



# **ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA TRANSFORMACION DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN UNA CENTRAL REVERSIBLE EN EL PAÍS VASCO**

## **FEASIBILITY STUDY OF THE TRANSFORMATION OF AN HYDROPOWER PLANT INTO A PUMPUEED STORAGE POWER PLANT IN THE BASQUE COUNTRY**

### **MÁSTER UNIVERSITARIO EN HIDROLOGÍA Y GESTIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS**

**Presentado por:  
D./D<sup>a</sup> IÑIGO FLORINDO MORAN**

**Dirigido por:  
Dr./Dra. D./D<sup>a</sup> ALBERTO DEL VILLAR GARCÍA**

**Alcalá de Henares, a 01 de Julio de 2021**

## Índice

RESUMEN.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. METODOLOGÍA.....	8
3. CASO DE ESTUDIO.....	10
<b>3.1. Objetivos</b> .....	12
4. FUNCIONAMIENTO ACTUAL.....	13
<b>4.1. Datos técnicos sobre la presa</b> .....	13
<b>4.2. Funcionamiento</b> .....	15
4.2.1. Datos energéticos.....	17
4.2.2. Autosuficiencia energética.....	18
5. CÁLCULOS.....	19
<b>5.1. Volumen embalse inferior</b> .....	19
<b>5.2. Desglose precio de la energía</b> .....	20
<b>5.3. Cálculo potencia turbina</b> .....	21
<b>5.4. Dimensionamiento de la instalación de bombeo</b> .....	22
<b>5.5. Desglose de costes de construcción</b> .....	25
<b>5.6. Estudio económico</b> .....	27
6. RESULTADOS.....	29
<b>6.1. Análisis de sensibilidad</b> .....	30
7. CONCLUSIÓN.....	30
8. BIBLIOGRAFÍA.....	31
9. ANEJOS.....	32

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Funcionamiento central hidráulica de bombeo .....	6
Ilustración 2. Distribución de la potencia instalada en cada comunidad autónoma .....	11
Ilustración 3. Demarcaciones hidrográficas España y en Euskadi.....	11
Ilustración 4. Consumo eléctrico en el País vasco. ....	12
Ilustración 5. Vista aérea del embalse del Añarbe .....	13
Ilustración 6. Vista a pie de presa (Presa del Añarbe).....	14
Ilustración 7. Grafica de volumen embalsado en el embalse del Añarbe.....	15
Ilustración 8. Pluviometría histórica Añarbe .....	16
Ilustración 9. Propuesta de ubicación del embalse inferior.....	26
Ilustración 10. CAE según tipo de interés .....	30

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Producción energía sistema Añarbe.....	18
Tabla 2. Consumo energía sistema Añarbe .....	19
Tabla 3. Centrales hidroeléctricas Añarbe .....	19
Tabla 4. Media precio máximo y mínimo de la electricidad .....	20
Tabla 5. Coeficiente rugosidad tuberías.....	23
Tabla 6. Resumen costes tubería (Grupotragsa.es).....	24
Tabla 7. Resumen costes tubería (Grupotragsa.es).....	24
Tabla 8. Desglose de presupuesto.....	27
Tabla 9. Desglose de CAE.....	28
Tabla 10. Desglose de propuestas.....	29
Tabla 11. Balance económico .....	29
Tabla 12. Potencia generada en cada unidad hidrológica del País Vasco .....	32
Tabla 13. Datos sobre las diferentes unidades hidrológicas.....	33
Tabla 14. Energía generada País Vasco (GWh) .....	34
Tabla 15. Producción y consumo de energía sistema Añarbe(KWh).....	34
Tabla 16. Centrales hidroeléctricas en el río Urumea.....	35
Tabla 17. Precio máximo y mínimo energía año 2016 .....	36
Tabla 18. Precio máximo y mínimo energía año 2017 .....	36
Tabla 19. Precio máximo y mínimo energía año 2018 .....	37

## **TABLA DE ABREVIATURAS**

CAPV: Comunidad autónoma del País Vasco.

MW: Megavatio

GWh: Gigavatio por hora

KWh: Kilovatio por hora

UE: Unión europea

GECASA: Gestión de Centrales del Añarbe S.A.

EDAR: Estación depuradora de aguas residuales

CAE: Coste anual equivalente

mca: Metros de columna de agua

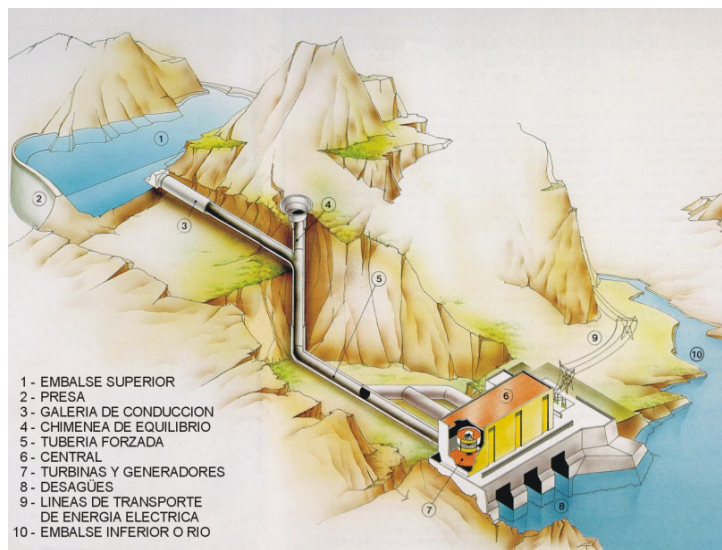
## RESUMEN

El objeto de este proyecto es realizar un análisis sobre la implementación de una central de bombeo en una central hidroeléctrica ya existente en una de las cuencas del País Vasco. Se trata de un estudio de viabilidad técnica, económica y medioambiental, que servirá para decidir si es posible la construcción de la central, o por el contrario, no es viable.

Para ello se realizará un estudio sobre el potencial hidráulico de los ríos de la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV). Donde se va a escoger una de las presas comprendida en esta zona y va a realizarse un estudio sobre la conversión de esta central hidroeléctrica en una central reversible.

Las centrales reversibles, también llamadas centrales de bombeo, son un tipo de centrales hidroeléctricas dotadas de dos embalses, el embalse superior y el inferior. Durante las horas diurnas su funcionamiento es igual al de una central hidroeléctrica convencional, en cambio, por la noche, el agua situada en el embalse de cota más baja, o embalse inferior, es bombeada al depósito situado en la cota más alta, con el fin de reutilizarla posteriormente.

Este tipo de centrales produce energía durante las horas punta de consumo y consume durante las horas valle, cuando el coste de la energía es más bajo.



**Ilustración 1. Funcionamiento central hidráulica de bombeo**

## 1. INTRODUCCIÓN

Las centrales reversibles son una de las soluciones al imparable crecimiento de demanda eléctrica mundial. Son una forma de almacenar energía en forma de agua. A la vez de ser una fuente de energía renovable, es una de las que menos impacto ambiental genera.

Estas centrales surgieron como una solución y forma de aprovechamiento del excedente nocturno de la energía generada por centrales térmicas u otro tipo de centrales que puedan tener dificultad para la regulación de la carga.

El primer uso de almacenamiento por bombeo, fue en los Estados Unidos en 1930 por la Compañía Eléctrica y de Energía de Connecticut, utilizando un gran depósito ubicado cerca de New Milford, Connecticut, bombeando agua del río Housatonic al depósito de almacenamiento 70 m más arriba.

Durante los siguientes años tomaron el ejemplo y empezaron la construcción de centrales de bombeo en Alemania, produciendo actualmente 230 millones de kilovatios/hora de electricidad al año.

La central de bombeo del Condado de Bath es una central hidroeléctrica de almacenamiento de bombeo, que se describe como la «batería más grande del mundo», con una capacidad de generación de 3.003 MW. La central se encuentra en el Condado de Bath, Virginia. La estación consta de dos depósitos separados por aproximadamente 380 metros de altura. Es la central de almacenamiento de bombeo más grande del mundo. (*elperiodicodelaenergia.com*)

En el ámbito nacional tenemos también una central de bombeo que se encuentra entre las 10 que más energía genera del mundo. Se trata del complejo Cortes-La Muela. Se encuentra en la margen derecha del río Júcar, en el término municipal de Cortes de Pallás (Valencia). La central tiene una capacidad de 1.772 MW que la convierten en la segunda de Europa. La central es propiedad de Iberdrola, y en ella la compañía ha invertido a lo largo del tiempo 1.200 millones de euros, de los que los 300 millones últimos se invirtieron entre 2006 y 2013 en la ampliación de La Muela II, en la que se pusieron en marcha los cuatro grupos reversibles para aprovechar el desnivel de 500 metros existente entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes de Pallás.

Con la ampliación la central amplió sus 630 MW de potencia hasta 1.750 MW en turbinación y 1.280 MW en bombeo. La central es capaz de producir hasta 5.000 GWh y atender la demanda anual de 400.000 hogares, de los que la mitad se consiguieron con la ampliación. (*elperiodicodelaenergia.com*)

## 2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del proyecto se ha realizado un análisis de viabilidad teniendo en cuenta los factores que afectan al proyecto en concreto. Por esa razón, se ha determinado, en primer lugar, el potencial de producción de una central hidroeléctrica.

El funcionamiento de una central hidroeléctrica se basa en obtener energía eléctrica a partir de la energía hidráulica. Para obtener energía, se coloca una presa en el curso del río donde se acumula el agua formando un embalse. Eso permite que el agua adquiera energía potencial que después se transformará en electricidad. Al transportar ese agua acumulada mediante tuberías forzadas, es decir, tuberías a presión, la energía potencial se transforma en energía cinética, adquiriendo velocidad y perdiendo altura y fuerza. Al final de la conducción de la tubería se encuentra la turbina, que transformará esa energía hidráulica en electricidad.

Fórmula de energía potencial:

$$E_p = m * g * h$$

Donde:

- $m$  = masa (en este caso del agua) (kg)
- $g$  = aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )
- $h$  = altura (m)

Fórmula de energía cinética:

$$E_c = \frac{m * v^2}{2}$$

Donde:

- $m$  = masa (kg)
- $v$  = velocidad del fluido (m/s)

Debido a que el agua se encuentra en una tubería a presión, las partículas de agua se mueven de una forma denominada líneas de corriente teniendo una carga energética igual a la suma de la energía piezométrica y la estática.

$$E_t = E_p + E_c = Z + p + \frac{v^2}{2 * g}$$

Donde:

- $p$  = presión
- $Z$  = cota
- $v$  = velocidad del fluido

Para el cálculo de la potencia que puede generar una turbina se utilizará la siguiente fórmula:

$$P_t (kW) = \rho \left( \frac{kg}{m^3} \right) * g \left( \frac{m}{s^2} \right) * \dot{Q} \left( \frac{m^3}{s} \right) * H(m) * \eta$$

El potencial de producción eléctrica de la central vendrá determinado entonces, principalmente por la diferencia de altura entre la turbina y la válvula de entrada desde la presa. Y obviamente, la dimensión de la tubería que alimentará la turbina la cual limitará el caudal de entrada.

Normalmente las turbinas están situadas a pie de la presa, buscando tener la mayor diferencia de altura posible. El rendimiento de la misma viene determinado por las pérdidas de carga a lo largo del proceso de generación de energía, por lo tanto provienen del generador, de la propia turbina y del cuadro eléctrico.

Para el cálculo de la potencia de las bombas se utilizará la misma fórmula que hemos utilizado para el cálculo de la potencia de la turbina con una pequeña diferencia. En vez de tener una altura H o diferencia de cota, tendremos una variable  $h_b$ , que significa la altura dinámica de la bomba.

$$P_t (kW) = \rho \left( \frac{kg}{m^3} \right) * g \left( \frac{m}{s^2} \right) * \dot{Q} \left( \frac{m^3}{s} \right) * h_b (m) * \eta$$

En el estudio de estas centrales, las centrales reversibles, ha sido necesario determinar la potencia necesaria para el bombeo. Una vez calculadas las incógnitas del caudal que debía ser bombeado y la altura de coronación de la presa, podremos obtener dicha potencia necesaria.

Se determinará la energía anual necesaria para el bombeo de la siguiente manera:

$$KW * \text{horas de uso} = KWh \text{ diarias consumidas}$$

$$KWh * 365 = KWh/ \text{ año}$$

El precio de la electricidad será un factor influyente en el estudio del caso, ya que será la principal fuente de financiación del proyecto. Podremos observar la diferencia de coste eléctrico en la página del Operador del Mercado Ibérico de Energía ([www.omie.es](http://www.omie.es)). Los precios más bajos corresponden a las horas nocturnas, cuando no hay apenas demanda eléctrica, y los precios más altos, a las horas pico, es decir, cuando la demanda se sitúa en el máximo.

El estudio de viabilidad del presente proyecto se basará en un análisis de coste- beneficio, realizando un análisis financiero y un análisis económico. El análisis financiero se basará en la comparativa de costes de turbinado y bombeo. El análisis económico nos indicará si el proyecto es viable económicamente o no, se elaborará un balance de costes beneficios. Valorando los costes de construcción y compra - venta de energía.



El planteamiento para valorar económicamente el presente estudio será realizar un análisis de Coste – Beneficio. Mediante esta metodología se evaluará de forma íntegra los costes o beneficios del proyecto, determinando así. Para ello se realizará un estudio sobre las emisiones de gases contaminantes que se ahorrarán mediante el turbinado y las emisiones producidas mediante el bombeo.

Para esta realización se utilizará la herramienta CAE para conocer el coste anual de las inversiones, este indicador nos ayudará a calcular los gastos anuales, habiendo fijado el porcentaje de interés y los años de vida útil.

Se contemplará también la huella ambiental, calculando, mediante páginas web, el coste equivalente a los kilos de CO<sub>2</sub> producidos por el consumo eléctrico.

### **3. CASO DE ESTUDIO**

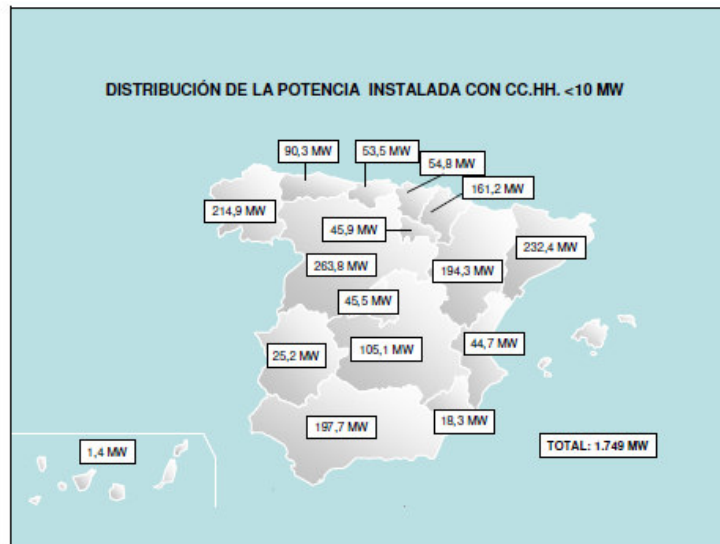
En el presente proyecto se ha seleccionado la comunidad autónoma vasca debido a su potencial hidrológico, y a su orografía. Situado entre la cordillera de Picos de Europa y los Pirineos, esta región de norte de España es una zona de las que más precipitación recibe de toda la península.

Por esa razón, desde hace años se consideró que el agua podría ser un bien de valor para la producción energética en la zona. Aun y todo la mayor parte de presas están construidas para el abastecimiento de la población. En cambio también existen un gran número de centrales hidroeléctricas. Actualmente en el territorio del País Vasco hay un total de 103 mini centrales eléctricas totalizando 54,8 MW de potencia instalada.

En el marco nacional, España se encuentra en el tercer puesto europeo en el total de potencia instalada en este tipo de mini centrales eléctricas, con una potencia total instalada de 1.722MW.

En España, la generación eléctrica y, las renovables en particular, están influenciadas por el producible hidroeléctrico, que a su vez está condicionado por la climatología (año seco vs húmedo). En febrero de 2021 la media de los últimos 12 meses de la generación eléctrica según origen fue:

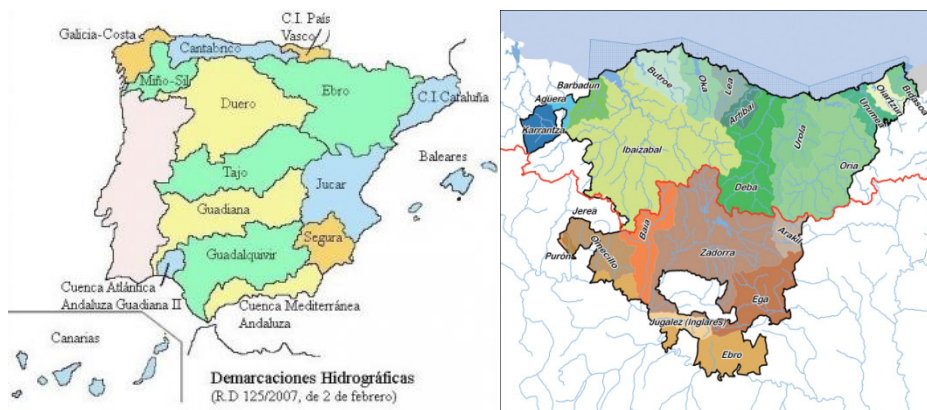
- Renovable: 47% (eólica 23%).
- Nuclear: 22%.
- Fósil: 31% (carbón 2%).



**Ilustración 2. Distribución de la potencia instalada en cada comunidad autónoma**

El plan de estrategia energética del País Vasco está incentivando la producción y consumo de energía renovable en sustitución de las energías fósiles, de una forma compatible con la preservación del medio natural, para que en un futuro a largo plazo las energías renovables sean las únicas disponibles.

El plan actual, llamado Estrategia Energética Euskadi 2030, se ha marcado un objetivo de potenciar el uso de las energías renovables en un 126% para este año, significando así un 21% del total de energía producida.



**Ilustración 3. Demarcaciones hidrográficas España y en Euskadi**

Aún y todo la dependencia energética exterior Vasca es del 93 %, superior a la de todos los países de la UE excepto Luxemburgo.

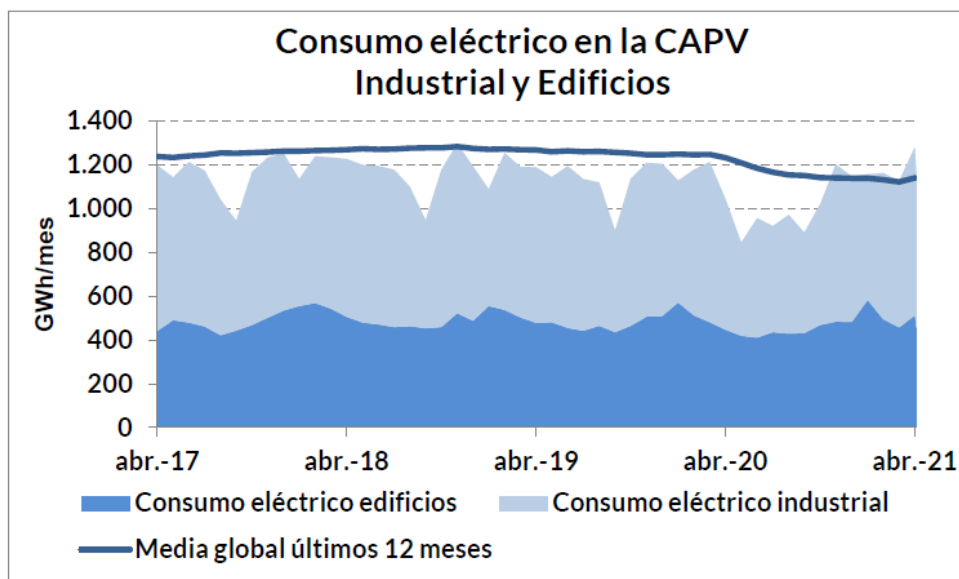


Ilustración 4. Consumo eléctrico en el País vasco.

### 3.1. Objetivos

El objetivo principal de este proyecto es realizar un estudio de viabilidad económico sobre una central de bombeo. El caso a estudiar será la presa Añarbe, situada en la cuenca del río Urumea, entre las comunidades autónomas del País Vasco y Navarra.

Este embalse, utilizado también para el abastecimiento del área urbana situada en las proximidades de la cuenca, está equipado con un equipo de turbinado para la generación eléctrica.

Por lo tanto la propuesta es la siguiente:

- Mantener la presa con su funcionamiento actual.
- Instalar un embalse a pie de presa para la conversión de esta central hidroeléctrica en una central de bombeo.
- Construir las instalaciones del grupo de bombeo para transportar el agua del depósito inferior al superior.

De esta manera, la central pasaría a considerarse una central de aprovechamiento hidráulico, o también central de bombeo, debido a su doble uso. Para ello se estudiará el precio de la energía en el mercado libre en horas valle y en horas punta adecuando las horas de turbinado y bombeo.

La idea de este proyecto es causar el menor impacto ambiental posible, realizando así el mínimo de modificaciones en dicha cuenca y entorno. Por lo tanto, no se realizará ningún cambio en la estructura de la presa.

Normalmente, en las centrales de bombeo, la turbina suele tener una doble función, siendo un grupo que puede turbinar y bombear según se desee. Pero en este caso el grupo de bombeo será independiente del grupo de turbinas, causando así el mínimo de modificaciones posibles en las instalaciones ya en uso.

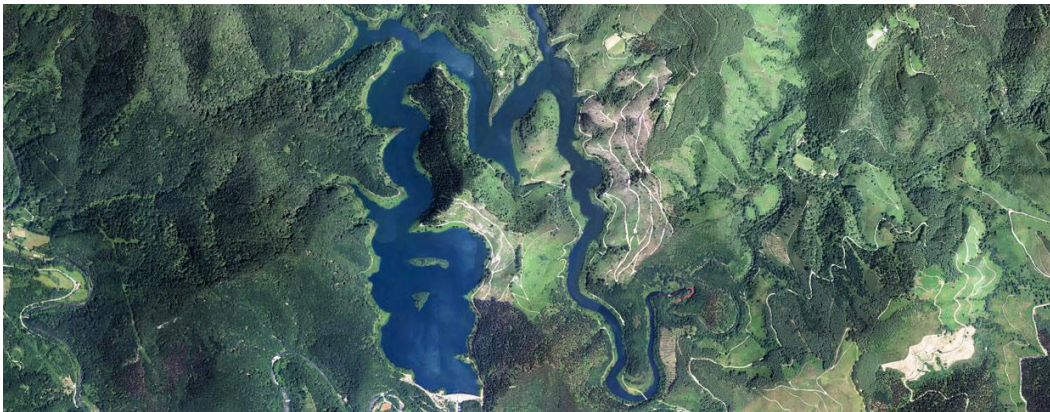


Ilustración 5. Vista aérea del embalse del Añarbe

## 4. FUNCIONAMIENTO ACTUAL

### 4.1. Datos técnicos sobre la presa

La presa se puso en servicio en noviembre de 1977 con el principal objetivo de garantizar el agua potable a la población de los diez municipios de la Mancomunidad en cualquier época del año. Constituye también un importante elemento de protección ante inundaciones en situaciones de avenida y, desde la construcción en 1999 de la central hidroeléctrica de pie de presa, permite además producir energía eléctrica de carácter renovable. Su capacidad es de 37.279.625 m<sup>3</sup>, que puede ser aumentado, de forma extraordinaria y temporal, en otros 3.742.963 m<sup>3</sup> mediante el cierre de las compuertas del aliviadero en caso de avenidas.

Las principales características técnicas son las siguientes:

- Es de hormigón en masa y tipo arco-gravedad.
- Las alturas del aliviadero y de la coronación son de 56 y 63,5 metros respectivamente sobre la rasante del terreno (cota 100 sobre el nivel del mar).
- Cuenta con dos tomas de abastecimiento situadas a las cotas 110 y 122 y dos desagües de fondo con una capacidad de desembalse de 23 y 33 m<sup>3</sup>/s, respectivamente.
- El aliviadero consta de tres vanos de 8,40 m de anchura, dotados con compuertas Taintor.



**Ilustración 6. Vista a pie de presa (Presa del Añarbe)**

En los últimos años se han adoptado distintas medidas con el fin de aumentar la capacidad de la presa para retener mayor cantidad de agua en episodios de fuertes precipitaciones:

- En 2014 se obtuvo la autorización de la Confederación Hidrográfica del Cantábrico para el eventual cierre de las tres compuertas metálicas del aliviadero de la presa, lo que permite disponer temporalmente de un resguardo extraordinario de otros 3,74 millones de m<sup>3</sup>.

- El importante descenso de la demanda de agua de los últimos años (un 43% desde 1995) ha permitido renunciar a llenar por completo el embalse, manteniendo en todo momento un resguardo preventivo variable en función de la época del año.
- Ante un pronóstico de precipitaciones intensas, se aumenta el resguardo (en función de la gravedad del pronóstico) mediante desembalses preventivos previos al episodio de lluvias.

## 4.2. Funcionamiento

### *Embalse*

El embalse de Añarbe es el mayor de Gipuzkoa con una capacidad de 37.279.625 m<sup>3</sup> y da servicio a cerca de la mitad de la población del territorio. Aguas del Añarbe dispone de una concesión de abastecimiento de hasta 2.200 l/s, aunque actualmente la demanda oscila entre 800 y 900 l/s.

El embalse recibe las aportaciones de los 64 km<sup>2</sup> de superficie la cuenca vertiente del Añarbe, donde se concentran varios de los puntos de mayor precipitación media anual de toda la península (2.500 l/m<sup>2</sup> en Artikutza y 2.066 l/m<sup>2</sup> en la presa de Añarbe).

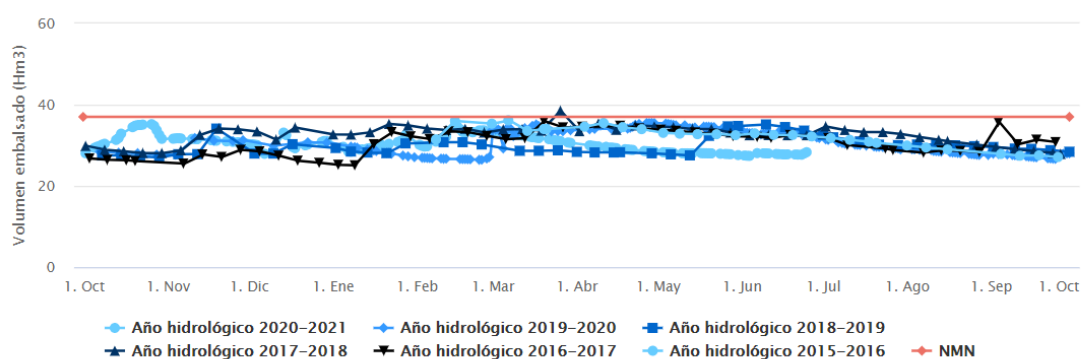


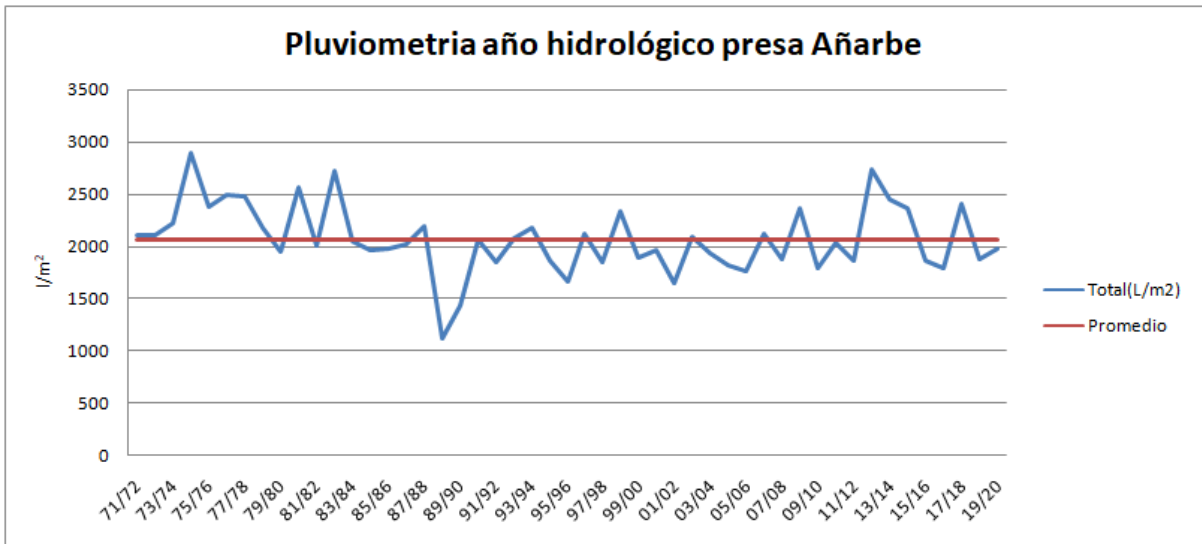
Ilustración 7. Grafica de volumen embalsado en el embalse del Añarbe

### *Presa*

La presa está construida sobre el río Añarbe, no sobre el río Urumea. Por tanto, sólo puede retener las aportaciones de la cuenca del río Añarbe que representan únicamente el 23% del caudal total del Urumea.

## ***Precipitación***

El embalse recibe las aportaciones de los 64 km<sup>2</sup> de superficie de la cuenca vertiente del Añarbe, donde se concentran varios de los puntos de mayor precipitación media anual de toda la península.



**Ilustración 8. Pluviometría histórica Añarbe**

## ***Caudal ecológico***

Se vierte de forma continua y obligada un caudal mínimo de 0,33 m<sup>3</sup>/s, con el fin de favorecer el buen estado ecológico del río Añarbe aguas abajo de la presa.

## ***Central hidroeléctrica***

Turbina tanto el caudal destinado al abastecimiento, como el ecológico (máximo 2,5 m<sup>3</sup>/s).

## ***Desagüe de fondo***

El derecho puede desembalsar un caudal de 23 m<sup>3</sup>/s; el izquierdo -que dispone de dos aberturas- puede desaguar hasta 33 m<sup>3</sup>/s (escalonadamente entre 0 y 15 o directamente 33 m<sup>3</sup>/s).

## ***Aliviadero***

El cierre de las compuertas permite aumentar temporalmente la capacidad del embalse ante el riesgo de avenidas. Una vez alcanzada la cota de seguridad,

el caudal de desembalse puede variar en función del nivel de llenado y del grado de apertura de las compuertas.

#### **4.2.1. Datos energéticos**

Como actividad derivada de la explotación de los sistemas hidráulicos, Añarbe mantiene desde 1993 una actividad de generación de energía eléctrica de carácter renovable o eficiente a través de la sociedad GECASA, participada actualmente por Aguas del Añarbe (70%) y el Ente Vasco de la Energía (30%).

Las distintas instalaciones energéticas asociadas al ciclo urbano del agua producen cada año suficiente electricidad para satisfacer la demanda de más de 7.500 hogares (4.000 Kwh/año) o, lo que es lo mismo, la electricidad consumida en un año por todos los habitantes de Lasarte-Oria.

Desde la puesta en servicio en 1999 de la primera central hidroeléctrica al pie de la presa que turbinará el caudal destinado tanto al abastecimiento de la población como al cumplimiento del caudal ecológico, se han ido sumando nuevas instalaciones que actualmente producen cada año más de 30.000 MWh.

Añarbe dispone de dos centrales hidroeléctricas (en las inmediaciones de la presa) una planta de cogeneración (en la EDAR de Loiola) y ocho centrales solares fotovoltaicas (en las cubiertas de distintas instalaciones). Están situadas en el entorno de la presa de Añarbe. La primera -construida en 1999 al pie de la presa- permite el turbinado del caudal destinado al abastecimiento y a la preservación del caudal ecológico, con una concesión de hasta 2.500 l/s. Desde 2000 Añarbe se hizo cargo también de la explotación de una antigua central de finales del siglo XIX que extraía agua del embalse (con una concesión de hasta 1.500 l/s), con objeto de controlar en todo momento su explotación y rentabilidad a la seguridad del abastecimiento a la población.

La producción media de ambas centrales asciende a 10.278 MWh de energía eléctrica (equivalente al de aproximadamente 3.000 hogares), con pequeñas variaciones anuales, ya que ambas centrales se encuentran en una de las zonas de mayor precipitación de toda la península.

La EDAR de Loiola dispone de una instalación de secado térmico de los lodos derivados del proceso de depuración de las aguas residuales, que requiere la aportación de una importante cantidad de energía calorífica. Para la generación



de ese calor se cuenta con una doble central de cogeneración que dispone de dos motores de biogás (generado en los propios digestores anaerobios de la depuradora) y tres de gas natural (que se obtiene de la red de distribución), cuyos gases de escape y fluido de refrigeración permiten el intercambio de calor con la instalación de secado térmico de lodos.

#### 4.2.2. Autosuficiencia energética

La actividad de generación de energía eléctrica permite, de una parte, la autosuficiencia energética mediante el uso de energías renovables o eficientes sin apenas afecciones al medio ambiente y, además, la comercialización adicional de un excedente de electricidad en el sistema eléctrico que permite reducir en parte los costes de explotación. La energía eléctrica producida en el periodo 2010-20 ha sido un 13% mayor que el consumo de todas las infraestructuras de abastecimiento y saneamiento (entre las que destacan la EDAR de Loiola, que consume el 66% de toda la energía eléctrica del sistema Añarbe, la ETAP de Petritegi, la presa y las distintas estaciones de bombeo de aguas potables y residuales).

<b>Producción</b>	MWh
Cogeneración	19.786
Hidroeléctrica	10.278
Fotovoltaica	122
<b>Total</b>	<b>30.186</b>

Tabla 1. Producción energía sistema Añarbe

<b>Consumo</b>	MWh
Saneamiento	21.939
Abastecimiento	4.724
Servicios generales	59
<b>Total</b>	<b>26.722</b>

Tabla 2. Consumo energía sistema Añarbe

## 5. CÁLCULOS

### 5.1. Volumen embalse inferior

Se procederá a calcular el caudal con el que será abastecido el embalse inferior, para así conocer sus dimensiones, por lo tanto habrá que analizar los caudales obligatorios y así obtener el restante.

Central hidroeléctrica	Empresa concesionaria	Rio	Q max turbinado (l/s)	Salto bruto (m)	Potencia (kW)	Estado
<b>Añarbe II</b>	Gestión de Centrales del Añarbe, S.L.	Añarbe	1.500	92	1.956	Explotación
<b>Añarbe, Pie de presa</b>	Central Hidroeléctrica de Añarbe, S.A	Añarbe	2.525	55	1.250	Explotación

Tabla 3. Centrales hidroeléctricas Añarbe

Como ya hemos visto anteriormente el caudal ecológico no deberá ser menor a 0,33 m<sup>3</sup>/s y el caudal de abastecimiento se situará entre 0,8 y 0,9 m<sup>3</sup>/s (800 y 900 l/s). Ambos son de carácter obligatorio por lo que el flujo deberá ser constante durante las 24 horas.

Obtenemos entonces el caudal sobrante que será turbinado para ser conducido al embalse inferior. Lo llamaremos Q<sub>e</sub>.

2.525 (l/s) es el caudal máximo turbinado por la central ubicada a pie de presa, que será la utilizada para la conducción hidráulica al futuro embalse.

$$2,525 \text{ m}^3/\text{s} = 0,9 \text{ m}^3/\text{s} + 0,33 \text{ m}^3/\text{s} + Q_e$$

$$Q_e = 1,295 \text{ m}^3/\text{s}$$

Consideramos entonces que durante 8h diurnas se turbinan el caudal máximo posible, cuando la tarifa es la más alta obteniendo un volumen de agua equivalente a  $37.296 \text{ m}^3$ . Este volumen tendrá que ser devuelto al embalse superior durante las horas nocturnas completando así el ciclo.

Por lo tanto el volumen mínimo que deberá tener el embalse inferior será de  $37500 \text{ m}^3$ , para así poder realizar las fases de bombeo durante el tiempo estipulado.

## 5.2. Desglose precio de la energía

Se obtiene la media de los precios mínimos y máximos para un periodo de tiempo determinado, en este caso de 5 años para tener datos más realistas sobre los mismos. Se han extraído de la página web del Operador del Mercado Iberico de Energía ([www.omie.es](http://www.omie.es)).

	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Media 5 años (2016-2020)	63,46	19,00

Tabla 4. Media precio máximo y mínimo de la electricidad

Como ya sabemos, las turbinas de la central hidroeléctrica a pie de presa tiene una potencia de 1.250 KW, siendo parcialmente destinada a cubrir la demanda eléctrica de las distintas instalaciones. Por lo tanto trabajaremos sobre suposiciones:

- Turbina trabajando las 24h para abastecer la demanda de caudal ecológico y la demanda de abastecimiento, a capacidad parcial, es decir, con un caudal de  $1,23 \text{ m}^3/\text{s}$ .
- Turbina trabajando 8 horas, llenando el embalse inferior y dejar que el embalse inferior se encargue del caudal ecológico y del caudal de

abastecimiento, a capacidad total, es decir, con un caudal máximo permitido 2,5 m<sup>3</sup>/s.

- Dado que hay que mantener un caudal constante para abastecer las demandas del caudal ecológico y abastecimiento, suponemos que la turbina está en funcionamiento también cuando bombeamos.

### 5.3. Cálculo potencia turbina

Para el cálculo de la potencia generada por la turbina nos apoyamos en la siguiente fórmula:

$$P_t = g * Q \text{ (m}^3\text{/s)} * h \text{ (m)} * \eta$$

Dónde:

- $g = 9,818 \text{ (m/s}^2\text{)}$
- $Q = \text{Caudal (m}^3\text{/s)}$
- $h = \text{altura neta (m)}$
- $\eta = \text{rendimiento de la turbina (se supondrá de 90\%)}$

Por lo tanto calculamos por un lado la potencia producida durante las 24h de funcionamiento, es decir, cuando la turbina está funcionando para cumplir con la demanda de caudal ecológico y abastecimiento.

Siendo este caudal necesario:

$$900 + 330 = 1.230 \text{ l/s} = 1,23 \text{ m}^3\text{/s}$$

La potencia generada será:

$$P = 9,81 * 1,23 * 55 * 0,9 = 597,28 \text{ KW}$$

Suponemos que el caudal que pasa a través de la turbina está limitado bien por el diámetro de la tubería de conducción o por la misma turbina, el cual recordamos que es 2,5 m<sup>3</sup>/s.

El caudal restante, que será utilizado para alimentar el embalse inferior, será:

$$Q_e = 1295 \text{ l/s} = 1,295 \text{ m}^3\text{/s}$$

Por lo tanto la potencia generada será:

$$P = 9,81 * 1,295 * 55 * 0,9 = 628,84 \text{ KW}$$

#### 5.4. Dimensionamiento de la instalación de bombeo

Trabajaremos con el volumen de agua adquirido anteriormente, que será 37.500 m<sup>3</sup>.

La potencia de la bomba tendrá que ser suficiente como para poder salvar la altura de la presa, es decir, la altura de coronación que es de 63,5 metros. Por esa razón la potencia mínima de la bomba tendrá que ser:

$$P = 9,81 * Q * (63,5 + hf) * 0,9$$

La propuesta del horario de trabajo de las bombas será el siguiente:

- Bombeo nocturno durante 6 horas, obteniendo un caudal de  $Q_1 = 1,736$  m<sup>3</sup>/s
- Bombeo nocturno durante 8 horas, con un caudal de  $Q_2 = 1,3$  m<sup>3</sup>/s

La tubería a presión supondremos que tendrá unos 70 m de longitud, al estar la bomba situada a pie de la presa. Partiremos de esa base para calcular las pérdidas de carga. El caudal que bombea vendrá limitado por el diámetro de la tubería de aspiración y de impulsión, se realizará un cálculo por lo tanto del diámetro necesario para bombear el caudal adecuado. Se utilizara la formula de Hazen - Williams para determinar las pérdidas de carga:

$$hf = 10.674 * \frac{Q^{1.852}}{C^{1.852} * D^{4.78}} * L$$

Donde:

- $hf$ : pérdida de carga o de energía (m)
- $Q$ : caudal (m<sup>3</sup>/s)
- $C$ : coeficiente de rugosidad (adimensional)
- $D$ : diámetro interno de la tubería (m)
- $L$ : longitud de la tubería (m)

Coeficiente de rugosidad absoluta de materiales para la expresión de Hazen-Williams:

Material	C
Asbesto cemento	140
Hierro galvanizado	120
Latón	130-140
Ladrillo de saneamiento	100
Plomo	130-140
Hierro fundido, nuevo	130
Plástico (PE, PVC)	140-150
Hierro fundido, 10 años de edad	107-113
Tubería lisa nueva	140
Hierro fundido, 20 años de edad	89-100
Acero nuevo	140-150
Hierro fundido, 30 años de edad	75-90
Acero	130
Hierro fundido, 40 años de edad	64-83
Cobre	130-140
Madera	120
Hierro dúctil	120
Hormigón	120-140

Tabla 5. Coeficiente rugosidad tuberías

En este caso se elegirá el material de hierro dúctil, debido a su durabilidad y resistencia y su capacidad de soportar grandes cargas. Además de su fácil instalación requiriendo normalmente menos apoyos que el resto de tuberías. Por lo tanto, en este caso el coeficiente de rugosidad será:

$$C = 120$$

Se supondrá la velocidad del agua 2 m/s para el dimensionamiento de la tubería a presión.

Por lo tanto, conociendo los dos caudales de los casos de estudio, procederemos a determinar el diámetro necesario para las tuberías.

$$d = \sqrt{\frac{4 * Q}{\pi * V}}$$

Donde:

- d = diámetro (m)
- Q = caudal (m<sup>3</sup>/s)
- V = velocidad del fluido (m/s)

Sustituyendo los caudales, nos quedarían unos diámetros de:

$D_1 = 1,05 \text{ m}$

$D_2 = 0,9 \text{ m}$

Diámetro nominal y precio unitario de las tuberías de fundición dúctil:

Código	Ud	Resumen	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
A04023	m	Tubería de fundición dúctil $\varnothing$ 1200 mm clase C25, colocada			
P13023	m	Tubo fundición $\varnothing$ 1200 mm clase C25 (p.o.)	1	737,42	737,42
O01035	h	Cuadrilla de colocación de tuberías	0,25	61,99	15,5
M01064	h	Retroexcavadora ruedas hidráulica 131/160 CV	0,3	64,87	19,46
P29005	m	Prueba de presión de tubería diámetro $\varnothing \geq 800$ mm	1	12,88	12,88
%2.5CI	%	Costes indirectos 2,5%	7,8526	2,5	19,63
%4.0GG	%	Gastos generales 4,0%	8,0489	4	32,2

Tabla 6. Resumen costes tubería (Grupotragsa.es)

Código	Ud	Resumen	Rendimiento	Precio Unitario	Importe
A04022	m	Tubería de fundición dúctil $\varnothing$ 1000 mm clase C25, colocada			
P13022	m	Tubo fundición $\varnothing$ 1000 mm clase C25 (p.o.)	1	419,54	419,54
O01035	h	Cuadrilla de colocación de tuberías	0,25	61,99	15,5
M01064	h	Retroexcavadora ruedas hidráulica 131/160 CV	0,3	64,87	19,46
P29005	m	Prueba de presión de tubería diámetro $\varnothing \geq 800$ mm	1	12,88	12,88
%2.5CI	%	Costes indirectos 2,5%	4,6738	2,5	11,68
%4.0GG	%	Gastos generales 4,0%	4,7906	4	19,16

Tabla 7. Resumen costes tubería (Grupotragsa.es)

Datos extraídos de la página web [Grupotragsa.es](http://Grupotragsa.es)

$D_1$  = diámetro comercial será de 1,2 m

$D_2$  = diámetro comercial será de 1 m

Podemos conocer entonces las pérdidas de carga generadas por la conducción de bombeo.

$$hf_1 = 0,12 \text{ m}$$

$$hf_2 = 0,17 \text{ m}$$

Ambos datos podrían ser despreciables ya que no afectarán demasiado para el cálculo de la potencia de la bomba, aún y todo se tomarán en cuenta.

Sustituyendo nos queda:

$$Pt_1 = 975 \text{ KW}$$

$$Pt_2 = 730 \text{ KW}$$

Se seleccionará una bomba centrífuga para que pueda satisfacer la demanda de agua que haría falta.

### **5.5. Desglose de costes de construcción**

En el presente estudio se producirán las siguientes construcciones e instalaciones:

- Depósito inferior situado a pie de presa, dotado con capacidad suficiente para bombear durante las horas propuestas.
- Instalaciones del grupo de bombeo, compuesto por la propia bomba y los propios elementos de conducción del agua, como la tubería de aspiración y la tubería de impulsión.

Previo a la construcción del depósito inferior habrá que adecuar la zona. Para ello se tendrá que despejar y desbrozar el terreno con la consecuente retirada de material vegetal, y realizar un movimiento de tierras en consecuencia al volumen de material a retirar.

A continuación se procederá a hormigonar el perímetro de todo el volumen excavado. Suponemos una anchura equivalente a 20 cm.





**Ilustración 9. Propuesta de ubicación del embalse inferior**

Podemos observar una posible ubicación del depósito inferior, cuyas dimensiones serán de 50 m \* 100 m \* 7,5 m. El lugar seleccionado quizás no sea el mejor pero continuaremos el estudio con la selección realizada. Están señaladas en el mapa las cotas sobre el nivel del mar de los 4 vértices que delimitan el perímetro del mismo, cuya profundidad será de 7,5 m.

Realizando unos cálculos mediante prismoides obtenemos un resultado de 131834 m<sup>3</sup> a excavar. Por lo tanto, estimaremos un presupuesto total de la obra.

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Coste (€)
Desbroce y limpieza del terreno	m <sup>2</sup>	5.000	1,28	6.400
Excavación en cualquier tipo de terreno	m <sup>3</sup>	131.834	8,37	1.103.450,58
Hormigonado	m <sup>2</sup>	450	87	39.150
Conducción de tubería de bombeo (d 1.000mm)	m	70	498,22	34.875,4
Grupo de bombeo, incluyendo las válvulas, sistema eléctrico y motor.		1	750000	750.000
<b>Total</b>				<b>1.933.875,98</b>

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Coste (€)
Desbroce y limpieza del terreno	m <sup>2</sup>	5.000	1,28	6.400
Excavación en cualquier tipo de terreno	m <sup>3</sup>	131.834	8,37	1.103.450,58
Hormigonado	m <sup>2</sup>	450	87	39150
Conducción de tubería de bombeo (d 1200mm)	m	70	837,09	58.596,3
Grupo de bombeo, incluyendo las válvulas, sistema eléctrico y motor.		1	850.000	850.000
<b>Total</b>				<b>2.057.596,88</b>

**Tabla 8. Desglose de presupuesto**

La estimación del presupuesto variará debido a la diferencia del precio del grupo de bombeo y la diferencia de precio de las tuberías.

## 5.6. Estudio económico

Un aprovechamiento hidroeléctrico se trata de un proyecto de inversión el que exige pagos durante su vida y proporciona beneficios también a lo largo de este periodo.

Mediante el análisis económico observaremos si el proyecto es rentable, o por el contrario no es viable.

Se supone un gasto de mantenimiento y explotación equivalente al 5% de la inversión inicial. El proyecto tendrá una vida útil de 25 años.

Para el estudio de viabilidad utilizaremos el marcador CAE (coste anual equivalente). El CAE es utilizado en la evaluación de proyectos de inversión y corresponde a todos los ingresos y desembolsos convertidos en una cantidad anual uniforme equivalente que es la misma cada período.

Para ello suponemos un interés del 5%.

Inversion	Vida Util	Interés	Coste	CAE	Mantenimiento y explotación	Coste anual total
Total instalaciones y obra bombeando 6 horas	25	5%	€ 2.057.596,88	€ (145.991,55)	€ 102.879,84	€ (248.871,40)
Total instalaciones y obra bombeando 8 horas	25	5%	€ 1.933.875,98	€ (137.213,25)	€ 96.693,80	€ (233.907,05)

Tabla 9. Desglose de CAE

Calcularemos lo ingresos y gastos producidos por la venta de energía:

Venta de energía diurna:

$$628,84 \text{ KW} * 8 \text{ h} * 365 \text{ dias} * 0,9 = 1.652.591,52 \text{ KWh} / \text{año}$$

A un precio de 63,46 € /MWh, los ingresos serían:

$$1.652,591 \text{ MWh} / \text{año} * 63,46 \text{ €/MWh} = 104.873,45 \text{ €/año}$$

El precio anual de compra de la energía ascenderá a:

$$975 \text{ KW} * 6 \text{ h} * 365 \text{ días} * 0,9 = 1.921.725 \text{ KWh/año}$$

$$730 \text{ KW} * 8 \text{ h} * 365 \text{ días} * 0,9 = 1.918.440 \text{ KWh/año}$$

Teniendo un precio de 19 €/MWh, los gastos por bombeo serian:

$$1.921,725 \text{ MWh/año} * 19 = 36.512 \text{ €} / \text{año}$$

$$1.918,440 \text{ MWh/año} * 19 = 36.450 \text{ €} / \text{año}$$

A ello aplicaremos el coste del CO<sub>2</sub> generado por el consumo eléctrico derivado del bombeo. Observamos que 1 KWh equivale a 0,41 kg de CO<sub>2</sub> equivalente, y el precio de las emisiones no deja de ascender, situándose actualmente, a junio de 2021, a 44,35 €/tn.

Por lo tanto, debido a la energía necesaria para el bombeo, se generaría un equivalente a 787.907,25 kg de CO<sub>2</sub> anuales. Por lo tanto supondría un coste de 34.943,7 €/ año. (Datos obtenidos de las páginas web (<https://www.sendeco2.com>) y (<https://www.ceroco2.org>)).

El coste de las emisiones sería en ambos casos:

$$\text{Propuesta 1: } 1.921,725 * 10^3 * 0,41 * 44,35 * 10^{-3} = 34.943,7 \text{ € / año}$$

$$\text{Propuesta 2: } 1.918,440 * 10^3 * 0,41 * 44,35 * 10^{-3} = 34.884 \text{ € / año}$$

Por otro lado también se ahorran emisiones, a la hora de generar energía con la turbina, por lo tanto:

$$1.652,59152 \text{ KWh / año} * 0,41 * 44,35 = 30.050 \text{ € / año}$$

## 6. RESULTADOS

Obtenemos un cómputo de energía negativo, al generar menos cantidad de energía de la consumida:

- Generada: 628,84 KW (solamente se tiene en cuenta la generación durante las horas de venta de dicha energía) .
- Consumida: 975 KW ó 730 KW.

	Nº horas funcionamiento	Caudal (m3/s)	Diámetro (m)	Diámetro comercial (m)	Pérdidas de carga (mca)
<b>Propuesta 1</b>	6	1,736	1,05	1,2	0,12
<b>Propuesta 2</b>	8	1,3	0,9	1	0,17

Tabla 10. Desglose de propuestas

	Costes				Beneficios		Balance
	Precio Potencia (bomba)	CAE	Mantenimiento y explotación	Emisiones producidas	Precio Potencia (turbina)	Emisiones ahorradas	
<b>Propuesta 1</b>	€ 36.512,00	€ 145.991,55	€ 102.879,84	€ 34.943,70	€ 104.873,45	€ 30.050,00	-185.403,64 €
<b>Propuesta 2</b>	€ 36.450,00	€ 137.213,25	€ 96.693,80	€ 34.884,00	€ 104.873,45	€ 30.050,00	-170.317,60 €

Tabla 11. Balance económico

Obtenemos un balance anual negativo, teniendo en cuenta los factores indicados previamente. Podemos observar que la primera propuesta genera

incluso más pérdidas que segunda, debido a las dimensiones de las tuberías, y al coste adicional del grupo de bombeo, que tendrá que tener más potencia al estar obligado a bombear más caudal.

### 6.1. Análisis de sensibilidad

Hemos realizado una suposición, rebajando el tipo de interés hasta el 1% para analizar si de esta manera el proyecto podría ser viable económicamente.

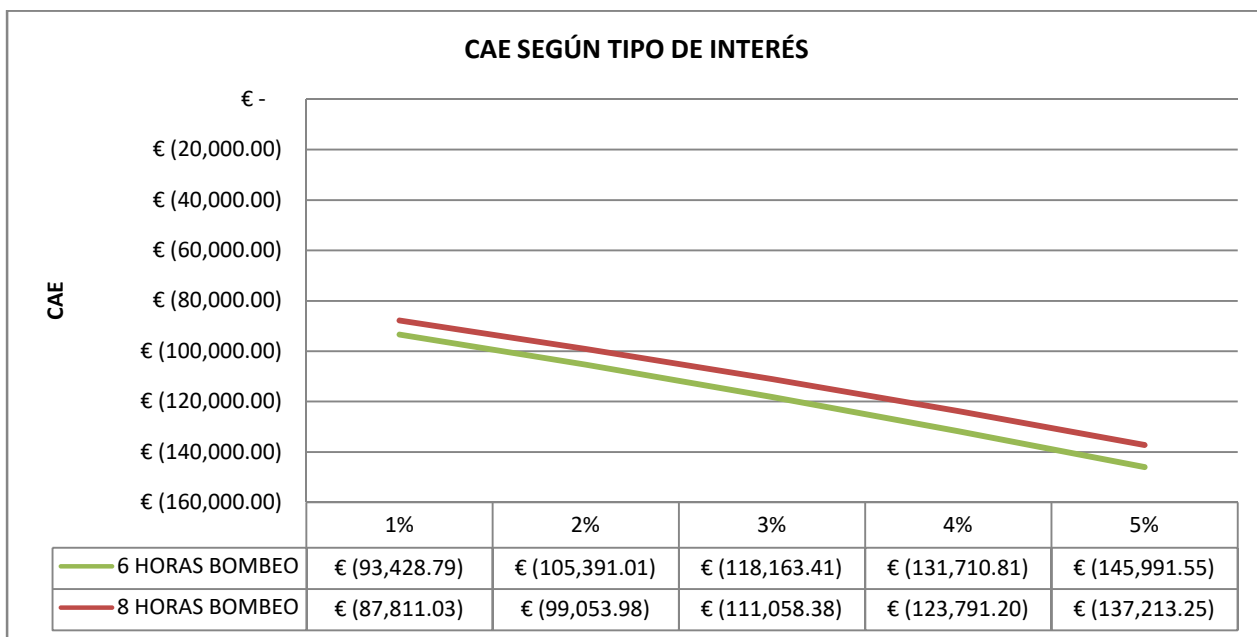


Ilustración 10. CAE según tipo de interés

Pero de ninguna de las maneras obtenemos un balance económico positivo.

Otra de las posibles alternativas sería financiar los costes de la inversión del proyecto mediante la venta de la energía que genera todo el sistema Añarbe. Como ya hemos visto, mediante las plantas de cogeneración, fotovoltaica e hidroeléctrica, la producción energética anual asciende a 30.186 MWh. Siendo el consumo de todas sus instalaciones igual a 26.722 MWh, posicionándose en un superávit energético, obteniendo un resultado positivo total igual a 3.464 MWh.

## 7. CONCLUSIÓN

Las centrales hidroeléctricas de bombeo son proyectos de inversión, que como ya hemos visto pueden ser rentables económicamente, o no. Habría que adoptar otras medidas diferentes para poder amortizar el coste de la construcción y del mantenimiento de las instalaciones. Aun y todo, dado el incesante incremento de demanda eléctrica, es una alternativa más de producción de energía sostenible. La combinación de las centrales de bombeo con otro tipo de plantas de generación, como por ejemplo la eólica, podría rentabilizar la inversión.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

- APÉNDICE VI.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN, *Parte española de la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Oriental. Ámbito de competencias del Estado (Junio 2013)*
- Plan de energías renovables en España 2005-2010 *Capítulo 3.2.*
- Memoria de TFM “Operación óptima combinada de un parque eólico y una central de bombeo” *Sandra Martínez Mariño (Junio 2016)*
- Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro *Capítulo 2: Centrales Hidráulicas de Bombeo*
- Memoria PLAN HIDROLÓGICO PARTE ESPAÑOLA DE LA DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA DEL CANTÁBRICO ORIENTAL REVISIÓN 2015-2021
- “Centrales de generación de energía eléctrica” *universidad de Cantabria*
- “La generación de energía hidroeléctrica” José M<sup>a</sup> Marcos Fano, *anuales de mecánica y electricidad, (enero – febrero 2006)*
- Manual de energías renovables “Minicentrales hidroeléctricas” (Octubre 2006)
- “TFM Anteproyecto de la Central Reversible de Zújar”, *Arrate Estibaliz Rodríguez Barrón, (2015-2016)*
- Análisis de la precipitación en el País Vasco en el periodo 1996-2001 mediante reconstrucción espacial, *Moncho et al.*
- Directiva Marco del Agua 2000/60/CE. Informe relativo a los artículos 5 y 6 *Demarcación de las Cuencas Internas del País Vasco*
- Observatorio de coyuntura energética, *Consumo de energía en el País Vasco, Ente Vasco de la energía*
- El almacenamiento hidráulico: Centrales reversibles. *Baldomero Navalón (Octubre 2020)*
- Mini hidráulica en el País Vasco, *EVE (Ente Vasco de la Energía)*
- [www.Agasa.eus](http://www.Agasa.eus)

## 9. ANEJOS

U.H.	Nº Centrales	Potencia instalada	Caudal Concesional (l/s)	Producción media anual kWh	Volumen medio anual turbinado (m3/año)	Volumen anual turbinado considerado (m3/año)
AGÜERA	0	-	-	-	-	-
ARAKIL	1	967	715	3.032	9.150.169	9.150.169
ARTIBAI	2	313	3.400	597	43.894.974	33.784.745
BAIA	0	-	-	-	-	-
BARBADUN	0	-	-	-	-	-
BIDASOA	2	2.001	940	5.598	14.960.970	14.960.970
BUTROE	0	-	-	-	-	-
KARRANTZA	0	-	-	-	-	-
DEBA	15	7.806	39.928	28.926	515.481.915	503.197.155
EBRO	5	10.083	330.000	44.388	4.587.433.104	4.297.422.910
EGA	1	440	1.500	1.510	9.113.955	7.044.337
IBAIZABAL	28	8.802	114.265	27.316	1.020.023.892	847.081.118
INGLARES	1	480	1.000	2.310	6.383.331	6.383.331
LEA	0	-	-	-	-	-
OIARTZUN	2	751	680	1.711	5.897.730	6.424.025
OKA	0	-	-	-	-	-
OMECILLO	2	116	2.750	581	38.228.609	38.228.609
ORIA	27	16.505	75.612	65.981	835.958.002	806.272.084
PURON	0	-	-	-	-	-
UROLA	12	2.125	11.375	6.089	190.551.899	154.357.087
URUMEA	7	3.684	25.825	15.204	348.271.865	365.387.180
ZADORRA	4	84.426	37.700	108.526	224.470.682	224.470.682
TOTAL CAPV	109	138.500	645.690	311.768	7.849.821.097	7.314.164.403

Tabla 12. Potencia generada en cada unidad hidrológica del País Vasco

<b>Unidad Hidrológica</b>	<b>Superficie (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Precipitación (mm)</b>	<b>ETR (mm)</b>	<b>Aportación (mm)</b>	<b>Aportación (hm<sup>3</sup>)</b>	<b>Coef. de escorrentía</b>
<b>Bidasoa</b>	64,71	1.895	668	1.167	75,5	0,62
<b>Oiartzun</b>	85,78	1.775	693	1.076	92,3	0,61
<b>Urumea</b>	290,8	1.967	521,5	1.411	410,2	0,72
<b>Oria</b>	899,35	1.642	751,6	890	800,3	0,54
<b>Urola</b>	342,21	1.486	728,2	761	260,5	0,51
<b>Deba</b>	537,46	1.552	724,6	821	441	0,53
<b>Artibai</b>	104,46	1.456	660,4	843	88,1	0,58
<b>Lea</b>	111,64	1.726	870,3	716	79,9	0,41
<b>Oka</b>	208,82	1.563	765	718	150	0,46
<b>Butroe</b>	211,51	1.584	772,9	813	172	0,51
<b>Ibaizabal</b>	1.798,94	1.379	693,3	651	1.171,30	0,47
<b>Barbadun</b>	123,25	1.448	728,6	678	83,6	0,47
<b>Agüera</b>	149,85	1.117	533,9	533	79,9	0,48
<b>Karrantza</b>	151,7	1.243	636,1	606	92	0,49
<b>Omecillo</b>	351,95	798	526,6	244	86	0,31
<b>Baia</b>	324,34	1.324	695,6	535	173,6	0,4
<b>Zadorra</b>	1.358,13	930	574,5	367	498,6	0,39
<b>Jugalez (Inglares)</b>	98,57	830	617,6	177	17,4	0,21
<b>Ega</b>	578,52	983	625,6	308	178,2	0,31
<b>Arakil</b>	72,75	1.378	648,2	730	53,1	0,53
<b>Ebro</b>	300,19	716	525,3	162	48,7	0,23

**Tabla 13. Datos sobre las diferentes unidades hidrológicas**



	Total	Carbón y derivados	Derivados del petróleo	Gas natural	Energías derivadas	Energías renovables	Energía eléctrica
2000	<b>5001</b>	188	2.060	1.050	138	208	1.357
2001	<b>5042</b>	177	1.993	1.139	131	197	1.406
2002	<b>5120</b>	157	2.015	1.141	153	215	1.439
2003	<b>5330</b>	165	2.035	1.299	155	214	1.462
2004	<b>5574</b>	165	2.094	1.335	155	258	1.566
2005	<b>5512</b>	153	2.170	1.262	152	228	1.548
2006	<b>5596</b>	160	2.190	1.251	134	243	1.619
2007	<b>5746</b>	122	2.272	1.279	137	286	1.650
2008	<b>5756</b>	76	2.254	1.377	162	277	1.609
2009	<b>5259</b>	57	2.089	1.274	150	293	1.396
2010	<b>5360</b>	65	2.012	1.345	133	340	1.464
2011	<b>5178</b>	59	1.936	1.445	1	319	1.419
2012	<b>5132</b>	51	2.017	1.445	1	303	1.317
2013	<b>5049</b>	47	2.004	1.418	15	273	1.292
2014	<b>4983</b>	45	2.056	1.325	16	263	1.279
2015	<b>5034</b>	45	2.134	1.289	20	262	1.289
2016	<b>5008</b>	31	2.214	1.233	18	293	1.220
2017	<b>5284</b>	37	2.323	1.326	16	342	1.240
2018	<b>5051</b>	24	2.306	1.061	16	395	1.251
2019	<b>4989</b>	23	2.285	1.030	20	410	1.221

Tabla 14. Energía generada País Vasco (GWh)

Energía		
Año	Producción	Consumo
2010	30.118	26.546
2011	30.807	26.580
2012	34.099	27.374
2013	36.540	27.869
2014	33.210	26.937
2015	15.446	25.616
2016	28.046	26.293
2017	30.370	25.449
2018	30.686	26.460
2019	31.826	26.874
2020	30.894	27.935

Tabla 15. Producción y consumo de energía sistema Añarbe(KWh)

<b>Central hidroeléctrica</b>	<b>Empresa concesionaria</b>	<b>Rio</b>	<b>Q max turbinado (l/s)</b>	<b>Salto bruto (m)</b>	<b>Potencia (kW)</b>	<b>Estado</b>
Añarbe II	Gestión de Centrales del Añarbe, S.L.	Añarbe	1.500	92	1.956	Explotación
Añarbe, Pie de presa	Central Hidroeléctrica de Añarbe, S.A	Añarbe	2.525	55	1.250	Explotación
Arrambide	Iberdrola, S.A.	Urumea	2.830	40	1.125	Explotación
Arrambide II	Ciener, S.A.	Urumea	8.000	10	480	Explotación
Berdabio	Berdabio, S.A	Añarbe y afluentes	1.500	61	850	Explotación
Biyak Bat (Papelería Zikuñaga)	Papelería Guipuzcoana Zikuñaga	Urumea	6.000	5	105	Explotación
Ereñozu (Rentería)	Central Hidroeléctrica de Rentería, S.A.	Urumea	4.000	7	200	Explotación
Fagollaga	Fagollaga, S.A.	Urumea	4.500	6	121	Explotación
Goizueta	Corporación Hidroeléctrica de Navarra S.A.	Urumea	2.700	68		Explotación
Lastaola	Anticorrosión, S.A.	Urumea	4.000	5	190	Inactiva
Leiza	Iberdrola	Urumea	800	156	1720	Explotación
Mendaraz	Iberdrola, S.A.	Urumea	4.000	16	450	Extinguida la concesión el 8 de abril de 2009
Oquilegui	Berdabio, S.A	Añarbe	1.500	22	257	Explotación
Pikoaga	Iberdrola	Urumea	4.400	17	650	Explotación
Santiago	Iberdrola, S.A.	Urumea	5.800	21	666	Explotación
Zumarresta	Iberdrola Generación, S.A.	Urumea	420	197	3.050	Explotación

**Tabla 16. Centrales hidroeléctricas en el río Urumea**

Año 2016

Mes	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	66,71	2,3
Febrero	57	2,3
Marzo	59,81	4,5
Abril	58	4
Mayo	43,51	2,3
Junio	49,98	16
Julio	50,73	25,29
Agosto	48,95	25,97
Septiembre	53,66	27,5
Octubre	69,88	30
Noviembre	73,87	10,88
Diciembre	75,5	35,2

Media anual	58,97	15,52
----------------	-------	-------

Tabla 17. Precio máximo y mínimo energía año 2016

Año 2017

Mes	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	101,99	40,8
Febrero	79,11	8
Marzo	61,05	12
Abril	59,58	2,3
Mayo	57,15	25,43
Junio	60,15	37,47
Julio	58,62	37,12
Agosto	56,05	28
Septiembre	59,69	33,25
Octubre	71,42	23,85
Noviembre	79,62	23,86
Diciembre	90	5

Media anual	69,54	23,09
----------------	-------	-------

Tabla 18. Precio máximo y mínimo energía año 2017

Año 2018

Mes	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	77,71	2,06
Febrero	74,15	35,75
Marzo	70	2,3
Abril	75	5
Mayo	67,67	15
Junio	66,26	41,58
Julio	69,3	49,83
Agosto	76,75	47,05
Septiembre	81,82	47,9
Octubre	84,13	33
Noviembre	75,56	34,38
Diciembre	71,97	45,15

Media anual	74,19	29,92
-------------	-------	-------

Tabla 20. Precio máximo y mínimo energía año 2020

Año 2019

Mes	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	74,74	19,74
Febrero	70,66	15,6
Marzo	61,41	3,52
Abril	62,48	5
Mayo	60	20
Junio	59,21	26,73
Julio	60,1	39,1
Agosto	53,84	32
Septiembre	56,86	25
Octubre	61,5	24,27
Noviembre	65,64	5,95
Diciembre	64,26	0,03

Media anual	62,56	18,08
-------------	-------	-------

Tabla 19. Precio máximo y mínimo energía año 2019

Año 2020

Mes	Precio Máximo (€/MWh)	Precio mínimo (€/MWh)
Enero	62,48	14
Febrero	50,77	5,1
Marzo	48,28	5,64
Abril	31,01	1,95
Mayo	36,19	1,02
Junio	42,09	10,64
Julio	46,15	18,5
Agosto	55,69	20
Septiembre	61,14	12
Octubre	59,3	1,95
Noviembre	62,38	8
Diciembre	68,9	1,95

Media anual	52,03	8,40
----------------	-------	------

Tabla 21. Precio máximo y mínimo energía año 2020