



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



**“ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA RECONVERSIÓN DEL MOLINO DE
LOS LÁZAROS EN UN APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO EN EL
RÍO EBRÓN, EN EL T.M DE TORREBAJA (VALENCIA)”**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Centro de presentación: UPV (ETSICCP)

Titulación: Grado en Ingeniería Civil

Curso académico: 2018/2019

Autor: Carles Crespo-Azorín Martínez

Tutor: Abel Solera Solera

Valencia, Julio de 2019



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN AL PROYECTO	5
CAPÍTULO 1. CONCEPTOS PRELIMINARES	6
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS	
1.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO	
CAPÍTULO 2. EL PROYECTO	8
2.1 OBJETO	
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	
2.2.1 Ámbito geográfico y localización del proyecto	9
2.2.2 Acceso a as obras	9
2.2.3 Topografía y salto bruto, geología y geotécnia	10
2.3 ESTADO ACTUAL	
2.4 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS	
2.4.1 Caudal medio diario	13
2.4.2 Curva de caudales clasificados	14
2.4.3 Curva de caudales clasificados-Volúmenes útiles	16
2.4.4 Caudal de diseño	19
2.5 ESTUDIO DE SOLUCIONES	
2.5.1 Régimen de explotación	20
2.5.2 Revisión del canal de derivación	22
2.5.2.1 <i>Situación actual</i>	23
2.5.2.2 <i>Modificación parcial del trazado</i>	25



2.5.2.3	<i>Modificación total del trazado</i>	32
2.5.2.4	<i>Comparación de alternativas y propuesta</i>	35
2.5.3	Cámara de carga	36
2.5.3.1	<i>Ubicación</i>	36
2.5.3.2	<i>Dimensionamiento</i>	38
2.5.3.3	<i>Diseño</i>	38
2.5.4	Aliviadero	40
2.5.5	Casa de máquinas	42
2.5.5.1	<i>Ubicación</i>	42
2.5.5.2	<i>Edificio</i>	42
2.5.6	Tubería forzada	42
2.5.6.1	<i>Ubicación y Longitud de la conducción</i>	43
2.5.6.2	<i>Pérdida de carga y Diámetro</i>	43
2.5.6.3	<i>Espesor de la tubería y Material</i>	46
2.5.7	Salto neto	48
2.5.8	Selección de la turbina	49
2.5.9	Conexión a la red	51
2.5.10	Solución adoptada	52
2.6 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS		
2.6.1	Planta general	56
2.6.2	Estructura de captación y de control	56
2.6.3	Canal	57
2.6.4	Cámara de carga	58
2.6.5	Aliviadero	58
2.6.6	Tubería forzada	58
2.6.7	Edificio de la central	58
2.6.8	Equipo electromecánico	59
2.6.9	Canal de restitución	60
2.6.10	Conexión a la red	61
2.7 PROCESO CONSTRUCTIVO		
2.7.1	Actuaciones comunes en las distintas zonas	62
2.7.2	Canal de derivación	62



2.7.3	Cámara de carga y tubería forzada	63
2.7.4	Central	64
2.8 ESTUDIO ECONÓMICO		
2.8.1	Facturación de energía	65
2.8.2	Coste de la obra	67
2.8.3	Análisis de la rentabilidad	69
CAPÍTULO 3. CONCLUSIONES Y REFERENCIAS		74
CAPÍTULO 4. ANEJOS		78
4.1 CONTENIDO DE ESTE DOCUMENTO		
4.2 APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO REGULADO		
4.3 CÁLCULOS HIDRÁULICOS EN EL CANAL DE DERIVACIÓN		
4.3.1	Canal existente	84
4.3.2	Nuevas conducciones hidráulicas hasta la cámara de carga	90
4.3.2.1	<i>Alternativa 1</i>	90
4.3.2.2	<i>Alternativa 2</i>	97
4.3.2.3	<i>Alternativa 3</i>	97
4.3.3	Pérdidas hidráulicas desde la toma hasta la cámara de carga	97
4.3.3.1	<i>Alternativa 1</i>	99
4.3.3.2	<i>Alternativa 2</i>	102
4.3.3.3	<i>Alternativa 3</i>	104
4.3.3.4	<i>Elevación del agua en la cámara de carga y salto bruto</i>	106
4.4 CÁMARA DE CARGA		
4.4.1	Volumen de almacenamiento	108
4.4.2	Diseño	112
4.5 TUBERÍA FORZADA		
4.5.1	Diámetro y Pérdidas de carga	116
4.5.2	Espesor y material	127
4.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA		



4.7 MEDICIONES DE LA OBRA CIVIL	
4.7.1 Toma de agua	145
4.7.2 Canal de derivación y aliviadero	145
4.7.2.1 <i>Movimientos de tierras</i>	145
4.7.2.2 <i>Volumen de hormigón y armados</i>	148
4.7.3 Cámara de carga	
4.7.3.1 <i>Movimiento de tierras y sup. de impermeabilización</i>	149
4.7.4 Tubería forzada	
4.7.4.1 <i>Movimiento de tierras</i>	150
4.7.4.2 <i>Losa para el cruce con el camino</i>	150
4.7.5 Reposición de firmes	151
4.8 JUSTIFICACIÓN DEL COSTE DE LA INVERSIÓN	
4.8.1 Tabla de precios de la obra civil	152
4.8.2 Tabla de precios de los equipos electromecánicos	156
4.8.3 Ingeniería y dirección de obra	158
4.8.4 Coste de la inversión	158
4.9 FLUJO DE CAJA	159

ESQUEMAS

FOTOGRAFÍAS TOMADAS DURANTE LA VISITA DE CAMPO



INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

El objetivo de este trabajo final de grado es realizar un estudio de viabilidad para la reconversión del molino de Los Lázaros en un aprovechamiento hidroeléctrico en el río Ebrón, concretamente en el término municipal de Torrebaja (Valencia). El estudio se ha estructurado en cuatro capítulos. En el primer capítulo se definen unos conceptos preliminares que facilitan la comprensión del documento. En el segundo capítulo se describe el caso de estudio, se estudian los condicionantes, se realiza un estudio de soluciones desarrollando la solución tomada y se justifica desde un punto de vista técnico-constructivo, económico y respetuoso con el medio ambiente. En el tercer capítulo se realizan las conclusiones acerca de la viabilidad del proyecto y, por último, en el cuarto capítulo se muestra aquella información complementaria que ha servido de base para la elaboración del segundo y tercer capítulo. Además, se adjuntan los esquemas y las fotografías que se han considerado necesarias.

La motivación del proyecto reside en la inquietud del ayuntamiento de Torrebaja por encontrar una utilidad a las estructuras existentes manteniendo su patrimonio histórico. El molino que se pretende reconvertir, conocido como molino de los Lázaros o molino del Señor, al momento presente, no se tienen datos exactos referentes a su construcción, no obstante, en el libro: “El Rincón de Ademuz en imágenes, aldeas y lugares” escrito por Alfredo Sánchez Garzón se menciona que su fábrica puede remontarse a finales del siglo XVI, principios del XVII. Actualmente se encuentra en desuso, en su día utilizaba el agua proveniente del río Ebrón para mover sus piedras. Esta agua era canalizada por una acequia, propiamente denominada “del Molino”, cuyo azud se halla en la partida, conocido como “La Presa” y después la devolvía al río a través de un canal de retorno.



CAPÍTULO 1

CONCEPTOS PRELIMINARES

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS

“La circulación del agua a lo largo de un río implica una pérdida energética que depende del caudal circulante y el desnivel existente en el tramo en consideración, esta energía del agua es transformada en calor y en energía mecánica de erosión” Luis Cuesta y Eugenio Vallarino (2000). Estos autores afirman que los aprovechamientos hidráulicos consisten precisamente en reducir al mínimo esta pérdida energética natural y transformar la energía no consumida en energía de fácil utilización, esto se conseguirá sustituyendo el cauce natural por uno artificial más eficiente desde el punto de vista hidráulico. La energía específica o energía por unidad de peso entre dos secciones de un río A y B puede calcularse utilizando la ecuación de Bernoulli:

$$e_{AB} = (Z_A - Z_B) + \frac{(p_A - p_B)}{\rho \times g} + \frac{\alpha_A \times V_A^2 - \alpha_B \times V_B^2}{2 \times g}$$

- Z: Elevación de la superficie del agua sobre el plano de referencia (m)
- P: Presión (Pa)
- V: Velocidad (m/s)
- ρ : Densidad (kg/m^3)
- g : Aceleración de la gravedad (m^2/s)
- α : Coeficiente de Coriolis, representativo del efecto de la dispersión de la velocidad en la sección transversal.

Si se desprecia la diferencia de las energías cinéticas entre A y B y la presión es la atmosférica en ambos casos, entonces:

$$e_{AB} = Z_A - Z_B = H_{AB}$$



Donde H_{AB} corresponde al salto bruto. Teniendo en cuenta el peso de la masa de agua que circula durante ambas secciones durante un tiempo t se obtiene la energía total consumida:

$$E_{AB} = \rho \times g \times Q \times H_{AB} \times t$$

$$P_{AB} = \rho \times g \times Q \times H_{AB}$$

Un aprovechamiento hidráulico necesita un caudal y un desnivel para funcionar. La manera de aprovechar la energía del tramo de río es transformar la energía potencial del agua en energía mecánica (mediante una turbina) y, a su vez, transformarla en energía eléctrica (mediante un alternador).

Existen distintos tipos de centrales hidroeléctricas para la generación de energía, los dos más comunes son:

- Centrales fluyentes: La central está en funcionamiento mientras que el caudal natural del río sea superior al mínimo técnico de la turbina instalada y no tienen capacidad de regulación.
- Centrales de embalse también conocidas como centrales a pie de presa que sí que tienen capacidad de regulación e independizan, dentro de unos límites, la producción eléctrica del caudal natural del río.

2.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica. Puesto que la energía eléctrica es un servicio público, las empresas encargadas deberán suministrar toda la energía demandada (incluso cuando no les convenga), para ello deberán acomodar su parque de generación y distribución a la demanda previsible. Es importante comprender que la generación de energía tiene que realizarse al mismo tiempo que se está consumiendo, esto es debido a los problemas existentes en la actualidad para almacenar



de forma práctica la electricidad. Además el suministro debe tener una determinada frecuencia (50Hz en Europa), un determinado voltaje y mantenerse constante evitando apagones. Un caso distinto es el de los productores para autoconsumo ya que no tienen obligación de satisfacer una demanda. También es diferente para los promotores privados o aquellos con una concesión (del sector público o privado) tipo BOT¹ en la que una entidad privada financia, diseña, construye, posee y opera un aprovechamiento hidroeléctrico, vendiendo a una empresa distribuidora la energía producida (el suministro deberá ajustarse a los términos de un contrato).

CAPÍTULO 2

EL PROYECTO

2.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente documento es realizar un estudio de viabilidad para la reconversión de un antiguo molino en un aprovechamiento hidroeléctrico y que pueda ser utilizado en un futuro para la elaboración de un proyecto real. Se trata de utilizar un determinado salto de agua y el caudal disponible para la producción de energía eléctrica. Se estudiarán las construcciones de obra nueva, las alternativas factibles de reconstrucción y mejora de las infraestructuras existentes, las máquinas adecuadas para la central y, en general, las variables que influyan en el diseño. Una vez estudiadas las distintas opciones, se justificará la solución escogida desde un punto de vista técnico, constructivo, económico y respetuoso con el medio ambiente.

¹ Build, Operate and Transfer.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.2.1 Ámbito geográfico, localización del proyecto y acceso a las obras.

El ámbito geográfico es la Demarcación Hidrográfica del Júcar (DHJ) la cual limita con las demarcaciones del Ebro y del Segura. Concretamente la obra objeto de este proyecto está localizada en el término municipal de Torrebaja, en la comarca del Rincón de Ademuz, la cual constituye un enclave en la Comunidad Valenciana. El Rincón de Ademuz es un territorio abrupto y accidentado; su principal eje fluvial es el Turia, el cual divide la comarca en dos sectores, el occidental (atravesado por dos afluentes: el Ebrón y el Boilgues), y el oriental. Se trata de una comarca con actividad agrícola, de ganadería y de explotación forestal. El aprovechamiento hidroeléctrico objeto de este proyecto utilizará el agua proveniente del río Ebrón, afluente que viene de la Sierra de Albarracín (Teruel) y será devuelta al Turia, puesto que es precisamente en esa zona donde confluyen.

Para más información pueden consultarse los esquemas 1 y 2: “Situación Geográfica” y “Localización del proyecto” ubicados en el documento “Esquemas” donde se han editado unos mapas obtenidos del Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana.



Figura 1 – Ámbito geográfico

2.2.2 Acceso a la obra.

Existen dos carreteras desde las que permiten acceder a la obra, la N-330a y la N-420. El acceso a la obra podrá hacerse siguiendo la carretera nacional N-420 hasta Torrebaja, tomando la salida de la calle de la Hoya desde la cual se puede acceder directamente al camino rural que penetra en la zona de las obras. También podrá



accederse a dicho camino desde la N-330a. El ancho del camino es de 5 metros, suficiente para la circulación de los camiones. También existen zonas para maniobrar y realizar los cambios de sentido. La superficie de rodadura se encuentra en buenas condiciones por lo que no se considera necesario realizar ningún tratamiento superficial. En el esquema 2: “Localización del proyecto” se indica la ubicación de los accesos a la obra.

2.2.3 Topografía y salto bruto, geología y geotécnica.

Para poder situar los distintos elementos que componen la obra y estimar las características de subsuelo y de los materiales sobre los que se cimentará se han utilizado los siguientes recursos:

- La Base Topográfica Nacional de España a escala 1:25.000 (líneas de nivel cada 10 m).
- El visor cartográfico de la Generalidad Valenciana. (Líneas de nivel cada 5 m)
- Un mapa topográfico de la zona escala 1:10.000 facilitado por el ayuntamiento de Torrebaja (las líneas de nivel las da cada 2 m).
- Mapa Geológico y Minero de España a escala 1:50000.

El relieve del rincón de Ademuz es prácticamente simétrico en torno al río Turia. El río entra en la comarca a una cota de 770 ms.n.m. y sale a una altura de 670 ms.n.m. que es el punto más bajo de toda la comarca. En la zona donde se quiere realizar el aprovechamiento hidroeléctrico es concretamente en el tramo donde se prevé que estará la toma de agua por donde discurre el río Ebrón; la elevación del terreno se encuentra aproximadamente a la cota 734 ms.n.m. y existe un azud de 0,5 m. Tras la turbinación el agua se devolverá al río Turia. La zona prevista para el vertido se encuentra a 720 ms.n.m. Por lo tanto puede hacerse una estimación previa de que el salto bruto será de 14,5 m (sin tener en cuenta las pérdidas de altura hasta la cámara de carga); no obstante se revisará más adelante en el anejo 4.3.3.4.

Por otro lado, en base a los mapas geológicos del IGME² todas las excavaciones se harán en terreno formado por gravas poligénicas (que proceden de la erosión de cualquier tipo de roca), arenas y arcillas. A continuación, se muestran los detalles del corte:

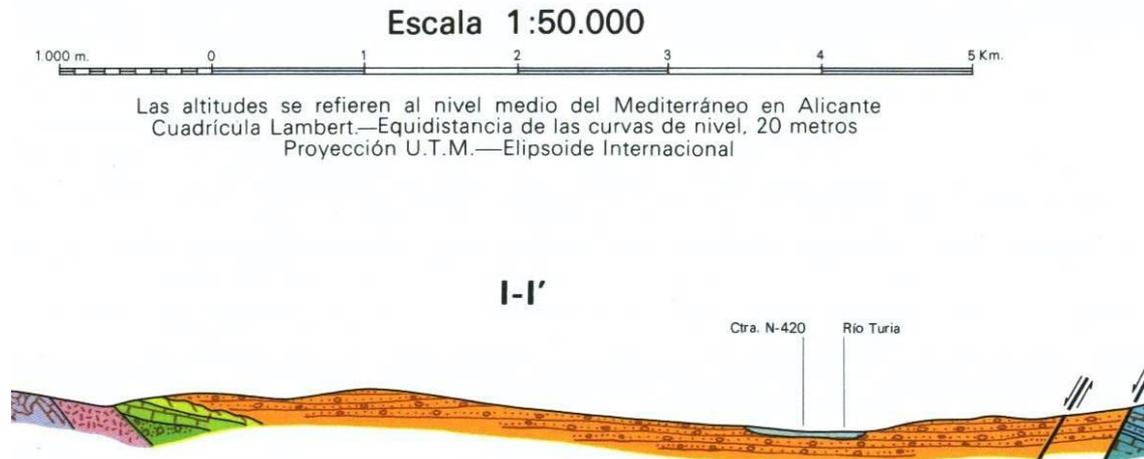


Figura 2—Captura extraída del mapa geológico de la zona.(Fuente de datos IGME)

Unos 40 metros por debajo de este estrato aluvial se tienen calizas travertínicas, pero no afectarán a la obra puesto que las excavaciones a realizar son muy inferiores a esta profundidad. En el anejo 4.4 se ve cómo influye el terreno en el dimensionamiento de la cámara de carga. Puesto que las cargas a transmitir al terreno no son muy elevadas y las excavaciones a realizar son de baja profundidad se considerará que, desde el punto de vista geotécnico, la zona está en condiciones constructivas aceptables. No obstante, se aconseja realizar una serie de catas en la zona donde se colocará el edificio de la central. En el esquema 3 puede consultarse el mapa geológico de la zona.

2.3 ESTADO ACTUAL

El molino que se pretende reconvertir actualmente se encuentra en desuso. Existe un canal/acequia de hormigón cuya función original era la de transportar el agua hasta el molino y, a su vez, el suministro de agua para el riego de los cultivos de la zona. También

² Instituto Geológico y Minero de España

existe un azud en la partida y un canal de retorno para devolver el agua al río. En la actualidad los campos a los que abastecía de agua también están abandonados, por lo que el azud, la acequia, el edificio del molino y el canal de retorno han perdido su funcionalidad y por lo tanto a lo largo de este proyecto será valorada la posibilidad de reutilizar estas estructuras.

En la visita técnica se han encontrado restos de una máquina en el edificio del molino, y aunque no se tenga información al respecto se ha considerado la posibilidad de aprovecharla ya que sus dimensiones tal y como se verá en el apartado 2.5.8 son acordes con los cálculos realizados con el programa *TURBNPROTM Version 2.0* ($D = 430\text{ mm}$). A continuación se muestra una imagen tomada durante la visita:



Figura 3 – Imagen de la turbina encontrada en la casa del molino durante la visita técnica

En esta imagen se ve: como entra la tubería forzada a través del muro, una válvula de mariposa, una cámara espiral y un codo de color gris y naranja que se supone iría conectado en el lado izquierdo de la máquina para facilitar la salida del flujo hacia el hueco inferior colocado sobre la solera del edificio. También dispone de un orificio en la cámara espiral el cual podría servir como dispositivo de seguridad para el control de sobrepresiones. En dicho orificio iría una válvula disipadora de presiones la cual consta de una tapa con un muelle, que cede y se abre permitiendo la salida del agua.

La máquina está incompleta puesto que le falta el rotor, el eje, el alternador, el tubo de aspiración y una llave para controlar la válvula de mariposa.

2.4 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS

2.4.1 Caudal medio diario:

Para la determinación del caudal de diseño los cálculos se basarán en los datos publicados por el CEDEX³ obtenidos en la estación foronómica 8104 de la ROEA⁴. Esta estación se encuentra a unos 2,5 kilómetros aguas arriba del tramo de estudio. Se han tomado los datos de alturas y caudales medios diarios para un período de 10 años -desde 2005 hasta 2014-. A continuación se muestra la serie temporal del caudal medio diario:

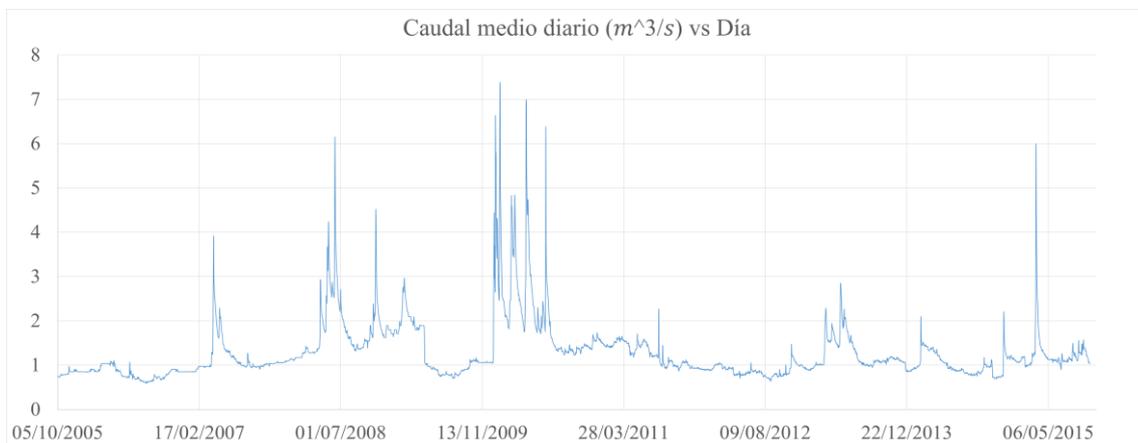


Figura 4 – Caudales medios diarios durante un periodo de 10 años.

La siguiente gráfica corresponde a una serie temporal de los caudales medios diarios, observándose la variación de los caudales a lo largo de los años y para un mismo año, la variación diaria de los caudales. De esta manera se identifican fácilmente los meses secos que, como cabe de esperar, corresponden a los meses de verano y a los meses con mayores crecidas correspondientes a los de primavera.

³ Centro De Estudios y eXperimentación de obras públicas.

⁴ Red Oficial de Estaciones de Aforo

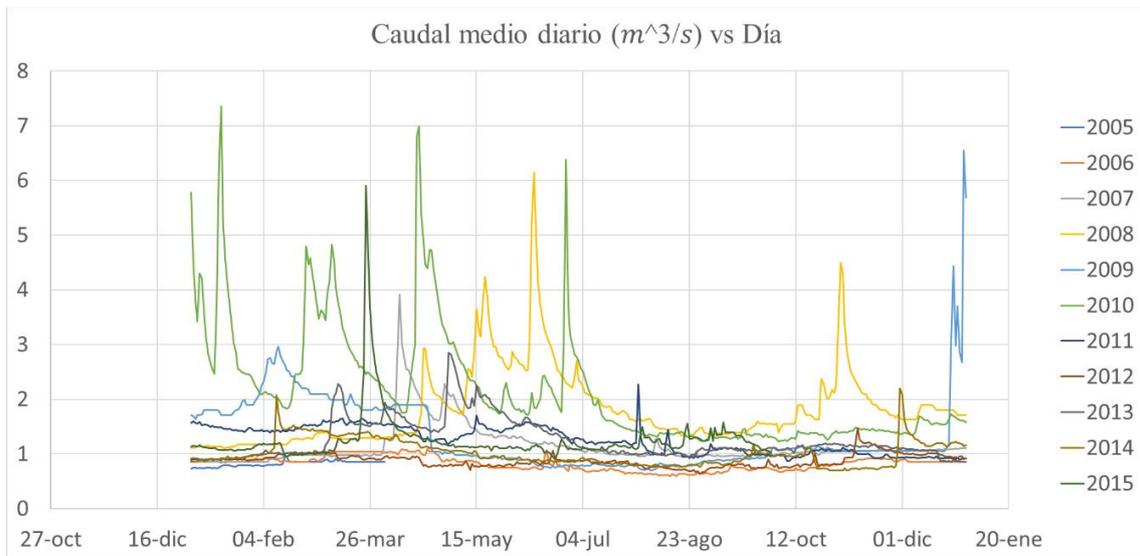


Figura 5 — Variación de los caudales a lo largo de los años y variación diaria de los caudales para cada año.

2.4.2 Curva de caudales clasificados

La siguiente figura muestra la curva de caudales clasificados; ésta muestra los caudales ordenados de mayor a menor para cada año y el número de días al año en que se superan dichos caudales:

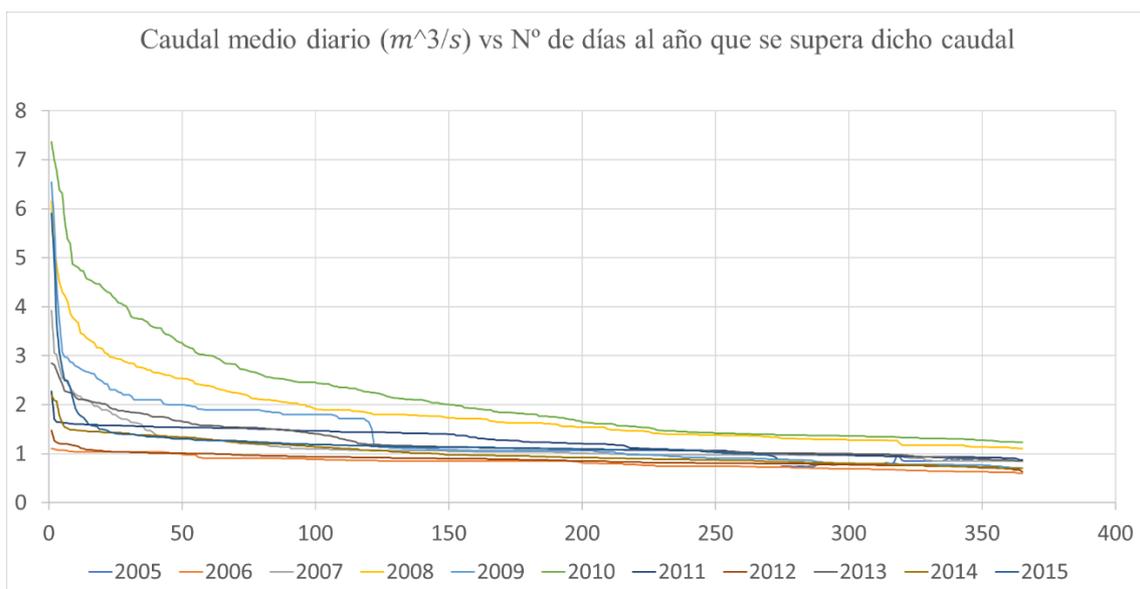


Figura 6 – Curva de caudales clasificados de cada año.

El caudal de diseño tiene que ser aquel que permita que la turbina esté trabajando con dicho caudal la mayor parte del tiempo; en la siguiente gráfica se muestra con más detalle la información anterior de modo que no se han graficado los caudales que no interesan. Se representa una línea horizontal con $Q = 1 \text{ m}^3/\text{s}$ para evidenciar la necesidad de instalar un caudal por debajo de ese valor. Esto es debido a que tanto para la mayor parte de los años como para la mayor parte de los días que comprenden estos años, los valores de los caudales son inferiores a $1 \text{ m}^3/\text{s}$.

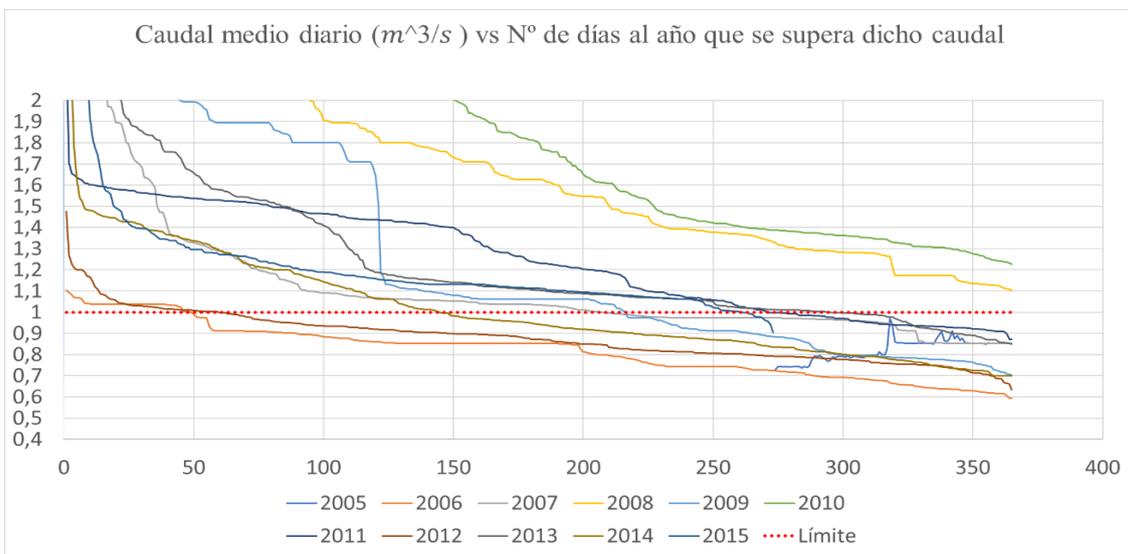


Figura 7 – Curva de caudales clasificados de cada año, ampliada.

Ordenando todos los caudales de mayor a menor desde el 2005 hasta el 2010, se obtiene:

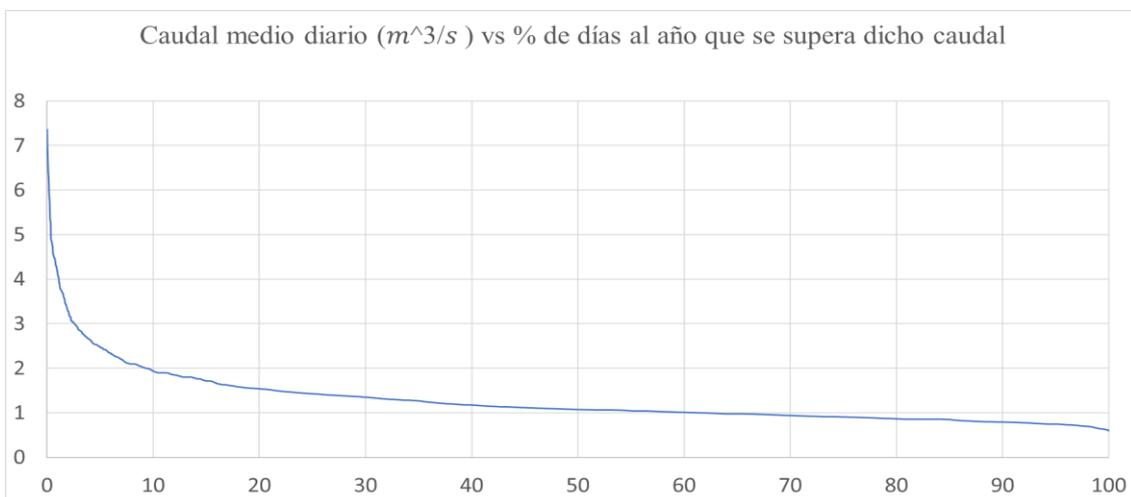


Figura 8 – Curva de caudales clasificados a lo largo de 10 años.

En la figura 9 se ha ampliado el nivel de detalle de la gráfica anterior. Observando la misma resulta coherente considerar un caudal de diseño entre $0,8 \text{ m}^3/\text{s}$ y $0,7 \text{ m}^3/\text{s}$, ya que el río llevaba al menos esos caudales entre el 90% y el 97% de los días durante el período 2005-2014.

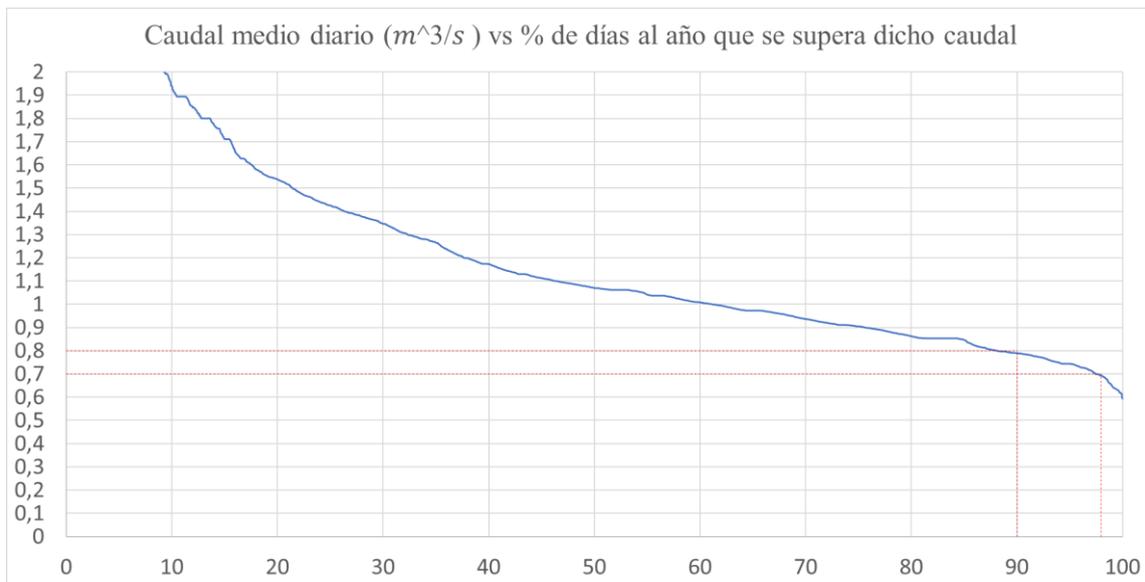


Figura 9 – Curva de caudales clasificados a lo largo de 10 años, ampliada.

2.4.3 Curva de caudales clasificados-Volúmenes útiles

A continuación veremos la curva del caudal equipado-volumen útil para cada año. Para la elaboración de esta gráfica el procedimiento ha sido el siguiente: En primer lugar se han escogido un rango de caudales de diseño de $0,6 \text{ m}^3/\text{s}$ a $2 \text{ m}^3/\text{s}$. En segundo lugar se calcula el volumen de agua que se turbinaría al año en hm^3 según el caudal que se equipie. Por último se repite la misma operación para cada caudal equipado, y cada año, obteniéndose los siguientes resultados:

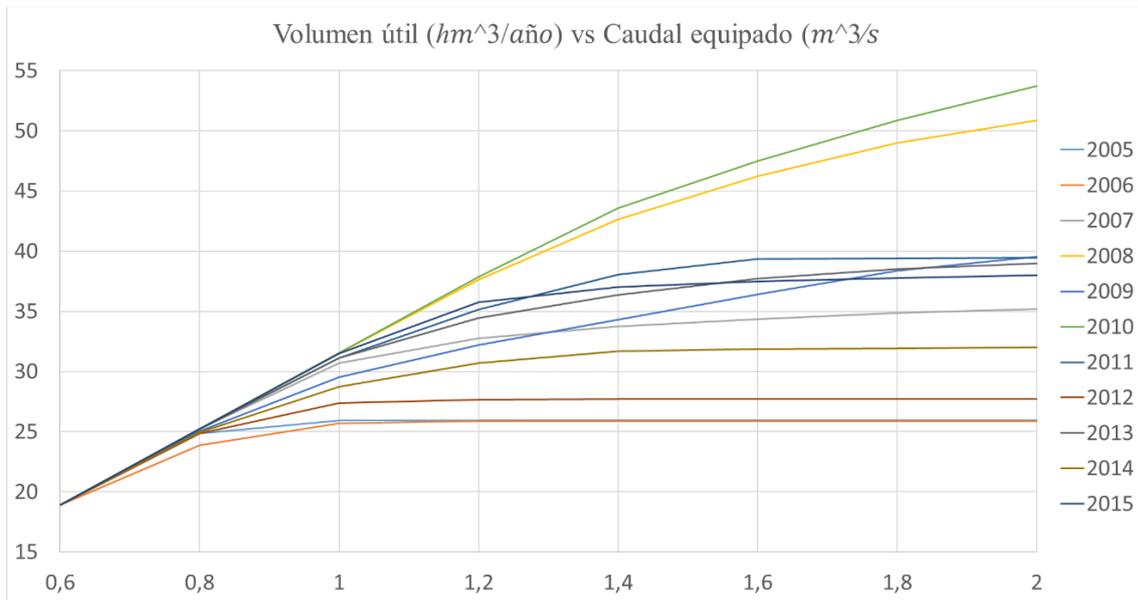


Figura 10 – Curva del caudal equipado-volumen útil.

Las curvas empiezan con cierta pendiente y terminan siendo horizontales, estas curvas son la integral de las curvas de la gráfica 3. La razón por la que acaban haciéndose horizontales es que, a partir de un determinado caudal equipado, el volumen de agua que se turbinas al año se mantiene constante. Esto quiere decir que el caudal que se instalará será aquel que optimice la relación coste-beneficio (el coste en función de las dimensiones de la instalación, y el beneficio en función de la producción).

El caudal ecológico tiene una gran importancia a la hora de establecer el caudal de diseño. Caudal ecológico: “caudal que contribuye a alcanzar el buen estado o buen potencial ecológico en los ríos o en las aguas de transición y mantiene, como mínimo, la vida piscícola que de manera natural habitaría o pudiera habitar en el río, así como su vegetación de ribera.”⁵

Los planes hidrológicos establecen los regímenes de caudales ecológicos y otras demandas ambientales. En este caso se han seguido las indicaciones del plan hidrológico de la demarcación hidrográfica del Júcar. En el caso del río Ebrón el caudal mínimo en situación ordinaria es de $0,15 \text{ m}^3/\text{s}$. Por otro lado, puesto que el río se encuentra en el grupo 2 de región hidroclimática, debe realizarse una modulación del caudal mínimo según los meses del año. Para los meses de enero, febrero, marzo, abril y mayo el factor de variación mensual es de 1,2, por lo que el

⁵ Según el BOE núm.229, de 22 de septiembre de 2008

caudal mínimo en estos meses será de $0,15 \text{ m}^3/\text{s} \times 1,2 = 0,18 \text{ m}^3/\text{s}$. Para el resto de los meses del año el factor de variación mensual es 1, por lo que el caudal ecológico sigue siendo $0,15 \text{ m}^3/\text{s}$.⁶

Por lo tanto, restando los caudales ecológicos a los caudales medios diarios proporcionados por la estación foronómica 8104 del CEDEX y elaborando de nuevo la curva del caudal equipado-volumen útil obtenemos el siguiente gráfico:

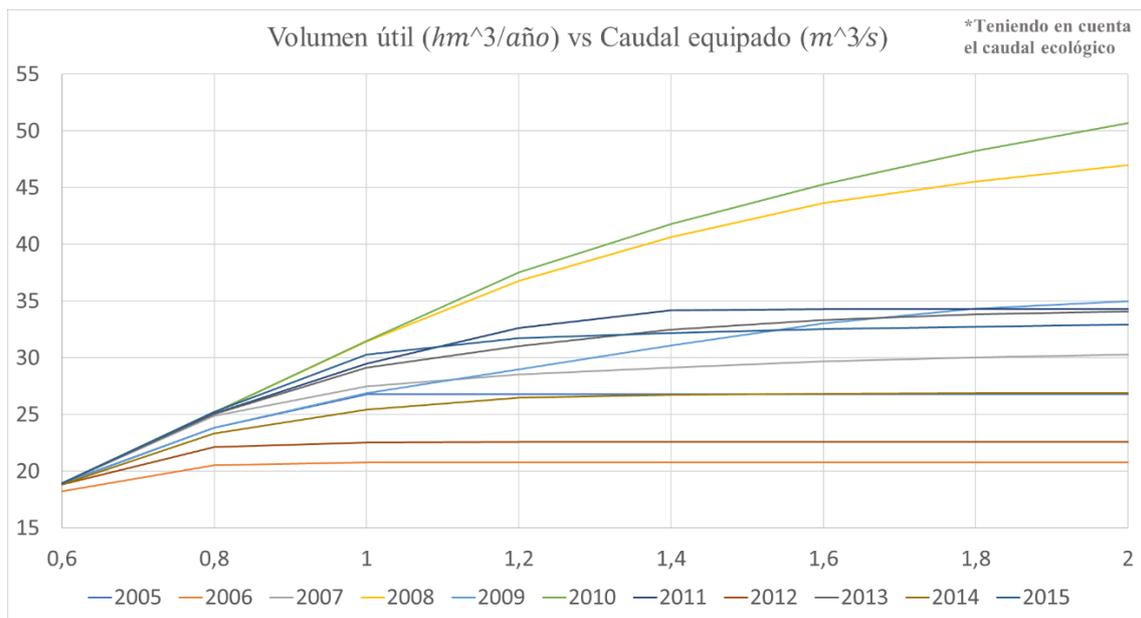


Figura 11 – Curva del caudal equipado-volumen útil.

⁶ Según el Plan Hidrológico de la demarcación hidrográfica del Júcar, Memoria - Anejo 5 “Régimen de caudales ecológicos”, Ciclo de planificación hidrológica 2015 – 2021.

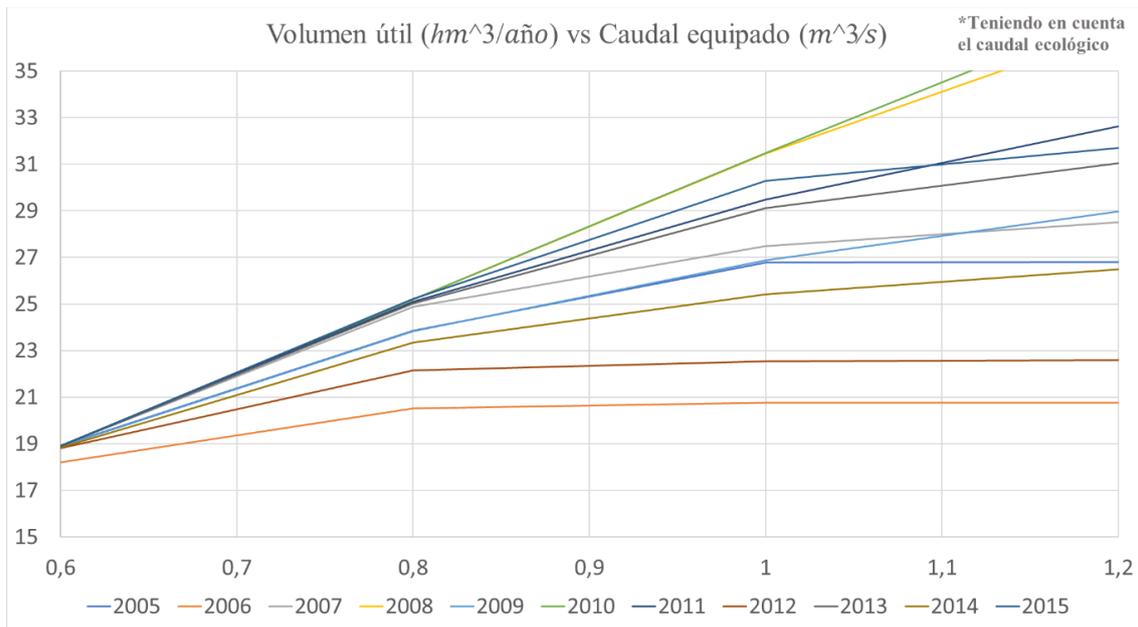


Figura 12 – Curva del caudal equipado-volumen útil, ampliada.

2.4.4 Caudal de diseño

Para determinar el caudal de diseño hay que comparar el coste marginal del equipamiento con el beneficio marginal, es decir, comparar el incremento de coste correspondiente a un aumento del caudal equipado (en el caso de estudio, $0,1 m^3/s$), con el valor de la energía conseguida con ese incremento. El beneficio va en función de la producción y el coste va en función de las dimensiones de la instalación: conducción, cámara de carga y central principalmente “Cuesta y Vallarino (2000)”; tanto el azud de derivación como la línea eléctrica tienen un coste que se puede considerar independiente del grado de equipamiento). En proyectos pequeños como éste, el procedimiento de establecer curvas de costes-tipo en función del caudal equipado es válido debido a la rápida variación del beneficio marginal en relación con dicho caudal equipado. No obstante, en proyectos de mayores dimensiones o cuando se requiera una mayor precisión por motivos especiales Luis Cuesta Diego y Eugenio Vallarino aconsejan que se realice el prediseño de tres o cuatro variantes, evaluando los costes y beneficios respectivos y calcular los costes y beneficios marginales. A continuación se muestra una tabla con las producciones medias anuales para cada caudal equipado:



Caudal equipado (m ³ /s)	Volumen útil 2005-2015 (Hm ³ /año)	Aumento de la producción (Hm ³ /año)
0,6	18,837	
		2,754
0,7	21,591	
		2,208
0,8	23,799	
		1,786
0,9	25,585	
		1,349
1,0	26,934	
		1,084
1,1	28,019	
		0,926
1,2	28,944	

Figura 13 – Variaciones en la producción según el caudal equipado

El rango del caudal de diseño se propone que sea 0,7-0,9 m³/s. Aunque se siguiera aumentando el caudal de diseño el aumento de la producción es cada vez menor. Por lo que a partir de un determinado caudal equipado ese pequeño aumento de producción anual no compensa la inversión de la instalación de una turbina con mayor capacidad.

2.5 ESTUDIO DE SOLUCIONES

A continuación, se expondrán las diferentes posibilidades que se han considerado para la definición del aprovechamiento hidroeléctrico.

Para la elección de la solución final es importante considerar una serie de factores: económicos (este aspecto incluye los costes de construcción, la proximidad a la línea eléctrica, la producción, etc.), medio ambientales, limitaciones de operación, topografía y altura de salto. Previamente a la consideración de estos factores, se tienen que tomar una serie de decisiones de carácter más genérico.

2.5.1 Régimen de explotación

Las opciones de explotación que se estudian son: central de agua fluente o una central de regulación. Antes de analizar el caso de estudio, se recordará en que consiste



el funcionamiento de una central de agua fluyente y una central de regulación. En primer lugar, un aprovechamiento de agua fluyente no dispone de embalse regulador de grandes dimensiones, de modo que estará funcionando siempre y cuando el caudal que circula por el río, descontando el caudal ecológico, sea superior al mínimo técnico de la turbina instalada, dejará de funcionar cuando descienda por debajo de ese valor. Por otro lado, en una central de regulación la existencia de un embalse regulador permite independizar dentro de unos límites la producción de energía del caudal que lleve el río. Esto se debe a que con un embalse se puede planear la generación para garantizar que se cubra la demanda o para generar durante aquellas horas en las que el precio de la energía es más elevado. Dicho de otra manera, si la central es completamente fluyente se producirá durante las 24 horas del día con el caudal que lleve el río y vendiéndose la energía al precio horario del mercado diario. Si por el contrario se quisiera vender a un determinado precio, la producción debe de realizarse en dichas horas y la única manera de conseguir esto es mediante un embalse con capacidad suficiente para la regulación diaria. La producción energética al final del día sigue siendo la misma, lo que varía es el caudal que se turbinan y el precio al cual se vende dicha energía. Esta variación del precio (por ejemplo, de 40€ a 55€ el megavatio dependiendo de la hora del día)⁷ se hace más significativa cuanto mayor es el volumen de agua que podemos turbinar en dichas horas, es por ello que este tipo de funcionamiento suele ser rentable en aprovechamientos hidráulicos de gran capacidad y no en pequeñas centrales. Los costes añadidos para almacenar una determinada cantidad de agua, los costes de los contraembalses para reducir el impacto ambiental aguas abajo y los costes de las turbinas con mayor capacidad, suelen compensarse en grandes centrales hidroeléctricas con los beneficios obtenidos al vender la energía a un mejor precio; por el contrario, no suele ser recomendable en centrales pequeñas como la del caso de estudio.

Tras haber realizado una serie de comprobaciones (anexo 4.2), se concluye que el aprovechamiento hidráulico será de tipo fluyente. Para trabajar en puntas, se debería recrecer la altura del azud existente y, en consecuencia, la superficie inundada sería excesivamente extensa. Se deberían expropiar terrenos, construir un contraembalse y puesto que no se está trabajando con grandes volúmenes de agua, el beneficio económico

⁷ Ejemplo de precios extraídos de la página web de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía)

obtenido no justifica la construcción de una presa de regulación. A continuación se muestra un esquema de las superficies inundadas en función de la altura del azul:

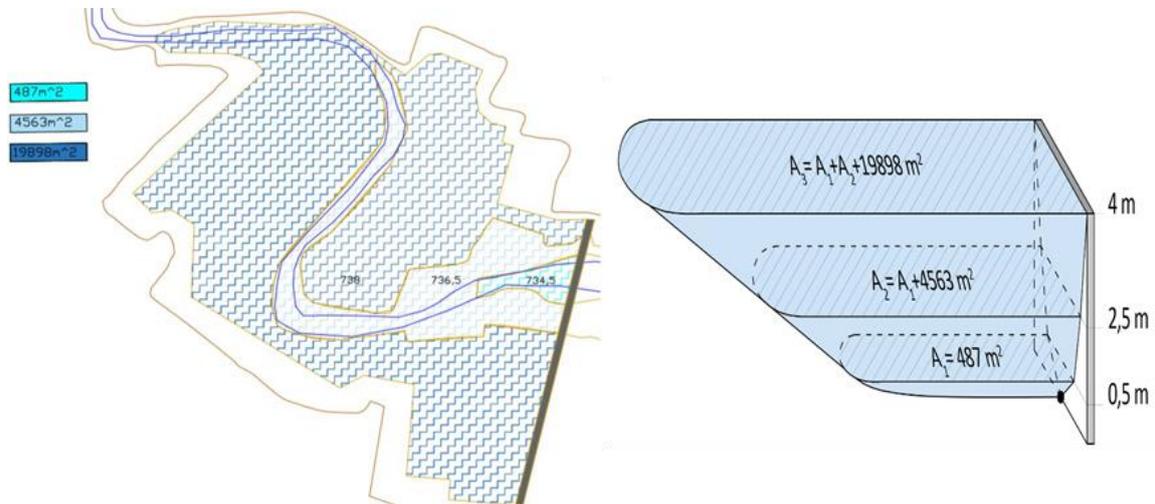


Figura 14 – Superficies inundadas en función de la altura del azul

2.5.2 Revisión del canal de derivación

En el siguiente apartado se comentará la situación actual del canal de derivación existente. En segundo lugar, serán valoradas las posibles correcciones del trazado; aquí se estudiará si es factible mantener todo el canal existente o, por el contrario, es necesaria una modificación de dicho trazado analizando tanto una sustitución total como parcial. Habrá que analizar el estado de conservación del canal existente y su capacidad puesto que estas características son un condicionante básico para la decisión de mantenerlo o no. Por otro lado, para cada solución propuesta se especificará la longitud, la pendiente, la pérdida de altura, el trazado en planta, el perfil longitudinal, etc. Cabe mencionar que, en los esquemas en los que se muestra el trazado en planta, la elevación sobre el nivel del mar que se indica sobre algunos puntos del canal se refiere a la elevación de la solera del canal sobre la que circulará el agua.



2.5.2.1 Situación actual

➤ *Estado de conservación del canal*

Se trata de un canal de hormigón cuya función original era la de transportar el agua hasta el antiguo molino y, a su vez, el suministro de agua para el riego de los cultivos de la zona.

La entrada de agua en el canal es regulada por una compuerta manual que se encuentra junto al azud. A partir de esta compuerta el canal transporta el agua 1.315 m con una pendiente media de 0,0081. En dicho canal se encuentran una serie de rápidas y disipadores de energía. Estas estructuras se diseñan para generar pérdidas hidráulicas en los flujos de alta velocidad. El objetivo es reducir la velocidad y pasar el flujo de régimen supercrítico a subcrítico.

En el anejo 4.3.1 se puede ver cómo influye la pendiente en el tipo de régimen del canal. Puesto que en el proyecto se considera la opción de reutilizar el canal, interesará aprovecharlo hasta antes de la aparición de la primera rápida, ya que que el propio concepto de rápida implica una pérdida de altura considerable que se debe evitar. No obstante, como se verá más adelante, no se descarta la opción de restaurar el canal y corregir su pendiente.

Tanto el canal como las compuertas de las que dispone (en la toma y a lo largo de su recorrido) se encuentran en buen estado. No parece haber ninguna fuga de agua ni fracturas que requieran reparación del hormigón. No obstante, sí que requiere una limpieza de su interior debido a la vegetación que se ha acumulado con el paso del tiempo en algunas zonas. Es importante evitar que la flora obstaculice la circulación del agua.

➤ *Capacidad del canal, pendiente y pérdida de altura*

Es necesario comprobar la capacidad del canal para ver si puede trasegar el caudal de diseño y, por consiguiente, si se puede conservar, ya sea en su totalidad o parcialmente. Para ello se ha utilizado la fórmula de Manning calculando la capacidad del canal en el tramo más crítico, es decir, en aquel con menor pendiente (dichos cálculos se pueden encontrar en el anejo 4.3.1). La capacidad resultante es de $1,5635 \text{ m}^3/\text{s}$. Puesto que el

caudal de diseño se encuentra entre $0,7$ y $0,9 \text{ m}^3/\text{s}$, se concluye que el canal existente tiene suficiente capacidad como para transportar el agua que se quiere turbinar.

Para poder estimar la pendiente y la pérdida de altura se ha representado la altimetría interpolando las líneas de nivel del terreno teniendo en cuenta las rápidas y disipadores de energía mencionados anteriormente; el canal tiene una pendiente media de $0,0081 \text{ m/m}$ y la pérdida de altura es de $10,5 \text{ m}$ (debido a las rápidas que consumen este desnivel). A continuación, se muestra la simplificación del perfil longitudinal de dicho canal (el perfil detallado y los cálculos referentes a la capacidad, pendiente y pérdida de altura pueden encontrarse en el anejo 4.3.1).

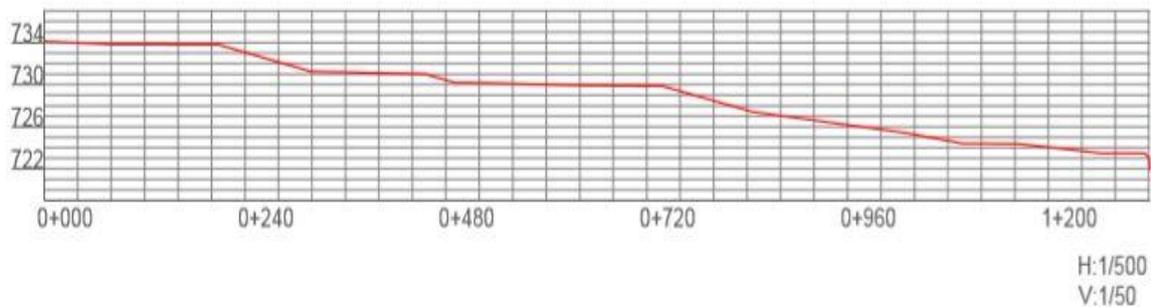


Figura 15 – Perfil longitudinal del canal existente: Elevación de la solera del canal (ms.n.m) vs PK.

➤ Conservación total del canal existente

Si se conservara todo el canal existente, lo que se estaría haciendo es lo que se conoce como una “central hidroeléctrica integrada en un canal de riego”, este tipo de centrales suelen aprovechar una rápida en un canal de irrigación. Esto se puede hacer ensanchando el canal para instalar en la toma de agua, la central y el canal de retorno o, también se puede hacer una toma lateral que alimente una tubería forzada. A continuación, se muestra en planta un esquema aproximado de lo que sería esta solución:

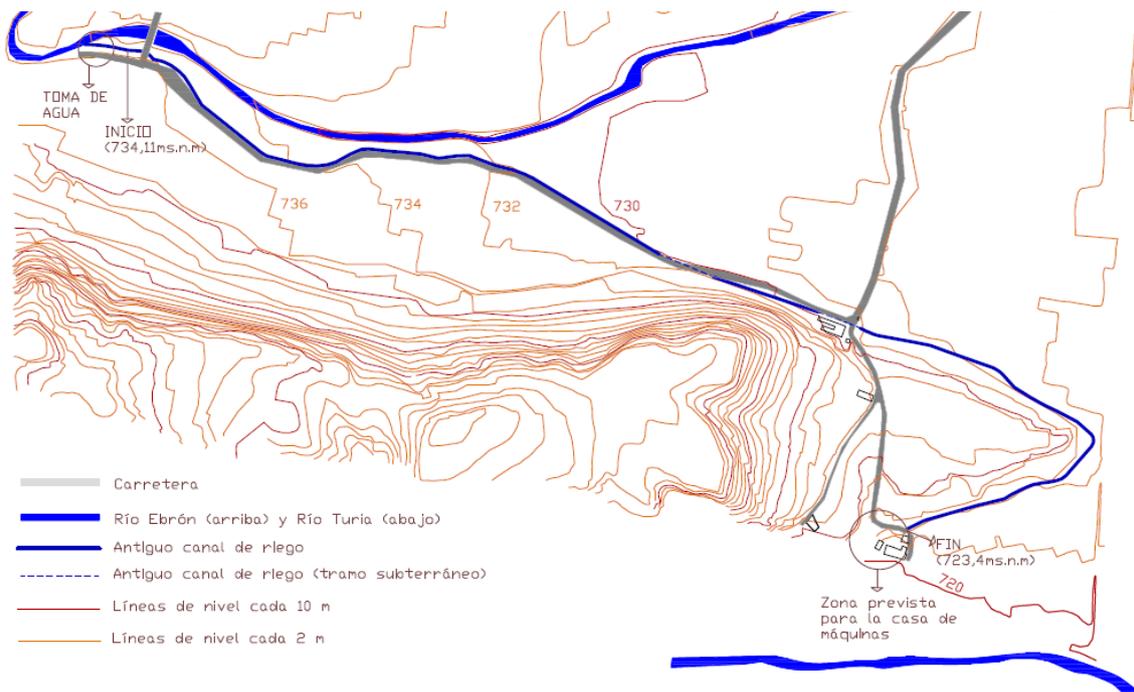


Figura 16 – Trazado en planta del canal existente

Puesto que el canal tiene suficiente capacidad como para trasegar el máximo caudal de diseño, sería posible utilizarlo enteramente para el aprovechamiento hidroeléctrico. A nivel constructivo esta sería la solución más económica, pero no por ello la más adecuada, puesto que el salto bruto sería únicamente de unos 3,5 metros aproximadamente y la producción energética sería excesivamente baja. Es por ello por lo que se hace necesario estudiar la posibilidad de un nuevo trazado que reduzca las pérdidas de cota y aumente la altura de salto.

2.5.2.2 Modificación parcial del trazado

Las opciones que se considerarán a continuación se basan en construir una serie de nuevas estructuras y, al mismo tiempo, tratar de aprovechar en la medida de lo posible aquellas ya existentes.

Alternativa 1) Esta opción puede explicarse dividiendo el trazado en 3 tramos. El primer tramo es el del antiguo canal sin modificar su geometría, el segundo tramo sería una conducción subterránea y el tercer tramo es un nuevo canal a cielo abierto que llega hasta la cámara de carga.



Tramo 1: PK 0+000_PK 0+217

En este tramo se aprovecha la toma de agua junto al azud y aproximadamente los primeros 217 metros del canal existente, puesto que mantiene una pendiente aceptable:

PK	Cota (m)	Pendiente	Régimen
0+000	735,11		
		-0,003536585	Régimen lento
0+082	734,82		
		-0,002460317	Régimen lento
0+208	734,51		
*		-0,020472727	Régimen rápido
0+318	732,258		

Figura 17 – Extraída de la “Tabla 1 – PK, cota de coronación y pendiente del canal existente, anejo 4.3.1 Canal existente”

*Aparición de la primera rápida y dissipador de energía en el PK 0+220.

La pendiente media en este tramo es de 3×10^{-3} por lo que la pérdida de altura Δh_1 es igual a $217 \text{ m} \times 3 \times 10^{-3} = 0,65 \text{ m}$.

Tramo 2: PK 0+217_PK 0+307

Este tramo es subterráneo, el objetivo de esta decisión es reducir la afección sobre los campos de cultivo, reducir las expropiaciones realizando únicamente una ocupación temporal, conseguir una mayor libertad de trazado, reducir el impacto visual. Para dicha conducción subterránea se han escogido dos tuberías del tipo Rib Loc⁸. En concreto, se trata de instalar 2 tuberías de 1.100 mm. Cada una de ellas tiene la capacidad suficiente como para transportar $0,9 \text{ m}^3/\text{s}$, lo cual permite que funcionen las dos, tanto simultáneamente como alternativamente. Esta opción quizá sea un poco más cara que instalar una única,

⁸ Compañía líder en fabricación y distribución de sistemas de canalización en PVC



pero, en el caso de que sea necesario realizar tareas de mantenimiento, permitirá no tener que interrumpir la producción de electricidad ya que una única tubería podría seguir trasegando todo el caudal (Los cálculos referentes al diseño de la conducción subterránea se encuentran en el anejo 4.3.2). En este segundo tramo subterráneo se ha decidido seguir el trazado correspondiente a la línea de nivel 735,5 m, con el fin de poder enterrar la tubería, reducir los movimientos de tierras en la medida de lo posible y acortar la conducción. (Se pueden encontrar los cálculos los movimientos de tierras en el anejo 4.7.2). La longitud del tramo subterráneo será de 90 m. Puesto que la pendiente escogida será de 0,001 m/m, la pérdida de altura Δh_2 correspondiente a dicha pendiente será $90 \times 10^{-3} = 0,09 \text{ m}$.

Tramo 3: PK 0+307_PK 1+067

Este tramo está constituido por un nuevo canal a cielo abierto y sección trapezoidal (5:1) que llegará hasta la cámara de carga; el ancho de la solera será de 1,2 m y la altura del canal 1 m. (El diseño de este canal se puede encontrar en el anejo 4.3.2). El trazado en planta debe de ser coherente con la topografía; “el más conveniente a seguir en canales a cielo abierto suele ser el que sigue la línea de nivel correspondiente a 0,5 m / 1 m por encima de la lámina de agua” Luis Cuesta y Eugenio Vallarino (2000). Es por ello que se irá siguiendo de manera aproximada la línea de nivel 735 m hasta que se llegue al punto más cercano a la caseta donde se turbinará, lugar en el cual se ubicará la cámara de carga. Este tercer tramo tiene por lo tanto una longitud de unos 760 m. Puesto que dicho canal tendrá una pendiente de 0,001 m/m, las pérdidas en dicho tramo serán: $\Delta h_3 = 760 \times 10^{-3} = 0,76 \text{ m}$.

A continuación, se muestran dos esquemas descriptivos de la solución; por un lado, el trazado y por otro la altimetría (pueden consultarse en mayor detalle los esquemas 5 y 9):

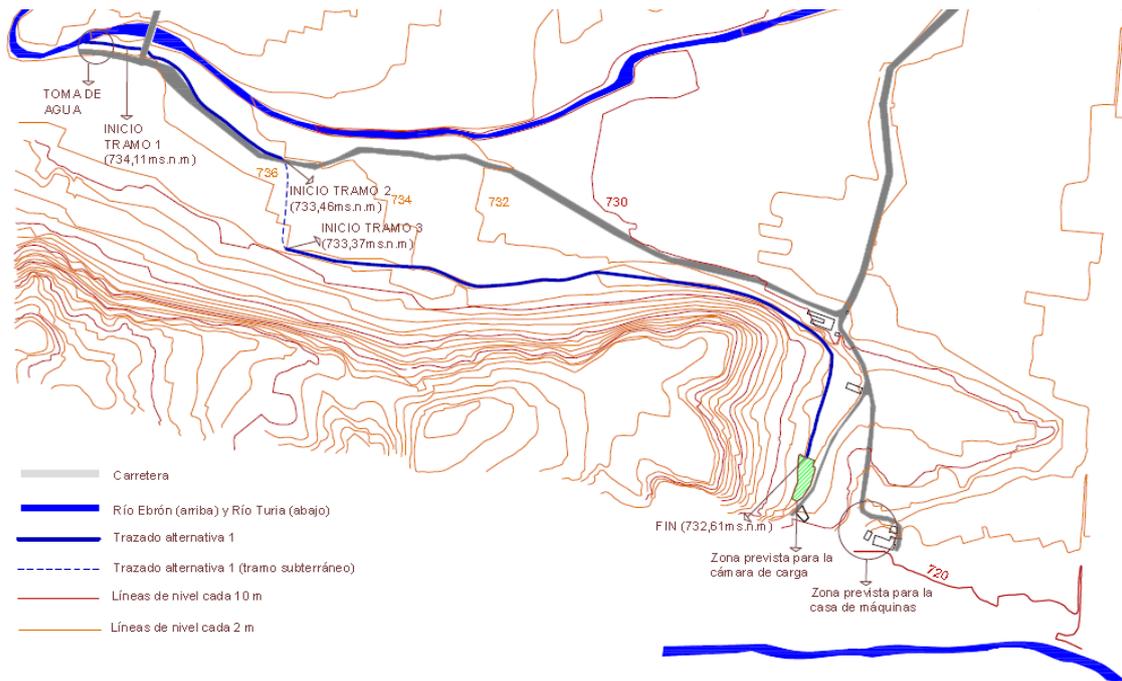


Figura 18 —Trazado en planta de la alternativa 1.

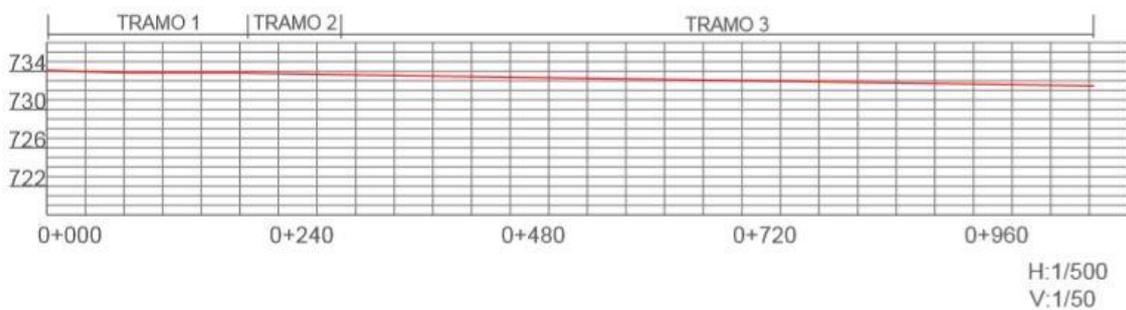


Figura 19 – Perfil longitudinal de la alternativa 1: Elevación de la solera del canal (ms.n.m) vs PK.

Alternativa 2) Dentro de esta misma alternativa, se han analizado dos posibles soluciones. Ambas están compuestas por 2 tramos y plantean el mismo trazado para el primero puesto que conservan el antiguo canal; el segundo tramo es un nuevo canal a cielo abierto que llega hasta la cámara de carga. La diferencia principal entre las dos soluciones es que en la *alternativa 2.2* se propone reperfilear el canal cambiando su pendiente con el objetivo de reducir las pérdidas de altura; debido a esta reducción de pérdidas de altura la ubicación de la cámara de carga variará y por consiguiente el trazado del tramo 2 será distinto en



cada una de las soluciones. A continuación, se muestra de manera más detallada en qué consisten dichas soluciones:

➤ *Alternativa 2.1*

Tramo 1: PK 0+000_PK 0+700

Básicamente se trata de mantener los primeros 700 m. del antiguo canal existente hasta el punto en el que el antiguo canal cruza la carretera, punto en el cual la solera del canal se encuentra a la cota 729,88 m. Si la solera del canal en la toma se encontraba a la cota 734,11 ms.n.m., la pérdida de altura por la pendiente será de 4,23 m.

Tramo 2: PK 0+700_PK 1+023

A partir del PK 0+700, se propone construir un canal nuevo cuyas características son las mismas que las propuestas en la alternativa 1 tramo 3, (el diseño de este canal se puede encontrar en el anejo 4.3.2). En cuanto al trazado, tal y como se dijo en la solución anterior, lo más conveniente a seguir en canales a cielo abierto suele ser el que sigue la línea de nivel correspondiente a 0,5 m / 1 m por encima de la lámina de agua. En este caso se irá siguiendo de manera aproximada la línea de nivel 731 m hasta llegar al punto más próximo a la caseta donde se turbinará; en dicho punto se colocará la cámara de carga. La longitud de este tramo es de 324 metros. Dándole una pendiente mínima al nuevo canal artificial del 1 por 1000, las pérdidas en dicho tramo Δh_2 , son $324 \times 10^{-3} = 0,324$ m.

A continuación, se muestran dos esquemas descriptivos de la solución; por un lado, el trazado y por otro la alimetría (para un mayor detalle se pueden consultar los esquemas 6 y 9):

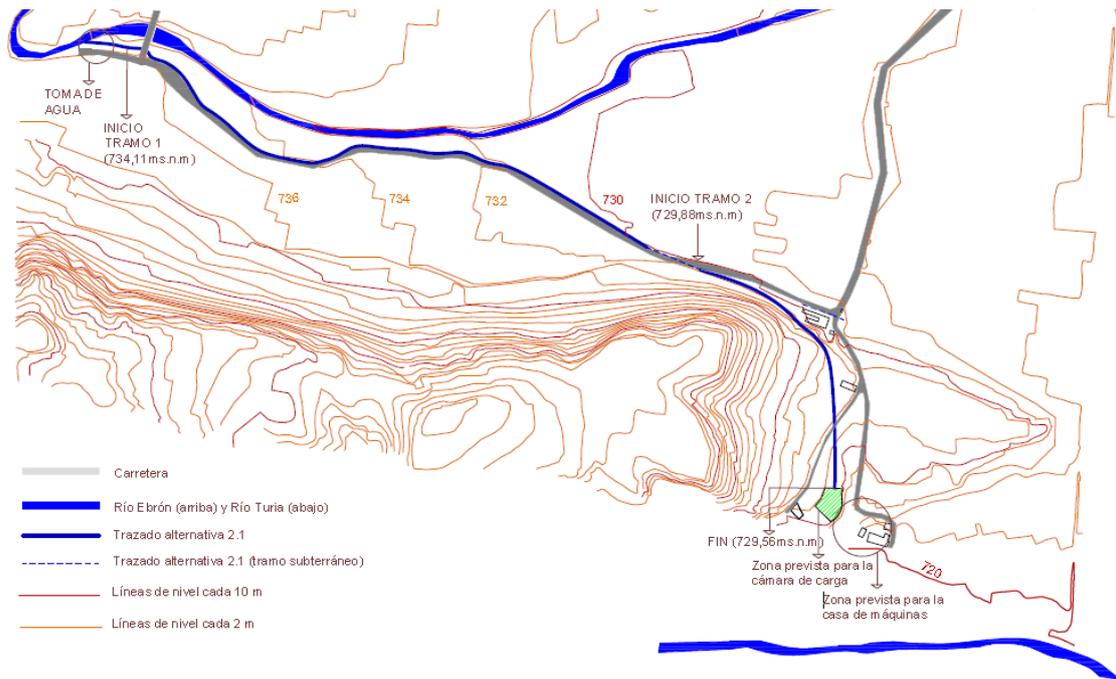


Figura 20 – Trazado en planta de la alternativa 2.1.

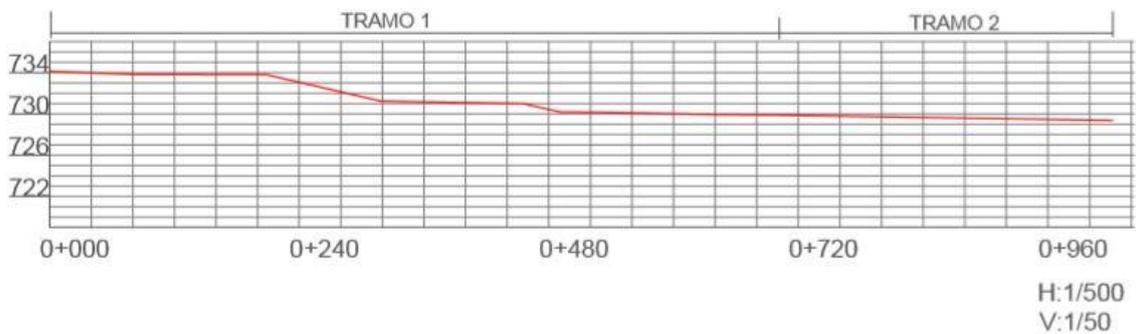


Figura 21 – Perfil longitudinal de la alternativa 2.1: Elevación de la solera del canal (ms.n.m) vs PK.

➤ Alternativa 2.2

En la solución expuesta anteriormente, al mantener el antiguo canal a lo largo de esos 700 m, se están manteniendo también las rápidas y los disipadores de energía localizados en su interior, los cuales no interesan mantener debido a las pérdidas de altura que implican.

En este apartado se propone dar solución a este problema reperfilando el canal, es decir, modificando la pendiente del antiguo canal, eliminando esos saltos innecesarios y



pendientes excesivas. La actuación tendría como objetivo darle una pendiente de 0,001 al tramo 1 propuesto en la *Alternativa 2.1*, con ello las pérdidas de altura por pendiente se reducirían 3,53 metros. Puesto que el canal es de hormigón, esta modificación de la pendiente podría realizarse rellenando con piedra limpia de unos 40 cm de diámetro las zonas donde se necesite un mayor espesor, y rellenando posteriormente los huecos que queden entre ellas con hormigón de limpieza. En lo que respecta a la altura de cajeros, debería incrementarse en algunas zonas específicas con el fin de garantizar un resguardo de 10 cm. Cabe mencionar que debido a la existencia de un cruce entre el camino existente y el canal cuya pendiente se quiere modificar será necesario buscar una solución puesto que tras la modificación de la pendiente del canal, éste queda por encima del terreno existente; este cruce puede realizarse con un acueducto (pasando la carretera por debajo), elevando la cota de coronación del terreno respetando las pendientes máximas permitidas (reutilizando los marcos de hormigón existentes) o incluso podría realizarse con un sifón.

Tramo 1: PK 0+000_PK 0+700

Δh_1 , son $700 \times 10^{-3} = 0,7 \text{ m}$.

El trazado del tramo 1 sería el mismo que el trazado del tramo 1 de la *Alternativa 2.1*, pero reduciendo las pérdidas de altura por pendiente.

Tramo 2: PK 0+700_PK 0+1003

Este tramo se realiza con un canal a cielo abierto; las características son las mismas que las propuestas en la alternativa 1 tramo 3. (El diseño de este canal se puede encontrar en el anejo 4.3.2, Canal a cielo abierto).

El criterio del trazado de este canal es el mismo que se explicó en soluciones anteriores: El trazado más conveniente a seguir en canales a cielo abierto suele ser el que sigue la línea de nivel correspondiente a 0,5 m / 1 m por encima de la lámina de agua. En este caso se irá siguiendo de manera aproximada la línea de nivel 735 m hasta llegar al punto más próximo a la caseta donde se turbinará; en dicho punto se colocará la cámara de carga. La longitud de este tramo es de 303 metros.

Δh_2 , son $303 \times 10^{-3} = 0,303 \text{ m}$

A continuación, se muestra de modo esquemático en qué consiste esta actuación:

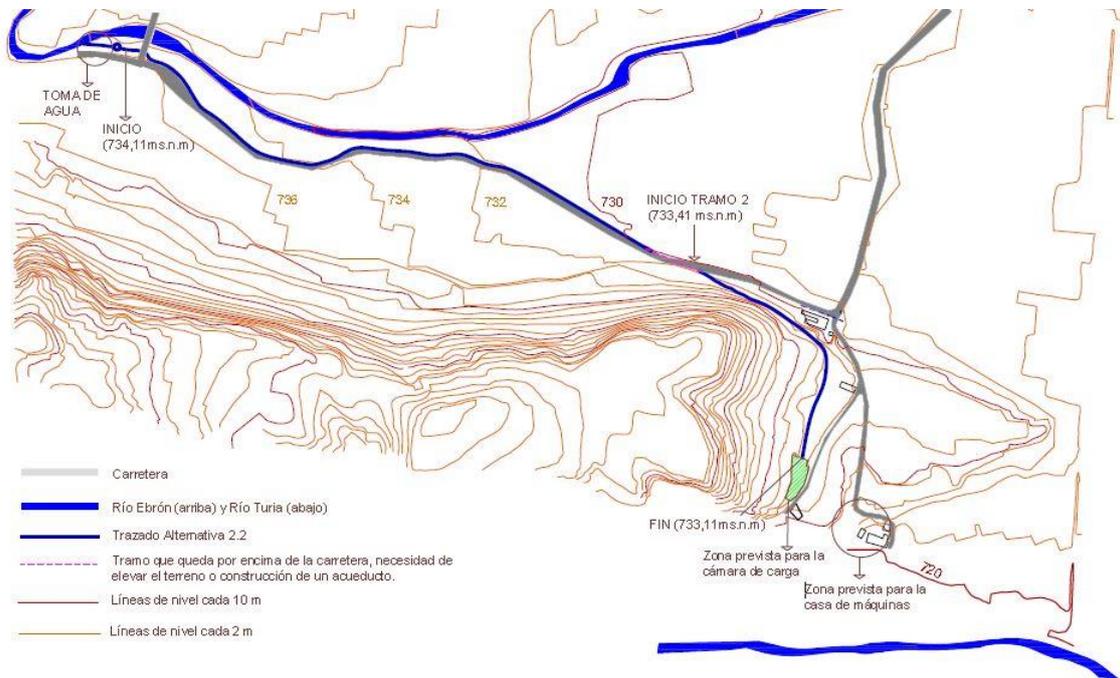


Figura 22 — Trazado en planta de la alternativa 2.2

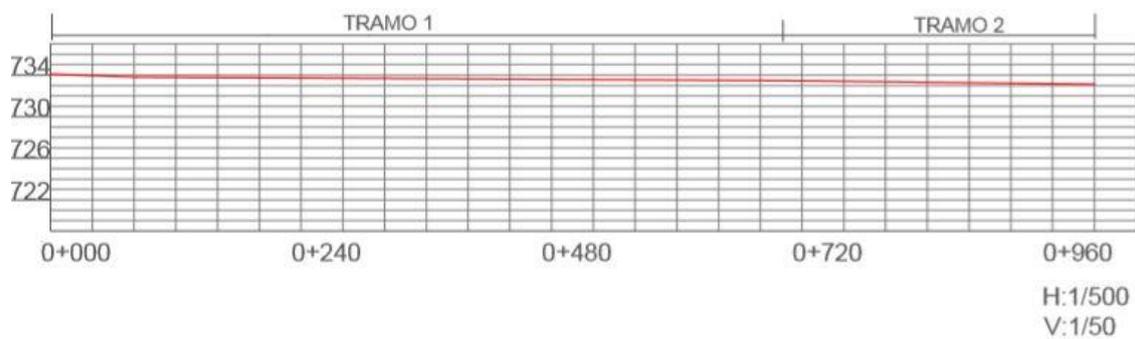


Figura 23 – Perfil longitudinal de la alternativa 2.2: Elevación de la solera del canal (ms.n.m) vs PK.

2.5.2.3 Modificación total del trazado

Alternativa 3) La opción que se presenta a continuación surge debido a que a veces se intentan ahorrar costes aprovechando estructuras existentes, pero al final lo económico puede resultar más oneroso.



Tramo 1: PK 0+000_PK 0+280

El primer tramo del canal serían 280 metros de canal subterráneo con una pendiente de 0,001 en la solera. Tal y como se dijo en la solución anterior el objetivo de esta decisión es reducir la afección sobre los campos de cultivo, reducir las expropiaciones realizando únicamente una ocupación temporal, conseguir una mayor libertad de trazado y reducir el impacto visual. Las características de la conducción subterránea serán las mismas que se propusieron en la alternativa 1 para el tramo 2. (Para información más detallada de la misma se pueden consultar el anejo 4.3.2). El trazado en planta de esta solución debe de ser coherente con la topografía; se ha decidido que el trazado de esta conducción siga de manera aproximada la línea de nivel correspondiente a la cota 736 m con el fin de que la tubería se encuentre enterrada y tratando de reducir tanto los movimientos de tierras como la longitud de la conducción en la medida de lo posible. (Se pueden encontrar los cálculos de los movimientos de tierras en el anejo 4.7.2). Puesto que la pendiente escogida para la solera será de 0,001 m/m, la pérdida de altura desde la toma Δh_1 será $280 \times 10^{-3} = 0,28 \text{ m}$.

Tramo 2: PK 0+280_PK 1+040

Una vez atravesados los campos de cultivo se pasaría a un canal a cielo abierto hasta la cámara de carga. Las características de dicho canal a cielo abierto serán las mismas que se propusieron en la alternativa 1 para el tramo 3; (el diseño de este canal se puede encontrar en el anejo 4.3.2). Como se dijo anteriormente, puesto que el trazado más conveniente a seguir en canales a cielo abierto suele ser el que sigue la línea de nivel correspondiente a 0,5 m / 1 m por encima de la lámina de agua, el canal a cielo abierto irá siguiendo aproximadamente la línea de nivel 735 hasta que se encuentre lo más próximo posible a la central; es en esta posición donde se ubicaría la cámara de carga. Es necesaria una pendiente para hacer circular el agua a través del canal por gravedad; la pendiente escogida es de 0,001 m/m, y por ello las pérdidas de altura en dicho tramo Δh_2 son $760 \times 10^{-3} = 0,76 \text{ m}$.

A continuación, se muestra de modo esquemático en qué consiste esta actuación:

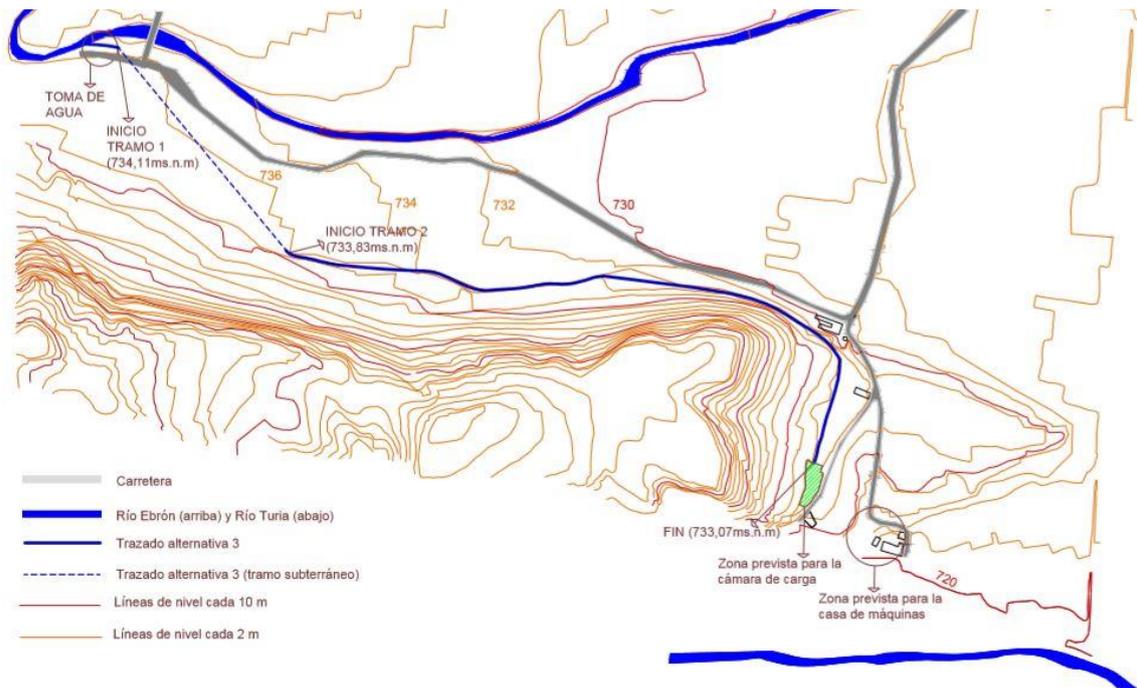


Figura 24 – Trazado en planta de la alternativa 3

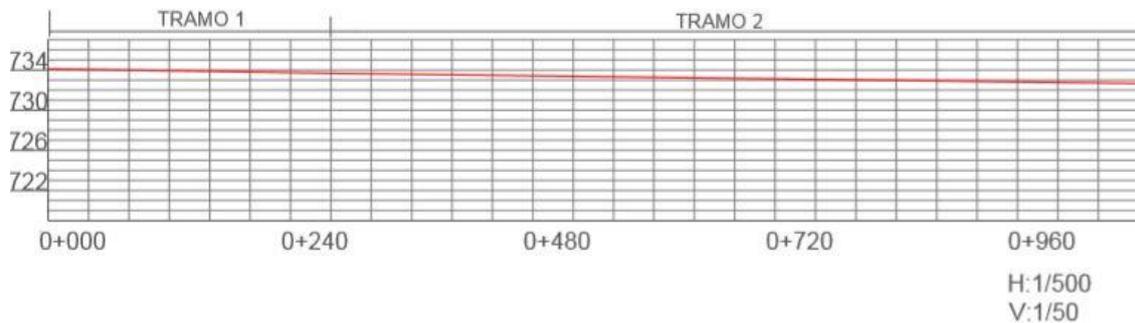


Figura 25 – Perfil longitudinal de la alternativa 3: Elevación de la solera del canal (ms.n.m) vs PK

2.5.2.4 Comparación de alternativas y propuesta

Como se dijo anteriormente, es necesario estudiar la posibilidad de un nuevo trazado que reduzca las pérdidas de cota y aumente la altura de salto puesto que en el trazado del canal actual se pierde una altura de 10,68 m. Independientemente de que lo más económico a nivel constructivo sea mantener ese mismo canal; no tiene sentido hacerlo, ya que en un aprovechamiento hidroeléctrico lo más importante es aprovechar la máxima altura de salto disponible. Es por ello que se descarta la opción de “conservación total del canal existente” y se optará por una modificación parcial del trazado.



A continuación, se muestra una tabla resumen de las alternativas propuestas (el cálculo de las pérdidas de altura y del salto bruto puede encontrarse en el anejo 4.3.3):

	Alternativa 1	Alternativa 2.1	Alternativa 2.2	Alternativa 3
Metros lineales totales	1067	1023	1003	1040
Metros lineales aprovechados del antiguo canal	217	700	700	0
Metros lineales de nueva construcción	850	323	303	1040
Pérdida de altura por pendiente	1,5	4,554	1,003	1,04
Pérdidas de altura localizadas	0,2	0,2	0,2	0,15
Pérdidas de altura TOTALES	1,7	4,754	1,203	1,19
Salto bruto desde la cámara de carga	12,9	9,846	13,397	13,41
Aspectos positivos	Aprovecha en la medida de lo posible estructuras ya existentes.	Aprovecha en gran medida las estructuras existentes.	- Aprovecha en gran medida las estructuras existentes. - Pérdidas de altura moderadas	- Pérdidas de altura moderadas. - Mayor calidad debido a ser todo obra nueva

	Alternativa 1	Alternativa 2.1	Alternativa 2.2	Alternativa 3
Aspectos negativos	Pérdidas de altura elevadas.	Pérdidas de altura muy elevadas.	Complejidad en el cruce entre el canal y el camino debido a la modificación de la pendiente	Aprovecha únicamente la toma de agua

Figura 26 – Comparación de alternativas

La altura de salto bruto desde la cámara de carga será la diferencia entre la cota de la lámina de agua en la cámara de carga y la cota de la lámina de agua en el canal de retorno desde la caseta hasta el río, 720 m.

La alternativa 1 y la 2.1 se descartarán debido a las elevadas pérdidas de altura. Habrá que decidir a continuación qué solución es más conveniente: la alternativa 2.2 o la alternativa 3:

La alternativa 3 es la que ofrece una mayor altura de salto (realmente la diferencia de salto entre la 3 y la 2.2 es prácticamente despreciable $\approx 15 \text{ cm}$). La alternativa 3 es una solución onerosa comparada con aquellas que plantean la reutilización de las estructuras existentes, puesto que el volumen de obra es mayor, pero al mismo tiempo al aprovechar prácticamente la máxima altura de salto los beneficios serán mayores.

La alternativa 2.2 reutiliza una gran parte del antiguo canal, pero esto no quiere decir que por ello resulte más económica que la construcción de uno completamente nuevo. Tal vez reperfilear el canal abarate por un lado la obra, pero un efecto colateral de esta actuación es el problema del cruce del camino, el cual habría que resolver y podría elevar los costes en gran medida.

Por todo esto se propone seguir adelante con la *Alternativa 3*.

2.5.3 Cámara de carga

2.5.3.1 Ubicación

La ubicación de la cámara de carga estará condicionada a su vez por el trazado del canal de derivación y la ubicación de la casa de máquinas. El canal de derivación se

construye sobre el terreno y tiene que adaptarse a éste tratando de ser coherente con la topografía. El último tramo del canal de derivación para la solución propuesta es un canal a cielo abierto cuyo trazado va siguiendo aproximadamente la línea de nivel 735 m hasta que se encuentra lo más próximo posible a la zona donde se prevé colocar la central. Por otro lado, la central debe estar próxima al río cuya lámina de agua se encuentra a la cota 720 m).

Esquemáticamente se muestra la ubicación de la cámara de carga, también por dónde viene el canal a cielo abierto, y en rojo se muestra el área considerada para la ubicación de la casa de máquinas:



Figura 27 – Ubicación de la cámara de carga

Ésta será por lo tanto la zona donde se prevé colocar la cámara de carga. Como se aprecia en la imagen se dispone de espacio suficiente para su construcción en talud y no serán necesarios medios de entibación. Se propone colocarla en la margen izquierda del camino de la imagen debido a la topografía del terreno; esta zona es más llana. Por el contrario, en la zona derecha del camino el terreno es mucho más abrupto. Cabe mencionar que será



necesario cruzar el camino con la tubería forzada, esto será considerado más adelante en el apartado 2.7.3.

2.5.3.2 Dimensionamiento

El volumen de la cámara de carga es de $1092 m^3$. Los cálculos justificados pueden encontrarse en el anejo 4.4.

El dimensionamiento de la cámara de carga se ha hecho según se aconseja⁹. El volumen tiene que ser suficiente como para recibir el caudal que sigue entrando en el canal entre la parada de las turbinas y el cierre total de las compuertas de la toma y el volumen de agua existente en el canal por encima de la elevación máxima normal de la cámara de carga.

Durante la maniobra de arranque, si el volumen de la cámara de carga fuera menor al descrito anteriormente, implicará un tiempo de retardo desde que se inicia dicha maniobra hasta que llega el agua del río a la central.

Por otro lado durante la maniobra de cierre si el volumen de la cámara de carga fuera menor al descrito anteriormente y no se dispusiera de aliviaderos, el agua se saldría de dicha cámara pudiendo provocar un descalzamiento.

2.5.3.3 Diseño

Para el diseño de la cámara de carga se ha tenido en cuenta:

- El volumen de almacenaje necesario calculado en el anejo 4.4: $1092 m^3$
- La parte inferior de la tubería se colocará 30 cm por encima de la losa inferior de la cámara de carga para evitar la entrada de posibles sedimentos.
- Para evitar la formación de vórtices y cavitación la inmersión de la tubería será un valor por encima de 0,7 veces el diámetro.

⁹ Luis Cuesta Diego y Eugenio Vallarino, Aprovechamientos hidroeléctricos, Tomo 1, (2000), 232-237.

- Se colocarán 40 cm de resguardo; éste será la diferencia entre el máximo nivel del agua de la balsa y la coronación. El máximo nivel de la balsa de agua viene determinado por la cresta del aliviadero.

Siguiendo estos criterios se ha determinado que la altura de la cámara de carga será de 3,35 m:

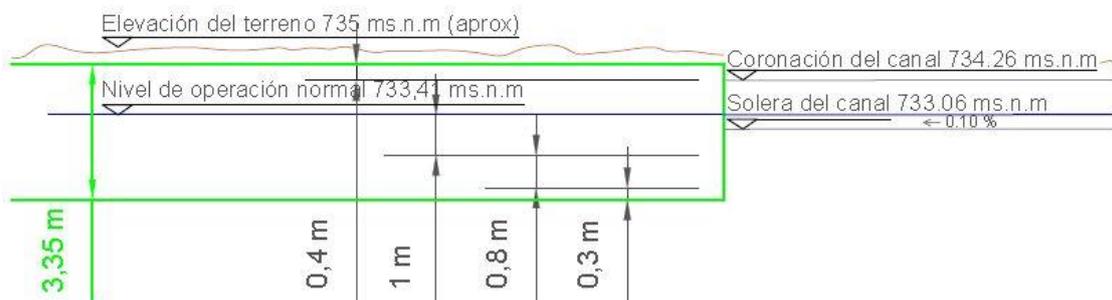


Figura 28 –Altura de la cámara de carga

Puesto que se dispone de espacio suficiente se propone hacer un diseño tipo ‘balsa de riego’ en vez de diseñar una cámara de carga como si fuera un depósito de agua. De esta manera se excavará el terreno en función del ángulo de rozamiento del mismo hasta conseguir el volumen de almacenaje deseado. En la solera se colocarán 15 cm de hormigón y el resto se cubrirá con una capa de impermeabilización. Un aspecto positivo de esta solución es que por el hecho de no tener que construir una estructura de hormigón resistente las cargas transmitidas al terreno serán mucho menores. Además, puesto que la densidad del agua es menor a la del terreno natural que se excavará, cuando la cámara de carga se llene de agua, el peso resultante será inferior al inicial, por lo que no son esperables problemas de hundimiento. Tal y como se vio en el apartado de geología y geotecnia el terreno que se va a encontrar durante la excavación de toda la obra es una mezcla de gravas con arenas y arcillas. A partir de las tablas de factores de fricción de diferentes materiales publicados por “Fine, Software para Ingeniería Geotécnica”, para el caso que se estudia se considera apropiado tomar un ángulo de rozamiento interno¹⁰ de 30°. Por lo tanto ésta será la inclinación máxima de los taludes.

¹⁰ Relacionado con el ángulo de reposo o máximo ángulo posible para la pendiente de un conjunto de dicho material granular.



Figura 29 – Imagen de una balsa de riego real obtenida de la página web de “Balsas Eurolooma”

Los cálculos del diseño de la cámara de carga pueden encontrarse en el 4.4; a continuación se muestran los resultados:

Volumen de almacenaje	1092 m ³
Inclinación del talud	tg(20,48°) 1:3
Altura del agua en la balsa	2,50 m
Altura de la balsa	3,35 m
Ancho de cada talud	10 m
Ancho de la solera	5 m
Ancho total	25 m
Longitud de la cámara	35 m

Figura 30 – Diseño de la cámara de carga

2.5.4 Aliviaderos

Los aliviaderos o vertederos hidráulicos se utilizan para verter el exceso del caudal derivado y evitar que el nivel del agua supere un punto máximo, acaeciendo un

desbordamiento. Se ha considerado necesario incorporar esta estructura de seguridad para que el exceso de agua que pudiera llegar a la cámara de carga sea evacuado. Inicialmente se planteó instalar el aliviadero en la propia cámara de carga; el inconveniente de esta opción es que habría que construir un canal que llevara este exceso de agua desde el vertedero hidráulico hasta el río, y el punto más cercano al río desde la cámara de carga dista 170 m. Es evidente que hay que buscar una solución más económica que la anteriormente mencionada, por ello se ha escogido colocar el aliviadero en el canal correspondiente al tramo 2 de la alternativa propuesta. Con esto se pretende verter el exceso de caudal sobre el antiguo canal ‘preexistente’, de tal manera que se aproveche esta estructura actualmente en desuso y convirtiéndola así en un elemento de seguridad de la central hidroeléctrica. La actuación consistiría en instalar el aliviadero en el PK 0+851, ya que es el punto más próximo a la acequia del molino: 18 m de distancia. El diseño del aliviadero consistiría en rebajar la altura del muro más cercano al citado canal ‘preexistente’ 20 cm. a lo largo de 1,5 m.

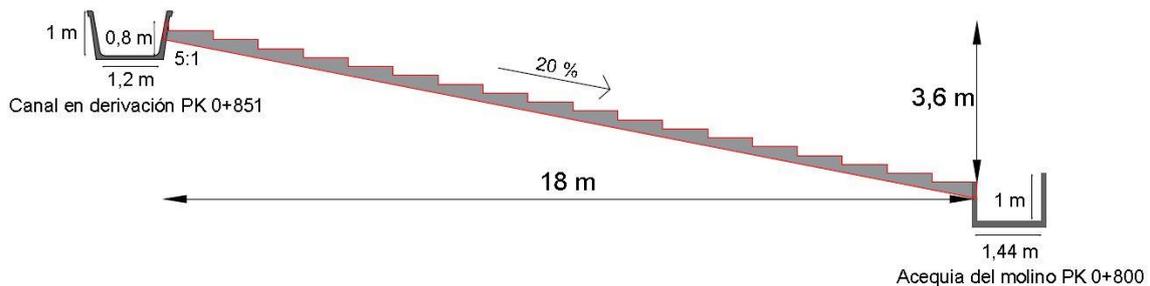


Figura 31 – Diseño del aliviadero vista 1

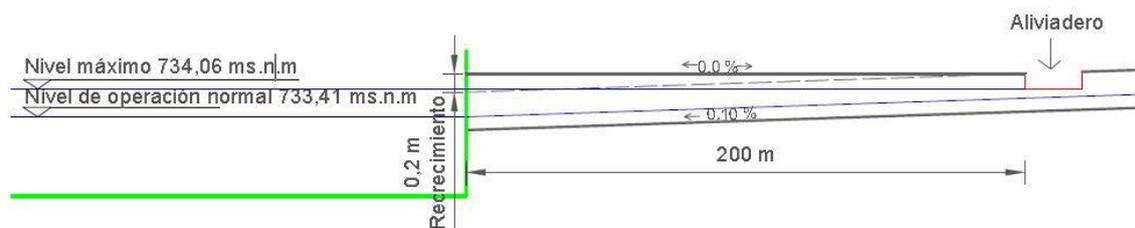


Figura 32 – Diseño del aliviadero vista 2



2.5.5 Casa de máquinas

2.5.5.1 *Ubicación*

La ubicación de la casa de máquinas será aquella que permita conseguir la mayor altura de salto reduciendo, en la medida de lo posible, la longitud de la tubería en presión. La elevación de la lámina de agua en el canal de retorno que va desde la casa de máquinas hasta el río es de 720 ms.n.m.; si se quisiera conseguir una mayor altura de salto habría que alejarse una gran distancia río abajo para tan sólo conseguir 1 metro más de altura de salto, lo cual requeriría una inversión demasiado elevada frente al incremento de beneficio que conllevaría.

2.5.5.2 *Edificio*

Debido a que la ubicación de la casa de máquinas escogida en el apartado anterior se encuentra donde el edificio del molino en desuso, en el caso de estudio se ha considerado la opción de mantener dicho edificio o bien reconstruirlo. Aprovechar el edificio actual requiere una revisión estructural cuidadosa. Desde el punto de vista de la conservación del patrimonio mantener dicho edificio permitiría que generaciones futuras (y la nuestra propia) disfruten de un bien histórico y puedan visitarlo. La solución alternativa sería derribarlo y reconstruirlo a imagen del anterior. Como solución intermedia, se podrían reforzar las estructuras portantes (pilares, forjados y cubierta), manteniendo fachadas y elementos antiguos.

Pese a que desde un punto de vista económico sea más costoso mantenerlo que reconstruirlo, se propone la solución de mantenerlo, pero como solución sujeta a un estudio arquitectónico que garantice su estabilidad.

2.5.6 Tubería forzada

La tubería forzada es el elemento que se utilizará para transportar el agua de la cámara de carga hasta la casa de máquinas.



2.5.6.1 Ubicación y Longitud de la conducción

La tubería conectará la cámara de carga con la turbina y deberá adaptarse a la topografía del terreno. Su ubicación depende en parte de la ubicación de la cámara de carga y la casa de máquinas, éstas a su vez deben de estar ubicadas de tal manera que se reduzca en la medida de lo posible la longitud de la tubería, maximizando la altura de salto. Ésta puede instalarse tanto por encima como por debajo del terreno. En este caso se propone que la conducción vaya enterrada tal y como se mencionará más adelante (las tuberías de acero suelen ir por encima del terreno pintadas para evitar la corrosión), de esta manera el terreno podrá ir restituído a su condición inicial, se reducirá el impacto ambiental y no constituirá barrera alguna para el desplazamiento de animales. Al mismo tiempo el terreno tendrá un efecto aislante que implicará que esté menos expuesta a variaciones de temperatura importantes y por lo tanto se reducirán los movimientos de contracción y dilatación. La longitud de la conducción es de 90 m.

2.5.6.2 Pérdida de carga y Diámetro

➤ Pérdida de carga

Al transportar fluidos por tuberías se generan esfuerzos de corte debido a la viscosidad de dicho fluido por lo que existe un roce con la tubería que se puede traducir en pérdidas de energía. Estas pérdidas de energía pueden ser continuas a lo largo de la tubería o localizadas, provocadas por estrechamientos, válvulas, codos etc.¹¹

Si ΔH son las pérdidas totales en la tubería forzada, entonces se tiene que:

$$\Delta H = h_{\text{Fricción}} + h_{\text{Localizadas}}$$

Para información más detallada acerca del cálculo de las pérdidas en la tubería forzada puede consultarse el anejo 4.5.1. Puesto que las pérdidas dependen del diámetro escogido,

¹¹ Laboratorio N°4 Determinación de la Pérdida de Carga Víctor Alfaro, Nedzad Junuzovic, Eduardo Luna



al final del siguiente apartado se adjuntan las pérdidas por fricción y las localizadas para el rango de caudales con el que se prevé trabajar.

➤ *Diámetro*

El diámetro es resultado de un compromiso entre coste y pérdida de carga.

Para transportar un caudal determinado una tubería de pequeño diámetro necesitará que el agua circule a mayor velocidad que otra de mayor diámetro y, como las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la velocidad, serán más elevadas. Es por ello que escogiendo un diámetro pequeño se reduciría el coste de compra, pero las pérdidas de energía serían mayores y viceversa. Puesto que se trata de una tubería forzada para un aprovechamiento hidroeléctrico si se aumenta el diámetro de la tubería las pérdidas de carga disminuyen y por lo tanto aumenta la producción energética, consecuentemente los beneficios serán mayores. El diámetro de la tubería más económica es aquel que da el coste anual más bajo. El coste de compra de la tubería dependerá de la longitud del tubo, del espesor de la pared, del tipo de material y del diámetro.

Los procedimientos que se han seguido para la determinación del diámetro de la tubería forzada se pueden encontrar en el anejo 4.5.1. Una manera de determinar el diámetro de la tubería es limitar las pérdidas de fricción a un determinado porcentaje de la potencia bruta; los resultados de este procedimiento se pueden encontrar en el primer apartado del Anexo mencionado. No obstante, el procedimiento que ha determinado el diámetro dando una solución de compromiso entre coste y pérdida de carga se mostrará a continuación.

Cabe mencionar que puesto que en este apartado se está justificando el diámetro de la tubería, se han tomado 10 mm. como valor de referencia, y acero como material, para poder respaldar el criterio de elección del diámetro; en el siguiente apartado se justificará el espesor y el material a utilizar.

El procedimiento para la determinación del diámetro ha sido el siguiente:

En primer lugar a partir de una base de datos de precios del EMSHI¹² para distintos diámetros de una tubería de acero de 10 mm de espesor protegida contra la corrosión y con recubrimiento tanto interior como exterior se han obtenido una serie de precios por

¹² Entidad Metropolitana de Servicios Hidráulicos

metro lineal. Luego se ha calculado, para el caudal nominal, a partir de las pérdidas por fricción y las pérdidas localizadas asociadas a cada diámetro, el salto neto. Por último, con el salto neto se han estimado los incrementos de producción anuales y los incrementos del coste asociados a un aumento del diámetro, y en base a los resultados se ha escogido un diámetro de 800 mm. A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

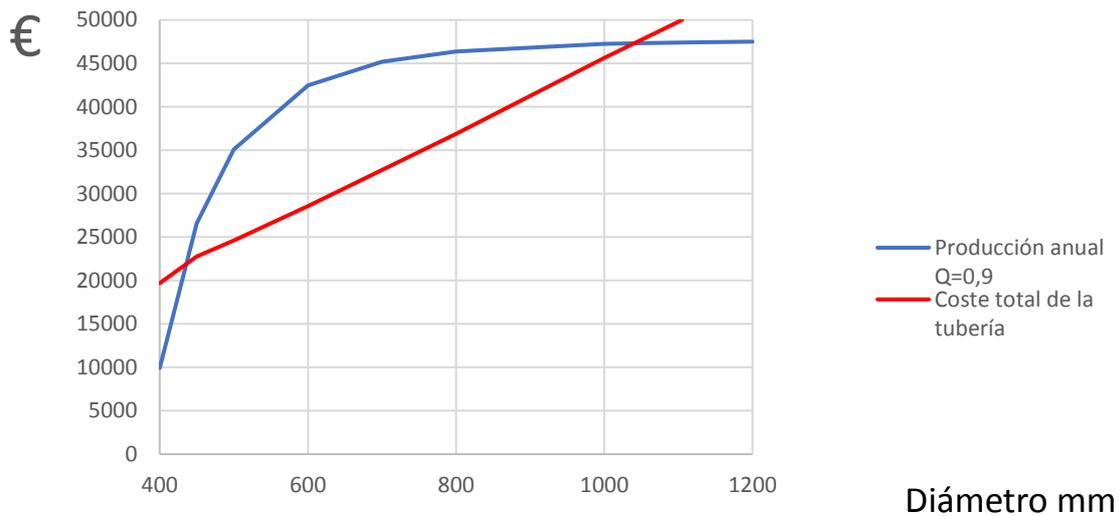


Figura 33 – Resumen de las producciones anuales y del coste total de la tubería forzada, para el caudal máximo y mínimo según su diámetro.

Observando los resultados se comprueba que el coste de la tubería para los diámetros estudiados aumenta linealmente. Por otro lado, la producción anual aumenta en gran medida cuando se aumenta el diámetro de la tubería de 400 mm hasta 800 mm aproximadamente. A partir de un diámetro de 800 mm si se aumenta el diámetro de la tubería forzada el incremento de la producción anual es muy bajo, pero los costes siguen creciendo linealmente.

A continuación se muestra el incremento de la producción anual y el incremento de los costes de la tubería cuando se aumenta el diámetro 100 mm:

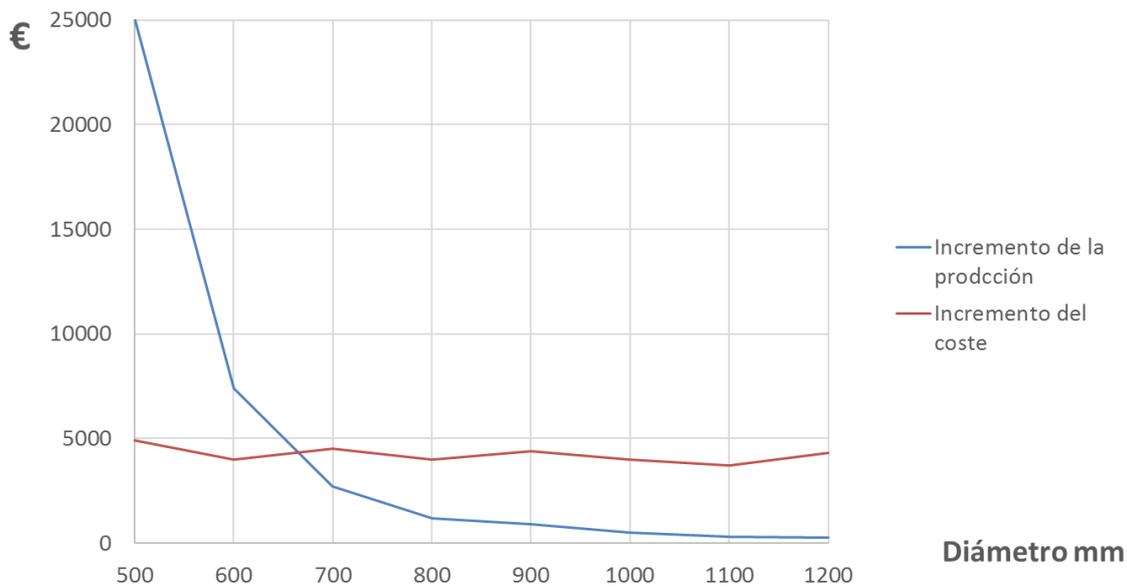


Figura 34 – Incremento de las producciones anuales y del coste total de la tubería forzada según se aumenta diámetro.

Por otro lado, dentro de los diámetros que optimizan el salto neto, aquella opción que a su vez minimiza el período de recuperación de la inversión de la tubería forzada, es aquella correspondiente a la instalación de una tubería de diámetro 800 mm, ya que con los beneficios estimados se cubrirían los costes en unos 9 meses y medio.

En base a lo dicho anteriormente se considera justificado instalar una tubería de 800 mm.

2.5.6.3 Espesor de la tubería y Material

El espesor de pared se calcula para resistir la máxima presión hidráulica interna, incluido:

- El golpe de ariete: Cuando se produce un cambio brusco de régimen en la tubería debido por ejemplo al cierre de una válvula, la fuerza generada por el cambio de velocidad de la masa del agua puede producir un incremento de presión en el tubo. A esta onda de presión se le conoce como golpe de ariete y puede ocasionar tanto la rotura por sobrepresión como el aplastamiento por vacío.
- En tuberías metálicas hay que tener en cuenta los esfuerzos inherentes a su trabajo como viga, esto es, porque en general las tuberías forzadas en acero se conciben como una serie de tramos rectos apoyados en unos pilares y anclados sólidamente.



En tuberías de plástico puesto que no se elevan sobre el terreno no hace falta considerar dichos esfuerzos.

El espesor de una tubería es función de la presión interna, la carga de rotura, el límite elástico del material escogido y del diámetro. En una tubería de acero soldado como la que se pretende instala el espesor de la pared se calcula con arreglo de la siguiente ecuación:

$$e = \frac{P_i}{2 \times \sigma_f \times K_f} + e_s$$

- e_s : Es un sobreespesor de 1 mm (o 2 mm en los codos) para compensar los efectos de la corrosión.
- P_i : Presión a la que está sometida la tubería.
- K_f : Es un factor de eficiencia de la soldadura. En la actualidad se tiende a utilizar un factor de eficiencia $K_f = 1$, ya que, en cualquier caso, las soldaduras de las tuberías en presión deben estar debidamente realizadas y controladas.
- σ_f : resistencia a la tracción.

También habrá que tener en cuenta que se necesita un espesor mínimo para poder manipular los tubos en obra sin que se deformen. En centrales con gran altura puede resultar económico utilizar, en función de la carga hidráulica, tuberías del mismo diámetro interno, pero con diferentes espesores; en el caso de estudio se utilizará un mismo espesor para toda la tubería, pues el salto no es de gran altura.

En base a los cálculos realizados en el anejo 4.5.2, la presión máxima será de 26,76 mca tal y como se muestra en el siguiente esquema:

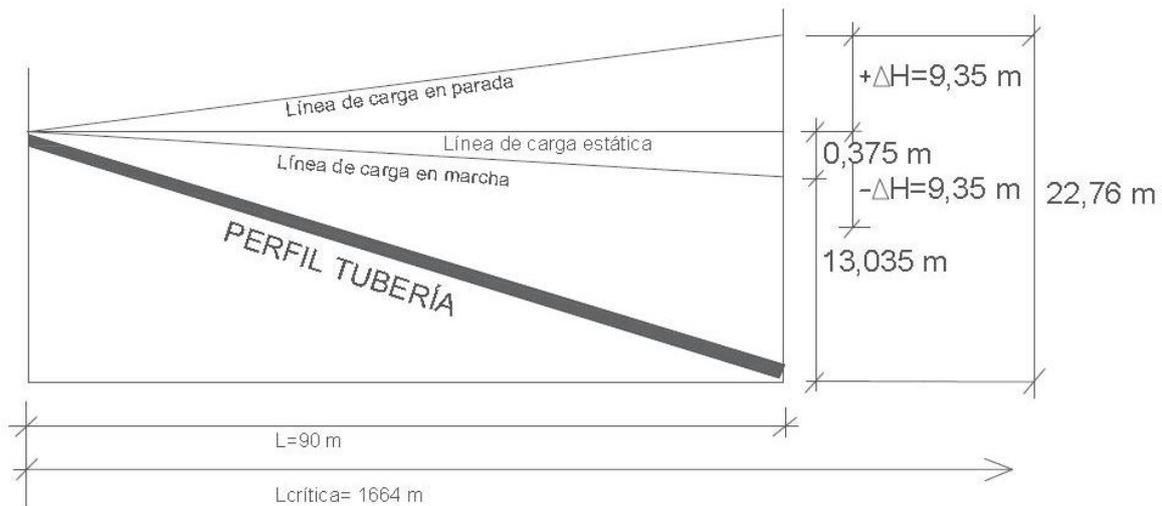


Figura 35 – Esquema de las sobrepresiones en la tubería (No escalado para facilitar la comprensión)

Si se instala una tubería de acero con soldadura, el espesor de la pared que se propone es como mínimo de 1,53 mm. (Los cálculos justificativos se encuentran en el anejo 4.5). Por otro lado, puesto que las presiones no son elevadas, se ha estudiado la posibilidad de instalar una tubería de PVC capaz de resistir la sobrepresión debida al golpe de ariete. La ventaja de estas tuberías frente a las de acero es que podrán ir enterradas ya que no sufrirán problemas de corrosión y, además, serán más económicas. En base a los cálculos realizados y utilizando el catálogo de “TUYPER GRUPO”, empresa especializada en tuberías de presión de PVC, se ha escogido una tubería SN4 de PVC de 19,2 mm de espesor.

2.5.7 Salto neto

El rango de caudales con el que estará trabajando la turbina la mayor parte de las horas del año es $0,7-0,9 \text{ m}^3/\text{s}$. Se han calculado, para ambos caudales, las pérdidas por fricción y las pérdidas localizadas asociadas a una tubería de acero de 800 mm de diámetro, utilizando la formulación explicada en el anejo 4.5. Los resultados han sido los siguientes:



Q (m ³ /s)	DIÁMETRO (mm)	VELOCIDAD (m/s)	PÉRDIDAS DE CARGA POR FRICCIÓN (m)	PÉRDIDAS DE CARGA LOCALIZADAS(m)	PÉRDIDAS TOTALES (m)	SALTO NETO (m)
0,7	800	1,393	0,143	0,087	0,230	13,180
0,9	800	1,790	0,232	0,144	0,375	13,035

Figura 36 – Estimación del salto neto

Por lo tanto la variación del salto neto será tan sólo de 0,145 m.

2.5.8 Selección de la turbina

Según la definición de turbina de Luis Cuesta y Eugenio Vallarino en su libro de ‘Aprovechamientos Hidroeléctricos’: “Las turbinas son, en esencia, ruedas hidráulicas que giran con una velocidad constante accionadas por la energía potencial de un desnivel de una corriente de agua y que transmiten la energía mecánica obtenida a un eje de giro, para su utilización por un equipo consumidor”.

Tal y como se mencionó en el apartado 2.3 se ha considerado la opción de aprovechar la turbina existente; no obstante, debido al estado en el que se encuentra y la falta de piezas, esta opción probablemente acabe siendo más costosa que comprar una máquina nueva.

Para la elección del tipo de turbina pueden emplearse diagramas que con las características del salto neto y del caudal de diseño ayuden a descartar determinadas turbinas y, por consiguiente, den una idea del tipo de turbinas más adecuadas al caso de estudio. No obstante, la decisión final debería de ser un proceso iterativo -reiterativo- que iguale la producción anual de energía con el coste de adquisición y mantenimiento.

Por otro lado, cabe mencionar que estimar el tamaño de la turbina es necesario para completar los diseños previos de obra civil y evaluar su coste.

Se ha utilizado el programa *TURBNPROTM Version 2.0* para el cálculo y ‘dimensionamiento’ de la turbina hidráulica; los criterios seguidos y los resultados pueden encontrarse en el anejo 4.6. Este programa, dadas las características del salto hidroeléctrico, permite realizar un estudio preliminar de los tipos habituales de turbinas para seleccionar el diseño más adecuado para realizar un ‘predimensionamiento’. Además, para cada solución calcula la potencia asociada a cada caudal. Este dato es



necesario puesto que a la hora de calcular la producción hay que tener en cuenta el caudal real que lleve el río. (Para la estimación del caudal real se han utilizado los caudales medios mensuales de la base de datos publicada por el CEDEX¹³, obtenidos en la estación foronómica 8104 de la ROEA¹⁴. Aplicando esto para las posibles soluciones se han obtenido los siguientes resultados:

Mes	Caudal (m ³ /s)	KAPLAN 461 mm		KAPLAN 413 mm	
		Potencia (KW)	Producción mensual (KWh/mes)	Potencia KW	Producción mensual (KWh/mes)
ENERO	0,9	106	79202	102	76120
FEBRERO	0,9	106	71537	102	68753
MARZO	0,9	106	79202	102	76120
ABRIL	0,9	106	76647	102	73664
MAYO	0,9	106	79202	102	76120
JUNIO	0,9	106	76647	102	73664
JULIO	0,83	98	73187	96	71325
AGOSTO	0,83	98	73275	96	71410
SEPTIEMBRE	0,85	100	72117	97	69486
OCTUBRE	0,89	106	78746	101	75443
NOVIEMBRE	0,9	106	76647	102	73664
DICIEMBRE	0,9	106	79202	102	76120

Producción anual (MWh)	916	Producción anual (MWh)	882
Facturación €	45781	Facturación €	44094

¹³ Centro De Estudios y eXperimentación de obras públicas.

¹⁴ Red Oficial de Estaciones de Aforo



Diferencia de la facturación anual instalando una KAPLAN de 461 mm de diámetro o una KAPLAN 413 mm	1686 €
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

Figura 37 – Resultados de las producciones anuales para 2 tipos de turbina Kaplan

Los fabricantes de turbinas no suministran ninguna información sobre el coste, ya que cada instalación es diferente y compleja. Puesto que no se tienen datos de precios se han utilizado los tamaños como referencia del coste. El precio es linealmente proporcional al volumen de material. Respecto al diámetro sería un exponente de proporcionalidad mayor. Puesto que la diferencia de la facturación anual instalando una KAPLAN de 461 mm de diámetro o una KAPLAN de 413 mm es tan sólo de 1.686 €, y el coste de adquisición de una turbina suele ser muy elevado en comparación con esta cifra, se considera justificada la instalación de una turbina KAPLAN de eje vertical, diámetro del rodete 413 mm, velocidad de giro 1000 rpm y una potencia nominal de 103 KW.

2.5.9 Conexión a la red

Existe una línea eléctrica próxima a la central a unos 90 metros de distancia; esa distancia habrá que cubrirla con un cableado. Debido a su ubicación se ha supuesto que es de media tensión, es decir, de unos 25 KV, ya que ésta es la que se suele utilizar para transportar la electricidad desde las subestaciones hasta las centrales transformadoras que dan suministro a los barrios y pueblos.

Debido a la proximidad entre la línea eléctrica y la casa de máquinas se ha planteado la opción de conexión en “Y”; se trata de una opción más costosa puesto que precisa de mayor cableado, pero garantiza la producción en caso de fallo de la línea. Esta conexión en “Y” precisa de una serie de interruptores que, en caso de fallo de la red, se corta por un lado y se sigue vertiendo por el otro. La alternativa a esta opción es llevar los cables directamente a la red y en el caso de que haya una avería de la misma habría que dejar de producir energía.



2.5.10 Solución adoptada

Se trata de un aprovechamiento hidroeléctrico con las siguientes características:

1. Aprovechamiento hidráulico fluyente.
 2. Caudal equipado $0,7-0,9 \frac{m^3}{s}$.
 3. Se aprovechan estructuras existentes: El azud, la toma de agua y la acequia del molino como elemento de seguridad.
 4. Salto bruto de 13,41 m (elevación del agua en el canal de retorno de 720 ms.n.m).
 5. Sistemas de control y seguridad en el paso de la toma al canal.
 6. Canal de derivación de 1.040 m de longitud con una pendiente mínima de 0,001.
 7. Cámara de carga con un volumen de almacenamiento de $1092 m^3$ tipo 'balsa de riego'.
 8. Instalación de un aliviadero que vierta a la acequia del molino el caudal sobrante.
 9. Tubería forzada de 90 m de longitud, SN4 de PVC, de 800 mm de diámetro y 19,2 mm de espesor.
 10. Central equipada con una turbina Kaplan de eje vertical, diámetro del rodete 413 mm, velocidad de giro 1000 rpm y una potencia nominal de 103 KW. El alternador será síncrono, trifásico, de eje vertical de 112,5 KW.
 11. La casa de máquinas se ubica donde el antiguo molino y se mantiene su estructura debido a que es patrimonio histórico de la población (solución sujeta a un estudio arquitectónico que garantice su estabilidad).
 12. Conexión a la red en "Y" para garantizar la producción en caso de fallo de la línea.
-
1. El aprovechamiento hidráulico será de tipo fluyente ya que si se hiciera un aprovechamiento hidroeléctrico de regulación, el beneficio económico obtenido al trabajar en puntas no compensaría el incremento de la inversión necesaria debido al recrecimiento del azud existente, las expropiaciones de las parcelas inundadas y la construcción de un contraembalse.



2. En cuanto al caudal de diseño, si se aumenta el caudal nominal establecido, el aumento de la producción correspondiente es cada vez menor. Por lo que a partir de $0,9 \text{ m}^3/\text{s}$ ese pequeño aumento de producción anual no compensa la inversión de la instalación de una turbina con mayor capacidad.

3. La estructura de la toma se reutilizará junto con el azud existente puesto que se trata de construcciones existentes que se encuentran en buen estado, se adaptan a los requisitos necesarios para el aprovechamiento hidroeléctrico y, además, su reutilización abarata los costes de la obra. La acequia del molino actualmente en desuso se convierte en una estructura de seguridad donde el aliviadero verterá los excesos de agua. Se propone mantenerlo tal y como está, incluyendo la compuerta y manteniéndola cerrada durante el funcionamiento de la turbina y, cuando fuere necesario, abrirla para permitir posibles reparaciones en el nuevo canal.

4. La lámina de agua en la toma, elevada por el azud existente se encuentra a la cota 724,5 ms.n.m y la elevación del agua en el canal de retorno a 720 ms.n.m. Se ha intentado aprovechar la mayor altura de salto posible obteniéndose un salto bruto desde la cámara de carga de 13,41 m.

5. En el paso de la toma al canal de derivación se instalarán compuertas para regular el caudal que llegará a la cámara de carga y para respetar el caudal ecológico. También se instalarán rejillas para evitar la entrada de material flotante y un limpia-rejillas para realizar las tareas de mantenimiento.

6. Los canales de derivación suelen tener una gran rigidez en el alzado, pero un trazado en planta muy flexible. Normalmente suelen hacerse canales exteriores con excavaciones moderadas en todo su perímetro, pero, en aquellos tramos en los que el canal a cielo abierto resulta inconveniente puede recurrirse a la alternativa subterránea. El canal de derivación se divide en dos tramos. (Ambos trazados tratan de adaptarse a la topografía del terreno):



- Para el primer tramo se ha decidido hacer una conducción bajo tierra (claramente en lámina libre) debido a la existencia de unos campos de cultivo que hay que cruzar, así se consigue una mayor libertad de trazado. Además, con la solución subterránea se reduciría el impacto visual e implicaría únicamente una ocupación temporal durante la obra, en vez de una expropiación. No obstante, la propiedad es sometida a una servidumbre de paso y habría que compensar al propietario por la pérdida de valor de su terreno. Para dicha conducción subterránea se han escogido dos tuberías tipo RibLoc debido a su facilidad de puesta en obra, cada una con capacidad suficiente como para transportar $0.9 \text{ m}^3/\text{s}$, lo cual permite que funcionen las dos tanto simultánea como alternativamente. Puesto que las tuberías van a estar ubicadas bajo tierra y no son tan fácilmente reparables como podría serlo un canal a cielo abierto, instalar dos tuberías en vez de una es una solución más flexible. Dos tuberías permiten no tener que interrumpir la producción de electricidad si hubiera que reparar la conducción.
- El segundo tramo es el que llega a la cámara de carga; se trata de un canal a cielo abierto puesto que ya no hay problemas de cruces con campos actualmente en uso; esta opción suele ser preferible a la subterránea. La sección escogida es una trapezoidal (5:1) con capacidad suficiente como para trasegar todo el caudal, respetando los resguardos de diseño. La sección más eficiente debería de ser la semicircular, pero a nivel constructivo puede ser difícil de ejecutar (a no ser que se utilicen piezas prefabricadas). En una sección rectangular se acumulan más fácilmente restos de material indeseables en las esquinas interiores y es más complicado de limpiar; dándole un ligero talud de 1H:5V se conseguiría resolver este problema. En lo que respecta a canales trapezoidales es el semihexágono el que puede transportar un mayor caudal por unidad de sección transversal, pero como no se transportarán caudales elevados, no se ha considerado necesario el uso de esta sección.

7. La ubicación de la cámara de carga está condicionada por el trazado del canal en derivación, la casa de máquinas y el terreno. Se diseñará de modo que su volumen sea suficiente como para almacenar el caudal que sigue entrando en el canal, entre la parada de las turbinas, el cierre total de las compuertas de la toma y el volumen de agua existente



en el canal por encima de la elevación máxima normal de la cámara de carga (nivel elástico). Se propone hacer un diseño tipo ‘balsa de riego’ en vez de diseñar una cámara de carga como si fuera un depósito de agua; de esta manera se excavará el terreno en función del ángulo de rozamiento del mismo hasta conseguir el volumen de almacenaje deseado. Además, por el hecho de no tener que construir una estructura de hormigón resistente, las cargas transmitidas al terreno serán mucho menores.

8. Se instalará un aliviadero en el canal a cielo abierto, en el PK 0+851, debido a ser el punto más próximo a la acequia del molino donde se verterá el exceso de caudal.

9. Su ubicación, y por consiguiente su longitud, está condicionada por la ubicación de la cámara de carga y la casa de máquinas, y éstas a su vez deben de estar ubicadas de tal manera que se reduzca en la medida de lo posible la longitud de la tubería, maximizando la altura de salto. El diámetro de la tubería forzada se ha establecido como solución de compromiso entre el coste y la pérdida de carga. El espesor de la pared se ha calculado para resistir la máxima presión hidráulica interna, y el material se ha escogido por temas económicos. La conducción, al ser de PVC, irá enterrada sin problemas de corrosión, de esta manera el terreno podrá ir restituido a su condición inicial, se reducirá el impacto ambiental y no constituirá barrera alguna para el desplazamiento de animales. Al mismo tiempo el terreno tendrá un efecto aislante que implicará que esté menos expuesta a variaciones de temperatura importantes.

10. La turbina se ha escogido teniendo en cuenta las producciones anuales de energía, el coste de adquisición y mantenimiento y el espacio disponible. El equipo eléctrico tiene que ir en consonancia con la parte mecánica; se ha dimensionado con una potencia superior a la potencia mecánica porque hay que tener en cuenta la potencia reactiva.

11. La casa de máquinas, también conocida como edificio de la central, deberá permitir conseguir la mayor altura de salto reduciendo la longitud de la tubería en presión. Se ha decidido mantener el antiguo edificio, pero es una solución sujeta a un estudio arquitectónico que garantice su estabilidad; el principal motivo es por la conservación del patrimonio histórico de Torrebaja.

12. Debido a la proximidad entre la línea eléctrica y la casa de máquinas se ha planteado la opción de conexión en “Y”; se trata de una opción más costosa puesto que precisa de mayor cableado, pero garantiza la producción en caso de fallo de la línea.

2.6 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

A continuación se muestra un esquema de ubicación de las principales partes del aprovechamiento hidroeléctrico y después se describirán las actuaciones que serán desarrolladas en el proyecto:

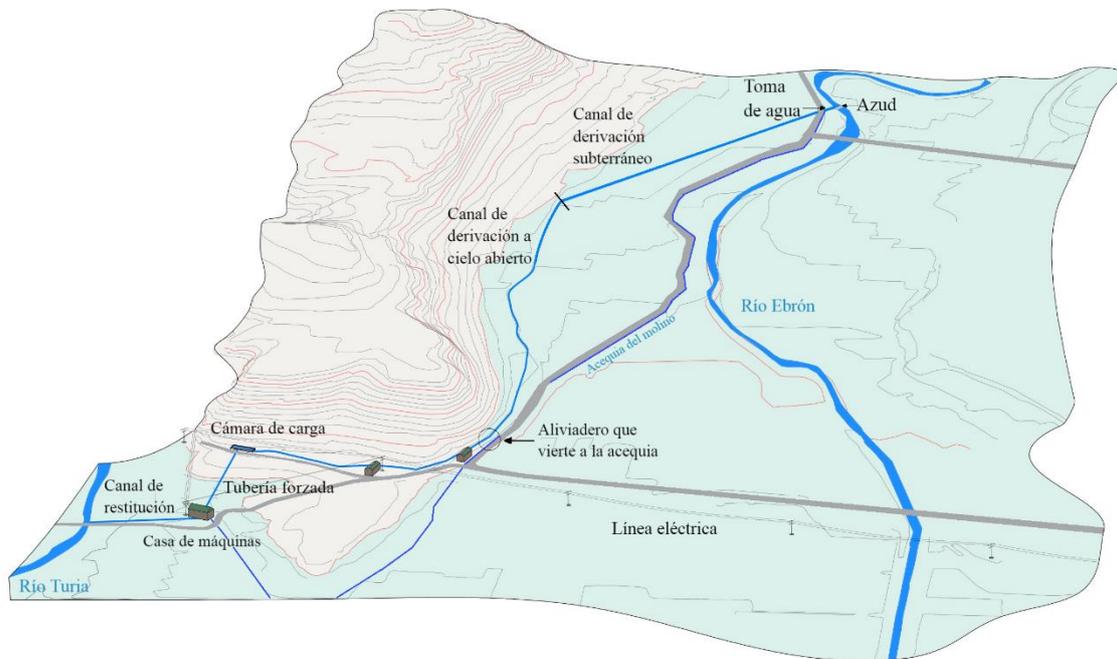


Figura 38 – Esquema del proyecto

2.6.2 Estructura de captación y de control

Debido a la existencia de la toma de agua que se utilizaba en el pasado para derivarla a la acequia del molino, se ha decidido aprovechar esta estructura, al igual que el azud existente. No obstante, será necesario equipar a la toma de agua de dispositivos

que separen el caudal sólido y el material flotante transportados por el río y para controlar el caudal derivado. Por lo tanto se colocará una reja para evitar la entrada a la conducción de malezas y sedimentos equipada con un limpia-rejas. También habrá que colocar una nueva compuerta entre la toma y el canal de derivación y se mantendrá la compuerta existente que da paso a la acequia del molino, ya que se encuentra en buen estado y permitirá utilizarla como elemento de seguridad.



Figura 39 – Estructura de la toma y azud existentes

2.6.3 Canal de derivación

Se trata de una obra lineal de 1040 m de longitud con una pendiente descendente de 0,001 m/m. En el caso de estudio se ha propuesto la construcción de un canal de derivación formado por 2 tramos. (La descripción de los armados puede encontrarse en anejo 4.7.2.2):

- El primer tramo será subterráneo y de 280 metros de longitud, formado por dos tuberías del tipo RibLoc de 1100 mm, cada una con una capacidad suficiente como para transportar $0.9 \text{ m}^3/\text{s}$, lo cual permite que funcionen tanto simultánea como alternativamente. Se colocarán pozos cada 50 metros para facilitar el acceso y garantizar su mantenimiento.



- El segundo tramo de 760 m que llegará hasta la cámara de carga está constituido por un canal a cielo abierto y sección trapezoidal (5:1) que llegará hasta la cámara de carga; el ancho de la solera será de 1,2 m y la altura del canal 1 m.

2.6.4 Cámara de carga

Se construirá una cámara de carga con capacidad de almacenaje de 1092 m^3 de agua. El diseño será tipo ‘balsa de riego’ de esta manera se excavará el terreno en función del ángulo de rozamiento de este hasta conseguir el volumen de almacenaje deseado. Se recubrirá la superficie interior primero con una capa geotextil y luego con la lámina de polietileno de 1,5-2 mm de espesor para su impermeabilización. La razón de la colocación de la capa de geotextil es para proteger a la lámina de polietileno de las posibles aristas resultantes en las excavaciones.

2.6.5 Aliviadero

Para la construcción del aliviadero se rebajará la cota de coronación 20 cm en uno de los muros (el más cercano a la acequia del señor) del canal a cielo abierto en el PK 0+851 a lo largo de 1,5 m y se construirá un canal de 18 metros de longitud con escalones disipadores de energía de 20 cm de canto, 1 metro de largo y 1,5 m de ancho hasta conectar con la acequia del señor la cual se encuentra 3,6 m por debajo.

2.6.6 Tubería forzada

Tubería forzada: 90 metros de longitud, tipo SN4 de material PVC de 800 mm de diámetro y 19,2 mm de espesor. Irá enterrada, constará de dos codos de 45° y de una válvula de mariposa. Conectará la cámara de carga con la turbina.

2.6.7 Edificio de la central

De acuerdo con la inspección visual realizada durante la visita técnica, se ha decidido mantener el antiguo edificio, pero, como solución sujeta a un estudio arquitectónico riguroso que garantice su estabilidad:



Figura 40 – Edificio de la central (Lado izquierdo)

2.6.8 Equipo electromecánicos

Equipo hidráulico principal, es decir, la turbina en sí. Incluye la cámara espiral, las tapas, los álabes de distribución, el rodete, los ejes, la junta de estanqueidad del eje, el cojinete guía, el tubo de aspiración y los equipos de regulación. Las características más relevantes son: Turbina Kaplan de eje vertical, diámetro del rodete 413 mm, velocidad de giro 1000 rpm y una potencia nominal de 103 KW. El salto de diseño nominal es 13,035 m y el caudal nominal $0,9\text{m}^3/\text{s}$. A continuación se muestra un esquema con sus dimensiones principales (para mayor detalle se recomienda consultar el esquema 14):

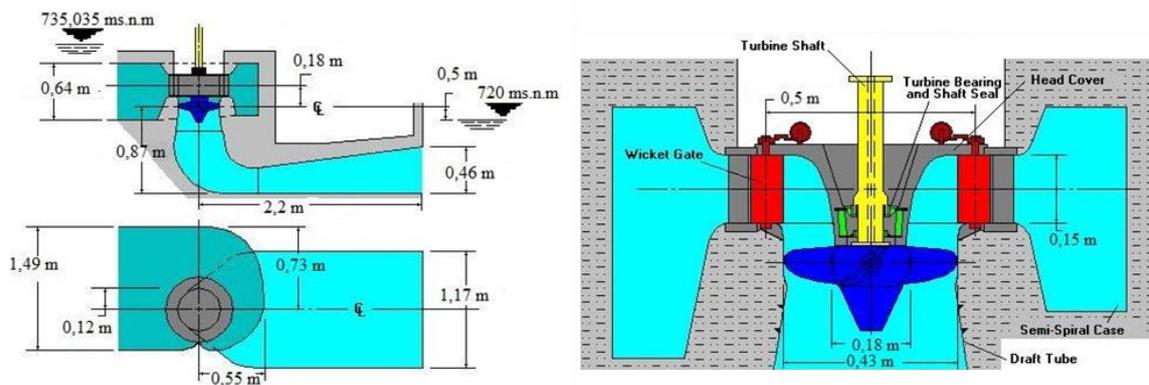


Figura 41 – Dimensiones principales de la turbina

Equipo eléctrico principal: El alternador será síncrono trifásico de eje vertical con una potencia de 112,5 KW. Incluye: el estátor (Carcasa, paquete magnético y bobinado), un rotor, cojinete de empuje, cojinetes guía, excitación y frenado.

También habrá un transformador trifásico para elevar la tensión de generación a la de la red de distribución o transporte. Tendrá una potencia del orden de 112,5 KW. Del transformador sale la línea, pasa por los interruptores y de ahí se conectará a la red. A continuación se muestra un ejemplo de las dimensiones de un transformador de semejantes características:

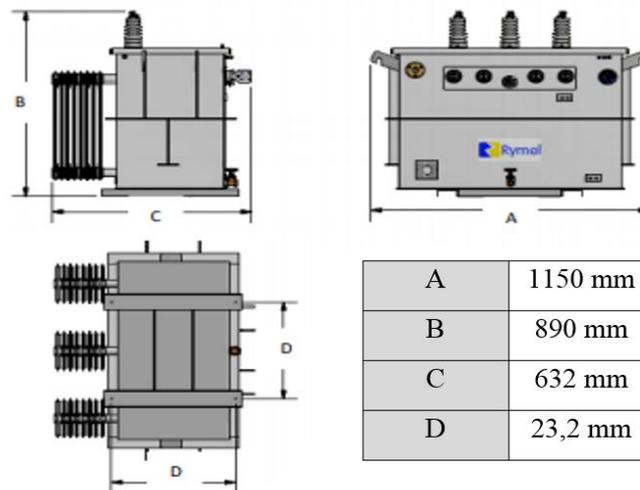


Figura 42 – Ejemplo transformador (Imagen sacada del catálogo de transformadores de “Rymel”)

2.6.9 Canal de restitución

Debido a que antiguamente en la casa de máquinas había un molino hidráulico en funcionamiento, este disponía de un canal de restitución para devolver el agua al río. Actualmente el molino está en desuso y el canal de restitución sigue ahí. Por lo tanto, se va a aprovechar. Únicamente será necesario realizar una limpieza y desbroce.



2.6.10 Conexión a la red

La conexión a la red se realizará mediante línea aérea de media tensión (25KV) en “Y” (una opción más costosa puesto que precisa de mayor cableado, pero garantiza la producción en caso de fallo de la línea), por lo que habrá que cubrir 90 metros de distancia con cables para conectar el centro de transformación ubicado en el edificio con la red eléctrica.

2.6.11 Reposición de firmes

Aquí se incluyen las actividades necesarias para la restitución de la superficie de rodadura que se verá alterada durante la colocación del tramo subterráneo correspondiente al canal de derivación ya que este cruzará con el camino al inicio. Por otro lado, tras la colocación de la tubería forzada habrá que reponer el tramo de camino afectado.

2.7 PROCESO CONSTRUCTIVO

Se define como Proceso Constructivo al conjunto de fases sucesivas o solapadas en el tiempo necesarias para la materialización de un edificio o de una infraestructura. El proceso constructivo debe de ser el resultado de un orden correlativo de subprocesos dentro de los cuales debe existir cierta logística y organización para optimizar los recursos con que se cuenta. Los medios de ejecución de la obra se asignan a criterio del proyectista cuyo objetivo deberá de ser dotar cada una de las actividades de un tiempo razonable. Para elaborar un buen proceso constructivo es necesario conocer las técnicas de construcción, las condiciones de contorno, y considerar toda la documentación elaborada previamente. Debido a la complejidad de la elaboración de un preciso proceso constructivo, este apartado será únicamente de carácter orientativo. Se pretende trabajar en tres frentes en paralelo: Canal de derivación, cámara de carga/tubería forzada y la central.



2.7.1 Actuaciones comunes en las distintas zonas

Los tres frentes de construcción en los que se pretende trabajar paralelamente tendrán en común las actuaciones que se presentan a continuación:

- Una serie de obras preliminares: Preparación del terreno para los accesos, limpieza y desbroce de la maleza arbustos y la vegetación existente que afecte a la zona de las obras. Los materiales producto de la limpieza deben ser retirados a los vertederos oficiales. También se realizarán las demoliciones necesarias para la construcción de las nuevas estructuras (por ejemplo, la demolición de una parte del forjado de la casa de máquinas donde se pretende colocar la turbina, la demolición de las zonas del camino por donde se realizará la conexión de la toma de agua con el canal en derivación y la demolición del camino por donde cruzará la tubería forzada.)
- Concluida la limpieza y el desbroce, el topógrafo determinará los niveles del terreno y marcará sobre los ejes de todos los elementos que conformarán la construcción a desarrollarse.
- Movimientos de tierras: esta actividad comprenderá la excavación en gravas poligénicas, arenas y arcillas principalmente. (Para el canal de derivación no se requerirán entibaciones debido a la escasa profundidad de las excavaciones, tampoco para la cámara de carga puesto que se excavará en talud).
- Limpieza, revegetación y eliminación de los residuos creados durante la ejecución de las obras con el fin de respetar al medio ambiente.
- También se prepararán espacios provisionales como son: acopios para materiales, casetas para almacenar herramientas de fácil montaje y desmontaje etc.

2.7.2 Canal de derivación

Una vez demolida la parte del camino afectada se realizará la localización y el replanteo con ayudas de estacas e hilos atados entre ellas. También se marcará el trazado con cal para facilitar la visibilidad durante el proceso de excavación. Después de esto se

excavará hasta la cota correspondiente y se verificarán los niveles para mantener la pendiente de diseño. Tras esto se compactará el terreno.

En el tramo 1, para la instalación de las tuberías Rib Loc, se verterá el hormigón de la solera y se embutirán en el dos filas de anclajes a una distancia igual al diámetro de la tubería más 10 cm (dos filas por cada tubería). Tras el endurecimiento del hormigón se bajarán los tubos a la zanja con cintas o cuerdas para evitar que golpeen. Antes de acoplarse los tubos se les aplicará un sellador. Una vez acoplados se cruzará la tubería con alambre dispuesto al tresbolillo. Una vez hecho esto se tensará el alambre, se encofrará y se empezará a hormigonar. Cuando en el hormigonado llegue hasta 4 cm por encima de la parte superior de los tubos, se procederá a la colocación del mallazo y se seguirá hormigonando hasta completar la sección.

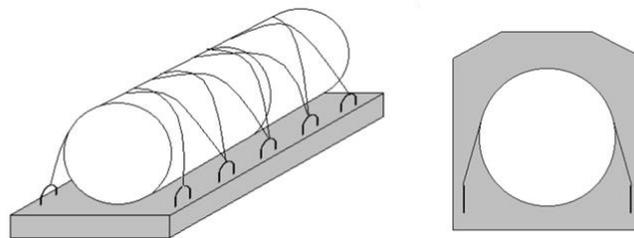


Figura 43 – Hormigonado de una tubería Rib Loc (Imagen tomada del “Manual de Instalación ConcretLoc)

Para el tramo 2 del canal trapezoidal, utilizarán unas guías para el perfilado de los taludes y se colocarán cada 1,5-2 m, se perfilará, se colocarán los mallazos y se hormigonará directamente sobre el terreno usando las guías como encofrado. Luego se harán los acabados y curados necesarios para que quede lo más liso posible y por último se rellenarán las juntas. El aliviadero se construirá rebajando uno de los muros de este tramo y los escalones disipadores de energía se hormigonarán in situ.

2.7.3 Cámara de carga y la tubería forzada:

En primer lugar se realizarán los movimientos de tierras calculados en el anejo 4.7.3.1. Luego se recubrirá la superficie interior, primero con una capa geotextil y luego con la lámina de polietileno de 1,5-2 mm de espesor para su impermeabilización. Después

se colocará la tubería forzada impermeabilizándola tal y como se ve en la imagen y se colocará una rejilla en la entrada.



Figura 44 – Impermeabilización de la tubería forzada en la cámara de carga (Imagen tomada de la página web de “Fugisa geosintéticos”)

La tubería forzada se instalará en una zanja enterrada sobre una cama de 15 cm compuesta de gravilla. La parte superior de la tubería quedará enterrada 50 cm y se realizará el relleno con material de la propia excavación, evitando piedras o elementos que puedan dañarla. Cabe mencionar en este apartado que existe un cruce de la tubería forzada con un camino. Siguiendo las especificaciones para proteger tuberías durante la ejecución de obras de repavimentación y cruces, puesto que la maquinaria circulará a una distancia 40-80 cm sobre la tubería, se ejecutará una protección con losa de hormigón C25 armado con malla electrosoldada tipo C42. Las dimensiones de la losa son de 2 m de ancho (dimensión perpendicular al eje de la tubería) y el largo será 5 m (dimensión correspondiente al tramo de camino cruzado) y espesor de 20 cm. Para su ejecución primero habrá que demoler el camino, realizar la excavación y colocación de la tubería siguiendo las especificaciones descritas anteriormente, luego se colocará la losa y, por último, se realizará la reposición del firme afectado si procede.

2.7.4 Central

A continuación, se muestran los principales pasos a seguir para la construcción de la central y la colocación de los equipos electromecánicos:



- En primer lugar habrá que reforzar la estructura del edificio de la central colocando soportes en los muros y en el forjado superior. Los accesos se realizarán a través del muro por el cual pasa la tubería forzada.
- Se retirará el forjado para la colocación de la turbina, puesto que el ancho de la entrada de la turbina es de 1,5 metros, se retirarán 2x2 m de forjado.
- Se excavarán hasta la altura de salida indicada en el esquema 14, se hormigonará la base y se colocará la tubería de aspiración, se volverá a hormigonar hasta cubrirla. Una vez hecho esto se colocará la turbina a 0,5 m por encima de la elevación del agua en el canal de restitución (720 ms.n.m) y se conectará la cámara espiral a la válvula de mariposa y por último se conectará con la tubería forzada.
- Se hormigonará hasta el nivel del forjado y sobre este se colocarán el alternador (rotor, estátor fijo etc.) y el transformador (ubicado dentro del edificio).
- La salida de energía del alternador se conectará al transformador y por último se colocará el cableado que conecte el transformador con la línea eléctrica.

2.8 ESTUDIO ECONÓMICO

El objeto del siguiente apartado es estudiar el alcance económico del aprovechamiento. En base a los ingresos y los gastos se decidirá si el proyecto es rentable o no.

2.8.1 Facturación de energía

Para el cálculo de la facturación anual, se ha tenido en cuenta la producción energética mensual de la central (considerando los datos históricos) y los precios medios



mensuales obtenidos de la página de OMIE¹⁵. Tal y como se dijo con anterioridad, a la hora de calcular la producción energética hay que tener en cuenta el caudal real que llevará el río, puesto que se trata de una central fluyente y este no será constante en el tiempo. También la eficiencia de la turbina varía en función del caudal. En el apartado 4.6 puede verse paso a paso como se calcula la producción energética anual. Por otro lado, se ha estimado un precio medio mensual teniendo en cuenta los informes anuales del 2017 y 2018 publicados por OMIE. A continuación se muestra la facturación anual del aprovechamiento hidroeléctrico.

Mes	Precio medio mensual (€/MWh)	Producción mensual (KWh/mes)	Facturación mensual (€)
Enero	60,735	76120	4623,13
Febrero	53,31	68753	3665,24
Marzo	41,685	76120	3173,05
Abril	43,18	73664	3180,82
Mayo	51,015	76120	3883,25
Junio	54,34	73664	4002,92
Julio	55,255	71325	3941,05
Agosto	55,895	71410	3991,48
Septiembre	60,21	69486	4183,76
Octubre	60,925	75443	4596,38
Noviembre	60,58	73664	4462,58
Diciembre	59,875	76120	4557,67

Figura 45 – Precio medio mensual del mercado diario 2017-2018 (OMIE), producción y facturación.

En resumen:

PRODUCCIÓN ANUAL	881,89 MWh/año
FACTURACIÓN ANUAL	48261,34 €/año

Figura 46 – Producción y facturación anual.

¹⁵ Operador del Mercado Ibérico de Energía

2.8.2 Coste de la obra

El coste de inversión e implantación de un aprovechamiento hidroeléctrico depende de distintos factores. Por un lado se tienen los costes de la obra civil, equipos electromecánicos y sistemas de control y los costes de ingeniería y dirección de la obra. Una vez ejecutado el proyecto, comienza la fase de puesta en funcionamiento que implica costes de explotación, mantenimiento y reparación. Para dar una idea general de la distribución de los costes en los aprovechamientos hidroeléctricos existen gráficos como los siguientes:

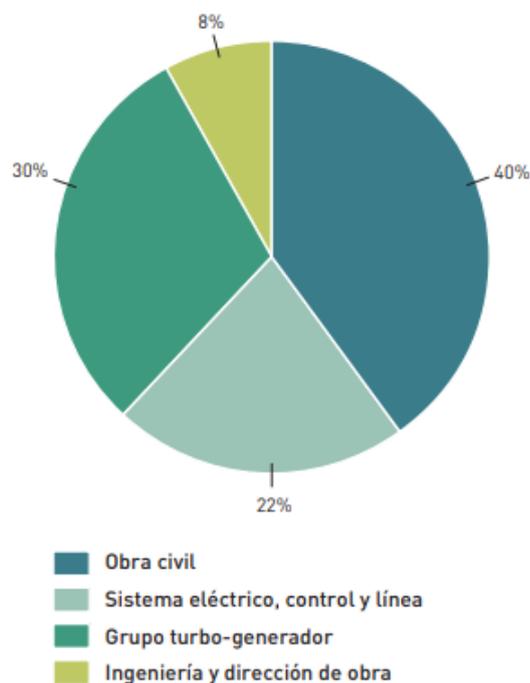


Figura 47 – Distribución porcentual de la inversión de una minicentral hidroeléctrica (Información obtenida del plan de energías renovables 2011-2010 de IDAE¹⁶)

En este gráfico se aprecia que el 52% del coste de la inversión corresponde con los equipos electromecánicos, el 40% a la obra civil y el 8% a la ingeniería y dirección de obra. No obstante los porcentajes varían según el tipo de actuación, por ejemplo, cabe esperar que si se trata de un proyecto de rehabilitación la obra civil tendrá un volumen menor de costes que el de los equipos electromecánicos mientras que si se trata de obra nueva, es posible que la obra civil sea más costosa. En el caso de estudios, la distribución

¹⁶ Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.

de los costes de la inversión es similar a la teórica: 44% Obra civil, 47% Equipos electromecánicos y 9% Ingeniería y dirección de obra.

Otro tipo de gráficos muestran el coste de la inversión en función de la capacidad instalada:

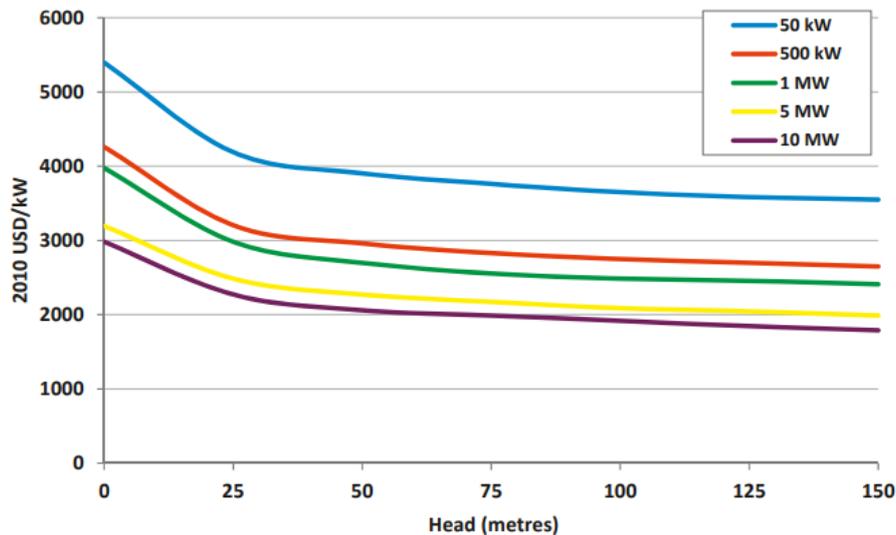


Figura 48 – Publicación de IRENA¹⁷: Coste de inversión en función de la capacidad instalada y el salto (Según Kaldellis y Kondili, 2005)

Según este gráfico y las características de el proyecto el precio por cada KW de potencia instalada ronda entorno a los 4500 €.

Para la elaboración del presupuesto se han utilizado las bases de precios del CYPE¹⁸ y del IVE¹⁹. En cuanto a la determinación de precios más específicos como son aquellos correspondientes a los de los equipos electromecánicos se han consultado algunas páginas de proveedores como Voith, Alston General Electric, Vatech y Indar. Además se han consultado desgloses de presupuestos de otros proyectos. Con todo esto se ha realizado un cálculo estimado de la inversión el cual puede consultarse en el anejo 4.8. A continuación se muestra el desglose de los resultados:

¹⁷ International Renewable Energy Agency

¹⁸ Generador de precios de la construcción

¹⁹ Instituto Valenciano de la Edificación



Obra civil	187907,88
Equipo electromecánico y sistemas complementarios	200760
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	388667,88 €

Presupuesto de Ejecución Material	388667,88
Gastos generales (13%)	50526,824
Beneficio industrial (6%)	23320,072
PRESUPUESTO POR CONTRATA	462514,77 €

Presupuesto por contrata	462514,77
Ingeniería y dirección de obra	37040
IVA (21%)	97128,102
PRESUPUESTO TOTAL	596682,878 €

Figura 49 – Resumen del coste de la inversión inicial

2.8.1 Análisis de la rentabilidad

En el siguiente apartado se evaluarán los resultados económicos del proyecto. Un correcto análisis de rentabilidad debe suponer diferentes escenarios y medir la sensibilidad a las modificación de los parámetros intervinientes. Los ingresos del proyecto estarán directamente relacionados con el precio de venta de la energía y los costes de producción. Estos precios fluctúan en el tiempo y pueden condicionar en gran medida la rentabilidad. IDAE²⁰ recomienda que las inversiones de minicentrales hidroeléctricas se recuperen entre los 8 y los 12 años siguientes, considera rentables aquellas que tienen un índice de energía (cociente entre la inversión inicial y la energía producida en el período de un año) de 40-70 cent€/KWh y un índice de potencia (cociente entre la inversión inicial y la potencia instalada) de 1500-2000 €/KW.

²⁰ Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía



En el caso de estudio, el índice de energía es:

$$I.E. = \frac{596682,878}{881890} = 0,67\text{€/KWh}$$

Y el índice de potencia es:

$$I.P. = \frac{596682,878}{103} = 5793,04 \text{ €/KWh}$$

El índice de energía sí que cumple con las especificaciones, mientras que el índice de potencia está muy por encima de los 1500-2000 €/KW, cabe mencionar que los parámetros especificados por IDAE son recomendaciones, y será necesario realizar un análisis en mayor profundidad para justificar la rentabilidad de la central. Este análisis debe de ser un estudio económico-financiero. Para la valoración de la inversión se utilizará: el VAN²¹ que se define como el valor actualizado de los cobros y pagos generados por una inversión. :

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

Donde

- V_T Flujo de caja de cada periodo t
- I_0 Valor del desembolso inicial de la inversión
- r es la tasa de descuento, se utiliza para descontar los flujos de efectivo futuros obteniendo así su valor actual.

²¹ Valor Actual Neto



El TIR²² es la tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo. Este parámetro representa el valor de la tasa de descuento con el cual se recupera la inversión en el último año de vida (en este caso 25 años).

- El coste de la inversión: 596682,878€
- Una serie de pagos que incluirán seguros, impuestos, gastos de operación y mantenimiento. Los gastos se actualizarán cada año con un valor del 1,4% y se aproximarán con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Gastos} &= 600 \times \sqrt{\text{Potencia instalada}} = \\ &= 600 \times \sqrt{103} = 6089,33 \text{ €/año} \end{aligned}$$

- Una vida útil de 25 años

A continuación se plantean 3 escenarios diferentes: realista, optimista y pesimista en función de la evolución del precio de venta de la energía. En el primer escenario podría considerarse que los precios de la energía permanecen estables tomando valores de referencia de los últimos años, por ejemplo, la media de los precios medios mensuales de los años 2016-2017-2018 publicados por OMIE: 54,75 €/KWh. Suponiendo una tasa de descuento del 5% y un IPC²³(media estadística que indica la evolución del conjunto de precios de los bienes y servicios, se utilizará para actualizar los precios) del 2,5%, se han obtenido los siguientes resultados (los flujos de caja pueden encontrarse en el anejo 4.8.5):

Escenario 1: VAN(25 años)=166673 € y TIR= 7,3%

²² Tasa Interna de Retorno

²³ Índice de Precios al Consumidor

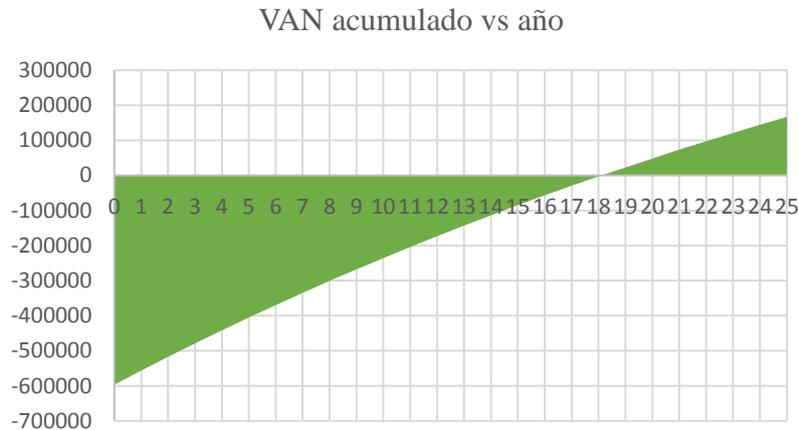


Figura 50 — Flujo de caja escenario 1

Viendo este gráfico está claro que el retorno de la inversión no es bueno. Sería deseable que la inversión se recuperara en un periodo de tiempo inferior a 12 años, para que esto ocurra debe de haber un cambio de escenario, por ejemplo, que se redujeran los costes de producción y aumentara el precio de compra de la energía también podría conseguirse una donación ya que existen incentivos en los proyectos de energías renovables que podrían influir positivamente en la rentabilidad del proyecto.

A continuación se plantea un escenario más optimista, en el que los precios de la energía se incrementan un 15%, si el precio medio en los últimos años es de 54,75 €/MWh entonces en este escenario es de 62,96 €/MWh y se conseguiría recuperar la inversión en un periodo aproximado de 15 años:

Escenario 2: VAN(25 años)=297710 € y TIR= 9 %

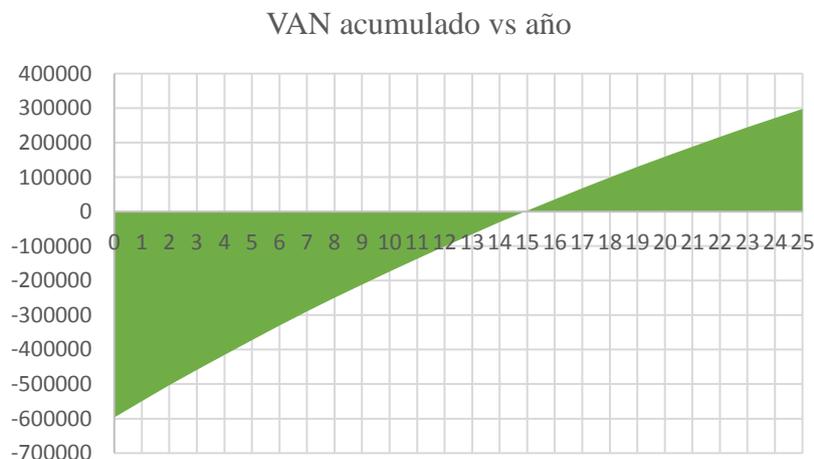


Figura 51 – Flujo de caja escenario 2

Es importante considerar escenarios negativos para valorar el riesgo de la inversión, si por ejemplo se supone que en el futuro los precios de venta de la energía disminuirán un 15% entonces en vez de 54,75 €/MWh el precio de venta será 46,54 €/MWh y el periodo de recuperación de la inversión en torno a 20 años.

Escenario 3: VAN (25 años) =127 857 € y TIR= 6,8 %

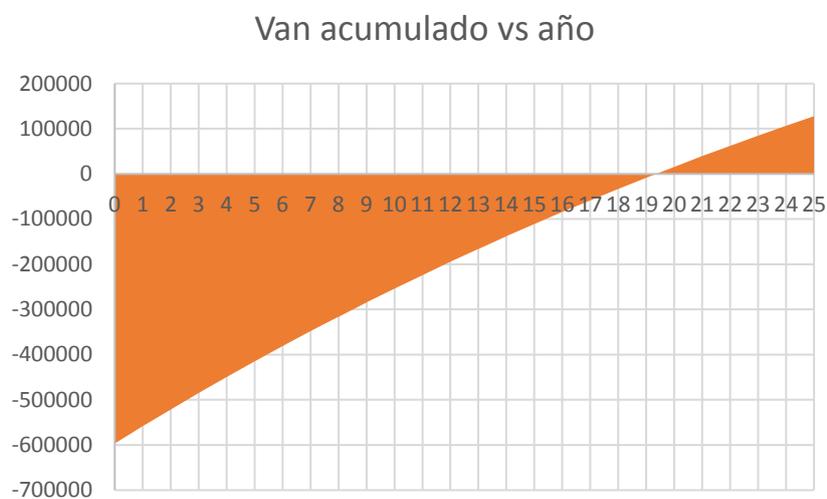


Figura 52 – Flujo de caja escenario 3

Para conseguir que la inversión se recupere en un periodo de tiempo inferior a 12 años, el precio de compra de la energía debería aumentar un 30% respecto al precio establecido anteriormente, esto es bastante improbable en base a los precios de los últimos años, se trata de un incremento muy elevado. También podría conseguirse que la inversión se recupere en menos de 12 años con unos incentivos iniciales de 120 000. Los beneficios por la implementación de la sostenibilidad energética hoy en día es una realidad a través de políticas públicas impulsadas por distintos niveles de gobierno. También según el tipo de promotor se podrían aplicar unas determinadas desgravaciones fiscales que favorezcan el tiempo de recuperación de la inversión.

Viendo los gráficos anteriores, la inversión no parece ser rentable puesto que aunque al final del tiempo de vida de cada uno de los tres escenarios se ha recuperado la inversión inicial, dicha recuperación es pequeña considerando el tiempo empleado y comparada con



la inversión que se ha tenido que hacer para obtenerla. Para saber si vale la pena invertir en este proyecto habría que compararlo con inversiones alternativas, por ejemplo: meter el dinero en un fondo de inversiones y que un gestor lo administre y lo invierta de la forma más eficaz posible; otra opción sería invertir directamente en bonos y prestar dinero a una compañía la cual ofrezca un interés por el dinero prestado, etc.

CAPÍTULO 3 CONCLUSIONES

Actualmente existen dos temas que condicionan en gran medida el desarrollo de proyectos de este tipo: los procedimientos administrativos para autorizar el uso del agua y los precios de compra de la electricidad por parte de los distribuidores.

Para la elaboración del proyecto sería necesaria la obtención de concesiones de agua para aprovechamientos hidroeléctricos (aquí se fija la finalidad, el plazo, el caudal máximo concedido, la longitud del tramo ocupado, características de los equipos etc.). El otorgamiento de concesiones y resoluciones de adjudicación corresponde a la Confederación Hidrográfica del Júcar. Este organismo examinará el documento técnico y la petición de concesión para apreciar su previa compatibilidad o incompatibilidad. También será necesario tramitar la autorización electromecánica y línea eléctrica. En primer lugar se solicitará y en el caso de que se autorize y apruebe el proyecto para su ejecución, se pueden iniciar las instalaciones electromecánicas. Para la conexión a la red de distribución habrá que cumplir un determinado procedimiento y el trámite dependerá de la compañía eléctrica de la zona. No obstante el procedimiento suele ser primero solicitar a la empresa eléctrica el punto de interconexión (Si hay un desacuerdo entre las partes se hará lo que diga el Órgano Competente de la administración) y luego la empresa distribuidora tendrá obligación de suscribir un contrato de compra-venta de energía., es decir, es difícil que este estudio se apruebe.

Los trámites administrativos para las autorizaciones cada vez se complican más debido a las presiones que los ecologistas ejercen sobre las autoridades locales, estos consideran que la minihidráulica tiene un escaso poder sustitutivo de las fuentes de energía no



renovables y que aunque las minicentrales hidroeléctricas fluyentes no generan emisiones durante la producción eléctrica, ni lluvias ácidas ni modifican el régimen del río, ocasionan una serie de impactos ambientales durante la fase de ejecución y explotación como ruidos, emisiones de la maquinaria, pérdidas de hábitat de las especies debido a la alteración del caudal del río en el tramo del aprovechamiento, impactos sobre el paisaje etc. Por ello suele ocurrir que los promotores de proyectos de este tipo invierten un tiempo excesivo en conseguir las autorizaciones necesarias y en muchos casos, al final no aprueban los informes de compatibilidad y no se autoriza el uso del agua. Hoy en día un proyecto de este tipo es difícil que pase el informe de compatibilidad del Plan Hidrológico.

Por otro lado el tema que más influencia tiene sobre la rentabilidad del proyecto es el precio pagado por la energía producida, este precio está regulado por el gobierno en la mayoría de los países y existen dudas acerca de su voluntad para pagar un mejor precio a las energías producidas de manera limpia. No obstante, en algunos países como en España, si se conceden las autorizaciones administrativas y se cumple con la normativa, las compañías eléctricas están obligadas por ley a comprar la electricidad generada por los productores.

El estudio realizado ha considerado las principales variables intervinientes en el desarrollo del proyecto: las características del terreno, los accesos y el espacio disponible, la topografía, el emplazamiento, el aprovechamiento de infraestructuras existentes, los recursos hidrológicos disponibles, el tipo de explotación, los distintos trazados, la ubicación el dimensionamiento y el diseño de las conducciones y estructuras necesarias, los sistemas de seguridad y control, la selección de equipos, la conexión a la red, el proceso constructivo y, en general, las distintas soluciones, evaluándolas desde un punto de vista técnico, económico y respetuoso con el medio ambiente. En base a esto se puede concluir que aun siendo factible la ejecución del proyecto desde un punto de vista técnico, tendría que crearse un marco de procedimientos flexibles de autorización o concesión del derecho al uso del agua y un aumento de los precios de compra de la electricidad por parte de las empresas distribuidoras para que el proyecto se pudiera considerar viable.



REFERENCIAS

LUIS CUESTA DIEGO. –EUGENIO VALLARINO., *Aprovechamientos hidroeléctricos, Tomo 1 y 2*, Madrid 2015.

CELSO PENCHE., *Manual de pequeña hidráulica*, 1998.

VEN TE CHOW., *Hidráulica de canales abiertos*, 1959

NICO VAN DER WIJST., *Finance, a quantitative introduction*, Cambridge University Press, 2013.

A. R Inversin., *Micro Hdropower SourceBook*, NRCA, 1986.

CÁSTOR JAVIER GARCÍA ALARCÓN., *Salto hidroeléctricos, conceptos básicos y aplicaciones*, USA 2011.

ASME HYDRO POWER TECHNICAL COMMITTEE., *The guide to hydropower Mechanical Design*, 1996.

DARRYL R. BIGGAR, MOHAMMAD REZA HESAMZADEHJ., *The economics of electricity markets*, wiley IEEE, 1996.

www.igme.es.

www.cedex.es.

www.chj.es.

www.boe.es.



www.ign.es.

www.ine.es.

www.omie.es.

www.emshi.gob.es.

www.idae.es.

www.cype.es.

www.five.es.

www.valencia.es.

www.visor.gva.es.

www.chminosil.es.

www.desdeelrincondeademuz.com.

www.ribloc.es.

www.hawsedc.com.

www.victoryepes.blogs.upv.es.

www.igme.maps.arcgis.com.

www.carreteros.org