



Trabajo final de máster

Estudio de viabilidad de minicentral hidroeléctrica en el embalse de Urrunaga en Legutio (Álava)

Valencia, septiembre de 2017

TITULACIÓN: Máster en Ingeniería de Caminos,
Canales y Puertos

Curso: 2016/17

AUTOR: Iturain Barron, Garazi

TUTOR: Solera Solera, Abel

COTUTOR: Navarro Torrijos, José



Índice

MEMORIA

1. Introducción	4
2. Antecedentes.....	5
3. Topografía	7
3.1. Análisis del terreno	7
3.1.1. Mapa topográfico.....	7
3.1.2. Mapa geológico	7
3.1.3. Mapa geotécnico general.....	9
3.2. Determinación salto bruto	10
4. Evaluación de los recursos hidráulicos	12
4.1. Aportaciones.....	12
4.2. Distribución anual	13
4.3. Curva de caudales clasificados.....	14
4.4. Determinación caudal de equipamiento	16
5. Estudio de soluciones.....	17
5.1. Localización.....	17
5.2. Toma de agua	17
5.3. Número de turbinas	19
5.4. Tipo de turbina.....	19
5.4.1. Turbina Francis.....	20
5.4.2. Turbina Kaplan	22
6. Justificación solución adoptada	23
7. Definición del aprovechamiento	26
7.1. Determinación salto neto	26
7.1.1. Pérdida de carga por fricción	26
7.1.2. Pérdidas en la rejilla de limpieza.....	26
7.1.3. Pérdidas de carga por curvaturas	27
7.1.4. Pérdidas de carga a través de válvulas	28
7.2. Estructura hidráulica	29
7.2.1. Sifón	29
7.2.2. Tubería forzada	30
7.2.3. Bifurcación.....	33
7.2.4. Apoyos y bloques de anclaje	35



7.2.5.	Canal de descarga	35
7.3.	Equipo electromecánico.....	36
7.3.1.	Determinación potencia instalada	36
7.3.2.	Turbina	37
7.3.3.	Cámara espiral	38
7.3.4.	Multiplicador	39
7.3.5.	Generador	39
7.3.6.	Transformador	39
7.3.7.	Casa de máquinas.....	40
8.	Procedimientos administrativos	42
8.1.	Aspectos técnicos.....	42
8.2.	Aspectos relativos a procedimientos administrativos	43
8.3.	Aspectos medioambientales	43
9.	Estudio económico	45
9.1.	Indicadores.....	45
9.1.1.	Índice de potencia	45
9.1.2.	Índice de energía.....	45
9.2.	Análisis de la rentabilidad de la central.....	46
9.2.1.	Valor Actual Neto (VAN)	47
9.2.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	47
9.3.	Estudio de viabilidad económica.....	47
9.3.1.	Ingresos.....	47
9.3.2.	Gastos.....	48
9.3.3.	Balance económico	48
10.	Estudio de impacto ambiental	50
10.1.	Base legal	50
10.1.1.	Legislación Europea.....	50
10.1.2.	Legislación estatal.....	50
10.1.3.	Legislación autonómica del País Vasco	50
10.2.	Identificación de impactos	51
10.2.1.	Medio físico.....	51
10.2.2.	Medio biótico.....	52
10.2.3.	Medio perceptual: paisaje	55
10.2.4.	Medio socioeconómico y cultural.....	56
10.3.	Valoración de impactos	56



10.4.	Medidas y acciones correctoras	57
10.5.	Programa de vigilancia ambiental	59
10.5.1.	Fase de proyecto	60
10.5.2.	Fase de construcción	60
10.5.3.	Fase de explotación.....	60
11.	Conclusiones.....	61

DOCUMENTOS ADICIONALES

- Anejo 1 – Base de datos embalse
- Anejo 2 – Planos
- Anejo 3 – Presupuesto
- Anejo 4 – Fotografías visita de campo



1. Introducción

El objeto del presente estudio es realizar un análisis para la implantación de una minicentral hidroeléctrica en los embalses del Zadorra, situado en la provincia de Álava. Se trata de un estudio de viabilidad técnica, económica y medioambiental, que servirá para decidir si es posible construir la central, o por el contrario, es un proyecto inviable. Además, se analizarán diferentes soluciones para poder escoger la solución óptima.

El objetivo de la central es aprovechar la energía potencial que el agua embalsada tiene, y convertirla en energía eléctrica para después venderla. Para ello se diseñará una central de pequeña potencia que cumpla con los requisitos de viabilidad.

Puesto que los problemas relacionados con el medio ambiente y la carencia de recursos energéticos es un tema que está muy presente en la actualidad, la motivación del proyecto reside en poder promover la industria hidroeléctrica que actualmente está tomando fuerza. La energía hidráulica es un recurso cuya tecnología lleva muchos años en marcha y está muy avanzada. La transformación de energía tiene una eficiencia elevada, y pese a que no pueda utilizarse de manera masiva ya que la instalación de centrales es complicada y tiene un coste elevado, es una solución muy recomendable para demandas de energías medianas.



2. Antecedentes

La construcción de dos embalses en la cuenca del Zadorra fue un proyecto largamente buscado por Altos Hornos de Vizcaya, cuya realización se vio sucesivamente postergada. En 1945 adquirió la concesión del aprovechamiento de las aguas del río Zadorra y sus afluentes Zayas, Anguelu y Arlabán y, en 1947, constituía en Bilbao la Sociedad Aguas y Saltos del Zadorra, S. A. En 1957 AHV llegó a un acuerdo con Iberdrola para que fuera esta empresa quien produjera y distribuyera la electricidad, aunque dando servicio preferente a AHV en períodos de restricciones.

Se construyeron dos embalses reguladores, en Urrunaga, sobre el río Santa Engracia, afluente del Zadorra, y en Ullibarri Gamboa, sobre el propio río Zadorra. Ambos se encuentran enlazados mediante una galería forzada con el fin de mantener el mismo nivel. La galería tiene 3.549 m de longitud y el caudal de agua varía entre 8 y hasta 15 m³/s.

La presa de Urrunaga es de planta recta de 455 m de longitud, 26 de altura y contrafuertes. Dispone de aliviadero de superficie de cinco compuertas metálicas. Para cerrar el embalse, se construyó cerca de Legutiano un dique de contrafuertes de 610 m de altura y 14 m de longitud. Las aguas del embalse se destinan principalmente al abastecimiento de Bilbao, pero también al aprovechamiento hidroeléctrico. El embalse tiene una extensión de 869 ha en su máximo nivel normal, una capacidad total de 72 hm³ y 67 hm³ de capacidad útil. La profundidad media es de 8,2 m, mientras que la profundidad máxima es de 24,5 m.

De este embalse arranca la galería forzada principal por la que se trasvasa el agua, a través del salto de Barazar, hasta la central subterránea de Undurruga. La central de Barazar se encuentra en el río Arratia (afluente del río Nervión) y tiene una potencia instalada de 84 MW, un caudal nominal de turbinación de 30 m³ /s y un salto bruto máximo de 328,60 m a embalse lleno. Tiene instalados dos grupos generadores, compuestos cada uno de una turbina Francis de 48.500 HP de potencia nominal a 500 revoluciones por minuto, con un consumo a plena carga de 11,85 m³/s. También se montó un grupo auxiliar con una turbina Pelton con alternador de 1.000 kVA.

La presa de Ullibarri Gamboa, en Arrazua Ubarrundia, es también de planta recta. Tiene una longitud de 530 m y una altura de 32, contrafuertes de cabeza redonda y un aliviadero de siete compuertas. El embalse abastece de agua a los municipios de Vitoria y Bilbao. El agua para el abastecimiento de Vitoria se bombea desde un emplazamiento en el margen derecho próximo a la presa. Existen cinco bombas



capaces de bombear un caudal de $1,2 \text{ m}^3 / \text{s}$, aunque la concesión es de $0,8 \text{ m}^3 / \text{s}$; el caudal medio que se bombea es de unos $68.500 \text{ m}^3 / \text{día}$. También se realiza producción de electricidad para servicios auxiliares de la propia presa, en una central instalada bajo la presa. Por la toma hidroeléctrica se sueltan hasta $0,85 \text{ m}^3 / \text{s}$ que es la capacidad máxima de turbinación del grupo generador. Esta agua se restituye al río, el cual tiene un caudal ecológico variable entre 375 L/s (invierno) y 675 L/s (verano).

En ambos casos, para proteger de la erosión del agua vertida por los aliviaderos durante las avenidas, se construyeron sendos “contra-azudes” limitados lateralmente por muros de fábrica. Las presas se construyeron con hormigón en masa que se revistió con sillares de caliza. La construcción de estos embalses fue una de las obras más importantes de ingeniería hidráulica acometida en la Comunidad Autónoma Vasca, más tarde nombrada patrimonio industrial del País Vasco. El 20 de abril de 1958 se llenaron íntegramente ambos embalses.

El proyecto de la nueva central se implantaría en el caso de que la concesión de aprovechamiento de las aguas del Zadorra que la central subterránea de Barazar tiene expirarse y no llegara a renovarse. Esta situación daría la oportunidad de tener la regularidad de un caudal elevado a la salida del embalse sin crear ningún impacto significativo sobre el nivel del agua en el mismo. De este modo, se aprovecharían dichos caudales de vertido estableciendo una minicentral a pie de presa en Urrunaga.



Figura 1. Localización



3. Topografía

Para describir el tipo de suelo y sus características se realiza un análisis topográfico de la zona donde se realizarían las obras, ya que estarán condicionadas por la orografía y la capacidad portante del suelo.

3.1. Análisis del terreno

Para conocer y poder analizar la forma y los materiales del terreno se han obtenido los siguientes mapas:

3.1.1. Mapa topográfico

«© Instituto Geográfico Nacional» Mapa 1:25.000 Iberpix2



Figura 2. Planta

Los cimientos de la presa de Urrunaga se encuentran a una cota aproximada de 522 metros sobre el nivel del agua. Los lados de la presa se encuentran apoyados sobre dos laderas, con una pendiente pronunciada en el caso del lado izquierdo y más tendido el lado derecho. La parte frontal de la presa es un terreno caracterizado por una gran llanura, y se considera adecuado para las obras respecto a la topografía.

3.1.2. Mapa geológico

«© Instituto Geológico y Minero de España», MAGNA50_112

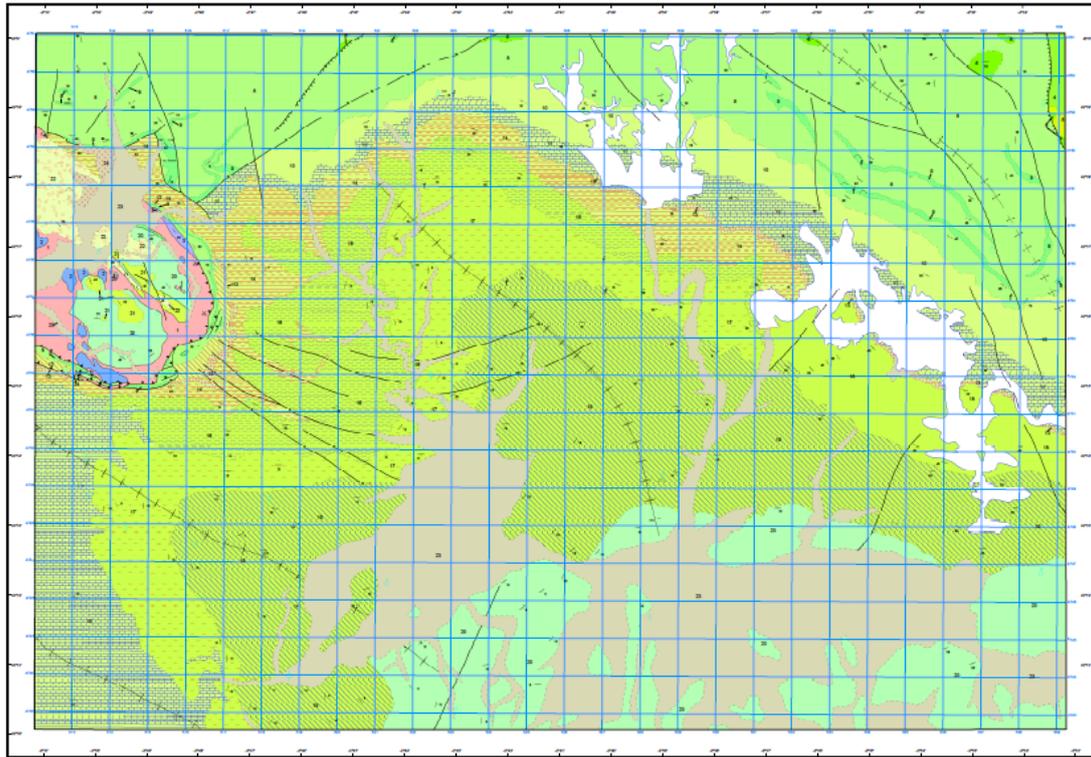


Figura 3. Mapa geológico zona de estudio

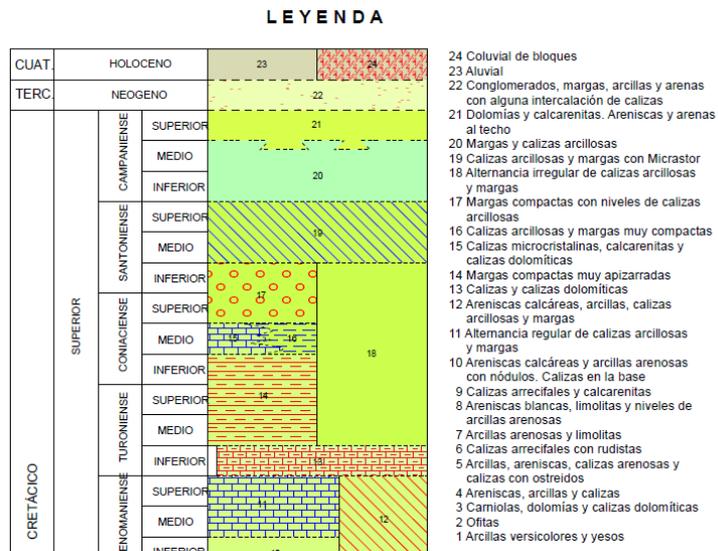


Figura 4. Leyenda mapa geológico

Como indica la leyenda del mapa, la zona donde se implantará la central está compuesta por margas compactas muy apizarradas, es decir, un terreno formado por roca sedimentaria compuesta principalmente por calcita y arcillas, con un predominio de la calcita; posiblemente afectado por los terrenos de alrededor, compuestos por calizas y calizas dolomíticas. Terreno rocoso, con un alto nivel de compacidad.



3.1.3. Mapa geotécnico general

« © Instituto Geológico y Minero de España », Geotécnico 200k Bilbao

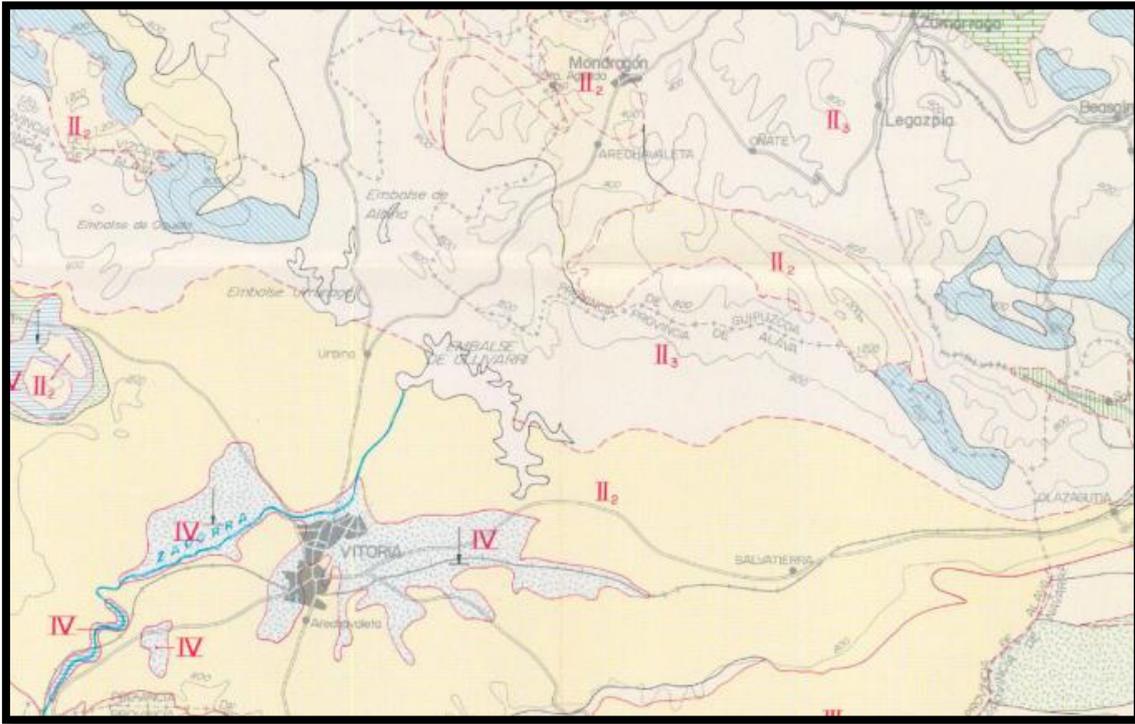


Figura 5. Mapa geotécnico zona de estudio

II	MESOZOICO TECTONIZADO	II ₁	Esta Área está constituida por pequeños afloramientos de formaciones Karur, estas formaciones aparecen localmente cubiertas por un sustrato arenoso de potencia variable. Corresponde a zonas deprimidas y lógicamente está formada por arcillas, margas oligocenas, yesos y sal gema. Sus materiales son impermeables con drenaje deficiente y sus características mecánicas no son favorables.	CONDICIONES CONSTRUCTIVAS					
		II ₂	El Área está constituida por una serie calizo-margosa, en la que se incluyen calizas arenolías masivas, dolomas, calizas margosas y margas. Su morfología es variable y sus materiales se consideran anómalos. El drenaje es bueno en sus zonas calizas y deficiente en las margosas. Sus condiciones mecánicas son favorables.	Muy favorables		C. CONSTRUCTIVAS FAVORABLES			
		III ₁	El Área está constituida por una serie de calizas de variedad marneosa y granulométrica. Sus condiciones de drenaje y permeabilidad de sus materiales son favorables, excluyendo las zonas de argitas. Sus condiciones mecánicas son buenas.	Favorables					
			Aceptables			Problemas de tipo Geomorfológicos		Problemas de tipo Geomorfológicos y Geotécnicos (2-4.1)	
			Desfavorables			Problemas de tipo Hidrológicos		Problemas de tipo Hidrológicos y Geotécnicos (2-4.2)	
			Muy desfavorables			Problemas de tipo Geomorfológicos e Hidrológicos		Problemas de tipo Geomorfológicos, Hidrológicos y Geotécnicos (2-4.3)	

Figura 6. Leyenda mapa geotécnico

Obtenemos del mapa geotécnico que las condiciones constructivas son favorables, con algún posible problema de tipo geomorfológico. La región está clasificada de mesozoico tectonizado, área II₂:



Área constituida por una serie de calco-margosa, en la que se incluyen calizas arrecifales masivas, dolomías, calizas margosas y margas. Su morfología es variable y sus materiales se consideran estables. El drenaje es bueno en sus tramos calizos y deficiente en los margosos, debido a su impermeabilidad. Sus condiciones mecánicas son favorables.

Acorde con las propiedades definidas, se podría decir en una primera aproximación que el suelo es adecuado para construir.

3.2. Determinación salto bruto

El salto bruto es la distancia vertical entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga. Para determinarlo se tendrán en cuenta la sección de la presa y la cota de la lámina de agua del embalse.

Respecto a la sección de la presa, tiene una cota de coronación de 548 metros y una cota de aliviadero a 544,5 metros. El canal de descarga, es decir el río Zadorra, se encuentra a una cota aproximada de 521 metros, un metro aproximado por debajo de los cimientos de la presa.

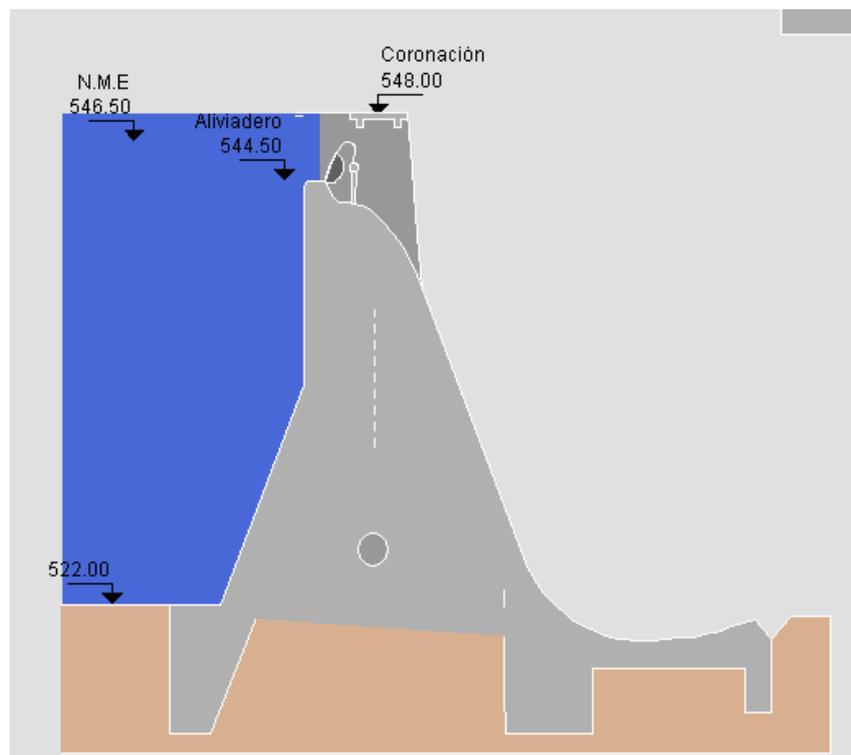


Figura 7. Sección transversal presa de Urrunaga

Para definir la toma de agua, se han obtenido los niveles de la lámina de agua del embalse de los últimos cuatro años. Salto calculado con cota de descarga anteriormente definida.



	Cota (m)	Salto (m)
Media	543.71	20.71
Máximo	545.79	22.79
Mínimo	540.7	17.7

Tabla 1. Nivel de embalse y salto disponible

	2013	2014	2015	2016
Promedio	544.04	543.65	543.55	543.61
Desviación estándar	0.9550	0.7656	0.9664	0.9493
Coefficiente de variación	0.0018	0.0014	0.0018	0.0017

Tabla 2. Datos estadísticos nivel embalse por año

Como podemos ver en la primera Tabla 1, la variación del nivel del embalse es muy pequeña, con coeficiente de variación aproximado de 0,17%.

Los datos del nivel diario se adjuntan en el Anejo 1, junto con el volumen diario.

Por todo lo anterior, se ha considerado una altura de salto bruto de 20,5 metros.



4. Evaluación de los recursos hidráulicos

Para determinar el caudal de diseño con el que se equipará la turbina de la central hidroeléctrica es necesario realizar una evaluación de los recursos hidráulicos, las aportaciones que el embalse recibe y su distribución a lo largo del año.

Se han estudiado los datos de los últimos 4 años, desde el 1 de enero de 2013 hasta el 9 de marzo de 2017, de ambos embalses, Urrunaga y Ullibarri, debido a la conexión por tubería forzada entre ambas. Dichos datos han sido facilitados por Iberdrola, empresa propietaria de ambos embalses. Se ha trabajado con los siguientes datos:

- Nivel lámina de agua diario del embalse (m)
- Volumen diario del embalse (hm^3)
- Caudal diario de entrada al embalse (m^3/s)

4.1. Aportaciones

La cuenca vertiente al embalse de Urrunaga tiene una superficie total de 11.520 ha, de las cuales 4.335 ha corresponden a la cuenca de escorrentía directa.

Los siguientes gráficos muestran la serie temporal de ambos embalses con los que se ha realizado el estudio, cronológicamente ordenados:

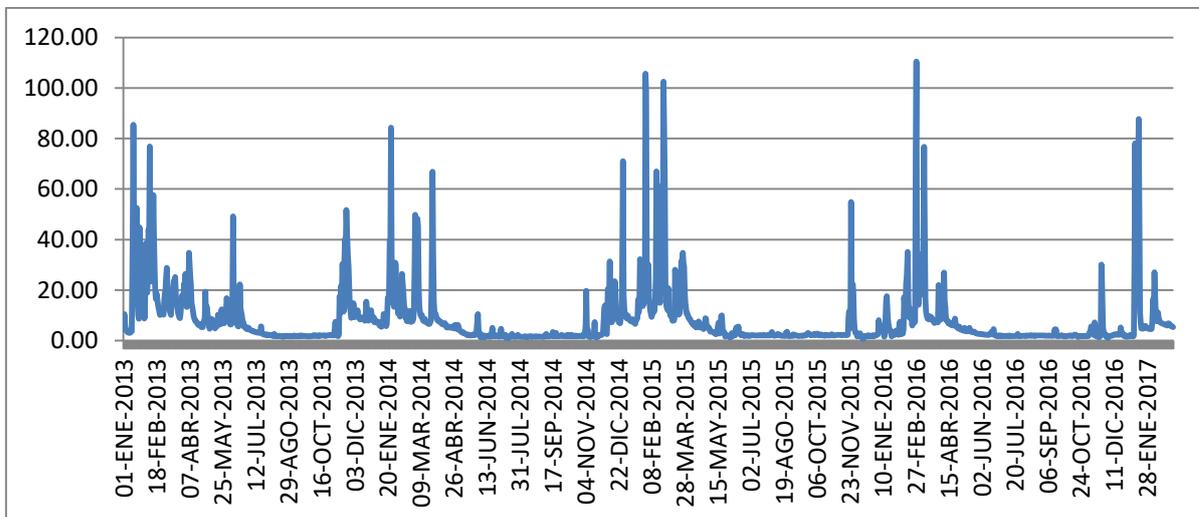


Gráfico 1. Caudal diario de entrada embalse Urrunaga en m^3/s

La cuenca vertiente al embalse de Ullibarri tiene una superficie total de 27.040 ha, de las cuales 20.240 ha corresponden a la cuenca vertiente del río Zadorra.

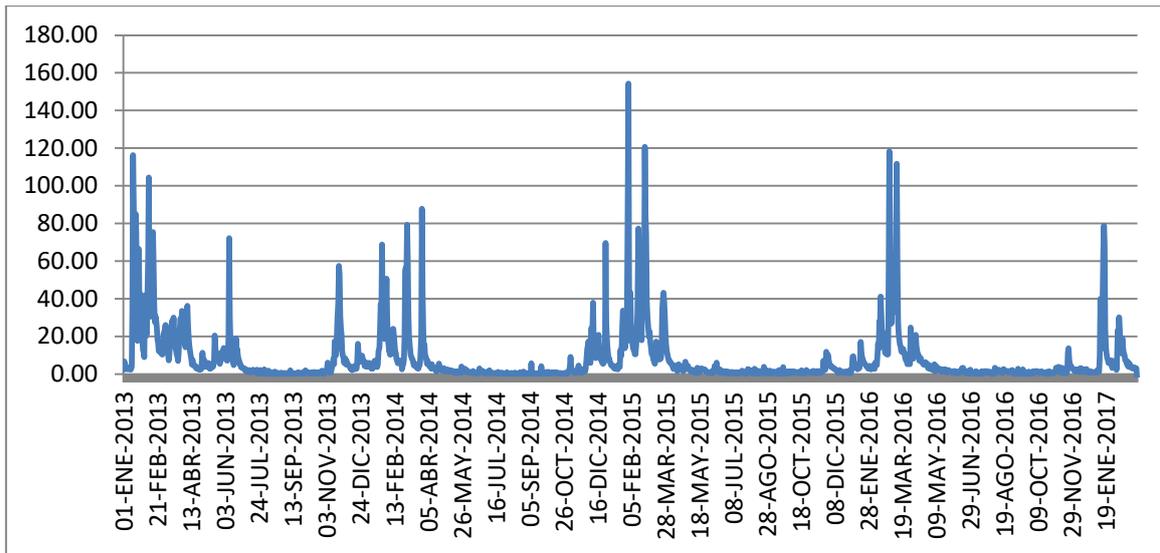


Gráfico 2. Caudal diario de entrada embalse Ullibarri en m^3/s

Como se puede observar, ambos gráficos presentan la misma distribución, siendo ligeramente superiores los valores del embalse de Ullibarri.

Los datos del caudal diario se aportan en el Anejo 1.

4.2. Distribución anual

En el siguiente gráfico se muestran los caudales diarios de cada uno de los años analizados, en años naturales.

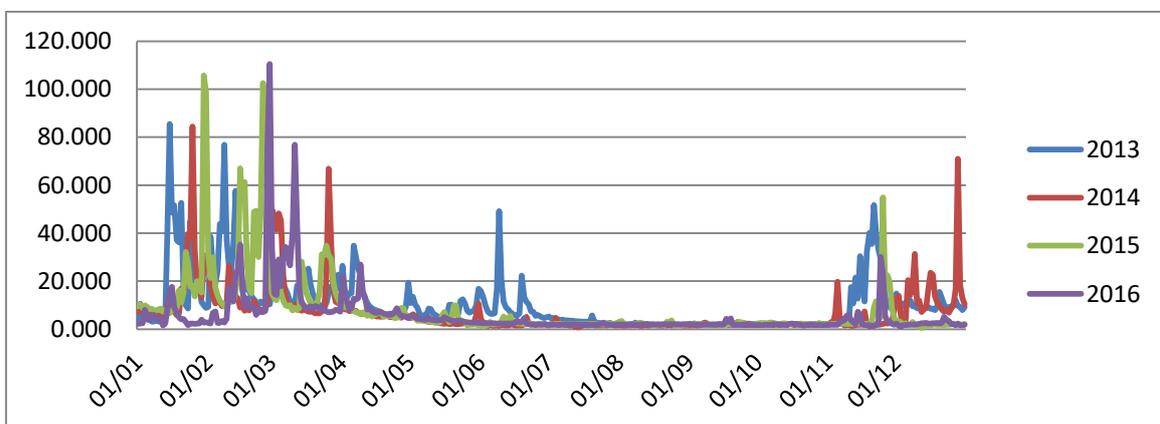


Gráfico 3. Distribución anual de caudales diarios en m^3/s

Se aprecia una gran diferencia entre los caudales de invierno y de verano. Por ello se analizarán ambos períodos por separado, de manera que nos ayude a determinar diferentes caudales de diseño en verano y en invierno.

Para separar los períodos primero se separan en años hidrológicos, para observar con claridad la época de avenidas. Después se ha partido el año en dos. El verano considerará los meses de mayo a octubre y el invierno de noviembre a abril.

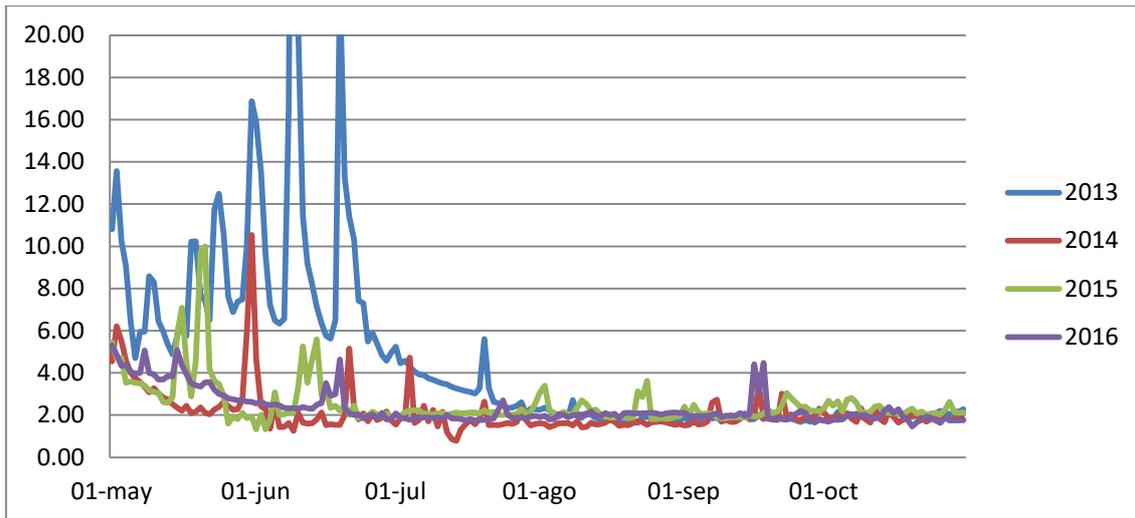


Gráfico 4. Distribución de caudales diarios en verano en m³/s

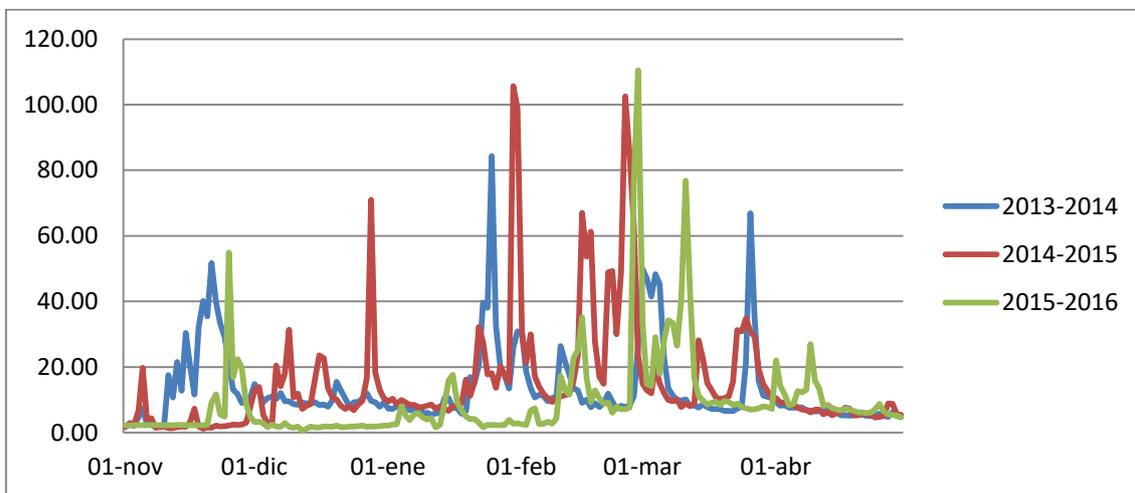


Gráfico 5. Distribución de caudales diarios en invierno en m³/s

4.3. Curva de caudales clasificados

Ordenando los caudales diarios de mayor a menor se obtiene la curva de caudales clasificados. La Curva de Caudales Clasificados, permite determinar cómo varía el caudal de la cuenca respecto del tiempo y generalmente expresa el número de días al año que se supera un determinado caudal. El caudal a estudiar es el de salida del embalse, pues es el que va a aprovechar la turbina que se quiere instalar. Puesto que disponemos de los caudales de entrada al embalse y estos estarán exclusivamente disponibles para el aprovechamiento, se completa la curva con los caudales de entrada. En las siguientes tablas se muestran los datos hidrológicos del embalse a partir de los que se obtendría la CCC de cada año de los datos históricos utilizados. Muestra el caudal en m³/s, los días en que se supera y el equivalente en porcentaje respecto al número de días totales de un año.



Ordenamos primero los caudales anuales para tener una primera referencia y después separamos verano e invierno como en el apartado anterior:

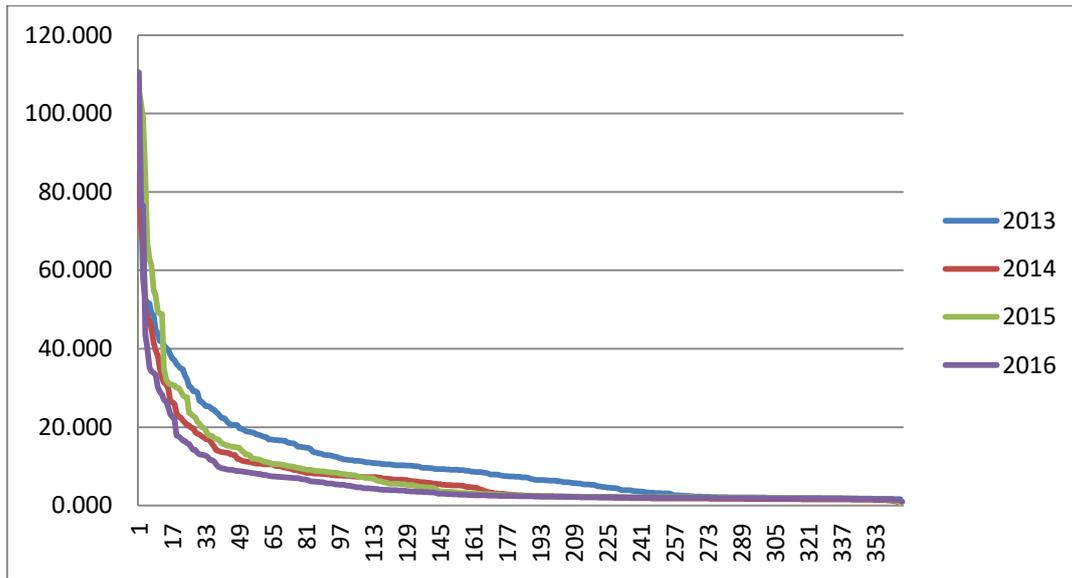


Gráfico 6. Curva de caudales clasificados embalse Urrunaga en m^3/s

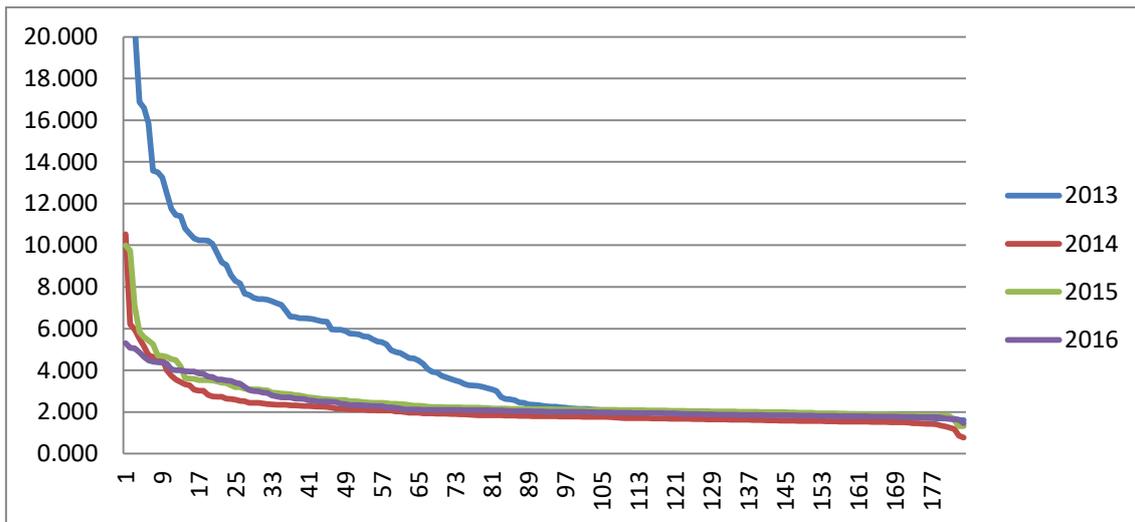


Gráfico 7. Curva de caudales clasificados en verano en m^3/s

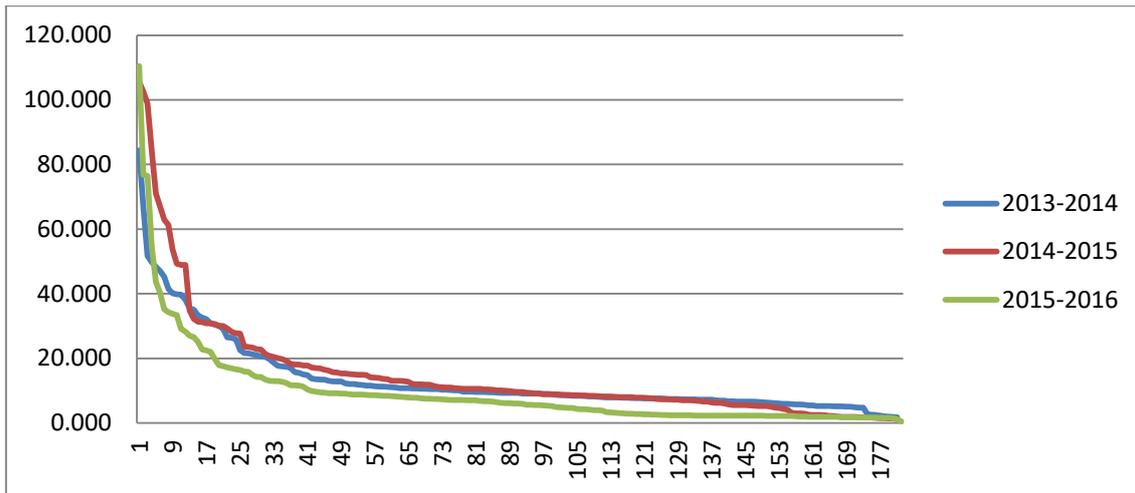


Gráfico 8. Curva de caudales clasificados en invierno en m^3/s

A partir de la curva de caudales clasificados se escogerá el caudal de diseño más eficiente (caudal nominal), y se elegirá el tipo de turbina junto con el caudal mínimo técnico de cada una de las turbinas posibles.

4.4. Determinación caudal de equipamiento

Finalmente, se realiza un gráfico con el caudal y el porcentaje de días al año en los que se supera dicho caudal.

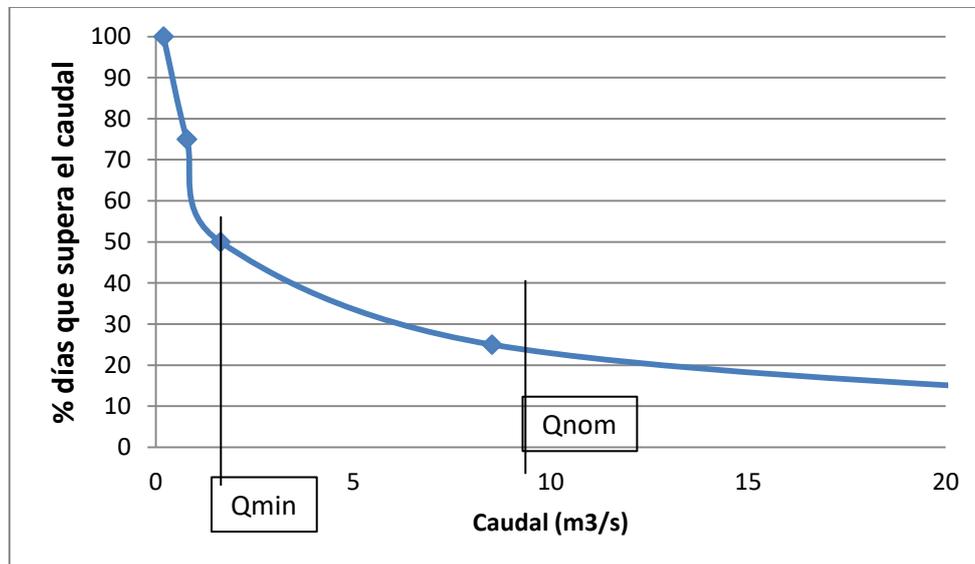


Gráfico 9. Obtención caudal de diseño

Tras estudiar cada uno de los gráficos, se obtiene que el caudal de diseño en invierno sea de $9 m^3/s$ y el de verano de $3 m^3/s$. Se prevé que estos caudales variarán poco debido a la gran capacidad del embalse, pero se establecerá el caudal mínimo en $1,5 m^3/s$.



5. Estudio de soluciones

5.1. Localización

Al plantearse la construcción de una central en los embalses del Zadorra, se han estudiado las condiciones de ambos embalses y presas, ya que podría existir la posibilidad de construir una central a pie de presa de Urrunaga o de Ullibarri. Ambos embalses están conectados mediante una tubería forzada que sirve para regularse entre sí el nivel del agua. Además, se han estudiado las aportaciones de los dos embalses en apartados anteriores. Con ello, se concluye que no existe preferencia para la elección de la localización en lo que corresponde a disponibilidad de recursos hidráulicos.

Sin embargo, es importante conocer tanto las condiciones de entorno del río aguas abajo, como las condiciones topográficas del terreno donde se implantaría la casa de máquinas. Asimismo, existe una diferencia notable entre los dos emplazamientos donde se establecería la casa de máquinas. La presa de Ullibarri-Gamboa es fácilmente observable por un mirador al oeste de la misma. El mirador se encuentra en el paso de la carretera A-3002, la cual rodea el embalse y es considerablemente transitada. Por lo que el impacto visual sería muy notable. Por el contrario, la presa de Urrunaga no se encuentra visible desde ninguna vía de importante tránsito y está generalmente rodeada de árboles.

5.2. Toma de agua

Tras decidir la presa en la que se realizará la obra, se pretende superar el obstáculo de la presa para bajar el agua en tubería forzada hasta las turbinas. En la siguiente figura observamos la sección transversal de la presa de Urrunaga, cuya cota de coronación está en 548 m. La cota de la toma se ha decidido con el estudio de los datos históricos del nivel del embalse, cuyo nivel medio está es 543,5 metros y el mínimo en 542 metros, aproximadamente.

La casa de máquinas se posicionaría en la llanura existente aguas abajo de la presa, y en función de ello, las turbinas se establecerían a una cota de 523 metros.

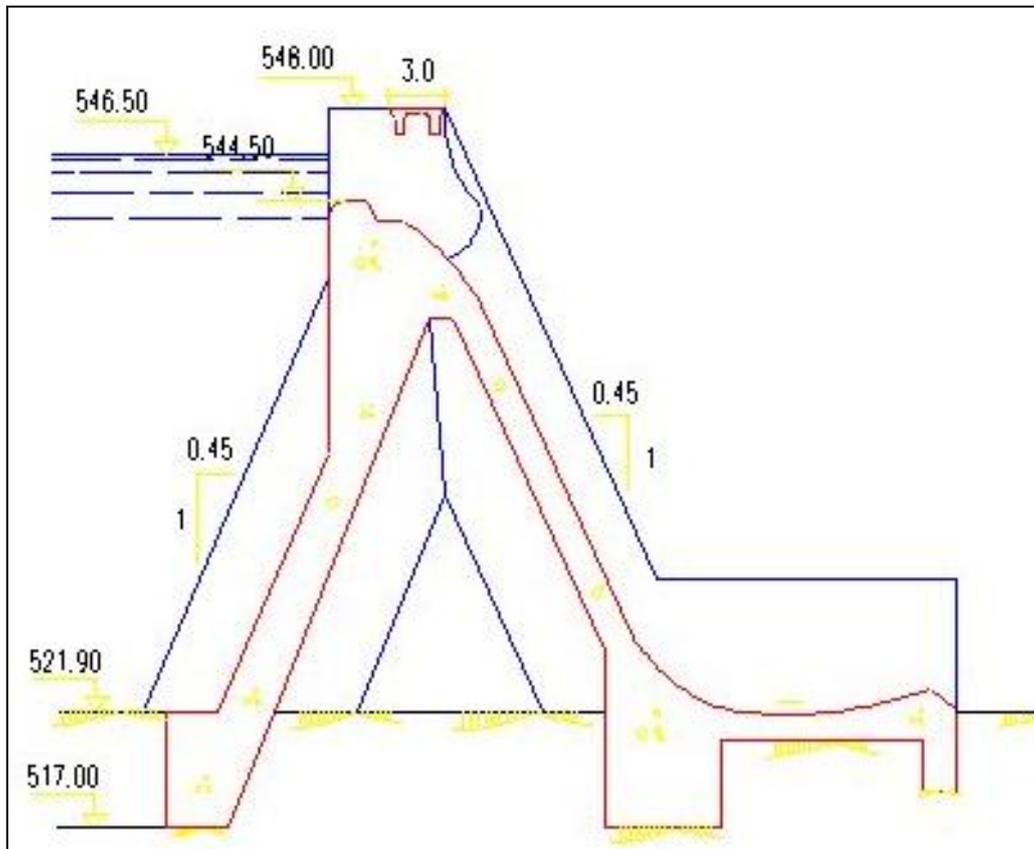


Figura 8. Sección acotada presa de Urrunaga

Se consideran dos principales opciones para llevar el agua desde el embalse hasta la casa de máquinas.

La primera de ellas es instalar un paso por encima de la presa con un sifón. Se trata de una tubería en forma de U que conduce el agua a pasar por un obstáculo de una altura mayor que la de su superficie libre para verterla a una altura menor. La presión del agua en todo el recorrido ascendente y en parte del descendente es inferior a la atmosférica. Una toma sifónica presenta ventajas notables.

Para empezar, la bocatoma de un sifón es perpendicular al eje de la rama ascendente, que puede ser vertical o con una fuerte pendiente por debajo de la superficie líquida del embalse, por lo que aún con una entrada libre impide que en el conducto penetren sólidos sedimentables que descienden mientras el agua se eleva, siempre que la relación de Q y D garantice una velocidad de entrada inferior a la velocidad de sedimentación de sólidos en la zona de succión. De este modo se evita tener que disponer de cámaras de rejillas, aunque en nuestro caso harán falta para evitar que se cuelean peces.

Por otro lado, la construcción de un sifón sobre una presa existente, no supone ningún trabajo importante en cuanto a obra civil, apenas se interfiere en la presa.



La otra opción para trasvasar el agua trataría de perforar el muro de la presa en la parte superior, a una altura inferior al nivel de agua en el embalse. Para la obra de perforación, primero habría que bajar el nivel del embalse por debajo de la cota de perforación. Además, ésta puede ser una práctica de riesgo para la estabilidad de la presa, por lo que habría que realizarlo con mucho cuidado y el coste aumentaría considerablemente.

5.3. Número de turbinas

En cuanto al equipo electromecánico, antes de decidir el tipo de turbina, se ha planteado instalar dos grupos en lugar de uno. El motivo es poder aprovechar más el caudal turbinado dado que existe gran diferencia entre los recursos disponibles en verano y en invierno. De este modo abarcaríamos un mayor rango de caudales y el beneficio sería mayor, entre el 100% y el 25% exactamente. Las turbinas tendrían potencias iguales a $2/3$ y $1/3$ del total. Cuando el caudal desciende por debajo del 50% del caudal de diseño de la primera turbina, se procede a pararla y se hace trabajar la segunda, para la que este caudal será justamente la de diseño.

No obstante, el coste de instalación se eleva considerablemente, ya que requerirá la construcción de una central más grande, además de la doble turbina y el resto de elementos que lo complementan.

Por ello, es muy importante valorar si el beneficio producido por el aumento de rango de caudales turbinados compensa el coste de la instalación de dos turbinas de diferente tamaño. Es decir, habría que valorar ambos casos en un estudio económico para escoger la opción más factible.

Junto con el número de turbinas, en el caso de tener dos turbinas habría que decidir si cada turbina tendría su tubería forzada, o si, por el contrario, habría una sola tubería con una bifurcación al final que llegue a cada turbina.

5.4. Tipo de turbina

Para la elección del tipo de turbina suelen emplearse diagramas que, con las características principales del salto y caudal, valen para descartar un tipo de turbinas y saber cuál o cuáles serían adecuadas para nuestro proyecto.

Hemos empleado el siguiente:

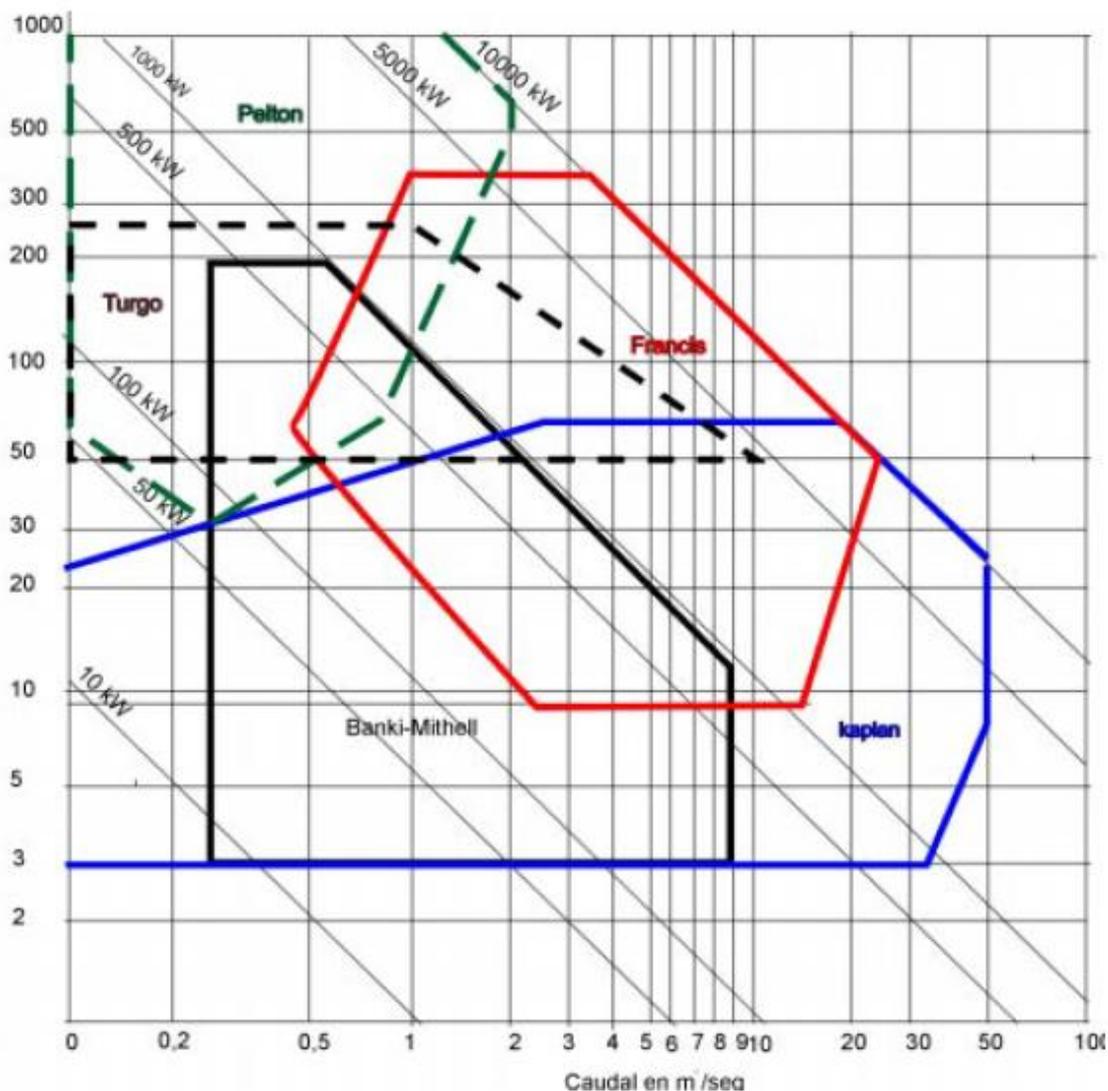


Figura 9. Diagrama para la elección del tipo de turbina

Cualquier turbina dentro de cuya envolvente caiga dicho punto, podrá ser utilizada en el aprovechamiento en cuestión. Sin embargo, la elección final será el resultado de un proceso iterativo, que balancee la producción anual de energía, el costo de adquisición y de mantenimiento, y su fiabilidad.

Atendiendo a nuestro caudal y salto neto podríamos emplear la turbina Francis o Kaplan.

5.4.1. Turbina Francis

Es una turbina de reacción de flujo radial y admisión total, empleada en saltos intermedios. Posee un distribuidor de álabes regulables y un rodete de álabes fijos. Suelen encastrarse fuertemente en hormigón para evitar vibraciones a régimen bajo.



En este tipo de turbinas el agua es encauzada en conducción forzada pasando al rodete a través del distribuidor y en ningún momento entra en contacto con la atmósfera, por lo que la presión se mantiene.

Pueden ser de cámara abierta o de cámara en espiral. En el segundo caso, según sea el tamaño de la máquina, la carcasa se podrá construir de hormigón armado, acero soldado o hierro fundido. Dado que se pretende hacer llegar la misma cantidad de agua a cada álabe del distribuidor, la sección de la cámara va decreciendo según se aleja de la brida de entrada.

Si los álabes de la turbina son pequeños se fabrican de fundición, bronce o aluminio formando un solo cuerpo con el cubo. Si por el contrario son grandes, se sueldan al cubo y a la llanta, que por lo general se fabricará de acero fundido.

Dado que en las turbinas de reacción el agua sale a una velocidad elevada, se instala a la salida de éstas un difusor que reduce gradualmente su velocidad para que llegue en unas condiciones más moderadas al canal de descarga. Si además el difusor se encuentra sumergido en el canal de descarga se consigue un efecto de succión que mejora el rendimiento de la máquina considerablemente.

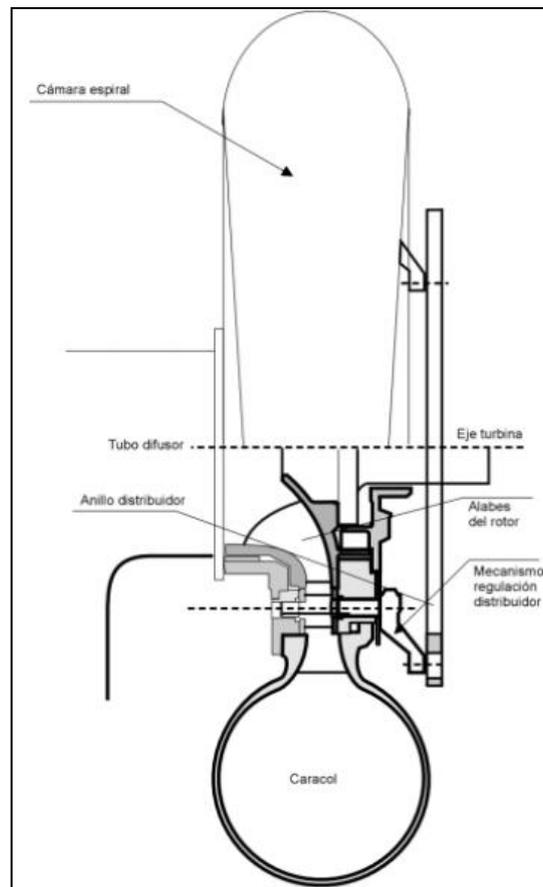


Figura 10. Esquema de una turbina Francis de eje horizontal



En turbinas de eje horizontal es importante que el cuerpo de la turbina esté perfectamente anclado en bloques de hormigón para evitar que las vibraciones limiten su campo de funcionamiento.

5.4.2. Turbina Kaplan

Son turbinas de reacción de flujo axial. Los álabes del rodete en este caso son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Para su regulación, los álabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manivelas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento.

Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las semi-kaplan pueden ser de admisión radial o axial.

Las turbinas de hélice se caracterizan porque tanto los álabes del rodete como los del distribuidor son fijos, por lo que solo se utilizan cuando el caudal y el salto son prácticamente constantes.

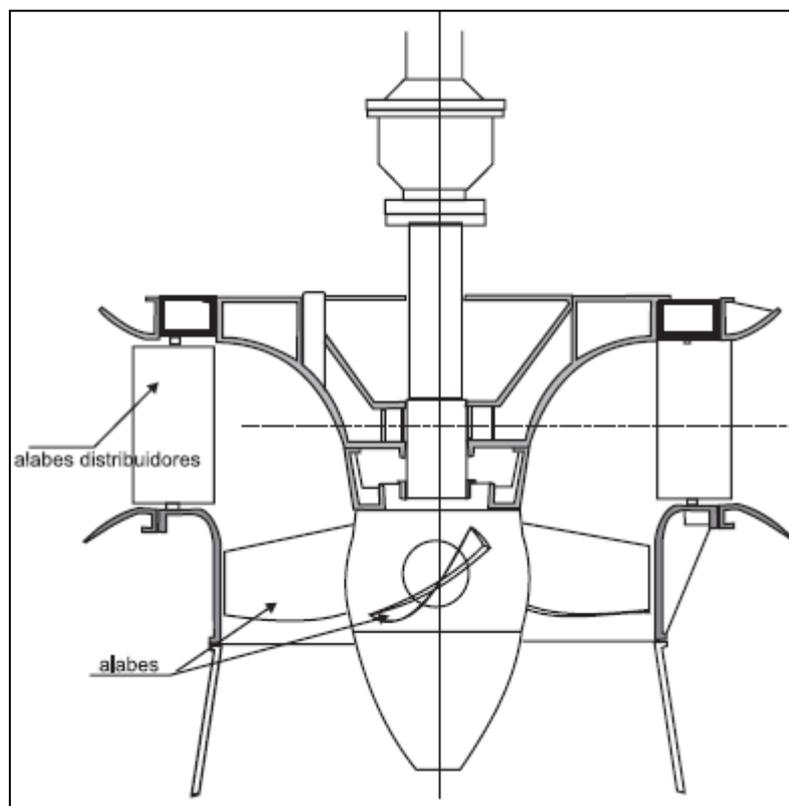


Figura 11. Esquema de una turbina Kaplan de admisión radial



6. Justificación solución adoptada

Al tratarse de una obra pequeña, para conseguir el mayor beneficio en el menor tiempo posible, la mayoría de las decisiones se han tomado por el lado económico, aunque no todas.

Para empezar, se opta por un sifón como toma de agua ya que es una opción perfecta para transportar grandes cantidades de agua con muy escaso consumo energético. El motivo principal es evitar perforar la presa para minimizar la obra civil y asimismo el coste.

En cuanto a la localización, debido a las características de entorno, indiscutiblemente sería más adecuado instalarla en Urrunaga si queremos producir el menor impacto posible.

Como hemos visto en el apartado anterior, de acuerdo con el salto y el caudal de diseño las dos opciones posibles de turbina son: el tipo Francis o la Kaplan.

El tipo, geometría y dimensiones de la turbina están condicionados, fundamentalmente, por los siguientes criterios:

La turbina Francis tiene un rango de altura de salto muy amplio, entre 10 y 350 metros aproximadamente, por lo que no tiene inconveniente. Mientras que la turbina Kaplan es utilizada en saltos pequeños, con un salto máximo de entre 2 y 20 metros. Por lo que entraría muy justo en el rango.

La siguiente figura nos muestra como varía el rendimiento de las turbinas a medida que se aleja de su caudal de diseño. Dentro de las turbinas que se adecúan a nuestro salto y caudal, la turbina Kaplan nos aportaría un mejor rendimiento si el caudal varía mucho. No obstante, una turbina Francis sería mejor para un rango de caudales pequeño, ya que es la que más baja el rendimiento a medida que se aleja del caudal de diseño.

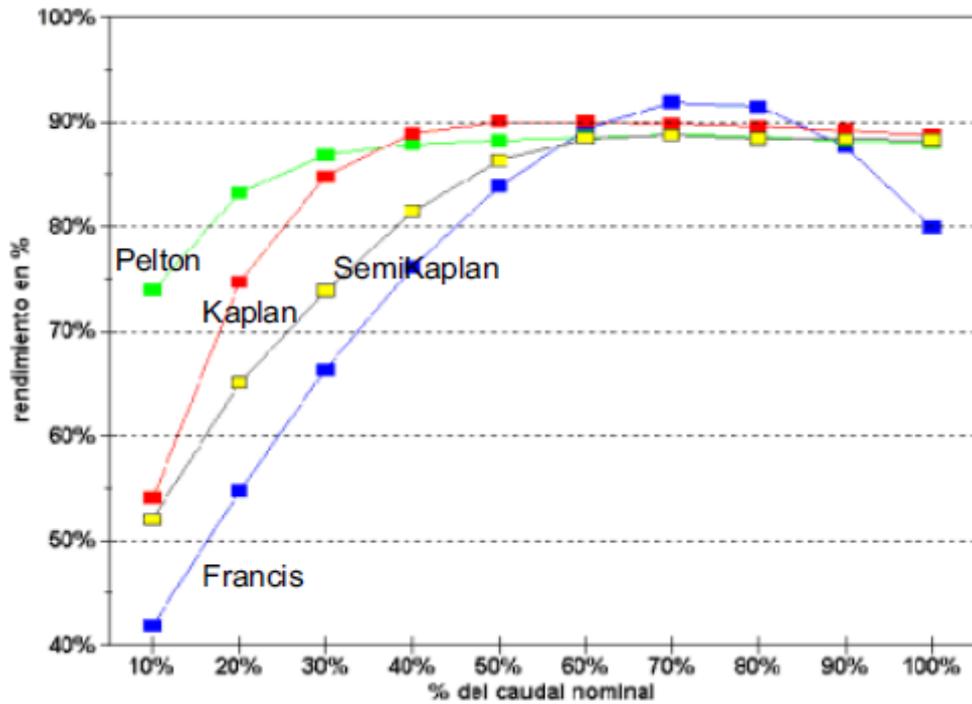


Figura 12. Relación caudal-rendimiento diferentes tipos de turbina

Las turbinas Kaplan de doble regulación tienen un rendimiento aceptable a partir del 20% del caudal nominal. Las semi-Kaplan solo trabajan eficazmente a partir del 40% del nominal y las Francis con cámara espiral solo a partir del 50%. Por debajo del 40% una turbina Francis, dependiendo de su diseño y de las condiciones en que ha sido instalada, puede experimentar vibraciones que hacen inestable su funcionamiento y obligan a su parada.

Teniendo en cuenta todos estos criterios y valorando la opción de instalar dos equipos, como hemos visto en el estudio de soluciones, se considera que la opción más adecuada y rentable a medio-largo plazo serán dos turbinas del tipo Francis, por el hecho de abarcar mayor rango de caudales. Con la curva de caudales clasificados creada con los datos históricos de caudal de entrada en el embalse habíamos obtenido un caudal de 9 m³/s en invierno y 3 m³/s en verano.

A pesar de ello, uno de los criterios recomendables de instalar dos equipos constaba en un caudal fuera la mitad del otro, poniéndose en marcha cuando el primero bajaba del 50 % de su caudal de diseño. Se ha realizado un estudio breve de los beneficios que obtendríamos con una turbina de 8 m³/s y otra de 4 m³/s.

Basándonos en los datos de la siguiente tabla, podemos observar que no hay gran diferencia entre los porcentajes disponibles de 9 m³/s y 8 m³/s. La diferencia vendría marcada por los mínimos, que serían el 50 % de la turbina pequeña. Y es que hay casi un 25% de diferencia entre la frecuencia del caudal de llegada de 2 m³/s y 1.5 m³/s.



	m³/s		días		
El caudal supera los	1.5	Número de días al año	359	Porcentaje de días al año	98.3
El caudal supera los	2	Número de días al año	274	Porcentaje de días al año	75
El caudal supera los	3	Número de días al año	190	Porcentaje de días al año	52.1
El caudal supera los	4	Número de días al año	170	Porcentaje de días al año	46.7
El caudal supera los	4.5	Número de días al año	166	Porcentaje de días al año	45.4
El caudal supera los	8	Número de días al año	104	Porcentaje de días al año	28.4
El caudal supera los	9	Número de días al año	91	Porcentaje de días al año	24.8

Tabla 3. Media de datos históricos caudal de entrada embalse Urrunaga

Además de observar los porcentajes de días al año que se superan ciertos caudales, se han multiplicado con los rendimientos correspondientes, basado en la gráfica de caudal-rendimiento, y el caudal de cada turbina. Se ha obtenido que el conjunto de turbinas de 9 m³/s y 3 m³/s obtendría un beneficio de hasta un 20% mayor que las turbinas de 8 m³/s y 4 m³/s.

Otra opción para cumplir la recomendación que una turbina tenga la mitad de caudal que la otra, y poder llegar a caudales de 1,5 m³/s, serían dos turbinas de 6 m³/s y 3 m³/s. No obstante, 6 m³/s resulta un caudal muy por debajo de las posibilidades del embalse en cuanto a sus aportaciones diarias, por lo que se había descartado la opción.



7. Definición del aprovechamiento

7.1. Determinación salto neto

Antes de dimensionar los elementos que lo componen calcularemos el salto neto. Para ello necesitamos calcular las pérdidas de carga producidas por diferentes factores, las cuales se restarán al salto bruto.

Salto bruto disponible: 20,5 m.

7.1.1. Pérdida de carga por fricción

Se trata de la pérdida de carga por rozamiento viscoso.

$$h_f = f \frac{L \cdot v^2}{D \cdot 2g}$$

Donde:

- v es la velocidad media del fluido en la tubería.
- L es la longitud.
- D es el diámetro.
- f es el coeficiente de fricción, función de la rugosidad, el diámetro y el número de Reynolds.

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu} = \frac{6,26 \cdot 1,25}{1,112 \cdot 10^{-6}} = 8228417$$

Para un valor tan alto de Reynolds, el factor de fricción depende exclusivamente de la rugosidad relativa y puede obtenerse de la siguiente deducción de Von Karman.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \cdot \log \left(3,7 \cdot \frac{D}{e} \right) \rightarrow f = 0,027$$

De este modo, las pérdidas debidas a la fricción a lo largo de la tubería supondrán:

$$h_f = 0,027 \cdot \frac{27,6 \cdot 6,26^2}{1,25 \cdot 2 \cdot 9,81} = \mathbf{1,19 \text{ m}}$$

7.1.2. Pérdidas en la rejilla de limpieza

El agua al pasar por las rejillas de limpieza genera una turbulencia que supone una pequeña pérdida de carga, pero es necesario tenerla en cuenta. Se calcula mediante la ecuación de Kirchner:

$$h_t = k_t \cdot \left(\frac{t}{b} \right)^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot \sin \theta$$



Donde:

- k_t es un parámetro que depende de la forma de la rejilla.
- t es el espesor de la barra.
- b es la separación entre barras.
- θ es el ángulo de la rejilla.

La rejilla, al igual que la toma, se dispondrá formando un ángulo de 90° , ya que la tubería será vertical. Por ello, no habrá pérdidas adicionales respecto a la posición de las rejillas.

Se tomará un espesor de las barras de 10 mm y una separación de 100 mm. El parámetro K_t corresponderá a una configuración de barras de bordes rectos, de modo que su valor es 2.

$$h_t = 2 \cdot \left(\frac{0,01}{0,1}\right)^4 \cdot \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \sin 90 = \mathbf{0,18m}$$

7.1.3. Pérdidas de carga por curvaturas

Se produce una pérdida de carga cuando el agua atraviesa una curvatura que cambia la dirección del flujo. Las curvaturas de la tubería forzada vendrán definidas por 1 codo de 90° y otra de 65° .

$$h_b = k_b \frac{v^2}{2g}$$

Donde:

- k_b es un coeficiente adimensional en función del tipo de curva.

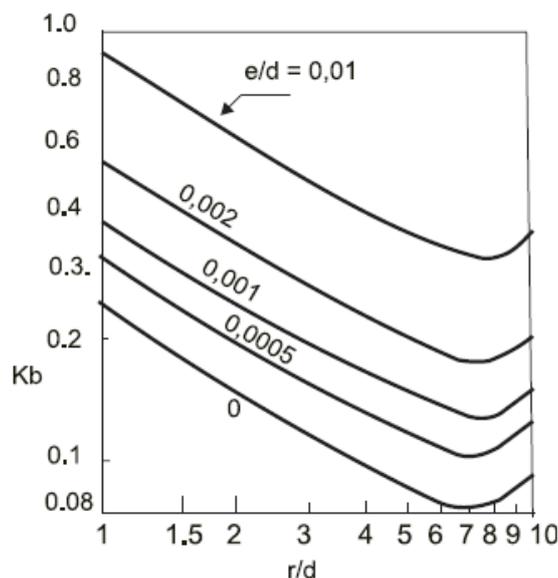


Figura 13. Gráfica para la obtención del coeficiente K_b en codos de 90°



Para el codo de 90° se obtiene el coeficiente k directamente de la gráfica.

Para codos con ángulos menores de 90° se admite que la pérdida adicional es casi proporcional al ángulo del codo. Para que las pérdidas sean lo menor posibles, se procurará establecer un radio de giro mayor. De acuerdo con el espesor y diámetros calculados más adelante, y estableciendo un radio de giro de 3 metros, obtendremos un coeficiente de 0,2. Calculamos con ello que las pérdidas de los dos codos de será de:

$$h_{codo1} = 0,15 \cdot \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,81} = \mathbf{0,3\ m}$$

$$h_{codo2} = 0,2 \cdot \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,81} = \mathbf{0,4\ m}$$

$$h_{curv} = 0,3 + 0,4 = \mathbf{0,7\ m}$$

7.1.4. Pérdidas de carga a través de válvulas

La pérdida de carga generada al paso del agua por una válvula completamente abierta, depende del modelo de válvula y se calcula aplicando el coeficiente correspondiente en la siguiente fórmula:

$$h_v = k_v \frac{v^2}{2g}$$

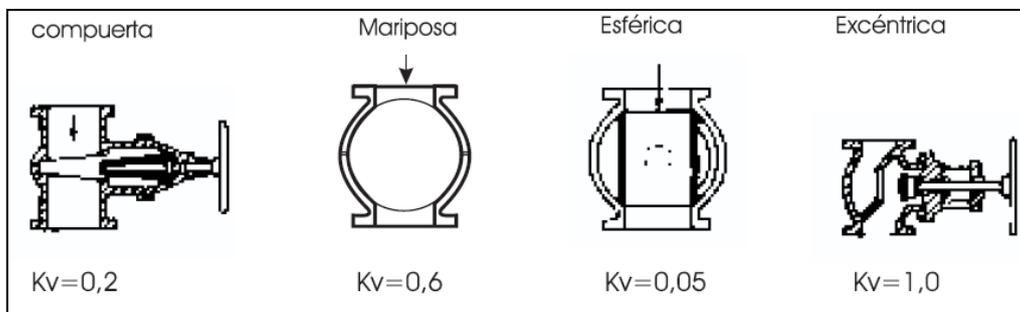


Figura 14. Coeficientes de pérdida de carga de las válvulas

En total se dispondrán dos válvulas de esfera o de bola, una en la toma y otra en el ápice, y una válvula de compuerta o de purga

$$h_{v1} = 2 \times 0,05 \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,81} = \mathbf{0,2\ m}$$

$$h_{v2} = 0,6 \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,81} = \mathbf{1,2\ m}$$

$$h_v = 0,2 + 1,2 = \mathbf{1,4\ m}$$



Finalmente, el salto neto quedará en:

$$H = 20,5 - 1,19 - 0,18 - 0,7 - 1,4 = 17,03 \cong 17 \text{ m}$$

7.2. Estructura hidráulica

La estructura hidráulica estará compuesta primero por un sifón que servirá como toma de agua desde el embalse, el cual se situará al lado derecho de los aliviaderos de la presa para no obstaculizar. A este irá unido a una tubería forzada de unos 28 metros de longitud que transportará el agua hasta la casa de máquinas, situada en la llanura en el frente derecho de la presa. Por último se hará un canal de retorno de unos 15 metros de longitud que devolverá el agua al río.

7.2.1. Sifón

La toma de agua del embalse se realizará mediante la instalación de un sifón de acero, el cual pasará por encima de la cota de coronación de la presa, superando dicho obstáculo.

Se plantea un sifón con una válvula en la toma aguas arriba que permita cerrar la tubería en ambos extremos para añadir una válvula en el punto más alto, de manera que permita un llenado completo de la tubería. Una vez la tubería está completamente cebada, podrá trabajar con normalidad, como cualquier tubería forzada, con la diferencia de las presiones negativas. Ese llenado se realiza al principio de la puesta en marcha y se repetirá tan sólo cada vez que sea necesario dejar vacía la tubería forzada por mantenimiento u otra causa.

El sifón del embalse Urrunaga funcionará de manera que, tras pasar por la tubería forzada a la que va unida, en lugar de realizar la descarga libre a la atmósfera, entregará el caudal a la entrada de la turbina previamente seleccionada para las características del salto hidráulico. En el caso del sifón, la fuente de energía externa lo constituye la presión atmosférica local.

Los accesorios imprescindibles en el sifón normal son: una válvula check o de pie, un tapón de cebado en la parte más alta, una válvula de aire y una válvula de compuerta o de purga.

Si el nivel del agua respecto al ápice excede la distancia de 8 metros sin sobrepasar la posición de la bocatoma, puede comenzar el fenómeno de la cavitación. En nuestro caso la distancia será de tan sólo 6 metros por lo que no debería haber ningún impedimento.

Con la fórmula siguiente calcularemos la presión del flujo en el ápice:



$$p_{fe} = 10,33 - Z - \frac{v^2}{2g} - hf_{asc}$$

Donde:

- $Z = 6m$ (distancia entre la cota de coronación y el nivel mínimo de la lámina de agua)
- $hf_{asc} = 10,3 \cdot L \cdot \frac{n^2 \cdot Q^2}{D^{5,333}} = 10,3 \cdot 6 \cdot \frac{0,012^2 \cdot 9^2}{1,25^{5,333}} = 0,219 mca$

De este modo se calcula la presión mínima en el ápice, que tendrá un valor de:

$$\frac{p_{fe}}{\gamma} = 2,11 mca; p_{abs} = -8,22 mca$$

La presión negativa del sifón no excede de 1 atm, por lo que no habrá problemas de cavitación.

El espesor y material del sifón será el mismo que el de la tubería forzada que la procede y se calcula a continuación.

Las rejillas de limpieza instaladas en la toma de agua tendrán las siguientes dimensiones: barras de 10 mm de espesor con una separación entre barras de 100 mm. Gracias a la verticalidad de la toma, las rejillas se dispondrán formando un ángulo de 90°, lo que ayudará a minimizar las pérdidas de carga.

7.2.2. Tubería forzada

La tubería forzada se diseñará atendiendo a los requisitos estructurales de la misma. A pesar de que la tubería enterrada es una opción óptima desde el punto de vista medioambiental, al ser una central a pie de presa la tubería forzada irá simplemente apoyada en unos pilares y anclados sólidamente en cada una de sus extremidades. Se concibe como una serie de tramos rectos, y por tanto, los anclajes coincidirán en los cambios de dirección. Además, entre cada dos anclajes consecutivos se intercala una junta de dilatación.

Al instalar una sola tubería para ambas turbinas la complicación está en la bifurcación para conectar cada turbina a la misma. Por lo que debe diseñarse con especial cuidado para evitar problemas de cavitación y pérdidas de energía.

Material

El material se ha escogido de acuerdo con las condiciones del mercado, teniendo en cuenta su peso, volumen y coste mayormente. La tubería fabricada en acero soldado, con juntas longitudinales y circunferenciales será la opción elegida. Se trata de una



solución barata y eficaz, dado que se pueden conseguir tuberías de cualquier diámetro y espesor.

Diámetro

Para el cálculo del diámetro es importante que las pérdidas por fricción se mantengan dentro de unos límites razonables, y ese límite lo estableceremos en un 4% de potencia bruta. Partiendo de la fórmula de Manning, despejaremos el diámetro:

$$\frac{h_f}{L} = 10,3 \frac{n^2 Q^2}{D^{5,333}}$$

Donde:

- $h_f = 3,5$
- $H = 20,5 \text{ m}$
- $Q = 9 \text{ m}^3/\text{s}$; ya que se dimensiona para el caso más desfavorable.
- $n = 0,012$; para acero.
- $L = 27,6 \text{ m}$ calculado desde el ápice del sifón hasta la cota de las turbinas (25 metros) con una pendiente de la presa de 65° .

$$D = \left(\frac{10,3 \cdot Q^2 \cdot n^2 \cdot L}{h_f} \right)^{0,1875} = 1,21 \text{ m} \cong \mathbf{1,25 \text{ m}}$$

Espesor

El espesor de pared se calcula para resistir la máxima presión hidráulica interna, incluido el golpe de ariete. Por ello, es función de la presión interna, de la carga de rotura y límite elástico del material escogido y del diámetro de la tubería.

$$e = \frac{P_i D}{2\sigma_f k_f} + e_s$$

Donde:

- $e_s = 1 \text{ mm}$; espesor añadido para tener en cuenta la corrosión.
- σ_f es la resistencia a la tracción, $1400 \text{ kg/cm}^2 = 137200000 \text{ N/m}^2$.
- k_f es la eficacia de la unión, cuyo valor más desfavorable es 0,9.
- D es el diámetro que hemos calculado anteriormente; 1,25 m.
- P_i es la presión estática.

La presión que se va a considerar es la correspondiente a la altura máxima a la que puede llegar el agua dentro del embalse mayorada un 20% para estar del lado de la seguridad. Dicha altura son 23,5 metros (546,5 - 523), que mayorada queda en 28,2 metros de columna de agua.



Esta altura corresponde a la siguiente presión:

$$P_{max} = \rho \cdot g \cdot H_{max} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 28,2 = 276642 \text{ Pa}$$

Por tanto, la fórmula del espesor nos aporta el siguiente resultado:

$$e = 2,4 \text{ mm}$$

Sin embargo, ASME recomienda un espesor mínimo en milímetros, igual a 2,5 veces el diámetro en metros más 1,2. La propuesta se debe a que la tubería debe tener la rigidez necesaria para poder manejarla en obra sin que se deforme.

$$2,5 \cdot 1,25 + 1,2 = 4,3 \cong \mathbf{4,5 \text{ mm}}$$
 de espesor.

El diámetro exterior tendrá un valor de 1,259m.

Golpe de Ariete

Un cambio brusco de régimen en la tubería, afecta a una gran masa de agua y genera una onda de presión importante, que aún siendo transitoria, da lugar a sobrepresiones tan altas que pueden reventar o aplastar la tubería. Por ello, es muy importante tenerlo en cuenta para ver si el espesor que hemos calculado es válido o, por el contrario, hay que aumentarlo.

Con la fórmula siguiente calcularemos la velocidad de propagación de la onda de presión consecuente al cambio brusco de régimen:

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} \cdot K}{1 + \frac{K \cdot D}{E \cdot t}}}$$

Donde:

- K es el módulo de elasticidad del agua, $2,1 \cdot 10^9 \text{ N/m}^2$
- D es el diámetro interior de la tubería en mm
- E es el módulo de elasticidad del material de la tubería en N/m^2 , que para el acero será $2,1 \cdot 10^{11} \text{ N/m}^2$
- t es el espesor de pared de la tubería en mm

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} \cdot 2,1 \cdot 10^9}{1 + \frac{2,1 \cdot 10^9 \cdot 1250}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,5}}} = 745,6 \text{ m/seg}$$

A continuación se calcula el tiempo crítico, el tiempo que tarda la onda de presión en efectuar el recorrido de ida y vuelta, desde la compuerta ubicada en la extremidad inferior de la tubería, a la cámara de presión:



$$T = \frac{2 \cdot L}{c} = 0,074 \text{ seg}$$

Dado que el tiempo crítico es inferior a 2 segundos, se desprecia el efecto del golpe de ariete.

Tubo de aeración

Para evitar colapso por depresiones, habría que instalar un tubo de aeración cuyo diámetro viene dado por la ecuación siguiente:

$$d = 7,47 \cdot \sqrt{\frac{Q}{\sqrt{P_c}}}$$

Donde:

- $P_c = 882500 \cdot (e/D)^3 = 0,037 \text{ kg/cm}^2 < 0,49 \text{ kg/cm}^2$
- Q caudal máximo en m^3/s

Dado que se ha despreciado totalmente el golpe de ariete, no será necesario instalar ningún sistema de aeración ni chimenea a lo largo de la tubería pero sí en el sifón para extraer el aire de las burbujas que puede acumularse en la parte alta del sifón y evitar el fenómeno de la cavitación. Calculado con el caudal más desfavorable, $9 \text{ m}^3/\text{s}$, el diámetro del tubo de aeración deberá ser:

$$d = 50 \text{ cm}$$

7.2.3. Bifurcación

Las pérdidas de la bifurcación han de ser lo menores posibles. Se decide realizar una bifurcación de canto afilado con un ángulo de 45° siendo las áreas de sección transversal $A_2 = A_3 \neq A_1$. Partiendo de la expresión general de las pérdidas, se obtiene el coeficiente de pérdidas a emplear para las características exactas de este tipo de obra hidráulica con ecuaciones analíticas.

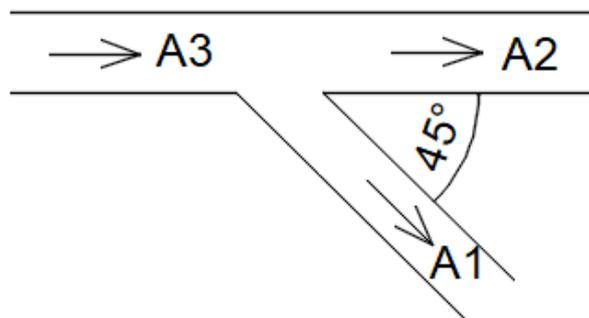


Figura 15. Esquema bifurcación



En este caso el conducto principal tiene una área A_3 , el ramal que se deriva a 45° tiene una área A_1 menor al principal, dirigido a la turbina pequeña, y la continuación del conducto principal es de una área $A_2 = A_3$; de este modo mantendremos el caudal máximo que es el que llegará a la turbina grande. El coeficiente de pérdidas “k” se obtiene en base a la relación de áreas A_1/A_3 y la relación de caudales Q_1/Q_3 , tal como se muestra en la gráfica siguiente:

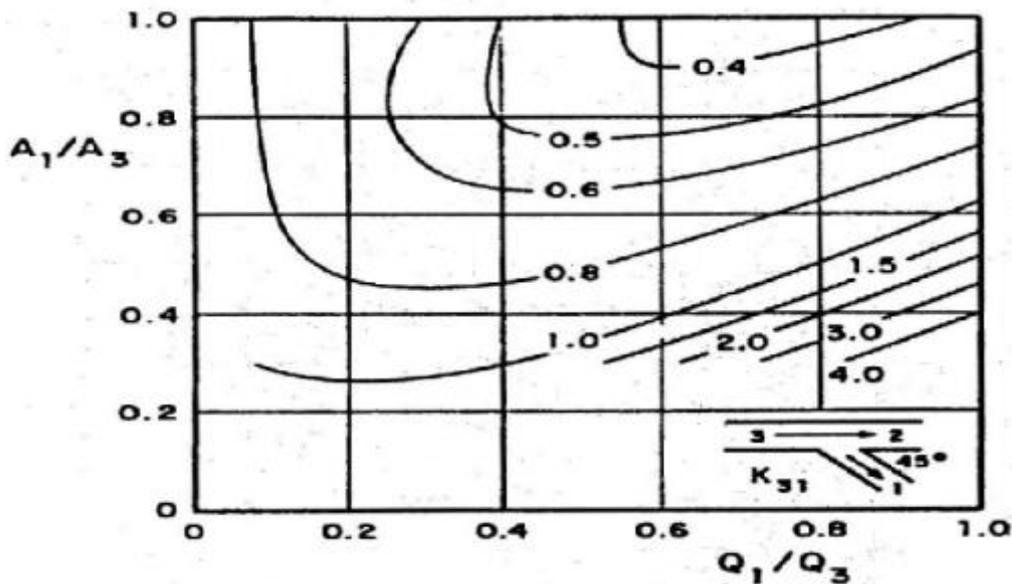


Figura 16. Gráfica para la obtención del coeficiente de pérdida en función de caudal y áreas

$$Q_1 = 3 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$A_1 = \pi \cdot \frac{1^2}{4} = 0,785\text{m}^2$$

$$Q_3 = 9 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$A_3 = \pi \cdot \frac{1,25^2}{4} = 1,23\text{m}^2$$

$$Q_1/Q_3 = 0,33 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$A_1/A_3 = 0,65 \text{ m}^3/\text{s}$$

Por lo que: $k_{31} = 0,6$

Introduciéndolo en la expresión general:

$$h_f = k_{31} \frac{v^2}{2g} = 0,6 \frac{6,26^2}{2 \cdot 9,8} = 1,2 \text{ m}$$

Estas pérdidas de carga se tendrán en cuenta exclusivamente en el cálculo de la altura neta que corresponde a la turbina pequeña.

Además, la bifurcación requiere un refuerzo de hormigón en el exterior para soportar los esfuerzos debidos a la corriente de agua.



7.2.4. Apoyos y bloques de anclaje

Se diseñan para resistir el peso de la tubería llena de agua, pero no los empujes longitudinales.

$$F_1 = (W_p + W_w) \cdot L \cdot \cos\phi$$

Donde:

- W_p es el peso del metro de tubería.
- W_w es el peso del agua por metro de tubería.
- ϕ es el ángulo de la tubería con la horizontal.
- L es la longitud del tubo entre ejes de apoyos consecutivos.

L viene limitado por la flecha del tubo que no deberá exceder de $L/65.000$. Se puede calcular con la fórmula siguiente:

$$L = 18261 \cdot \frac{\sqrt[3]{(D + 0,0147)^4 - D^4}}{P} = 6,54 \text{ m}$$

- D es el diámetro interno de la tubería.
- P es el peso de tubería llena de agua, que para un peso específico del acero de 7860 kg/m^3 y 1000 kg/m^3 del agua, resultaría ser 1365 kg/m .

$$P = \left(\frac{\pi \cdot 1,259^2}{4} - \frac{\pi \cdot 1,25^2}{4} \right) \cdot 7860 + \frac{\pi \cdot 1,25^2}{4} \cdot 1000$$

F tendrá, por tanto, un valor aproximado de 3770 kN .

7.2.5. Canal de descarga

Después de pasar por la turbina, el agua tiene que ser devuelta al río a través de un canal abierto, generalmente corto. Las turbinas de acción pueden llegar a tener velocidades de salida muy elevadas, por lo que habrá que proteger el canal para que la erosión no ponga en peligro la casa de máquinas. Normalmente se colocan entre la turbina y el canal unos escudos de hormigón.

El régimen del agua a la salida de las turbinas será turbulento por lo que podemos aplicar la fórmula de Manning. Con ellos se diseñará un canal trapezoidal que estará revestido de cemento bien terminado y la pendiente de $0,001$.

$$Q = \frac{A \cdot R^{2/3} \cdot S^{1/2}}{n} = \frac{A^{5/3} \cdot S^{1/2}}{n \cdot P^{2/3}}$$



Dimensionando para el caso más desfavorable, donde el caudal turbinado será de 9 m³/s y el coeficiente n de Manning es 0,015 para un canal revestido de cemento bien acabado, el factor de forma es el siguiente:

$$A \cdot R^{2/3} = \frac{A^{5/3}}{P^{2/3}} = \frac{n \cdot Q}{\sqrt{S}} = \frac{0,015 \cdot 9}{\sqrt{0,001}} = 4,269$$

Tomando un ancho de base de 3 metros y taludes de 1,5:1, formulamos las ecuaciones de área y perímetro:

$$A = (b + zy)y = (3 + 1,5y)y$$

$$P = b + 2y(1 + z^2)^{\frac{1}{2}} = 3 + 3,6y$$

Así obtenemos que el tirante normal de agua sea:

y=1,11 m; con un área de 5,178 m², un radio hidráulico de 0,862 m y un perímetro mojado de 6,996 m.

7.3. Equipo electromecánico

7.3.1. Determinación potencia instalada

La potencia de una central hidroeléctrica es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, establecidos en apartados anteriores.

Como hay dos caudales de diseño, para poder aprovechar el recurso al máximo, se determinarán también dos potencias y con ello dos turbinas.

Las potencias se calculan con la siguiente fórmula:

$$P = 9,8 \times Q \times H$$

Turbina	Caudal (m ³ /s)	Altura neta (m)	Coficiente de rendimiento	Potencia (kW)
1	9	17	0,9	1350
2	3	15,8	0,9	418,1

Tabla 4. Tabla explicativa obtención potencia instalada de cada turbina

Teniendo en cuenta un rendimiento aproximado del 0.90 (rendimiento típico obtenido por minicentrales hidroeléctricas) se obtienen: 1350 kW y 420 kW como potencia nominal de cada turbina.

Del estudio de recursos hídricos, con las aportaciones diarias se obtiene que la turbina grande turbinará 165 días al año, es decir, un 45% aproximado del tiempo. Mientras que la turbina pequeña estará en funcionamiento el resto del tiempo, un 55%.



De este modo, la central tendrá instalada una potencia nominal de:

$$P = 840 \text{ kW}$$

7.3.2. Turbina

Se decide poner dos turbinas Francis. Para la selección de las turbinas necesarias en nuestro proyecto se ha recurrido a un catálogo de la empresa Voith, que nos aporta los siguientes ábacos para determinar las características de la misma.

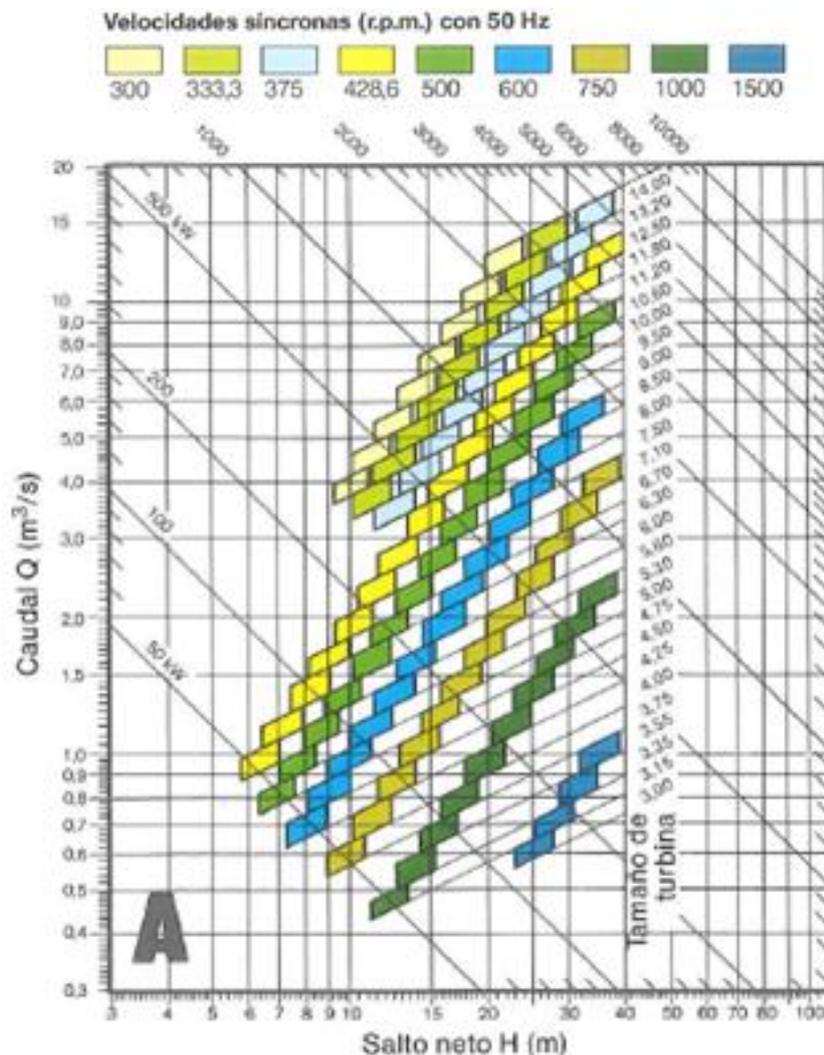


Figura 17. Diagrama de selección de turbinas empresa Voith

Con una frecuencia de la red de 50 Hz, la primera turbina tendrá una velocidad síncrona de 300 r.p.m. y un tamaño de turbina de 12,5 dm; la segunda 500 r.p.m. y 7,5 dm. Como el salto neto puede variar en función del nivel de agua del embalse, se ha tenido en cuenta que la turbina seleccionada sirva para todo el rango de altura posible en ambas turbinas.



Las dos serán turbinas Francis espirales con una configuración de eje horizontal. De esta manera, se reducen los costes de obra civil al estar todo el conjunto en un mismo nivel y facilita el acceso a los diferentes órganos de la máquina para realizar reparaciones o mantenimiento.

A continuación se calcula la altura máxima a la que puede instalarse la turbina respecto del nivel del canal de salida para que no se produzca la cavitación, la cual será la longitud máxima del tubo de aspiración.

$$H_{max} = H_{atm} - H_{vap} - \sigma_t \cdot H_{neto}$$

Donde:

- H_{atm} es la presión atmosférica, 10,33 m.c.a.
- H_{vap} es la presión de vapor del agua para la máxima temperatura alcanzable; tomando una temperatura de 25°C, es decir, 0,267 m.c.a.
- σ_t es función del tipo de turbina, que para nuestro caso se obtiene con la siguiente fórmula:

$$\sigma_t = 7,54 \cdot 10^{-5} \cdot n_s^{1,41}$$

Donde:

$$n_s = \frac{n \cdot \sqrt{\text{potencia}}}{H_{neto}^{5/4}} = \frac{300 \cdot \sqrt{1350}}{17^{5/4}} = 320$$

Por lo que $\sigma_t = 0,257$ y $H_{max} = 5,7 m$; altura más que suficiente.

7.3.3. Cámara espiral

La cámara espiral está formada por la unión de varias chapas cilíndricas soldadas de acero de diámetro decreciente. El espesor de la cámara espiral se dimensionará para el caso más desfavorable, es decir, con una presión correspondiente a la altura máxima del embalse mayorada en un 20% y en vacío, es decir, con caudal nulo.

Se calculará el espesor con la ecuación de la tensión a la que estarán sometidas las chapas:

$$\sigma_\theta = \frac{P \cdot R}{e \cdot \cos\alpha}$$

Donde:

- e es el espesor de la chapa.
- P es la presión calculada en apartados anteriores, 276642 Pa
- R es el radio interno mayor del cono, que tomaremos 1 m.



- σ_{θ} es la tensión admisible del material con un factor de seguridad de 4; 58800000 N/m².

$$e = \frac{276642 \cdot 1}{58800000 \cdot 1} = 0,0047 \text{ m} = 4,7 \cong 5 \text{ mm}$$

Por lo que la cámara espiral tendrá un espesor de 5 mm.

7.3.4. Multiplicador

Cuando una turbina y un generador trabajan a la misma velocidad y pueden montarse coaxialmente, se recomienda el acoplamiento directo, que evita pérdidas mecánicas y minimiza el mantenimiento ulterior. En general, en turbinas de baja potencia, como sería nuestro caso, los rodets giran a menos de 400 r.p.m. Esto obliga al empleo de un multiplicador para alcanzar las 1.000-1.500 r.p.m. de los alternadores estándares.

7.3.5. Generador

Es el elemento encargado de transformar el par mecánico en energía eléctrica. Para las turbinas Francis de eje horizontal, como la del presente proyecto, se suele utilizar un generador horizontal con dos cojinetes y montar en voladizo el rotor de la turbina para evitar que el eje atravesase el tubo de aspiración.

El par de giro de la máquina se calcula a partir de la potencia nominal de la turbina:

$$Par = \frac{Potencia}{w} = \frac{1350}{300 \cdot \frac{2\pi}{60}} = 42.971 \text{ Nm}$$

Por tratarse de potencias medio-bajas, los alternadores serán asíncronos. De este modo la regulación del mismo se efectuará mediante el uso de la potencia reactiva de la red ya que nuestra instalación irá directamente conectada a la misma. Para realizarlo la central tendrá un sistema de control automático.

7.3.6. Transformador

A continuación es necesario transformar la energía eléctrica a un nivel de tensión adecuado para transportarla, a través de las líneas y redes eléctricas, hasta los pueblos y las ciudades.

Para la estimación de la potencia necesaria del transformador se utiliza la siguiente fórmula:

$$S = \frac{P_{turbina}}{\cos\Phi \cdot \eta_{alternador}}$$

Donde:



- $P_{turbina}$ es la potencia de la turbina.
- $\eta_{alternador}$ es el rendimiento del alternador.
- $\cos\phi$ que tendrá un valor de 0,85.

Por lo que cada transformador tendrá una potencia de: $S = 1,76 \text{ GW}$ y $S = 550 \text{ kW}$.

La conexión se realizará directamente a la línea de media tensión que pasa por el mismo emplazamiento, donde se encuentra un poste de la red eléctrica.

7.3.7. Casa de máquinas

La casa de máquinas se situará exactamente a la izquierda de la presa dirección aguas abajo, entre el agua estancada bajo la presa y el poste eléctrico situado en la llanura al lado, pegada al muro de la presa. La localización escogida está hormigonado y es accesible por un pequeño camino que está asfaltado, por lo que facilitará y reducirá la obra civil.

El edificio será de carácter prefabricado en hormigón y contará con una única planta, gracias a que las turbinas son de eje horizontal. La casa de máquinas será un simple rectángulo de 15x6 m y una altura de 4 metros aproximados, de modo que en él entren todos los elementos necesarios para la producción de energía.



Figura 18. Vista en planta de presa y pie de presa



Figura 19. Emplazamiento casa de máquinas

Como se puede apreciar en la Figura 19, el emplazamiento escogido para la casa de máquinas dispone de las características de entorno idóneas; tanto para conectar a la línea eléctrica, como para la toma y descarga del agua.



8. Procedimientos administrativos

En la Unión Europea, la explotación de pequeñas centrales hidroeléctricas está reglamentada por los gobiernos de los estados miembros y sujeta a procedimientos administrativos que difieren de país a país.

En cuanto a los procedimientos administrativos relativos a un aprovechamiento hidroeléctrico, la legislación contempla aspectos económicos, técnicos y de procedimiento. En cuanto al económico, afecta a la viabilidad económica del proyecto, al límite máximo de potencia instalada para que la central sea considerada como «pequeña» y condiciones de venta de la energía producida. Los aspectos técnicos definen las condiciones que debe reunir una instalación para poder ser conectada a la red y como debe ser conectada. Finalmente, los procedimientos se refieren a la obtención de permiso para el uso del agua, las autorizaciones necesarias para llevar a cabo la construcción del aprovechamiento y los trámites para la recepción de las instalaciones.

Los temas que más condicionan el desarrollo del potencial minihidráulico son la autorización del uso del agua y los precios de compra de la electricidad por parte de los distribuidores. En España las compañías eléctricas están obligadas por ley a comprar la electricidad generada por los productores independientes autorizados.

La máxima potencia instalada en una central para que pueda ser considerada «pequeña» en España es de 10MW.

El precio pagado por la energía entregada a la red en España está regulado por el gobierno y es razonablemente bueno. Los gobiernos tendrán que habilitar unas primas a la electricidad procedente de recursos renovables.

8.1. Aspectos técnicos

El productor independiente que quiera conectarse a la red deberá cumplir con una serie de requisitos para garantizar que la calidad del servicio al usuario final no se verá afectada por esa central. En casi todos los países, la línea entre la central y el punto de conexión se construye a cargo del productor, pero es propiedad de la compañía distribuidora o de transporte, y el punto de enganche está fijado por la misma.

En España, las condiciones técnicas están estipuladas en la Orden Ministerial 5.9.1985. Las centrales conectadas a líneas de media o alta tensión podrán tener una máxima potencia aparente de 5.000 kVA, si los generadores son asíncronos o de 10.000 kVA si son síncronos.



8.2. Aspectos relativos a procedimientos administrativos

Estos procedimientos conciernen a la concesión del derecho al uso del agua, a los permisos de implantación, a las autorizaciones de construcción y a la recepción y puesta en marcha de la central.

La autoridad competente que concede la autorización del uso del agua en España son las Confederaciones Hidrográficas, quitando alguna excepción. Por lo que la concesión de la autorización del uso del agua para el presente proyecto correspondería a la Confederación Hidrográfica del Ebro. Se realizaría una solicitud de tipo “Aprovechamientos de aguas públicas, Aguas superficiales, Aguas superficiales para aprovechamiento hidroeléctrico”. Dicha solicitud es para una concesión para centrales de potencia superior a 5.000 kVA. La validez de la autorización suele ser de 25 años, más 15 años de gracia.

Los productores por otra parte deberán garantizar un proyecto que cumpla una serie de cláusulas fundamentales especificadas en la directiva. Tendrán que proyectar aprovechamientos que estén de acuerdo con una norma de calidad total análoga a la ISO 9002. Esta calificación deberá referirse a la fiabilidad de las instalaciones, la calidad de la energía producida, y el respeto al medio ambiente.

8.3. Aspectos medioambientales

La construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico no tiene porqué tener ninguna afección al medio ambiente, ya que se trata de un recurso renovable. Sin embargo el caudal ecológico resulta el tema medioambiental más crítico y controvertido, por su incidencia económica.

El caudal ecológico es el caudal mínimo necesario para sostener la vida acuática. La legislación en muchos países miembros, estipula, directa o indirectamente, el caudal mínimo a respetar, pero en general las autoridades locales tienen poder para exigir valores más altos, sin necesidad de justificarlos.

La Ley de Aguas (RDL 1/2001), - Sección 1.a La concesión de aguas en general - establece lo siguiente:

“Los caudales ecológicos o demandas ambientales no tendrán el carácter de uso a efectos de lo previsto en este artículo y siguientes, debiendo considerarse como una restricción que se impone con carácter general a los sistemas de explotación. En todo caso, se aplicará también a los caudales medioambientales la regla sobre supremacía del uso para abastecimiento de poblaciones recogida en el párrafo final del apartado 3 del artículo 60. Los caudales ecológicos se fijarán en los Planes Hidrológicos de



cuenca. Para su establecimiento, los organismos de cuenca realizarán estudios específicos para cada tramo de río.”

Asimismo, el Plan Hidrológico de Cuenca del Ebro establece lo siguiente:

“...se adoptará, de forma orientativa, como caudal ecológico mínimo el 10% de la aportación media interanual al régimen natural. Cuando el caudal medio interanual en régimen natural sea superior a 80 m³/s podrá adoptarse el 5%.”



9. Estudio económico

Un aprovechamiento hidroeléctrico es un proyecto de inversión, el cual exige unos pagos extendidos a lo largo de su ciclo de vida, y proporciona unos ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo.

El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para decidir qué alternativa es la que más conviene acometer, en caso de haber diferentes alternativas, o si el proyecto no es rentable y definitivamente hay que renunciar a él.

9.1. Indicadores

9.1.1. Índice de potencia

El índice de potencia se define como la relación entre la inversión inicial y la potencia instalada de la central. Se emplea para comparar diferentes proyectos, normalmente.

Con los datos obtenemos que el índice de potencia es de:

$$I.P. = \frac{1554311,57}{840} = 1850,4 \text{ €/kW}$$

9.1.2. Índice de energía

Se calcula la energía que producirá la central en cada mes considerando los datos históricos. La tabla siguiente muestra el caudal medio de cada mes del año:

MES	Qmed (m ³ /s)
ENE	14.652
FEB	19.234
MAR	16.716
ABR	8.634
MAY	4.410
JUN	4.370
JUL	2.285
AGO	1.938
SEP	2.027
OCT	2.012
NOV	7.740
DIC	7.137

Tabla 5. Caudales medios por mes

La turbina grande sólo funcionará con caudales superiores a 4,5 m³/s, es decir, durante 6 meses. Los otros 6 meses funcionará la turbina para pequeños caudales,



que al tener un mínimo de 1,5 m³/s no tendrá problemas. También hay que tener en cuenta el rendimiento correspondiente a cada caudal, con la que se calculará la energía producida en cada mes.

MES	P turbina (kW)	Rendimiento	kW-h
ENE	1350	0,8	803520
FEB	1350	0,8	725760
MAR	1350	0,8	803520
ABR	1350	0,83	806760
MAY	420	0,80	249984
JUN	420	0,8	241920
JUL	420	0,91	284357
AGO	420	0,90	281232
SEP	420	0,91	275184
OCT	420	0,91	284357
NOV	1350	0,89	865080
DIC	1350	0,92	924048
Total			6.545.722 kW-h

Tabla 6. Energía producida por la central mensualmente

El índice de energía es el cociente entre la inversión inicial y la energía producida en el período de un año:

$$I.E. = \frac{1554311,57}{6545722} = 0,24 \text{ €/kWh}$$

9.2. Análisis de la rentabilidad de la central

Los pagos incluyen: costo inicial de inversión, unas cantidades anuales correspondientes a seguros e impuestos y gastos de operación y mantenimiento.

- Inversión inicial: La suma de los pagos por la adquisición de los distintos aparatos y la puesta en servicio de la central. Para estimarlo se ha elaborado un presupuesto, teniendo en cuenta catálogos de diferentes marcas, y hablando con proveedores en la selección de los elementos. En estos casos es preciso mayorar el coste de la inversión con tal de tener un margen de error e incluir posibles imprevistos. El presupuesto se encuentra en Anexo.
- Gastos: de mantenimiento y explotación.
- Vida útil: se considerará 25 años.



9.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un método de valoración de las inversiones que se define como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto.

Expresa la diferencia entre la inversión inicial (que no se actualiza debido a que se genera en el momento actual) y el valor actualizado, al mismo momento, de los cobros y pagos futuros, a los que se denomina flujo de caja.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

- V_t representa el flujo de caja de cada periodo t .
- I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.
- k es el tipo de interés.

9.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de interés que hace que el VAN sea nulo.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0$$

El TIR se puede tomar como la tasa que el proyecto es capaz de proporcionar. Cuanta más alta sea, más rentable es el proyecto.

Representa el valor con el cual se recupera la inversión en el último año de vida del proyecto, obteniendo unos beneficios nulos. Por debajo de ese valor el beneficio será positivo y por encima habrá pérdidas.

9.3. Estudio de viabilidad económica

9.3.1. Ingresos

Los ingresos son producidos por la venta de energía eléctrica que produce la central.

Para realizar los cálculos se ha supuesto que la central se acoge a una tarifa por la cual los ingresos serán de 6,5 c€/kWh durante los primeros 25 años de vida estimada. Alrededor de 3,5 cent en concepto de pool y unos 3 cent de prima. Realmente estas centrales pueden tener un horizonte de vida mayor que el fijado pero se entiende más conveniente calcular la viabilidad en un horizonte más cercano.



Teniendo la referencia de la energía producida en un año, se calculan los ingresos que proporcionará la central al año.

$$\text{Ingresos} = \text{Energía} \cdot \text{Tarifa } c\text{€/kWh}$$

9.3.2. Gastos

Se aproximan con la siguiente expresión.

$$\text{Gastos} = 450 \cdot \sqrt{\text{Pot instalada (kW)}} = 25.756,31 \text{ €/año}$$

Que incluyendo el I.V.A. serían 31.165,14 €/año.

El valor se actualiza cada año con un IPC del 1,5%.

9.3.3. Balance económico

AÑO	Ingresos	Gastos	Flujo caja	VAN k=5%	VAN k=7,5%	VAN k=10%	TIR %
0				-1554312	-1554312	-1554312	
1	327286	31165	296121	-1272291	-1278850	-1285111	-100
2	332195	31632	300563	-999672	-1018763	-1036711	-100
3	337178	32107	305071	-736140	-773193	-807507	-22.08
4	342236	32589	309647	-481392	-541329	-596013	-9.21
5	347370	33077	314292	-235136	-322406	-400863	-0.61
6	352580	33574	319007	2911	-115702	-220792	5.06
7	357869	34077	323792	233024	79465	-54636	8.94
8	363237	34588	328648	455466	263739	98681	11.69
9	368685	35107	333578	670494	437728	240151	13.68
10	374216	35634	338582	878354	602006	370689	15.16
11	379829	36168	343661	1079285	757115	491140	16.28
12	385526	36711	348816	1273519	903566	602283	17.14
13	391309	37261	354048	1461278	1041844	704838	17.8
14	397179	37820	359358	1642778	1172404	799469	18.33
15	403137	38388	364749	1818229	1295677	886787	18.74
16	409184	38963	370220	1987831	1412069	967357	19.07
17	415321	39548	375773	2151779	1521965	1041702	19.34
18	421551	40141	381410	2310263	1625727	1110302	19.55
19	427874	40743	387131	2463464	1723698	1173601	19.73
20	434293	41354	392938	2611558	1816201	1232009	19.87



21	440807	41975	398832	2754716	1903541	1285903	19.98
22	447419	42604	404815	2893102	1986006	1335633	20.08
23	454130	43243	410887	3026875	2063868	1381520	20.16
24	460942	43892	417050	3156189	2137385	1423861	20.22
25	467856	44550	423306	3281192	2206798	1462931	20.28

Tabla 7. Balance económico central para una vida útil de 25 años

Como se puede observar en el balance económico la recuperación del capital invertido se produce en:

- 6 años para una tasa de interés del 5%.
- 7 años para una tasa de interés del 7,5%.
- 8 años para una tasa de interés del 10%.

Los tres resultados resultan muy positivos, puesto que la IDEA recomienda que las inversiones en construcción de minicentrales hidroeléctricas se recuperen entre los 8 y 12 años siguientes.



10. Estudio de impacto ambiental

Aunque desde el punto de vista del impacto global la generación de energía eléctrica en pequeñas centrales hidráulicas presenta ventajas indiscutibles, al estar ubicadas, en general, en zonas de elevada sensibilidad ambiental, inducen impactos de carácter local no despreciables. La ventaja que tiene la pequeña hidráulica en el campo de los impactos globales no debe ser obstáculo para que, a nivel de proyecto, se identifiquen los impactos y se introduzcan las medidas correctoras necesarias.

10.1. Base legal

En un proyecto de obra civil hay varias Leyes y ordenanzas que cumplir relativas al impacto ambiental que producen. A continuación se separa la legislación Europea, estatal y autonómica.

10.1.1. Legislación Europea

- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

La cual especifica los proyectos que deben realizar una Evaluación de Impacto Ambiental. Citado en el apartado 3 h) del Anexo II, correspondiente a Industria Energética: Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica.

- Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

10.1.2. Legislación estatal

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

Esta ley establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible.

10.1.3. Legislación autonómica del País Vasco

- Decreto 211 / 2012, de 16 de octubre, por el que se regula el procedimiento de evaluación ambiental estratégica de planes y programas.
- Ley 3 / 1998, de 27 de febrero, de protección general del Medio Ambiente.



10.2. Identificación de impactos

Para poder estudiar y obtener los posibles factores del medio que se verán afectados por la realización de las acciones relacionadas con el proyecto, se va a realizar una matriz de identificación de impactos. En esta matriz de tienen dos entradas, por un lado las acciones de la actividad que se dividirán en fase de construcción y fase de explotación, y por otra, los factores del medio que se podrán ver afectados.

Antes de ello, se realizará un breve inventario ambiental donde se define y describe el entorno del proyecto. El inventario nos servirá para tener una referencia con la que determinar las posibles afecciones que causaría la ejecución del proyecto sobre el medio.

10.2.1. Medio físico

Calidad del aire: puede detectarse y medirse mediante niveles de inmisión, índices de calidad del aire, capacidad dispersante de la atmósfera, ruidos.

La calidad de aire podría verse afectada en fase de construcción por las obras. Sin embargo el ruido será el mayor impacto en ambas fases.

Hidrología superficial: detectables con la calidad del agua y estudios hidrogeológicos. Las alteraciones que las acciones del proyecto pueden provocar en el medio hidrológico se pueden resumir en cuatro grandes bloques: modificaciones en los flujos de agua superficial, efectos barrera, impermeabilización de las áreas de recarga de acuíferos y cambios en la calidad del agua.

La presa de Urrunaga regula mayormente las aguas de los ríos Santa Engracia y Urquiola. Actualmente la presa tiene una suelta de agua regulada en 3 m³/s, aunque de vez en cuando asciende notablemente por avenidas. La introducción de la central tendría una suelta al río Santa Engracia más regulada, en 3 m³/s en verano y en 9 m³/s en invierno. De este modo se mejoraría la regularidad, evitando sueltas de caudales excesivos; pero no habría cambio significativo en la cantidad anual.

Geología-geomorfología: los principales factores a tener en cuenta son: la capacidad de drenaje de los materiales, la estabilidad de taludes y desmontes, la morfología del área de actuación y las características geotécnicas de los materiales a emplear que son capaces de provocar fenómenos de erosión, inestabilidad de taludes...

Sin cambios significativos por en la morfología. No requiere la construcción de ninguna vía de acceso por la existencia de una; la central se posaría en una llanura actualmente asfaltada.



10.2.2. Medio biótico

Vegetación: descripción de la vegetación existente, estado de conservación y presencia de especies singulares.

Fauna: descripción de la fauna existente y hábitats. Identificación de las especies presentes en el territorio junto con su distribución y abundancia.

La provincia de Álava acoge a 13 especies diferentes de peces autóctonos, 15 de anfibios, 20 de reptiles, más de 154 de aves, 60 de mamíferos, más de 2000 especies de plantas y al menos 15000 de animales invertebrados, que conviven en bosques y montañas, campiñas y cultivos, ríos y humedales, roquedos y cuevas, parques y jardines. A continuación se listan los más presentes:



Figura 20. Azucena de los pirineos o Flor de Lis (*Lilium pyrenaicum*)



Figura 21. Ranita de San Antonio (*Hyla arborea*)



Figura 22. Ardilla (*Sciurus vulgaris*)



Figura 23. Ciervo volante (*Lucanus cervus*)



Figura 24. Uña de caballo (*Tusilago farfara*)



Figura 25. Lagarto verde (*Lacerta viridis*)

Existe un aviso del Gobierno Vasco indicado con carteles en todo el alrededor del embalse debido a la presencia del mejillón cebra, especie invasora. La tención va dirigida a los navegantes, conteniendo una serie de indicaciones a cumplir.

La imagen siguiente muestra las zonas de concentración de diferentes especies de almejas.

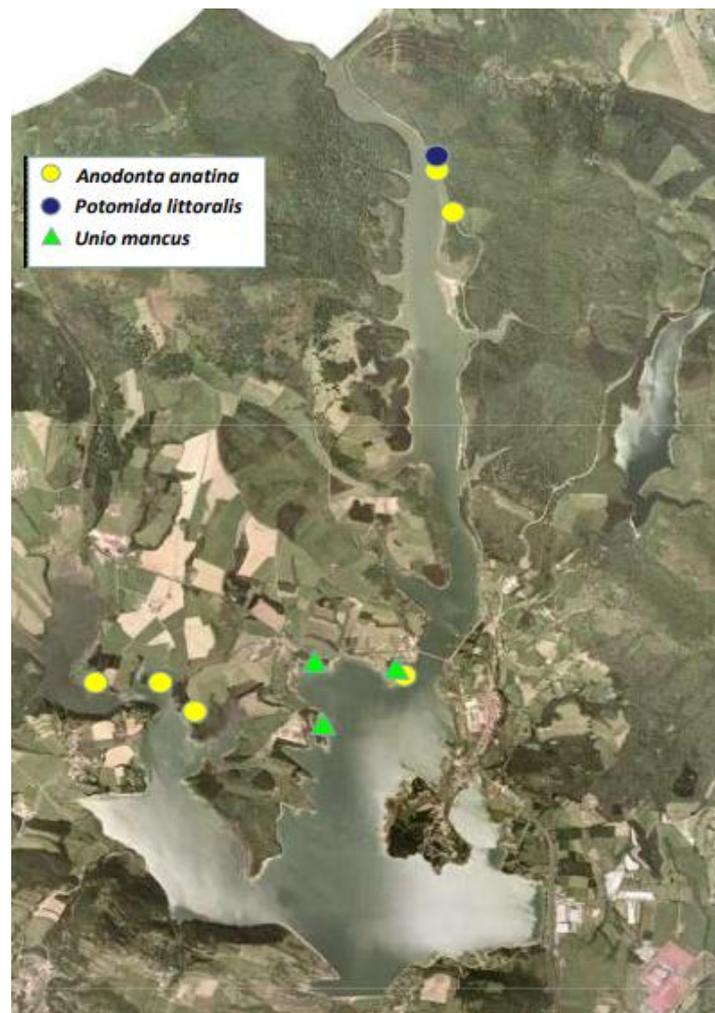


Figura 26. Mapa especies de almeja en el embalse



En 2010 se detecta la primera larva en el embalse y en 2011 se constata la presencia masiva de adultos, primero en un punto y después en todo el embalse. Lo que puso en peligro diferentes especies de almejas en el embalse, como vemos en la imagen arriba.

El embalse de Urrunaga es la referencia de muchos pescadores y hay dos protagonistas: el lucio y las grandes truchas. Respecto al lucio, se puede decir que los son relativamente abundantes, pero no en todo el embalse. El lugar principal de pesca es cerca del pueblo de Legutiano. Sin embargo, la pesca varía mucho con el nivel del agua, siendo favorables las épocas en las que el nivel es medio, suficiente para que el agua entre en los recodos menos profundos, pero que llegue en ellos a 1 o 2 metros, como mucho, de profundidad. Los tamaños de las truchas pueden llegar a ser espectaculares, habiéndose pescado ejemplares de más de 10 kg.



Figura 27. Actividad de pesca en el embalse

10.2.3. Medio perceptual: paisaje

Visibilidad: se refiere al territorio que puede apreciarse desde un punto determinado y debe estudiarse mediante datos topográficos.

Calidad paisajística: se estudian las características intrínsecas del punto, la calidad visual del entorno inmediato y la calidad del fondo escénico.

La presa de Urrunaga está posicionada en un punto de muy poca visibilidad, no habiendo ninguna carretera ni camino de paso del que sea visible. Se encuentra detrás del pueblo de Urrunaga y rodeado de robles y pinares. Tan solo tiene un camino poco accesible que lleva directo a la presa.

Precisamente fue uno de los motivos importante para descartar la central en la presa de Ullibarri. Ya que esta otra presa está situada bajo un mirador con vistas a todo el embalse y al que se accede por una carretera transitada.



10.2.4. Medio socioeconómico y cultural

Actividades económicas: que puede observarse en la renta per cápita.

Creación de empleo: puestos de trabajo surgidos tanto para la construcción como explotación de la central hidroeléctrica.

La obra civil precisará trabajo en la fase de construcción. En fase de explotación, en cambio, servicio de control, mantenimiento y reparación.

10.3. Valoración de impactos

Para valorar los impactos se empleará uno de los métodos cualitativos más utilizados que viene a ser la matriz causa-efecto de Leopold. En cada cuadrícula de intersección de la matriz se analizan las posibles interacciones entre acciones del proyecto y factores del medio, identificados anteriormente. En cada cuadrícula donde haya impacto detectado se representará la magnitud del impacto en una escala del 1 al 10 con signo positivo o negativo según sea el impacto.

Factores del medio	Acciones											
	Fase de construcción						Fase de explotación				FA	
	Ocupación terreno	Transporte materiales	Emissiones CO2	Colocación tubería	Casa de máquinas	Canal de descarga	Toma de agua	Casa de máquinas	Tendido eléctrico	Canal de descarga		Emissiones CO2
Calidad del aire		-7	-7	-2	-5	-2					-5	
Geología-geomorfología	-5	-4			-5	-5						-5
Hidrología superficial				-5		-2	-2			2		3
Vegetación	-4	-3	-3	-2	-3	-4				-2	-5	-2
Fauna	-5	-3	-4			-3	-4		-4	-2	-4	
Visibilidad	-6	-2		-2	-6	-3		-6	-3	-2		-6
Calidad paisajística	-6		-5					-5			-5	-5
Contaminación acústica		-4			-6			-8				
Actividad económica		3		3	3	3		8				-6
Creación de empleo	2	4		2	4	3		3				-3

Tabla 8. Matriz cromática de Leopold. Fuente propia



10.4. Medidas y acciones correctoras

Las medidas protectoras y correctoras están todas dirigidas a reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales negativos significativos, así como las posibles alternativas existentes a las condiciones inicialmente previstas en el proyecto.

La construcción de la toma de agua y canal de descarga tienen impactos como el ruido, peligro de erosión, turbidez del agua y la precipitación de sedimentos que son semejantes a los generados por la construcción de cualquier infraestructura. Para reducirlos se recomienda realizar las obras en épocas de escasa pluviosidad y la revegetación inmediata de los espacios estropeados, siempre con especies autóctonas.

Para reducir el tráfico y las emisiones de CO₂, sobre todo en fase de construcción, aunque también considerable en fase de explotación debido al mantenimiento o reparación, es necesario realizar y cumplir una planificación del transporte con el fin de evitar movimientos y recorridos innecesarios. El tráfico puede reducirse, pero no evitarse, por lo que como medida correctora se humedecerán los caminos para que los vehículos no levanten tanto polvo y se obligará a los vehículos a desplazarse a una velocidad moderada para minimizar sus emisiones contaminantes, así como la generación de partículas en suspensión.

La contaminación acústica podría ser uno de los peores problemas, ya que el ruido proveniente de las turbinas y generadores puede tener un nivel de decibelios alto. El nivel permitido depende de los núcleos de población o viviendas en el entorno y del ruido que ya había antes. En nuestro caso no se trata de un problema grave por el entorno pero será necesario tomar algunas medidas.

La casa de máquinas deberá construirse con materiales aislantes; pared suelo y techo absorbentes, mantas aislantes sobre la envolvente de las turbinas, refrigeración por agua en lugar de aire y silenciadores en chimenea. Además, los elementos constructivos deberán estar apoyados sobre goma para absorber las vibraciones.

En cuanto a la calidad paisajística y la visibilidad, se tomarán las siguientes medidas para disimular la casa de máquinas en el entorno montañoso. Lo primero la casa se construiría semejante a una cabaña de campo, con materiales terrosos, colores que se diluyen en el paisaje y pinturas no reflectantes. Después, se trataría de cubrir la mayor parte de los elementos con vegetación.

Sería conveniente que los cables de transmisión fuesen enterrados. No obstante, existe un poste de electricidad al lado de donde está previsto construir la casa de



máquinas. De este modo, tan sólo se unirá a este mediante tendido eléctrico en una longitud muy escasa.

Respecto a la variación del caudal aguas abajo, ya se ha comentado que con la central las sueltas estarán reguladas en $3 \text{ m}^3/\text{s}$ en verano y $9 \text{ m}^3/\text{s}$ en invierno. Por un lado, decir que el caudal ecológico estaría más que cumplido de esta manera. Por otro lado, el aumento de caudal podría suponer un impacto en el río aguas abajo y la vegetación de su ribera. Para controlarlo se ha realizado un breve estudio de los caudales diarios en el río Santa Engracia aguas debajo de la presa de Urrunaga y se observa que a pesar de estar generalmente regulado en $3 \text{ m}^3/\text{s}$, tiene sueltas puntuales de hasta $30 \text{ m}^3/\text{s}$ que hacen que el total anual sea muy parecido. Por este motivo, la central podría favorecer las condiciones del río y su vegetación.

Uno de los usos del embalse es la pesca, y por eso hay que tener especial cuidado en la toma de agua para que no entren en el sifón y evitar que lleguen a las turbinas. La medida más eficaz es establecer unas rejillas en la entrada del sifón, diseñado en el apartado de dimensionamiento.

Al establecer una presa o un azud en el cauce de un río, es común pasos ascendentes o descendentes para las especies migratorias, no obstante, la presa ya estaba construida y no nos concierne.

Tomando todas estas medidas protectoras, correctoras o compensatorias, la matriz de causa-efecto quedaría de la manera siguiente:



Factores del medio	Acciones											
	Fase de construcción						Fase de explotación					FA
	Ocupación terreno	Transporte materiales	Emisiones CO2	Colocación tubería	Casa de máquinas	Canal de descarga	Toma de agua	Casa de máquinas	Tendido eléctrico	Canal de descarga	Emisiones CO2	Abandono central
Calidad del aire		-5	-6	-2	-5	-2					-5	
Geología-geomorfología	-4	-2			-5	-5						-5
Hidrología superficial				-4		-1	-2			2		3
Vegetación	-4	-1	-3	-2	-3	-1				-2	-3	-2
Fauna	-5	-2	-3			-3	-1		-4	-2	-2	
Visibilidad	-6	-2		-2	-6	-3		-3	-3	-2		-6
Calidad paisajística	-6		-3					-3			-5	-5
Contaminación acústica		-2			-6			-5				
Actividad económica		3		3	3	3		8				-6
Creación de empleo	2	4		2	4	3		3				-3

Tabla 9. Matriz causa-efecto tras medidas. Fuente propia

Se puede observar en esta nueva tabla que las medidas han conseguido reducir la agresividad de la mayoría de los impactos. No habrá ningún impacto crítico y podría decirse que desde el punto de vista medioambiental el proyecto es compatible.

10.5. Programa de vigilancia ambiental

El programa de vigilancia ambiental tiene por objetivo garantizar el cumplimiento de las medidas preventivas, correctoras y compensatorias contenidas en el estudio y que su grado de eficacia sea la adecuada y exigida. Además debe gestionar las medidas de los impactos residuales que persisten después de aplicar las medidas y las medidas de otros impactos no previstos y de posterior aparición a la ejecución del proyecto, sean consecuencia o no de las medidas correctoras.

Para ello habrá que llevar a cabo una serie de controles y verificaciones previas al inicio del proyecto y durante las distintas fases del mismo.



10.5.1. Fase de proyecto

Antes de comenzar las obras se tomarán en campo medidas de la calidad del agua, contaminación acústica y calidad del aire.

10.5.2. Fase de construcción

Una vez comenzada la obra, habrá que comprobar que se cumplen todas las medidas previstas durante la ejecución del proyecto y se tomarán medidas de calidad para controlar el impacto, comparándose con las medidas tomadas anteriormente. Se medirá con una frecuencia razonable la calidad del agua, contaminación acústica y calidad del aire, así como un control de las áreas de actuación, paisaje y control de residuos y efluentes.

10.5.3. Fase de explotación

Finalmente, en fase de explotación, se llevará un control regular de las rejillas a la entrada de la toma de agua, y de nuevo habrá que vigilar la calidad de las aguas y contaminación acústica.



11. Conclusiones

- Mediante los resultados de los estudios técnicos de geología y geotecnia no se ha encontrado ningún inconveniente para poder llevar a cabo la construcción en el terreno escogido para implantar la casa de máquinas, y por ello, confirman la factibilidad técnica del proyecto hidroeléctrico.
- Del estudio de los recursos hidrológicos se ha concluido que existe una gran disponibilidad del recurso por sus caudales elevados, aunque el caudal es muy variable entre verano e invierno. El estudio detallado para obtener los datos mensuales más significativos ha resultado muy importante para la posterior elección de la maquinaria de producción de energía, de modo que aprovechase el variable rango de caudales disponible.
- Las condiciones favorables del entorno del emplazamiento escogido minimizan la obra civil requerida para la puesta en marcha de la central. Aprovechando el salto de la presa existente y el agua embalsada, no hace falta construir ningún azud ni cámara de carga; requiriendo tan sólo la toma de agua en sifón, tubería forzada, casa de máquinas y canal de retorno al río.
- Gracias a la vía existente que llega al lugar donde se implantará la casa de máquinas, no hará falta realizar ninguna obra añadida para la construcción de la central. Asimismo, para distribuir la energía producida en la central se realizará una conexión directa al poste eléctrico actualmente instalado a escasos metros de donde estará la casa de máquinas.
- La central de la presa de Urrunaga podrá generar 6.545 GWh/año de energía con un equipo compuesto por dos grupos generadores con turbinas Francis, capaces de turbinar un caudal de hasta 9 m³/s.
- Tras un estudio económico completo donde se han calculado la inversión inicial de construcción, los ingresos anuales por venta de la energía producida y los gastos anuales en mantenimiento y explotación, se ha obtenido que la inversión se recuperaría en unos 7 años y que la central tendrá un TIR del 20,28% al final de su vida útil, un interés muy positivo; pudiendo razonar que la central es rentable económicamente y que.
- En lo que respecta al Estudio de Impacto Ambiental, se concluye que la construcción y posterior explotación de la minicentral es compatible con el medio, estimando que las repercusiones negativas en los distintos factores ambientales van a ser nulos o muy reducidos, con la condición de que cumpla



con todas las medidas preventivas y correctoras propuestas y con el Plan de Vigilancia Ambiental activado.



12. Referencias

- EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION. (1998). *Manual de pequeña hidráulica*. DG XVII: Bélgica.
- ASOCIACIÓN VASCA DE PATRIMONIO INDUSTRIAL Y OBRA PÚBLICA. *Elementos del patrimonio industrial y de la obra pública en Euskadi*. <http://avpiop.com/es/patrimonio/embalses_del_zadorra/24> [Consulta: 28 febrero de 2017]
- GOBIERNO VASCO – DEPARTAMENTO DE CULTURA. (2012). *Colección de patrimonio cultural vasco, Volumen I (Central Hidroeléctrica de Barazar)*. Servicio Central de Publicaciones del Gobierno Vasco: Vitoria-Gasteiz.
- CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO. *Plan Hidrológico de Cuenca del Ebro*. <<http://www.chebro.es/>> [Consulta: 28 febrero de 2017]
- CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO. *Presa y embalse de Urrunaga (9828)*. <<http://www.chebro.es/>> [Consulta: 28 febrero de 2017]
- CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO. *Presa y embalse de Ullivarri-Gamboa (9827)*. <<http://www.chebro.es/>> [Consulta: 28 febrero de 2017]
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE. *Inventario de Presas*. <<http://sig.mapama.es/snczi/visor.html?herramienta=Presas>> [Consulta: 28 febrero de 2017]
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE. *Estado de los embalses y pantanos de España*. <<http://www.embalses.net/>> [Consulta: 4 marzo de 2017]
- INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA - MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD. *Mapas geológico de España (112 - Vitoria)*. <www.igme.es/> [Consulta: 4 marzo de 2017]
- INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA - MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMPETITIVIDAD. *Mapa Geotécnico General*. <www.igme.es/> [Consulta: 4 marzo de 2017]
- INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL - MINISTERIO DE FOMENTO. *Cartografía geocientífica*. <<http://www.ign.es/iberpix2/visor/>> [Consulta: 4 marzo de 2017]
- CEDEX - MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE. *Anuario de aforos (Salida embalse Urrunaga - 9828)*. <http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/afo/embalse-datos.asp?ref_ceh=9828> [Consulta: 5 marzo de 2017]
- JOSÉ G. MORALES-NAVA. (2009). *Ecuaciones analíticas para pérdidas de energía en bifurcaciones comunes en conductos hidráulicos con circulación forzada - Ingeniería hidráulica y ambiental*. Universidad Autónoma de Baja California: México
- JULIÁN MARTÍN DE EUGENIO POZA. (2008). *Diseño hidráulico y mecánico de la central minihidroeléctrica del embalse de Valmayor*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial (Universidad Pontificia Comillas): Madrid.



- JAVIER ROSELLÓ TORNERO. (2015). *Estudio de impacto ambiental de una minicentral hidroeléctrica de caudal fluyente*. TFG en Ingeniería en Tecnologías Industriales (UPV): Valencia.
- GEMA FERNÁNDEZ SAIZ. (2012). *Central hidroeléctrica reversible, "Pozos de Noja"*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. (Universidad de Cantabria): Santander.
- PABLO RUIZ MOLINA. (2013). *Estudio del recurso hidráulico y proyecto de una central minihidráulica en la cuenca del río Tormes*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. (Universidad Politécnica de Cartagena): Cartagena.