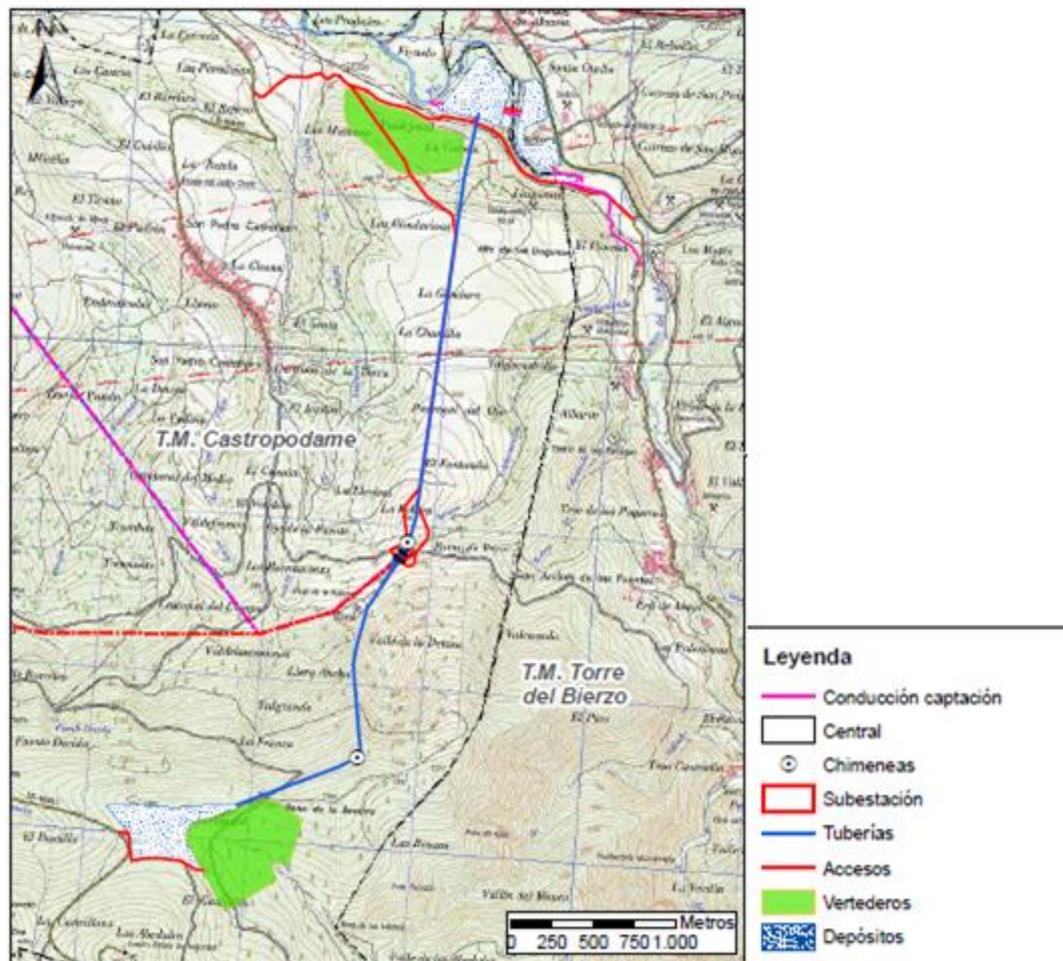


Figura 67. Esquema de la solución inicial. Fuente: BOE 07/06/2017.

Según lo indicado en el BOE del viernes 9 de abril de 2021, el caudal de bombeo es de, aproximadamente  $70 \text{ m}^3/\text{s}$ , con un tiempo de bombeo de 8.82 horas. Esto permite bombear la totalidad del volumen almacenado ( $2.22 \text{ hm}^3$ ) del depósito inferior al depósito superior. En el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del 10 de diciembre de 2020, se menciona que la altura manométrica nominal es de 719.3 metros, esto nos permite conocer de forma aproximada los coeficientes de pérdidas por fricción de la instalación. Por otro lado, en estos documentos también se indica que se instalarán un total de 3 turbinas Francis con un caudal máximo de  $30 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Para el modo turbina, se pretende turbinar un caudal de  $90 \text{ m}^3/\text{s}$  con un salto neto de 694 metros, a turbinar en ciclo variable con duraciones comprendidas entre las 3 y las 14,5 horas.

### 5.2.2. Generalidades del diseño propuesto

A partir del estudio de esta solución inicial se ha planteado un esquema de funcionamiento que será optimizado, en la medida de lo posible, para cada una de las alternativas planteadas. A continuación se resumen las principales ideas para la optimización del diseño.

Como se aprecia en el diseño propuesto (Véase los planos adjuntos a este documento), la solución adoptada para la geometría de la tubería forzada no es la línea recta entre ambos depósitos. A pesar de que esta geometría minimizaría la longitud de tubería, no es la que minimiza los costes de construcción. Esto es así debido a que el coste de instalación de una tubería en zanja es inferior al coste de tubería excavada en túnel. Del mismo modo, el coste de instalación de tubería a distinto nivel por encima de la cota del terreno, también acarrea costes de construcción muy superiores a los que se obtendrían en una instalación mediante zanja. Esto hace que se busquen geometrías siguiendo el perfil del terreno.

Por otra parte, interesa reducir al máximo la longitud de tubería sometida a golpe de ariete. Para lograr este propósito se colocan elementos de protección, en este caso mediante chimeneas de equilibrio. La chimenea de equilibrio superior elimina el primer tramo de la conducción a presión de la influencia del golpe de ariete, por lo que es posible reducir el espesor de la tubería en ese tramo. Adicionalmente, el espesor de tubería también se verá reducido en mayor medida cuanto menor sea la diferencia de cotas entre la línea de energía y la cota de la tubería, ya que de esta forma se reduce la presión que soporta el material. De esta forma, si la diferencia de cotas es lo suficientemente reducida será posible diseñar los tramos que quedan fuera de la influencia del golpe de ariete mediante hormigón armado, teniendo en cuenta que la resistencia del hormigón puede rondar los 30 MPa.

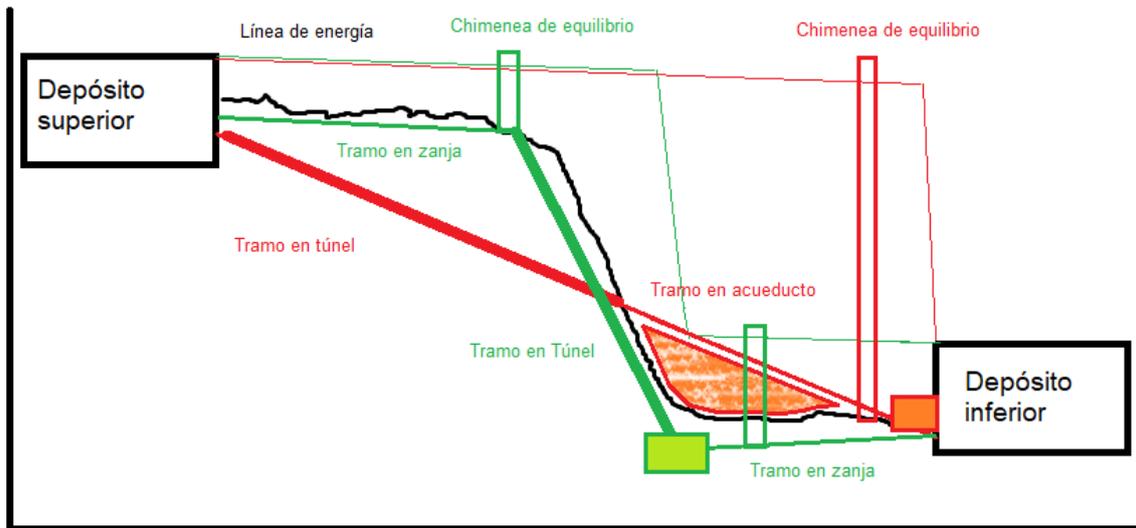


Figura 68. Esquema genérico de funcionamiento y contraste con la solución en línea recta.  
 Fuente: Elaboración propia.



Cabe destacar que la chimenea de equilibrio deberá tener una altura superior a la línea de energía, por lo que se buscará construirla en puntos donde la distancia entre la cota del terreno y la cota de la línea de energía no sea muy elevada. Por otro lado, cuanto más cerca esté la chimenea de equilibrio de la central, menor será el tramo de tubería sometido a golpe de ariete, lo que reducirá los costes de material, aunque hay que tener en cuenta que posiblemente necesitemos una chimenea de equilibrio más alta.

La chimenea de equilibrio inferior elimina el tramo del túnel de aspiración hasta el depósito inferior de la influencia del golpe de ariete, reduciendo el sobreespesor necesario para la tubería en ese tramo, además de evitar los problemas de cavitación. Dado que en este tramo la línea de energía ha reducido su cota considerablemente al pasar por las turbinas, la altura necesaria para la chimenea de equilibrio será muy reducida en comparación con el tramo inmediatamente aguas arriba de la válvula de entrada a la central.

### 5.2.3. Análisis de la solución del proyecto de la Central Depuradora Reversible de Navaleo.

En este apartado se analiza la solución del proyecto original de la Central Depuradora Reversible (CDR) de Navaleo. Se emplean los datos de partida para calcular los rendimientos de bombeo y turbinado, con lo que finalmente obtener el rendimiento global de la instalación. Posteriormente, se introducen los datos de partida en el modelo matemático descrito en el anejo 4 para calibrar, de forma aproximada, los coeficientes de pérdidas localizadas y de pérdidas por fricción. Con todo ello, es posible obtener un perfil para la línea de energía, con lo que se podrán estimar los espesores necesarios de tubería, así como la altura y la sección de las chimeneas de equilibrio.

El rendimiento global puede obtenerse a partir de las siguientes expresiones.

$$\eta_{\text{turbinado}} = \frac{P_{\text{Turbinado}}}{Q_{\text{turbinado}} \cdot H_n \cdot \gamma} = \frac{552 \text{ MW} \cdot 1E6}{90 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 694.66 \text{ m} \cdot 9810 \frac{\text{KN}}{\text{m}^3}} = 0.9 \quad \text{Ec. 21}$$

$$\frac{1}{\eta_{\text{bombeo}}} = \frac{P_{\text{bombeo}}}{Q_{\text{bombeo}} \cdot H_n \cdot \gamma} = \frac{548 \text{ MW} \cdot 1E6}{70 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 719.3 \text{ m} \cdot 9810 \frac{\text{KN}}{\text{m}^3}} = 1.109439 \quad \text{Ec. 22}$$

$$\begin{aligned} \eta_{\text{global}} &= \frac{E_{\text{Entregada}}}{E_{\text{Consumida}}} = \frac{P_{\text{Turbinado}} \cdot t_{\text{Turbinado}}}{P_{\text{bombeo}} \cdot t_{\text{bombeo}}} \\ &= \frac{P_{\text{Turbinado}} \cdot V / Q_{\text{Turbinado}}}{P_{\text{bombeo}} \cdot V / Q_{\text{bombeo}}} = \frac{P_{\text{Turbinado}} \cdot Q_{\text{bombeo}}}{P_{\text{bombeo}} \cdot Q_{\text{turbinado}}} \\ &= \frac{552 \cdot 70}{548 \cdot 90} = 78.35\% \end{aligned} \quad \text{Ec. 23}$$

A continuación se muestra la resolución del circuito hidráulico del esquema planteado en la solución inicial. La metodología empleada se detalla en el anejo 4 asociado a este documento (Anejo 4. Estudio del aprovechamiento hidroeléctrico).

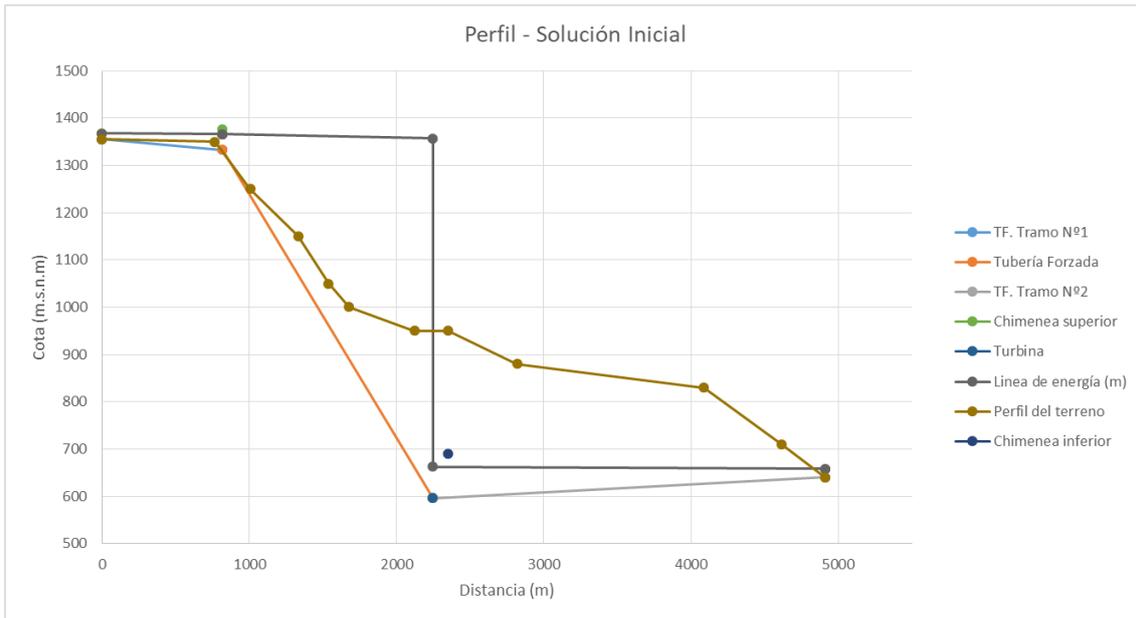


Figura 69. Resolución del circuito hidráulico para la solución inicial-Modo turbina. Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros del modelo hidráulico son los siguientes:

- Rendimiento de la turbina: 0.94
- Rendimiento del generador: 0.96
- Rugosidad absoluta del acero: 0.15 mm
- Rugosidad absoluta del Hormigón: 0.35 mm
- Coeficiente de pérdidas localizadas en la conducción N°1: 1.4

Elemento	Coeficiente de pérdidas localizadas
Toma depósito superior	0.5
Rejilla depósito superior	0.8
Cambio gradual de pendiente en la tubería forzada	0.1
<b>Total</b>	<b>1.4</b>

- Coeficiente de pérdidas localizadas en la tubería forzada: 0.69

Elemento	Coeficiente de pérdidas localizadas
Reducción de diámetro	0.25
Transición gradual de entrada a la central	0.2
Válvula abierta	0.24
<b>Total</b>	<b>0.69</b>

- Coeficiente de pérdidas localizadas en el túnel de aspiración: 1.7

Elemento	Coeficiente de pérdidas localizadas
Confluencia	0.4
Toma depósito inferior	0.5
Rejilla depósito inferior	0.8
Total	1.7

El coeficiente de pérdidas localizadas empleado sigue la siguiente formulación:

$$h_l = k \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad \text{Ec. 24}$$

A continuación se muestra una tabla con las pérdidas de energía en cada tramo de tubería, que son calculadas según lo dispuesto en el apartado 4.1 del anejo 4.

Punto del perfil longitudinal	Longitud acumulada de tubería (m)	Modo turbina		Modo bomba	
		cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)	cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)
Depósito superior	0	1367.8	0	1367.8	-1.3
Chimenea de equilibrio superior	819.2	1365.7	-2.0	1369.0	-5.9
Entrada a la turbina	2425.7	1356.2	-9.5	1374.9	720.1
Salida de la turbina	2425.7	662.6	-693.5	654.8	-3.4
Chimenea de equilibrio inferior	2532.3	662.4	-0.2	658.2	0.4
Depósito inferior	5090.7	657.8	-4.7	657.8	0
Pérdidas totales			-16.5		-10.1

Tabla 6. Cálculo de las pérdidas de energía para la solución inicial. Elaboración propia.

También se ha comprobado que las chimeneas de equilibrio cuentan con una sección y altura suficientes como para absorber la energía cinética de la onda del golpe de ariete. Las formulaciones empleadas pueden consultarse en el apartado 4.5.2 del anejo 4.

La chimenea superior llega hasta la cota 1381 metros, y según las formulaciones dispuestas en el anejo 4, se necesita una sobreelevación respecto de la línea de energía de al menos 10.5 metros sobre la línea de energía. Esta última se calcula que se encuentra a la cota 1369 metros, en la situación de bombeo, que resulta ser el caso más desfavorable. Por lo que la sobreelevación es de 12 metros, cumpliendo con los requisitos mínimos. La altura de la chimenea es de unos 48 metros.

La chimenea inferior necesita una sobreelevación respecto de la línea de energía de unos 33 metros, según los cálculos realizados. En el documento del BOE solamente se especifica su altura, siendo ésta de 114.51 metros. A partir de la reconstrucción

realizada de los planos del proyecto, se estima que su cota superior podría estar en el entorno de los 730 metros. Según los cálculos realizados, la línea de energía en ese punto es de 662 metros, por lo que cuenta con una sobreelevación respecto de la línea de energía muy superior a la necesaria (68 metros).

Según lo dispuesto anteriormente altura necesaria para la chimenea inferior es de, aproximadamente, 93 metros, en lugar de los 114.51 metros que se indican en el documento del BOE.

A continuación se muestran los resultados de un experimento realizado con el software de Allievi, en el que se han introducido, de forma simplificada las dimensiones y características del esquema planteado.

- Chimenea de equilibrio inferior

En la gráfica se aprecia cómo la cota de la lámina de agua asciende hasta prácticamente los 91 metros con respecto a la base de la chimenea de equilibrio inferior. Además, se asegura que no se producirá cavitación cuando se absorbe la primera onda negativa. Por lo que su altura debería ser de unos 91 metros a partir de la cota de la tubería en ese punto.

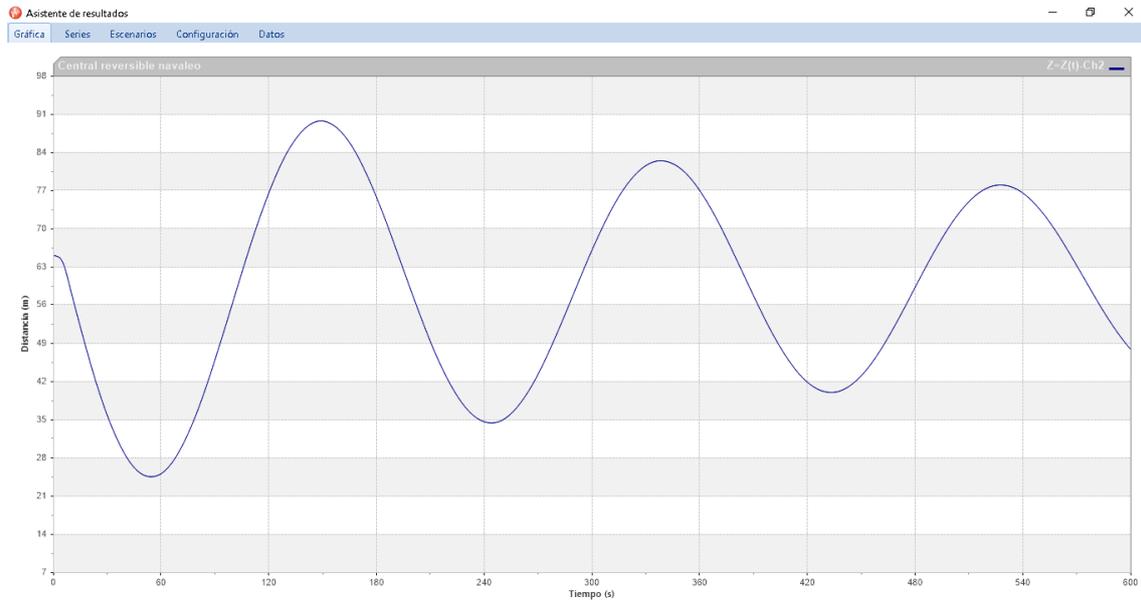


Figura 70. Evolución en el tiempo de la lámina de agua en la chimenea de equilibrio inferior, ante un cierre repentino de la válvula de entrada a la turbina.

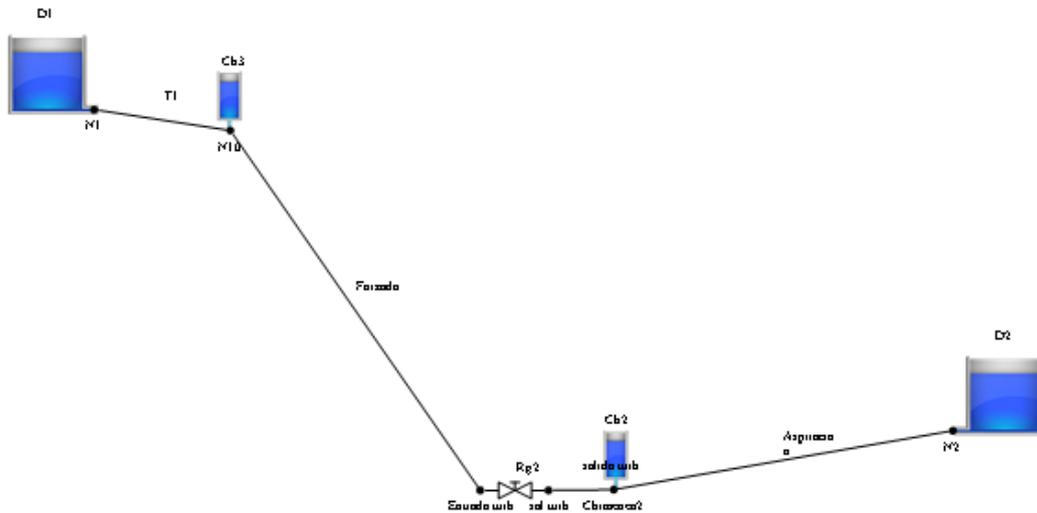


Figura 71. Esquema de cálculo para el software de Allievi.

- Chimenea de equilibrio superior

En la chimenea de equilibrio superior, la cota del terreno en ese punto se sitúa a 1333 metros y la línea de energía a 1366 metros. Por lo que, si necesitamos una sobreelevación de 10.5 metros obtenemos 43.5 metros de altura para la chimenea.

En la siguiente gráfica, obtenida con el software Allievi, vemos como la lámina de agua no supera los 42 metros sobre la base de la chimenea superior. Esta pequeña discrepancia respecto a los cálculos manuales se debe a la consideración de pérdidas por fricción en el cálculo de la oscilación en masa de Allievi. En el documento del BOE, la altura definida para la chimenea de equilibrio superior es de 48 metros, por lo que se comprueba que está dimensionada correctamente.

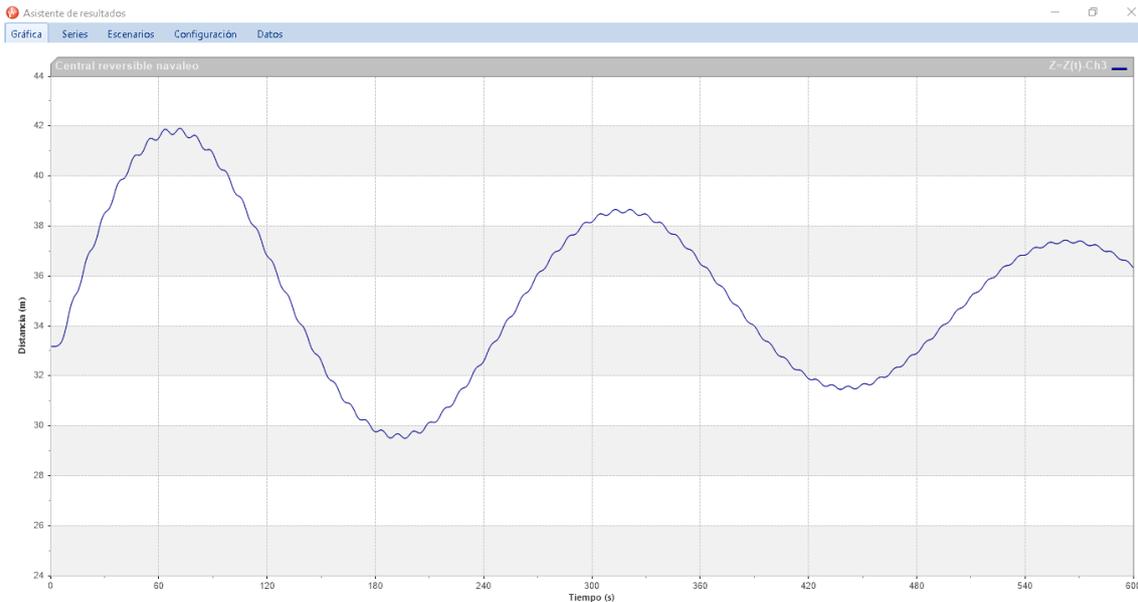


Figura 72. Evolución en el tiempo de la lámina de agua en la chimenea de equilibrio superior, ante un cierre repentino de la válvula de entrada a la turbina.

Como hemos podido observar en el análisis anterior, los cálculos manuales son lo suficientemente precisos en cuanto a la determinación de la sobreelevación necesaria para la chimenea de equilibrio.

Por otro lado, se ha comprobado que la chimenea de equilibrio inferior es demasiado alta en comparación con las necesidades reales. Esto puede deberse a que, en realidad, el sobrante de altura se debe a la construcción del pozo de acceso durante las labores de excavación de la chimenea de equilibrio inferior.

A continuación, se muestran unas gráficas obtenidas mediante el software, con las alturas de presión que registra la conducción sometida a golpe de ariete, correspondiente con el tramo de tubería forzada.

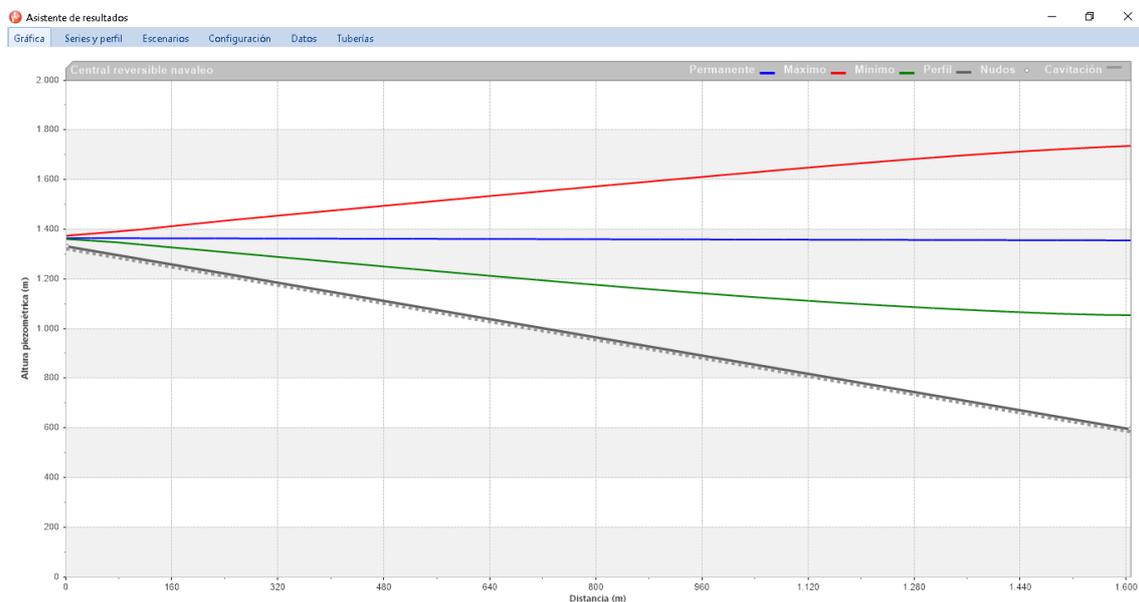


Figura 73. Variación de la línea de energía para la tubería forzada ante el fenómeno de golpe de ariete.

La cota máxima para la línea de energía es de 1737.7 metros, lo que supone una sobrepresión de 381 m.c.a. Mediante la formulación de Michaud, obtenemos una sobrepresión de 212.5 m.c.a. Por tanto, estamos cometiendo un error del 44%. En este caso, los cálculos manuales no son tan eficaces. Esta diferencia de sobrepresiones se traduce en una diferencia de espesor de 7 mm, pasando de 40 a 47 mm para el espesor de la tubería forzada. Dado que nos encontramos en un estudio de soluciones, asumiremos este error como despreciable.

En la siguiente tabla, se resumen las principales características de la conducción hidráulica. Se ha considerado una profundidad umbral de 15 metros sobre el eje de la tubería para la consideración de tramo en túnel o en zanja.

Adicionalmente, se ha tenido en cuenta unos límites elásticos de 30 MPa y 250 MPa para el hormigón y el acero, respectivamente, con lo que se obtienen los siguientes resultados para las características mecánicas mínimas necesarias de la instalación.

	Características				Longitud (m)		
	Diámetro (m)	Espesor (m)	Sección (m <sup>2</sup> )	Material	Zanja	Túnel	Acueducto
Conducción Nº1	5.60	0.029	0.517	Hormigón	819	0	0
Tubería Forzada	4.20	0.094	1.239	Acero	212	1394	0
Túnel de aspiración	5.60	0.052	0.907	Hormigón	0	2665	0

Tabla 7. Características principales de la conducción hidráulica para la solución inicial (Alternativa Sur).

A continuación, se describen las características principales de las chimeneas de equilibrio. Para la determinación del espesor necesario en las paredes de la chimenea, se ha realizado un sencillo cálculo estructural, tal y como se detalla en el apartado 4.5.2 del anejo 4.

	Diámetro (m)	Área total (m <sup>2</sup> )	Espesor (m)	Altura (m)	Volumen (m <sup>3</sup> )	Material
Chimenea superior	24	452.39	0.189	48.04	688	Hormigón
Chimenea inferior	10	78.54	0.187	114.51	686	Hormigón

Tabla 8. Características principales de las chimeneas de equilibrio para la solución inicial (Alternativa Sur).

#### 5.2.4. Análisis de la producción y del beneficio

Para este apartado, se aprovechan los cálculos realizados en el anejo 1, ya que los datos empleados son los mismos que los de la solución inicial.

El beneficio diario de la central, para el día tipo escogido, es de 62914€.

Esta alternativa es capaz de regular unos 3.11 GWh al día.

### 5.2.5. Mejora del diseño. Estudio del tiempo de cierre de la válvula de regulación.

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad de las sobrepresiones que se producen en la tubería forzada ante variaciones del tiempo de cierre, en situación de emergencia, para los álabes de la distribución en el diseño del proyecto original de la CDR de Navaleo.

Para estudiar el fenómeno hidráulico transitorio en relación con el golpe de ariete, se conceptualiza la turbina como una válvula hidráulica, cuyo porcentaje de apertura inicial hace que la línea de energía descienda una magnitud igual al salto neto de la central para el modo turbinado. Este esquema ha sido implementado en el software Allievi, tal y como se muestra en el apartado 5.2.3 de este anejo. A partir de este modelo, se modifica el tiempo de cierre de la válvula, manteniendo una ley de cierre lineal, para así, ver su influencia en las sobrepresiones que genera el fenómeno transitorio, y por tanto, su repercusión en el espesor necesario de tubería.

Válvula de Regulación Rg2



#### Datos de la maniobra tabulada

Se introducen los puntos de instante y apertura que definen la maniobra de la válvula de regulación

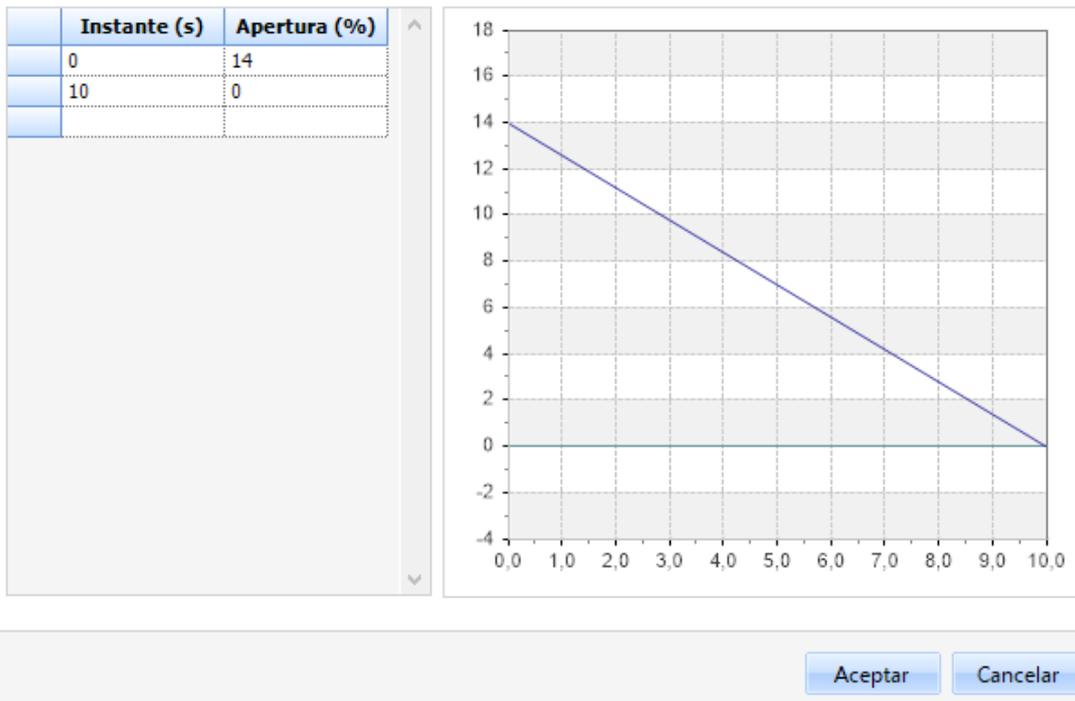


Figura 74. Ley de cierre lineal y porcentaje de apertura inicial para simular el comportamiento de la turbina hidráulica ante un cierre de la válvula de regulación. Fuente: Software de Allievi.

A continuación se muestra una gráfica con los resultados del modelo, en la que se muestra el valor de la cota de la línea de energía. En la gráfica, también se ha incluido los resultados obtenidos a partir de la formulación teórica de Muchaud para el fenómeno del golpe de ariete (Véase el anejo 4 – apartado 4.5.1).

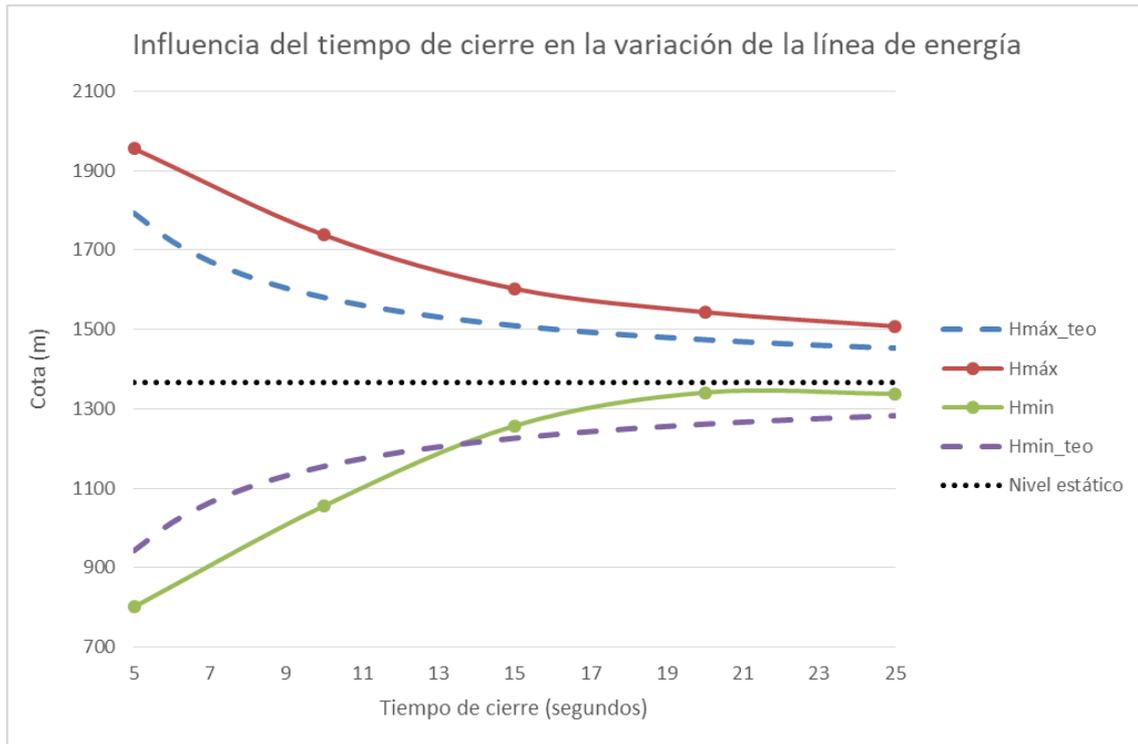


Figura 75. Cota máxima y mínima de la línea de energía en el punto de entrada a la turbina, en función del tiempo de cierre para la válvula de regulación. Elaboración propia.

En la gráfica anterior, se aprecia como la resolución de las ecuaciones diferenciales que gobiernan el fenómeno del golpe de ariete muestran resultados asimétricos para las cotas máximas y mínimas, a diferencia de la formulación teórica.

La gráfica anterior puede ser representada en términos de presión en lugar de alturas, para de esta forma visualizar mejor el fenómeno.

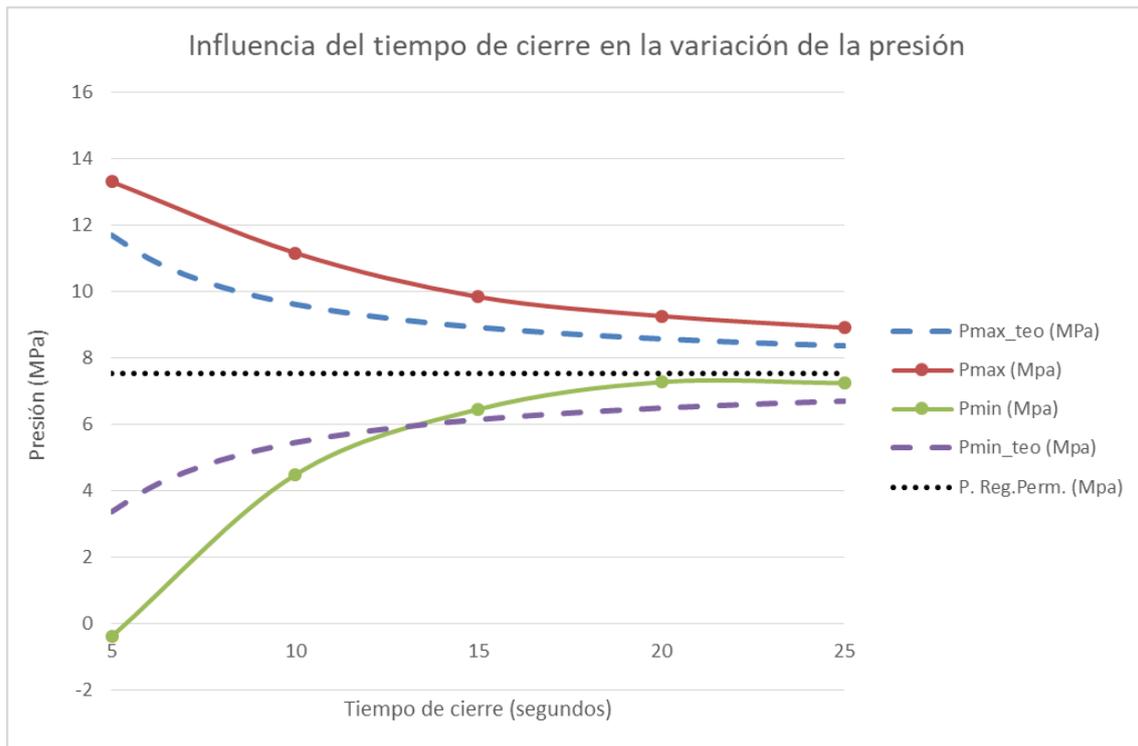
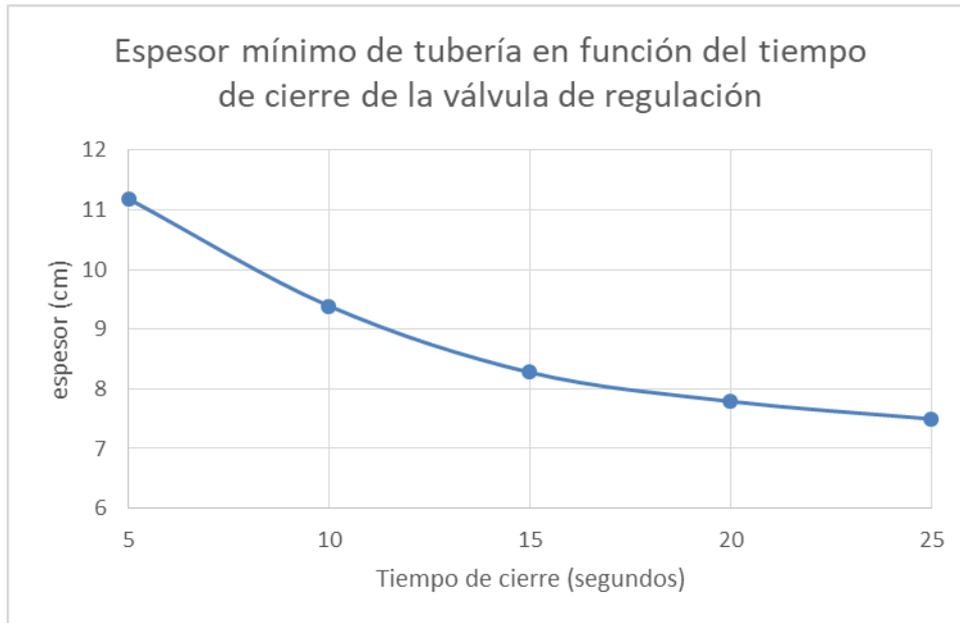


Figura 76. Presión máxima y mínima de la línea de energía en el punto de entrada a la turbina, en función del tiempo de cierre para la válvula de regulación. Elaboración propia.

En la gráfica anterior vemos como la presión mínima para un tiempo de cierre de 5 segundos es negativa, por lo que es posible que se produzca cavitación.

Del análisis de este resultado, también puede extraerse que no son necesarios tiempos de cierre superiores a 20 segundos, ya que a partir de este punto la presión prácticamente no varía con respecto al tiempo de cierre.

A partir de estos resultados podemos calcular el espesor de tubería que sería necesario para no superar el límite elástico del acero (Véase el anejo 4 – apartado 4.5.1).



*Figura 77. Espesor mínimo necesario en la tubería de acero para no superar el límite elástico del acero. Elaboración propia.*

Según se indica en la figura anterior, podemos deducir que si incrementamos el tiempo de cierre hasta los 15 segundos, reduciremos el espesor de tubería casi un 12%, lo que repercute directamente en un importante ahorro de los costes de construcción.

### 5.3. Alternativa NE

#### 5.3.1. Descripción general

La alternativa se localiza al noroeste de Bembibre, cerca de las inmediaciones del municipio de Folgoso de la Ribera. En esta zona existe un desnivel de unos 450 metros a lo largo de, aproximadamente, 3 kilómetros.



Figura 78. Emplazamiento de la alternativa noreste.

Esta alternativa cuenta con la ventaja de disponer de gran espacio para el emplazamiento de los depósitos, en comparación con el resto de alternativas. La zona cuenta con una colina con una orografía bastante plana en su cima, lo que facilita la construcción del depósito superior, reduciendo el volumen de excavación. Adicionalmente, cabe destacar que en este emplazamiento se sitúa un parque eólico, lo que puede suponer una ventaja con respecto a otras alternativas, ya que de esta forma las pérdidas por transporte de la energía desde el lugar de generación hasta su almacenamiento son mínimas.



Figura 79. Foto aérea del emplazamiento del depósito superior para la alternativa Noreste y situación del parque eólico adyacente.



Figura 80. Mapa topográfico con la situación del vertido de aguas contaminadas.

Como se aprecia en la Figura 80, las antiguas minas de antracita Gamma y Alpha, drenan directamente al río Boeza. Al igual que la en la mina de Navaleo, el estado de abandono ha provocado una elevación de los niveles freáticos, encontrándose importantes fuentes a 1000 metros sobre el nivel del mar, lo que se encuentra cerca de la cota de las explotaciones mineras, que va desde los 920 hasta los 1050 metros.

El depósito inferior, se localiza en la margen izquierda del río Boeza, tributario del río Tremor. El depósito se sitúa a 6 kilómetros del lugar donde se espera construir el depósito de la alternativa Sur.

Aguas arriba del río Boeza existen antiguas minas de carbón, cuya red de drenajes vierte al cauce. Si bien este hecho podría justificar la construcción de una Estación Depuradora de Aguas Residuales, su eficacia no será tan elevada en comparación con una EDAR situada en la confluencia con el río Tremor (el río Tremor presenta mayor contaminación química). Hay que destacar, que la solución propuesta en el proyecto original de la CDR de Navaleo, tampoco trata directamente las aguas del río Tremor, sino que recoge los aportes del drenaje de la bocamina de Navaleo, situada en el arroyo del Rial, tributario del río Tremor.

En el Anejo 6 “Estudio hidrológico y medioambiental” se muestran las fichas de estado de las masas de agua implicadas, según lo dispuesto en el Anexo 2.3 del documento del Plan Hidrológico de Cuenca del Miño-Sil 2022-2027. En estas fichas vemos como el río Boeza no cumple con el buen estado químico por la alta concentración de Níquel, debiéndose a la fuente de concentración difusa por actividades mineras. Además, en el Anejo 8 del Plan Hidrológico del Miño-Sil, se indican las medidas necesarias para alcanzar los objetivos medioambientales, siendo una de estas medidas la instalación de una nueva EDAR en el Folgoso de la Ribera.

<b>Medidas necesarias:</b>	Mejora y recuperación de las escombreras abandonadas por las explotaciones mineras en Castilla y León.
	Estaciones depuradoras de aguas residuales en núcleos de menos de 500 h.e. de Castilla y León.
	Mejora del Saneamiento y depuración en núcleos de población de la CHMS
	Instalación de nueva EDAR en Albares de la Ribera (Torre del Bierzo).
	Instalación de nueva EDAR en Folgoso de la Ribera (Folgoso de la Ribera).
	Construcción Emisario y EDAR en Ventas de Albares
	Programa de restauración y rehabilitación de masas de agua.

Figura 81. Medidas necesarias para cumplir los objetivos ambientales en la masa de agua superficial del río Boeza III. Fuente: Plan Hidrológico Miño-Sil 2022-2027. ANEJO 8. OBJETIVOS MEDIOAMBIENTALES Y EXENCIONES.

Por estas razones, esta alternativa cuenta con ventajas a su favor, tanto desde el punto de vista del aprovechamiento energético, como desde el punto de vista ambiental.

### 5.3.2. Capacidad de los depósitos hidráulicos

La capacidad de los depósitos hidráulicos estará condicionada por aquel con mayores limitaciones de espacio. Para el caso de la alternativa Noreste, el depósito más limitante es el depósito inferior, ya que este se encuentra limitado por el desarrollo urbanístico del Folgoso de la Ribera, al norte, y por la carretera LE-5330, al oeste. En el flanco este del depósito inferior, existe una colina que impide su extensión hacia esa dirección, mientras que al sur discurre el arroyo de la Collada, que servirá como drenaje de pluviales y como sobrevertido.

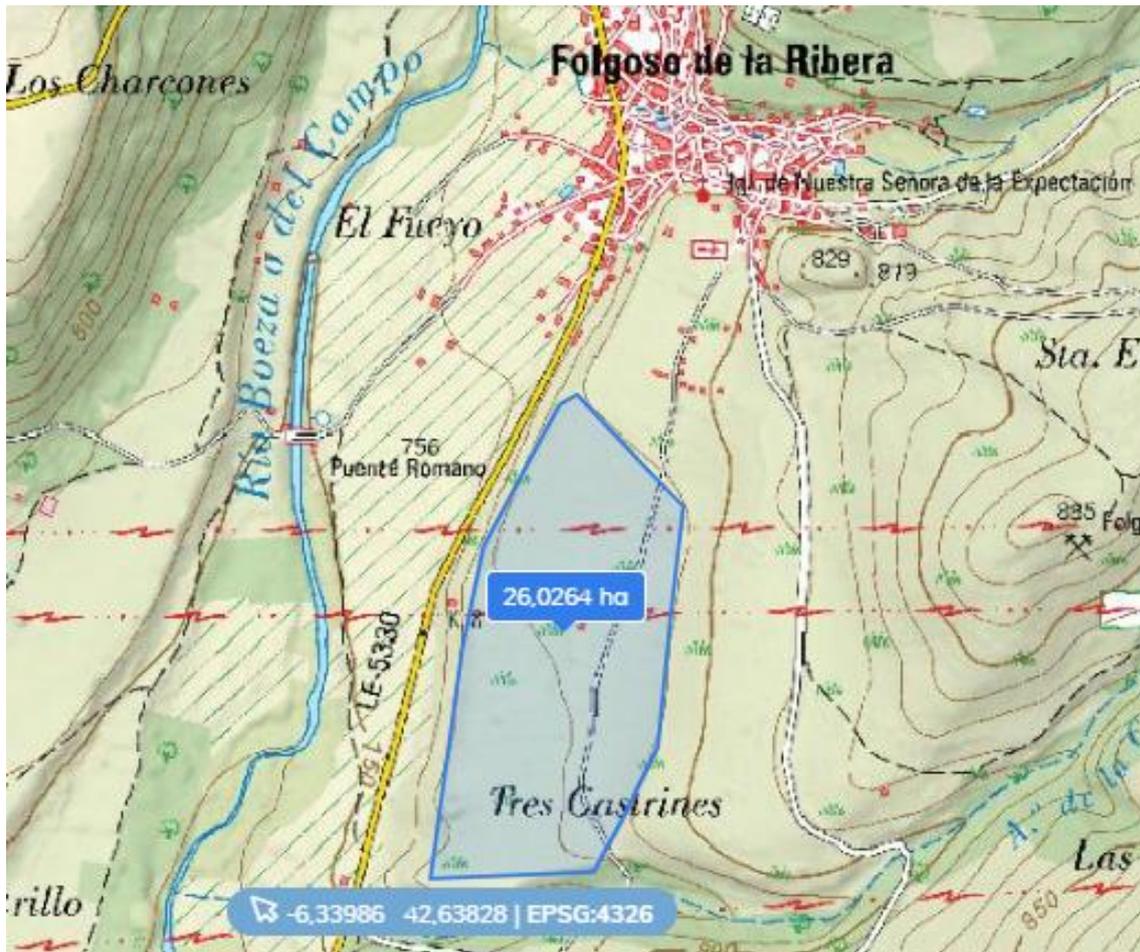


Figura 82. Localización en planta del depósito inferior para la alternativa Noreste.

Como se aprecia en la imagen anterior, la geometría del depósito intenta seguir las curvas de nivel en la medida de lo posible para evitar excesivos costes de excavación y movimiento de tierras. Asimismo, se ha considerado una profundidad media de 15 metros, a fin de no elevar demasiado los costes de construcción.

Considerando que los taludes de desmote y terraplén son de aproximadamente 2H:1V y que la anchura de coronación de la balsa es de 3 metros<sup>1</sup> se requiere un retranqueo de 63 metros del perímetro exterior del depósito para permitir la construcción del dique de contención perimetral. Se asume que puede ocuparse este espacio en las zonas afectadas por esta franja perimetral.

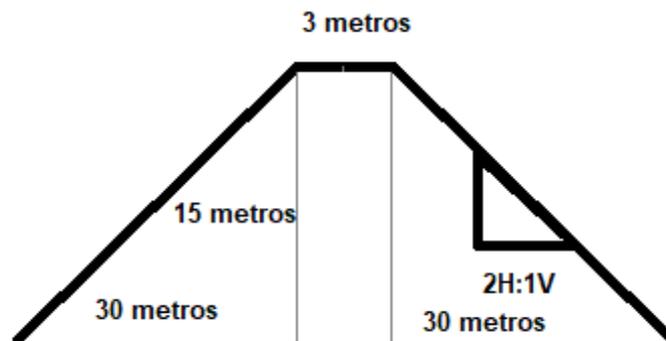


Figura 83. Esquema de la sección transversal del dique de contención perimetral.

Hay que destacar que esta sección transversal puede cambiar a lo largo del perímetro de la balsa, aunque no es objeto de este trabajo académico la definición concreta de esta geometría. A pesar de ello, si se emplearán las dimensiones anteriormente descritas para estimar los costes de construcción de la central.

Adicionalmente, en la operativa de la central, habrá que tener la previsión de dejar siempre un volumen muerto de agua de  $0.1 \text{ hm}^3$  para evitar problemas con la entrada de aire a la tubería. Además, este volumen también servirá para disipar la velocidad del agua a la entrada de la toma durante el bombeo. Sin embargo, este estudio de soluciones no tiene como objetivo definir con este nivel de precisión los detalles constructivos del proyecto, ni las exigencias a la hora de la operativa de la central, por lo que estos temas son objeto de estudios posteriores, que traten con más detalle la solución finalmente adoptada.

Teniendo en cuenta posibles limitaciones de volumen y espacio mencionadas anteriormente, se ha fijado un valor de la superficie aprovechable de 25 hectáreas, aproximadamente, con una profundidad media de 15 metros, lo que permite aprovechar un volumen de unos  $3.8 \text{ hm}^3$ .

El depósito hidráulico superior se encuentra en una zona con menores limitaciones de espacio, por lo que su volumen queda fijado por el valor obtenido para el depósito inferior.

<sup>1</sup> CONSELLERIA DE MEDI AMBIENT AIGUA URBANISME I HABITATGE (2009).  
*Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de las balsas de riego con vistas a la seguridad.* Generalitat Valenciana.

### 5.3.3. Capacidad y número de turbinas

La capacidad considerada para las máquinas hidráulicas es la misma que se contempla en el proyecto original de la central reversible de Navaleo, siendo el caudal máximo de 30 m<sup>3</sup>/s por cada turbina Francis.

El número de grupos turbina-generador que se decida disponer, definirá la potencia eléctrica que la central será capaz de regular. Al mismo tiempo, el número de turbinas condiciona el ciclo de explotación, debido a que el volumen máximo de los depósitos ya ha sido fijado.

A continuación se muestra una tabla en la que se indican las horas de turbinado para llenar o vaciar por completo los depósitos, en función del número de turbinas equipado.

Nº Turbinas	Horas	Volumen (hm <sup>3</sup> )
1	35.19	3.8
2	17.59	Caudal máximo (m <sup>3</sup> /s)
3	11.73	30
4	8.80	
5	7.04	
6	5.86	
7	5.03	
8	4.40	
9	3.91	

Tabla 9. Horas de turbinado para llenar o vaciar por completo los depósitos, en función del número de turbinas equipado. Elaboración propia.

De la tabla anterior se desprende que no es necesario instalar más de 6 turbinas, ya que las horas más rentables para turbinar son de 8:00 a 10:00 y de 19:00 a 21:00, lo que hace un total de 6 horas, que coincide aproximadamente con el tiempo que se obtiene al instalar 6 turbinas. Al instalar 7 turbinas, dejaríamos casi una hora “pico” sin turbinar, pero podríamos aprovechar mejor la potencia para bombear en las horas más baratas y turbinar en las horas más caras, incrementando ligeramente el margen de beneficios pero a costa de incrementar la inversión inicial.

Instalar menos de 5 turbinas tampoco es recomendable si optamos por una regulación diaria, ya que reduciríamos el margen de beneficios al turbinar en horas donde el precio de la energía no es tan alto.

### 5.3.4. Limitaciones de la tubería forzada y de los depósitos

Tal y como se vio en el Anejo 3, el diámetro de la tubería forzada queda limitado por las posibilidades de la tecnología Raise Boring Rig, con un máximo de 8 metros. Además, hay que tener en cuenta las limitaciones de los fabricantes de tuberías, siendo común encontrar diámetros entre los 4 y los 5 metros. También existen otras limitaciones, tales como el transporte de la tubería desde el lugar de fabricación hasta la obra, o limitaciones de presupuesto.

Si para esta alternativa exigiéramos un mínimo de potencia de 552 MW y un rendimiento global del 78.35%, que coincide con la potencia y rendimiento del proyecto original de la CDR de Navaleo, necesitaríamos un caudal de turbinado de 144 m<sup>3</sup>/s, lo que implica instalar un total de 5 turbinas Francis. (El rendimiento de turbinado es del 86.89%, y el de bombeo del 88.31%) (Véase el apartado 5.2.3).

$$Q_{\text{turbinado}} = \frac{552 \text{ MW}}{450 \text{ m} \cdot 9810 \cdot 0.8689/1E6} \approx 144 \text{ m}^3/\text{s} \quad \text{Ec. 25}$$

$$Q_{\text{bombeo}} = \frac{552 \text{ MW}}{450 \text{ m} \cdot 9810/(1E6 \cdot 0.8831)} \approx 110.4 \text{ m}^3/\text{s} \quad \text{Ec. 26}$$

Teniendo en cuenta que el rendimiento conjunto de la turbina y el alternador es del 90.24%, para conseguir un rendimiento de turbinado del 86.89% es necesario reducir las pérdidas por fricción a un valor del 3.8%, es decir, que el salto neto ha de ser de 433 metros. Ello puede conseguirse con un diámetro de la tubería forzada de 4.2 metros, según la configuración que se muestra en el apartado 5.3.9 de este anejo. Este diámetro es bastante común en este tipo de proyectos, coincidiendo con el diámetro del proyecto original de la CDR de Navaleo.

Para obtener el volumen de agua turbinado al día (Ec. 28), es necesario determinar el tiempo de turbinado, que puede obtenerse por balance de volúmenes almacenados.

$$V_{\text{turbinado}} = V_{\text{bombeado}} = 144 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot t_{\text{turbinado}} = 110.4 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot t_{\text{bombeo}} \quad \text{Ec. 27}$$

$$t_{\text{turbinado}} + t_{\text{bombeo}} \leq 24 \text{ h}$$

Con el caudal de turbinado calculado no podríamos aprovechar la totalidad del espacio disponible (3.8 hm<sup>3</sup>), ya que el volumen turbinado con una regulación diaria sería de 2.78 hm<sup>3</sup>.

$$V_{\text{turbinado}} = 144 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot \frac{3600}{1E6} \cdot 5.4 \text{ h} = 2.78 \text{ hm}^3 \quad \text{Ec. 28}$$

Por tanto, estaríamos desaprovechando un volumen de aproximadamente 1 hm<sup>3</sup>, que supone un 26.3% del volumen total.

Este volumen supone una pérdida de energía de 944 MWh al día.

$$\Delta E = 1E6 \text{ m}^3 \cdot 9810 \cdot 450 \text{ m} \cdot 0.77 \cdot \frac{1}{3600 \cdot 1E6} \approx 944 \text{ MWh} \quad \text{Ec. 29}$$

Si asumimos un margen medio de precios de 30.34 €/MWh al día, se obtiene una pérdida de aproximadamente 10.5 millones de euros al año.

$$\Delta B_{Anual} = 944 \text{ MWh} \cdot 30.34 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 354 \text{ días} = 10.5 \text{ Millones €} \quad \text{Ec. 30}$$

En caso de aprovechar la totalidad del espacio disponible con una regulación diaria, podríamos obtener una potencia de 750 MW para lo que necesitaríamos un diámetro de 6.2 metros en la tubería forzada, si queremos mantener un rendimiento global similar al supuesto anterior, aunque ello conllevaría unos costes de construcción muy superiores. Para no elevar demasiado los costes de la tubería, puede plantearse una regulación semanal. De esta forma, se reserva un volumen de agua que solo es bombeado en las horas más baratas de la semana y se turbinan en las horas más caras. Esto permitirá mantener un diámetro de 4.2 metros en la tubería forzada, sin desaprovechar por completo el espacio disponible. Como se verá más adelante, en el estudio de la regulación semanal, el caso concreto de aplicación no permite una regulación semanal dada las reducidas dimensiones de los depósitos.

### 5.3.5. Ciclo de explotación – Estudio de viabilidad de la regulación semanal

En este apartado se estudia el beneficio que se obtendría si se reservase un volumen de agua en los depósitos para bombear el día más barato de la semana y turbinar el día más caro de la semana, quedando el volumen restante disponible para la regulación diaria. Los resultados se comparan con el beneficio que se obtendría de una regulación diaria, teniendo en cuenta que en este caso no es posible aprovechar todo el espacio disponible.

La formulación empleada para calcular el beneficio con una regulación semanal es la siguiente.

$$B_{semanal} = \left( \text{Margen}_{m\acute{a}x,d\acute{a}a} \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot (V_{tot} - V_{reserva}) \cdot 6 \frac{\text{d\acute{a}a}}{\text{semana}} + \text{Margen}_{m\acute{a}x,semana} \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot V_{reserva} \cdot 1 \frac{\text{d\acute{a}a}}{\text{semana}} \right) \cdot H \cdot \eta_{Global} \quad Ec. 31$$

$$\cdot \frac{9810}{3600 \cdot 10E6}$$

Los datos de precios máximos y mínimos para calcular el margen se corresponden con la serie de precios máximos y mínimos diarios del periodo comprendido entre el 13/06/2018 y el 30/10/2018 según el OMIE.

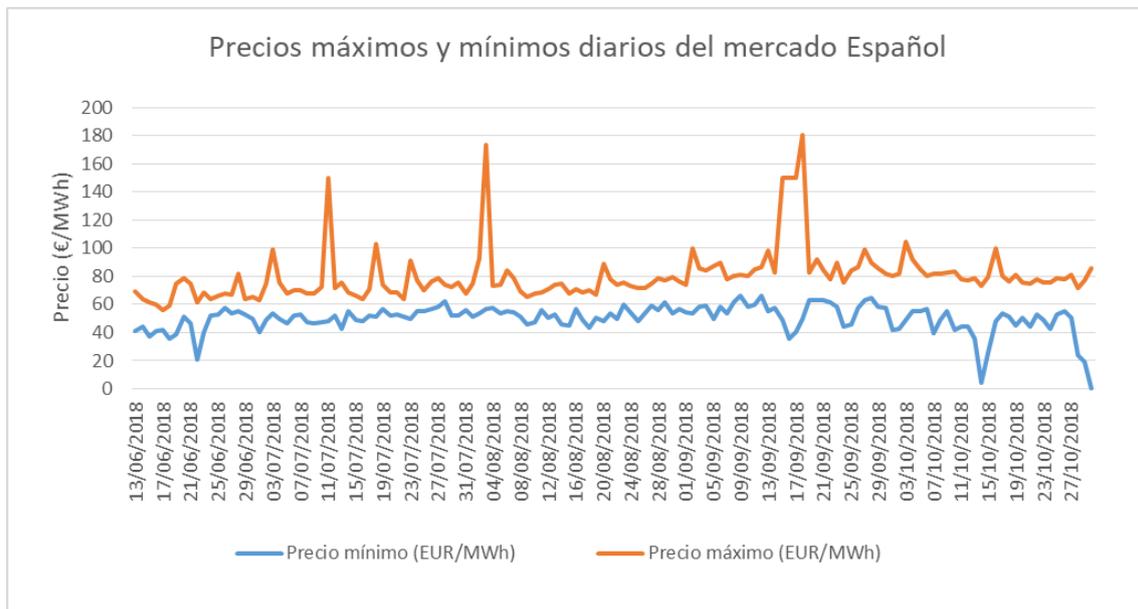


Figura 84. Precios máximos y mínimos diarios de la energía en el mercado Español. Periodo 13/06/2018 - 30/10/2018. Fuente: OMIE.

La regulación semanal será ventajosa en el caso de no poder aprovechar la totalidad de la energía almacenada en un día, debido a las limitaciones de diámetro en la tubería forzada. Por lo que no sería correcto tener en cuenta todo el volumen disponible en el cálculo del beneficio para la regulación diaria, ya que no sería posible turbinarlo por completo en un mismo día.

Reserva de volumen (%)			Reserva de volumen (hm <sup>3</sup> )		
26%			1.00		
Semana	Media semanal del margen máximo diario (€/MWh)	Margen máximo semanal (€/MWh)	Beneficio con regulación semanal (Millones €) *	Beneficio regulación diaria (Con solo el 74% del volumen) (Millones €) *	Incremento porcentual del beneficio
1	23.58	39.20	0.41	0.44	-5.81%
2	23.02	57.89	0.42	0.43	-1.47%
3	22.72	58.69	0.42	0.42	-1.12%
4	21.40	28.37	0.37	0.40	-7.53%
5	31.49	107.50	0.60	0.58	3.12%
6	25.17	52.68	0.45	0.47	-3.61%
7	17.47	26.85	0.30	0.32	-6.45%
8	38.58	122.10	0.73	0.71	1.85%
9	20.22	29.30	0.35	0.37	-6.90%
10	23.42	44.78	0.41	0.43	-4.54%
11	20.00	31.00	0.35	0.37	-6.38%
12	25.57	46.00	0.45	0.47	-5.12%
13	24.76	40.00	0.43	0.46	-6.05%
14	77.69	144.29	1.37	1.44	-4.82%
15	26.69	48.11	0.47	0.49	-5.10%
16	31.41	57.20	0.55	0.58	-5.00%
17	35.58	65.40	0.63	0.66	-4.92%
18	46.42	96.00	0.83	0.86	-3.74%
19	28.16	37.40	0.48	0.52	-7.52%
20	43.45	85.88	0.77	0.80	-4.21%
<b>Promedio</b>	<b>30.34</b>	<b>60.93</b>	<b>0.54</b>	<b>0.56</b>	<b>-4.27%</b>

Tabla 10. Beneficio de la regulación semanal, teniendo en cuenta las limitaciones de la tubería forzada. Elaboración propia a partir de los datos del OMIE. \*Se asume un rendimiento global del 77% y un salto bruto de 450 metros.

En el apartado anterior se estimó que el hecho de reservar 1 hm<sup>3</sup> de agua para la regulación semanal permitía reducir el diámetro de la tubería de 6.2 m a 4.2 m, lo que a su vez repercutía en una pérdida de producción del 26.3%. En la tabla anterior vemos como la regulación semanal, en lugar de compensar esta pérdida, hace que el beneficio se reduzca un 4.27% adicional. Esto se debe a que en la regulación semanal solamente se completa el ciclo de explotación diario 6 días a la semana, quedando el día restante

para aprovechar la diferencia de precios entre el día más caro y el más barato de la semana. Se comprueba que el beneficio que se obtiene de esta práctica es inferior al que se obtendría mediante la regulación diaria los 7 días de la semana.

Para que la regulación semanal sea rentable es necesario reservar como mínimo un 34% del volumen total, lo que supone aprovechar un volumen de 2.5 hm<sup>3</sup> en la regulación diaria. En ese caso, el beneficio que se obtendría con la regulación diaria y semanal sería equivalente. Sin embargo, no tiene sentido limitar más las posibilidades de turbinado en relación con el volumen disponible, ya que la instalación de una tubería forzada de diámetro 4.2 metros ya es perfectamente viable.

Como conclusión de este apartado se obtiene que no es económicamente viable plantear una regulación semanal debido a que el volumen de agua almacenado no es lo suficientemente grande. Esto hará que si queremos aprovechar todo el volumen almacenado deberemos instalar una tubería forzada con un diámetro superior a la del proyecto de la CDR de Navaleo.

También podría plantearse disminuir el diámetro de la tubería forzada colocando dos tuberías. Sin embargo, la eficiencia de esta disposición es menor, aunque permite seguir operando la central en caso de avería o por mantenimiento en alguna de las tuberías.

El ciclo de explotación que se propone es la regulación diaria, con una estructura similar al que se expone en el anejo 1.

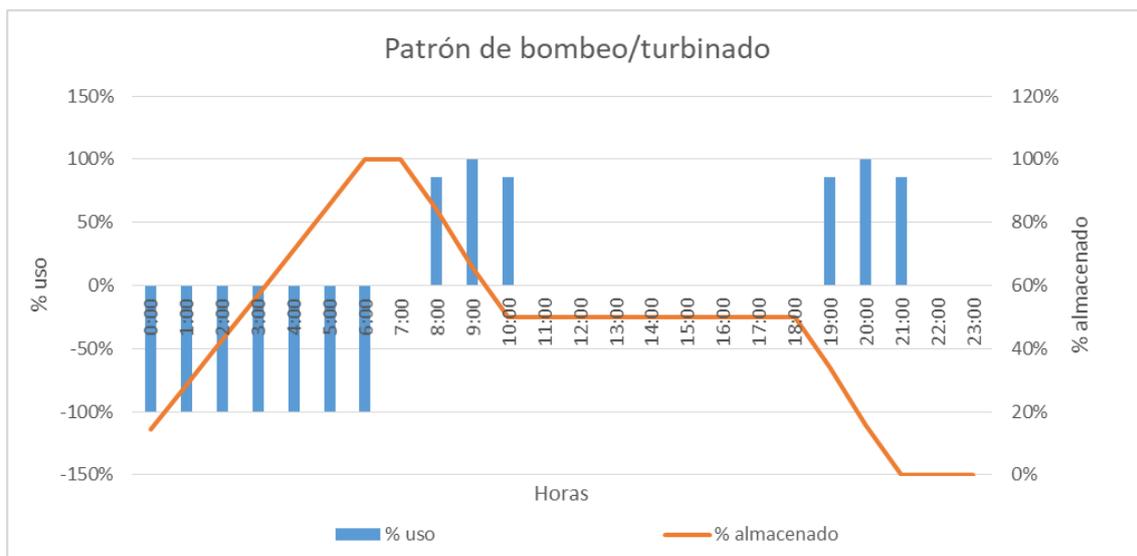


Figura 85. Ciclo de explotación para la Alternativa Noreste. Elaboración propia.

### 5.3.6. Selección del número de turbinas y de la potencia instalada

Como se ha visto en apartados anteriores, el volumen de los depósitos será de 3.8 hm<sup>3</sup>, y se instalará un total de 5 o 6 turbinas Francis de caudal máximo 30 m<sup>3</sup>/s, que turbinarán y bombearán la totalidad del volumen almacenado en un tiempo inferior a un día. Esto define dos valores posibles para la potencia instalada.

Nº Turbinas	Q max (m <sup>3</sup> /s)	Rendimiento (sin pérdidas por fricción)	Potencia turbinado (MW)	Horas turbinado
5	150	0.9	596	7.0
<b>6</b>	<b>180</b>	<b>0.9</b>	<b>715</b>	<b>5.9</b>

Tabla 11. Características en función del número de turbinas. Elaboración propia.

Dado que se ha fijado una regulación diaria, si se pretende reproducir un patrón de turbinado según el ciclo de explotación definido del apartado 5.3.5, parece razonable seleccionar un total de 6 turbinas, ya que al seleccionar 5 turbinas la potencia quedaría demasiado limitada.

### 5.3.7. Estudio de la relación diámetro-pérdidas de energía.

En apartados anteriores se ha definido el volumen de los depósitos, el salto bruto, el número de turbinas y el caudal máximo, con lo que se obtiene una potencia máxima aprovechable que podrá ser materializada con un diámetro de entre 4.2 y 8 metros. Cuanto mayor sea este diámetro menores serán las pérdidas por fricción y mayor será el rendimiento, aunque ello también implicará unos mayores costes de inversión.

Para el estudio de la relación diámetro – rendimiento global, se ha seguido el modelo matemático desarrollado en el anejo 4, cuyos resultados se exponen en el apartado 5.3.9 de este mismo anejo.

Una vez fijado el número de turbinas y el caudal máximo, es posible calcular la potencia instalada a partir de las formulaciones expuestas en el anejo 4, sin embargo, este valor depende también del diámetro de la tubería, ya que las pérdidas por fricción reducirán el salto bruto.

Si se fija un valor para el caudal de turbinado y un valor para el diámetro, es posible calcular la potencia instalada, a partir de la cual poder determinar el caudal de bombeo y las pérdidas globales por cada ciclo. Hay que aclarar que la potencia del generador es la misma en ambos casos, solo que durante el bombeo se necesitará más potencia para entregar un mismo caudal (El rendimiento se encuentra en el denominador). Dado que no es posible incrementar la potencia de la máquina solamente para el bombeo, ha de reducirse el caudal a bombear. Con todo ello, se determina una curva en la que se calcula la potencia de la central en función del diámetro del tramo de tubería comprendido entre las dos chimeneas de equilibrio. Adicionalmente, también se calcula el rendimiento global obtenido para cada diámetro.

Los diámetros considerados van desde los 4.5 hasta los 8 metros, y se mantienen fijas el resto de características y dimensiones del conjunto de elementos de la central, los cuales son definidos en el apartado 5.3.9 de este anejo.

A continuación se muestra un gráfico con la variación de la potencia instalada y del rendimiento global en función del diámetro de la tubería forzada en el tramo comprendido entre las dos chimeneas de equilibrio.

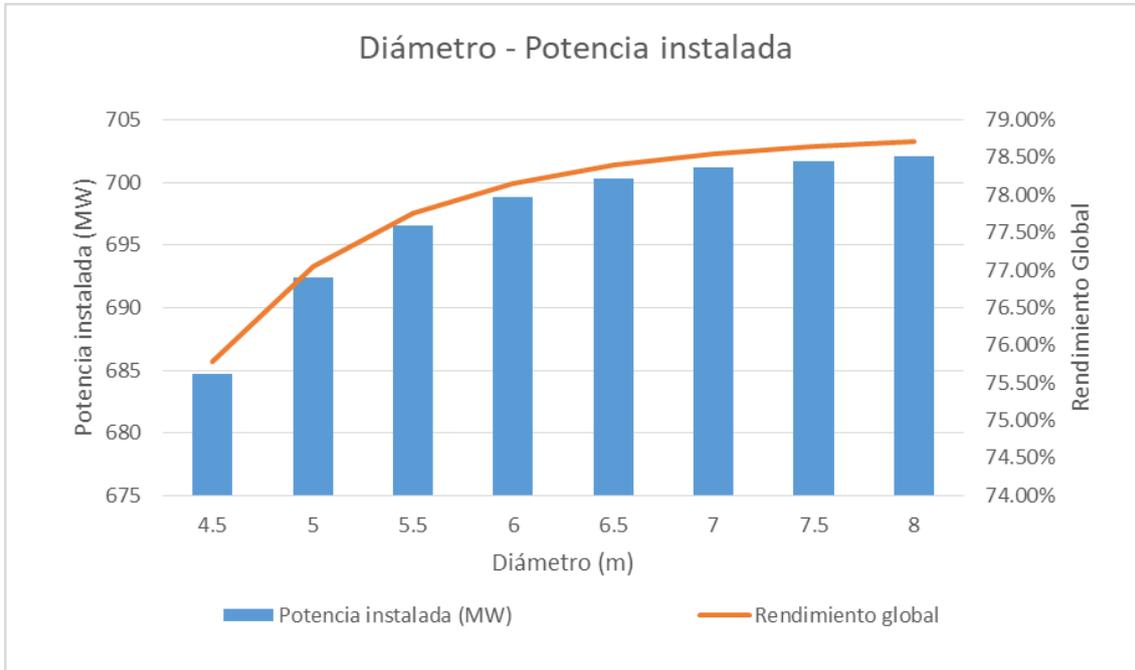


Figura 86. Variación de la potencia instalada y del rendimiento global en función del diámetro de tubería entre las dos chimeneas de equilibrio. Elaboración propia.

Como se muestra en la gráfica anterior, conforme se incrementa el diámetro de la tubería, cada vez se incrementa menos la potencia instalada, al igual que el rendimiento, teniendo un comportamiento asintótico hasta alcanzar el valor que se obtendría sin tener en cuenta las pérdidas por fricción. Vemos como con el diámetro de 8 metros, prácticamente alcanzamos este valor, por lo que no sería razonable seleccionar este diámetro, ya que con un diámetro de 7 metros, la potencia y el rendimiento global serían prácticamente iguales pero con un diámetro un 12.5% inferior. A modo de simplificación para este trabajo académico, asumiremos que los costes de la tubería forzada son proporcionales al diámetro, por lo que reduciríamos un 12.5% la inversión inicial, con prácticamente el mismo beneficio de operación. Por otro lado, la diferencia de rendimientos entre el diámetro de 8 metros y el de 4.5 metros es del 3%, pasando de un rendimiento de 75.79% para el diámetro de 4.5 metros a uno del 78.71% para el diámetro de 8 metros, lo que supone, aproximadamente, un 3% de pérdidas de producción en caso de elegir el menor diámetro. Una variación en los beneficios anuales del 3% puede suponer la diferencia entre un proyecto rentable o uno ruinoso, debido al escaso margen de beneficios en relación con la inversión inicial que se obtiene de este tipo de proyectos.

Como todavía no conocemos los costes asociados a la construcción de la central, se selecciona un diámetro intermedio a criterio del diseñador. Para esta alternativa, el diámetro seleccionado será de 6.2 metros, ya que con este valor se consigue un rendimiento global prácticamente idéntico al del proyecto original de la CDR de Navaleo, si consideramos que la potencia del alternador eléctrico es la misma para el bombeo y para el turbinado. El resto de dimensiones y características de la central se describen en el apartado 5.3.9 de este mismo anejo.

### 5.3.8. Pérdidas de energía y rendimiento global

Las pérdidas de energía han sido calculadas a partir del modelo matemático que se detalla en el anejo 4, en el apartado 4.1, siguiendo el proceso iterativo explicado en el apartado 4.4. Estas pérdidas son de 11 m.c.a para el modo turbina, y de 7 m.c.a para el modo bomba, haciendo un total de 18 m.c.a por cada ciclo.

A continuación se muestra una tabla con las pérdidas de energía calculadas en cada tramo de tubería, que son calculadas según lo dispuesto en el apartado 4.1 del anejo 4.

Punto del perfil longitudinal	Longitud acumulada de tubería (m)	Modo turbina		Modo bomba	
		cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)	cota de la línea de energía (m)	Pérdidas de energía en metros (m)
Depósito superior	0	1190.0	0	1190.0	-1.5
Chimenea de equilibrio superior	489.3	1187.6	-2.4	1191.5	-1.9
Entrada a la turbina	1297.9	1184.5	-3.1	1193.4	456.8
Salida de la turbina	1297.9	745.6	-438.9	736.6	-0.2
Chimenea de equilibrio inferior	1404.52	745.3	-0.3	736.7	-3.3
Depósito inferior	3351.2	740.0	-5.3	740.0	0
Pérdidas totales			-11.1		-6.8

Tabla 12. Cálculo de las pérdidas de energía para la alternativa seleccionada. Elaboración propia.

Fijando un diámetro de 6.2 metros para el tramo de tubería de acero y 7 metros para los otros dos tramos, los rendimientos que se obtienen son los siguientes:

$$\eta_{\text{turbinado}} = \frac{P_{\text{Turbinado}}}{Q_{\text{turbinado}} \cdot H_n \cdot \gamma} = \frac{700 \text{ MW} \cdot 1\text{E}6}{180 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 439 \text{ m} \cdot 9810 \frac{\text{KN}}{\text{m}^3}} = 0.903 \quad \text{Ec. 32}$$

$$\frac{1}{\eta_{\text{bombeo}}} = \frac{P_{\text{bombeo}}}{Q_{\text{bombeo}} \cdot H_n \cdot \gamma} = \frac{700 \text{ MW} \cdot 1\text{E}6}{141 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 457 \text{ m} \cdot 9810 \frac{\text{KN}}{\text{m}^3}} = 1.1074 \quad \text{Ec. 33}$$

$$\begin{aligned} \eta_{global} &= \frac{E_{Entregada}}{E_{Consumida}} = \frac{P_{Turbinado} \cdot t_{Turbinado}}{P_{bombeo} \cdot t_{bombeo}} \\ &= \frac{P_{Turbinado} \cdot V/Q_{Turbinado}}{P_{bombeo} \cdot V/Q_{bombeo}} = \frac{P_{Turbinado} \cdot Q_{bombeo}}{P_{bombeo} \cdot Q_{turbinado}} \quad \text{Ec. 34} \\ &= \frac{700 \cdot 141}{700 \cdot 180} = 78.33\% \end{aligned}$$

En este caso se asume que la potencia que recibe el generador eléctrico en el modo turbina es la misma que en el modo bombeo, ya que no se considera el efecto de la curva de rendimiento de la turbina. Al tratarse de una única máquina hidráulica, esta desarrollará la potencia máxima al caudal óptimo. Por tanto, si se diseña la máquina hidráulica para el caudal de turbinado, en el modo bombeo su rendimiento se verá reducido. Sin embargo, debido a que se cuenta con seis grupos turbina-generador de 30 m³/s cada uno, realmente se estarían utilizando cuatro grupos a caudal óptimo y el 70% del caudal óptimo de un quinto grupo. A pesar de ello, se desconoce la curva de rendimiento, y dado que esta pérdida de potencia sería reducida en proporción a la potencia instalada, no se ha considerado en el cálculo.

### 5.3.9. Definición de los elementos y características de la alternativa propuesta.

Siguiendo las indicaciones del anejo 1 se sigue un ciclo de explotación con un tiempo de turbinado de 5.48 horas, y un tiempo de bombeo de 7 horas, aprovechando el intervalo de tiempo entre las 0:00 y las 6:00 de la madrugada para bombear, y los intervalos entre las 8:00 y las 10:00, y entre las 19:00 y las 21:00 horas para turbinar.

A continuación se muestra el perfil de la obra, junto con la línea de energía para el modo turbina.

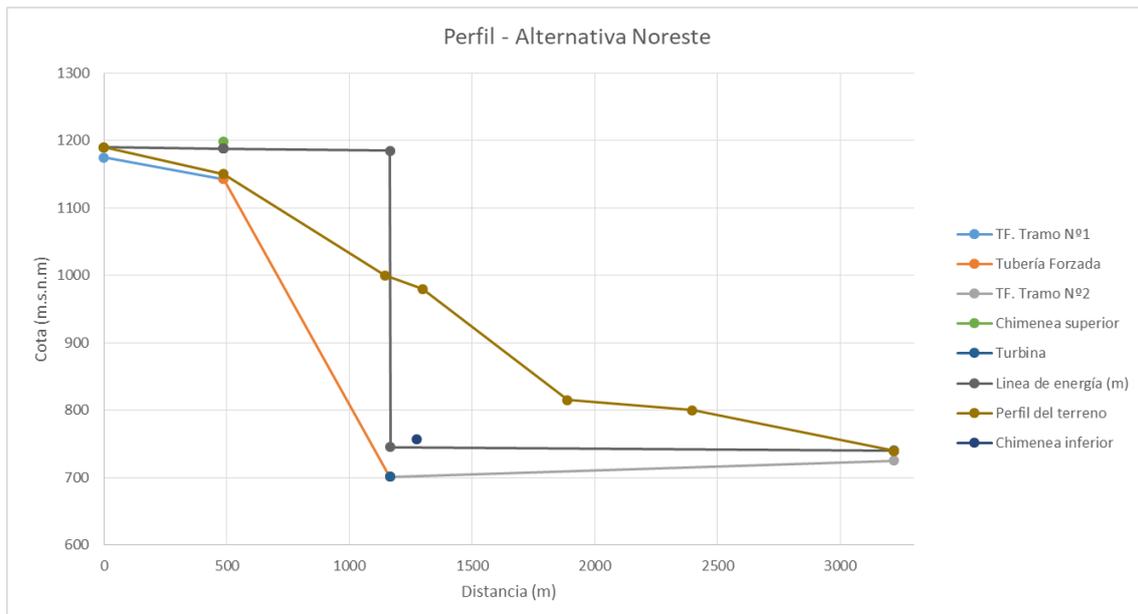


Figura 87. Resolución del circuito hidráulico para la alternativa noreste-Modo turbina. Fuente: Elaboración propia.

Los caudales turbinados y bombeados para este caso son de 180 m<sup>3</sup>/s y de 141 m<sup>3</sup>/s para el modo turbina y para el modo bombeo, respectivamente.

Las pérdidas totales por cada ciclo de bombeo/turbinado son del 3.98%, con un salto neto de 439 metros. El rendimiento global de la instalación es del 78.3%, que es prácticamente idéntico al de la alternativa sur.

A continuación se resumen algunos resultados de los cálculos realizados:

- Caudal de bombeo: 180 m<sup>3</sup>/s
- Caudal de turbinado: 141 m<sup>3</sup>/s
- Salto neto: 439 m
- Altura manométrica: 457
- Salto bruto: 450 m
- Longitud conducción N<sup>o</sup>1 (Depósito superior – Chimenea de equilibrio superior): 489 m.
- Longitud de la tubería forzada (tramo entre chimeneas de equilibrio): 809 m
- Longitud túnel de aspiración (Chimenea de equilibrio inferior – Depósito inferior): 2053 m
- Potencia máxima: 700 MW
- Capacidad de almacenamiento: 3.8 hm<sup>3</sup>
- Capacidad de regulación energética: 3536 MWh/día
- Beneficio de operación: 71005 €/día.
- Rendimiento global: 78.3%

En la siguiente tabla, se resumen las características de las conducciones, que condicionarán el presupuesto para esta alternativa.

	Características				Longitud (m)		
	Diámetro (m)	Espesor (m)	Sección (m <sup>2</sup> )	Material	Zanja	Túnel	Acueducto
Conducción N <sup>o</sup> 1	7.00	0.050	1.110	Hormigón	489	0	0
Tubería Forzada	6.20	0.080	1.558	Acero	0	809	0
Túnel de aspiración	7.00	0.036	0.797	Hormigón	0	2053	0

Tabla 13. Características principales de la conducción hidráulica para la Alternativa Noreste.



Tal y como se hizo en el apartado 5.2.3 para la solución inicial, se llevan a cabo los mismos cálculos para estimar las dimensiones necesarias de las chimeneas de equilibrio superior e inferior.

A continuación, se muestra una tabla con las características y dimensiones de las chimeneas de equilibrio.

	Diámetro (m)	Área total (m <sup>2</sup> )	Área mínima (m <sup>2</sup> )	Espesor (m)	Altura (m)	Volumen (m <sup>3</sup> )	Material
Chimenea superior	25	490.87	11.13	0.196	48.06	747	Hormigón
Chimenea inferior	27.2	580.86	580.86	0.509	54.45	1136	Hormigón

*Tabla 14. Características principales de las chimeneas de equilibrio para alternativa Noreste (Folgozo de la Ribera).*

Vemos como para esta alternativa la sección transversal mínima para la chimenea inferior crece considerablemente debido al mayor caudal, en comparación con la solución inicial. No se aprecia el mismo efecto en la chimenea superior debido a que esta cuenta con un tramo de tubería sometida a oscilación en masa de menor longitud que la solución inicial de la CDR de Navaleo.



## 6. Anejo 6. Estudio Hidrológico y Ambiental

En este anejo se realiza un estudio ambiental para la alternativa propuesta en el Folgoso de la Ribera (Alternativa Noreste). En primer lugar se recoge un inventario ambiental, que es común a todas las alternativas, en el que se describe el estado actual de las masas de agua superficial afectadas por las alternativas analizadas en el anejo 5. Posteriormente, se identifican los principales impactos sobre el medio ambiente debidos a la construcción de la central hidroeléctrica reversible para la alternativa seleccionada.

También se proponen una serie de medidas correctoras, y un programa de vigilancia ambiental con el que se evaluará la efectividad de las medidas planteadas.

Finalmente, se define el esquema de colectores para recoger las aguas residuales urbanas y el drenaje de las minas abandonadas. Asimismo, se realiza un sencillo diseño del sistema de drenaje de pluviales en caso de sobrevertido de los depósitos hidráulicos.

### 6.1. Inventario ambiental

En cualquier proyecto de ingeniería civil es necesario llevar a cabo un inventario ambiental del entorno afectado por el proyecto constructivo. En este caso, nos centraremos en el proyecto de la central hidroeléctrica reversible para la alternativa noreste, situada en las inmediaciones del municipio del Folgoso de la Ribera, cuyas características y dimensiones principales son definidas en el anejo 5. Sin embargo, se recoge información de las masas de agua afectadas por las alternativas analizadas.

#### 6.1.1. Descripción del lugar

La zona se caracteriza por la presencia de gran cantidad de aprovechamientos mineros abandonados, la mayor parte de ellos enfocados en la extracción de carbón, aunque también existen algunas minas de oro, y gravas. La mayor parte de estas minas se sitúan en arroyos que vierten a un cauce principal, por lo que el drenaje de la mina, que normalmente cuenta con alto PH por la presencia de metales pesados, vierte al cauce del río, con el perjuicio que ello conlleva para la calidad de los ecosistemas y para la calidad del agua para consumo humano.

En la zona existen varios manantiales, que vierten directamente al río Boeza, tributario del río Tremor, situándose la confluencia entre ambos ríos en el municipio de las Ventas de Albares.

La generación de energía de origen renovable es común en este entorno, siendo la más destacada la energía eólica, que aprovecha los vientos en la cima de las formaciones montañosas. También existen varios saltos hidroeléctricos, lo que ha obligado a construir una red de líneas de alta tensión que peinan la zona.

En cuanto a la flora de este entorno, abunda el Melojo y los pinares de pino Albar. Por otro lado, algunas de las especies animales más características de la zona se enumeran a continuación:

- Mamíferos:
  - Corzo

- Lirón careto
- Aves
  - Abejero europeo
  - Acentor común



*Ilustración 10. Halcón abejero europeo. Fuente: El correo Gallego.*



*Ilustración 11. Mina abandonada en el Bierzo Alto (León). Fuente: "La memoria minera del Bierzo". León noticias.*

### 6.1.2. Estado de las masas de agua

Esta parte del inventario ambiental se centrará principalmente en la descripción del estado actual de las masas de agua superficial que se ven afectadas por cada una de las alternativas planteadas en el anejo 5, para de esta forma poder valorar las ventajas y desventajas de cada una de ellas desde el punto de vista ambiental.

Es común a todas las alternativas el tratamiento y depuración de las aguas que vierten al cauce del río, procedentes de drenajes de antiguas minas abandonadas. Es por ello que la efectividad de esta infraestructura será mayor cuanto mayor sea el grado de afección a la calidad del agua de los vertidos que se den actualmente en la masa de agua.

La solución planteada en el proyecto original de la CDR de Navaleo trata las aguas del drenaje de la bocamina de Navaleo, situada en el arroyo del Rial. Como se aprecia en la Figura 89, el estado global se define como peor que bueno, debido a presiones como la contaminación difusa y puntual por actividades mineras. Además, vemos como la aportación anual es de unos 27.65 hm<sup>3</sup>, para la serie 1980/81-2017/18.

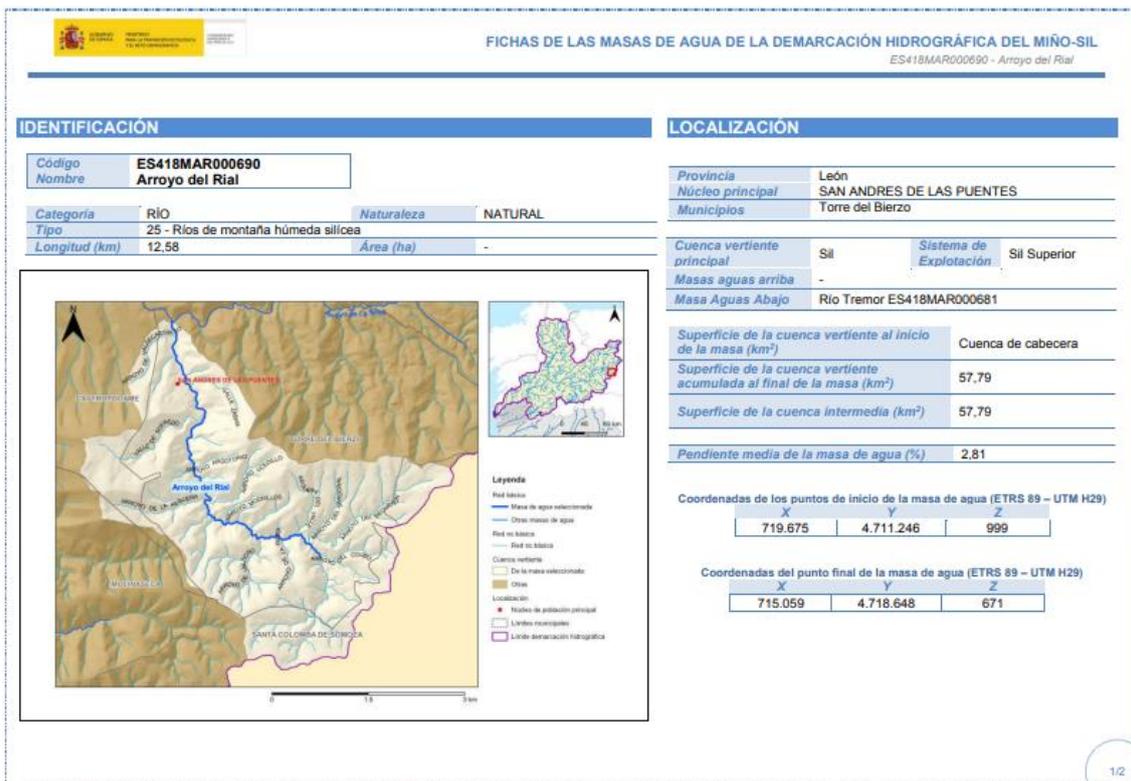


Figura 88. Ficha de la masa de agua superficial "Arroyo del Rial"\_1º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

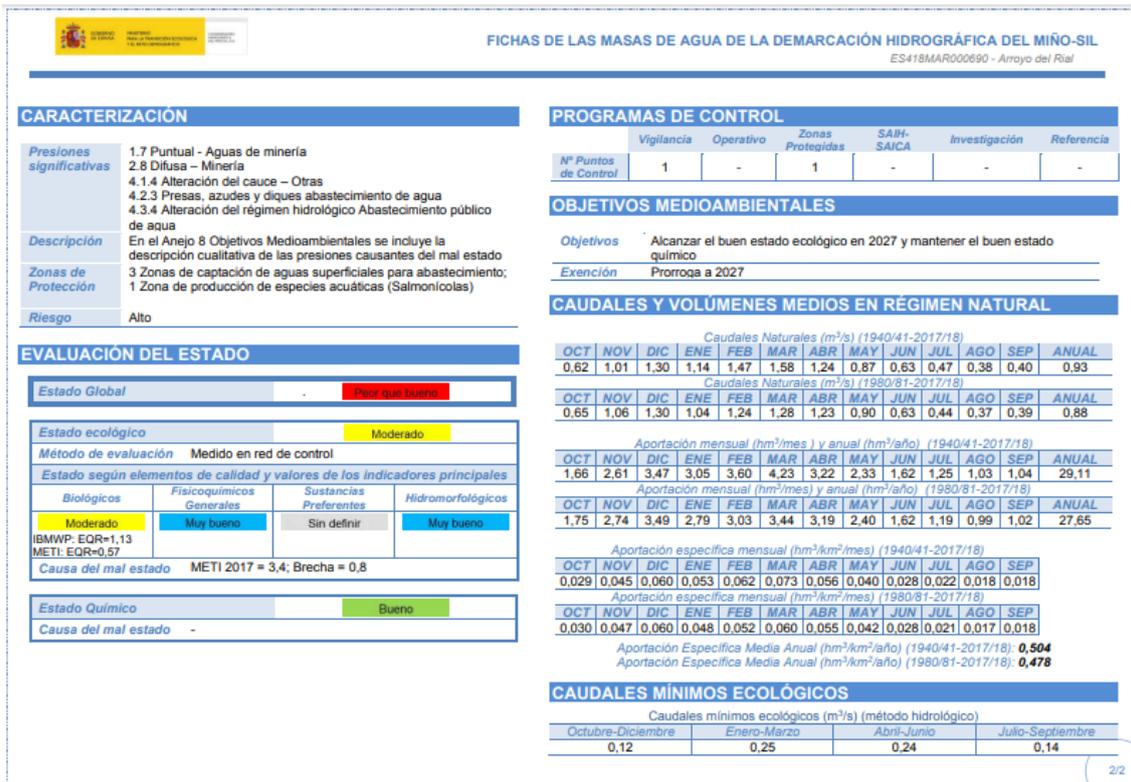


Figura 89. Ficha de la masa de agua superficial "Arroyo del Rial" \_2º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

Por otra parte, la alternativa finalmente seleccionada, trataría las aguas del río Boeza. Podemos ver en la Figura 91 como el estado global de esta masa de agua es peor que bueno, al igual que sucedía en el arroyo del Rial, sin embargo, en este caso también se define el estado químico en mal estado, a diferencia del caso anterior, en el que se definía un buen estado químico. Esto hace que tenga más sentido construir una estación depuradora para tratar las aguas de este río, ya que tendrá un mayor efecto en el estado global de la masa de agua. Además, en la Figura 91, también podemos apreciar como en este caso la aportación anual es significativamente superior, con un volumen de 122.71 hm<sup>3</sup>, para la serie 1980/81-2017/18.

En la Figura 91, vemos como adicionalmente a los problemas debidos a la minería existe una presión significativa por aguas residuales urbanas, por lo que la depuradora podría cumplir una doble función, incrementando así la rentabilidad socioeconómica de la infraestructura. Desde el punto de vista técnico, el bombeo y turbinado de la central hidroeléctrica reversible, podría servir como proceso de aireación tanto para la precipitación de metales pesados, como para el aporte de oxígeno en el reactor biológico, o para la flotación de grasas, entre otros procesos.

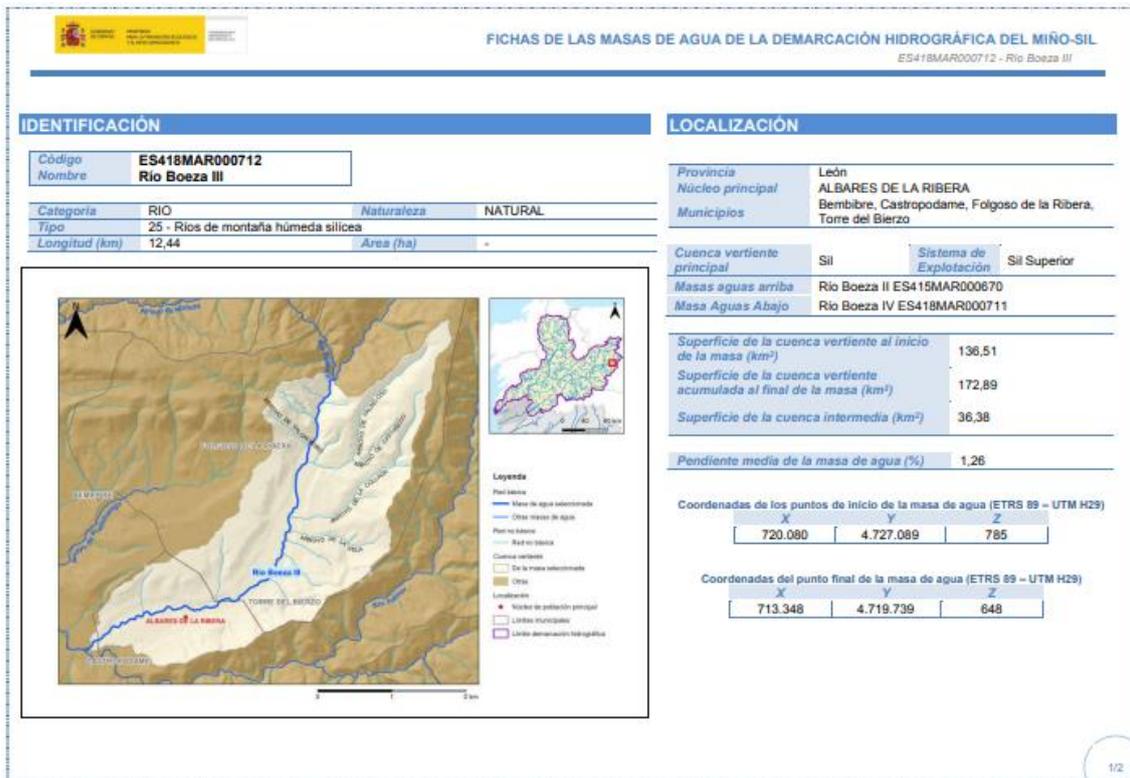


Figura 90. Ficha de la masa de agua superficial "Río Boeza III" \_ 1º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

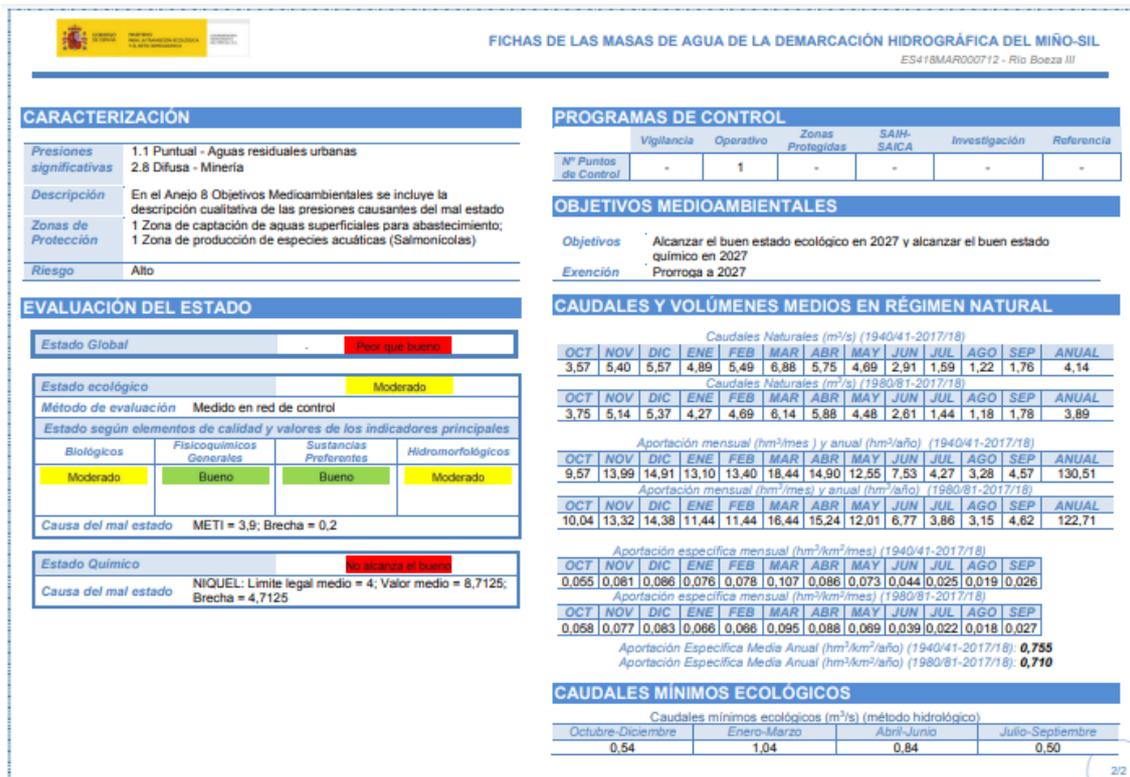


Figura 91. Ficha de la masa de agua superficial "Río Boeza III" \_ 2º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

Finalmente, las dos masas de agua anteriormente mencionadas confluyen con el río Tremor, el cual se encuentra en mal estado, ya que no cumple ninguno de los estados parciales, a excepción del hidromorfológico. Al igual que en los casos anteriores esta masa cuenta con presiones significativas procedentes de actividades mineras y aguas residuales urbanas. En esta masa, la aportación anual es de 139.54 hm<sup>3</sup>, para la serie 1980/81-2017/18.

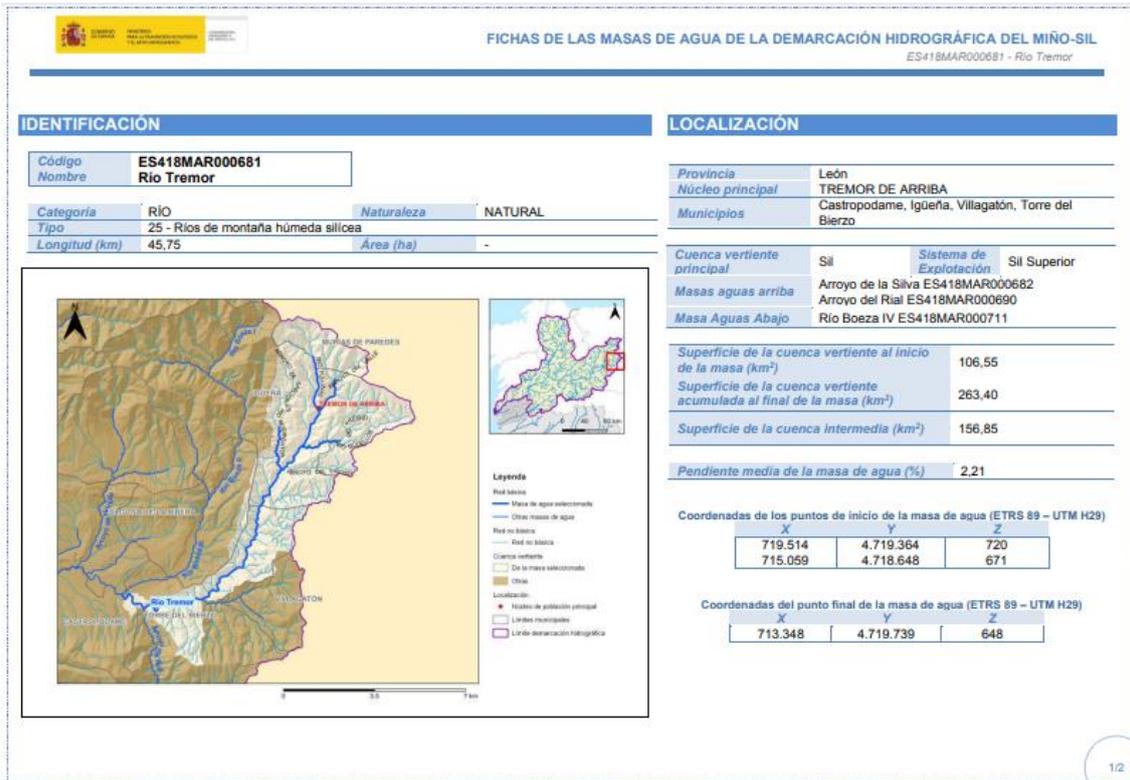


Figura 92. Ficha de la masa de agua superficial "Río Tremor" \_1º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

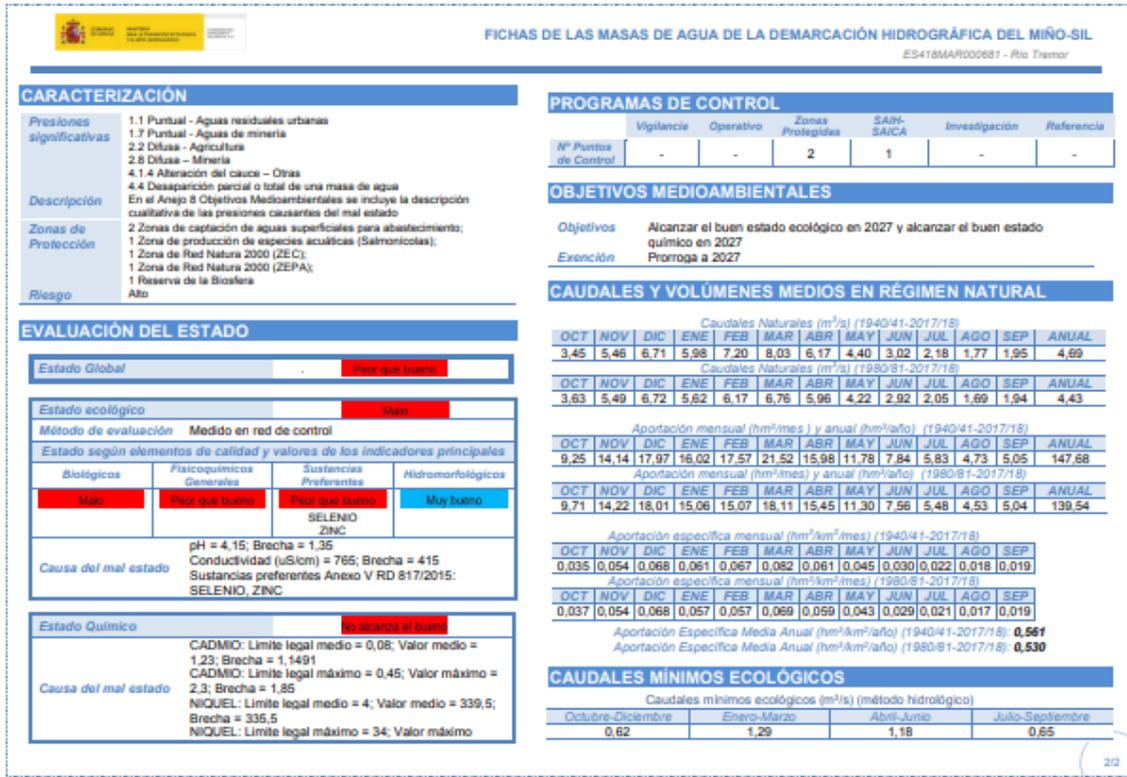


Figura 93. Ficha de la masa de agua superficial "Río Tremor" \_2º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

A continuación, se muestra en detalle la descripción cualitativa de las presiones causantes del mal estado en la masa de agua superficial para la alternativa seleccionada. Esta tabla puede encontrarse en el anejo 8 "Objetivos Medioambientales" del Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

En la descripción se menciona que el incumplimiento del buen estado químico se debe principalmente a la concentración de Níquel en el agua, con un límite legal de 4 µg/L, y un valor medido de 8.71 µg/L. También se observa que en las medidas necesarias para alcanzar el buen estado global se incluye la construcción de una EDAR en el Folgoso de la Ribera, medida que podría ser aprovechada para la inclusión de una central hidroeléctrica reversible, que permita ahorrar los costes de aireación, que normalmente suelen ser del orden del 44% del consumo eléctrico total de la EDAR<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> TECPA. Equipos de aireación en depuradoras de aguas residuales. <<https://www.tecpa.es/aireacion-depuradora-agua-residual-edar/>> [Consulta: 03/12/2021]

<b>Código y nombre:</b>	<b>ES418MAR000712 - Río Boeza III</b>
<b>Categoría y naturaleza:</b>	Masa de agua superficial categoría río natural.
<b>Tipo:</b>	25 - Ríos de montaña húmeda silíceo.
<b>Localización:</b>	Masa de agua de 12,44 km de longitud correspondiente al tramo medio del río Boeza que discurre por los municipios de Bembibre, Castropodame, Folgoso de la Ribera y Torre del Bierzo en la provincia de León.
<b>Estado:</b>	El estado global en 2019 se evalúa como Peor que Bueno: estado ecológico Moderado y estado químico No alcanza el bueno.
<b>Descripción:</b>	Actualmente se encuentra en mal estado ecológico y químico. El estado químico en 2019 no alcanza el bueno debido a incumplimientos por níquel. La valoración del estado ecológico es moderado por incumplimientos de indicadores biológicos (macroinvertebrados). La principal presión a la que se ve sometida la masa de agua es la presencia de vertidos urbanos y la actividad minera.
<b>Brecha:</b>	Indicadores que causan el potencial ecológico Moderado (2019): METI = 3,9; Brecha = 0,2 Indicadores, en µg/L, que causan el estado químico Peor que Bueno (2019): NIQUEL: Limite legal medio = 4; Valor medio = 8,7125; Brecha = 4,7125
<b>Medidas necesarias:</b>	Mejora y recuperación de las escombreras abandonadas por las explotaciones mineras en Castilla y León. Estaciones depuradoras de aguas residuales en núcleos de menos de 500 h.e. de Castilla y León. Mejora del Saneamiento y depuración en núcleos de población de la CHMS Instalación de nueva EDAR en Albares de la Ribera (Torre del Bierzo). Instalación de nueva EDAR en Folgoso de la Ribera (Folgoso de la Ribera). Construcción Emisario y EDAR en Ventas de Albares Programa de restauración y rehabilitación de masas de agua.
<b>Objetivo 2º ciclo:</b>	En el segundo ciclo de planificación (2015-2021) se preveía alcanzar los Objetivos Medioambientales del buen estado ecológico en 2027 y los del buen estado químico en 2015.
<b>Objetivo y plazo adoptados:</b>	Alcanzar el buen estado ecológico en 2027 y alcanzar el buen estado químico en 2027.

Figura 94. Descripción de las presiones causantes del mal estado para la masa de agua superficial "Río Baeza" \_ 1º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

<b>Código y nombre:</b>	<b>ES418MAR000712 - Río Boeza III</b>			
<b>Indicadores que se deberán alcanzar en el plazo establecido:</b>	La masa debe cumplir las disposiciones recogidas en el Título III y en los Anexos II, IV y V del RD 817/2015, y en el apéndice 3.6 del Anexo III del RD 1/2016.			
	Indicadores para la determinación del estado ecológico:			
Elemento de calidad	Indicador	Condición de referencia	Valores límites (EQR)	
			Límite Muy Bueno/ Bueno	Límite Bueno/ Moderado
Diatomeas	IPS	18,2	0,94	0,7
	METI	5,9643	0,93	0,7
Macroinvertebrados	IBMI-T	1	0,826	0,682
	IBMW/P	217	0,71	0,44
Macrófitas	IBMR	13,7	0,95	0,71
Físicoquímicos	Saturación de Oxígeno (mg/l)			5
	Oxígeno disuelto (%)		70 - 105	80 - 120
	Conductividad (µS/cm)	30	100	<300
	pH		6,0 - 8,4	5,5 - 9
Nutrientes	Amonio (mg NH <sub>4</sub> /l)		0,2	0,8
	Fosfatos (mg PO <sub>4</sub> /l)		0,2	0,4
	Nitratos (mg NO <sub>3</sub> /l)		10	25
Hidromorfológicos	CBR	90	85 (0,72)	
	IHF	66	60	
	Límite de concentración para alcanzar el buen estado químico (µg/L): NIQUEL: Límite legal medio = 4			
<b>Justificación:</b>	Para alcanzar el buen estado en esta masa de agua, el procedimiento óptimo consiste en llevar a cabo las medidas descritas anteriormente, cuya realización exige un plazo de varios años, por lo que no se alcanzará hasta el año 2027. En consecuencia, se solicita la oportuna prórroga.			

Figura 95. Descripción de las presiones causantes del mal estado para la masa de agua superficial "Río Baeza" \_2º Parte. Fuente: Plan Hidrológico del Miño-Sil 2022-2027.

## 6.2. Identificación de las principales acciones sobre el medio ambiente

La construcción de una central hidroeléctrica implica una serie de acciones que tendrán efectos sobre el medio ambiente. El objetivo de este apartado es identificar las acciones más importantes, entendiendo como tal aquellas que tienen una mayor probabilidad de causar efectos dañinos en el medio ambiente.

A continuación se listan las principales acciones:

- Desbroce y excavación de terrenos
- Movimiento y transporte de materiales de construcción
- Perforación mediante Raise Boring Rig.
- Instalaciones eléctricas de media y alta tensión.
- Construcción de una toma de agua superficial.
- Transporte y almacenamiento de residuos sólidos.
- Sobrevertido de los depósitos hidráulicos

## 6.3. Identificación de los principales riesgos ambientales

El entono estudiado cuenta con unos condicionantes ambientales particulares, estos hacen que las vulnerabilidades del ecosistema puedan ser diferentes a otros proyectos similares. En este apartado, se identifican los principales riesgos, que derivan de las vulnerabilidades más relevantes del entorno.



A continuación se listan los principales riesgos ambientales:

- Deforestación
- Riesgo de incendio
- Vibraciones y ruidos. Alteración del hábitat natural y afecciones a viviendas cercanas
- Contaminación del suelo
- Pérdida de biodiversidad
- Afección a caudales ecológicos
- Levantamiento de polvo
- Vertido de aceites y otros químicos

#### 6.4. Elaboración de la matriz de impactos

A partir de los principales riesgos y acciones se elabora la matriz de impactos, cuyo objetivo es relacionar estos dos conceptos, para así poder estudiar las medidas correctoras a proponer.

A continuación se muestra la matriz de impactos del proyecto, en la que se muestra que riesgos involucra cada una de las acciones identificadas, indicando además el grado del impacto ambiental en una escala de Alto, Medio y Bajo.

Acción/Riesgo	Desbroce y excavación	Transporte de materiales	Perforaciones	Instalaciones eléctricas	Toma de agua superficial	Residuos sólidos	Sobrevvertido
Deforestación	Alto			Alto			
Incendio				Alto			
Vibraciones y ruidos	Medio	Medio	Alto	Bajo			
Contaminación del suelo		Medio				Alto	Medio
Pérdida Biodiversidad	Alto		Bajo	Alto	Bajo	Bajo	Medio
Caudales ecológicos					Bajo		
Polvo	Alto	Alto					
Aceites y otros químicos		Alto					

Figura 96. Matriz de impactos. Elaboración propia.

### 6.5. Medidas de mitigación

La obra se sitúa junto al municipio del Folgoso de la Ribera, por lo que la excavación en túnel de la tubería forzada podría ocasionar ruidos y vibraciones que causen molestias a los vecinos. Tendría que realizarse un estudio más detallado de esta problemática para valorar si este riesgo es real, y proponer en su caso medidas alternativas para la ejecución de la tubería forzada.

Los vertederos han de estar correctamente dimensionados para evitar fugas que puedan contaminar las aguas subterráneas. Por otro lado, es necesario llevar a cabo un plan de reacondicionamiento e integración ambiental una vez se sellen los vertederos.

La toma de aguas superficiales no ha de suponer un problema para los caudales ecológicos ya que se deberían recoger las aguas provenientes del drenaje de las minas y de la red urbana del Folgoso de la Riera. En caso de recoger agua directamente del cauce del río, sería necesario llevar a cabo un estudio para valorar la viabilidad de esta propuesta.

Los depósitos hidráulicos se encuentran abiertos, en contacto con el aire exterior, por lo que un episodio de lluvias torrenciales puede provocar el sobrevvertido de alguno de ellos, pudiendo llegar a ocasionar una riada aguas abajo que dañe la flora, la fauna, viviendas o construcciones. Para evitar esta problemática se diseñarán los depósitos de tal forma que se garantice un vertido controlado en una zona donde su efecto no implique grandes perjuicios. Por otra parte, sería conveniente evitar llenar los depósitos (especialmente el depósito superior) si se predicen fuertes lluvias con antelación.

Durante las obras será necesario planificar el riego de los caminos para evitar el levantamiento de polvo. Asimismo, se instalarán cubetas debajo del depósito de aceite en todos los camiones para evitar posibles fugas.

Si se instalan nuevas líneas eléctricas de media o alta tensión, estas han de servir como cortafuegos, para de esta forma evitar la propagación incontrolada en caso de incendio.

La posible pérdida de biodiversidad ha de compensarse con la plantación de especies arbóreas autóctonas en los vertederos, una vez finalice su llenado.

### 6.6. Programa de vigilancia ambiental

Para garantizar la efectividad de las medidas de mitigación propuestas se llevarán a cabo las siguientes acciones:

- Se realizarán encuestas a los vecinos durante la realización de las obras para evaluar la magnitud de perjuicios causados debidos a las vibraciones o ruidos de la obra.
- Se instalarán una serie de sensores de presión o sondas piezométricas en puntos situados estratégicamente en la zona abarcada por los vertederos, para monitorizar su estado y prevenir posibles fugas o filtraciones.
- Se realizarán controles de la calidad del efluente de depuradora con una periodicidad mensual.
- Tras finalizar el sellado de los vertederos, la replantación y el reacondicionamiento, se inspeccionará su estado ecológico de forma anual, dejando por escrito un informe cuya custodia será obligación de la empresa promotora.

### 6.7. Diseño simplificado de la red de colectores

En este apartado se muestra el esquema de colectores planteados para recoger las aguas residuales urbanas del Folgoso de la Ribera y del drenaje de las minas abandonadas.

A continuación se muestra un mapa con el trazado de la red de colectores que canalizará las aguas residuales hasta la central depuradora reversible.

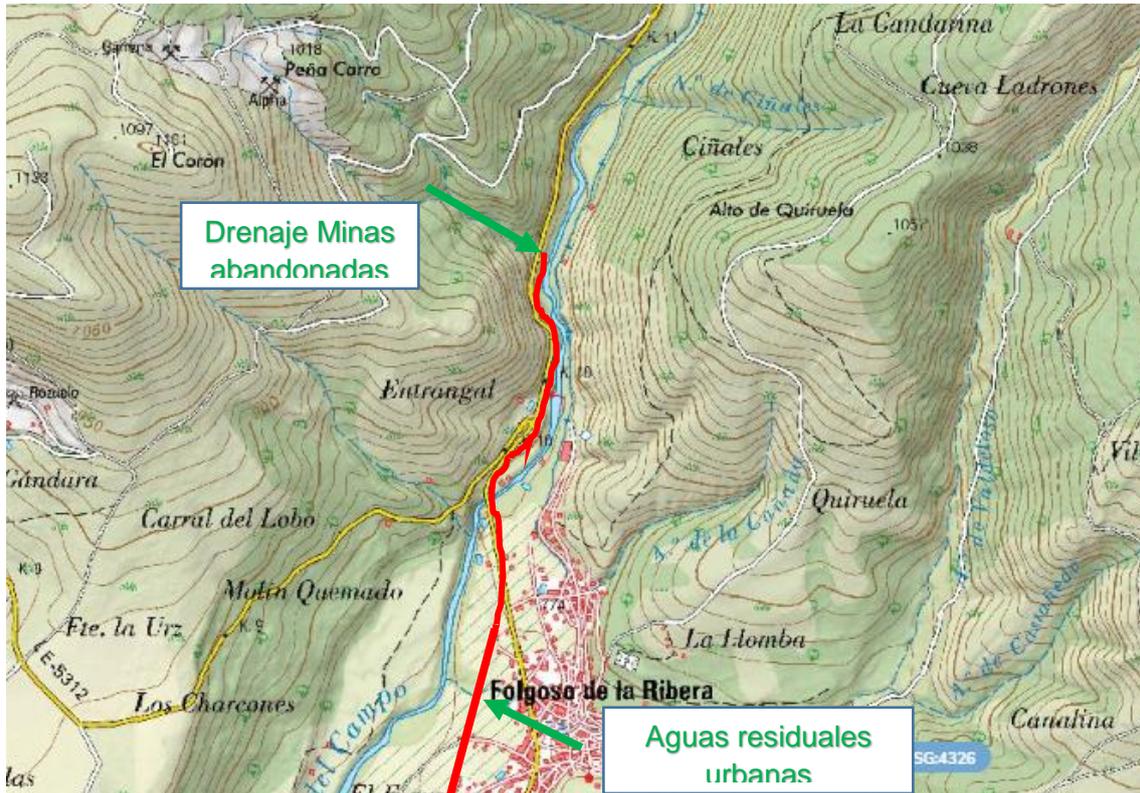


Figura 97. Esquema de la red de colectores para la CDR del Folgoso de la Ribera. Elaboración Propia.

En este punto es importante destacar que la corriente de aguas residuales mineras no debe ser mezclada con la corriente de aguas residuales urbanas, esto es debido a que la presencia de metales pesados es nociva para los microorganismos del reactor biológico de una EDAR, además, el proceso de precipitación es más eficaz cuanto mayor sea la concentración, por lo que interesa tratar caudales pequeños. Esto obliga a construir dos colectores paralelos, de forma que el colector que recoge las aguas residuales mineras llegue a la fase de precipitación de la estación depuradora, para posteriormente unir las corrientes, una vez el PH final haya sido reajustado.

La red de colectores podría aprovechar la infraestructura existente para el drenaje transversal y longitudinal de la carretera LE-5330, de forma que pueda servir para ambos fines.

La longitud total de colectores se estima en unos 2.5 kilómetros. El diámetro de los colectores dependerá del caudal de agua proveniente del drenaje de las minas, así como del caudal del efluente de la red de colectores del Folgoso de la Ribera. Dado que no se dispone de datos, se supondrá un caudal de diseño de 30 l/s para el drenaje de las minas.

Para el cálculo del caudal que llega desde la red de colectores del municipio del Folgoso de la Ribera se parte del dato de población del año 2020 para el Folgoso de la Ribera, que según el Instituto Nacional de Estadística (INE), es de 426 habitantes. Adicionalmente, se estima la dotación por habitante en 133 litros por habitante al día, que ha sido obtenida de la nota de prensa “Estadística sobre el Suministro y Saneamiento del Agua del año 2018” del INE<sup>1</sup>. A partir de estos datos, se estima el caudal medio mediante la siguiente expresión.

---

<sup>1</sup> Instituto Nacional de Estadística. *Estadística sobre el Suministro y Saneamiento del Agua Año 2018*. <[https://www.ine.es/prensa/essa\\_2018.pdf](https://www.ine.es/prensa/essa_2018.pdf)> [Consulta: 06/12/2021]

$$Q_m = Población \cdot Dotación = 426 \text{ Hab} \cdot 133 \frac{l}{\text{día}} = 56.7 \text{ m}^3/\text{día} \quad \text{Ec. 35}$$

Para obtener el caudal punta se emplea un coeficiente amplificador que es calculado por medio de la siguiente expresión<sup>1</sup>:

$$\text{Coef. Punta} = -9 \cdot \ln(\text{Población})^{0.1} + 13.3 \approx 2.52 \quad \text{Ec. 36}$$

Aplicando el coeficiente de caudal punta se obtiene el siguiente valor para el caudal de diseño del colector que recoge las aguas residuales urbanas.

$$Q_{\text{diseño}} = 56.7 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \cdot 2.52 \cdot \frac{1000}{24 \text{ h} \cdot 3600 \text{ s}} = 1.65 \text{ l/s} \quad \text{Ec. 37}$$

Puede demostrarse que en el diseño de un colector de sección circular en lámina libre el caudal máximo se da a una altura de llenado de 0.94 veces el diámetro, punto en el cual el caudal es un 7.6% superior al caudal que se obtiene a sección completa. Simplificando, se asume que el caudal de diseño es aquel para el que se obtiene el llenado a sección completa. Empleando la formulación de Gauckler-Strickler, podemos obtener dicho caudal en función del diámetro, para así obtener este último valor.

$$Q_{\text{diseño}} = \frac{1}{n_{\text{Manning}}} \cdot R_H^{2/3} \cdot I_0^{1/2} \cdot S \quad \text{Ec. 38}$$

<sup>1</sup> Chamorro, J. (2016) "Depuración para principiantes I: Datos de diseño" en iagua, 16 de marzo. <<https://www.iagua.es/blogs/jorge-chamorro/depuracion-principiantes-i-datos-diseno>> [Consulta: 06/12/2021]

Según la Instrucción de Carreteras 5.2.I.C.-Drenaje superficial<sup>1</sup>, podemos considerar un número de Manning de 1/70 para un colector de hormigón. Además, se supone una pendiente de fondo del 2 por mil, por lo que el diámetro que se obtiene considerando un llenado a sección completa es de unos 30 centímetros para el colector de aguas residuales mineras, y de 10 centímetros para el colector de aguas residuales urbanas. De esta forma se podría depurar un volumen máximo de 1 hm<sup>3</sup>/año, aproximadamente.

Como se aprecia en este esquema no se produce afección alguna al régimen de caudales ecológicos del río Boeza. En caso de plantear una captación de aguas superficiales directamente del cauce del río, sería necesario un estudio con mayor detalle, para analizar la viabilidad de esta propuesta.

### 6.8. Diseño del drenaje de aguas pluviales

El sobrevertido de los depósitos hidráulicos ante un episodio de fuertes lluvias debe ser previsto para que los caudales aguas abajo no provoquen un perjuicio al medio ambiente, ni a las personas o construcciones existentes. Para conseguir tal fin, primero se estudia la topografía de la zona, encontrando que el arroyo de la Collada cumple con los requerimientos exigidos, ya que se trata de un río efímero, en el que la mayor parte de los caudales se infiltran al terreno. Por otra parte, su trazado no intersecta ni linda con zonas vulnerables a inundaciones. Además, este arroyo se localiza en una posición estratégica desde el punto de vista técnico. A continuación se muestra un plano general del trazado de este arroyo.

---

<sup>1</sup> Instrucción de Carreteras 5.2.I.C.-Drenaje superficial. Ministerio de obras públicas y urbanismo. España. Boletín oficial del Estado 123/1990, 23 de mayo de 1990, pag 14057.

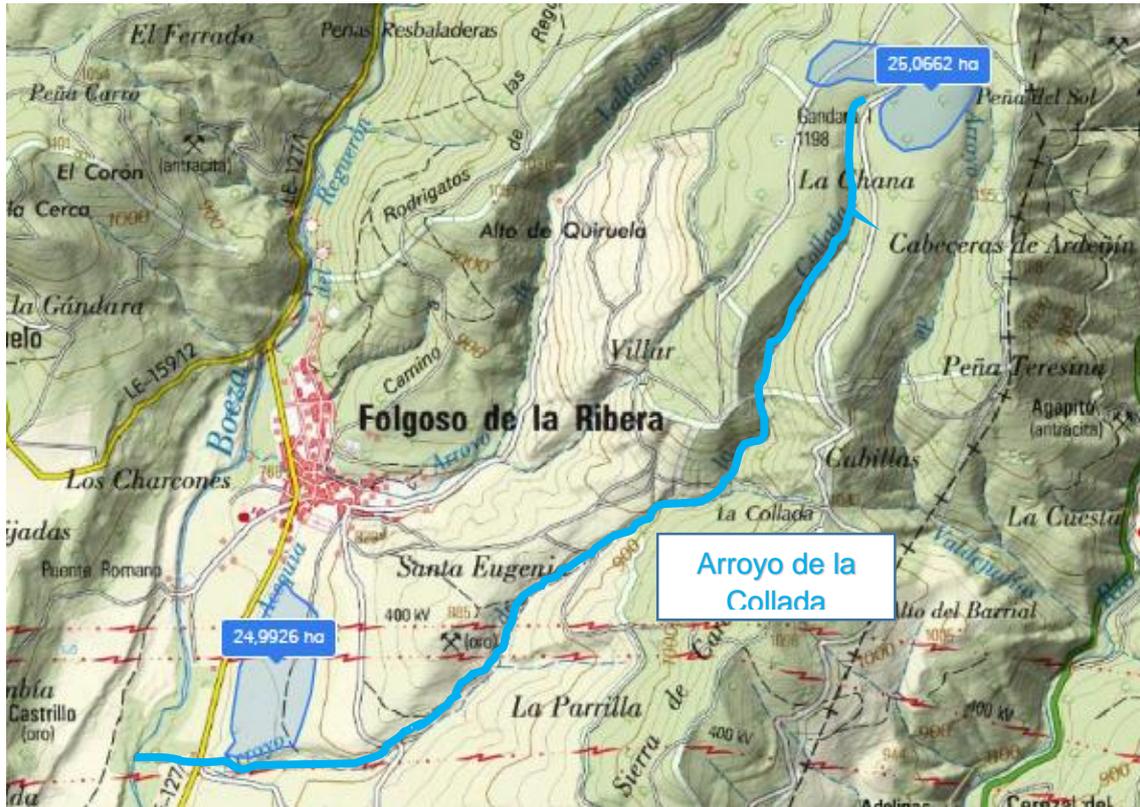


Figura 98. Trazado del arroyo de la Collada y localización de los depósitos hidráulicos para la alternativa seleccionada. Elaboración propia.

El caudal de vertido puede ser calculado, de forma simplificada, a partir de la expresión para vertederos de pared delgada.

$$Q_{\text{vertido}} = L \cdot h^{3/2} \cdot 2 \cdot K \cdot \sqrt{2 \cdot g} \quad \text{Ec. 39}$$

Asumiendo que una lluvia intensa podría ser de unos 50 mm en una hora, y teniendo en cuenta que la superficie de los depósitos es de unas 25 Ha, se obtendría un volumen de agua de 12500 m<sup>3</sup> en una hora. Si planteamos el peor escenario posible, es decir, que en ese momento uno de los dos depósitos está completamente lleno, todo ese volumen (restando el resguardo) sería evacuado por el aliviadero del depósito.

Como parámetro de diseño, se fija la altura de la lámina de agua respecto al umbral del vertedero en unos 10 cm. Al mismo tiempo, también se asume que en el proceso no existen pérdidas por fricción ( $K = 1$ ).

Si damos como válido que el caudal de vertido es de 12500 m<sup>3</sup>/hora, y asumimos que la lluvia es uniforme en el tiempo, ello equivaldría a un caudal pico de 3.47 m<sup>3</sup>/s, aproximadamente. Esto nos obliga a disponer de una longitud útil de vertedero de unos 12 metros, aproximadamente.

### 6.9. Localización de los vertederos de residuos sólidos

En el espacio adyacente al depósito superior existe una superficie prácticamente horizontal de unas 59 hectáreas, donde se podría plantear ubicar el vertedero del depósito superior. Esta zona se sitúa al oeste de un parque eólico.

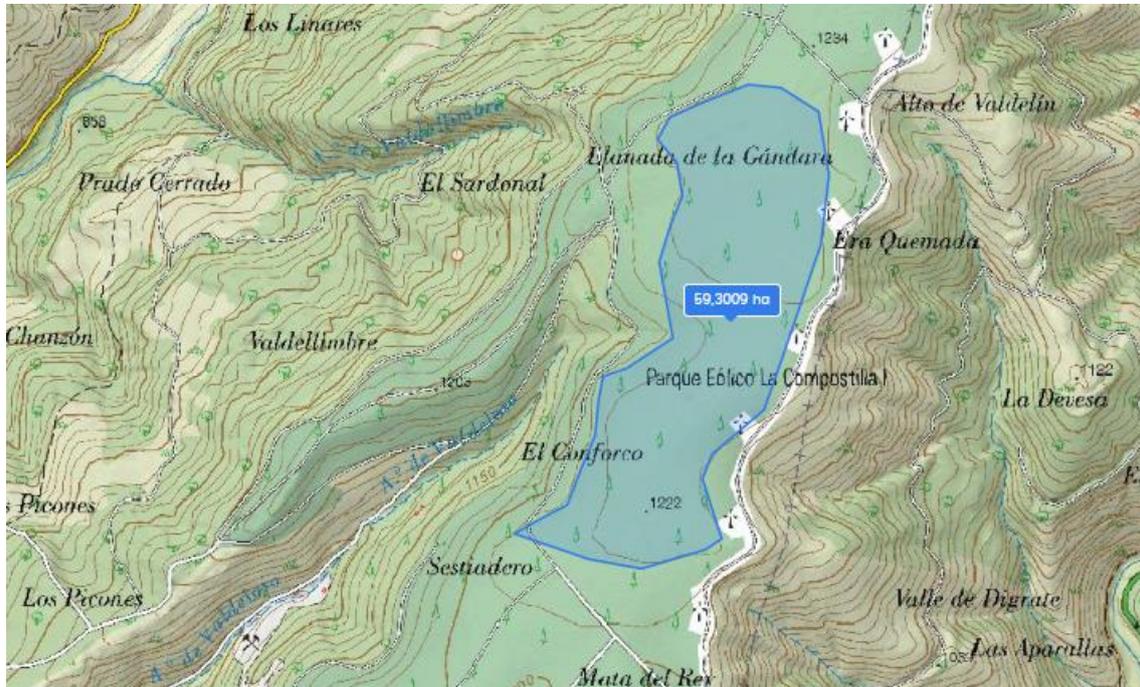


Figura 99. Superficie disponible para albergar el vertedero junto al depósito superior.

Junto al depósito inferior, existe otra zona de unas 26 hectáreas, situada en la margen derecha del río Boeza, que podría ser empleada para contener el vertedero inferior.

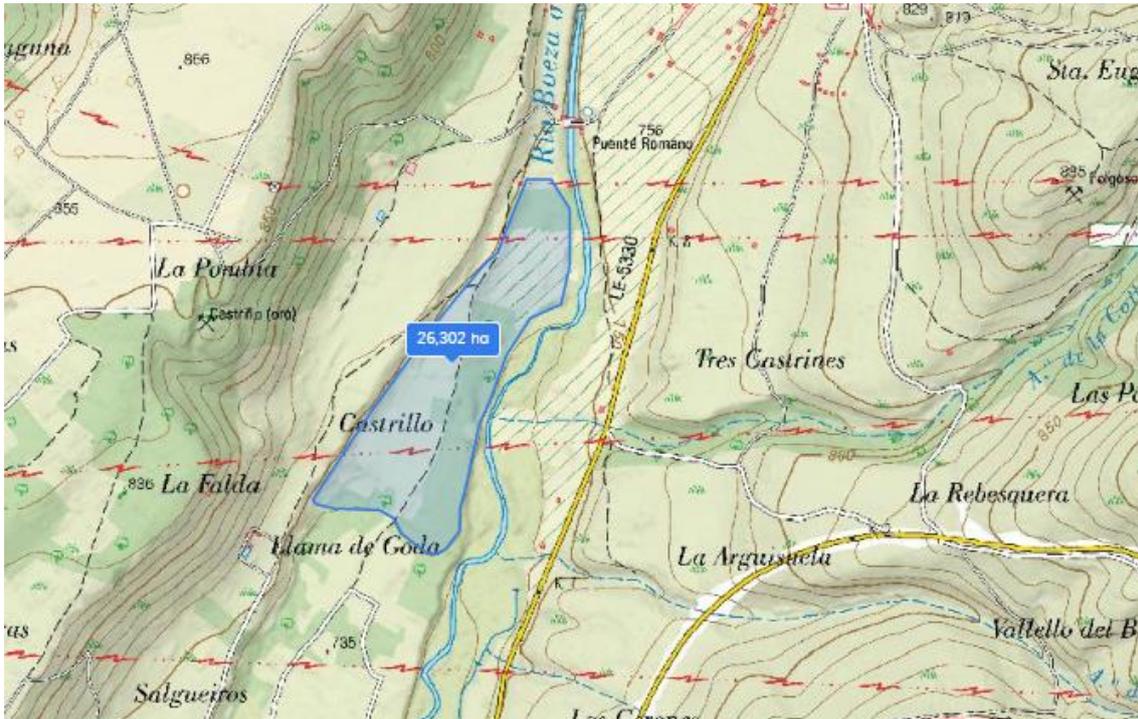


Figura 100. Superficie disponible para albergar el vertedero junto al depósito inferior.

En estos vertederos existirá una alta concentración de níquel, que deberá estar aislada del medio ambiente mediante la correcta selección de los materiales de impermeabilización. El diseño de los vertederos, así como su plan de explotación excede el alcance de este trabajo académico.

Dado que en la zona existen minas de antracita, podría emplearse este mismo material, en una mezcla de antracita y bentonita como revestimiento para el vertedero. Esta composición ha sido probada de forma exitosa como material de revestimiento debido a su perfil de porosidad y a sus propiedades absorbentes, lo cual permite capturar las posibles fugas de níquel<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> AFRICAN PEGMATITE. Arcillas de antracita-bentonita y bentonita para la limpieza de derrames de petróleo y revestimientos de vertederos. <<https://mineralmilling.com/es/arcillas-de-antracita-bentonita-y-bentonita-para-la-limpieza-de-derrames-de-petroleo-y-revestimientos-de-vertederos/>> [Consulta: 03/12/2021]



*Ilustración 12. Revestimiento de un vertedero con arcillas de antracita-bentonita. Fuente: mineralmilling.com.*



## 7. Anejo 7. Valoración económica

En este anejo se realiza una valoración económica de la alternativa seleccionada. Esta solución se corresponde con la alternativa noreste, situada en el Folgoso de la Ribera. Finalmente, se comparará el resultado con el presupuesto oficial del proyecto de la central reversible de Navaleo.

### 7.1. Consideraciones iniciales

Dado que el presupuesto de cada una de las partidas de obra no suele ser público, se ha realizado una estimación del presupuesto en base a información disponible en el generador de precios web de CYPE y a otros trabajos académicos de índole similar. Además, para la estructura de costes, se ha recurrido a la información disponible del Plan de Energías Renovables 2011-2020. De esta forma, se estiman los costes de la obra civil, y se extrapola el resto de costes siguiendo la siguiente estructura.

**Figura 4.7.7. Distribución porcentual de la inversión en una central hidroeléctrica**

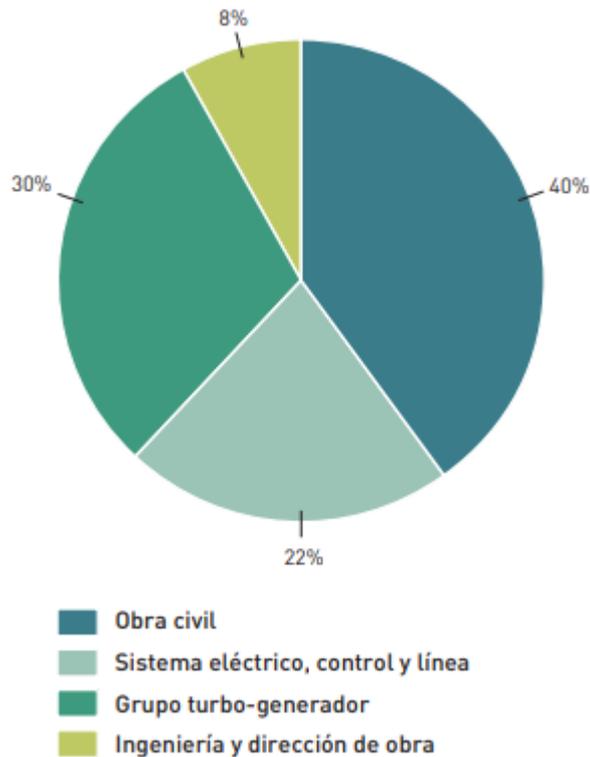


Figura 101. Estructura de costes de una central hidroeléctrica. Fuente Plan de Energías Renovables 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Hay que destacar que en esta valoración económica solo se tienen en cuenta los costes de construcción asociados a la central hidroeléctrica reversible, sin contabilizar los costes de construcción de la estación depuradora de aguas residuales adjunta a esta infraestructura, ya que se no es objetivo de este trabajo la estimación de sus

dimensiones. Sin embargo, si se lleva a cabo una breve reflexión cualitativa respecto al ahorro económico en relación con los costes energéticos de la depuradora.

Para conseguir unos precios medianamente realistas se han analizado los datos del proyecto constructivo de La-Muela II, en Cortes de Pallás (Valencia), el cual tuvo un coste de construcción de unos 350 millones de euros. A grandes rasgos, este proyecto cuenta con 3 elementos principales, que determinan la mayor parte del presupuesto: En primer lugar, la tubería forzada, con un diámetro de 5.45 metros y una longitud de 850 metros; posteriormente, la caverna de la central, que cuenta con unas dimensiones de 115 de largo, 50 de alto y 20 de ancho; y finalmente, una toma en el embalse inferior.

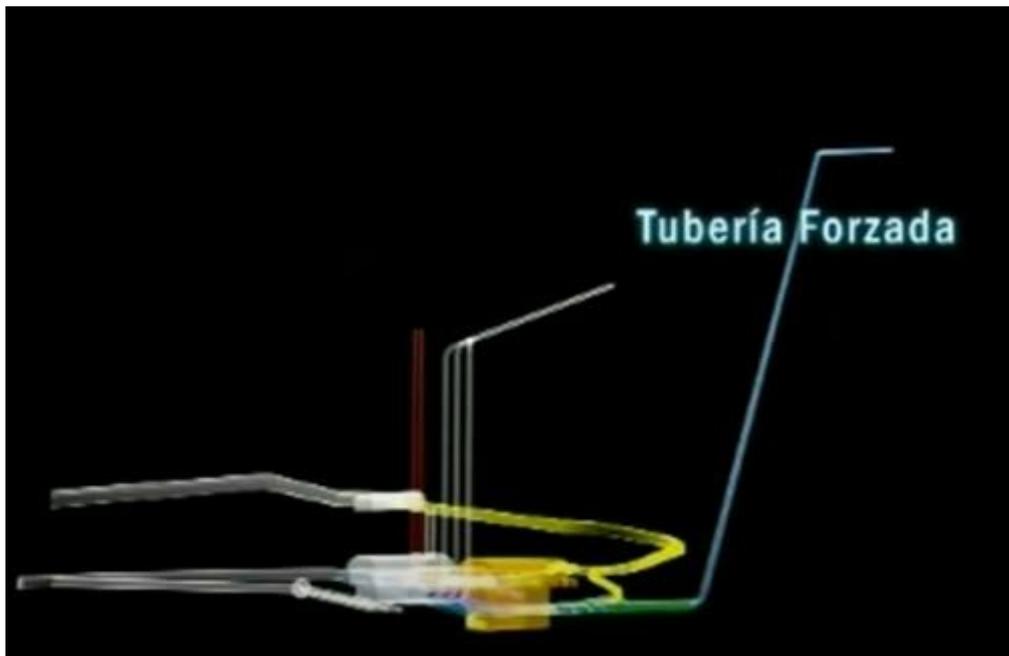


Ilustración 13. Red de galerías de La-Muela II. Fuente: Video promocional de la Muela II. Iberdrola.

También se han analizado los costes de otros trabajos académicos como es el caso del “Estudio de viabilidad para una central hidroeléctrica reversible en el embalse del Molinar. T,M. Villa de Ves (Albacete)” (Alarcón Mínguez, JM. 2020).

Con toda esta información, junto con el ajuste estadístico para el cálculo de los costes de excavación en roca, según lo expuesto en el apartado 3.3 anejo 3, se ha podido obtener un precio por metro cúbico de acero y un precio por metro cúbico de excavación, así como un precio por metro cúbico de hormigón armado para las chimeneas de equilibrio (obtenido por comparación con otras partidas similares de la base de datos de Cype), que se supondrán fijos, aunque realmente estos precios sean variables debido a la economía de escala.

Adicionalmente, se han escalado los costes para los distintos elementos de la infraestructura, como son: el grupo turbina-generator, los depósitos hidráulicos, o la caverna de la central, en proporción a los costes de construcción obtenidos en la memoria económica del “Estudio de viabilidad para una central hidroeléctrica reversible en el embalse del Molinar. T,M. Villa de Ves (Albacete)” (Alarcón Mínguez, JM. 2020), y de Cortes La-Muela II. Esta última obra, tuvo un presupuesto de unos 350 millones de

euros, con una potencia instalada de 850 MW. Si asumimos que el coste del grupo turbina-generator es del 30% del total, ello nos da un valor de 124000 € por cada MW de potencia instalada, aproximadamente. Sin embargo, se supondrá un valor de 125000 €/MW, dada la incertidumbre existente.

### 7.2. Cuadro de precios para el proyecto original de la CDR de Navaleo.

Código	Descripción	Unidad	Precio unitario (€/Ud)	Cantidad	Precio total (Millones €)
ASS01	Excavación en roca de galería con medios mecánicos para albergar tubería y revestimiento de 5 metros de diámetro	m	1900	1394	2.65
ASS02	Excavación en roca de galería con medios mecánicos para albergar tubería y revestimiento de 6.7 metros de diámetro	m	3350	2665	8.93
ASS03	Suministro, transporte y montaje de tuberías de acero de 4200 mm de diámetro y 94 mm de espesor	m	160000	1606	256.96
ASS04	Suministro, transporte y montaje de tuberías de hormigón armado de 5600 mm de diámetro y 52 mm de espesor	m	775	3484	2.70
AXX01	Excavación de la caverna de la central, incluso acopio, transporte de material a vertedero, gunitado, impermeabilización y ejecución del pozo de cables	m <sup>3</sup> de excavación	60	61726	3.70

Código	Descripción	Unidad	Precio unitario (€/Ud)	Cantidad	Precio total (Millones €)
AXX02	Suministro, transporte y montaje de chimenea de equilibrio de hormigón	m <sup>3</sup> de hormigón	850	1374	1.17
AXX03	Balsa de almacenamiento, incluso, desbroce, excavación a cielo abierto, transporte de material, impermeabilización y montaje.	hm <sup>3</sup> de almacenamiento	6500000	4.44	28.86
Presupuesto de la obra civil (Millones €)					304.97
AXX05	Grupos turbina-generador Francis, incluso montaje, acopio y transporte al lugar de la obra	MW de potencia instalada	125000	552	69.00
Presupuesto del grupo turbina-generador (Millones €)					69.00
Presupuesto del sistema eléctrico y control de línea (22%) (Millones €)					117.53
Presupuesto de dirección de obra y consultoría externa (8%) (Millones €)					42.74
<b>Presupuesto total de ejecución material (Millones €)</b>					<b>534.24</b>

A continuación se muestra la gráfica empleada en el anejo 1 donde se llevó a cabo una primera estimación del presupuesto de la obra.

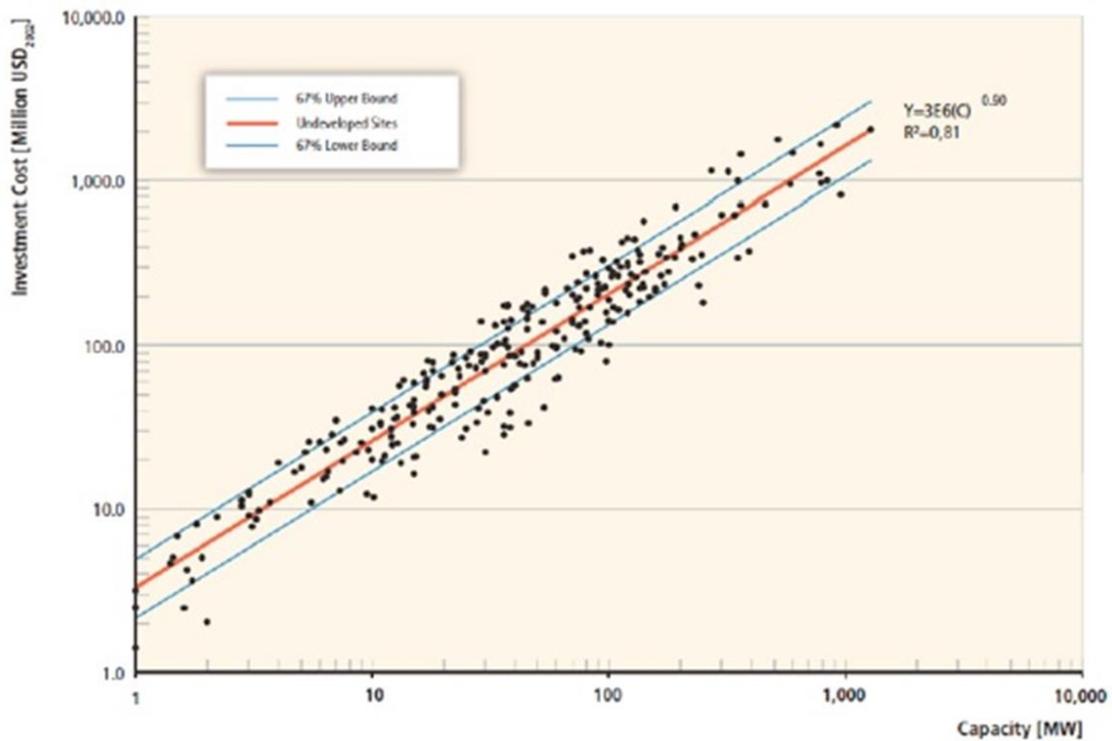


Figura 102. Costes de inversión en función de la potencia instalada para aprovechamientos hidroeléctricos. Fuente Hall et al. (2003).

A partir del ajuste estadístico anterior, obtenemos un valor de la inversión inicial medio de 881 millones de euros para una potencia instalada de 552 MW, que como podemos observar, es un resultado bastante dispar a lo obtenido analizando cada una de las partidas de obra. Sin embargo, dada la doble escala logarítmica del gráfico, la dispersión obtenida es coherente con los resultados, por lo que realmente existe gran incertidumbre en el presupuesto de la obra.

A modo de conclusión, si comparamos el presupuesto obtenido con el presupuesto que se indica en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), cuyo valor es de 304.25 millones de euros, obtenemos tres valoraciones diferentes, que determinan una amplia horquilla de precios coherente con el elevado riesgo que se asume en la construcción de este tipo de centrales.

## 7.3. Cuadro de precios para la alternativa propuesta

Código	Descripción	Unidad	Precio unitario (€/Ud)	Cantidad	Precio total (Millones €)
ANE01	Excavación en roca de galería con medios mecánicos para albergar tubería y revestimiento de 6.2 metros de diámetro	m	4110	809	3.32
ANE02	Excavación en roca de galería con medios mecánicos para albergar tubería y revestimiento de 7 metros de diámetro	m	5250	2542	13.35
ANE03	Suministro, transporte y montaje de tuberías de acero de 6200 mm de diámetro y 80 mm de espesor	m	200000	809	161.80
ANE04	Suministro, transporte y montaje de tuberías de hormigón armado de 7000 mm de diámetro y 50 mm de espesor	m	930	2542	2.36
AXX01	Excavación de la caverna de la central, incluso acopio, transporte de material a vertedero, gunitado, impermeabilización y ejecución del pozo de cables	m <sup>3</sup> de excavación	60	61726	3.70
AXX02	Suministro, transporte y montaje de chimenea de equilibrio de hormigón	m <sup>3</sup> de hormigón	850	1883	1.60

Código	Descripción	Unidad	Precio unitario (€/Ud)	Cantidad	Precio total (Millones €)
AXX03	Balsa de almacenamiento, incluso, desbroce, excavación a cielo abierto, transporte de material, impermeabilización y montaje.	hm <sup>3</sup> de almacenamiento	6500000	7.5	48.75
Presupuesto de la obra civil (Millones €)					234.89
AXX05	Grupos turbina-generador Francis, incluso montaje, acopio y transporte al lugar de la obra	MW de potencia instalada	125000	700	87.50
Presupuesto del grupo turbina-generador (Millones €)					87.50
Presupuesto del sistema eléctrico y control de línea (22%) (Millones €)					101.32
Presupuesto de dirección de obra y consultoría externa (8%) (Millones €)					36.84
<b>Presupuesto total de ejecución material (Millones €)</b>					<b>460.56</b>

Para la alternativa propuesta en el Folgoso de la Ribera, se obtiene un presupuesto total inferior, a pesar de que se regula una mayor potencia. Cabe destacar que aunque el valor absoluto de los costes de construcción es incierto, dado que la metodología y los costes unitarios por metro cúbico de acero, hormigón y excavación han sido idénticos para cada una de las alternativas, la ventaja relativa de esta alternativa podría ser un dato con mayor fiabilidad.

#### 7.4. Evaluación de la rentabilidad de la inversión

Para analizar la rentabilidad de cada inversión se emplea el indicador de la tasa interna de retorno (TIR), este valor nos dará una idea de la rentabilidad de la inversión por comparación con otros proyectos. Si no tenemos en cuenta la depreciación del dinero, el TIR coincide con la relación entre el beneficio anual y la inversión inicial. Como se vio en el anejo 1, este ratio podría llegar a ser de un 3% si consideramos la valoración del ajuste estadístico mostrado en la Figura 102.

Asumiremos que la rentabilidad mínima exigible (TIR) es del 4%, ello tiene en cuenta la inflación, el interés del dinero y el riesgo asumido al afrontar la construcción de este tipo de proyectos. La inflación promedio debería ser del 2% en un contexto macroeconómico favorable. Para obtener un valor de los tipos de interés podría tomarse como referencia el rendimiento de los bonos de deuda del Estado Alemán a 10 años. Actualmente este rendimiento es negativo, por lo que se considerará un interés nulo. Finalmente, el riesgo asociado a la construcción es un parámetro más subjetivo, aunque podría ser determinado con análisis estadísticos. A modo de simplificación, se considerará un interés por el riesgo de construcción del 2%.

$$TIR_{\text{mínimo}} = (1 + \text{inflación}) \cdot (1 + \text{interés}) \cdot (1 + \text{riesgo}) \quad \text{Ec. 40}$$

$$\approx \text{inflación} + \text{interés} + \text{riesgo}$$

La tasa interna de retorno puede calcularse a partir de la formulación matemática para el cálculo del valor actual neto, igualando este valor a cero.

$$VAN = \left[ \sum_{k=0}^t \frac{B_k}{(1+i)^k} \right] - I_{inicial} \quad Ec. 41$$

Se asumirán los flujos de caja constantes en el tiempo, según lo expuesto en el anejo 5, y se considerarán unos gastos de explotación del 20%. A partir de esta información podemos obtener el valor de la TIR para diferentes periodos de tiempo.

A continuación se muestra una tabla con la información relativa al beneficio anual, la inversión inicial de cada alternativa y diferentes valores de la TIR para varios periodos de tiempo.

Alternativa	Inversión inicial (Millones €)	Beneficio neto anual (Millones €)	TIR 10 años	TIR 50 años	TIR 75 años
CDR Folgoso de la Ribera	461	20.7	-12.38%	3.81%	4.31%
CDR de Navaleo	534	18.4	-15.83%	2.38%	3.09%

Tabla 15. Evaluación de la inversión para cada alternativa. Elaboración propia

Como se aprecia en la tabla anterior, el proyecto original de la central reversible de Navaleo tiene una tasa interna de retorno a 50 y 75 años inferior al umbral prefijado. Por el contrario, la alternativa propuesta prácticamente alcanza una TIR del 4% en 50 años.

Del estudio anterior se desprende que esta inversión es bastante arriesgada ya que si incrementamos ligeramente el interés requerido por el riesgo asumido, no alcanzaríamos el umbral prefijado. A pesar de ello, dada la coyuntura actual de bajos tipos de interés, puede resultar aceptable una inversión de estas características, si además cuenta con financiación externa, o si debido a la construcción de la EDAR, el beneficio computable es significativamente superior.

### 7.5. Comentario sobre el ahorro de los costes energéticos en el proceso de aireación de una EDAR.

El proceso de aireación de una depuradora conlleva importantes costes de operación, siendo estos del orden del 44% del coste energético total<sup>1</sup>. El coste energético medio de una EDAR puede ser de unos 0.42 kWh/m<sup>3</sup>, que asumiendo un precio medio de la energía de 50 €/MWh, ello repercutiría en unos costes de 0.021 €/m<sup>3</sup>, por lo que si se trata un caudal anual de 1 hm<sup>3</sup>, estos costes serían de unos 21000 €/año. Existen depuradoras con capacidades de depuración muy superiores a la anterior, pudiendo ser un orden de magnitud superior, por lo que la repercusión económica sería de varios cientos de miles de euros al año.

<sup>1</sup> TECPA. Equipos de aireación en depuradoras de aguas residuales.  
<<https://www.tecpa.es/aireacion-depuradora-agua-residual-edar/>>  
[Consulta: 03/12/2021]

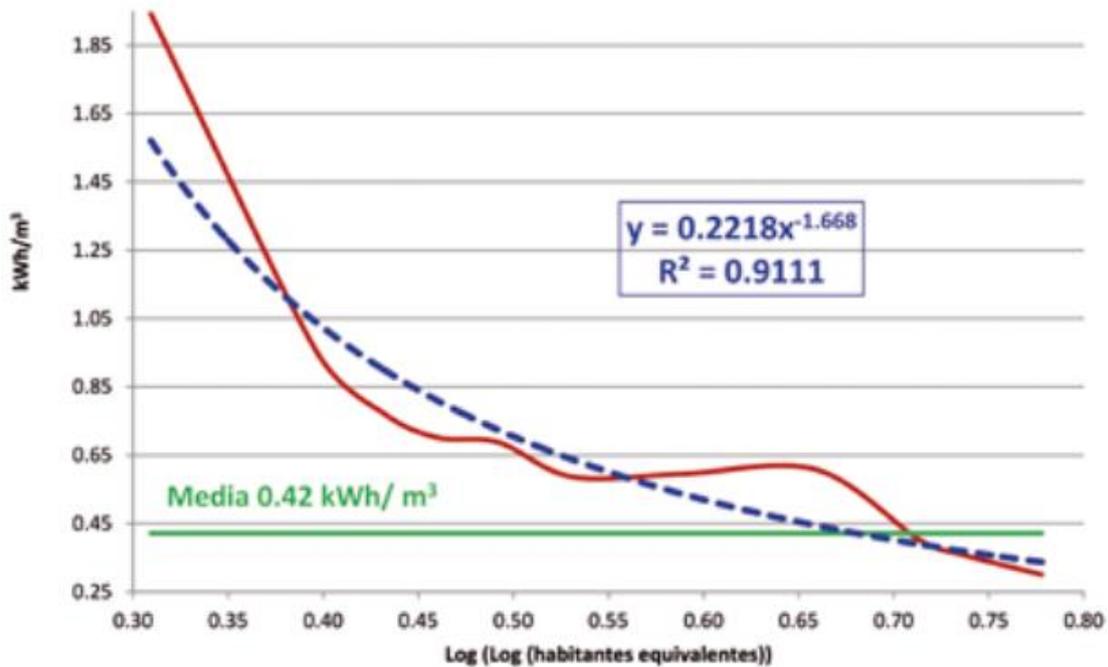


Figura 103. Ajuste estadístico sobre datos reales de coste energético en función del número de habitantes equivalentes. Fuente: "Parametrización del consumo energético en las depuradoras de aguas residuales urbanas de la Comunidad Valenciana". Arturo Albadalejo Ruiz. Tecnoagua.

El proceso de aireación puede tener varias aplicaciones, entre las que se destacan las siguientes:

- **Procesos biológicos aerobios:** La aireación aporta oxígeno y mantiene agitado el contenido del tanque.
- **Preaireación:** Se utiliza para eliminar sustancias volátiles (utilizado en descontaminación de acuíferos).
- **Desarenadores aireados**
- **Flotación:** Eliminación de grasas y una forma de espesar los fangos.
- **Oxidación de metales pesados:** Para conseguir que precipiten.
- **Tanques de homogenización:** Para evitar que entre en condiciones anaerobias causantes de malos olores.

En este caso, el proceso que tiene especial interés la oxidación de metales pesados, debido a que es la aplicación más compatible con el método de aireación propuesto, ya que en el resto de aplicaciones existe un alto contenido de partículas sólidas que podrían dañar los equipos electromecánicos. Adicionalmente, es importante mencionar, que no es posible emplear el sistema hidráulico de la central reversible como proceso de aireación para más de una de estas aplicaciones de forma paralela. Esto es debido a que la corriente de aguas residuales mineras no debe ser mezclada con las



aguas residuales urbanas. Por tanto, solamente se podrán ahorrar los costes asociados a la aireación aplicada a la oxidación de metales pesados.

A la hora de realizar este trabajo académico ha resultado complicado encontrar información acerca de los costes reales de aireación para el proceso de precipitación en una depuradora de aguas industriales, por lo que no se ha podido valorar el ahorro de costes que supone la construcción de una central depuradora reversible.



## 8. Anejo 8. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

**Relación del TFG/TFM “Estudio de soluciones para el proyecto de la central Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, en Bierzo Alto (León).” con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.**

Grado de relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. <b>Fin de la pobreza.</b>				X
ODS 2. <b>Hambre cero.</b>				X
ODS 3. <b>Salud y bienestar.</b>			X	
ODS 4. <b>Educación de calidad.</b>				X
ODS 5. <b>Igualdad de género.</b>				X
ODS 6. <b>Agua limpia y saneamiento.</b>	X			
ODS 7. <b>Energía asequible y no contaminante.</b>	X			
ODS 8. <b>Trabajo decente y crecimiento económico.</b>			X	
ODS 9. <b>Industria, innovación e infraestructuras.</b>		X		
ODS 10. <b>Reducción de las desigualdades.</b>				X
ODS 11. <b>Ciudades y comunidades sostenibles.</b>			X	
ODS 12. <b>Producción y consumo responsables.</b>			X	
ODS 13. <b>Acción por el clima.</b>			X	
ODS 14. <b>Vida submarina.</b>			X	
ODS 15. <b>Vida de ecosistemas terrestres.</b>	X			
ODS 16. <b>Paz, justicia e instituciones sólidas.</b>				X
ODS 17. <b>Alianzas para lograr objetivos.</b>				X

Descripción de la alineación del TFG/M con los ODS con un grado de relación más alto.

- **Agua limpia y saneamiento:** Este objetivo se consigue por medio de la construcción de una EDAR integrada en el sistema hidráulico de la central hidroeléctrica reversible. Esta depuradora mejorará las concentraciones de metales pesados en el río Tremor y contribuirá a alcanzar el buen estado químico y ecológico de la masa de agua superficial. De esta forma su calidad mejorará notablemente de cara a su aprovechamiento para los distintos usos.

- **Energía asequible y no contaminante:** La energía hidroeléctrica es una energía limpia y renovable, pero además, las centrales de bombeo reversibles actúan como centros de regulación para el resto de energías renovables. En este caso, la central hidroeléctrica reversible servirá como regulación para la energía eólica producida en la zona mediante aerogeneradores.
- **Industria, innovación e infraestructura:** Aunque la tecnología de las centrales hidroeléctricas está muy madura, la construcción de una central de este estilo moviliza gran parte de la industria de la región para suministrar materiales de construcción y maquinaria. Además, la construcción de la central puede acarrear mejoras en ciertas infraestructuras colindantes ya existentes, como accesos, servicios...
- **Vida de ecosistemas terrestres:** La mejora de la calidad de las aguas del río Tremor hará que la masa de agua alcance el buen estado químico y ecológico, mejorando la vida de las especies acuáticas y del resto de fauna presente en la ribera del río.



## Referencias

- Boletín Oficial del Estado. *Resolución de 30 de marzo de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Central Hidroeléctrica Reversible-Depuradora Navaleo, de 552 MW, bombeo de 548 MW, incluida infraestructura eléctrica de evacuación».* <<https://www.boe.es/boe/dias/2021/04/09/pdfs/BOE-A-2021-5630.pdf>> [Consulta: 06/12/2021]
- Boletín Oficial del Estado. *Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula informe de impacto ambiental de sometimiento a evaluación de impacto ambiental ordinaria del proyecto de modificación de la central depuradora reversible de Navaleo (León).* <<https://www.boe.es/boe/dias/2017/06/07/pdfs/BOE-A-2017-6447.pdf>> [Consulta: 06/12/2021]
- Boletín Oficial del Estado. *Anuncio del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en León por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa previa y evaluación de impacto ambiental del proyecto de central hidroeléctrica reversible-depuradora Navaleo (León).* <<https://www.boe.es/boe/dias/2018/11/08/pdfs/BOE-B-2018-53011.pdf>> [Consulta: 06/12/2021]
- Boletín Oficial del Estado. *Resolución de 29 de julio de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, de modificación de condiciones de la Resolución de 30 de marzo de 2021, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Central Hidroeléctrica Reversible-Depuradora Navaleo, de 552 MW, bombeo de 548 MW, incluida infraestructura eléctrica de evacuación».* <<https://www.boe.es/boe/dias/2021/08/13/pdfs/BOE-A-2021-13895.pdf>> [Consulta: 06/12/2021]
- España. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición Energética. *BOE*, 21 de mayo de 2021, núm. 121, p. 19-20 <<https://boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-8447-consolidado.pdf>>
- Grupo Lamelas Vitoria. *La UE respalda el proyecto para producir luz en mina Navaleo.* <<https://grupolamelasvitoria.com/tag/central-depuradora-reversible/>> [Consulta: 06/12/2021]
- LLOVERA SEGOVIA, P (2014). *FUNDAMENTOS DE ELECTROTECNIA PARA INGENIERÍA CIVIL Y OBRAS PÚBLICAS.* ETSICCP - UPV.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe sobre la propuesta de resolución de la dirección general de política energética y minas por la que se otorga a CDR tremor, s.l. autorización administrativa previa para la instalación de la central hidroeléctrica reversible-depuradora Navaleo.
- Wikipedia. *Central hidroeléctrica reversible.* <[https://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_hidroel%C3%A9ctrica\\_reversible](https://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica_reversible)> [Consulta: 02/12/2021]
- ResearchGate. *STENSEA - Stored energy in the Sea.* <[https://www.researchgate.net/publication/272318141\\_STENSEA\\_Stored\\_energy\\_in\\_the\\_Sea](https://www.researchgate.net/publication/272318141_STENSEA_Stored_energy_in_the_Sea)> [Consulta: 02/12/2021]
- Sancho Moreno, M. (2010). *Predicción del coste de la obra civil de un túnel ejecutado por métodos convencionales.* Tesina de Máster. Madrid: Escuela de Caminos Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid.
- Bureau of Reclamation. (1965). *Proceedings of the American Society of Civil Engineers.* <[https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/hydraulics\\_lab/pubs/PAP/PAP-0207.pdf](https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/hydraulics_lab/pubs/PAP/PAP-0207.pdf)>. [Consulta: 02/12/2021].
- VALLARINO, E., CUESTA, L. (2000). *APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS.* Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.
- CONSELLERIA DE MEDI AMBIENT AIGUA URBANISME I HABITATGE (2009). *Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de las balsas de riego con vistas a la seguridad.* Generalitat Valenciana
- TECPA. *Equipos de aireación en depuradoras de aguas residuales.* <<https://www.tecpa.es/aireacion-depuradora-agua-residual-edar/>>. [Consulta: 03/12/2021]
- Instituto Nacional de Estadística. *Estadística sobre el Suministro y Saneamiento del Agua Año 2018.* <[https://www.ine.es/prensa/essa\\_2018.pdf](https://www.ine.es/prensa/essa_2018.pdf)> [Consulta: 06/12/2021]
- Chamorro, J. (2016) “*Depuración para principiantes I: Datos de diseño*” en iagua, 16 de marzo. <<https://www.iagua.es/blogs/jorge-chamorro/depuracion-principiantes-i-datos-diseno>> [Consulta: 06/12/2021]
- Instrucción de Carreteras 5.2.I.C.-Drenaje superficial. Ministerio de obras públicas y urbanismo. España. Boletín oficial del Estado 123/1990, 23 de mayo de 1990, pag 14057.
- AFRICAN PEGMATITE. *Arcillas de antracita-bentonita y bentonita para la limpieza de derrames de petróleo y revestimientos de vertederos.* <<https://mineralmilling.com/es/arcillas-de-antracita-bentonita-y-bentonita-para-la-limpieza-de-derrames-de-petroleo-y-revestimientos-de-vertederos/>> [Consulta: 03/12/2021]

- Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. *Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero*. <<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx>> [Consulta: 07/12/2021]
- APPA Renovables. *Hibridación en la generación renovable – Análisis sobre el panorama actual y futuro en España*. <[https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable\\_vf.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable_vf.pdf)> [Consulta: 07/12/2021]
- Iberdrola. *Energía eléctrica por hibridación: cuando la unión de las renovables hace la fuerza*. <<https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-hibrida>> [Consulta: 07/12/2021]
- Natura Spain. *Naturaleza, espacios naturales, flora y fauna de Torre del Bierzo (León)*. <<http://www.naturaspain.com/naturaleza-flora-y-fauna-en-el-municipio-de-torre-del-bierzo.html>> [Consulta: 07/12/2021]
- Evolución de Costos ERNC. *COSTOS HIDROELECTRICIDAD*. <[https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C\\_Hidro.html](https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C_Hidro.html)> [Consulta: 07/12/2021]
- Herrenknecht. *RAISE BORING RIG (RBR)*. <<https://www.herrenknecht.com/de/produkte/productdetail/raise-boring-rig-rbr/>> [Consulta: 07/12/2021]
- Alarcón Mínguez, JM. (2020). *Estudio de viabilidad para una central hidroeléctrica reversible en el embalse del Molinar. T.M. Villa de Ves (Albacete)*. Trabajo Final de Grado. Valencia: Universitat Politècnica de València, <<https://riunet.upv.es/handle/10251/151911>> [Consulta: 07/12/2021]
- Albadalejo Ruiz, A. (2015) "Parametrización del consumo energético en las depuradoras de aguas residuales urbanas de la Comunidad Valenciana" en *TECNOAGUA*, p. 59.
- OMIE. *Resultados del mercado intradiario continuo*. <<https://www.omie.es/es/market-results/daily/continuous-intradaily-market/price-per-contract?scope=daily&date=2021-12-06&country=1>> [Consulta: 07/12/2021]
- REE. *Página Web Oficial de Red Eléctrica de España*. <<https://www.ree.es/es>> [Consulta: 07/12/2021]
- IGN. *Página Web Oficial del Instituto Geográfico Nacional*. <<http://www.ign.es/web/ign/portal>> [Consulta: 07/12/2021]
- IGME. *Página Web Oficial del Instituto Geológico y Minero de España*. <<http://www.igme.es/>> [Consulta: 07/12/2021]
- Confederación Hidrográfica del Miño-Sil. O.A. *Plan Hidrológico de Cuenca del Miño-Sil 2022-2027, Anejo 8: Objetivos medioambientales y exenciones, Anejo 2.3: Fichas de las masas de agua* <<https://www.chminosil.es/es/chms/planificacionhidrologica/consulta-publica-del-proyecto-plan-hidrologico-de-cuenca-2022-2027>> [Consulta: 06/12/2021]
- IDAE. *PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020*. <<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>> [Consulta: 07/12/2021]
- Universidad Politécnica de Valencia. *Apuntes de la asignatura "Aprovechamientos Hidroeléctricos"*.
- Universidad Politécnica de Valencia. *Apuntes de la asignatura "Mecánica de Fluidos"*.
- Universidad Politécnica de Valencia. *Apuntes de la asignatura "Tratamiento y depuración de aguas residuales"*.

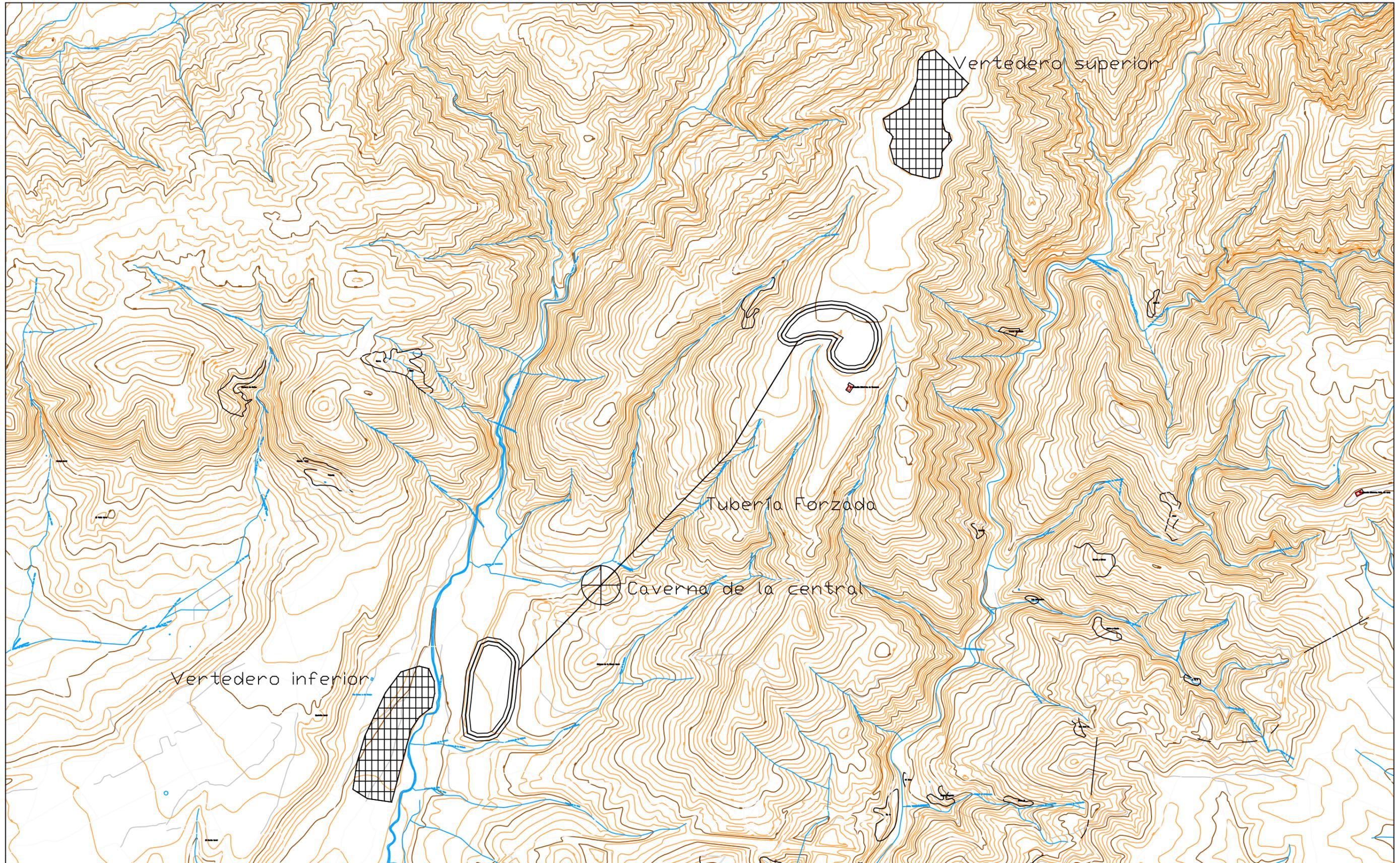




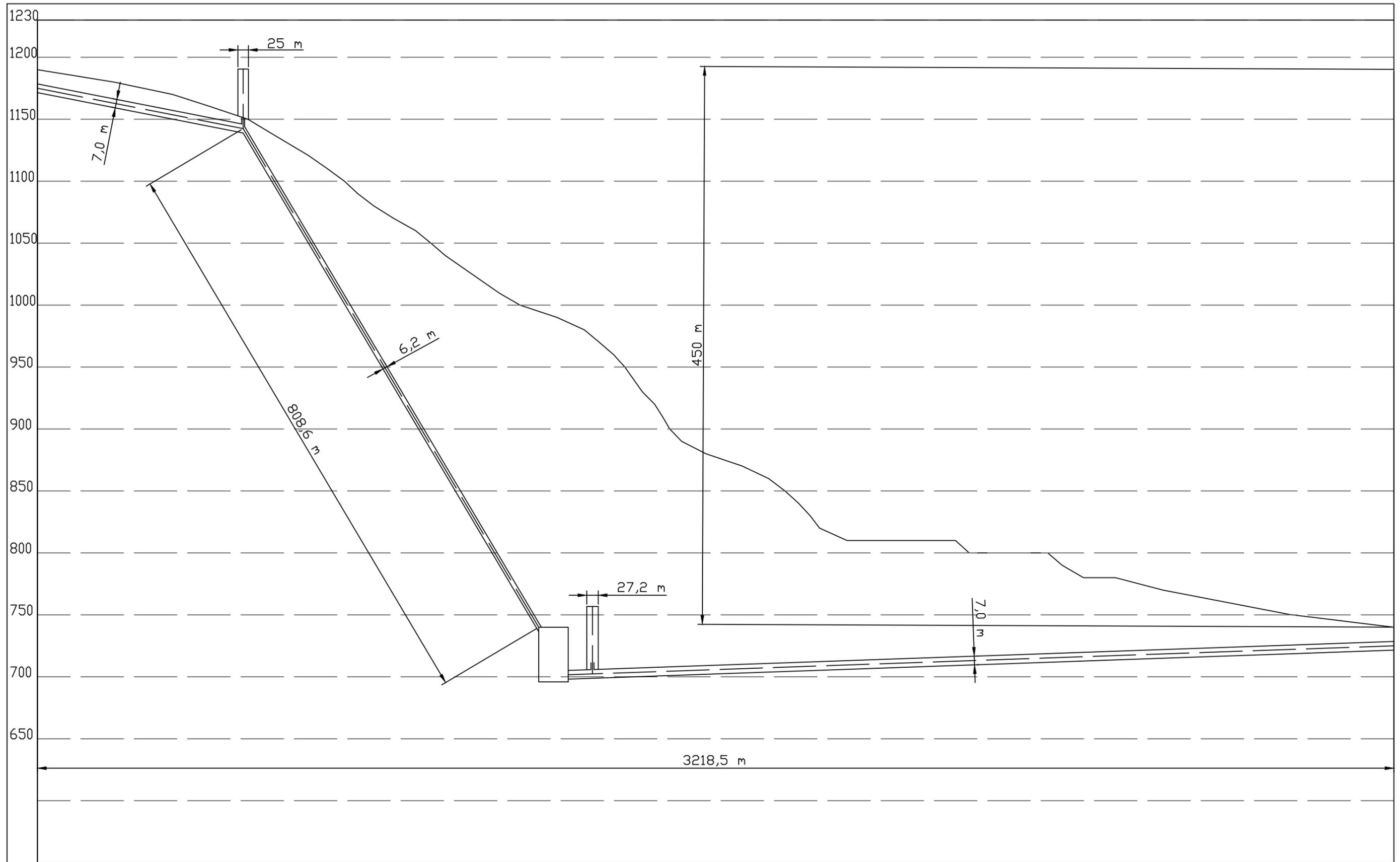
## Planos

En este apartado se incluyen los planos asociados a la alternativa finalmente seleccionada, así como una reconstrucción de los planos del proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo a partir de la interpretación realizada de la información disponible según las referencias de este documento.

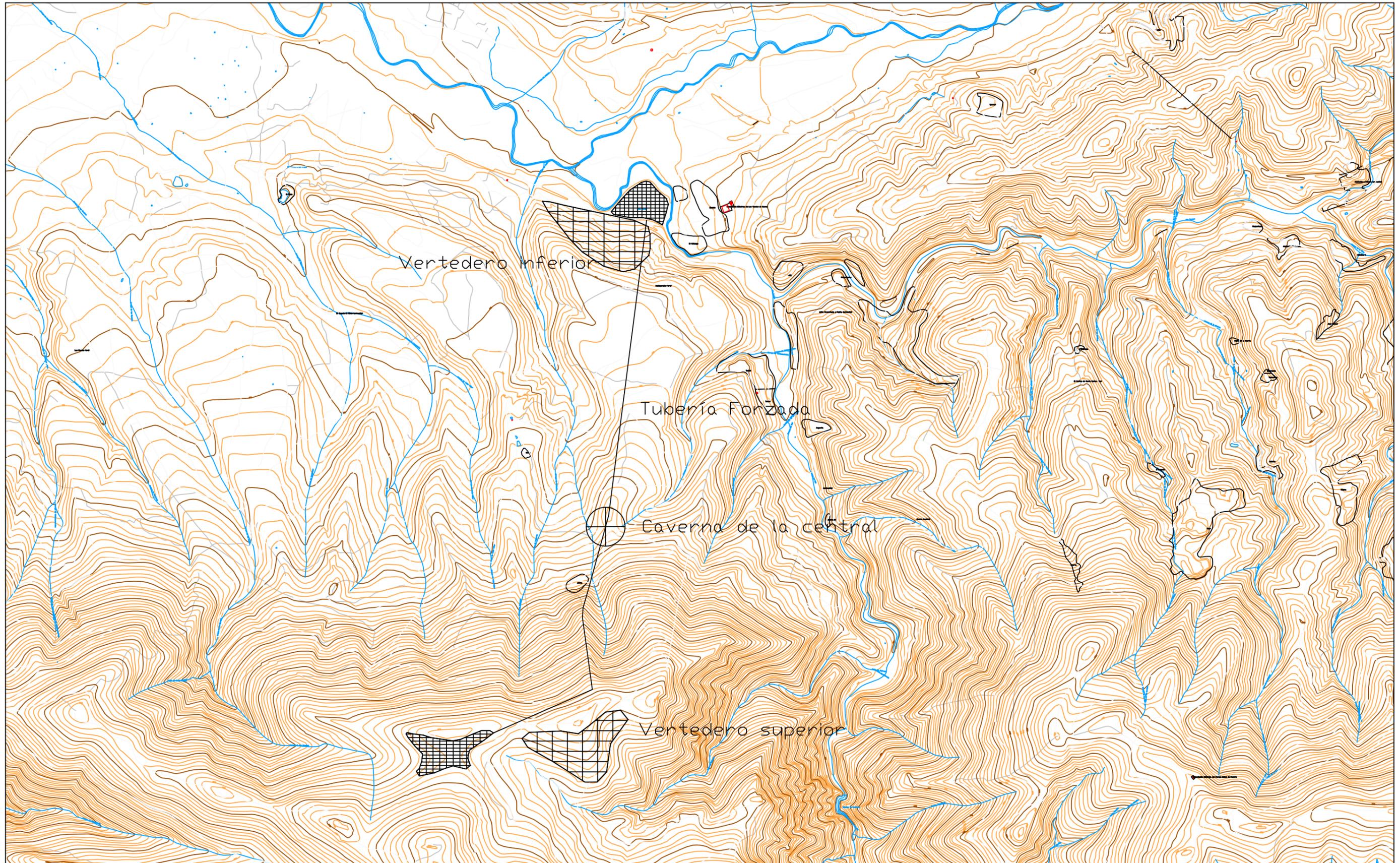
Adicionalmente, se incluyen mapas del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), para la zona donde se localizan ambos proyectos.



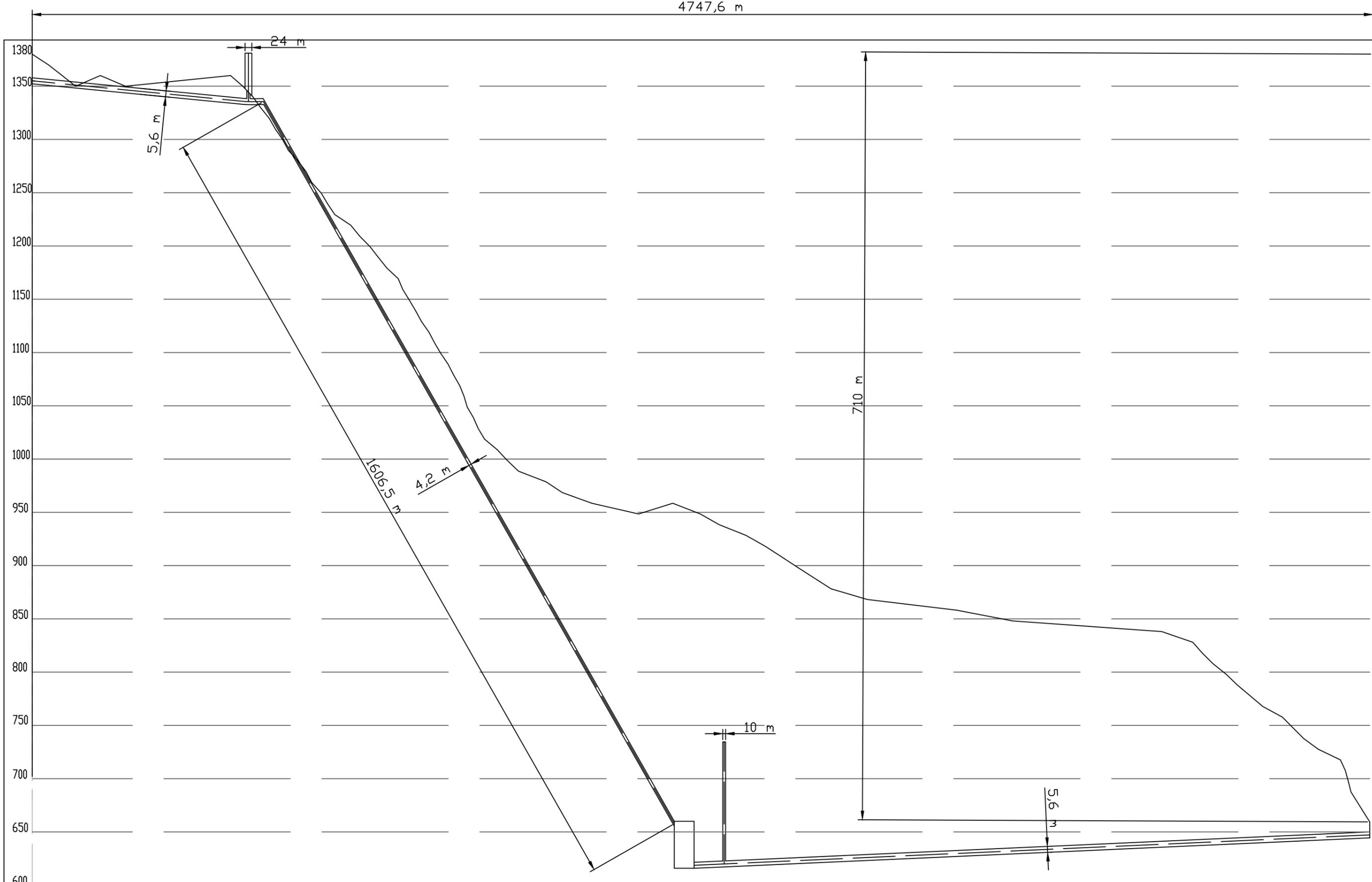
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ETS INGENIERÍA DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	<u>Autor</u> Picazo Utiel, David	<u>Título del proyecto</u> Estudio de soluciones para el proyecto de la central Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, en Bierzo Alto (León).	<u>Título del plano</u> Alternativa Noreste - Folgoso de la Ribera - Vista en planta.	<u>Escala</u> 1:30.000	<u>Número de plano</u> Nº 1	<u>Fecha</u> 06/12/2021
--	---	-------------------------------------	---	--	---------------------------	--------------------------------	----------------------------



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ETS INGENIERÍA DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	<u>Autor</u> Picazo Utiel, David	<u>Título del proyecto</u> Estudio de soluciones para el proyecto de la central Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, en Bierzo Alto (León).	<u>Título del plano</u> Alternativa Noreste - Folgoso de la Ribera - Perfil.	<u>Escala</u> Horizontal: 1:8438 Vertical: 1:2873	<u>Número de plano</u> Nº 2	<u>Fecha</u> 06/12/2021
--	---	-------------------------------------	---	---	---	--------------------------------	----------------------------



	<u>Autor</u>	<u>Título del proyecto</u>	<u>Título del plano</u>	<u>Escala</u>	<u>Número de plano</u>	<u>Fecha</u>
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ETS INGENIERÍA DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	Picazo Utiel, David  Estudio de soluciones para el proyecto de la central hidroeléctrica reversible de Navaleo Bierzo Alto, (León).	Interpretación del proyecto de la CDR de Navaleo - Planta.	1:30.000	Nº 3	06/12/2021

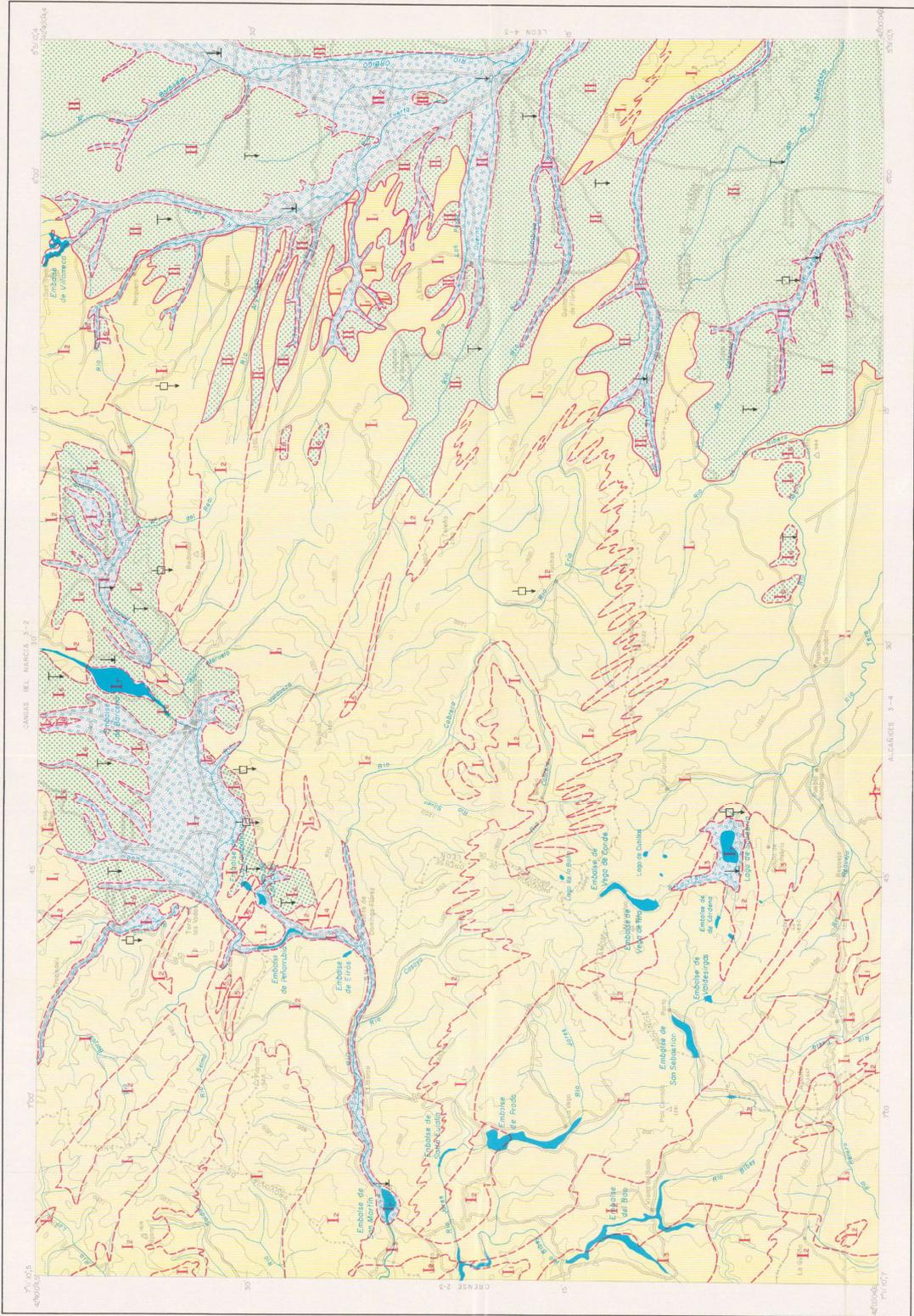


 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 ETS INGENIERÍA DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	<u>Autor</u> Picazo Utiel, David	<u>Título del proyecto</u> Estudio de soluciones para el proyecto de la central Hidroeléctrica Reversible de Navaleo, en Bierzo Alto (León).	<u>Título del plano</u> Interpretación del proyecto de la CDR de Navaleo - Perfil.	<u>Escala</u> Horizontal: 1:12431 Vertical: 1:3299	<u>Número de plano</u> Nº 4	<u>Fecha</u> 06/12/2021
--	---	-------------------------------------	---	---	--	--------------------------------	----------------------------



# MAPA GEOTECNICO GENERAL

## MAPA DE INTERPRETACION GEOTECNICA



TOPOGRAFIA TOMADA DEL MAPA MILITAR E. 1:200.000

3 - 3  
18  
0020j

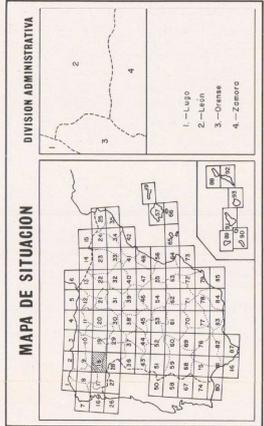
REGION	AREA	CRITERIOS DE DIVISION Y CARACTERISTICAS GENERALES
ZONA NOROCCIDENTAL DE LA DEFEISION DEL DUERO	II	Formada por terrenos modernos, esencialmente arcillosos; intervenciones de relieve superficial y subterráneo es discreto. Las condiciones constructivas son aceptables. Pueden producirse asientos de poca muy localizados.
	III	Formada por terrenos modernos, esencialmente arcillosos; intervenciones de relieve superficial y subterráneo es discreto. Las condiciones constructivas son aceptables. Pueden producirse asientos de poca muy localizados.
RELIEVES HERCINICOS DE LA "BOHILLA ASTURIANA" (REGION ZMORAHO-LEonesa Y GALICIA ORIENTAL DE LA CORDILERA CANTABRICA)	I	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.
	II	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.
RELIEVES PLANOS	II	Formado por terrenos modernos, esencialmente arcillosos; intervenciones de relieve superficial y subterráneo es discreto. Las condiciones constructivas son aceptables. Pueden producirse asientos de poca muy localizados.
	III	Formado por terrenos modernos, esencialmente arcillosos; intervenciones de relieve superficial y subterráneo es discreto. Las condiciones constructivas son aceptables. Pueden producirse asientos de poca muy localizados.
RELIEVES HERCINICOS DE LA "BOHILLA ASTURIANA" (REGION ZMORAHO-LEonesa Y GALICIA ORIENTAL DE LA CORDILERA CANTABRICA)	I	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.
	II	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.
RELIEVES HERCINICOS DE LA "BOHILLA ASTURIANA" (REGION ZMORAHO-LEonesa Y GALICIA ORIENTAL DE LA CORDILERA CANTABRICA)	I	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.
	II	Formado por terrenos antiguos. Predominan los esquistos, fangolimitados pizarrosos, areniscas y de morfología constante. Los contactos pizarrosos tienen bastante desarrollo. El drenaje superficial -sirve en puntos muy localizados- está bien desarrollado. Las condiciones constructivas son favorables, pero asistidamente modificable por la acción del hombre.

### LEYENDA

CONDICIONES CONSTRUCTIVAS FAVORABLES	CONDICIONES CONSTRUCTIVAS ACEPTABLES	CONDICIONES CONSTRUCTIVAS DESFAVORABLES
Problemas de tipo geomorfológico	Problemas de tipo geotécnico (I, II)	Problemas de tipo hidrogeológico

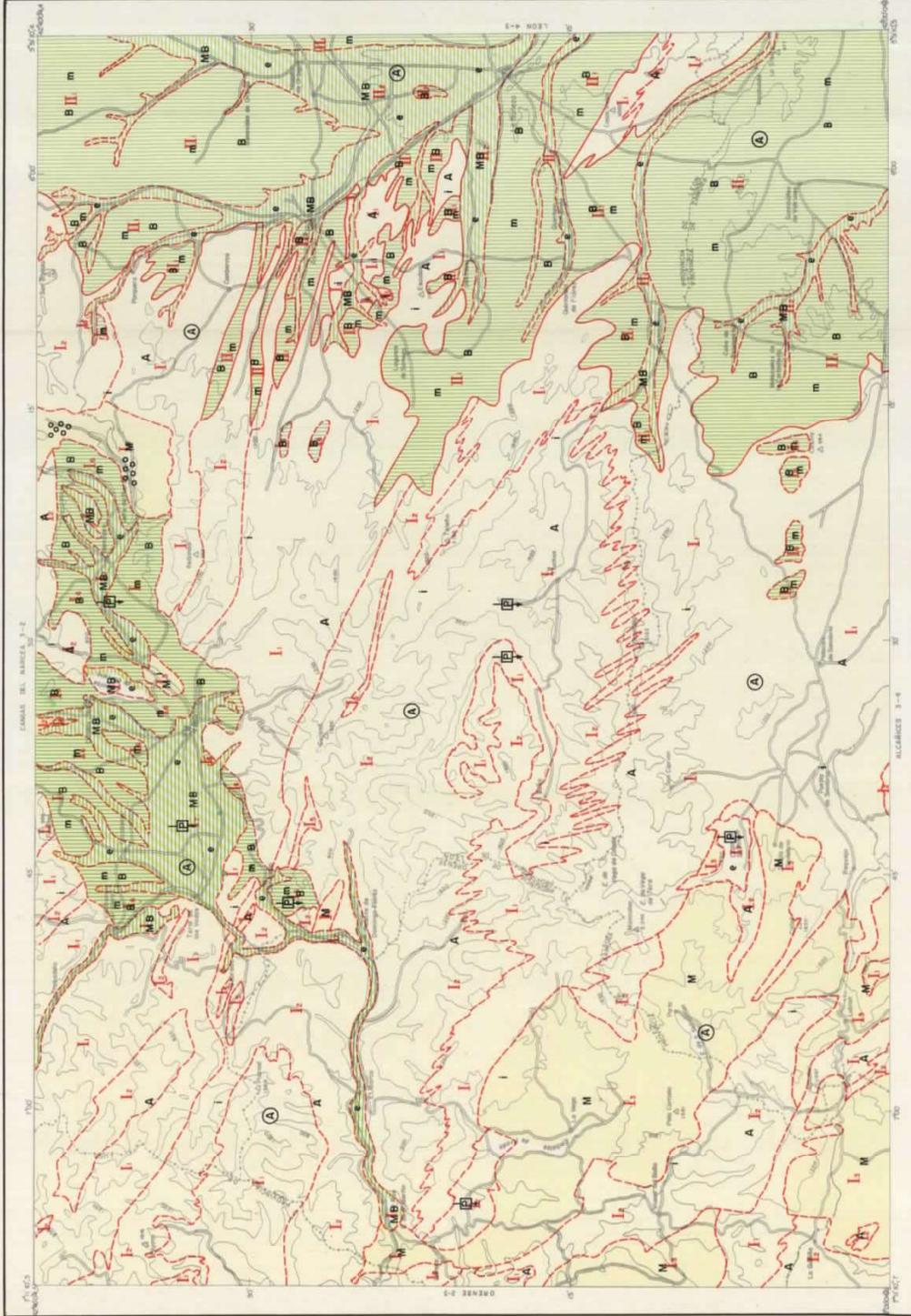
### CRITERIOS DE CLASIFICACION

CONDICIONES CONSTRUCTIVAS	PROBLEMAS TIPO EXISTENTES	CONCURRENCIA DE 2 PROBLEMAS TIPO*	CONCURRENCIA DE 3 PROBLEMAS TIPO*	CONCURRENCIA DE 4 PROBLEMAS TIPO*	PROBLEMAS GEOTECNICOS	NOTACION
Muy Favorables	Unifalcos	Litológicos y Geomorfológicos	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos	De Cooperación	↓
Favorables	Geomorfológicos	Geomorfológicos e Hidrológicos	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos	De Asientos	↑
Aceptables	Geomorfológicos e Hidrológicos	Geomorfológicos e Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Geotécnicos	□
Desfavorables	Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Geotécnicos graves	⊠
Muy Desfavorables	Geotécnicos (I, II)	Litológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)	Litológicos, Geomorfológicos e Hidrológicos y Geotécnicos (I, II)		



DIVISION ADMINISTRATIVA

1 - León  
2 - León  
3 - Oriente  
4 - Zamora



Escala 1:400.000

**CAPACIDAD DE CARGA**

- A Zonas con capacidad de carga Alta
- M Zonas con capacidad de carga Media
- B Zonas con capacidad de carga Baja
- MB Zonas con capacidad de carga Muy Baja

Límite de separación de Zonas

**ASIENTOS PREVISIBLES**

- I Zonas con inexistencia de asientos
- m Zonas con posibilidad de asientos de magnitud media
- e Zonas con posibilidad de aparición de asientos de magnitud elevada

Límite de separación de Zonas

**DIVISION ZONAL**

- Límite de separación de Regiones
- Límite de separación de Areas
- II<sub>z</sub> Designación de un Area

**SIMBOLOGIA**

**FACTORES GEOTECNICOS DIVERSOS**

- Elevado contenido en materia orgánica
- Recubrimientos potentes

**GRADO DE SISMICIDAD**

- A Bajo  $G \leq VI$
  - B Medio  $VI < G \leq VIII$
  - C Alto  $G > VIII$
- Escala Internacional  
macro sísmica (M.S.K.)

