



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DEL APROVECHAMIENTO HIDRÁULICO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

Alumno: Miguel Aparicio Díaz

Tutor: Prof. D. Mario Miró Barnes

Depto.: Ingeniería mecánica y minera

Febrero, 2017

RESUMEN

Este trabajo hace una amplia recopilación de información acerca de la instalación de un aprovechamiento hidráulico tanto en el cauce de un río como al pie de una presa, teniendo en cuenta los pasos a realizar para la instalación de la misma, los criterios para la elección de los componentes y sus materiales, la forma de obtener las diferentes dimensiones y como cuantificar la energía que generara este. Además hace referencia a los pasos administrativos de concesiones de aguas y contempla los posibles impactos medio-ambientales que hay que tener en cuenta y la forma de mitigarlos.

Por último se incluye el cálculo de un aprovechamiento en desuso situado en el río Guadalquivir, estableciendo los componentes a utilizar y haciendo una evaluación económica simplificada de la central.

OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es hacer una guía con información referente a la evaluación, proyección y puesta en marcha de cualquier tipo de aprovechamiento, ya sea de montaña o a pie de presa, de alta o baja altura, siempre que su potencia instalada no supere los 10 MW. Por último se pretende evaluar parcialmente un aprovechamiento en desuso situado en el río Guadalquivir, a su paso por Córdoba, analizando su rentabilidad a lo largo de 25 años de funcionamiento

MEMORIA

INDICE

1 INTRODUCCION.....	8
1.1 El ciclo del agua como recurso inagotable.....	8
1.2 Definición de “pequeños aprovechamientos”.....	8
1.3 Tipos de aprovechamientos.....	9
1.3.1 Aprovechamientos de agua fluyente.....	9
1.3.2 Centrales a pie de presa.....	10
1.3.3 Centrales integradas en redes de agua.....	11
1.4 Planificación y evaluación de un aprovechamiento.....	11
2 FUNDAMENTOS DE INGENIERIA HIDRAULICA.....	12
2.1 Introducción.....	12
2.2 Circulación de agua en tuberías.....	12
2.2.1 Perdida de carga por fricción.....	13
2.2.2 Perdida de carga en régimen turbulento.....	17
2.2.2.1 Perdida en las rejillas de limpieza.....	17
2.2.2.2 Perdidas por contracción o expansión de la vena.....	17
2.2.2.3 Perdida por curvatura de la vena.....	18
2.2.2.4 Perdidas en válvulas.....	18
2.2.3 Regímenes transitorios.....	19
2.3 Circulación en canales abiertos.....	20
2.3.1 Clasificación de canales abiertos en función del tipo de circulación..	20
2.3.2 Flujo uniforme en un canal abierto.....	21
3 EVALUACION DEL RECURSO HIDRICO.....	22
3.1 Introducción.....	22
3.2 Registro de los datos hidrológicos.....	22
3.3 Medición directa del caudal.....	23
3.3.1 Medición del área y la velocidad.....	23
3.3.1.1 Obtención del área de la sección transversal.....	23
3.3.1.2 Calculo de la velocidad media en la sección.....	23
3.3.2 Aforo por dilución.....	24
3.3.3 Mediciones mediante estructuras hidráulicas.....	24
3.3.3.1 Mediante vertedero.....	24
3.3.3.2 Método de la acequia.....	25
3.3.4 Medición del caudal mediante la pendiente de una lamina de agua.	25
3.4 Régimen de caudales.....	25
3.4.1 Hidrograma.....	25
3.4.2 Curva de caudales clasificados.....	26
3.4.3 Curvas de caudales clasificados en tramos no aforados.....	27
3.4.3.1 Cuenca de captación.....	27
3.4.3.2 Precipitación areal.....	28
3.5 Presión del agua o salto.....	30
3.5.1 Medida de la altura bruta.....	30
3.5.2 Estimación de la altura neta.....	30

3.6	Caudal ecológico o reservado.....	30
3.7	Estimación de la energía generada.....	30
3.7.1	Variación de la altura con el caudal y su repercusión en la potencia de la turbina.....	32
3.7.2	Almacenamiento diario para turbinar en horas punta.....	33
3.8	Crecidas.....	33
3.8.1	Crecida de diseño.....	33
3.8.2	Estimación de la crecida de proyecto.....	34
3.8.2.1	Análisis estadísticos de los registros de crecidas.....	34
3.8.2.2	Modelización hidrológica de la cuenca de captación.....	34
4	TECNICAS PARA LA EVALUACION DEL TERRENO.....	34
4.1	Introducción.....	34
4.2	Cartografía.....	34
4.3	Estudios geotécnicos.....	35
4.3.1	Técnicas de estudio. Generalidades.....	35
5	ESTRUCTURAS HIDRAULICAS.....	36
5.1	Introducción.....	36
5.2	Presas.....	36
5.3	Azudes y aliviaderos.....	36
5.4	Estructuras para disipar energía.....	37
5.5	Estructuras de toma de agua.....	38
5.5.1	Generalidades.....	38
5.5.2	Tipos de tomas de agua.....	38
5.5.3	Perdidas en la cámara de carga.....	40
5.5.4	Vorticidad.....	41
5.5.5	Rejillas.....	42
5.6	Trampas de sedimentos.....	42
5.6.1	Generalidades.....	42
5.6.2	Eficiencia de las trampas.....	42
5.6.3	Diseño de la trampa.....	43
5.7	Válvulas y compuertas.....	43
5.8	Canales abiertos.....	44
5.8.1	Diseño y dimensionado.....	44
5.8.2	Canales y dimensionado.....	45
5.9	Tuberías forzadas.....	46
5.9.1	Disposición y materiales.....	46
5.9.2	Diseño hidráulico y requisitos estructurales.....	47
5.9.3	Apoyos y bloques de anclaje.....	49
5.10	Canal de retorno.....	49
6.	EQUIPOS ELECTROMECHANICOS.....	49
6.1	Casa de maquinas.....	49
6.2	Turbinas hidráulicas.....	50
6.2.1	Tipos y configuraciones.....	51
6.2.2	Velocidad específica y semejanza.....	58
6.2.3	Diseño preliminar.....	60
6.2.4	Criterios para la selección de a turbina.....	62
6.2.5	Rendimiento de las turbinas.....	66

6.3	Multiplicadores de velocidad.....	67
6.3.1	Tipos de multiplicadores.....	67
6.3.2	Diseño de multiplicadores.....	67
6.3.3	Mantenimiento.....	67
6.4	Generadores.....	68
6.5	Control de la turbina.....	68
6.6	Equipos de sincronización y protección eléctrica.....	68
6.7	Telecontrol.....	68
6.8	Equipos auxiliares.....	68
6.8.1	Transformador de servicio.....	68
6.8.2	Suministro de corriente al sistema de control.....	69
6.8.3	Registro de niveles en la cámara de carga y en el canal de descarga.....	69
7	IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SU MITIGACION.....	69
7.1	Introducción.....	69
7.2	Identificación de impactos.....	70
7.3	Impactos en fase de construcción.....	70
7.3.1	Embalses.....	70
7.3.2	Tomas de agua, canales tuberías a presión y canal de descarga.....	70
7.4	Los impactos en fase de explotación.....	71
7.4.1	Impacto sónico.....	71
7.4.2	Impacto paisajístico.....	71
7.4.3	Impactos biológicos.....	73
7.4.3.1	En el embalse.....	73
7.4.3.2	En el cauce.....	73
7.4.3.3	En el terreno.....	78
7.4.3.4	Material recogido en las rejillas.....	78
7.5	Impactos en las líneas eléctricas.....	78
7.5.1	Impacto visual.....	78
7.5.2	Impacto sobre la salud.....	78
7.6	Conclusiones.....	79
8	ANALISIS ECONOMICO.....	79
8.1	Introducción.....	79
8.2	Consideraciones básicas.....	79
8.3	Factor de actualización.....	81
8.4	Métodos de evaluación económica.....	82
9	PROCEDIMENTOS ADMINISTRATIVOS.....	84
9.1	Documentación para la solicitud de autorización de las instalaciones Eléctricas.....	85
9.2	Documentación técnico-administrativa a presentar en otros organismos.....	86
10	ESTUDIO DE LA INSTALACION DE UNA TURBINA EN EL SALTO CASILLAS.....	86
10.1	Historia de la central.....	86
10.2	Situación de la central.....	88
10.3	Geología de Córdoba.....	91
10.4	Condiciones climáticas.....	91
10.5	Obtención de los caudales medios anuales.....	91
10.6	Curva de caudales clasificados.....	93

10.7 Caudal de equipamiento.....	94
10.8 Altura de salto o salto neto.....	94
10.9 Elección de la turbina.....	94
10.10 Estimacion de los dias de funcionamiento de la central.....	95
10.11 Potencia instalada.....	96
10.12 Potencia anual esperada.....	97
10.13 Cálculos de Turbina.....	99
10.14 Elección de un generador.....	103
10.15 Escala de peces, azud y casa de maquinas.....	104
10.16 Estudio económico simplificado.....	104
10.16.1 Presupuesto.....	104
10.16.1.1 Costos iniciales.....	104
10.16.1.2 Costos de construcción.....	105
10.16.1.3 Costos de maquinaria.....	106
10.16.1.4 Costos de explotación.....	108
10.16.1.5 Presupuesto total para la rehabilitación.....	109
10.17 Análisis de resultados.....	110

1 INTRODUCCION

1.1 El ciclo del agua como recurso inagotable

En la Tercera Conferencia de las Partes sobre el Cambio Climático de la ONU, en Kyoto en Diciembre de 1997, la U.E puso en marcha el Programa Europeo de Cambio Climático (ECPP), cuyo objetivo es reducir las emisiones de gases de invernadero, poniendo como horizonte el 2010, en un 8% respecto a 1990, lo que suponía unas 336 millones de toneladas de CO₂. Para facilitar el cumplimiento de este objetivo, la Comisión propuso una serie de acciones dirigidas a reducir la intensidad de energía, y a aumentar la penetración de las energías renovables, elaborando el Libro Blanco de la Energía de 1997, el Plan de Acción para los recursos renovables (RES) 1998-2010 y la Directiva 2001/77/EC sobre promoción de la generación de electricidad con recursos renovables (RES-e).

Desde los comienzos, la energía hidráulica ha sido, y sigue siendo, la primera fuente renovable. Hoy en día la hidroelectricidad (la suma de la convencional y de la pequeña) representa en la Unión Europea el 13% del total, reduciendo más de 67 millones las toneladas de CO₂ emitidas por año.

En 2001, la potencia instalada en la Unión Europea era de 118 GW, y se generaron unos 365 TWh., de los que la pequeña hidráulica, con una potencia instalada de 9,9 GW (el 8,4%), produjo 39 TWh (el 11% de la producción hidráulica). Con una política reguladora más favorable, se podría haber cumplido el objetivo de la Comisión para el horizonte 2010 (14 000 MW de potencia instalada), con lo que la pequeña hidráulica sería el segundo contribuyente de RES-e, después de la eólica.

La mayor parte de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos son de agua fluyente, por lo que las turbinas generan energía cuando circula el caudal necesario.

Algunos centrales pequeñas trabajan como centrales aisladas, pero les cuesta hacer frente al suministro seguro de electricidad, a no ser que se dimensionen de forma que esté garantizado, a lo largo del año, el caudal mínimo necesario. En los países industrializados, estos aprovechamientos se conectan, en general, a la red principal. Así se regula la frecuencia, pero obliga al productor a vender su electricidad, a precios muy bajos, a la compañía distribuidora. En los últimos años, los gobiernos nacionales, han incrementado los precios de venta de estos productores. Alemania y España, al racionalizar los precios de venta, para compensar los costes internos de las energías convencionales, han hecho posible un desarrollo de la energía verde.

1.2 Definición de “pequeños aprovechamientos”

No existe consenso, entre los diferentes estados de la Unión Europea, para definir la pequeña hidráulica. Portugal, España, Irlanda, Grecia y Bélgica, consideran "pequeñas" todas las centrales cuya potencia instalada no supera los 10 MW.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº. 283 de 23/11/ 2010), establece la obligación de adscripción a centros de control que actuarán como interlocutores del operador del sistema para las instalaciones de potencia igual o superior a 10 MW. De acuerdo al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 127, de 28~05~2007), se consideran centrales minihidráulicas a aquellas instalaciones que tengan una potencia instalada menor o igual a **10 MW**.

1.3 Tipos de aprovechamientos

El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento - en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto. De acuerdo con la altura del salto los aprovechamientos pueden clasificarse en:

- De alta caída: salto de más de 150 m.
- De media caída: salto entre 50 y 150 m.
- De baja caída: salto entre 2 y 20 m.

Estos límites son arbitrarios y solo constituyen un criterio de clasificación.

Otra clasificación en función del tipo de central sería la de:

- Aprovechamientos de agua fluyente
- Centrales a pie de presa con regulación propia
- Centrales en canal de riego o tubería de abastecimiento de agua
- Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

1.3.1 Aprovechamientos de agua fluyente

Carecen de regulación, de modo que los equipos trabajan siempre que se supere el caudal mínimo técnico, en este tipo de aprovechamientos podemos distinguir:

-Aprovechamientos en ríos de alta y media caída: utilizan un azud o presa para desviar el agua del cauce del río manteniendo su altura hacia una estructura de toma, donde una tubería forzada dirige el agua a presión hasta la central, donde hace funcionar a las turbinas y se devuelve de nuevo al cauce del río.

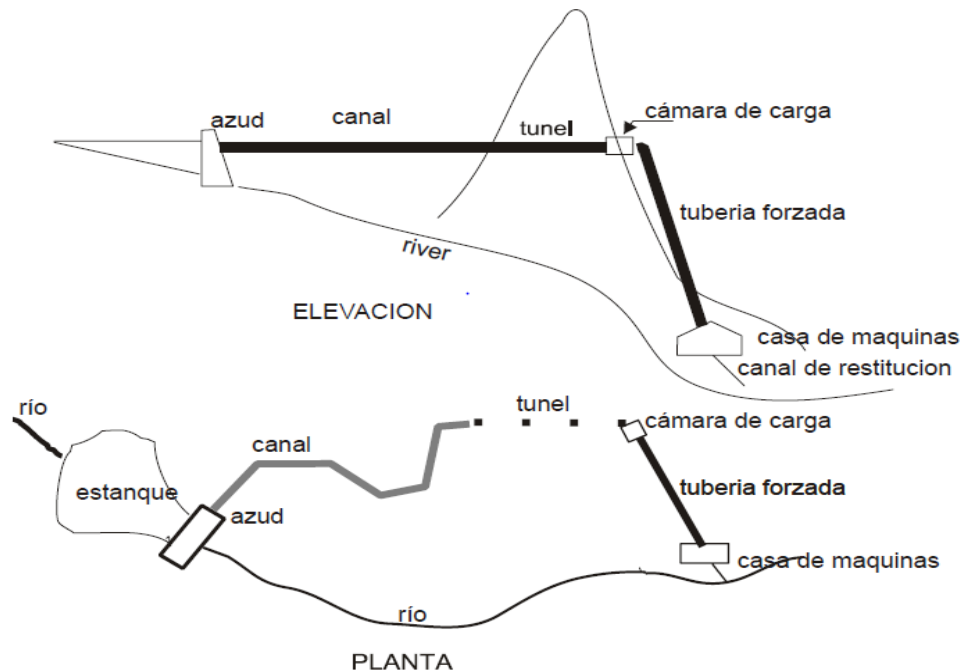


Figura 1.1 Esquema de un aprovechamiento de montaña

A veces puede diseñarse la presa de derivación para almacenar el agua y turbinar en las horas punta, cuando el precio del KWh es más favorable.

-Cuando la altura de salto es baja, el salto se constituye mediante una presa provista de aliviaderos, formando la toma de agua la casa de máquinas y la escala de peces una estructura única.

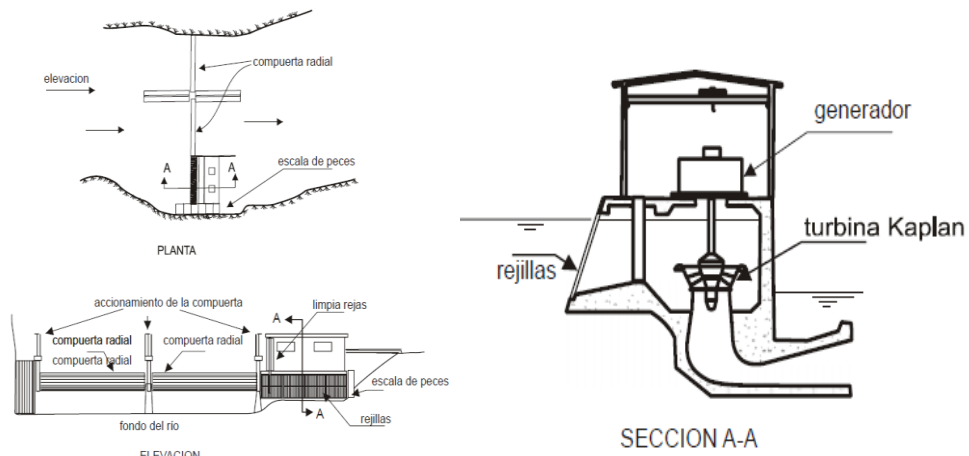


Figura 1.2 Aprovechamiento de baja altura

Si no existiese una caída en el río se desvía por un canal hacia una cámara de carga y una tubería forzada que alimenta la turbina.

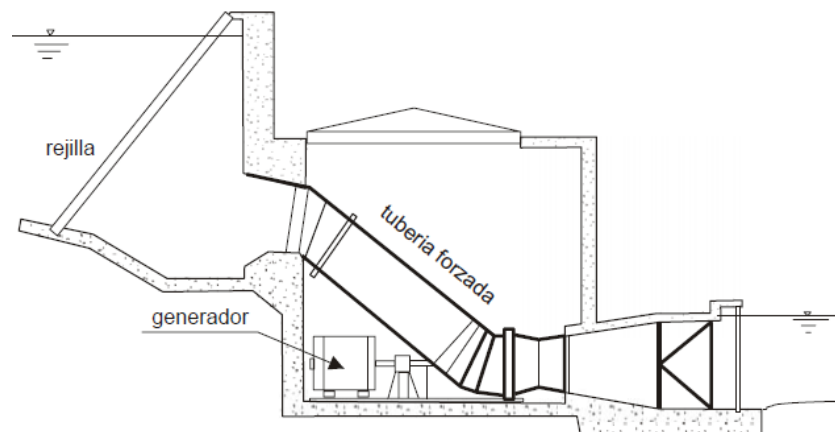


Figura 1.3 Aprovechamiento sin apenas salto

1.3.2 Centrales a pie de presa

Una Gran presa no puede ser construida con el objetivo de alimentar un pequeño aprovechamiento hidráulico, por el contrario se puede instalar pequeños aprovechamientos hidráulicos grandes presas construidas con otras finalidades (regulación de caudal, riego...) se puede producir energía aprovechando el agua que esta suelta para mantener un caudal ecológico, riegos, excedentes y demás.

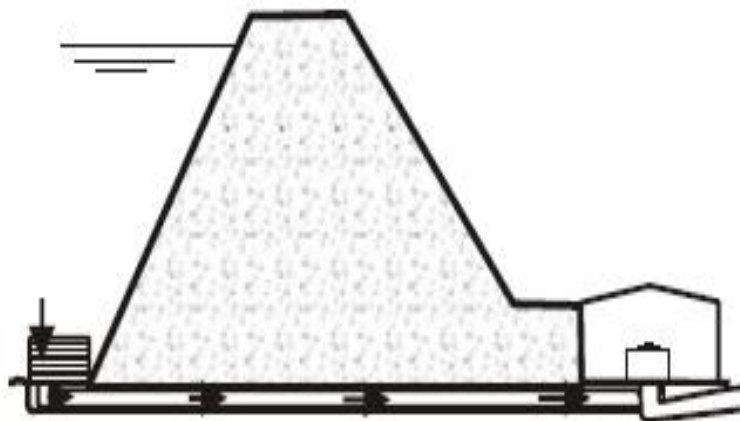


Figura 1.4

Si la presa tiene una salida de fondo, esta se utilizara para el acoplamiento a la casa de maquinas, si no existiera, podría utilizarse una toma por sifón, ya que no exige realizar obras de fabrica en la presa, esta solución es adecuada para saltos menores a 10m y turbinas de hasta 1MW.

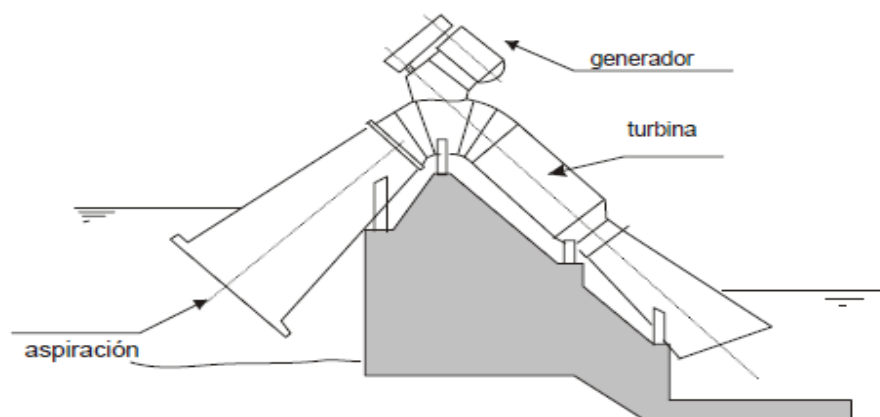


figura 1.5

1.3.3 Centrales integradas en redes de agua

También se puede insertar una central hidroeléctrica en una red de agua, existente o en proyecto. En una primera aproximación se contemplan las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y, eventualmente, de navegación, y las estaciones de tratamiento de aguas residuales. Estos aprovechamientos tienen la ventaja de que muchas de las estructuras ya existen, lo que disminuye el coste de la inversión; el impacto ambiental suplementario es prácticamente nulo, y las gestiones burocráticas para la obtención de permisos se simplifican.

1.4 Planificación y evaluación de un aprovechamiento

Estudiar un aprovechamiento es un proceso complejo e iterativo, enfocado desde un punto económico, pero sin perder de vista el medio ambiente. Las soluciones están condicionadas por los factores mencionados ya, además del terreno y la sensibilidad ambiental. Existen una serie de pasos a seguir para la evaluación de un aprovechamiento:

- Identificación del lugar, incluido el salto bruto o disponible.
- Evaluación del recurso hídrico, para estimar la producción de energía.
- Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo.

- Turbinas, generadores eléctricos y equipos de control.
- Evaluación del impacto ambiental y medidas correctoras.
- Estudio económico del aprovechamiento y vías de financiación.
- Conocimiento de los requisitos institucionales y procesos administrativos para la autorización.

2 FUNDAMENTOS DE INGENIERIA HIDRAULICA

2.1 Introducción.

La ingeniería hidráulica se apoya en la mecánica de fluidos, aunque en ocasiones utilice formulas empíricas. Aun no existe y probablemente nunca existirá una metodología general para el estudio matemático del movimiento de los fluidos. En cambio, si disponemos de soluciones específicas para casos específicos, resultado de la experiencia.

La ingeniería hidráulica nos permite, en un aprovechamiento pequeño:

- Optimizar las infraestructuras para minimizar la pérdida de energía.
- Diseño de los aliviaderos para dar paso a las avenidas previstas.
- Diseño de infraestructuras que disipen la energía del vertido.
- Control de la erosión producida por el agua.
- Control de fenómenos de cavitación.
- Control de entradas de aire en conductos cerrados.
- Control del golpe de ariete.
- Estudio de los fenómenos de sedimentación para eliminar pequeñas partículas que pueden dañar los equipos.

2.2 Circulación de agua en tuberías

La ecuación de bernoulli nos da la energía de un fluido incompresible que circula por un conducto cerrado:

$$H_1 = h_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g}$$

Ecuación 2.1

H es la energía total, h la elevación de la línea de corriente sobre un plano de referencia, P la presión, γ el peso específico del fluido, V la velocidad de la línea de corriente y g la aceleración de la gravedad.

Gracias a Osborne Reynolds sabemos que cuando el agua circula a una velocidad suficientemente baja por un tubo, lo hace con un comportamiento laminar

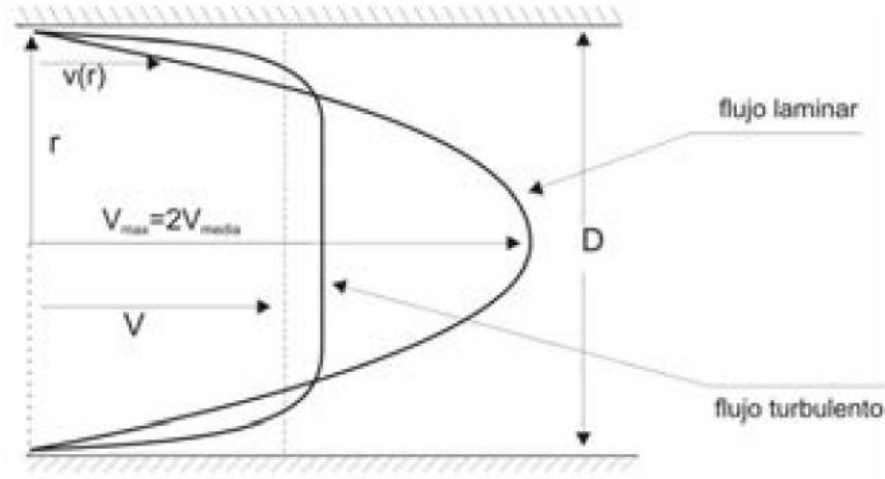


FIGURA 2.1 Grafica flujo laminar-turbulento

Si se aumenta la velocidad lo suficiente, las partículas cercanas a la pared frenan a las que circulan a mayor velocidad por el centro y el flujo pasa a ser turbulento. El número de Reynolds nos relaciona el punto de transición de laminar a turbulento en función del diámetro del tubo D (m) y la velocidad media V (m/s) dividido por el coeficiente de viscosidad cinemática del fluido ν ..

$$R_e = \frac{DV}{\nu} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

La viscosidad hace que el agua tenga una pérdida h_f debido a:

La fricción de las paredes del tubo.

La disipación viscosa como resultado de la fricción interna del flujo.

La fricción con las paredes está condicionada por la rugosidad de esta y el gradiente de velocidad en sus proximidades.

Aplicando la ecuación de Bernoulli en dos posiciones diferentes de su recorrido se tiene que:

$$\frac{V_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} + h_1 = \frac{V_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + h_2 + h_f \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde aparece h_f en el segundo término, que representa la energía que se ha perdido en el tramo 1-2 debido a la fricción y en menor parte a la turbulencia.

2.2.1 Pérdida de carga por fricción.

Sirviéndose de los volúmenes de control, un pequeño volumen en el interior del tubo entre dos secciones perpendiculares a su eje, Darcy y Weisbach derivaron esta ecuación, aplicable tanto a flujos laminares como turbulentos que circulan por conductos de sección arbitraria:

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Siendo f un factor de fricción, D el diámetro del tubo en m, V la velocidad media del fluido, g 9.81 m/s^2 y L la longitud del tubo en m. Si el conducto no fuese circular se haría una equivalencia y se aplicaría de la misma manera.

Si el flujo es laminar, el factor f se obtiene de la siguiente ecuación:

$$f = \frac{64\nu}{VD} = \frac{64}{R_e} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

En este caso f es independiente de la rugosidad de la pared e inversamente proporcional a Re .

Sustituyendo el valor de f en la ecuación 2.5 en la ecuación 2.4 tenemos:

$$h_f = \frac{64\nu L V^2}{VD^2 2g} = \frac{32\nu LV}{gD^2}$$

Ecuación 2.6

De aquí podemos ver que en flujo laminar h_f es directamente proporcional a V e inversamente proporcional a D^2 .

Partiendo de la observación de que para Re mayores de 3000, correspondientes a regímenes muy turbulentos en las inmediaciones de las paredes del tubo existe una capa de fluido muy delgada llamada subcapa laminar cuyo espesor disminuye con el aumento del Re . Se dice que un tubo es hidráulicamente liso cuando su rugosidad es menor que la subcapa.

Para tubos Hidráulicamente lisos Von Karman, a partir de la ecuación logarítmica de la capa límite, encontró la siguiente ecuación.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left(\frac{R_e \sqrt{f}}{2.1} \right) \quad (2.7)$$

Cuando Reynolds es muy alto, disminuye el espesor de la subcapa, el factor de fricción es independiente de Re , y depende de e/D . Entonces tenemos un tubo hidráulicamente rugoso, para el que Von Kharman dedujo lo siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left(3.7 \frac{D}{e} \right) \quad (2.8)$$

En una situación intermedia, Colebrook y White combinaron las ecuaciones 2.8 y 2.7 obteniendo:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left(\frac{e/D}{3.7} + \frac{2.51}{R_e \sqrt{f}} \right) \quad (2.9)$$

Siendo estas formulas muy complejas para resolver a mano Moody, en 1944 las represento gráficamente en el conocido diagrama de Moody. En el diagrama se diferencian cinco zonas:

- La zona laminar en la que f es una función lineal del numero de Reynolds.
- Una zona denominada crítica donde el régimen no es turbulento ni laminar y no se encuentran valores de f .
- Una zona de transición en la que f depende de Reynolds y la rugosidad e/D
- Una line correspondiente a tubos lisos
- Una zona completamente turbulenta dónde f depende de e/D

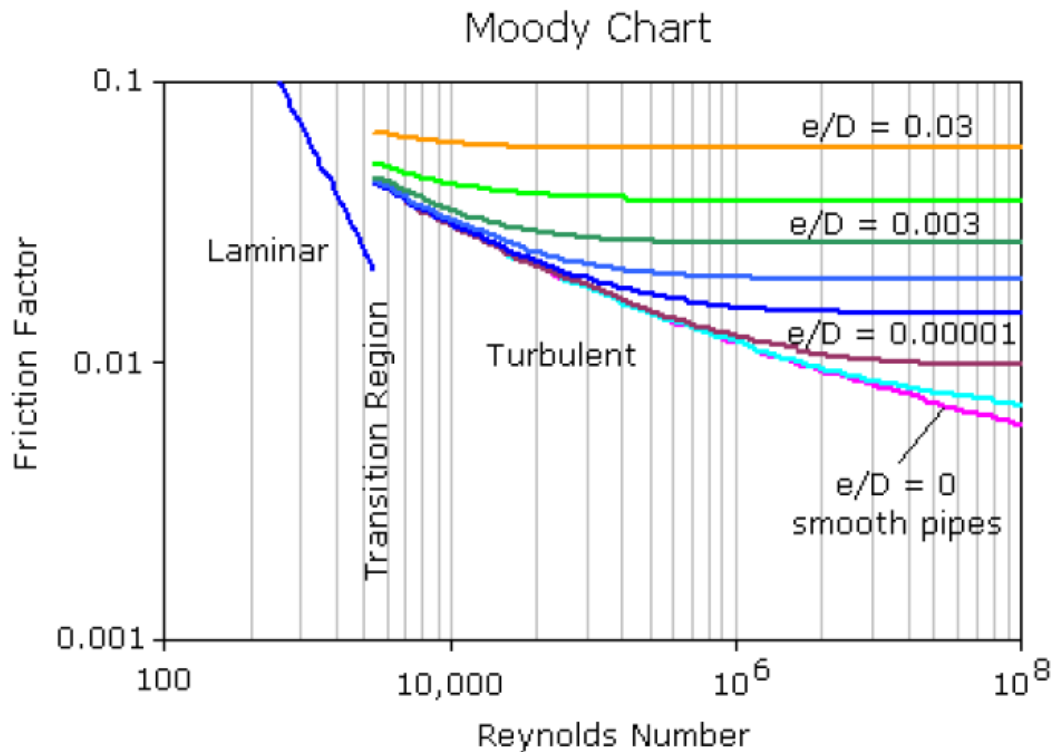


Figura 2.2 Diagrama de moody

(Este diagrama de moody sirve a efectos descriptivos, existe uno más completo y exacto).

Moody a partir de ensayos confecciono una tabla con los valores típicos de rugosidad e .

Tipo de tubo	e (mm)
Tubería de polietileno	0,003
Tubería de fibra de vidrio con resina epoxy	0,003
Tubería de acero estirado sin costura (nuevo)	0,025
Tubería de acero estirado sin costura (ligeramente oxidado)	0,250
Tubería de acero estirado sin costura (galvanizado)	0,150
Tubería de acero soldado	0,600
Tubería de hierro fundido protegido con barniz centrifugado	0,120
Tubería de Uralita	0,025
Tubería de duelas de madera	0,600
Tubería de hormigón colado in situ/encofrado metálico	0,360

Tabla 2.1 altura de rugosidad, e , para diversos tubos

La pérdida de carga h_f es una función directa de f , según la formula de Darcy y Weisbach (ecuación 2.4). El problema reside pues en calcular f . Si el flujo es laminar – $Er < 3000$ – f se calcula directamente por la ecuación (2.5). Si el flujo es turbulento tendremos que acudir a la ecuación de Colebrook-White (2.9), que hay que resolver mediante cálculos iterativos. Uno de los métodos empleados para resolver estas iteraciones es el de Newton-

Raphson. Igualmente, empleando una hoja electrónica, y partiendo de un valor estimado de f , se obtiene un valor muy próximo al real, en muy pocas operaciones. En la página Web <http://www.connel.com/freeware/scripts.shtml> hay un script que resuelve directamente la ecuación (2.9).

Los principales problemas que se plantean en la realidad son:

- Conocer la pérdida de carga del tubo (o en general en un conducto cerrado) con un diámetro, una longitud y una rugosidad determinados, por el que pasa un caudal dado.
- Cual es la velocidad máxima del agua circulando en un tubo de diámetro, longitud y rugosidad dados para que la pérdida de carga no supere un límite dado.

Formulas empíricas

Se han desarrollado muchas formulas empíricas a lo largo del tiempo como resultado de la experiencia, generalmente no tienen coherencia dimensional y no se apoyan en principios científicos sólidos, sino en conocimientos intuitivos que deducen que la resistencia al paso de un fluido por un tubo es:

- Es indiferente de la presión.
- Proporcional a su longitud
- Inversamente proporcional a una potencia determinada del diámetro,
- Proporcional a una potencia determinada de la velocidad
- Influida por la rugosidad de la pared en régimen turbulento.

Una formula muy utilizada en la circulación por canales abiertos y aplicable también a la circulación por tuberías fue desarrollada por Manning.

$$Q = \frac{1}{n} \frac{A^{5/3} S^{1/2}}{P^{2/3}} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde n es el coeficiente de rugosidad de manning, P es el perímetro mojado en metros y

S el gradiente hidráulico.

Todo esto aplicado en un tubo circular lleno:

$$S = \frac{10,29 \times n^2 \times Q^2}{D^{16/3}}$$

Ecuación 2.12

Valor experimental n de Manning

Tipo de tubo	n
Tubería de acero soldado	0,012
Tubería de polietileno PE	0,009
Tubería de PVC	0,009
Tubería de Uralita	0,011
Tubería de hierro dúctil	0,015
Tubería de hierro fundido	0,014
Tubería de duelas de madera creosotadas	0,012
Tubería de hormigón colado in situ (encofrado metálico)	0,014

TABLA 2.2 Valores n de manning

2.2.2 Pérdida de carga en régimen turbulento

Cuando un fluido se encuentra en régimen turbulento, además de las pérdidas por fricción en entradas, codos, válvulas y demás accesorios, tiene unas pérdidas por disipación de la viscosidad. Debido a la complejidad de la configuración del flujo, las pérdidas se calculan a partir de un valor adimensional experimental K, obtenido como cociente de h_f y la altura cinética $V^2/2g$.

2.2.2.1 Pérdida en las rejillas de limpieza

La reja que se coloca a la entrada de la tubería forzada para evitar el paso de la broza, provoca una pérdida de carga, esta pérdida de carga se calcula por la ecuación de Kirchner.

$$h_f = K_t \left(\frac{t}{b} \right)^{4/3} \left(\frac{V_0^2}{2g} \right) \text{seno}\Phi \quad \text{Ecuación 2.13}$$

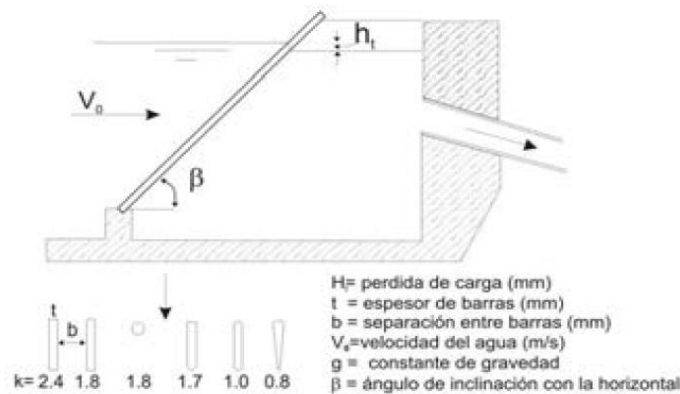


FIGURA 2.3 Esquema colocación de rejilla

Monsonyi propone multiplicar el resultado de la formula 2.12 por un factor de corrección recogido en la tabla 2.3 en función de β y t/b .

β \ t/b	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,11	1,12	1,14	1,50
20°	1,14	1,16	1,18	1,21	1,24	1,26	1,31	1,43	2,25
30°	1,25	1,28	1,31	1,35	1,44	1,50	1,64	1,90	3,60
40°	1,43	1,48	1,55	1,64	1,75	1,88	2,10	2,56	5,70
50°	1,75	1,85	1,96	2,10	2,30	2,60	3,00	3,80	
60°	2,25	2,41	2,62	2,90	3,26	3,74	4,40	6,05	

TABLA 2.3

2.2.2.2 Pérdidas por contracción o expansión de la vena

La contracción de una vena líquida produce una pérdida de carga. El modelo del flujo es tan complicado que no se puede elaborar un modelo matemático que lo represente. Dicha pérdida h_c se calcula como función de la velocidad V_1 en el tramo de menor diámetro d siguiendo la ecuación:

$$h_c = K_e \left(\frac{V_2}{2g} \right) \quad \text{Ecuación 2.14}$$

El coeficiente K_e es función de d/D y es experimental. Hasta un valor de $d/D=0.76$ viene determinado por la siguiente ecuación:

$$h_c = 0,42 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right) \quad \text{Ecuación 2.15}$$

En el caso de expansión súbita, la pérdida de carga la da la siguiente expresión:

$$h_{ex} = \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2g} = \left(1 - \frac{V_2}{V_1} \right)^2 \frac{V_1^2}{2g} = \left(1 - \frac{A_1}{A_2} \right)^2 \frac{V_1^2}{2G} = \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right) \frac{V_1^2}{2g} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

2.2.2.3 Pérdida por curvatura de la vena

Un fluido recorriendo un codo, hace que aumente la presión en la pared externa y disminuya en la pared interna. Como consecuencia esto produce una pérdida de carga

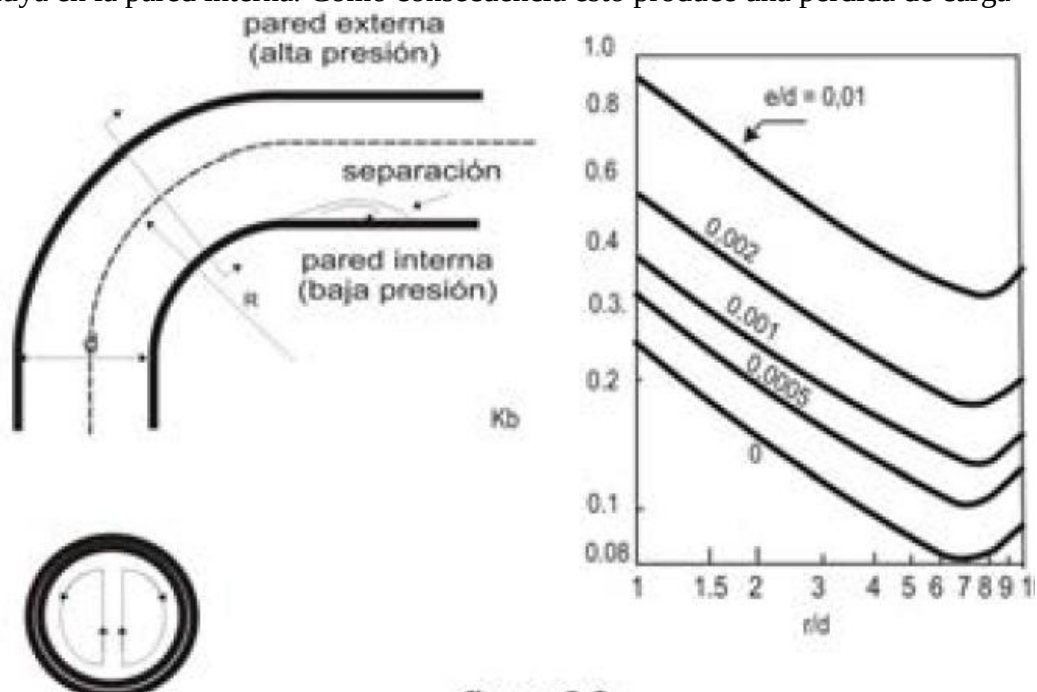


FIGURA 2.4 Pérdida por curvatura

En codos de 90°, la pérdida de carga adicional a la de la fricción en el tramo viene dada por la ecuación 2.14 en la que el k_c se sustituye por el k_b de la figura 2.4

2.2.2.4 Pérdidas en válvulas

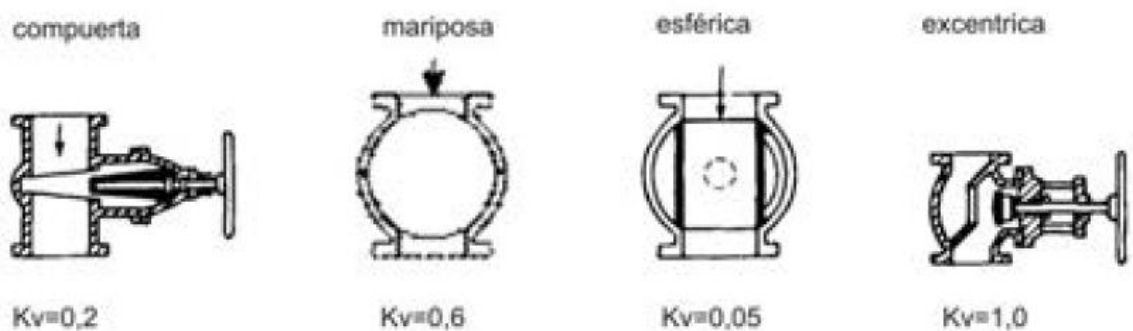


FIGURA 2.5 Coeficientes de pérdidas en válvulas

Las pérdidas de carga en válvulas completamente abiertas se obtiene multiplicando la energía cinética en el tubo $V^2/2g$ por el coeficiente K_v del tipo de válvula.

2.2.3 Regímenes transitorios

Al producirse un cambio brusco de régimen en una tubería genera un incremento de presión en el tubo muy superior a la presión hidrostática. A dicha onda de presión se le conoce como golpe de ariete y sus efectos pueden ser devastadores, la tubería puede estallar o aplastarse por vacío.

Según la segunda ley del movimiento de newton, la fuerza que genera un cambio de velocidad en un tubo de paredes rígidas suponiendo el agua incompresible viene dada por:

$$F = m(dV/dt) \text{ ecuación 2.17}$$

El tiempo para que se desplace la onda de presión se desplace por toda la tubería es: $T_c = L/c$ ecuación 2.18.

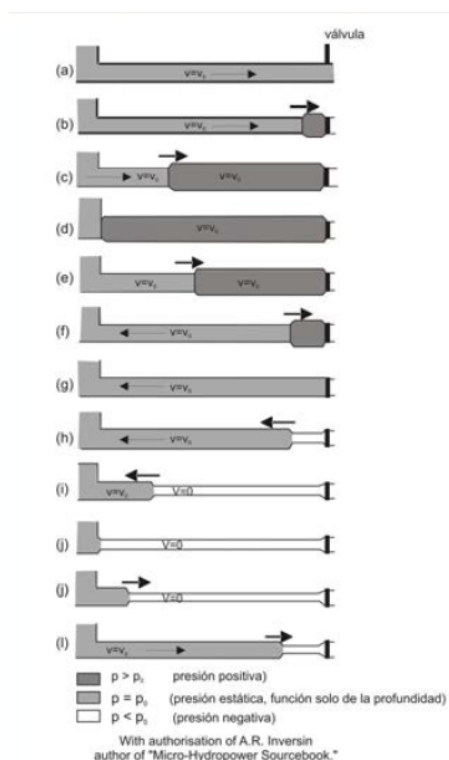


FIGURA 2.6 Golpe de ariete

El tiempo necesario para que la onda recorra el tubo en ida y vuelta, denominado tiempo crítico viene dado por la expresión:

$$T_c = 2L/c \text{ ecuación 2.19}$$

Donde c es la velocidad en función de la elasticidad del agua y el material de la tubería, este valor se calcula mediante la expresión:

$$c = \frac{2}{\sqrt{1 + \frac{kD}{Et}}} \text{ Ecuación 2.20}$$

t =espesor de la pared

K =Mod. Elasticidad del agua

D =Diametro de la tubería

E=Mod. Elasticidad del material

Si la cabeza de la onda alcanza la válvula cuando ya está cerrada, toda la energía cinética del fluido se convierte en sobrepresión P medido en m.c.a, siendo Δv incremento de velocidad:

$$\frac{\Delta P}{\rho g} = \frac{c}{g} \Delta v \text{ Ecuación 2.21}$$

Empíricamente está demostrado que cuando el tiempo de cierre de la válvula es 10 veces que el tiempo crítico T_c se podrá ignorar el valor de sobrepresión. Para tiempos de cierre menores a 10 veces el T_c y mayores a T_c el valor de sobrepresión según Allievi se calcularía:

$$\Delta P = P_0 \left(\frac{N}{2} + \sqrt{\frac{N^2}{4} + N} \right) \text{ Ecuación 2.22}$$

Donde P_0 es presión estática del salto y:

$$N = \left(\frac{\rho L V_0}{P_0 t} \right)^2 \text{ Ecuación 2.23}$$

La Presión total en la tubería sería $P = P_0 + \Delta P$.

2.3 Circulación en canales abiertos

Los canales abiertos comparten entre si la característica de tener una superficie abierta por lo que en general la presión en la superficie libre del agua es la atmosférica. Esta presión superficial se toma como cero para simplificar los cálculos, pero también es un problema al variar la altura del canal esta superficie cambia.

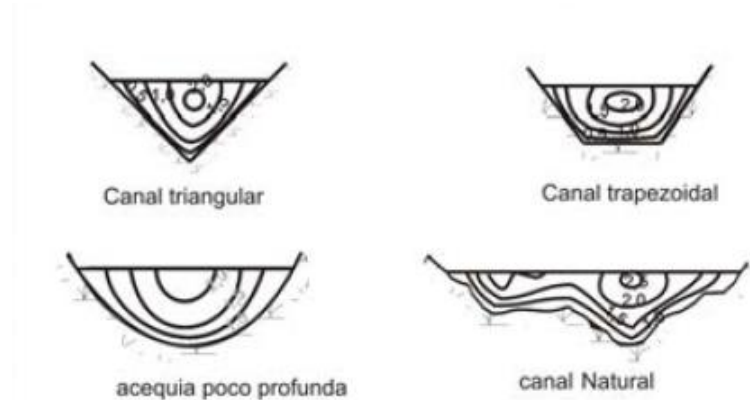


FIGURA 2.7 Líneas de velocidad en canales

2.3.1 Clasificación de canales abiertos en función del tipo de circulación

Clasificaremos el flujo en los canales abiertos como inestable cuando el el tirante no cambie con el tiempo e inestable cuando si lo haga.

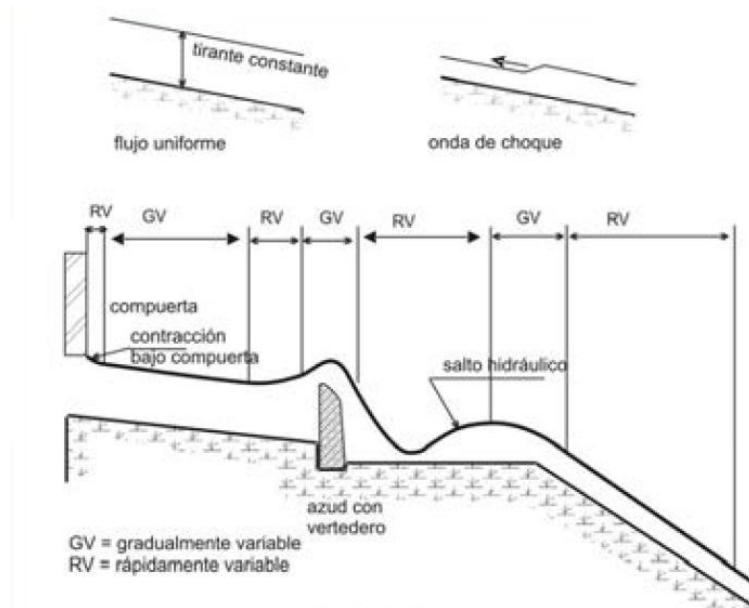


Figura 2.8 Tipos de flujo

2.3.2 Flujo uniforme en un canal abierto

Recordamos que en un canal abierto tanto el tirante como el caudal tienen que ser uniformes y la línea LNE del nivel energético de la superficie y del fondo tienen que ser paralelas.

Partiendo de estos supuestos Chezy descubrió que:

$$V = C \sqrt{R_h S_e} \text{ Ecuación 2.24}$$

C = Factor de resistencia de Chezy.

R_h = r. hidráulico, obtenido de la división del área perpendicular a la velocidad del agua entre el perímetro mojado.

S_e = Pendiente del fondo del canal.

Muchos investigadores han buscado una relación entre el factor de Chezy y la rugosidad, pendiente y forma de los canales. Manning encontró una fórmula empírica:

$$C = \frac{1}{n} R_h^{1/6} \text{ Ecuación 2.25}$$

n es el coeficiente de rugosidad de Manning ya visto anteriormente.

Si esta ecuación se sustituye en la ecuación 2.23 tenemos:

$$V = \frac{1}{n} R_h^{2/3} S_e^{1/2} \text{ Ecuación 2.26}$$

También se puede escribir así:

$$Q = \frac{1}{n} A R_h^{2/3} S_e^{1/2} \text{ Ecuación 2.27}$$

Solo para canales de fondo plano. Estas formulas solo podrían aplicarse como una primera aproximación en canales aluviales o con otras formas de fondo.

Revestimiento del canal	Mínimo	Normal	Máximo
a. Acero liso			
1. Sin pintar	0,011	0,012	0,014
2. Pintado	0,012	0,013	0,017
b. Cemento			
1. Limpio en la superficie	0,010	0,011	0,013
2. Con mortero	0,011	0,013	0,015
c. Madera			
1. Cepillada sin tratar	0,011	0,012	0,014
2. Cepillada creosotada	0,011	0,012	0,015
3. Planchas con listones	0,012	0,015	0,018
d. Hormigón			
1. Terminado con lechada	0,013	0,015	0,016
2. Sin terminar	0,014	0,017	0,020
3. Gunitado	0,016	0,019	0,023
e. Mampostería			
1. Piedra partida cementada	0,017	0,025	0,030
2. Piedra partida suelta	0,023	0,032	0,035
3. Fondo cemento, lados rip rap	0,020	0,030	0,035
f. De tierra recto y uniforme			
1. Limpio, terminado recientemente	0,016	0,018	0,020
2. Limpio con cierto uso	0,018	0,022	0,025
3. Con musgo corto, poca hierba	0,022	0,027	0,033

TABLA 2.4 Valores típicos n de Manning

3 EVALUACION DEL RECURSO HIDRICO

3.1 Introducción

Un aprovechamiento hidráulico utiliza un caudal y un determinado desnivel para producir electricidad. Al encargado de llevar a cabo el proyecto se le presentan multitud de configuraciones de las cuales tendrá que elegir aquella que optimice su potencial.

Cuando el agua fluye de un punto A a uno B a dos alturas distintas mediante una tubería forzada el agua pierde una energía potencial, descrita por la ecuación:

$$P = QH_g\gamma \text{ ecuación 3.1}$$

P= Potencia en Kw

Q= Caudal medio en m/s²

H_g= salto bruto en metros

γ= Peso del agua (9.81 KN/m³)

Para poder valorar un recurso hídrico es necesario conocer cómo evoluciona el caudal a lo largo del año, si hay suerte habrá instalada una estación de aforos, por lo que podrá disponerse de los caudales medios diarios de una serie de años.

Si no fuese así, habrá que recurrir a la hidrología para aproximarnos, ya sea mediante medición directa o indirecta o mediante el cálculo de los factores climáticos y fisiográficos en la cuenca.

3.2 Registro de los datos hidrológicos

En todos los países Europeos existen organismos encargados de la recogida de datos hidrológicos y climáticos de diferentes tipos. Entre estos datos tenemos:

-Registro anual de caudales por parte de las estaciones de aforo

-Caudales y curvas de caudales clasificados.

-Mapas de cuencas, escorrentías, pendientes, características del suelo, pluviometría etc.

La World Meteorological Organization dispone de un servicio de información con datos sobre:

-Instituciones, agencias y organizaciones unidas a la hidrología.

-Actividades de dichos organismos.

- Principales cuencas del mundo
- Redes de estaciones hidrológicas
- Bancos de datos hidrológicos nacionales
- Bancos de datos internacionales

3.3 Medición directa del caudal

En el caso de no existir datos sobre la cuenca, si se dispone de tiempo se podrían medir los caudales a lo largo de todo un año, pudiéndose usar alguno de los siguientes métodos.

3.3.1 Medición del área y la velocidad

Es un método empleado en ríos de tamaño grande y mediano, consiste en medir una determinada sección en una zona del río y la velocidad media del agua que la atraviesa. Para ello se busca un tramo recto donde sea fácil obtener las velocidades de las distintas láminas de agua.

3.3.1.1 Obtención del área de la sección transversal.

Es recomendable descomponer la sección en una serie de trapecios.

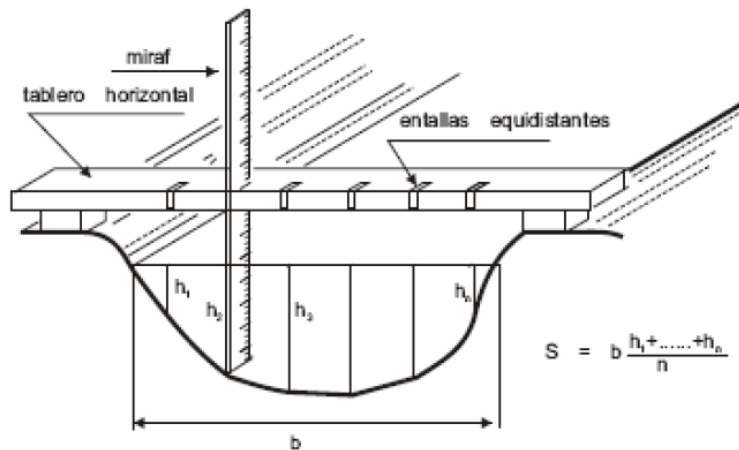


Figura 3.1 Descomposicion de la sección

Según esta figura la sección que tendríamos será:

$$S = b \frac{h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n}{n}$$

Ecuación 3.2

3.3.1.2 Calculo de la velocidad media en la sección

Existen diferentes técnicas para llevar a cabo esta medida

-Con un flotador: Colocando un objeto flotante y midiendo el tiempo que tarda en recorrer una longitud determinada sacamos la velocidad a la que circula el agua en la superficie. Para obtener la velocidad media multiplicamos la de la superficie por un factor que varía entre 0.85 y 0.6 en función de la profundidad y de la rugosidad del fondo.

-Con un molino mecánico: Es un aparato especialmente creado para medir la velocidad del agua, existiendo de dos tipos, de eje vertical con un rotor de cazoletas y de eje horizontal con alabes.

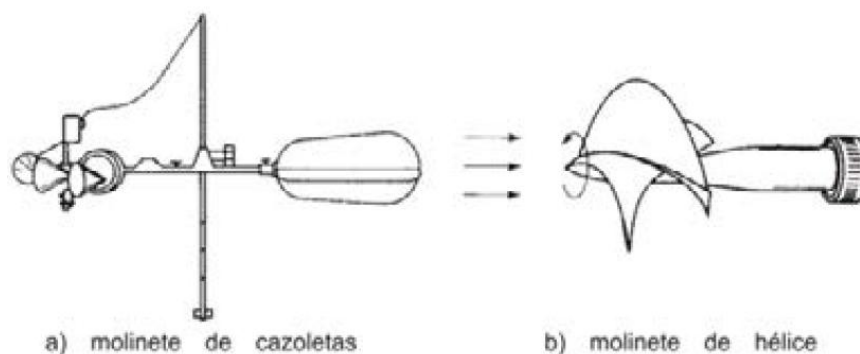


Figura 3.2 Molinete de cazoletas y de hélice

-Con un molinete electromagnético: Esta especialmente diseñado para medir velocidades pequeñas, es más compacto que el molinete de hélice y su funcionamiento se basa en la corriente inducida en un conductor eléctrico.

-Con un molinete acústico: Su funcionamiento se basa en la velocidad con la que se propaga una onda de sonido por el agua, la cual se ve alterada por la velocidad media del fluido. Permite medir canales abiertos y tuberías con gran precisión.

El método para medir estimar la velocidad media con molinetes se basa en medir la velocidad con el molinete en los puntos de la sección transversal previamente fijados y comprobando que no existen obstáculos que puedan falsear la medida. Luego se deberá hacer la media teniendo en cuenta la cantidad de superficie de la sección corresponde a cada velocidad medida y aplicando proporciones.

3.3.2 Aforo por dilución

Este método se basa en la dilución de un producto químico en el agua en pleno movimiento, más adelante se recoge una muestra de agua para analizarla. Actualmente se utiliza cloruro sódico y se mide la conductividad de las muestras de agua recogida, ya que se ha comprobado que existe una relación lineal entre la concentración y la conductividad.

Volcando en el agua una masa dada de sal, el caudal se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{M}{AxCF} \text{ Ecuación 3.3}$$

Siendo M la masa de sal vertida, CF un factor de concentración o la pendiente de la relación entre la concentración de sal y la conductividad.

Este método presenta como ventaja la precisión, una automatización fácil del proceso y validez para flujos turbulentos.

3.3.3 Mediciones mediante estructuras hidráulicas

3.3.3.1 Mediante vertedero

La función del vertedero es reducir la sección irregular del río o la cuenca a una más sencilla, en la que en función de sus dimensiones y la altura del agua que presenta en dicha sección se puede obtener el caudal directamente mediante una fórmula bastante simple.

TABLA 3.1

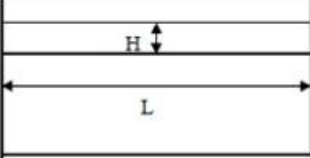
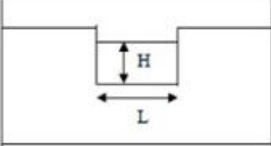
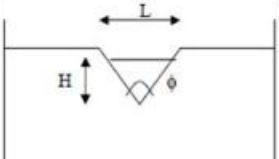
TIPO DE VERTEDERO	DIAGRAMA	ECUACIÓN
Rectangular sin contracciones laterales		$Q = 1.84 L H^{1.5}$ Q: Caudal [m³/s]. L: Longitud del canal [m]. H: Carga hidráulica en la cresta de la estructura [m].
Rectangular con contracciones laterales		$Q = 1.84 (L - 0.1nH) H^{1.5}$ Q: Caudal [m³/s]. L: Longitud de la escotadura [m]. n: número de contracciones laterales (1 o 2). H: Carga hidráulica en la cresta de la estructura [m].
Triangular		$\phi = 90^\circ$ $Q = 1.402 H^{2.50}$ $\phi = 60^\circ$ $Q = 0.809 H^{2.50}$ Q: Caudal [m³/s]. H: Carga hidráulica en la cresta de la estructura [m].

Figura 3.3 Tipos de vertederos y ecuaciones de caudal

3.3.3.2 Método de la acequia

En lugar de un vertedero, la estructura que se utiliza es una acequia con un perfil que produce una aceleración de la corriente. El más conocido es el canal de Parshal, que se basa en el mismo principio que un venturímetro y permite conocer caudales de agua con sólidos y arenas en suspensión.

3.3.4 Medición del caudal mediante la pendiente de una lamina de agua

Este método se apoya en la ecuación de manning, se utiliza para medir grandes caudales, para los cuales no sirven los anteriores métodos mencionados. Se necesita de un tramo recto de entre 50 a 300 metros con una pendiente y sección uniforme. Se mide la pendiente clavando estacas a lo largo del cauce y la sección se obtiene como la media de varias secciones del cauce. Con estos datos y la fórmula de manning obtenemos el caudal.

$$Q = \frac{AR^{2/3}S^{1/2}}{n} \text{ Ecuación 3.4}$$

Valores típicos n de Manning para canales abiertos

cauces	n
Cauce natural fluyendo suavemente y limpio	0,030
Río estándar en condiciones estables	0,035
Río con bajíos y meandros y con abundante flora acuática	0,045
Río o arroyo con piedras, bajíos y ramas	0,060

Tabla 3.2

El punto clave del método es escoger el valor n de manning correcto, ya que un pequeño error de este número causa grandes variaciones en el resultado.

3.4 Régimen de caudales

Los resultados de una serie de caudales a lo largo del tiempo solo serán de utilidad al estar ordenados de alguna forma

3.4.1 Hidrograma

Consiste en la ordenación de los caudales en función del tiempo. Ej:

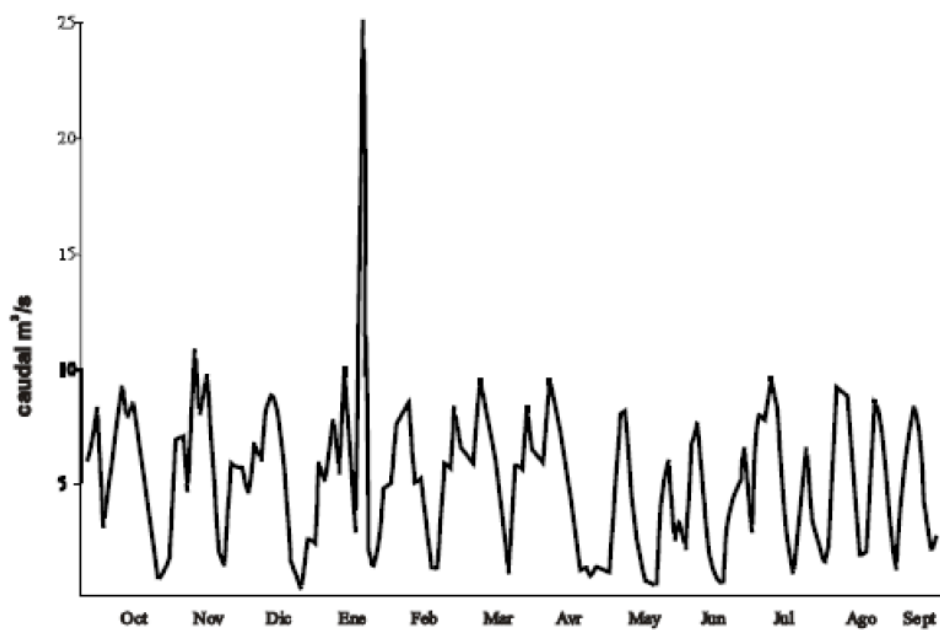


Figura 3.4 Ejemplo de un hidrograma

3.4.2 Curva de caudales clasificados

Otra forma de ordenar los datos es en función de su magnitud, mostrando el porcentaje de tiempo o número de días que se superan o igualan dichos valores de caudal.

	n° de días	% del año
Caudales de más de 8,0 m ³ /s	41	11,23
Caudales de más de 7,0 m ³ /s	54	14,90
Caudales de más de 6,5 m ³ /s	61	16,80
Caudales de más de 5,5 m ³ /s	80	21,80
Caudales de más de 5,0 m ³ /s	90	24,66
Caudales de más de 4,5 m ³ /s	100	27,40
Caudales de más de 3,0 m ³ /s	142	39,00
Caudales de más de 2,0 m ³ /s	183	50,00
Caudales de más de 1,5 m ³ /s	215	58,90
Caudales de más de 1,0 m ³ /s	256	70,00
Caudales de más de 0,35 m ³ /s	365	100,00

Tabla 3.3

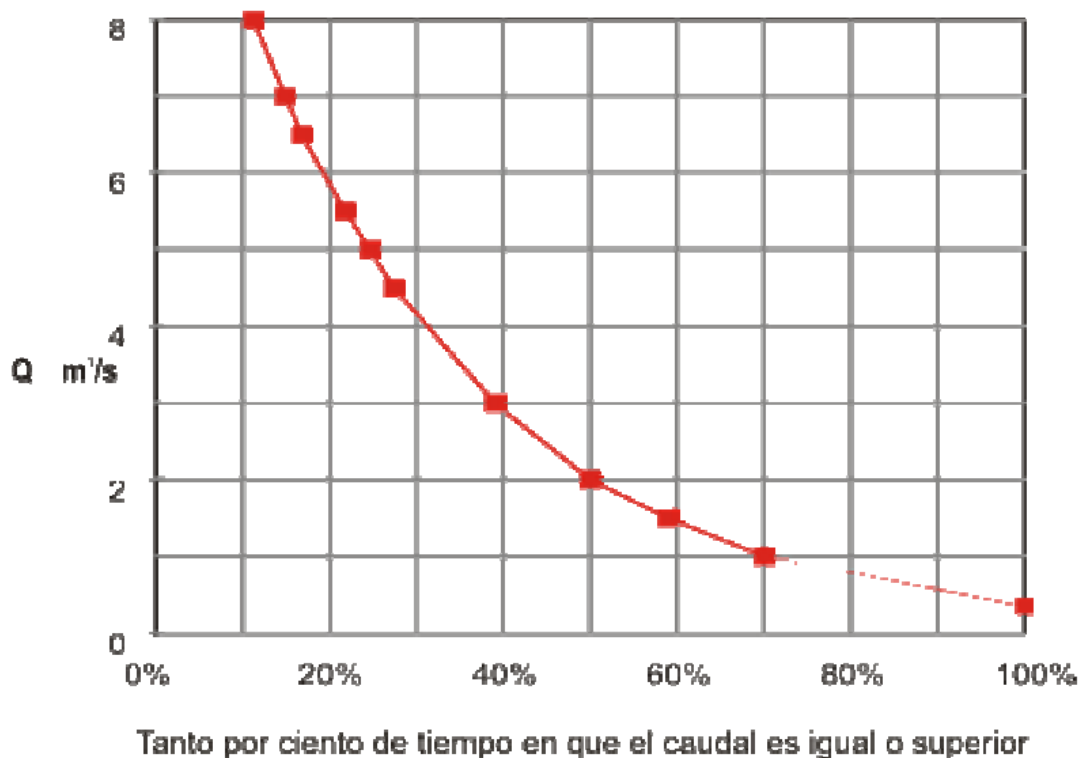


Figura 3.5 Curva de caudales clasificados

3.4.3 Curvas de caudales clasificados en tramos no aforados

Cuando no se conocen series de caudales fiables en el río ni para tramos de ríos cercanos, hay que recurrir a la hidrología, utilizando las características conocidas de la cuenca de captación, las precipitaciones, evotranspiración etc. para poder estimar un caudal fiable.

3.4.3.1 Cuenca de captación

Una cuenca de captación, desde el punto de vista hidrológico consiste en un territorio geográfico que tiene como límites las crestas de las montañas y recogen las precipitaciones transformándolas en escorrentías superficiales.

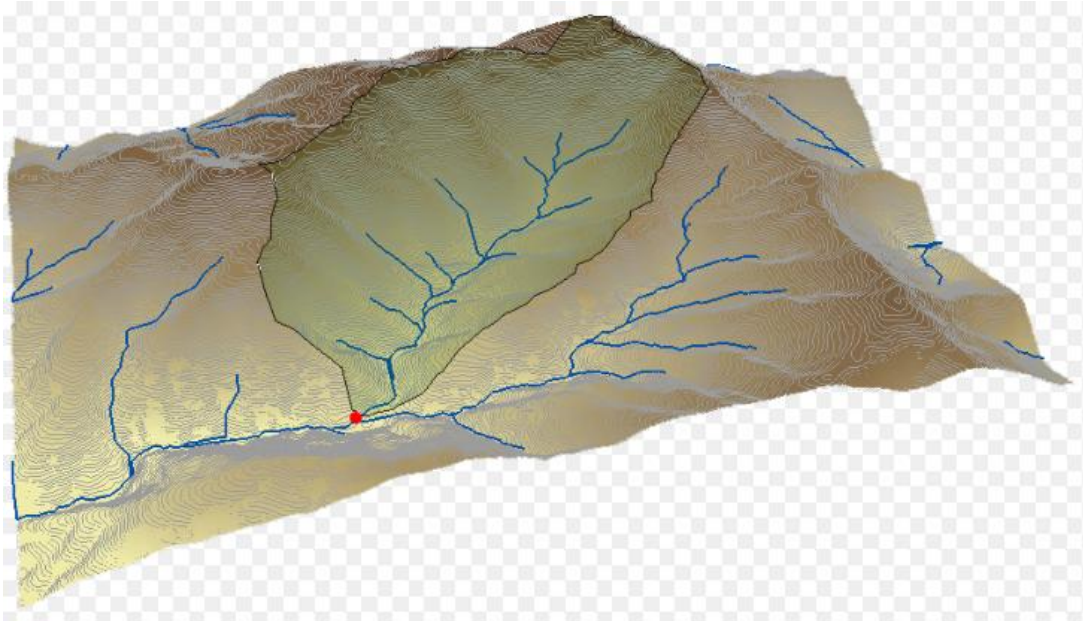


FIGURA 3.6 Cuenca de captación

Teniendo en cuenta las características de la cuenca como tipo de suelo, permeabilidad, cobertura vegetal, pendiente forma... y las precipitaciones que se dan en la zona podemos conocer la cantidad de agua que aporta la cuenca.

3.4.3.2 Precipitación areal

Para conocer la cantidad de agua precipitada sobre una superficie determinada se emplean varios métodos, los más conocidos son la media aritmética, las curvas isoyetas y los polígonos de Thiessen. El más simple de los tres es el de la media aritmética, aunque no suele ser representativo.

En el método de las curvas isoyetas, una vez las curvas están trazadas en la cuenca se aplica la siguiente fórmula:

$$P_m = \frac{\sum_j^K A_j P_j}{A} \quad \text{con} \quad P_i = \frac{h_j + h_{j+1}}{2} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

P_m : Precipitación media en la cuenca

A : Área de la cuenca

A_j : Superficie entre dos curvas isoyetas i y $i+1$

K : Total de curvas isoyetas

P_j : Media de las alturas h de precipitación entre dos isoyetas j y $j+1$

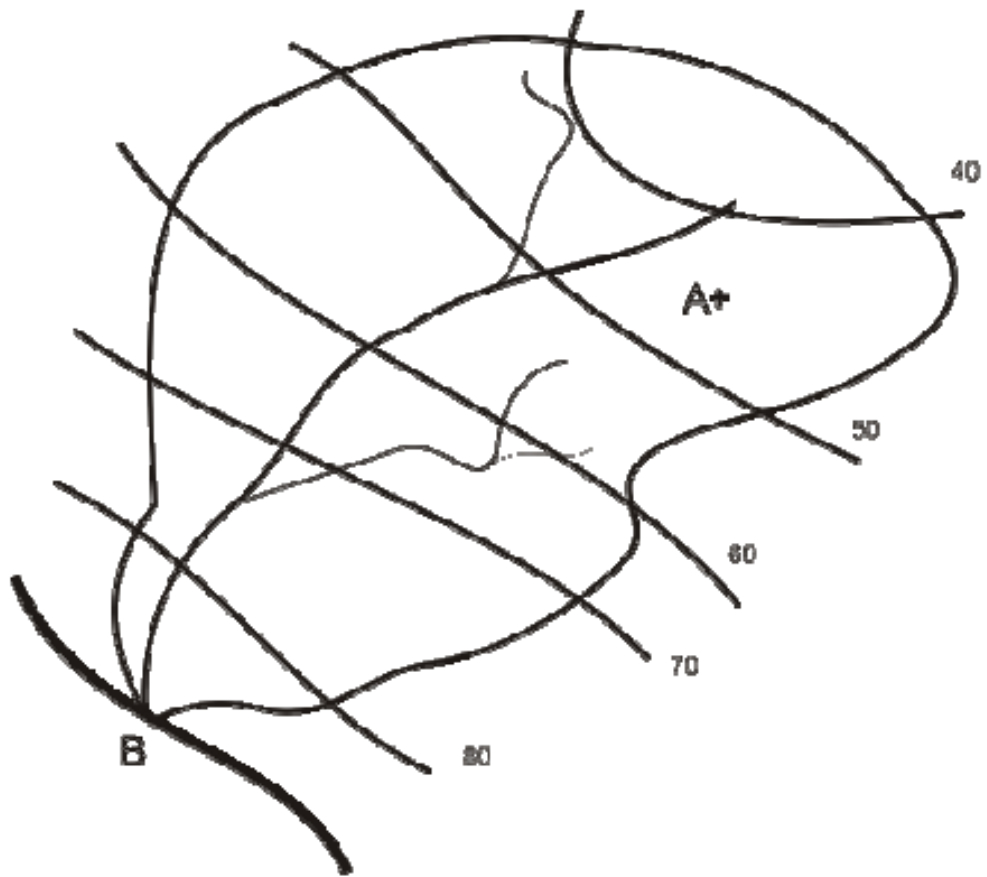


Figura 3.7 Curvas isoyetas

En el mismo caso podemos utilizar el método de los polígonos de Thiessen mediante la fórmula siguiente y la geometría observada en la figura 3.7:

$$P_m = \frac{\sum A_j \times R_j}{A} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

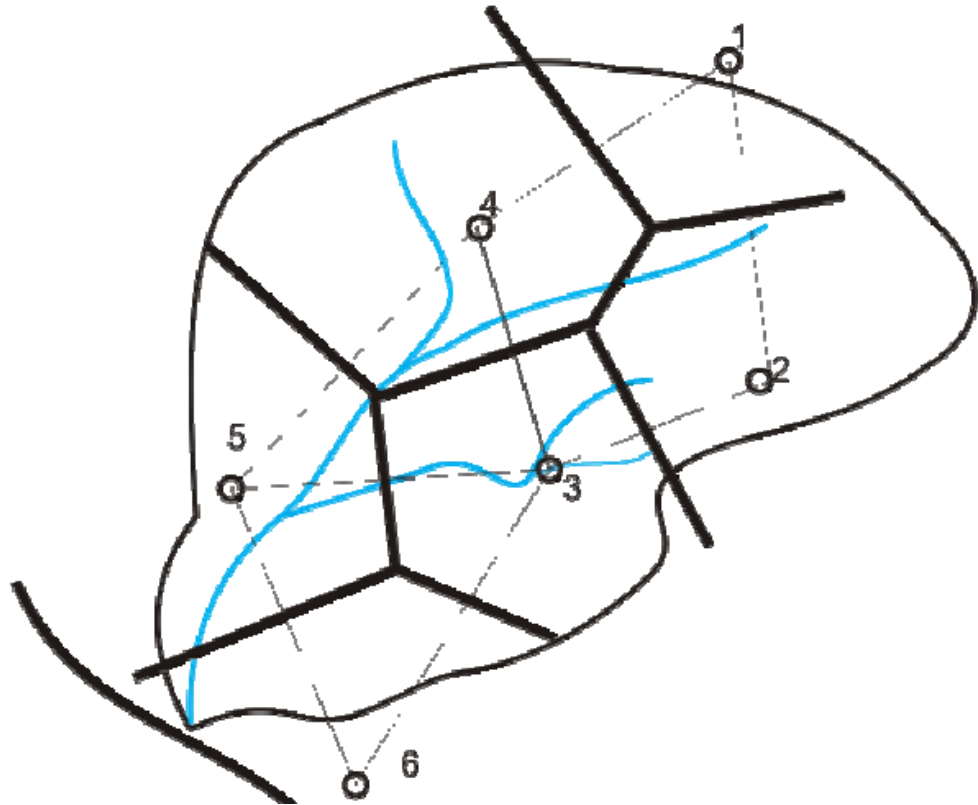


Figura 3.8 Polígonos de Thiessen

3.5 Presión del agua o salto

3.5.1 Medida de la altura bruta

La altura bruta o salto bruto es la longitud vertical medida entre la lámina de agua y el canal de descarga.

Antiguamente se han utilizado distintos métodos de medida para la obtención del salto bruto, hoy en día se emplea teodolitos digitales que en unos segundos nos dan la medida con un error de hasta 0.4mm.

3.5.2 Estimación de la altura neta

Una vez se ha determinado el salto bruto, se necesita estimar las pérdidas originadas por fricción en la tubería, las producidas por las rejillas, codos, válvulas etc. También se debe tener en cuenta que en ciertos casos la turbina esta a mas altura que el canal de restitución.

3.6 Caudal ecológico o reservado

Una extracción incontrolada de agua trae consigo la posibilidad de secar el rio en un tramo hasta que se restituye el agua afectando a la supervivencia de la vida acuática.

Se denomina caudal ecológico al caudal obligatorio que se estima que debe circular por el tramo del rio, suprimiendo temporalmente la explotación del agua si fuese necesario para mantenerlo.

La determinación de este caudal esta en continuo estudio, pues nunca debe ser insuficiente para el mantenimiento de la vida acuática, sin embargo tampoco debe ser muy elevado porque podría hacer que los aprovechamientos no tuvieran rentabilidad. Evaluar este caudal esta en mano de las autoridades nacionales.

3.7 Estimación de la energía generada

En apartados anteriores hemos visto como determinar la Curva de Caudales Clasificados (CCC), esta curva nos permite elegir el caudal de diseño más óptimo para

nuestra turbina, además de evaluar el tiempo de funcionamiento de la central y la producción anual esperada para un año medio.

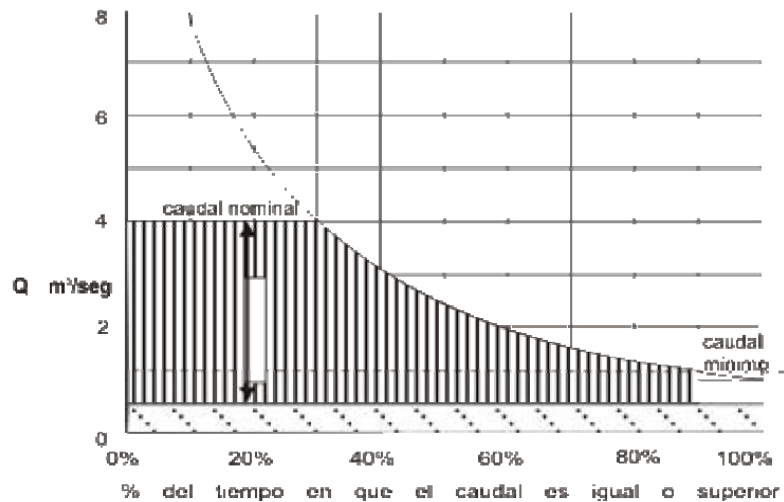


Figura 3.9 Área útil de la curva de caudales clasificados

La figura 3.9 representa la CCC de un año hidrológico medio de una cuenca a evaluar. Como regla general se toma el caudal medio entre los caudales medios diarios de un año hidrológico medio y a este se le resta el caudal ecológico. Una vez definido el caudal nominal y el salto neto ya se puede proceder a elegir la turbina necesaria para nuestra central. Con el gráfico ya se nos permite obtener la energía anual producida para ese año medio.

Una vez hemos determinado el área útil de la gráfica quitando la banda del caudal ecológico, esta se divide en bandas verticales con un 5% de anchura y calculando el valor medio del caudal de cada banda y con ese caudal sacamos el rendimiento de la turbina de la gráfica de rendimiento-caudal de la turbina escogida.

$$\Delta E = W \times Q_{\text{medio}} \times H \times \eta_{\text{turbina}} \times \eta_{\text{multiplicador}} \times \eta_{\text{generador}} \times \eta_{\text{transformador}} \times \gamma \times h$$

Ecuación 3.7

W = anchura de la banda (= 0,05 para todas las bandas menos la última que estará entre 0,05 y 0,005).

h = número de horas en un año

g = peso específico del agua (9,81 kNm⁻³)

Q_{medio} = caudal medio de la división (en m³/s)

H_n = salto neto (en m)

η_{turbina} = rendimiento de la turbina, función de Q_{medio}

$\eta_{\text{multiplicador}}$ = rendimiento del multiplicador

$\eta_{\text{generador}}$ = rendimiento del generador

$\eta_{\text{transformador}}$ = rendimiento del transformador

h = número de horas durante la que fluye el caudal

γ = peso específico del agua (9,81 KN/m³)

Sumando todas las bandas obtendremos la energía anual producida para dicha central.

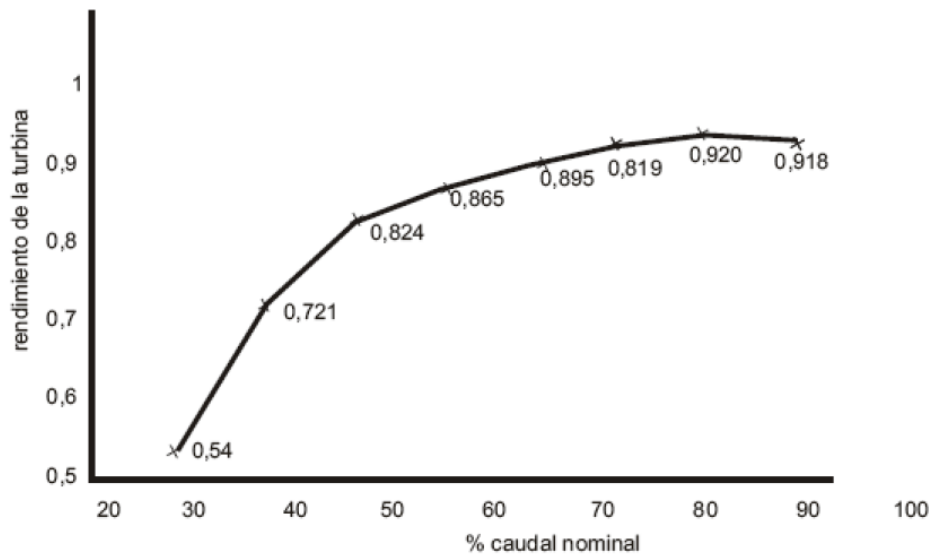


FIGURA 3.10 Rendimiento de una turbina Francis en función del caudal que pasa por ella.

Tipo de turbina	$Q_{\min}(\% \text{ de } Q_{\text{diseño}})$
Francis	50
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Pelton	10
Turgo	20
Hélice	75

La tabla 3.3 nos da los caudales mínimos para cada tipo de turbina.

3.7.1 Variación de la altura con el caudal y su repercusión en la potencia de la turbina

En los saltos de media y alta altura, la variación de altura de la lámina de agua no acaba siendo significativa y no se tiene en cuenta, sin embargo esa variación en la altura si puede ser significativa para saltos de baja altura.

El nivel de agua aguas arriba puede variar según el caudal si el embalse está controlado por un aliviadero sin compuertas.

Las pérdidas de carga en la aducción varían con el cuadrado del caudal que admite, de modo que con caudales pequeños las pérdidas se reducen.

El nivel de agua en el punto de restitución puede variar con el caudal, cuando las turbinas descargan directamente al río.

Cuando una turbina trabaja con una altura distinta a la de diseño el caudal admitido por la turbina viene dado por:

$$Q_1 = Q_d \sqrt{\frac{H_1}{H_d}}$$

La altura de la lámina de agua en la toma se mide en la cresta del aliviadero, y esta permite obtener el caudal vertido por la ecuación:

$$Q = CLH^{3/2}$$

Donde:

Q = caudal circulando por el aliviadero (m³/s)

C = coef. de aliviadero

L = longitud de la cresta del aliviadero (m)

H = altura de lamina de agua en la cresta(m)

El coeficiente C se puede encontrar en libros especializados, este valor es experimental.

3.7.2 Almacenamiento diario para turbinar en horas punta

Debido a la diferencia de precios de venta de la energía producida en función de la hora en que se venda, surge el interés por retener el agua circulante a lo largo del día para turbinarla en el momento que mas beneficio genere, siempre y cuando las características del aprovechamiento nos lo permita.

Para calcular el volumen del depósito a instalar para turbinar en las horas punta usaremos:

$$V_R = 3.600 * t_p (Q_p - (Q_R - Q_{ecol})) \quad \text{Ecuación 3.8}$$

El depósito se llena fuera de las horas punta por lo que:

$$t_p (Q_p - (Q_R - Q_{ecol})) \leq t_{op} (Q_R - Q_{ecol}) \text{ y por tanto:}$$

$$Q_p \leq \frac{t_{op} - t_p}{t_n} (Q_R - Q_{ecol}) \quad \text{Ecuación 3.9}$$

El caudal que tendremos para operar fuera de las horas punta será:

$$Q_{OP} = \frac{24(Q_R - Q_{ecol}) - t_p Q_P}{t_{op}} > Q_{min} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

3.8 Crecidas

Las crecidas constituyen un peligro para los aprovechamientos, pues pueden tener un efecto devastador sobre estas, por eso es importante tenerlas en cuenta en todo momento a la hora del diseño del aprovechamiento.

3.8.1 Crecida de diseño

Se llama crecida de diseño al caudal que una estructura puede soportar sin sufrir daños catastróficos, existen aprovechamientos de alto medio y bajo riesgo, sin embargo ninguna minicentral puede llegar a ser de alto riesgo.

Entendemos que una crecida de 100 años es una crecida cuya probabilidad de que suceda es de 1/100. Según la clasificación del aprovechamiento, la tabla 3. nos muestra la crecida para la que debe ser diseñado.

Estructura	Crecida de diseño
Alto riesgo	Crecida Máxima Probable: CMP Máxima crecida probable o similar Alternativamente crecida de 10.000 años Crecida de diseño de operación normal: Crecida de 1.000 años
Medio riesgo	Crecida de 100 a 1.000 años
Bajo riesgo	Típicamente crecida de 100 años aunque en algunos países no se exija ningún requisito formal.

TABLA 3.5

Periodo de tiempo	10 años	50 años	100 años	200 años
Frecuencia (periodo de retorno)				
0,01 (100)	9,6%	39%	63%	87%
0,001 (1.000)	1%	5%	9,5%	18%
0,0001 (10.000)	0,1%	0,5%	1%	2%

TABLA 3.6

3.8.2 Estimación de la crecida de proyecto

Existen dos formas para determinar la crecida de proyecto:

1. Analisis estadístico de los registros de caudales.
2. Modelización hidrológica del área de captación.

3.8.2.1 Análisis estadísticos de los registros de crecidas

Antes los datos debían ser analizados a mano y mediante formulas obtener la crecida de proyecto, sin embargo hoy en día podemos utilizar alguno de los métodos de distribución conocidos como Loggauss, Gumbel, GEV, Pearson, logPearson, exponencial, Wakeby etc.

3.8.2.2 Modelización hidrológica de la cuenca de captación

Hay muchos modelos para cuencas de captación, ya que hay que tener en cuenta todos los factores como composición del suelo, inclinación de la cuenca, altitud etc. Son tantos los factores que influyen en la modelización de una cuenca, que es necesario que el problema sea estudiado por un hidrólogo experimentado.

4 TECNICAS PARA LA EVALUACION DEL TERRENO

4.1 Introducción

Se podrá llevar a cabo el estudio previo del terreno a partir de la cartografía, que está disponible cada vez de forma más precisa y detallada. También la fotografía aérea y desarrollos cartográficos obtenidos de GPS suministran bastantes datos para un primer estudio geomorfológico, que combinado con un preciso trabajo de campo llevaran a cabo el estudio definitivo de viabilidad.

4.2 Cartografía

En los países desarrollados fácilmente podemos obtener mapas a la escala que necesitamos. En Europa tenemos una cartografía de hasta 1:5000, en cambio otros países con suerte se podrán encontrar hasta una escala de 1:25000.

Existe la posibilidad de ver las fotografías en 3D, esto permite al geólogo reconocer los tipos de rocas, las estructuras geológicas e inestabilidad de taludes, con el fin de

proyectar los canales, presas y conducciones. La precisión que se puede obtener hoy en día permiten casi sin salir de la oficina ubicar la toma de agua, trazar el canal y la tubería y ubicar la casa de máquinas con la exactitud requerida por un proyecto de viabilidad. Teniendo esto fijado se puede proceder a la petición de presupuestos y avanzar en el proyecto.

4.3 Estudios geotécnicos

En muchas ocasiones en las que se ha menospreciado la necesidad de un estudio geotécnico, han existido consecuencias catastróficas.

En muchos países existen mapas geológicos del terreno que se usan para evaluar en primer momento la seguridad de las cimentaciones, aunque si no existen estos mapas, se deberá proceder a realizar sondeos y extracción de testigos.

El éxito o fracaso de un aprovechamiento, a menudo depende del comportamiento de las estructuras, ya que los terrenos suelen ser poco estables. En aprovechamientos de montaña los procesos de meteorización causan la descomposición y desintegración de rocas superficiales, en estas zonas la ubicación de las estructuras vendrá dada por algunas circunstancias geomorfológicas.

4.3.1 Técnicas de estudio. Generalidades

-Fotogeología

Las fotografías a escala 1:25000 dan una primera aproximación al entorno de la zona afectada, luego las fotografías de 1:10000 o 1:5000 nos darán la confirmación de eventuales estructuras geomorfológicas que afecten a ciertas zonas de más difícil control.

-Cartografía geomorfológica

Interpolando fotos geológicas apoyadas por el trabajo de campo se representarán los detalles obtenidos como formaciones superficiales que influyen en la obra. Esta información se incorpora en mapas de 1:10000 y 1:5000.

-Análisis de laboratorio

Fotos a escala 1:25000 permiten el primer acercamiento al entorno general de la zona afectada, después con fotografías más detalladas a escala 1:10000 y 1:5000 nos dan la posibilidad de confirmar estructuras geomorfológicas que afectan a zonas determinadas.

-Estudios geofísicos

Por medio de investigaciones geofísicas se puede conocer el espesor, la cohesión del terreno y la circulación interna de agua. Este método también sirve para supervisar formaciones potencialmente inestables.

-Análisis geológico estructural

Es importante en la zona de toma de agua y lugares donde la conducción traspasa macizos rocosos. Como su propio nombre indica se centra en el estudio de estructuras rocosas dadas en el terreno con el fin de evaluar su estabilidad.

-Investigaciones directas, sondeos y ensayos

No son técnicas usuales en este tipo de proyecto, aunque cuando hay necesidad de construcción de azudes o presas con base sobre formaciones geológicas, son necesarias estas investigaciones. Algunos tipos son:

-Pruebas de permeabilidad tipo Lugeon o Low Pressure Test para conocer la circulación de aguas en un macizo rocoso

-Elección de muestras para ser ensayadas en laboratorio con el fin de determinar su resistencia a compresión y de esta manera definir la deformación elástica de la roca de cimentación.

5 ESTRUCTURAS HIDRAULICAS

5.1 Introducción

Un aprovechamiento hidráulico recoge un número de estructuras, que según el tipo de esquema, las condiciones de aprovechamiento y a disponibilidad de materiales afectaran al diseño de estas. Estas son las estructuras más comunes en aprovechamientos:

- Estructuras de derivación:

 - Presa o azud

 - Aliviadero

 - Dispositivos disipadores de energía

 - Pasos de peces

 - Aimentadores de cauda ecológico

- Conducciones hidráulicas:

 - Toma de agua

 - Canales

 - Tuneles

 - Tuberia forzada

 - Casa de maquinas

5.2 Presas

Presas y azudes sirven fundamentalmente para desviar el agua hasta las conducciones hidráulicas de aprovechamiento, o bien las presas también sirven para ganar altura en e salto. La elección del tipo de presa estará determinada por ciertas condiciones topográficas y geotécnicas.

Según la convención internacional de grandes presas, consideramos como pequeña una presa cuya altura medida desde a base no supera los 15m, la longitud de coronación máxima de 500m y e agua contenida en esta no puede exceder el millón de metros cubicos.

- Las presas de materiales sueltos están cada vez mas presentes debido a sus características:

 - Baja exigencia con respecto a su formación.

 - Se utiizan materiaes facies de encontrar cerca del sitio

 - Proceso de construcción continuo y de faci mecanización

 - Diseño flexible y con gran variedad de materiales

 - Presentan filtraciones y en situación de desbordamiento los materiales se erosionarían

- Las presas de hormigón tienen como desventaja:

 - Alta exigencia para su fundación

 - Materiales mas específicos, difíciles de conseguir y costosos.

- Y como ventajas:

 - Adaptables a gran variedad de valles con fundaciones solidas

 - No se ven afectadas por desbordamiento

 - Se puede situar e vertedero en su coronación

5.3 Azudes y aliviaderos

En su mayoría, los pequeños aprovechamientos son de agua fluyente, en los cuales se genera energía cuando el agua fluye por el cauce y se deja de producir cuando este no supera el mínimo técnico. En estos aprovechamientos se utiliza una estructura que permite desviar el agua de cauce del rio, llamada azud. Si esta estructura es fija se le llama azud, pero si es móvil aliviadero con compuerta. Los fijos tienen como ventaja su seguridad pasiva y el bajo coste y mantenimiento requeridos, en cambio los móviles ofrecen la ventaja de poder variar la altura del agua y la regulación del caudal.

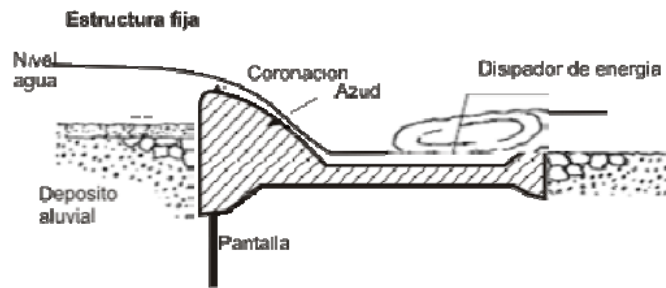


Figura 5.1 Estructura fija

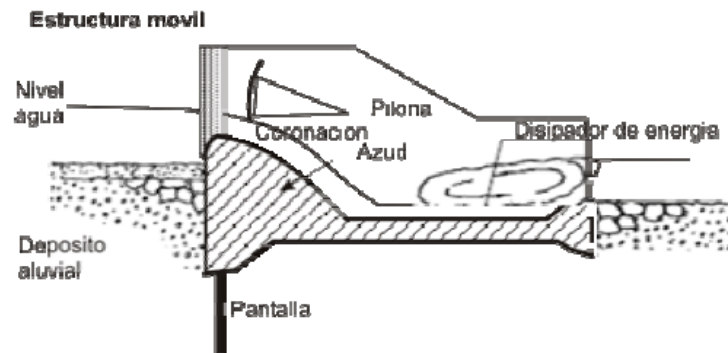


Figura 5.2 Estructura móvil

5.4 Estructuras para disipar energía

Las situaciones donde los aliviaderos y la descarga en azudes comprenden un régimen supercrítico, provocan erosión a pie de presa. Como solución a este fenómeno se recurre a estructuras generalmente costosas como:

Cuenca amortiguador



Figura 5.3 Fotografía de un cuenco disipador

Cuenca disipador



5.4 Fotografía de Cuenca disipador con bloques de hormigón

5.5 Estructuras de toma de agua

5.5.1 Generalidades

El objetivo de la toma de agua es desviar el caudal requerido para generar energía con la menor pérdida de carga posible y sin variaciones sea cual sea a altura del río, su diseño requiere un cuidado enfocado a evitar problemas funcionales.

El diseño de la toma tiene en cuenta tres criterios:

Diseños hidráulicos y estructurales comunes a todas las tomas de agua

Operativos: control de caudal, depósito de sedimentos, eliminación de basuras..

Medioambientales: barreras de peces características de cada proyecto

La situación de la toma depende de factores como la geometría del río, condiciones geotécnicas... Un punto muy importante a tener en cuenta es la entrada con respecto a la dirección de la corriente. La mejor opción es situar el eje de entrada a la toma paralelo al aliviadero.

Hay que incluir una rejilla en la toma que impida que entre broza, una compuerta que aisle las estructuras situadas aguas abajo, una bosa para que decanten los sedimentos, un sistema de eliminación de sedimentos y un aliviadero.

5.5.2 Tipos de tomas de agua

Se pueden clasificar en tomas laterales, frontales y de montaña

		Pendiente del cauce	Anchura del cauce	Planta del cauce	Transporte de sedimentos
Toma lateral	En la orilla exterior de la curva	$0,001\% < J < 10\%$	Todos los anchos	El tramo curvo es óptimo	Pocos detritos flotantes y fuerte carga de fondo
	Con canal de deposición de grava	$0,01\% < J < 10\%$	$B < 50 \text{ m}$	El tramo puede ser rectilíneo pero con contramedidas	
Toma frontal	Con canal de deposición de grava	$0,01\% < J < 10\%$	$B < 50 \text{ m}$	Rectilíneo es óptimo Curvo con contramedidas	Si hay carga de fondo purga continua
Toma de montaña		preferible $J > 10\%$ posible desde $2,5\%$	$B < 50 \text{ m}$	rectilíneo	Detritos de grano grueso

Tabla 5.1 Tipos y características

La toma lateral es la más común, debiéndose ubicar a ser posible en el borde exterior de una curva que evite la entrada de broza y sedimentos, o bien utilizar un canal de sedimentación con una pendiente entre un 2 y 5%.

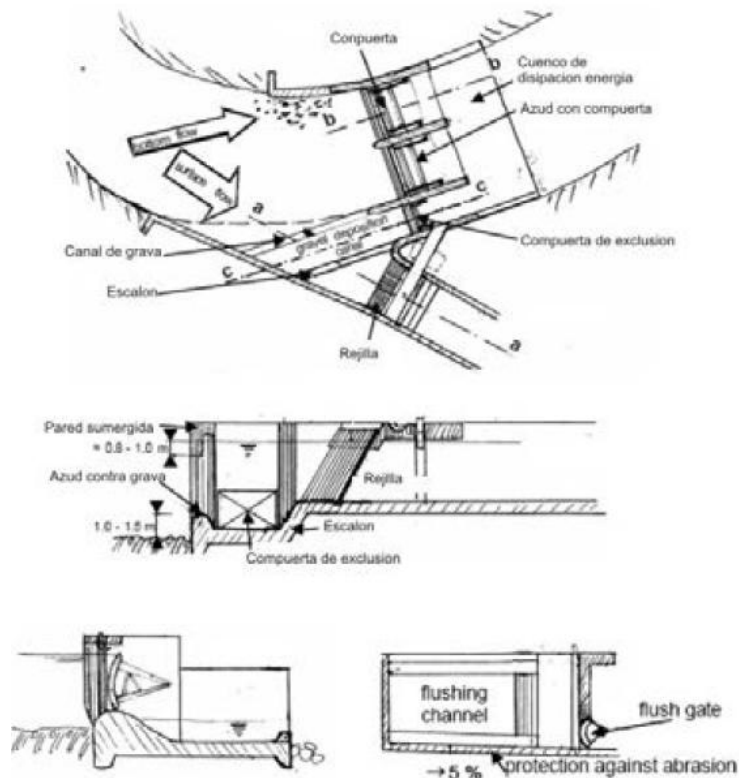


Figura 5.4 Esquema de toma lateral en la curva de un cauce

En aprovechamientos de montaña, donde la pérdida de 1 o 2 metros de altura no tiene consecuencias graves debido a la gran pendiente de los torrentes se usa con frecuencia la toma tirolesa.



Figura 5.5 Toma tirolesa

La foto nos muestra este tipo de toma, que ha sido perfeccionada para que no entren rocas arrastradas como podemos ver en la siguiente foto



Figura 5.6 Fotografía de toma tirolesa

Evita la recogida de peces y el 90% de las partículas de más de 0.5mm, aunque produce una pérdida de salto.

Toma de agua por sifón:

Se utiliza cuando quiere instalarse una pequeña central en una presa existente en la cual no tenemos una tubería de desagüe previamente instalada.

Como ventajas presenta que es un método económico y que se puede interrumpir el flujo rápidamente suministrando aire en la coronación de este. Tiene imitaciones como la de que la altura de coronación desde la coronación hasta la lamina de agua debe ser menor a 7.5m.

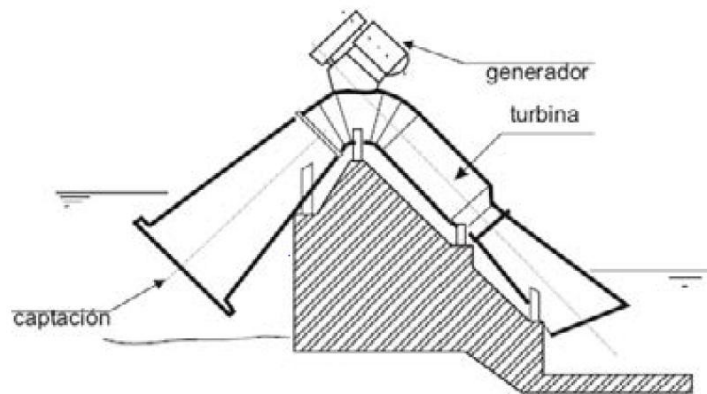


Figura 5.7 Esquema de toma de agua por sifón

5.5.3 Pérdidas en la cámara de carga

Cuando tenemos proyectos de baja altura, las pérdidas de carga pueden ser determinantes en la viabilidad de las mismas, por lo que hay que hacer todo lo que se pueda por minimizarlas. Los elementos que componen a toma e influyen en las pérdidas son:

- En primer lugar el perfil de la rejilla de entrada, la misma tubería, tanto las paredes laterales como la solera y el techo. Es necesario reducir la separación entre las venas de agua y disminuir las pérdidas.

- La zona de cambio de la geometría rectangular a circular, para establecer una pérdida de carga pequeña con una buena dirección de la entrada a tubería.

- Guías que dirijan correctamente el flujo de agua y optimicen el funcionamiento de la cámara.

- Inhibidores de vórtices en los puntos necesarios como tomas verticales u horizontales con una mala inmersión.

- Equipos mecánicos tales como rejillas exclusoras de sedimentos y compuertas.

El perfil de transición afecta a la eficacia de la cámara. Para que las pérdidas no sean significativas se necesitan cámaras largas, en las que no existan cambios bruscos de velocidades, esto da lugar a costosas cámaras, por lo que se será necesario un estudio beneficio-costos para establecer la cámara de carga ideal.

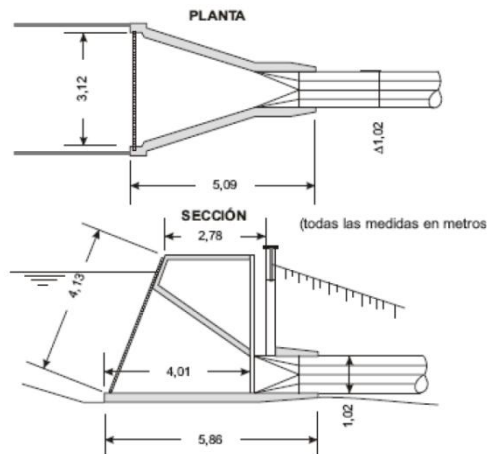


Figura 5.8 Cámara de carga ideal

5.5.4 Vorticidad

No siempre es suficiente con que la pérdida de carga sea pequeña. En las turbinas, los fabricantes garantizan unos rendimientos para un flujo uniforme en la entrada a la caja espiral. Esto produce problemas en saltos bajos si las turbinas son de hélice o están montadas en pozo.

Los vórtices:

- Nos llevan a flujos no uniformes
- Arrastran broza a la cámara
- Aumentan pérdidas y disminuyen rendimiento
- Introducen aire en el flujo, lo cual lleva a vibraciones, desequilibrios y cavitación.

Los criterios anti-vorticidad no están claros y no hay ninguna solución generalizada, sin embargo sabemos que esta puede estar ocasionada por:

- Geometría asimétrica
- Inmersión incorrecta
- Separación en venas de agua
- Velocidades por encima de 0.65m/s
- Cambios bruscos en la dirección de la corriente

Se sabe que la altura mínima de inmersión viene definida por las siguientes formulas:

$$\text{Knauss} \quad h_t \geq D * \left(1 + 2,3 * \frac{V}{\sqrt{gD}} \right)$$

$$\text{Nagarkar} \quad h_t \geq 4,4 * \left(V * D^{0,50} \right)^{0,54}$$

$$\text{Rohan} \quad h_t \geq 1,474 * V^{0,48} * D^{0,76}$$

$$\text{Gordon} \quad h_t \geq c * V * \sqrt{D}$$

Con $c=0.7245$ para geometría asimétrica y $c=0.5434$ para geometría simétrica

5.5.5 Rejillas

Con el objetivo de reducir la broza que entra en la toma se instala una reja en la entrada, compuesta por uno o varios paneles. Los barrotes de las rejillas se diseñan para que tengan un perfil hidrodinámico y la separación entre barrotes puede variar desde los 12mm de las pelton a los 150 mm de las grandes turbinas de hélice.

Las rejillas deben tener una superficie neta que haga que no se superen los 0.75m/s en tomas pequeñas y 1.75 en tomas grandes.

En ríos con abundante broza se emplean como complemento a las rejillas unas barreras flotantes que atrapan la broza que circula por la superficie y bajo ella.



Figura 5.9 Fotografía de barreras flotantes

Las rejillas serán desmontables para el mantenimiento y estas estarán inclinadas 30° sobre la horizontal para facilitar su limpieza.

5.6 Trampas de sedimentos

5.6.1 Generalidades

Tienen como objetivo que los sedimentos se depositen en los canales hidráulicos, se introduzcan en la tubería forzada o entren en la turbina y la dañen. Para que estos sedimentos se depositen es necesario aumentar la anchura de canal para disminuir la velocidad del agua en esa zona.

5.6.2 Eficiencia de las trampas

La eficiencia que tiene una trampa de sedimentos depende del diámetro de partículas que retiene, y su elección depende del equipo y el salto neto. Poniendo como ejemplo una turbina Francis, el poder abrasivo se obtiene con la siguiente formula.

$$P_e = \mu * \nabla * \frac{\rho_g - \rho_e}{R} * V^2$$

Ecuación 5.1

μ = coeficiente de fricción de los alabes con los granos

∇ = volumen de granos

ρ_g y ρ_e = densidad de granos y de agua

R= radio de los alabes

V= Velocidad de los granos

La experiencia indica que para condiciones duras como gran altura de salto o granos de cuarzo a solución mas económica es 0.2mm de eficiencia, para saltos medios con partículas con un poder erosivo medio, la solución más económica es 0.3mm.

5.6.3 Diseño de la trampa

La longitud que debe tener la trampa para que se deposite el sedimento esperado debe ser:

$$L \geq \frac{Q}{V_D * B}$$

Ecuación 5.2

B= Anchura

V_D = Velocidad

Q= Caudal

La anchura nunca puede exceder 1/8 de la longitud ni ser menor que el doble de la lámina de agua.

Existen formulas para aproximar la velocidad, aunque solo como primera aproximación. La mejor solución es obtener directamente la velocidad a través de métodos experimentales.

$$V_D = \frac{100}{g * D} \left(\sqrt{1 + 1,57 * 10^2 * d^2} - 1 \right)$$

Ecuación 5.3

Formula empírica de zanke como primera aproximación

Para aguas turbulentas empleamos:

$V_D = V_{D0} - \alpha V_T$

α =Factor de sedimentación en función de la altura

$$\alpha = \frac{0.132}{\sqrt{n}}$$

Ecuación 5.4

Por último se debe definir la formula de la velocidad de transferencia, ya que si esta es muy alta podría arrastrar partículas ya decantadas.

$$V_\alpha = 13 R_h^{1/6} \sqrt{d}$$

Ecuación 5.5

Los valores típicos de V_α estan entre 0.2 y 0.3.

5.7 Válvulas y compuertas

En cualquier aprovechamiento hidráulico pequeño se necesita poder aislar las estructuras para mantenimiento, reparación, evitar que se embale la turbina al desconectar el generador, regular el caudal etc. Para todas estas tareas disponemos de dispositivos como:

Compuertas temporales de madera: utilizadas para desaguar conductos a baja presión, una solución económica. Para lograr un cierre estanco basta con colocar dos compuertas separadas por 15 cm.

Compuertas con obturador: Podrán ser de hierro fundido y accionada manualmente o hidráulicamente. No suelen ser estancas, pero si la situación lo requiriese se podría conseguir con unas gomas.



Figura 5.10 Compuertas temporales



Figura 5.11 Compuertas con obturador

Válvulas de mariposa: Usadas como órgano de cierre y regulación, aunque no presentan gran precisión para regular y pueden generar turbulencia. Son fáciles de generar y cierran rápidamente. Estas válvulas pueden accionarse a mano o hidráulicamente dependiendo del tamaño.



Figura 5.12 Válvula de mariposa

Válvulas esféricas: dan lugar a pérdidas de carga menores que la válvula de mariposa, son utilizadas en aprovechamientos de gran altura.

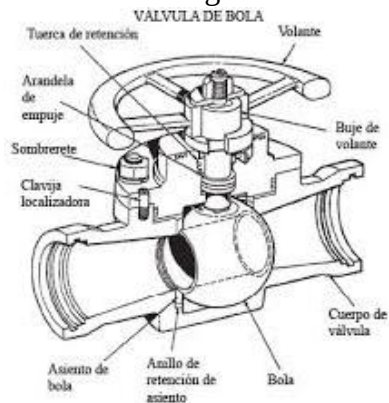


Figura 5.13 Válvula esférica

5.8 Canales abiertos

5.8.1 Diseño y dimensionado

El caudal circulante por un canal depende de la rugosidad, sección y pendiente de este, siempre que sean secciones prismáticas.

El régimen de un canal formado con fines hidroeléctricos es turbulento, por lo que puede aplicarse la ecuación de manning

$$Q = \left(\frac{A R^{2/3} S^{1/2}}{n} \right)^2 = \frac{A S^{1/2}}{n P^{2/3}} \text{ Ecuación 5.6}$$

Donde n es el coeficiente de manning que figura en la tabla 5.2 y S el gradiente hidráulico frecuentemente sustituido por la pendiente como podemos ver en la siguiente ecuación.

$$S = \left(\frac{Q n P^{2/3}}{A^{5/3}} \right)^2 = \left(\frac{Q n}{A R^{2/3}} \right)^2 \text{ Ecuación 5.7}$$

Como ya ha sido visto con anterioridad, de la ecuación de manning se puede deducir que el canal más adecuado es aquel que tiene el perímetro mojado más pequeño, por lo que idealmente sería con forma semicircular. No obstante este tipo de estructura es más costosa, por lo que podría elegirse otra geometría como por ejemplo el medio hexágono. La tabla 5.3 específica para cada geometría de la sección los parámetros que la identifican.

Valores típicos del coeficiente n de Manning

Revestimiento del canal	mínimo	normal	máximo
a. Acero liso			
1. Sin pintar	0,011	0,012	0,014
2. Pintado	0,012	0,013	0,017
b. Cemento			
1. Limpio en la superficie	0,010	0,011	0,013
2. Con mortero	0,011	0,013	0,015
c. Madera			
1. Cepillada sin tratar	0,011	0,012	0,014
2. Cepillada creosotada	0,011	0,012	0,015
3. Planchas con listones	0,012	0,015	0,018
d. Hormigón			
1. Terminado con lechada	0,013	0,015	0,016
2. Sin terminar	0,014	0,017	0,020
3. Gunitado	0,016	0,019	0,023
e. Mampostería			
1. Piedra partida cementada	0,017	0,025	0,030
2. Piedra partida suelta	0,023	0,032	0,035
3. Fondo cemento, lados son rip rap	0,020	0,030	0,035
f. De tierra recto y uniforme			
1. Limpio, terminado recientemente	0,016	0,018	0,020
2. Limpio con cierto uso	0,018	0,022	0,025
3. Con musgo corto, poca hierba	0,022	0,027	0,033

TABLA 5.2

Sección transversal	Area A	Perímetro mojado P	Radio hidráulico R	Ancho superficial T	Tirante hidráulico D
trapezoidal	1,73 y ²	3,46 y	0,500 y	2,31 y	0,750 y
medio hexágono	2 y ²	4 y	0,500 y	2 y	y
rectángulo	y ²	2,83 y	0,354 y	2 y	0,500 y
medio cuadrado	0,5 ny ²	ny	0,500 y	2 y	0,250 ny

TABLA 5.3

5.8.2 Canales y dimensionado

En aprovechamientos cuyos canales deben transportar grandes cantidades de agua, el perfil del canal debe seguir el de la figura 5.14 dejando una altura mayor para posibles crecidas llamada librebordo. Estos canales deben proporcionar una velocidad al agua

suficientemente alta como para que no se depositen sedimentos en el fondo del canal, pero no tan alta como para que provoque erosión en el canal.

Velocidad máxima para un canal no revestido

Ecuación 5.8 $V \leq 5.7 d_m^{1/3} R_h^{1/6}$ Valida para granos de más de 0.1mm

Rh= radio hidráulico

Dm= diámetro de grano

Cuando tenemos radios ente 1 y 3m y diámetros de 1mm las velocidades oscilan entre 0.6 y 0.7, para granos de 10mm oscilan entre 1.2 y 1.5.

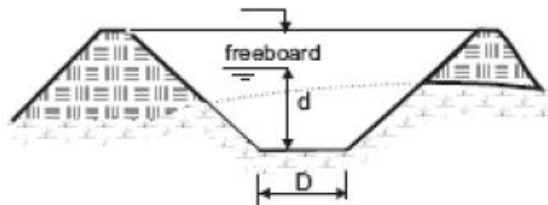


Figura 5.14 sección de un canal teniendo en cuenta el librebordo

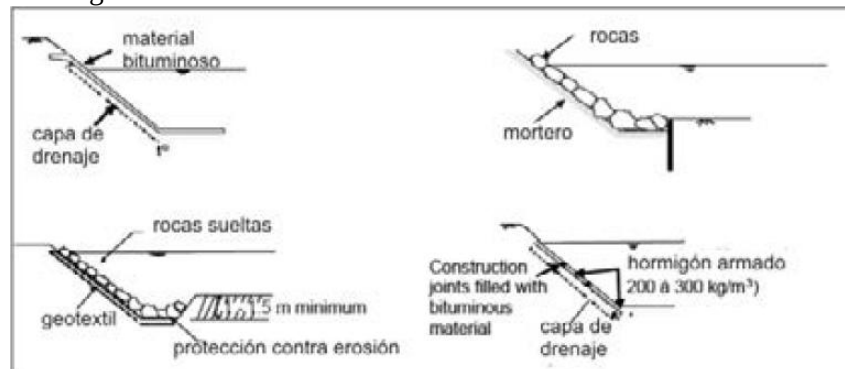


Figura 5.15 Materiales para protección de terraplenes

5.9 Tuberías forzadas

5.9.1 Disposición y materiales

El objetivo de las tuberías forzadas es transportar un cierto caudal desde la cámara de carga hasta la casa de maquinas, donde es turbinado. Para elegir el material y la disposición de la tubería hay que tener en cuenta muchos factores. Como ejemplo de un material y unas propiedades, una tubería de PVC puede enterrarse y no necesita juntas de dilatación ni boques de anclaje, aunque también tiene sus limitaciones.

Las grandes tuberías de acero pueden enterrarse si el terreno no es muy rocoso. Las arenas y gravas que entierran la tubería son aislantes, por lo que eliminan un número de juntas de dilatación. Para enterrar la tubería antes debe ser pintada y preparada para la corrosión, después tendrá un mantenimiento relativamente bajo.

Cuando tenemos que instalar una tubería en la superficie y esta está sometida a dilataciones, estas se disponen en una serie de tramos rectos, ancados al suelo y entre cada dos anclajes consecutivos se coloca una junta de dilatación.

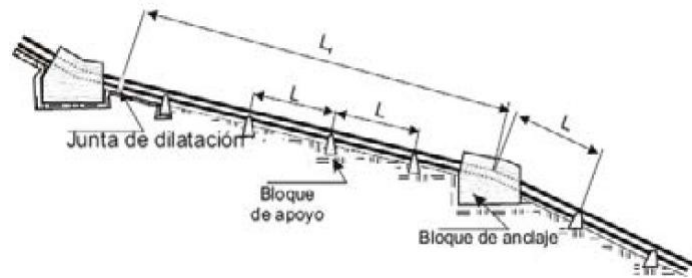


FIGURA 5.16 Tramo de tubería forzada con juntas de dilatación



FIGURA 5.17 JUNTA DE DILATACION

Aunque existen gran cantidad de diseños para tuberías forzadas y materiales, la solución mas frecuente suele ser la tubería de acero soldado y juntas longitudinales y circunferenciales, debido a que se puede obtener el espesor requerido y es una solución económica, aunque si se encuentra en el mercado una tubería de espiral con el tamaño requerido por nuestro aprovechamiento y nuestro caudal de diseño, sin duda esa será la opción más viable.

Cuando consideramos diámetros pequeños, las opciones aumentan, tubos de acero estirado, tuberías de hormigón, tubos de acero con juntas de enchufe, tuberías reforzadas con fibra de vidrio, PVC o polietileno, tuberías de PVC...

También existen tuberías de hormigón revestidas de chapa interiormente, aunque son difíciles de transportar.

Material	Módulo de Young (N/m ²) E9	Coefficiente de expansión (mm/°C) E6	Carga de tracción (N/m ²) E6	n Manning
Acero soldado	208	12	400	0,012
Polietileno PE	0,55	140	5	0,009
PVC	2,75	54	13	0,009
Uralita	n. a.	8,1	n. a.	0,011
Madera	n. a.	n. a.	n. a.	0,014
Fundición	78,5	10	140	0,015
Hierro dúctil	16,7	11	340	0,024

TABLA 5.4 Materiales para tuberías forzadas

Esta tabla recoge las propiedades de los materiales más utilizados en tuberías forzadas.

5.9.2 Diseño hidráulico y requisitos estructurales

Diámetro de la tubería

Sabemos que la potencia para un caudal y un salto determinado viene dada por la ecuación:

$$P = Q H \gamma \eta \text{ Ecuación 5.10}$$

Partiendo de la base de que para transportar un caudal una tubería con diámetro pequeño tendrá una velocidad mayor y una mayor pérdida de carga, en cambio una tubería con mayor diámetro tendrá menos pérdida de carga, pero un mayor costo.

En la realidad, las pérdidas en la tubería forzada se deben a la fricción principalmente. El paso por rejilla, la entrada, los codos, expansiones, turbulencias y válvulas son pérdidas menores. Por lo tanto, en principio y para una primera aproximación se puede utilizar la ecuación de Manning.

$$\frac{h_f}{L} = 10.3 \frac{n^2 Q^2}{D^{5.333}} \text{ Ecuación 5.11}$$

En esta ecuación nos damos cuenta que al dividir entre dos el diámetro, las pérdidas se multiplican por 40. Despejamos D para calcular el diámetro límite de la tubería que buscamos.

$$D = \frac{10.3 n^2 Q^2 L}{h_f} \text{ Ecuación 5.12}$$

Si igualamos h_f al 4% de la potencia bruta $h_f=0.04H$

$$D = 2.69 \left(\frac{n^2 Q^2 L}{H} \right)^{0.1875} \text{ Ecuación 5.13}$$

Espesor de la pared

El espesor se escoge respecto a la carga de rotura, el límite elástico del material, el diámetro de la tubería y la presión interna. Como ejemplo, en una tubería de acero soldado el espesor sería:

$$e = \frac{P_1 D}{2 \sigma_f} \text{ Ecuación 5.14}$$

e =espesor mm

P_1 = Presión hidrostática en KN/mm²

σ_f = resistencia a tracción

Para tuberías de acero distintas:

$$e = \frac{P_1 D}{2 \sigma_f K_f} + e_s \text{ Ecuación 5.15}$$

K_f = eficacia de la unión

e_s =sobrespesor para la corrosión

ASME recomienda que el espesor sea 2.5 veces el diámetro mas 1.2, otras normas aconsejan $t=(D+508)/400$ para que no existan deformaciones en obras.

Existe un fenómeno producido por el cierre de rápido de la válvula de entrada a la turbina, denominado golpe de ariete, debido a una onda que genera presiones mayores que a producida por la altura nominas. Este fenómeno es imprescindible tenerlo en cuenta para el cálculo del espesor como ya se pudo ver en el capítulo 2.

Para el cálculo del espesor se tiene que tener en cuenta el golpe de ariete normal producido por el cierre de la valvula, y otro para uno de emergencia causado por una obstruccion de la valvula o un mal funcionamiento de esta. Cuando una instalación tiene tendencia a que se produzca el golpe de ariete se puede introducir un dispositivo que reduzca sus efectos como la chimenea de equilibrio, que actua disipando las presiones mediante la expulsión de agua.

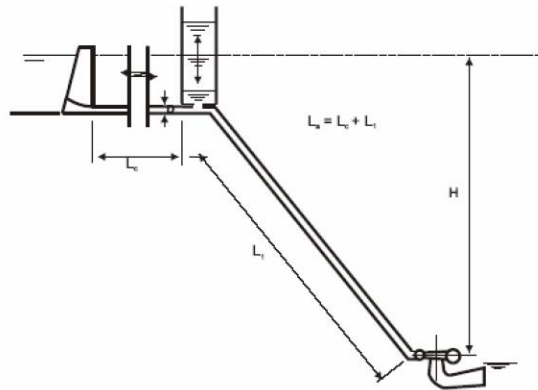


FIGURA 5.18 Chimenea de equilibrio

5.9.3 Apoyos y bloques de anclaje

Deben resistir el peso de la tubería llena de agua

$$F_1 = (W_p + W_w) L \cos \Phi \text{ Ecuación 5.16}$$

W_p = Peso de la tubería por metro (KN/m)

W_w = Peso de agua por metro de tubería (KN/m)

L = Longitud entre apoyos

Φ = Angulo de la tubería con la horizontal

La flecha del tubo no deberá exceder la flecha de $L/65000$, la longitud máxima entre apoyos será:

$$L = 182.61 \sqrt{\frac{(D+0.0147)^4 - D^4}{P}} \text{ Ecuación 5.17}$$

P = peso de la tubería llena de agua

D = diámetro de tubería

5.10 Canal de retorno

Cuando el agua es turbinada debe devolverse al cauce del río. El agua puede venir de la turbina con velocidades elevadas, por lo que debe asegurarse una estructura capaz de frenar el agua y la erosión que esta pueda causar. El de este canal debe tener en cuenta que el agua no alcance la turbina cuando se produzcan crecidas del río.

6. EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

Este capítulo tiene como principal objetivo la descripción del equipo electromecánico, se mencionaran ciertas reglas establecidas para el diseño y se muestran los criterios empleados para la elección.

6.1 Casa de maquinas

Sea cual sea el tipo de aprovechamiento, la casa de maquinas tiene como objetivo la protección del equipo electro hidráulico encargado de convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica. El tipo de aprovechamiento y a instalación de nuestro proyecto (tipo de turbinas, tamaño, disposición, canales de entrada y salida..) influyen sobre la topología del edificio.

Cualquier casa de maquinas puede albergar los siguientes equipos:

- Compuerta o válvula de entrada a la turbina
- Turbinas
- Multiplicadores
- Sistemas de regulación y control
- Sistemas de seguridad y protección
- Suministro de corriente continua (controladores y emergencias)

- Equipo eléctrico
- Transformador de potencia e intensidad
- Generadores

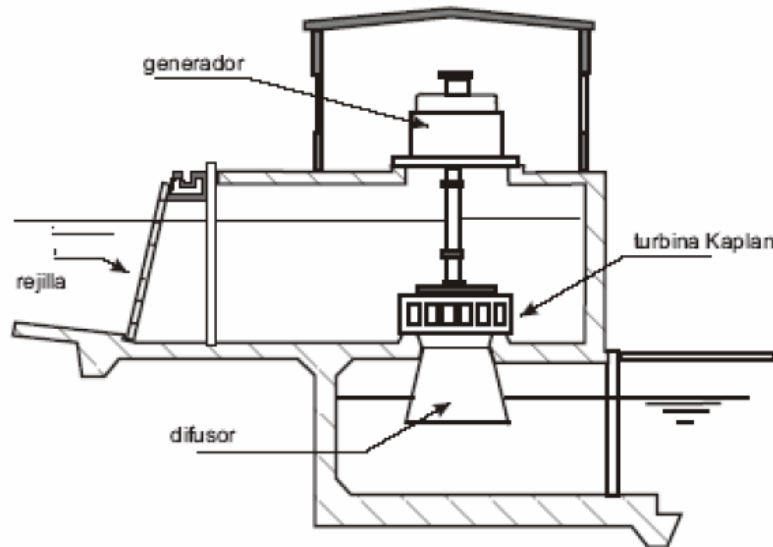


FIGURA 6.1 esquema de una central de salto bajo

Esta estructura es típica en saltos bajos, donde el diseño de la casa se ve afectado por la necesidad de minimizar las pérdidas y conseguir la mayor altura posible. Vemos que tiene instalada una turbina Kaplan de eje vertical conectada directa al generador.

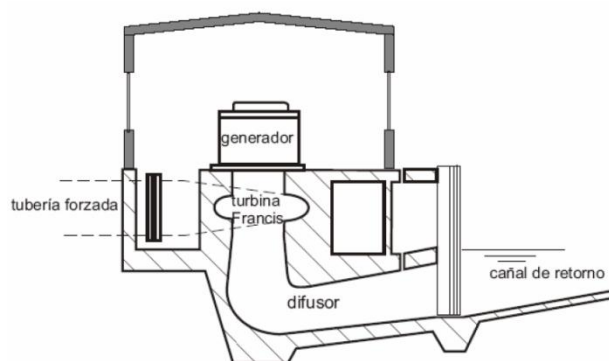


FIGURA 6.2 Esquema casa de máquinas saltos medios y altos

En aprovechamientos con salto medio-alto, el diseño de la casa de máquinas es más convencional, entrando en esta la tubería forzada y saliendo con un canal de retorno. Este tipo de casas se suelen dar en aprovechamientos de montaña y a pie de presa.

6.2 Turbinas hidráulicas

El objetivo de una turbina hidráulica es convertir la energía potencial del agua en energía rotacional. Estos criterios y esas fórmulas están basados en los trabajos de Siervo y Lugaresi⁷, Siervo y Leva^{8,9}, Lugaresi y Massa^{10,11}, Austerre y Verdehan¹², Giraud y Beslin¹³, Belhaj¹⁴, Gordon^{15,16}, Schweiger y Gregori^{17,18} entre otros. El diseño de las turbinas queda reservado para los fabricantes, aunque existen ciertos criterios para la elección de la turbina más adecuada para nuestro aprovechamiento, los cuales serán mencionados más adelante. Hay que recalcar que la información más fiable proviene de los fabricantes de turbinas.

6.2.1 Tipos y configuraciones

Existen dos mecanismos diferentes:

-Las turbinas de acción transforman la energía potencial en energía cinética reduciendo la sección de la tubería forzada en el final para obtener un chorro de gran velocidad que impacta sobre unas cazoletas que hacen girar un eje. El agua cae al canal de descarga sin apenas energía después de chocar con las cazoletas. La turbina tiene una carcasa para evitar salpicaduras o posibles accidentes.

-En las turbinas de reacción, el agua actúa sobre los alabes de un rodete, haciendo que la energía potencial del agua se convierta en rotacional por medio de las presiones que provoca el agua. En este caso la carcasa debe estar dimensionada para soportar dichas presiones.

La potencia hidráulica de la turbina viene dada por:

$$P_h = \rho Q g H \quad \text{Ecuación 6.1}$$

ρQ = flujo másico (kg/s)

ρ = densidad del agua (kg/m³)

Q = Caudal (m³/s)

gH = energía hidráulica específica de la maquina (J/kg)

g = constante gravitacional (m/s²)

H = salto neto (m)

La potencia mecánica que se transmite en el eje de la turbina viene dada por:

$$P_m = P_h \eta \quad \text{ecuación 6.2}$$

η = rendimiento de la turbina

La energía hidráulica específica de la turbina viene dada de la ecuación:

$$E = \frac{1}{\rho}(\rho_1 - \rho_2) + \frac{1}{2}(v_1 - v_2) + g(z_1 - z_2) \quad \text{Ecuación 6.3}$$

Donde:

gH = energía hidráulica específica de la turbina

p_x = presión en la sección x

v_x = velocidad en la sección x

z_x = altura en la sección x

Los subíndices 1 y 2 están referidos a la entrada y salida de la turbina

El salto neto se define como:

$$H_n = \frac{E}{g} \quad \text{Ecuacion 6.4}$$

Turbinas de acción

Turbina pelton

Una turbina pelton es una turbina de acción compuesta por una tobera o varias (hasta 6 toberas) que transforman la energía potencial del agua en energía cinética, produciendo un chorro regulable mediante una válvula de aguja. Normalmente están dotadas de un deflector, cuyo objetivo es desviar el chorro en caso de que se desconecte el generador y no se produzca embalamiento, así también se evita tener que cerrar la válvula de aguja, que provocaría golpe de ariete. Este tipo de turbinas están instaladas en saltos de entre 40 y 1200m.

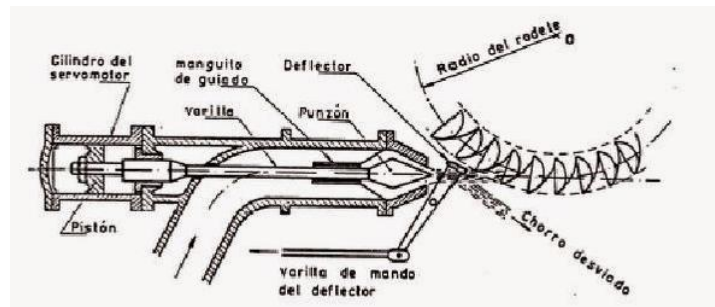


FIGURA 6.3 Esquema inyector y rodete pelton

Una turbina pelton de una o dos toberas puede ser de eje vertical u horizontal, sin embargo una turbina pelton de tres o más toberas será de eje vertical, siendo 6 el máximo número de toberas posibles en una turbina. En los aprovechamientos pequeños el número de toberas es bajo.

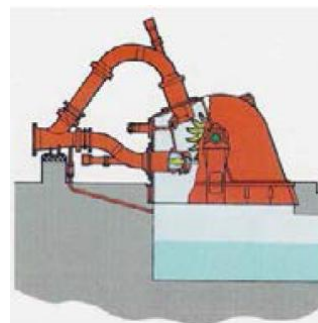


Figura 6.4 5 inyectores verticales Figura 6.5 2 inyectores horizontales

El rotor normalmente está acoplado al generador y está situado por encima del nivel del agua del canal de retorno. El ángulo de incidencia del chorro con respecto al plano diametral del rodete es de 90 grados.

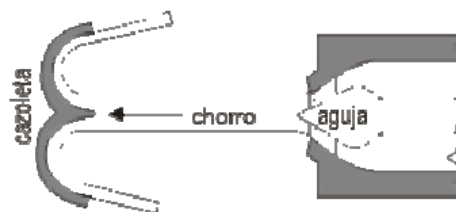


FIGURA 6.6 Esquema del impacto del chorro en la cazoleta de una pelton

El rendimiento de una pelton es aceptable entre el 30 y el 100% del caudal nominal de la turbina en turbinas pelton de una tobera, mientras que en turbinas de dos o más toberas el rendimiento es aceptable entre el 10 y el 100% del caudal nominal.

Turbina turgo

Esta turbina puede trabajar en alturas de entre 50 y 300 metros. Esta dentro de las turbinas de acción al igual que la pelton, pero sus alabes son diferentes. El ángulo de incidencia del chorro con los alabes es de 20° con respecto al plano diametral. Al igual que en las turbinas de vapor, el chorro incide sobre varios alabes. Se caracteriza por tener un menor diámetro, por lo que es fácil de acoplar directamente al generador y es una buena opción en proyectos donde el tamaño sea un problema.

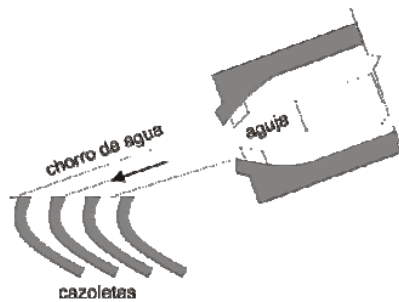


FIGURA 6.7 esquema de una turbina turgo

En cuanto al rendimiento de esta turbina, está por debajo del de las turbinas pelton y Francis, y se mantiene aceptable entre el 20 y el 100% del caudal nominal.

Esta turbina puede ser una alternativa a la turbina francis si el caudal es muy variable o en lugares donde la tubería forzada es muy larga, ya que el deflector evitaría las sobrepresiones provocadas por el golpe de ariete.

Turbina de flujo cruzado

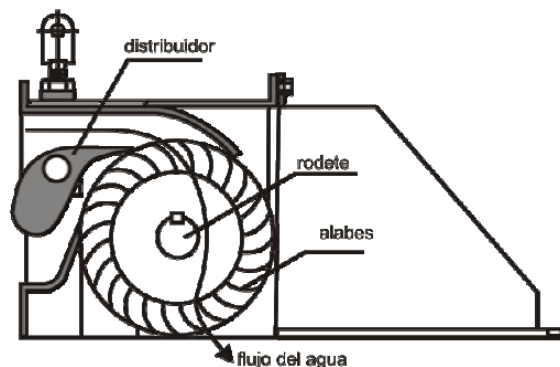


FIGURA 6.8 Esquema turbina de flujo transversal

También conocida como Michell-Banki, como recuerdo a sus inventores, esta turbina comprende un intervalo bastante amplio de alturas (entre 5 y 200m). Su máximo rendimiento es del 87% pero los valores de rendimiento son aceptables entre el 16% y 100% del caudal nominal.

El agua entra en la turbina por medio de un distribuidor y entra al rodete que funciona prácticamente sumergido, después de esta primera fase el flujo cambia de sentido y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa totalmente de acción. El cambio de dirección de fluido es complejo y eso es lo que provoca su bajo rendimiento. Su construcción es simple y requiere baja inversión.

Turbinas de reacción

Turbina Francis

Esta turbina está dentro de las turbinas de reacción, son instalables en saltos de entre 25 y 350 metros. Se componen de un distribuidor de alabes regulables y un rodete con alabes fijos. En estas turbinas el agua entra de forma radial y sale de forma axial.



Figura 6.9 Fotografía de la carcasa de una turbina Francis

En saltos de poca altura, las turbinas francis suelen ser de cámara abierta, aunque para estos saltos suele ser mejor solución la turbina kaplan. También existen las turbinas francis de cámara espiral unida a la tubería forzada. El diseño de la espiral está orientado a que la velocidad tangencial del fluido sea constante y el caudal que circula por cada sección de la espiral sea proporcional al arco que queda por abastecer. En la figura 6.8 podemos ver un distribuidor con alabes orientables, encargados de regular el caudal y el ángulo con el que el agua incide sobre los alabes del rodete. Los alabes del distribuidor giran sobre sí mismos conectados a un anillo exterior que sincroniza el movimiento de estos.

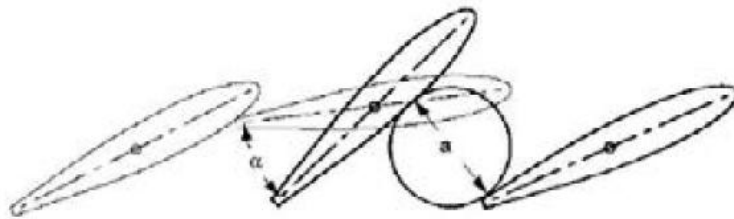


Figura 6.10 Funcionamiento de los alabes directores



Figura 6.11 foto de un anillo accionador Figura 6.12 fotografía del rodete de una Francis

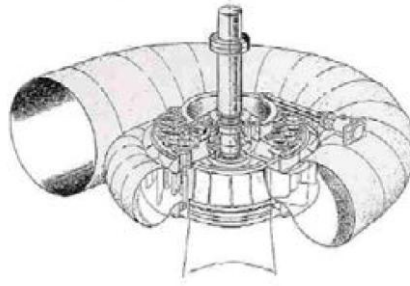


Figura 6.13 turbina Francis espiral

Generalmente, en instalaciones pequeñas, para pequeñas turbinas se utiliza el acero inoxidable. Otros materiales empleados son el bronce o el aluminio y en ciertos casos rodetes fabricados por soldadura.

En una turbina de reacción el tubo de aspiración se encarga de recuperar la energía cinética del agua que ha pasado por el rodete, esto se consigue con un ensanchamiento en forma de cono. Un ensanchamiento con ángulo muy pronunciado provoca la separación del flujo de agua. Se ha demostrado que el ángulo óptimo es de 7 grados, sin embargo se puede emplear perfiles de hasta 15 grados con el fin de reducir la longitud del tubo.

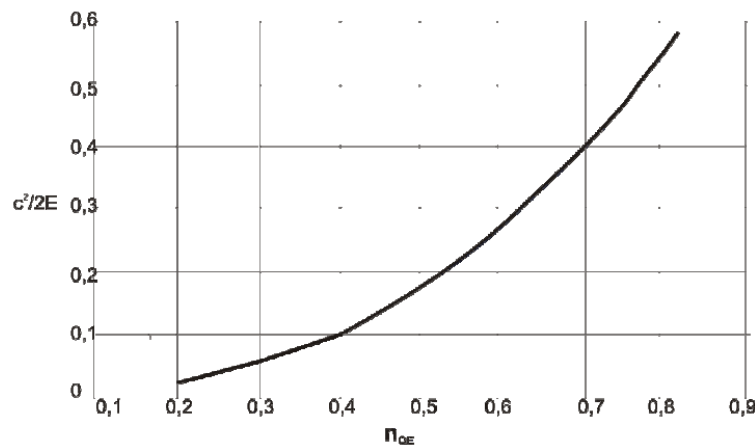


FIGURA 6.14 energía cinética en la salida

La importancia del tubo de aspiración aumenta a medida que el salto disminuye, ya que a menor salto mayor caudal nominal y mayores pérdidas cinéticas. La figura 6.14 nos muestra la energía cinética remanente en función de la velocidad específica.

Turbinas Kaplan y de hélice

Son turbinas que trabajan con flujo axial y se utilizan en saltos de 2 a 40 metros. En las turbinas Kaplan los alabes del rodete son regulables, mientras que los del distribuidor pueden ser fijos o variables. Si ambos alabes fuesen regulables, tenemos una verdadera Kaplan, si los alabes del distribuidor son fijos tendremos una semi-Kaplan. Si los alabes del rodete son fijos tenemos una turbina de hélice, la cual se utiliza en saltos donde la altura y el caudal permanecen constantes.

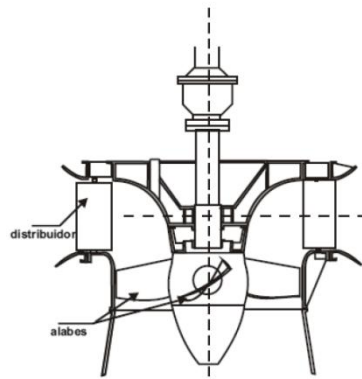


FIGURA 6.15 Esquema verdadera Kaplan

El objetivo de la doble regulación es conseguir mantener un rendimiento aceptable para una variación del 15% al 100% del caudal de diseño, maximizando así el tiempo de trabajo de la turbina y la energía obtenida. La semi Kaplan se adapta a variaciones de caudal entre el 30% y el 100% del caudal nominal, pero no es tan flexible con la variación de la altura del salto.

En la figura 6.11 tenemos una verdadera Kaplan, de eje vertical, los alabes del rotor se accionan mediante un servomotor hidráulico con la turbina en movimiento.

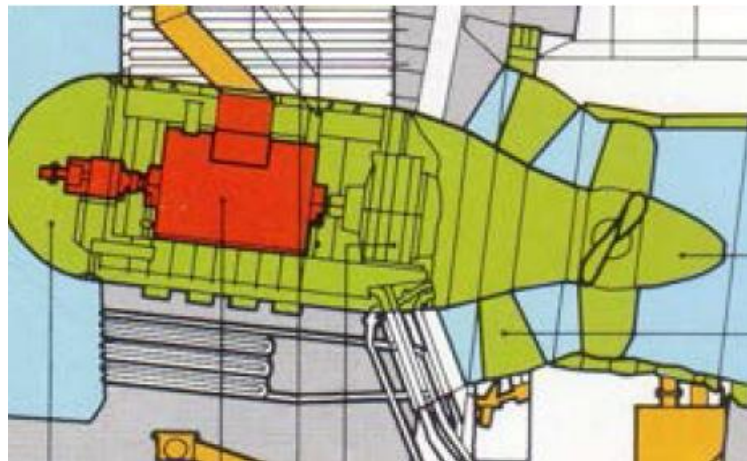


FIGURA 6.16 Turbina bulbo

Esta turbina es una derivación de las mencionadas anteriormente. El agua pasa de manera axial por los alabes fijos de la turbina y el generador y multiplicador si lo tuviese, se encuentran en una carcasa con forma de bulbo sumergida en el agua, de la cual solo salen los cables.

Con el objetivo de reducir la inversión total y disminuir la cantidad de obra civil, se han recogido una serie de configuraciones.

Los criterios a la hora de seleccionar un equipo son:

- Abanico de caudales a turbinar
- Altura de salto
- Tipo de terreno
- Características medioambientales
- Mano de obra

Las distintas configuraciones se diferencian entre sí en la forma en que el agua las atraviesa (flujo radial o axial) la forma de interrupción del flujo de agua (compuerta,

distribuidor, sifón..) y el tipo de multiplicador (engranajes paralelos, reenvío en ángulo, engranajes epicicloidales).

Artículo de J. Fonkenell¹⁹ a Hidroenergía 91 dedicado a la elección de las kaplan en saltos de poca altura.

configuración	flujo	cierre	multiplicador	figura
Kaplan o semi-Kaplan vertical	radial	distribuidores	paralelo	6.14
Semi-Kaplan inclinada en sifón	radial	sifón	paralelo	6.15
Semi-Kaplan inversa en sifón	radial	sifón	paralelo	6.16
Semi-Kaplan inclinada reenvío a 90°	axial	compuerta	paralelo	6.17
Kaplan en S	axial	compuerta	paralelo	6.18
Kaplan inclinada con reenvío a 90°	axial	compuerta	cónico	6.19
Semi-Kaplan en pozo	axial	compuerta	paralelo	6.20

TABLA 6.1 Configuración para turbina Kaplan

El sistema de cierre por sifón, tiene como principales ventajas la fiabilidad, su velocidad de cierre y su bajo costo y mantenimiento, sin embargo tiene el inconveniente de ser muy ruidoso si no se aísla debidamente.

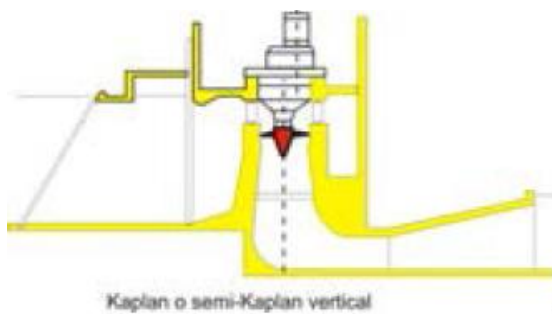


Figura 6.17 Kaplan vertical

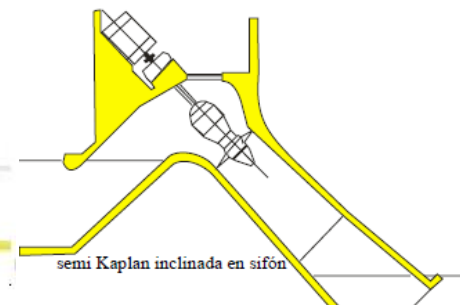


Figura 6.18 semi-Kaplan en sifón

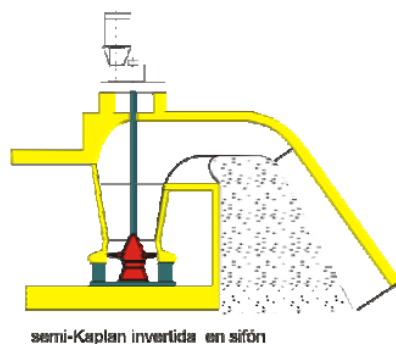


Figura 6.19 semi-Kaplan invertida en sifón

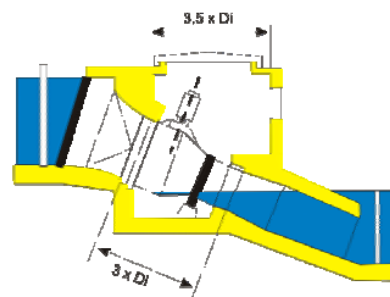


Figura 6.20 semi-Kaplan con reenvío a 90°

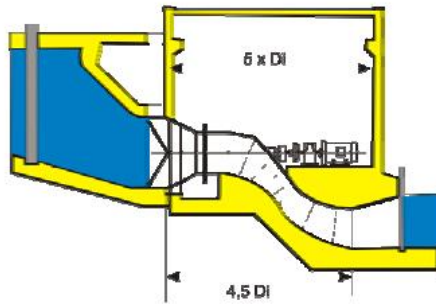


Figura 6.21 Kaplan en S



Figura 6.22 Kaplan con reenvío a 90°

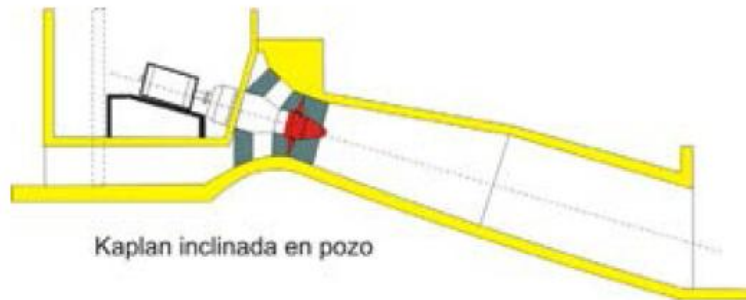


Figura 6.23 Kaplan inclinada en pozo

Desde el punto de vista del impacto visual y sónico la solución más viable es una casa de maquinas enterrada o semienterrada, aunque solo es posible con una configuración de turbina en S, una turbina inclinada con reenvío a 90° o una turbina en pozo. Lo bueno de la solución con reenvío a 90° es que da la posibilidad de instalación de un generador estándar de 1500 rpm barato y pequeño, empleando un reductor.

La turbina en S es muy conocida, pero presenta como desventaja que el eje de la turbina tiene que atravesar el conducto en la salida o en la entrada, esto provoca una pérdida de carga a tener en cuenta. Como ejemplo, para un salto de 4 metros y 24m³/seg el rendimiento de la turbina en S es entre un 3% y un 5% menor que la configuración con reenvío a 90°, además de necesitar un mayor volumen de excavación.

La principal ventaja de la turbina en pozo es sin duda el fácil acceso a los órganos mecánicos para mantenimiento, inspección y demás tareas. Además mantiene tamaños menores y presenta una obra civil sencilla.

6.2.2 Velocidad específica y semejanza

A día de hoy, la mayor parte de estructuras hidráulicas, se construyen en base a pruebas realizadas en modelos de tamaño reducido. El resultado de las pruebas se basa en el análisis dimensional. También se utilizan modelos a escala reducida para las turbinas.

Hay que recalcar que el modelo y el prototipo deben mantener una constante de reducción fija. Todas las reglas de semejanza se definen en las normas internacionales IEC 60193 y 60041.

La velocidad específica de una turbina se define como la velocidad de una turbina homóloga, de un tamaño tal que, con una unidad de salto produce una unidad de potencia. Según esta definición tenemos la siguiente fórmula:

$$\eta_{QE} = \frac{n\sqrt{Q}}{E^{1/4}} \text{ Ecuación 6.5}$$

Donde Q es el caudal medido en m³/s, E es la energía hidráulica específica de la maquina y n la velocidad rotacional de la turbina medida en r.p.s. η_{QE} no es adimensional, si se calcula en unidades del S.I la velocidad específica viene dada por la formula:

$$\eta_s = \frac{n\sqrt{P}}{H^{5/4}} \text{ Ecuacion 6.6}$$

Siendo P potencia en KW y H el salto neto en m.

$$\eta_s = 995 \eta_{QE} \text{ Ecuación 6.7}$$

También se puede expresar la velocidad específica en función de caudal y la altura neta:

$$\eta_Q = \frac{\Omega \sqrt{\frac{P}{\rho}}}{(gH)^{5/4}} \text{ Ecuacion 6.8}$$

Siendo su factor de conversión $\eta_Q = 333 \eta_{QE}$

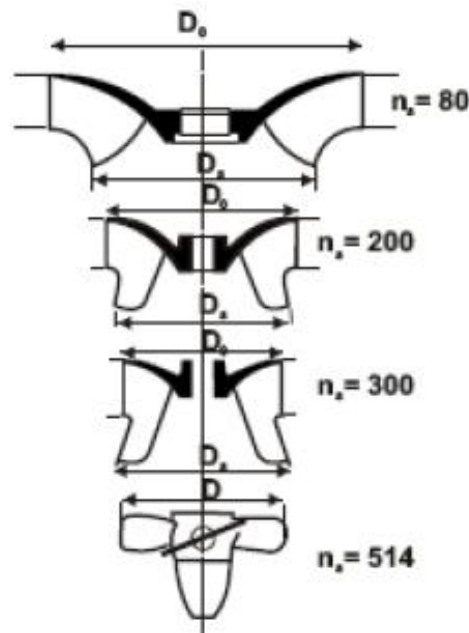


Figura 6.24: Perfil de los rodetes en función de su velocidad específica

La figura muestra cómo evoluciona el diseño del rodete a medida que aumenta su velocidad específica, para mantener el mayor rendimiento posible.

Normalmente la velocidad específica de la turbina la dan los fabricantes. Un elevado número de estudios, han permitido relacionar la altura de salto con la velocidad específica de la turbina.

TABLA 6.2

Pelton (1 tobera)	$\eta_{QE} = 0,0859/H_n^{0,343}$	(Servio y Lugaresi)	(6.9)
Francis	$\eta_{QE} = 1,924/H_n^{0,512}$	(Lugaresi y Massa)	(6.10)
Kaplan	$\eta_{QE} = 2,2.94/H_n^{0,486}$	(Schweiger y Gregori)	(6.11)
Hélice	$\eta_{QE} = 2,716/H_n^{0,5}$	(USBR)	(6.12)
Bulbo	$\eta_{QE} = 1,528/H_n^{0,2837}$	(Kportze y Wamick)	(6.13)

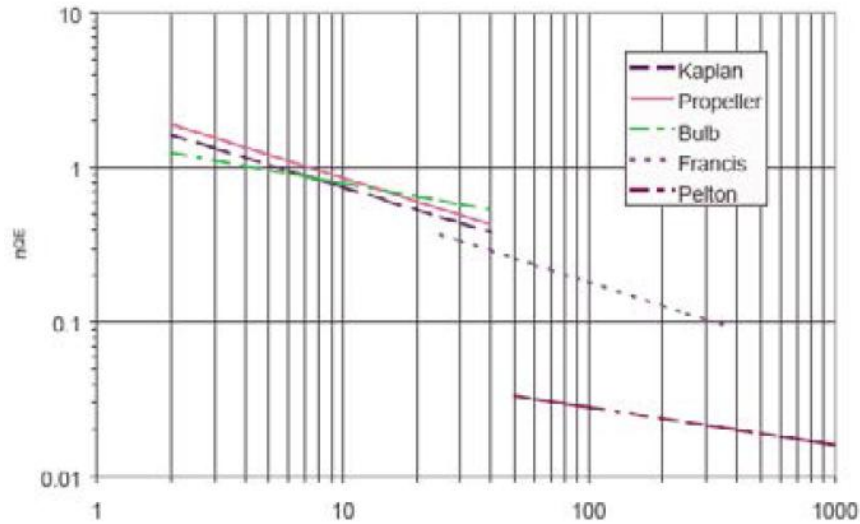


FIGURA 6.25 Correlación entre H_n y velocidad específica

Pelton de una tobera	$0,005 < \eta_{QE} < 0,025$
Pelton de n toberas	$0,005 * n^{0,5} < \eta_{QE} < 0,025 * n^{0,5}$
Francis	$0,05 < \eta_{QE} < 0,33$
Kaplan, hélice, bulbos	$0,19 < \eta_{QE} < 1,55$

TABLA 6.3 Rangos de velocidades típicas en cada turbina

Según las leyes de semejanza a turbina y el modelo deben cumplir las siguientes ecuaciones:

$$\frac{Q_t}{Q_m} = \frac{\sqrt{H_t}}{\sqrt{H_m}} \frac{D_t^2}{D_m^2} \quad \text{Ecuacion 6.14}$$

$$\frac{n_t}{n_m} = \frac{\sqrt{H_t}}{\sqrt{H_m}} \frac{D_m}{D_t} \quad \text{Ecuación 6.15}$$

Donde el sufijo t denota los valores de la turbina industrial y el sufijo m el modelo.

6.2.3 Diseño preliminar

En este apartado, veremos las formas de obtener las principales dimensiones del rotor para turbinas Francis, Pelton y Kaplan. Hay que recordar que el diseño de una turbina viene de un proceso iterativo que tiene en cuenta distintos criterios como límites de cavitación, velocidad de rotación, velocidad específica, altura... Por lo que una vez calculado estas dimensiones, hay que comprobar que cumplan con los criterios mencionados. Independientemente de tipo de turbina, el primer paso siempre será la elección de la velocidad de rotación.

Turbinas pelton

Sabiendo con anterioridad la velocidad de giro del rotor, el diámetro se deduce de las siguientes ecuaciones:

$$D_1 = 0,68 \frac{\sqrt{H_n}}{n} \quad \text{Ecuacion 6.16}$$

$$B_2 = 1,68 \sqrt{\frac{Q}{n_{ch}} \frac{1}{\sqrt{H_n}}} \quad \text{Ecuación 6.17}$$

$$De = 1,178 \sqrt{\frac{Q}{n_{ch}} \frac{1}{\sqrt{gH}}} \quad \text{Ecuación 6.18}$$

Siendo n la velocidad de giro en rps y n_{ch} la cantidad de toberas.

D_1 es el diámetro de la trayectoria descrita por el eje de las toberas, B_2 es la anchura de las cazoletas, en función del caudal y el número de inyectores y D_e es el diámetro de la tobera.

Generalmente D_1/B_2 no debe bajar de 2,7. Si lo hiciera habría que calcular de nuevo con menor velocidad de rotación o más toberas.

El caudal, dependiendo de la apertura de la tobera, para una sola tobera será:

$$Q_{ch} = K_v \pi \frac{D_c^2}{4} \sqrt{2gH} \quad \text{Ecuación 6.19}$$

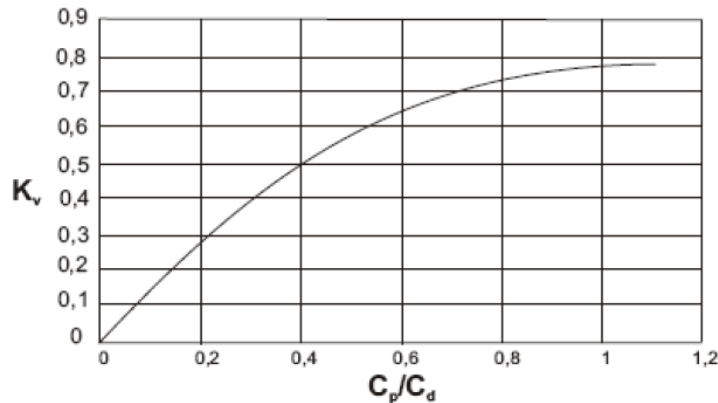


Figura 6.26 K_v respecto a la apertura

La figura 6.26 recoge el K_v para cada valor de la apertura relativa $a = C_p/C_d$

Hay un artículo muy interesante donde se pueden obtener formas de calcular otras dimensiones, artículo de Siervo y Lugaresi⁷

Turbinas Francis

En las turbinas Francis se encuentra un amplio abanico de velocidades específicas, desde 0.05 de las Francis lentas, hasta 0.33 para las de baja altura de salto.

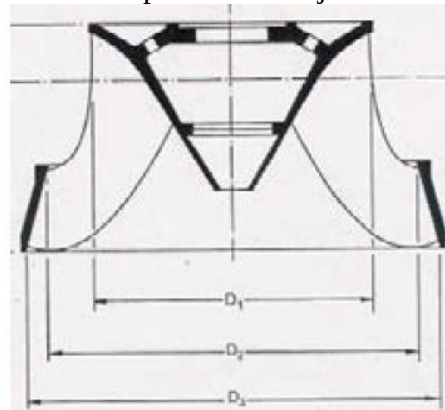


FIGURA 6.27 Sección del rodete de una turbina Francis

Los artículos de Siervo y Leva^{8,9} y de Lugaresi y Massa^{10,11}, se basan en el estudio de más de 200 turbinas y hacen posible el diseño preliminar de la turbina Francis. El diseño final debe tener en cuenta principalmente al criterio de cavitación.

El diámetro en la salida (D_3) se calcula:

$$D_3 = 8,45 (0,31 + 2,488 \eta_{QE}) \frac{\sqrt{Hn}}{60 n} \quad \text{Ecuación 6.20}$$

$$D_1 = \left(0,4 + \frac{0,095}{\eta_{QE}} \right) D_3 \quad \text{Ecuación 6.21}$$

$$D_2 = \frac{D_3}{0,96+0,3781+\eta_{QE}} D_3 \text{ Ecuacion 6.22}$$

Para $\eta_{QE} < 0,164$ se puede proponer $D_1 = D_2$. En los artículos mencionados se pueden encontrar formulas para calcular mas dimensiones.

Turbinas Kaplan

Estas turbinas recogen velocidades específicas superiores a las Francis y las Pelton

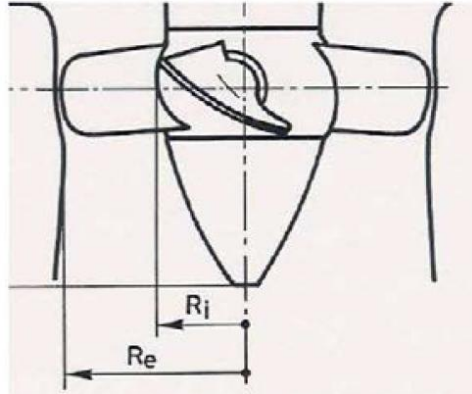


FIGURA 6.28 Sección turbina Kaplan

El diámetro D_e puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$D_e = (0,79 + 1,602 \eta_{QE}) \frac{\sqrt{H_n}}{60 n} \text{ Ecuacion 6.23}$$

$$D_1 = \left(0,25 + \frac{0,0951}{\eta_{QE}}\right) D_e \text{ Ecuacion 6.24}$$

Para calcular otras dimensiones recurrir a los artículos de Siervo y de Leva^{8,9} o de Lugaresi y Massa^{10,11}.

6.2.4 Criterios para la selección de a turbina

Las principales variables que influyen en la elección de una turbina son:

- El salto neto
- Caudales a turbinar
- Velocidad de giro
- Cavitacion
- Velocidad de embalamiento
- Costo

Tipo de turbina	Altura de salto en m
Kaplan y hélice	$2 < H_n < 40$
Francis	$25 < H_n < 350$
Pelton	$50 < H_n < 1.300$
Michel – Banki	$5 < H_n < 200$
Turgo	$50 < H_n < 250$

Tabla 6.4: horquilla de salto en metros para las diferentes turbinas

Caudal

En lo que se refiere al diseño, un valor aislado de caudal no supone nada determinante. Lo que si nos ayuda a dimensionar nuestro aprovechamiento es una curva de caudales clasificados (CCC) descrita a partir de los datos recogidos en una estación de aforo o por medio de estudios.

El tipo de turbina a instalar en el aprovechamiento principalmente dependerá del caudal de diseño y del salto neto. Existe una grafica construida a partir de los datos

suministrados por los fabricantes (Figura 6.26) esta grafica indica la turbina o turbinas instalables en nuestro aprovechamiento.

Es interesante desde el punto de vista de la producción de energía, estudiar la posibilidad de instalar varias turbinas, para así que siempre una o dos turbinas trabajen a plena carga con un rendimiento máximo en vez de tener una equivalente a las otras que no pueda trabajar en la mayoría de ocasiones a pleno rendimiento. Todo esto se debe mirar siempre desde el punto de vista costo-producción.

Tipo de turbina	Sensibilidad a variaciones de caudal	Sensibilidad a variaciones de salto
Pelton	Alta	Baja
Francis	Media	Baja
Kaplan	Alta	Alta
SemiKaplan	Alta	Media
Hélice	Baja	Baja

TABLA 6.5 Sensibilidad a variaciones de salto y caudal

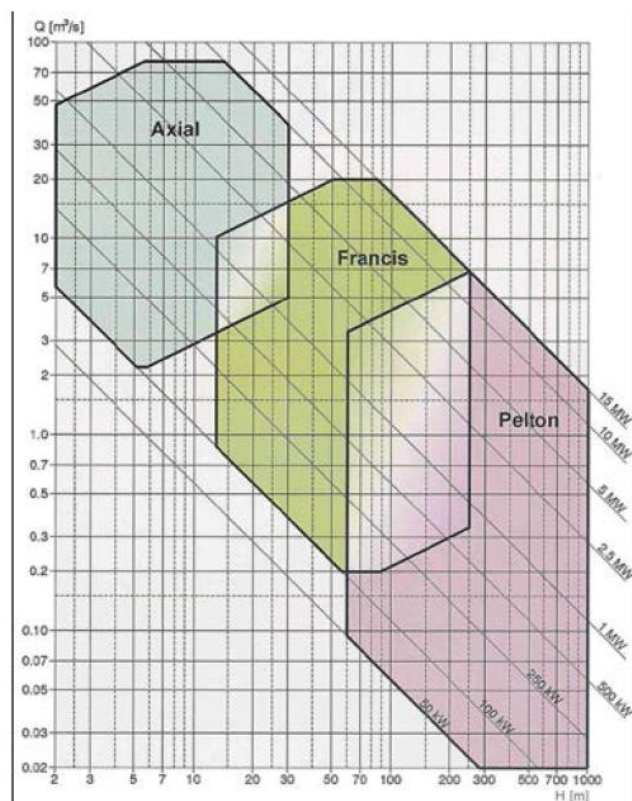


Figura 6.29 Rango operativo de los 3 tipos principales de turbinas

Velocidad específica

La elección de la turbina a partir de la velocidad específica es un criterio preciso.

Como ejemplo podemos ver un salto de 100 metros, teniendo una turbina de 800kw acoplada directamente a un generador de 1500 rpm, a partir de la ecuación 6.5 tendríamos $\eta_{QE} = 0.135$ siendo la turbina Francis la única opción posible. Sin embargo usando un multiplicador con una relación de 1:3 podríamos la turbina podría girar a 500 en vez de 1500, por lo que la velocidad específica se situaría en 0.045rpm. Siendo así cabrían otras opciones como una Turgo, una turbina de flujo cruzado o una pelton con dos toberas.

Cavitación

Cuando en un líquido se alcanzan presiones por debajo de la presión de vaporización, este evapora formando burbujas que cuando son arrastradas a zonas de mayor presión estallan. El estallido de estas burbujas es conocido como cavitación. Dicho estallido trae consigo presiones muy elevadas que causan piquetes en las tuberías y en los alabes. Con el fin de evitar este fenómeno hay que definir el perfil adecuado de los alabes y el régimen de caudales cuando la turbina está operativa.

La norma IEC 60193 caracteriza el fenómeno de cavitación mediante el denominado coeficiente de Thoma σ mediante la fórmula:

$$\sigma = \frac{NPSE}{g H_n} \text{ Ecuación 6.26}$$

donde NPSE es:

$$NPSE = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho} + \frac{V^2}{2} - g H_s \text{ Ecuación 6.27}$$

Donde:

P_{atm} = Presión atmosférica [Pa]

P_v = presión del vapor de agua [Pa]

ρ = densidad específica del agua [kg/m^3]

g = constante gravitacional [m/s^2]

V = velocidad media de salida [m/s]

H_n = altura de salto neta [m]

H_s = altura de succión [m]

La forma para evitar este fenómeno es instalar la altura a una altura denominada por la siguiente fórmula:

$$H_s = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} - \sigma H_n \text{ Ecuación 6.27}$$

Si el resultado es un valor positivo la turbina se situará por encima del nivel del canal de retorno, por el contrario si es negativo se situará bajo el nivel del canal.

Para una primera aproximación se puede estimar una $V=2\text{m/s}$

El sigma de la turbina se obtendrá directamente del fabricante, el cual lo ha obtenido mediante muchos estudios en modelos reducidos. De Servio y Lugaresi basándose en estudios estadísticos relacionaron la velocidad específica con sigma para turbinas Francis y Kaplan.

$$\text{Francis } \sigma = 1,2715 \eta_{QE}^{1,41} + \frac{V^2}{2 g H_n} \text{ ecuación 6.28}$$

$$\text{Kaplan } \sigma = 1,5241 \eta_{QE}^{1,46} + \frac{V^2}{2 g H_n} \text{ ecuación 6.29}$$

Hay que recalcar que la altura de instalación varía según la altura con respecto al mar, siendo a Pa 1.01 a nivel del mar y 0.65 a 3000m de altura. Para un lugar al nivel del mar H_s será:

$$H_s = \frac{101000 - 880}{1000 * 9.81} + \frac{2^2}{2 * 9.81} - 0.09 * 100 = 1.41$$

Mientras que para una altura de 1000 metros tendremos:

$$H_s = \frac{79440 - 880}{1000 * 9.81} + \frac{2^2}{2 * 9.81} - 0.09 * 100 = -0.79$$

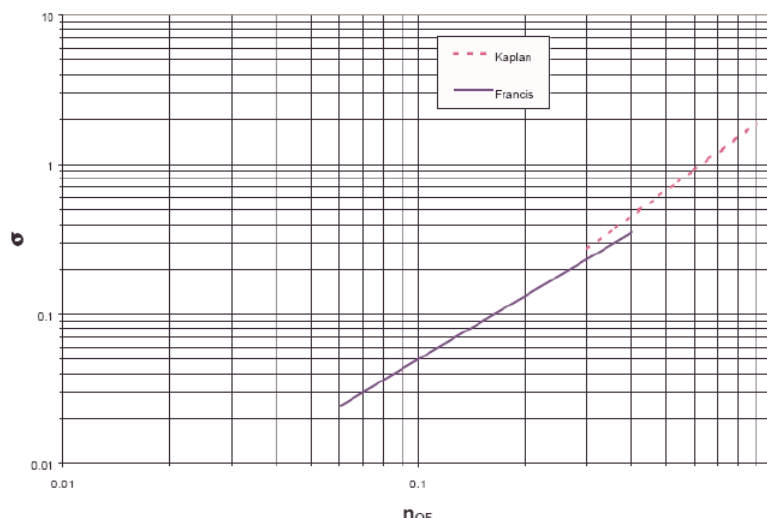


Figura 6.30 Limite de cavitación

Esta figura muestra las líneas de los límites de cavitación de turbinas francis y kaplan en función de la velocidad específica y del sigma.

Velocidad de rotación

Seguindo a ecuación 6.5, la velocidad de giro de una turbina es función de la velocidad específica, su potencia y a altura neta del aprovechamiento.

número de polos	frecuencia		número de polos	frecuencia	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60Hz
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

Tabla 6.6 Velocidad de sincronismo de los generadores en función del número de polos

Velocidad de embalamiento

Este fenómeno se produce cuando, trabajando la turbina a plena carga se produce un fallo o simplemente se desactiva la carga del generador, produciéndose un embalamiento de la turbina. En la siguiente tabla se recoge la velocidad de embalamiento característica de cada turbina en función de su velocidad de giro.

Tipo de turbina	$n_{\max} / n$
Kaplan simple regulación	2,0 – 2,6
Kaplan doble regulación	2,8 – 3,2
Francis	1,6 – 2,2
Pelton	1,8 – 1,9
Turgo	1,8 – 1,9

Tabla 6.7 Velocidades de embalamiento

A mas velocidad de embalamiento, mayor coste del generador y multiplicador.

6.2.5 Rendimiento de las turbinas

El rendimiento de las turbinas vendrá dado por el fabricante. La definición de rendimiento en turbinas se entiende como la relación de la potencia obtenida en el eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y al salto. Así se escribiría en forma de ecuación:

$$\eta = \frac{P_{mec}}{P_h} \text{ Ecuación 6.30}$$

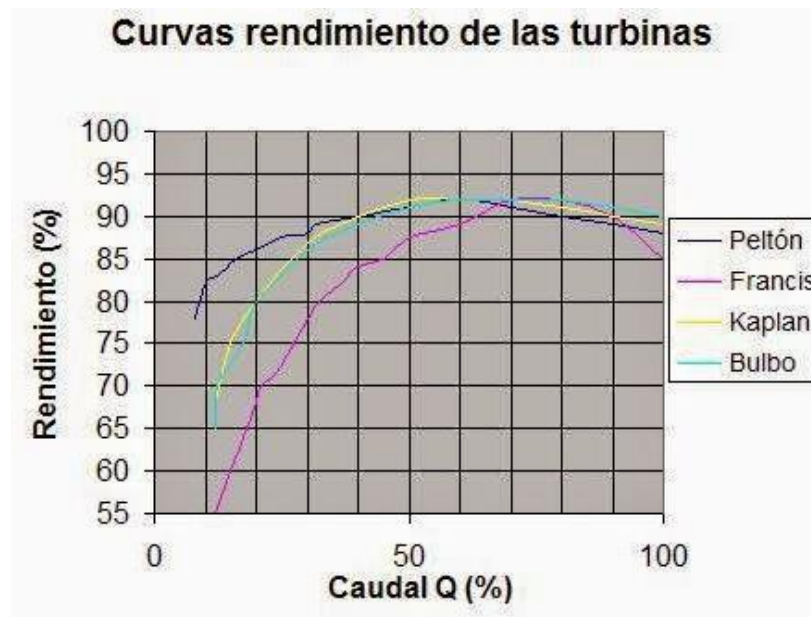


Figura 6.31 Rendimientos en función de Q/Qd

Tipo de turbina	Mejor rendimiento
Kaplan simple regulación	0,91
Kaplan doble regulación	0,93
Francis	0,94
Pelton 1 tobera	0,90
Pelton n toberas	0,89
Turgo	0,85

TABLA 6.8 Mejores rendimientos para turbinas pequeñas

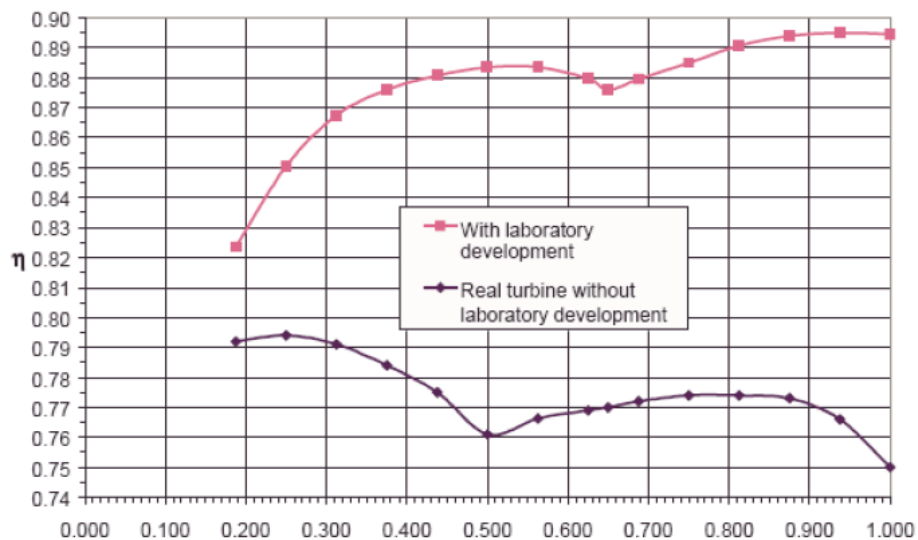


Figura 6.32 Rendimientos de laboratorio y garantizados por el fabricante

Cuando se compra una turbina, el fabricante puede proporcionarnos dos curvas de rendimientos, la mas favorable que es la que se sitúa con rendimientos más elevados, obtenida a partir estudios de los modelos reducidos y diversos cálculos, y la curva de rendimientos garantizados, la cual nos garantiza que nuestra turbina nunca va a rendir por debajo de esta. De no rendir por encima de esta se podría exigir al fabricante que se hiciese responsable.

6.3 Multiplicadores de velocidad

Con frecuencia, en instalaciones de baja altura no se superan las 400 r.p.m por lo que es frecuente conseguir un multiplicador para alcanzar las 1000-1500 vueltas, a las que trabajan los generadores estándar, esta solución es mas económica que utilizar un generador lento, que son más caros y se hacen bajo pedido.

6.3.1 Tipos de multiplicadores

Según los engranajes que utilicen, los multiplicadores pueden clasificarse como:

Paralelos: Utilizan engranajes helicoidales, se suelen instalar para potencias medias

Cónicos: Se utilizan por lo general para pequeñas potencias, llevan engranajes cónicos espirales con reenvío a 90°.

Epicycloidales: Como su nombre indica, usan engranajes epicicloidales y son adecuados para potencias de más de 2 MW.

De correa: Se utilizan en potencias bajas y son de fácil mantenimiento.

6.3.2 Diseño de multiplicadores

La principal solicitud a la hora del diseño, es que siempre se mantenga la correcta alineación de los elementos. Generalmente se hacen de acero soldado rigidizado para poder soportar las fuerzas a las que va a estar sometido.

El diseño también tiene que tener en cuenta los esfuerzos excepcionales como un defecto de sincronismo, el embalamiento de la turbina etc. También es muy importante la lubricación, tanto el volumen de aceite como sus especificaciones.

En cuanto a la elección de cojinetes, hasta 1MW se podrán utilizar cojinetes de rodillos, pero a partir de esa potencia, se instalaran cojinetes hidrodinámicos, con vida prácticamente ilimitada.

6.3.3 Mantenimiento

La mayor parte de averías aparecen debido a la mala lubricación de las partes, ya sea por obstrucción de algún filtro de aceite o por agua en el circuito. Lo más común es fijar unas revisiones periódicas de filtros, calidad de aceite, filtraciones etc. Es importante

un mantenimiento cuidadoso, pues las pérdidas por fricción pueden superar el 2% de la potencia.

6.4 Generadores

La función del generador es convertir la energía mecánica proporcionada por la turbina en energía eléctrica. Actualmente se vienen usando en la mayoría de los casos generadores trifásicos con corriente alterna. Según la red que se vaya a alimentar el proyectista puede escoger entre:

- Alternadores síncronos: están preparados para generar energía eléctrica con el mismo voltaje, desfase y frecuencia que la de la red, esto se consigue mediante un regulador de tensión.

- Alternadores asíncronos: son motores de inducción con rotor en jaula de ardilla que giran a una velocidad relacionada con la frecuencia de la red. Estos alternadores no son capaces de producir energía sin estar conectados a la red, pues se valen de la corriente de esta para excitarse. Tienen un costo menor que los síncronos.

6.5 Control de la turbina

Las turbinas están diseñadas para un caudal y una altura determinados, así cuando alguno de estos parámetros cambia se compensa mediante dispositivos de regulación, tales como alabes, compuertas, válvulas... a fin de que la turbina siga con su régimen adecuado de funcionamiento.

La regulación de la velocidad se logra cambiando el caudal que entra en la turbina, si se necesita más velocidad se aumenta el caudal y si se necesita menos se cierra.

Si la turbina funciona con caudal constante, y la red demanda de repente menos energía esta se embala, por lo que se usa un banco de resistencias para disipar la energía sobrante con el fin de que no se embale la turbina.

6.6 Equipos de sincronización y protección eléctrica

En todos los países, el reglamento obliga a mantener la seguridad, por lo que en una central independiente se instalan dispositivos de control entre los terminales del generador y la línea de salida que actúan en caso de emergencia para proteger el generador y aislar la red.

6.7 Telecontrol

Las pequeñas centrales funcionan sin personal permanente, por lo que es importante un sistema de control automático. Como cada central es diferente no se puede definir un sistema óptimo, sin embargo existen requisitos que todas deben cumplir.

Debe existir un sistema de control y medida manual independiente del control automático

El sistema debe tener los medios necesarios para detectar el mal funcionamiento de cualquier componente y desconectar la central de la red.

Debe existir un sistema de telemetría que ponga los datos al alcance del operador, el cual tomara las decisiones convenientes. Esos datos serán almacenados.

Tiene que incluir un sistema de control que permita que la central funcione sin personal.

Debe ser posible acceder desde fuera al sistema y anular las decisiones tomadas por el sistema

Dicho sistema estará comunicado con centrales situadas aguas arriba y abajo.

6.8 Equipos auxiliares

6.8.1 Transformador de servicio

El transformador de servicio, que se encarga de suministrar energía a la central debe estar diseñado para satisfacer la carga que necesita la central. Para alimentarlo es conveniente usar dos fuentes de alimentación con intercambiador automático.

6.8.2 Suministro de corriente al sistema de control

Se debe tener un suministro de emergencia para abastecer el sistema de control para que en caso de emergencia, este tenga energía suficiente para actuar y tomar las medidas pertinentes. Banco de baterías que suministran 24 V.

6.8.3 Registro de niveles en la cámara de carga y en el canal de descarga

Cuando una central funciona sin personal, los datos del nivel del agua aguas arriba y aguas debajo de la turbina se conocen mediante un flotador y un dispositivo equipado con transductores que registra las lecturas y puede detectar valores anormales emitiendo una señal de alarma.

CAPITULO 7 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SU MITIGACION

7.1 Introducción.

La “Tercera Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático” (COP 3) tuvo lugar en Kyoto en Diciembre de 1997. Esta fue la segunda iniciativa después de la histórica “Conferencia sobre Medio Ambiente y Desarrollo” celebrada en Río en Junio de 1992. Con anterioridad, la Unión Europea ya había reconocido la urgente necesidad de abordar el tema del cambio climático. Posteriormente se elaboró el “Libro Blanco Para Una Estrategia Comunitaria” y un plan de acción titulado “Energía para el futuro: recursos renovables de energía”, lo que significó un paso adelante muy importante en esta área.

La Directiva 2001/77/EC para la promoción de la electricidad generada con fuentes de energía renovables (E-FER) establece unos objetivos indicativos para la contribución de la E-FER a la producción global de electricidad en cada Estado Miembro. Mientras en 1997 la electricidad generada con fuentes renovables representaba, en el conjunto de Europa, el 13,4% del total, en el horizonte 2010 deberá representar el 22%. Concretamente para España, esos porcentajes serán, o deberían ser, respectivamente el 19,9% y el 29,4%. Todo ello para alcanzar los objetivos de Kyoto y disminuir la dependencia energética de Europa. Obsérvese que esos objetivos de electricidad renovable son objetivos globales, asignados como suma de objetivos nacionales, pero sin discriminar que tecnologías se van a emplear.

En el 2002 se completó por ESHA, el estudio sobre el potencial de desarrollo de las PCH en la Unión Europea - “Blue Age for a Green Europe”. Los países miembros estimaban entonces que, con las limitaciones económicas y medioambientales en vigor, existía un potencial para aumentar en 1 111 MW la potencia instalada, mediante rehabilitaciones en centrales existentes (producción anual de 4 518 GWh) y 4 828 MW instalados en nuevas centrales (producción anual 19 645 GWh).

El potencial técnico doblaría prácticamente las cifras anteriores: 2080 MW (8100 GWh/año) en rehabilitaciones y 9 615 (38 058 GWh/año) en nuevas centrales. La consecución de este objetivo teórico significaría la reducción anual de 20 millones de toneladas de emisiones de CO₂, basándose en un valor muy prudente (el de las centrales de gas) de 0,43 kg de CO₂ por kwh.

No obstante, y en tanto no se aceleren los procedimientos administrativos para autorización de centrales hidráulicas estos objetivos no podrán alcanzarse. Centenares, de demandas de autorización están pendientes de aprobación, debido principalmente a conflictos medioambientales.

Algunas autoridades medioambientales parecen justificar, o al menos excusar, este bloqueo basándose en la baja capacidad de las pequeñas centrales. Parecen olvidar que, por definición, las energías renovables tienen un carácter descentralizado y que, actualmente solo las pequeñas centrales hidráulicas y los parques eólicos pueden contribuir significativamente a la producción de electricidad verde. Es cierto que, aunque desde el punto de vista del impacto global la generación de energía eléctrica en pequeñas centrales

hidráulicas presenta ventajas indiscutibles, no lo es menos que, al estar ubicadas, en general, en zonas de elevada sensibilidad ambiental, inducen impactos de carácter local no despreciables. La ventaja que tiene la pequeña hidráulica en el campo de los impactos globales no debe ser obstáculo para que, a nivel de proyecto, se identifiquen los impactos y se introduzcan las medidas correctoras necesarias.

Una central térmica plantea problemas ambientales, alguno de los cuales – la emisión de anhídrido carbónico por ejemplo - no tiene solución práctica en el estado actual de la tecnología, pero dada su relevancia económica, la autorización se negocia a niveles administrativos elevados.

Una pequeña central hidráulica, cuyos impactos siempre pueden mitigarse, se autoriza a niveles administrativos inferiores, en los que la influencia de los grupos de presión se hace sentir con mayor intensidad. Identificar los impactos no es tarea difícil, pero decidir que medidas de corrección deben aplicarse si lo es, porque esas decisiones se basan muchas veces en criterios subjetivos. Es por eso que solo un dialogo continuado entre instituciones y personas implicadas en el proceso, permitirá acelerar la utilización de los recursos renovables. Y aunque esa negociación entre las partes tendrá que llevarse a cabo proyecto por proyecto, sería aconsejable establecer unas pautas, que ayuden al proyectista en la búsqueda de soluciones que, de antemano, tengan muchas probabilidades de ser aceptadas en el procedimiento de autorización.

7.2 Identificación de impactos

Las tablas 7.1 y 7.2 muestran una gran variedad de impactos posibles para un aprovechamiento.

Acontecimiento	Personas y cosas afectadas	Impacto	Importancia	Acontecimiento	Personas, cosas afectadas	Impacto	Importancia
Estudios geológicos	Animales salvajes	Ruidos	baja	Producción de energía renovable	Público general	Reducción de emisiones	alta
Corte de vegetación existente	Silvicultura	Alteración del hábitat	media	Represado del río	Público general	Alteración del hábitat	alta
Ampliación caminos	Público general	Creación de oportunidades, alteración del hábitat	media	Estructuras permanentes en el cauce del río	Ecosistema acuático	Creación de oportunidades, alteración del hábitat	alta
Movimiento de tierras	Geología local	Estabilidad de taludes	baja	Desviaciones del río	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat	alta
Excavación de túneles	Hidrogeología local	Alteración de acuíferos	baja	Tuberías forzadas	Animales salvajes, público en general	Intrusión visual	media
Construcción de terraplenes del canal	Vida acuática e hidrogeología local	Alteración de la hidráulica del río	media	Nuevas líneas eléctricas	Animales salvajes, público en general	Intrusión visual	baja
Acumulación temporal de tierras	Geología local	Estabilidad de taludes	baja	Protección de terraplenes con piedras planas	Animales salvajes, público en general	Modificación del hábitat, intrusión visual	baja
Desplazamiento temporal de personas caminos, líneas eléctricas	Público general		insignificante	Diques	Animales salvajes, público en general	Modificación del hábitat, intrusión visual	baja
Dragado de ríos	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat	media	Modificación del caudal	Peces	Alteración del hábitat	alta
Desvío temporal del río	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat	alta		Plantas	Alteración del hábitat	baja
Uso de excavadoras, camiones, helicópteros, automóviles, blindados.	Animales salvajes, público en general	Ruidos	alta		Público en general	Alteración de las actividades de ocio	
Presencia humana durante las obras	Animales salvajes, público en general	Ruidos	baja	Ruidos del equipo electromecánico	Público en general	Alteración de la calidad de vida	baja
				Limpieza del cauce del río	Ecosistema acuático, Público general	Mejora de la calidad del agua	alta

TABLA 7.1 durante la construcción

TABLA 7.2 durante la explotación

7.3 Impactos en fase de construcción

Los aprovechamientos construidos sobre presas ya instaladas, insertados en canales de irrigación o que forman parte de un sistema de suministro de agua potable no tienen impacto ambiental significativo debido a que las estructuras hidráulicas sobre las que se construyen ya fueron estudiadas.

7.3.1 Embalses

Impactos provocados por os embalses, son pérdida de suelo, movimientos de tierra, construcción de caminos, fabricación de hormigón.... También se produce un efecto barrera en el tramo del río. Básicamente se relaciona e impacto de la presa con el de una construcción, dicho impacto es suficientemente conocido.

7.3.2 Tomas de agua, canales tuberías a presión y canal de descarga

En los aprovechamientos, los impactos producidos en su construcción son los mismos que recoge la tabla 7.1. Para suavizar esos impactos conviene realizar la construcción en épocas poco lluviosas y repoblar la vegetación en cuanto se termine, sobre todo en las orillas, para protegerlas de la erosión. También hay que tener en cuenta los

vertidos en el periodo de construcción y la manera que afecta a medio que haya una colonia humana en una zona escasamente habitada. Emisiones de gas, polvo y ruidos pueden ser un problema.

7.4 Los impactos en fase de explotación

7.4.1 Impacto sónico

El nivel de ruido tiene que ver con los alrededores de la central, las viviendas si las hay y la distancia a la que están de la central. A día de hoy se puede reducir el sonido en el interior de la casa de maquinas a 80dBA y fuera de la casa a niveles casi imperceptibles. La manera de reducir el sonido al máximo posible seria adquirir todos los equipos a un mismo proveedor para que este adapte toda la maquinaria para no superar los niveles de sonido deseados. El empleo de materiales que absorben las vibraciones en paredes techo y suelo del edificio también es importante. También se pueden apoyar los elementos estructurales en bases de goma que absorben la vibración. Un ejemplo claro podría ser:

La central subterránea de Cavaticcio⁴, situada a 200 m a vuelo de pájaro de la Piazza Maggiore en el corazón de la histórica ciudad de Bolonia es también digna de estudio. El nivel de ruidos en una central hidroeléctrica moderna se sitúa como media en 80-85 dbA; el nivel de ruidos, medido en las casas cercanas, era de 69 dbA por el día y 50 dbA por la noche. Las normas municipales en vigor permitían incrementar el nivel de ruidos en 5 dbA durante el día y 3 dbA durante la noche. Las medidas que se tomaron para conseguir este objetivo no difieren mucho de las tomadas en el caso anterior.

Aislamiento de la sala de máquinas, el local más ruidoso del conjunto, con respecto a los otros edificios, mediante el uso de dobles paredes de masa diferente (para evitar la resonancia) y rellenando, con lana de vidrio, el espacio entre ambas.

- Utilización de puertas insonorizadas.
- Disposición de suelos flotantes, sobre alfombras de lana de vidrio de 15 mm de espesor. Falsos techos anicónicos.
- Puertas trampa que comunican con el exterior pesadas, insonorizadas, con burletes de neopreno.
- Conductos de aire de baja velocidad (4 m/s)
- Silenciadores en las chimeneas de entrada y salida del aire de refrigeración
- Conductos de aire contruidos con un sándwich de hormigón, lana de vidrio, ladrillos perforados y yeso.
- Componentes electromecánicos equilibrados dinámicamente.
- Generadores síncronos sin escobillas, refrigerados por agua.
- Engranajes de los multiplicadores tallados con precisión y rectificados después del tratamiento térmico.
- Carcasas de turbina, multiplicador y generador, fuertemente rigidizados para evitar vibraciones
- Anclaje de los equipos mediante un cemento especial anti-contracción para garantizar una unión monolítica con el suelo.

7.4.2 Impacto paisajístico

La tendencia general de las personas es rechazar cualquier cambio en el paisaje que nos rodea. Hoy en día el diseño de la central para causar el menor impacto paisajístico está

muy avanzado, sin embargo es posible descartar algunos proyectos por situarse en lugares de carácter histórico o en zonas montañosas de ambientalmente sensitivas.

Formas de disminuir el impacto visual pueden ser el uso de pinturas que no reflejen con colores de paisaje, la construcción de azudes de piedra con una apariencia natural, la construcción de una casa de maquinas con aspecto más rural.... Siempre que la rentabilidad del aprovechamiento permita este gasto extra.

A la hora de instalar la tubería forzada se debe buscar ocultarla lo máximo posible con las rocas, enterrarla o bien pintarla para camuflarla.

En cuanto a la toma, el canal de derivación, la casa de maquinas y la línea deben adaptarse al paisaje, esto queda en manos de la habilidad del proyectista para hacerlo.

Existen dos esquemas de centrales instaladas en la actualidad, una está situada en el centro histórico de Heidelberg (Alemania) y otra está situada en el parque natural Picos de Europa (España). Estos sirven como ejemplo de que este tipo de aprovechamientos se puede instalar en cualquier sitio.

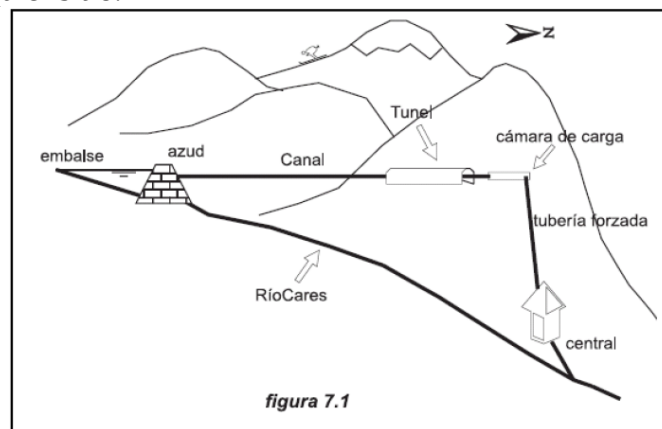


Figura 7.1 Aprovechamiento del río Cordinanes

El embalse ha sido situado para elevar la lámina de agua hasta un viejo túnel usado para llevar el agua a una tubería forzada. Desde el punto de vista del paisaje lo único que puede causar impacto es el embalse, sin embargo ha conseguido tener atractivo turístico.

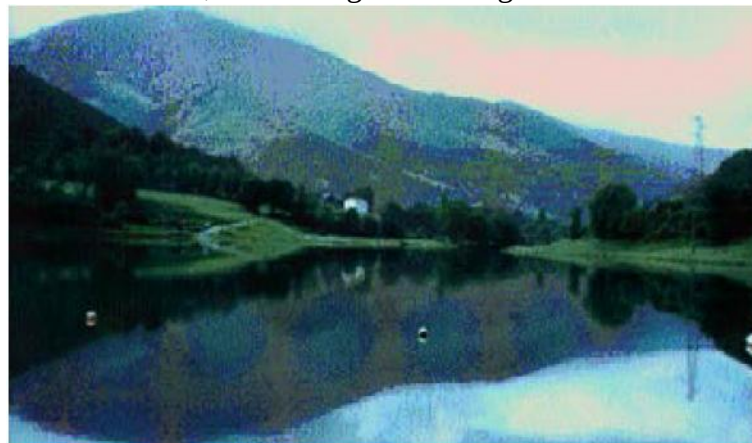


Figura 7.2 Embalse de cordiñanes



Figura 7.3 Fotografía del Azud de Vilhelmina (Suecia)

La fotografía 7.3 muestra el azud de la central de Vilhelmina hecho a partir de materiales terrosos y con un núcleo impermeable. Este diseño, además de un impacto visual menor, deja que los peces remonten fácilmente el azud.

En la fotografía 7.4 podemos ver claramente un canal de hormigón, recién construido y en la fotografía 7.5 el mismo canal después de haberlo reforestado. Parece que no hubiese un canal.



Figura 7.4 Canal construido



Figura 7.5 Canal reforestado

7.4.3 Impactos biológicos

7.4.3.1 En el embalse

Desde el punto de vista económico, no se puede construir un embalse para un pequeño aprovechamiento, sin embargo si puede aprovecharse un embalse construido con cualquier otro motivo.

En los aprovechamientos que se aprovechan de los embalses intentan turbinar en las horas puntas, lo que causa variaciones bruscas en el cauce del río. Este problema se solucionaría con el encadenamiento de las centrales de un mismo cauce, actuando al mismo tiempo y así evitando estas variaciones tan bruscas.

7.4.3.2 En el cauce

El problema que puede surgir en los cauces, es el interés por turbinar todo el caudal posible y así obtener la mayor producción eléctrica posible, lo que provoca que el cauce del río después de la central hasta la restitución de aguas quede seco por momentos, lo que puede afectar negativamente a la fauna piscícola y ribereña. De este problema nace el término caudal ecológico, que se refiere al caudal que debe circular siempre como mínimo por el cauce cortocircuitado del río, y si fuese necesario que la central cese su actividad para que se cumpla este caudal la central se parara. Existen muchos métodos para el cálculo del caudal ecológico en una determinada cuenca. Las siguientes tablas recogen los

resultados del caudal ecológico para una misma cuenca teniendo en cuenta los diferentes métodos.

Método	Descripción	Caudal reservado(l/s)	Método	Descripción	Caudal reservado(l/s)
10% MQ		233	Rheinland Pfalz	0,2-0,5 Q ₃₆₅	30-75
Lanser	5-10% MQ	116-233	Hessen	0,2-0,9 Q ₃₆₅	30-75
Cemagref	2,5-10% MQ	58-233	Q ₃₄₁		370
Steinbach	Q ₃₆₅	150	Alarm limit	0,2 Q ₃₀₀	380
Baden Wurtemberg	1/3 Q ₃₆₅	50	Büttinger	Q ₃₄₇	1.600

TABLA 7.3 Métodos basados en métodos hidrológicos o estadísticos

Método	Descripción	Caudal reservado(l/s)	Método	Descripción	Caudal reservado(l/s)
PQI	7 - 9 % MQ	163-210	PQI	50-70% Q ₃₅₅	690-966
Oberösterreich	3,6-4,3 l/s/km ²	432-516	Steiermark	hw>10 cm	2290

TABLA 7.4 Métodos basados en parámetros ecológicos

Método	Descripción	Caudal reservado (l/s)	Método	Descripción	Caudal reservado (l/s)
Steiermark	0,3-0,5 m/s	80-290	Oregon	1,2-2,4 m/s	2600-15000
Oberösterreich	hw≥20 cm	7 150	Steiermark	hw≥10 cm	2290
Miksch	30-40 l/s/km ²	600-800	Tirol	hw≥15-20cm	4450-7150

TABLA 7.5 Formulas basadas en la velocidad y profundidad del agua

Método	Descripción	Caudal reservado (l/s)	Método	Descripción	Caudal reservado (l/s)
PQI	7 - 9% MQ	153-210	PQI	50-70% Q ₃₅₅	690-966
Oberösterreich	3,6-4,3 l/s/km ²	432-516	Steiermark	hw≥10 cm	2290

TABLA 7.6 Formulas basadas en parámetros ecológicos

Pasos de peces (Ascendentes)

Es conocido que los peces se ven afectados por estos aprovechamientos, por lo que se debe adecuar el aprovechamiento para que los peces puedan acceder a sus tres tipos de hábitat sin ningún tipo de problema. Estos hábitats son:

- Zona de reproducción
- Zona de crecimiento de los juveniles
- Zona de crecimiento de los genitores

La forma más común de dar paso a los peces es el paso a través de estanques sucesivos a distintos niveles comunicados por unos pasos que en función de cómo se estructuran pueden ser de tres tipos:

- Diafragmas con escotaduras rectangulares por las que pueden pasar los peces y el arrastre de fondo.
- Diafragmas que solo tienen orificios en el fondo por el que pasan los peces.
- Diafragmas con escotaduras verticales y orificios de fondo.

La figura 7.2 muestra los diafragmas de tipo vertedero, los más antiguos, estos presentan el inconveniente de que cuando sube la lámina de agua el caudal por el que nadan los peces varia excesivamente.

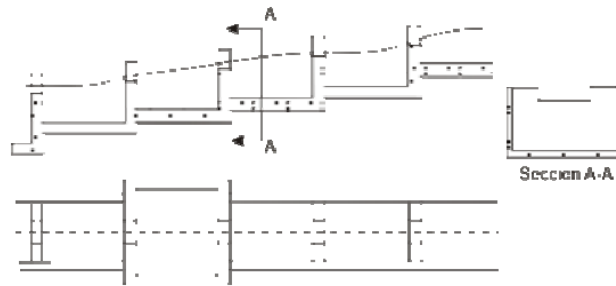


Figura 7.6 Escala con diafragmas de vertedero

En estas escalas no se permite el paso de arrastre de fondo, aunque se podría dotar de orificios de fondo.



Figura 7.7 Escala con diafragmas con escotaduras verticales y orificios de fondo

En la figura 7.3 vemos que para estanques variables entre 1,20 y 2.40m de anchura la longitud de estos varía entre 1,80 y 3,00m y el desnivel entre estanques va de 25 a 40cm. Cada especie tiene unas necesidades para las escalas, existen programas destinados al cálculo de escalas.

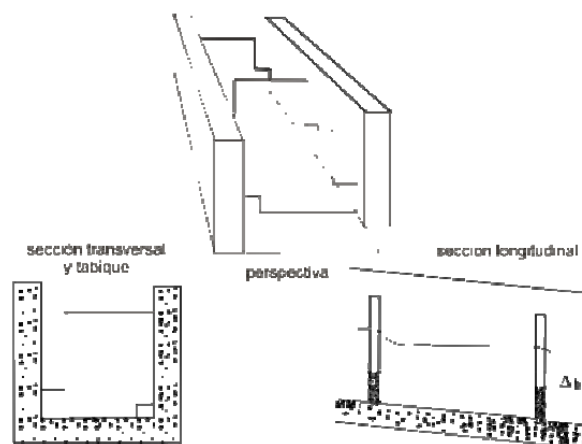


Figura 7.8 Vista de una escala

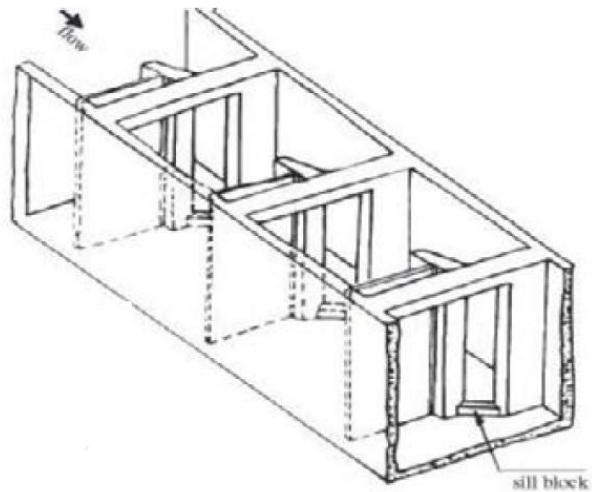


Figura 7.9 Escala de ranuras verticales

Se usa mucho en estados unidos, aunque es poco conocida en Europa. Es estable hidráulicamente, permite el paso de peces y sedimentos.

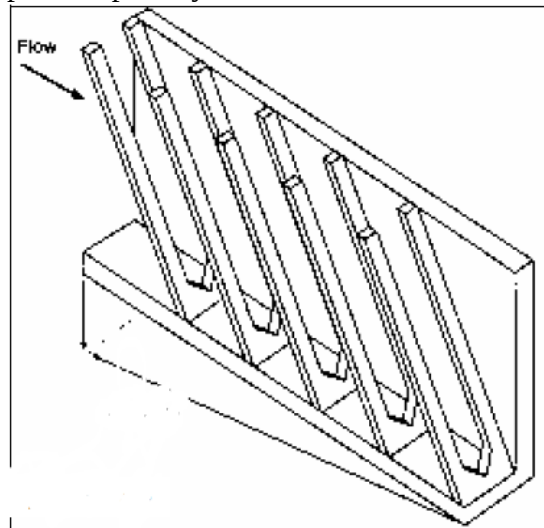


Figura 7.10 Paso de Denil

La figura 7.5 muestra pasos de peces inventados por Denil, los cuales se componen de un canal rectilíneo dotado de diafragmas que disminuyen la velocidad para que los peces puedan remontar. Estos pasos tienen pendientes de hasta 1:5 y un ancho de entre 60cm y un metro.



Figura 7.11 Fotografía Paso Denil

Cuando el desnivel que tienen que remontar los peces supera los 2m de altura, se deberán incluir estanques intermedios para que los peces descansen. Para que un paso cumpla su función, los peces se deben sentir atraídos hacia la entrada de este, por lo que es muy importante en qué punto se sitúe el paso.

Otra forma de permitir el paso de los peces es mediante elevadores, entre los que podemos destacar la esclusa Borland. Este sistema consiste en atraer los peces hasta una especie de cámara, y una vez están dentro cerrar y elevar el nivel del agua permitiendo así su salida en la parte alta de la cuenca, este funcionamiento se puede apreciar perfectamente en la figura 7.6.

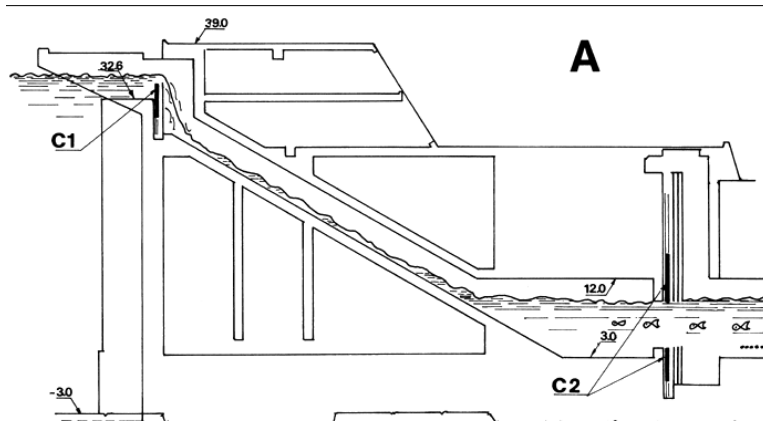


Figura 7.12 Exclusa Borland

Pasos de peces (descendentes)

Una gran cantidad de peces migratorios pasaran por las turbinas si no se toman las debidas precauciones. Normalmente si un pez pasa por la turbina existe posibilidad de que muera, curiosamente a mayor eficiencia de la turbina, menor probabilidad de muerte. Sea mayor o menor la probabilidad de muerte en una turbina u otra, siempre hay que impedir el paso a los peces por medio de rejillas. El diseño de la rejilla debe reducir la velocidad con la que llega el agua para que los peces puedan escapar de la corriente.

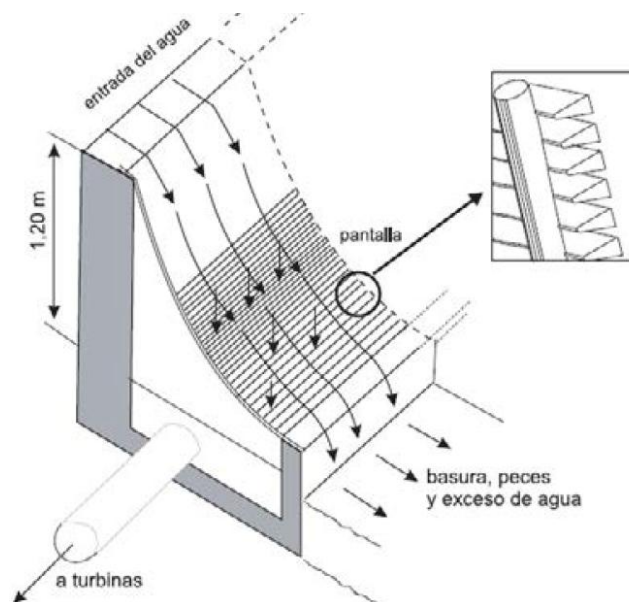


Figura 7.13 Paso de Pantalla Coanda

Esta figura nos muestra un tipo de paso descendente llamado pantalla Coanda, que no solo impide el paso de peces sino también la entrada de residuos y otros objetos. Por lo general es bastante eficiente, el agua sale en dirección perpendicular al curso del río por un canal o una tubería forzada.

También existen otros sistemas que repelen a los peces mediante señales acústicas como el sistema BAFF, mediante el cual se logra repeler a los peces generando sonidos a una determinada frecuencia que resultan irritantes y ahuyentan al pez.

7.4.3.3 En el terreno

Desde el punto de vista del terreno, los canales pueden llegar a presentarse como un obstáculo algunas especies, por eso si es necesario el canal estaría cubierto y reforestado

7.4.3.4 Material recogido en las rejillas

En un aprovechamiento hidráulico cada año se sacan del agua toneladas de residuos como pueden ser bolsas, latas, hojas etc. En la mayoría de los países está prohibido volver a arrojar estos residuos al cauce, por lo que la central debe encargarse de deshacerse de ellos de la manera más económica. Desde el punto de vista de los residuos en los cauces, los aprovechamientos actúan de forma positiva al sacar del agua todos estos residuos.

7.5 Impactos en las líneas eléctricas

7.5.1 Impacto visual

Como es de suponer, las líneas causan un impacto visual en su entorno, si la situación lo requiriese se podría intentar adaptar la línea al paisaje o incluso enterrarla. Aunque en la mayoría de los sitios, sin haber aprovechamientos hidráulicos existen líneas para el transporte de energía, ya que aunque causen impacto visual, no queda otro remedio si se quiere utilizar la energía eléctrica. La habilidad o ingenio para diseñar la línea causando el menor impacto visual posible dependerá del proyectista y la situación del aprovechamiento.

7.5.2 Impacto sobre la salud

Aunque siempre se ha pensado que vivir en las cercanías de una línea de alta tensión incrementaba el riesgo de padecer cáncer, recientes estudios lo han desmentido, ya que los campos electromagnéticos generados por algunos electrodomésticos son mayores a los generados por una línea.

7.6 Conclusiones

Con todo lo visto sobre el impacto causado por un aprovechamiento hidráulico en su entorno podemos llegar a la conclusión de que el proyecto de un aprovechamiento hidráulico debe incluir un minucioso estudio sobre la zona y adaptarse a ella en cuanto a los resultados de dicho estudio, pues como hemos podido comprobar cada aprovechamiento tiene unas condiciones especiales que han de ser estudiadas individualmente y resueltas de la mejor forma posible por el proyectista.

CAPITULO 8 ANALISIS ECONOMICO

8.1 Introducción

Un proyecto de inversión en un aprovechamiento hidroeléctrico exige unos pagos, extendidos a lo largo de su ciclo de vida, y proporciona unos ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo. Los pagos incluyen el costo inicial de inversión, extendido en el tiempo gracias a los mecanismos de financiación externa, y unas cantidades anuales con una parte fija -seguros e impuestos diferentes del que grava los beneficios - y otra variable -gastos de operación y mantenimiento- mientras que los ingresos corresponden a las ventas de la electricidad generada. Al final del proyecto, cuya vida está en general limitada por la duración de la autorización administrativa, quedará un valor residual que en teoría es siempre positivo. El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para cada una de las posibles alternativas a fin de decidir cual de entre ellas es la que conviene acometer, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto.

Desde el punto de vista económico, una central hidroeléctrica difiere de una central térmica, en que la primera exige un costo de inversión más elevado que la segunda, pero por el contrario sus costes de explotación son sensiblemente inferiores al no necesitar combustible.

El primer problema que se plantea al analizar la inversión, es si los cálculos deben hacerse en moneda real o en moneda constante. En la práctica se considera que los gastos y los ingresos se ven igualmente afectados por la inflación por lo que, en general, se recomienda elaborar el análisis en moneda constante. Con esta perspectiva los costes futuros, de renovación o de cualquier otro tipo, se evalúan a los precios actuales. Si hay razones para creer que ciertos factores evolucionarán con una tasa diferente a la del IPC, estos se harán crecer, o disminuir, a la tasa de inflación diferencial. Por ejemplo, si se presupone que las tarifas eléctricas van a subir un punto por debajo del IPC, habrá que considerar que los ingresos por este concepto van a disminuir a una tasa del 1% anual, mientras que el resto de los factores permanecen constantes.

8.2 Consideraciones básicas

El primer paso para la evaluación económica del proyecto es calcular con la mayor precisión posible la inversión necesaria para ponerlo en marcha. En el caso de un aprovechamiento hidráulico, el IDAE tiene una publicación llamada Minicentrales Hidroeléctricas, donde se analizan los costes de los diferentes elementos que componen una central, desde el azul o el canal de derivación hasta las turbinas transformadores y líneas eléctricas. Fonkelle¹⁹ proporciona monogramas para el cálculo de costes de inversión exclusivamente para centrales de baja altura. El DNAEE (Departamento nacional de aguas y energía eléctrica de Brasil) ha creado un programa llamado FLASH para estudios de viabilidad. Hay un gran número de programas que permiten estas evaluaciones, entre ellos el más completo es “RETScreen Prefeasibility Analysis Software”, que permite analizar costes de inversión producción de energía y análisis financiero.

Existe un programa llamado THERMIE, a partir del cual se contrastaron mediante regresión los datos correspondientes a 187 proyectos entre 1984 y 1986. El autor de este trabajo, H. Pauwells obtuvo una relación de los costes de inversión en función de la altura del salto para tres rangos de potencias instaladas

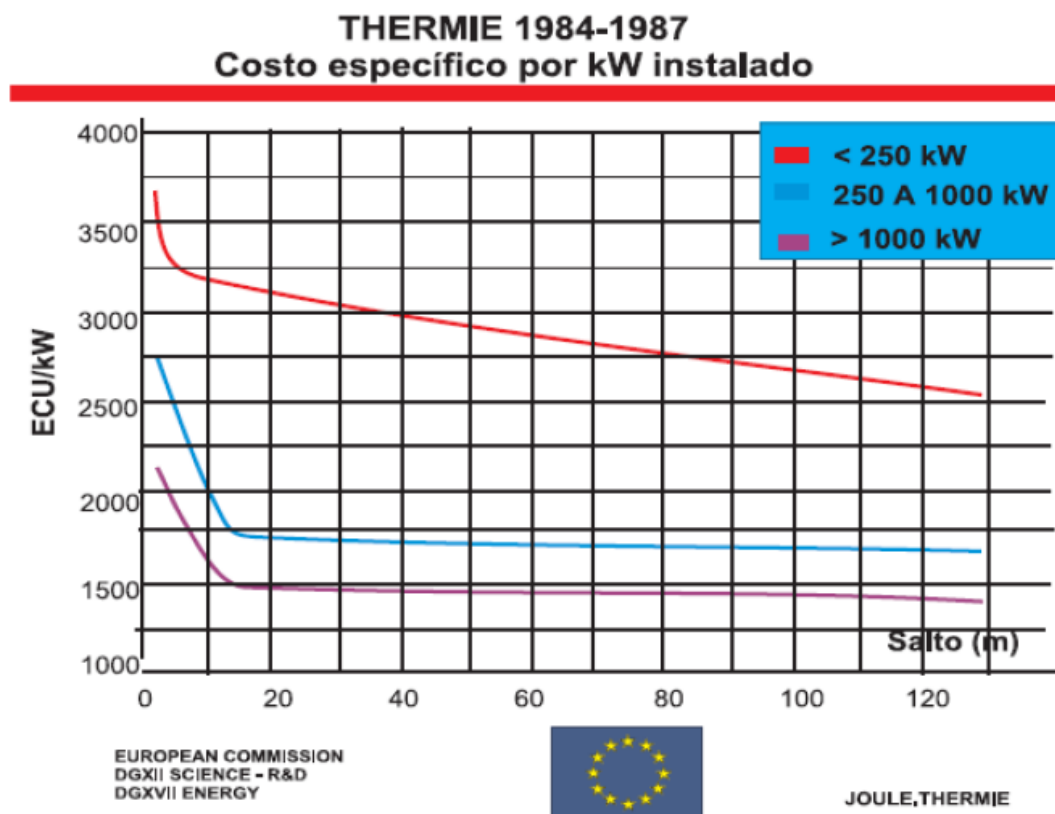


Figura 8.1 Costo por Kw instalado

La Figura 8.1 Resultados de la regresión de los datos obtenidos de 187 proyectos.

El programa Hidrosoft incorpora curvas para costes de inversión de 2,3,4 y 5 metros de altura y potencias comprendidas entre 100kw y 2000kw instalando dos turbinas con la mitad de potencia.

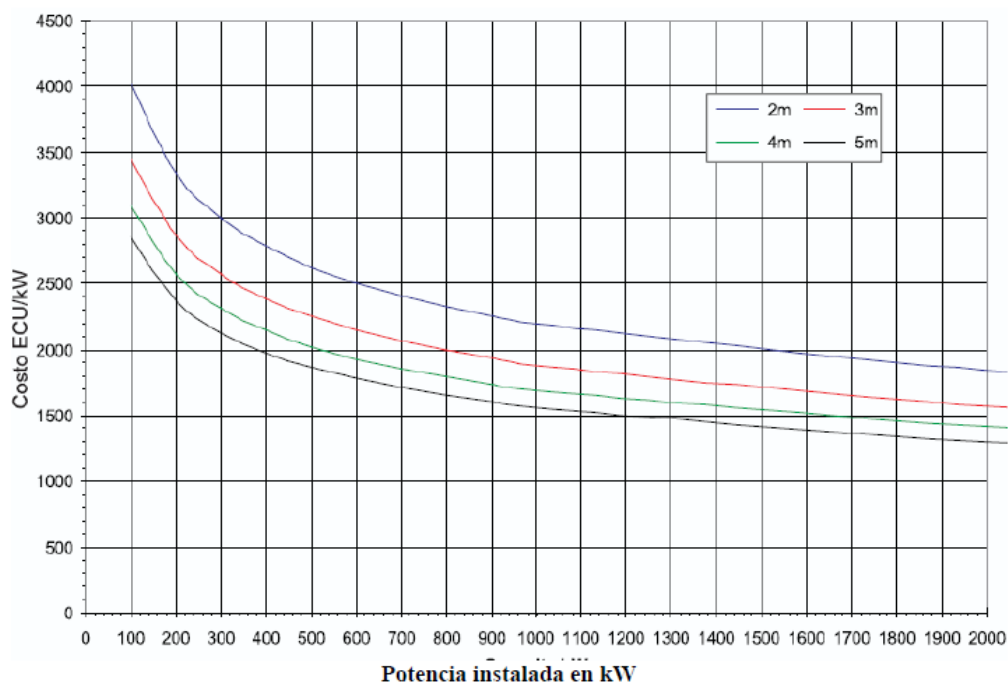


Figura 8.2 Costes de inversión para saltos bajos

Independientemente del programa o método utilizado para estimar el coste del proyecto, los resultados obtenidos nos servirán únicamente para dar un paso adelante y comenzar con el anteproyecto cuando estos sean prometedores o bien rechazar la realización del proyecto debido a las malas predicciones.

8.3 Factor de actualización

Una determinada cantidad de dinero gastada o recibida en un momento dado tiene un valor diferente que si se gasta o se recibe en otro momento. El dinero puede invertirse durante un intervalo de tiempo dado, con la garantía de ganancia; dinero y tiempo están relacionados. El termino valor actual describe el valor de una cantidad monetaria en un momento diferente a aquel en el que ha sido pagada o recibida. Suponiendo que el interés del dinero -o el costo de oportunidad- sea r , el gasto C_i (o el beneficio B_i), desembolsado o recibido en el año i , se actualiza al año cero mediante la ecuación

$$C_0 = \left(\frac{1}{(1+r)^i} \right) C_i \quad \text{Ecuacion 8.1}$$

La fracción que está entre paréntesis es conocida como el factor de actualización, hay una tabla que muestra su valor para diferentes periodos de tiempo y diferentes costes de oportunidad.

Para conocer el valor actual de una cierta cantidad, a recibir o a pagar dentro de i periodos de tiempo (años, meses o semanas), bastará aplicar la formula (8.1) o multiplicarla por el factor equivalente que aparece en la Tabla 8.1, supuesto conocido el costo de oportunidad r y el valor de i . Por ejemplo, si el costo de oportunidad es el 8%, la cantidad de 1000 € que un inversor recibirá dentro de cinco años, equivale a recibir ahora:

$$1.500 \times \frac{1}{(1+0,10)^5} = 1020,9 \text{ €}$$

Para facilitar el análisis económico también se utiliza otro concepto matemático: el del valor actual de una anualidad. Se entiende por anualidad una serie de pagos igual a lo largo de un cierto periodo de tiempo. El valor actual de una anualidad a n años, con un pago anual C , comenzando al final del primer año, será el resultado de multiplicar el pago C por el factor A_n , valor actual de una serie uniforme, igual a la suma de los valores actuales:

$$A_n = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad \text{ecuación 8.2}$$

Es fácil de demostrar que:

$$A_n = \frac{1 - V^n}{r} = \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} = \frac{1 - (1+r)^{-n}}{r} \quad \text{Ecuación 8.3}$$

Por ejemplo, el valor actual de una serie de pagos de 200 € durante tres años, efectuando el primer pago al finalizar el primer año, vendrá dado por el resultado de multiplicar los 200 € por el valor de A_n en la ecuación 8.2, o por el factor de actualización obtenido de la tabla 8.1.

$$A_n = \frac{1 - (1 + 0,08)^{-3}}{0,08} = 2,577 ; C \times A_n = 515,42 \text{ €}$$

TABLA 8.1

n/r	un único pago				serie de pagos uniforme			
	4%	6%	8%	10%	4%	6%	8%	10%
1	0,9615	0,9434	0,9259	0,9091	0,9615	0,9434	0,9259	0,9091
2	0,9246	0,8900	0,8573	0,8264	1,8861	1,8334	1,7833	1,7355
3	0,8890	0,8396	0,7938	0,7513	2,7751	2,6730	2,5771	2,4869
4	0,8548	0,7921	0,7350	0,6830	3,6299	3,4651	3,3121	3,1699
5	0,8219	0,7473	0,6806	0,6209	4,4518	4,2124	3,9927	3,7908
6	0,7903	0,7050	0,6302	0,5645	5,2421	4,9173	4,6229	4,3553
7	0,7599	0,6651	0,5835	0,5132	6,0021	5,5824	5,2084	4,8684
8	0,7307	0,6274	0,5403	0,4665	6,7327	6,2098	5,7466	5,3349
9	0,7026	0,5919	0,5002	0,4241	7,4353	6,8017	6,2469	5,7590
10	0,6756	0,5584	0,4632	0,3855	8,1109	7,3801	6,7101	6,1446
11	0,6496	0,5268	0,4289	0,3505	8,7605	7,8869	7,1390	6,4951
12	0,6246	0,4970	0,3971	0,3186	9,3851	8,3838	7,5361	6,8137
13	0,6006	0,4688	0,3677	0,2897	9,9856	8,8527	7,9038	7,1034
14	0,5775	0,4423	0,3405	0,2633	10,5631	9,2950	8,2442	7,3667
15	0,5553	0,4173	0,3152	0,2394	11,1184	9,7122	8,5595	7,6061
16	0,5339	0,3936	0,2919	0,2176	11,6523	10,1059	8,8514	7,8237
17	0,5134	0,3714	0,2703	0,1978	12,1657	10,4773	9,1216	8,0216
18	0,4936	0,3503	0,2502	0,1799	12,6593	10,8276	9,3719	8,2014
19	0,4746	0,3305	0,2317	0,1635	13,1339	11,1581	9,6036	8,3649
20	0,4564	0,3118	0,2145	0,1486	13,5903	11,4699	9,8181	8,5136
21	0,4388	0,2942	0,1987	0,1351	14,0292	11,7641	10,0168	8,6487
22	0,4220	0,2775	0,1839	0,1228	14,4511	12,0416	10,2007	8,7715
23	0,4057	0,2618	0,1703	0,1117	14,8568	12,3034	10,3711	8,8832
24	0,3901	0,2470	0,1577	0,1015	15,2470	12,5504	10,5288	8,9847
25	0,3751	0,2330	0,1460	0,0923	15,6221	12,7834	10,6748	9,0770
26	0,3607	0,2198	0,1352	0,0839	15,9828	13,0032	10,8100	9,1609
27	0,3468	0,2074	0,1252	0,0763	16,3296	13,2105	10,9352	9,2372
28	0,3335	0,1956	0,1159	0,0693	16,6631	13,4062	11,0511	9,3066
29	0,3207	0,1846	0,1073	0,0630	16,9837	13,5907	11,1584	9,3696
30	0,3083	0,1741	0,0994	0,0573	17,2920	13,7648	11,2578	9,4269
31	0,2965	0,1643	0,0920	0,0521	17,5885	13,9291	11,3498	9,4790
32	0,2851	0,1550	0,0852	0,0474	17,8736	14,0840	11,4350	9,5264
33	0,2741	0,1462	0,0789	0,0431	18,1476	14,2302	11,5139	9,5694
34	0,2636	0,1379	0,0730	0,0391	18,4112	14,3681	11,5869	9,6086
35	0,2534	0,1301	0,0676	0,0356	18,6646	14,4982	11,6546	9,6442
36	0,2437	0,1227	0,0626	0,0323	18,9083	14,6210	11,7172	9,6765
37	0,2343	0,1158	0,0580	0,0294	19,1426	14,7368	11,7752	9,7059
38	0,2253	0,1092	0,0537	0,0267	19,3679	14,8460	11,8289	9,7327
39	0,2166	0,1031	0,0497	0,0243	19,5845	14,9491	11,8786	9,7570
40	0,2083	0,0972	0,0460	0,0221	19,7928	15,0463	11,9246	9,7791

8.4 Métodos de evaluación económica

Aun cuando el método más simple es el de calcular el periodo de recuperación de la inversión, los preferidos por los contables son el del valor actual neto (VAN) y el de la tasa interna de rentabilidad (TIR), métodos que tienen en cuenta un mayor número de factores y sobre todo trabajan con valores actualizados del dinero.

Método del valor actual neto (VAN)

Los beneficios esperados de una inversión realizada en un cierto momento y conservada a lo largo de su vida, radican esencialmente en la corriente de rendimientos futuros que se espera que la inversión propicie. La diferencia entre los ingresos y los gastos, descontados ambos, al año cero en el que el promotor comienza la inversión, es lo que se conoce como valor actualizado neto (VAN). Para calcular el VAN se emplea la formula siguiente:

$$VAN = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{R_i - (I_i + O_i + M_i)}{(1+r)^i} + V_r$$

Ecuación 8.4

en la que:

I_i = inversión en el año i

R_i = ingresos en el año i

O_i = costos de operación en el año i

M_i = costos de mantenimiento y reparación en el año i

V_r = valor residual de la inversión al final de su vida, supuesto que la vida de los equipos sea superior a la de la inversión (por ejemplo por expirar la concesión de agua)

r = tasa anual de descuento

n = numero de años de vida del proyecto

El cálculo se hace generalmente para un periodo de 30 años, porque dadas las técnicas de descuentos, tanto los ingresos como los gastos son insignificantes para periodos más largos.

Diferentes proyectos pueden ser clasificado en orden de VAN decreciente. Se rechazarán los proyectos en los que el VAN sea negativo, ya que eso significaría que los beneficios descontados a lo largo de la vida del proyecto no cubren los costes de inversión. Entre los positivos, se dará preferencia a los que tengan un mayor VAN.

Los resultados del VAN son muy sensibles a la tasa de descuento y un error en la determinación de la tasa correcta puede alterar, e incluso invertir, el orden de preferencia de los mismos. Para un inversor la tasa de descuento será tal que le permita escoger entre invertir en un aprovechamiento mini hidráulico o conservar sus ahorros en el banco. Normalmente, y en función del precio del dinero, la tasa variará entre el 5% y el 12%.

Si los ingresos son constantes en el tiempo y tienen lugar al final de cada año, su valor descontado viene dado por la ecuación 8.3.

El método no distingue entre un proyecto que implica elevados costos de inversión y promete un cierto beneficio, y otro que implica una menor inversión y produce el mismo beneficio, en tanto los dos proyectos tengan el mismo VAN. Así un proyecto que requiera una inversión de un millón de € en valor actualizado y de lugar a un millón cien mil € de beneficios actualizados dará el mismo VAN que otro proyecto en el que se inviertan cien mil € y dé lugar a dos ciento mil €, ambos en valores actualizados. Los dos proyectos tendrán un VAN de cien mil €, pero en el primero el productor para obtener el mismo VAN, habrá tenido que invertir un capital diez veces mayor.

Ha habido bastante controversia⁹ sobre el uso de una tasa de descuento constante en el cálculo del VAN. Las teorías económicas recientes sugieren, para proyectos de larga vida, el uso de tasas de descuento descendentes. Como ejemplo de proyectos de este tipo se ocluirían los proyectos relacionados con el cambio climático, la construcción de centrales eléctricas, e infraestructuras tales como carreteras y ferrocarriles. Tomando como ejemplo las inversiones para luchar contra el cambio climático, los costes de mitigación sufridos ahora solo se recuperarán en un plazo largo. Si se utiliza una tasa de descuento fija, los beneficios después de los treinta años resultan insignificantes, pero mantienen en cambio un valor apreciable si la tasa de descuento disminuye.

Resumiendo, el uso correcto de una tasa decreciente pone énfasis en los costes y beneficios en un futuro distante. Las oportunidades de inversión con una corriente de beneficios acumulada a lo largo de la vida de un proyecto de larga duración, presenta más atractivos.

9 Procedimientos administrativos

De acuerdo con la Ley de Aguas, todo uso del agua con fines privados requiere una concesión administrativa.

El primer paso que debe dar el interesado en la rehabilitación o puesta en marcha de una minicentral hidroeléctrica, es conocer el estado de la concesión de aguas de dicha minicentral.

Para realizar esta consulta debe dirigirse por escrito al Organismo de Cuenca correspondiente, solicitando la Certificación de la Concesión de Aguas por la que esté interesado.

En esta solicitud, a modo de carta, se deben indicar los siguientes datos:

- Punto donde se toman las aguas (río y cuenca)
- Término/s Municipal/es donde se encuentran ubicadas las instalaciones
- Territorio/s Histórico/s
- Caudal
- Salto
- Nombre de la Central (si lo tiene)
- Uso para el que se destina el agua

En la Certificación de la Concesión de Aguas expedida por el Organismo de Cuenca vendrán indicados el estado de la concesión y todos los datos concesionales de la central: caudal, salto, titular de la concesión y fecha de resolución de dicha concesión.

Puede ocurrir que la Concesión esté vigente, caducada o que no exista concesión de aguas para ese aprovechamiento.

En cada caso hay que seguir los siguientes trámites:

A) La Concesión está vigente

Si la Concesión está vigente y el titular es el interesado, se puede pasar a la realización del Proyecto Constructivo de la minicentral, en el que se definen las obras civiles a realizar con objeto de implantar los equipos electromecánicos que se instalarán en la minicentral.

Si el titular no es el interesado, se debe solicitar por escrito un cambio de titularidad, adjuntando los documentos acreditativos de propiedad del aprovechamiento.

El cambio de titularidad se concede en la casi totalidad de las solicitudes, aunque la Concesión puede variar en sus cláusulas, generalmente en el número de años concedidos, que pasará de perpetuidad, si la Concesión es antigua, a un número determinado de años. Este trámite suele durar un plazo aproximado de seis meses.

B) La Concesión está caducada o no existe Concesión

En este caso se debe solicitar la Concesión de Aguas, para lo cual es necesario un Proyecto de Concesión. En este Proyecto se define y justifica el caudal y el salto que se solicita, los equipos electromecánicos y la producción media esperada. Además se rellenará una instancia de solicitud de concesión, a modo de carta, haciendo constar los siguientes datos:

- Nombre y apellidos o razón social y domicilio del petitionerario
- Objeto del aprovechamiento
- La corriente de donde se proyecta derivar el agua
- Caudal en litros por segundo
- Desnivel que se pretende utilizar

- Potencia a instalar
- Término/s Municipal/es donde radican las obras

El trámite para otorgar una concesión puede durar un plazo máximo de cinco años.

La concesión que se da en un principio es provisional y está condicionada a la visita oficial de reconocimiento final de las instalaciones que se realiza cuando ya está en funcionamiento la minicentral. Con posterioridad a esta visita se otorga la Concesión definitiva.

Una vez que el propietario tiene la Concesión provisional a su nombre, puede pasar a realizar el Proyecto Constructivo de las instalaciones.

La figura 9.1 resume los pasos explicados anteriormente:

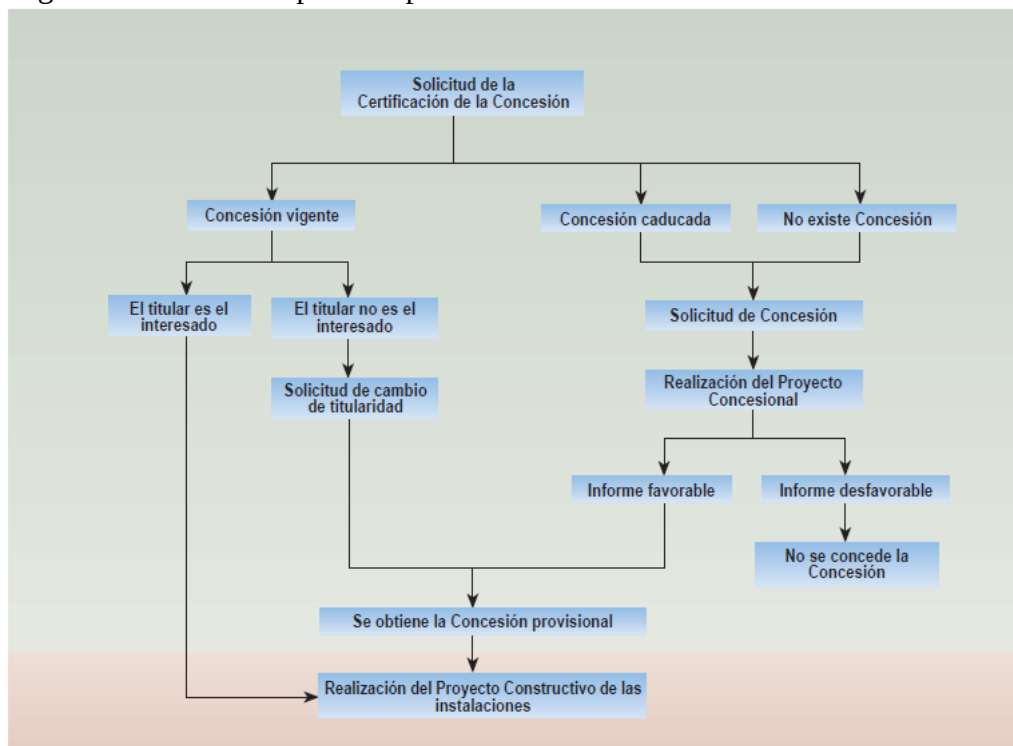


Figura 9.1 Pasos y trámites para la concesión

Antes de realizar el Proyecto Constructivo de las instalaciones es conveniente realizar un Estudio de Viabilidad, que mediante una inversión mínima permite determinar la rentabilidad técnica y económica que supone la construcción de una minicentral.

9.1 Documentación para la solicitud de autorización de las instalaciones eléctricas

Una vez que se ha obtenido la Concesión de Aguas provisional, es necesario presentar en la Delegación Territorial de Industria del Gobierno Vasco correspondiente al Territorio Histórico donde está ubicada la central, la siguiente documentación:

- Proyecto Electromecánico de las instalaciones de alta y baja tensión en el que se definen la totalidad de los equipos a instalar tanto principales como auxiliares, conjuntamente con los informes (separatas) de afecciones a terceros.
- Proyecto de la Línea Eléctrica de Interconexión de la Central con la Compañía Eléctrica. Este Proyecto generalmente es realizado por la propia Compañía Eléctrica.

Todos estos documentos deben ir suscritos por un Técnico Superior competente y visados por el Colegio de Ingenieros correspondiente.

Al mismo tiempo se solicitan en la Delegación de Industria:

- El otorgamiento de la autorización administrativa de la instalación.

- El reconocimiento del derecho a acoger la instalación referida al régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.

- La inclusión de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial.

Cuando se han cumplido todos estos trámites, las Delegaciones de Industria publican un anuncio en el Boletín Oficial de los Territorios Históricos afectados por las obras de la minicentral, autorizando la construcción de las instalaciones electromecánicas indicadas en el Proyecto Electromecánico.

Posteriormente se realiza un Certificado de Dirección de Obra y se presenta, debidamente visado, en la Delegación de Industria con el fin de conseguir la autorización de pruebas y puesta en marcha de las instalaciones.

9.2 Documentación técnico-administrativa a presentar en otros organismos

Suele ser habitual remitir un ejemplar del Proyecto Electromecánico, debidamente visado, a la delegación de Iberdrola, S.A. correspondiente, para su aceptación.

La firma del contrato de compra de energía por parte de la Compañía Eléctrica se realiza de acuerdo con las tarifas vigentes, que se publican anualmente en el B.O.E.. Para realizar este contrato es necesario presentar:

- Autorización administrativa de la instalación.
- Reconocimiento del régimen especial (condición de autogenerador).
- Acta de puesta en marcha.
- Copia de la inscripción de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial.

En los Ayuntamientos afectados por las instalaciones, se solicita el permiso de obras, adjuntando un ejemplar del Proyecto Constructivo suscrito por un Técnico Superior competente y visado. Una vez finalizadas las obras, se presenta el Certificado Final de Obras visado, imprescindible para la obtención de la licencia de actividad.

10 Estudio de la instalación de una turbina en el salto casillas

10.1 Historia de la central

En la ciudad de Córdoba existen un total de diez molinos harineros abandonados con seis presas diferentes, que se han llegado incluso a instaurar como patrimonio histórico de la ciudad. Pues cuentan su historia y son edificios realmente antiguos. Sus nombres son: Lope García, Carbonell, Martos, Albolafia, Pápalo, Enmedio, San Antonio, la Alegría, San Rafael y Casillas.

Además, se encuentran testimoniados desde época medieval, algunos directamente (como el de Lope García, el de Martos, los cuatro del Puente o el de Casillas).

En el siglo XV, el Archivo Histórico de Córdoba sitúa en este lugar un molino al describir en 1485 obras en cuatro aceñas con cuatro piedras de moler aquí situadas. De igual modo se documenta en 1486 la existencia de al menos un batán en este mismo molino y en 1488 la posesión en arrendamiento o propiedad de cuatro piedras de moler en el molino de Casillas a favor de Pedro Fernández.

Durante la mayor parte del siglo XVI, aceñas y batanes comparten lugar en esta parada de Casillas, pero a partir de 1560 no se vuelve a documentar el arrendamiento de batanes sino tan solo la existencia de un molino harinero, molino que durante la última mitad del siglo XVI y hasta el XIX permanece vinculado en propiedad a la rama de la familia Góngora que desde 1650 serán Marqueses de la Puebla.

Entre 1560 y 1580, las instalaciones y el edificio sufren una importante transformación ya que el inventario catedralicio que se realiza en 1575 cita en esta parada la existencia de siete piedras de moler, cinco de aceña de rueda vertical y dos ya de molino

de regolfo. En el mismo texto se constata que los propietarios son entonces los hijos y herederos de D. Luis de Góngora, el reconocido escritor.

En torno a 1581, vemos que ya existían siete piedras de moler no volviendo a citarse la existencia de aceñas en el mismo, aunque sí que aparecen en el plano del Instituto Geográfico del Ejército de 1830 lo que señala con “aceña con 9 piedras” lo que quizá ya serían cubas de regolfo.

En 1752, el catastro de Ensenada pone de manifiesto la existencia en Casillas de un molino con nueve piedras de moler, propiedad de los Marqueses de la Puebla, y hace constar que el edificio consistía en : “ *una crujía para almacén nombrada la Cueva, otra crujía en la que se colocan dos piedras, otra crujía en la que se colocan tres piedras y en otra cuatro piedras, todas con sus correspondientes canales, alcantarilla con tres arcos boquerones, y el del cañal, su respectiva azuda o presa, una casa en tierra para depósito o almacén que cuenta con cocina, salas y caballeriza, y en piso principal dos salas , cuyo valor asciende a 147.501 reales*”. Tal cual consta en dichos escritos.

En 1885 adquiere la totalidad de la propiedad un tal García Nadal y a continuación se producen sucesivas ventas en un período corto de tiempo, probablemente porque los molinos de harina tradicionales empezaban a no ser rentables al instalarse algunas fábricas de harina ya hidráulicas o eléctricas en el entorno del río en el mismo municipio de Córdoba.

De este modo, el molino de Casillas es adquirido en 1893 por una sociedad con la intención de reparar la presa, sanear el molino y hacer las obras necesarias para instalar una o más turbinas de producción de electricidad. Se comprometen en esa compra expresamente a no dedicar el molino a industria harinera probablemente porque parte de los componentes de la sociedad tienen otras fábricas de harina en Córdoba y quieren evitar mayor competencia.

Con esta compra, el molino de Casillas abandona la función tradicional que había tenido desde el siglo XV primero como aceña de rueda vertical y después como molino harinero de regolfo y pasa a convertirse en “Fábrica de Electricidad de Casillas” que sirvió para proporcionar a Córdoba el primer alumbrado público de finales del XIX y que fue la principal central hidroeléctrica de la ciudad hasta mediados del siglo XX.

Es un hecho que desde 1894 el alumbrado público de Córdoba procede de las instalaciones situadas en el antiguo molino de Casillas.

En 1895 la sociedad que compró Casillas se constituye en sociedad anónima con la denominación de “Empresa de Electricidad Casillas” y hasta 1920 suministra electricidad a Córdoba. Al año siguiente, la Sociedad Anónima “Empresa de Electricidad Casillas” vende la central hidroeléctrica a la sociedad anónima “Gas y Electricidad de Córdoba” que será la encargada de explotar el molino y suministrar electricidad a Córdoba.

En 1940, la Compañía Eléctrica Mengemor adquiere Casillas y de esa época existe de nuevo una descripción en el Registro de la Propiedad de Córdoba en la que entre otras cosas se expone que consta de: un edificio de tres plantas destinados a casa de máquinas en el que hay instalados tres grupos de turbinas y alternadores con sus correspondientes cuadros de distribución. En estos dos últimos textos no se describe la edificación ni en consecuencia como son las cubiertas en esa época. Sin embargo, las fotografías del Informe de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir de 1933 nos muestran una imagen del edificio prácticamente igual a la actual, con tejados a dos aguas y un pórtico.

La última empresa propietaria del molino de Casillas fue una empresa filial de Sevillana de Electricidad denominada “Hidroeléctrica de Casillas, S.L.”, a la que pasó al ser absorbida Mengemor por Sevillana y esto ocurre en 1933.

El salto de Casillas tiene una altura de 5 metros de salto, el cual es generado gracias al azud recientemente restaurado. Este azud daba servicio a la antigua central

hidroeléctrica, cuyo edificio aún existe en el estribo derecho pese a llevar décadas fuera de servicio.

10.2 Situación de la central

La central se encuentra en el río Guadalquivir a su paso por Córdoba, exactamente a la altura del polígono industrial Amargacena. En la siguiente imagen se puede observar la antigua central y el azud, que fue restaurado recientemente, lo que da una ventaja extra a la instalación de la central. También se ha usado una vista desde google maps para mostrar a situación de la central, y unas imágenes del azud y la casa de maquinas.



Figura 10.1 Vista de la central



Figura 10.2 Fotografía del lugar



Figura 10.3 Fotografía del lugar



Figura 10.4 Fotografía del lugar



Figura 10.5 Fotografía del lugar

10.3 Geología de Córdoba

La ciudad de Córdoba se encuentra cercana a Sierra Morena, esta zona destaca por contener materiales paleozoicos, pero en ella también hay presente un importante paquete de materiales del carbonífero con gran cantidad de lignito. Existen también algunos batolitos de materiales graníticos que han sido parcialmente erosionados a lo largo del tiempo.

El relieve quebrado, hasta cierto punto vigoroso y con fuertes pendientes, es causa de la inexistencia de suelos o de la presencia de suelos pobres, poco profundos y con gran pedregosidad, encontrándose sometidos a fuertes procesos erosivos, de difícil laboreo.

Sólo en los valles encontramos un suelo profundo, arenoso y con un substrato de arcillas, ello es debido al proceso de destrucción del granito, que al ser insoluble no ha sido eliminado por el agua. Este es el relieve propio de la ciudad, ya que se encuentra en un valle por el cual discurre el Guadalquivir.

Cabe destacar que la parte del estudio del terreno quedaría eliminada debido a que la casa de máquinas existe y no habría que construir una.

10.4 Condiciones climáticas

Córdoba consta de un clima mediterráneo continentalizado, con influencias atlánticas, condicionado principalmente por su proximidad al mar. Los inviernos acostumbran a ser algo más suaves que en el resto de la Península, aunque aparecen heladas que en ocasiones pueden ser fuertes, debido nuevamente por su distancia del mar. Los veranos son muy calurosos, con importantes oscilaciones térmicas diarias y temperaturas máximas que, en promedio son las más altas de Europa, sobrepasándose todos los años los 40 °C en varias ocasiones y que han llegado a superar incluso los 45 °C. Sin embargo, aunque las mínimas son más frescas, la temperatura media alcanza los 28 °C en julio y agosto, lo que conlleva problemas con la escasez de agua.

Las precipitaciones se concentran en los meses más fríos, debido a la citada influencia atlántica, ya que se producen por la entrada de borrascas desde el oeste, situación que se da más en el periodo de diciembre a febrero, y presenta una fuerte sequía estival, típica de los climas mediterráneos. Las lluvias anuales suelen alcanzar los 600 mm, aunque hay una importante irregularidad interanual.

10.5 Obtención de los caudales medios anuales

A la hora de la obtención de los caudales medios diarios del río Guadalquivir a su paso por el aprovechamiento, existe la ventaja de los datos recogidos por una estación de aforo aguas arriba del río, además esta es bastante cercana, por lo que los datos suministrados por esta cuentan con una alta fiabilidad para nuestro estudio. De no tener esta suerte, habría que haber recurrido a alguno de los métodos recogidos en el estudio, mucho más complejos y menos fiables que general que los suministrados por la estación. En la Figura 10.1 podemos ver la distancia de la central a la estación de aforo.



Figura 10.6 Situación de la central y la estación de aforo 5070

A partir de los datos recogidos por la estación de aforo CEDEX 5070, cualquier persona puede acceder al registro por medio de internet, se elabora una tabla (Tabla 10.1) donde aparecen los caudales medios anuales para la serie de años escogidos. Hay años en los que por diversos motivos no hay ningún registro.

Año	Aportación anual (Hm ³)	Caudal medio anual (m ³ /s)	Qc (m ³ /s)	Fecha Qc (d/m/a)	Qcn (m ³ /s)
1949	714,9	22,669	192,3	29/09/1950	0,7
1950	2749,308	87,18	2363,4	14/03/1951	7,8
1951	3011,014	95,218	1442,2	31/03/1952	18
1952	984,83	31,229	370	16/12/1952	9
1953	967,516	30,68	169,3	17/03/1954	7,5
1954	1750,62	55,512	396,6	19/02/1955	7
1955	2396,805	75,795	850	29/04/1956	15
1956	985,565	31,252	260	11/05/1957	9
1957	1036,541	32,868	190	30/03/1958	3
1958	2296,08	72,808	2000	22/12/1958	8
1959	6340,81	200,516	2600	19/02/1960	10
1960	3227,213	102,334	700	05/01/1961	8
1965	6336,49	200,929	2164	22/02/1966	33
1966	1503,032	47,661	393,5	18/02/1967	32,9
1967	1470,554	46,504	267,5	02/03/1968	14,5
1969	4257,446	135,003	1823	12/01/1970	13
1970	2482,379	78,716	310,2	04/04/1971	17
1971	2703,211	85,484	370	08/03/1972	23,39
1972	1220,829	38,712	203	25/01/1973	21
1973	1685,57	53,449	548	21/10/1973	32,94
1980	892,4	28,298	97,5	26/06/1981	10,5
1981	931,349	29,533	290,4	31/12/1981	11,2
1983	1912,917	60,492	648,998	21/12/1983	2,55

1984	2001,335	63,462	546	22/01/1985	4,5
1985	1587,552	50,341	456	21/02/1986	4,25
1986	1113,791	35,318	232,49	03/02/1987	2,518
1987	1551,789	49,072	983,104	14/12/1987	8,319
1988	500,788	15,88	81,297	10/09/1989	0,771
1990	848,297	26,899	314,205	08/03/1991	1,699

TABLA 10.1

A partir de los caudales medios anuales recogidos en esta tabla se procederá a obtener la curva de caudales clasificados, el objetivo de todo esto es conocer la probabilidad de que se de un determinado caudal, para así poder comenzar a dimensionar las instalaciones.

10.6 Curva de caudales clasificados

En primer lugar para obtener la curva de caudales clasificados debemos analizar los datos que tenemos, y ordenarlos en sentido ascendente.

Una vez hemos ordenado los datos y determinado su posición respecto de los demás la probabilidad de que se supere cada uno de los caudales de la tabla la obtenemos aplicando la ecuación siguiente:

$$\% = (n - 0,5) / (N) \text{ ecuación 10.1}$$

Siendo n la posición del caudal elegido en la tabla y N el número total de caudales.

Posición	Caudales medios diarios	Probabilidad de superar dicho caudal
29	15,88	98,27586207
28	22,669	94,82758621
27	26,899	91,37931034
26	28,298	87,93103448
25	29,533	84,48275862
24	30,68	81,03448276
23	31,229	77,5862069
22	31,252	74,13793103
21	32,868	70,68965517
20	35,318	67,24137931
19	38,712	63,79310345
18	46,504	60,34482759
17	47,661	56,89655172
16	49,072	53,44827586
15	50,341	50
14	53,449	46,55172414
13	55,512	43,10344828
12	60,492	39,65517241
11	63,462	36,20689655
10	72,808	32,75862069
9	75,795	29,31034483
8	78,716	25,86206897
7	85,484	22,4137931

6	87,18	18,96551724
5	95,218	15,51724138
4	102,334	12,06896552
3	135,003	8,620689655
2	200,516	5,172413793
1	200,929	1,724137931

TABLA 10.2

Obtenemos así, como vemos en la tabla 10.2 la probabilidad que existe de superar cada caudal de la tabla. Esto lo representamos en una grafica para obtener la curva de caudales clasificados. El objetivo de obtener esta curva es el de determinar el caudal de equipamiento optimo de nuestra turbina.

10.7 Caudal de equipamiento

El cálculo del caudal de equipamiento de la turbina o turbinas obtenido a partir de la curva de caudales clasificados es aquel valor cuya probabilidad de que se de es del 30% descontándole el caudal ecológico, el cual no llegara a pasar por la turbina. En este caso el caudal ecológico lo estimaremos según el método MQ, suponiéndolo como el 10% del caudal medio, lo cual nos da un caudal ecológico $6,5\text{m}^3/\text{s}$, el caudal ecológico se estima tan pequeño debido a que ya existe en la central una escala de peces, y el cauce del rio apenas se interrumpe pues al ser una central instalada en el cauce del rio, el agua se devuelve al cauce en pocos metros, causando un mínimo impacto. El caudal que se da un 30% de los días es $75,795\text{m}^3/\text{s}$ que descontándole el caudal ecológico nos da un caudal de $69,295\text{m}^3/\text{s}$.

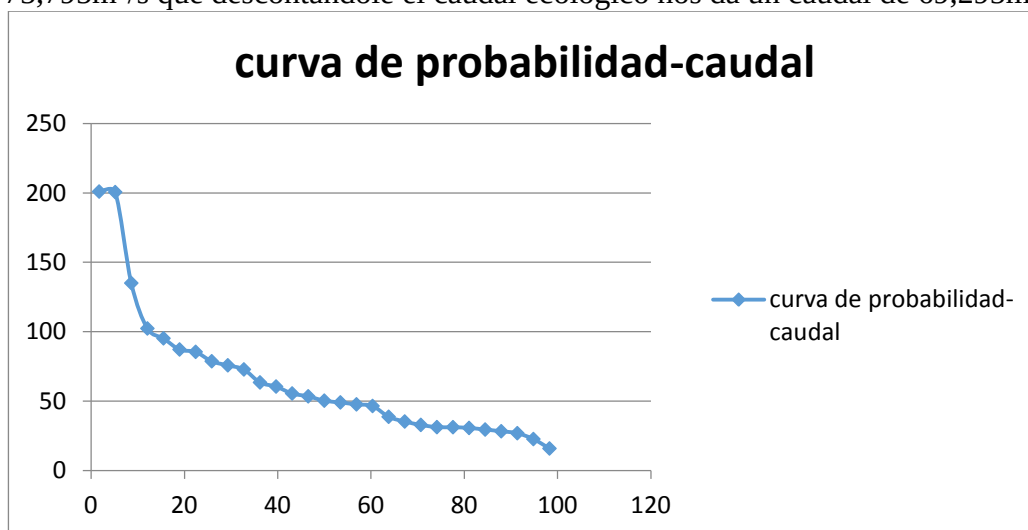


Figura 10.7 Curva de caudales clasificados

10.8 Altura de salto o salto neto

Basado en información obtenida a partir de algunos antecedentes e intentos de calcular esta central, el salto neto se estipula en 5m, pudiéndose incrementar en dos más por medio de obra civil, aunque el costo de la obra nunca compensaría la inversión extra.

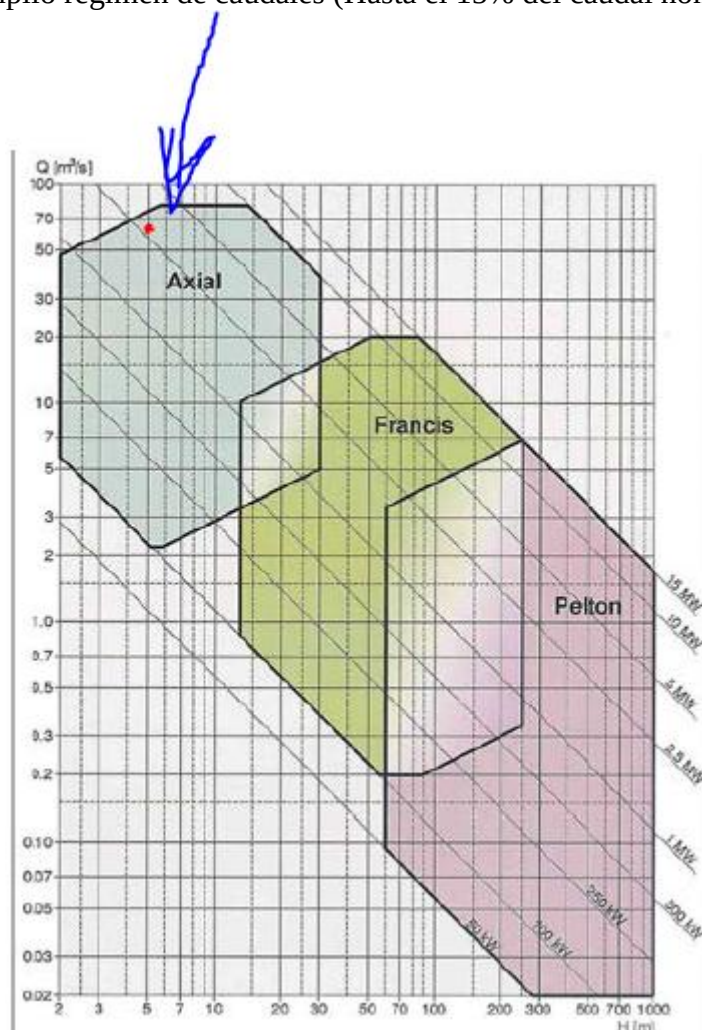
10.9 Elección de la turbina

Una vez sabidos el salto disponible y el caudal de la turbina es posible elegir el tipo de turbina sin temor a equivocarse, pues para dichos datos, no existe otra turbina posible que la kaplan. Como podemos ver en la grafica, la potencia instalada debe estar en torno a los 2,5MW.

Tipo de turbina	Altura de salto en m
Kaplan y hélice	$2 < H_n < 40$
Francis	$25 < H_n < 350$
Pelton	$50 < H_n < 1.300$
Michel – Banki	$5 < H_n < 200$
Turgo	$50 < H_n < 250$

TABLA 10.3

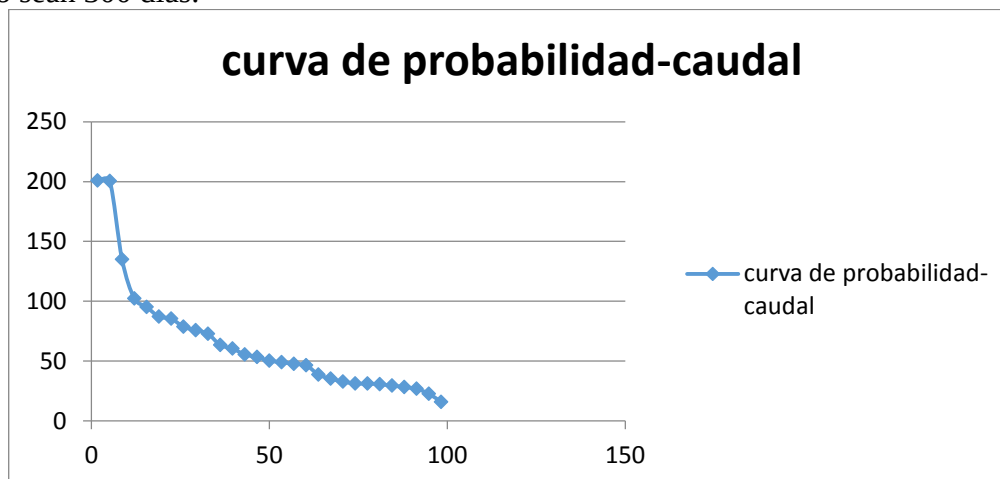
Al ser un salto pequeño donde existirá una alta variación del caudal existe la necesidad de instalar la turbina kaplan de doble regulación, para mantener rendimientos aceptables para un amplio régimen de caudales (Hasta el 15% del caudal nominal)



Aunque el caudal mínimo para el funcionamiento de la central se supere el 98% del tiempo, sería un error pensar que la central funcionara todo el tiempo mientras el caudal mínimo se supere, por eso se han incluido 60 días al año en los que la central no funciona por diversos motivos, como

mantenimiento, reparación de averías, revisiones periódicas etc. Estos días se repartirán lo mejor posible intentando situarlos en fechas donde la producción sea escasa.

Estos 60 días en los que la central no estará operativa sumados a 5 días al año en los que no se superara el caudal mínimo, hacen que los días de trabajo de la central al cabo de un año sean 300 días.



10.11 Potencia instalada

Una vez determinado el caudal nominal destinado a la turbina y la altura de salto de la que disponemos, podemos pasar a calcular la potencia instalada de nuestra central. Para averiguar esta potencia como ya se ha podido ver en el estudio se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = 9,81 * Q_n * Hn * e$$

El término 'e' se refiere al rendimiento total de la central, fruto del producto del rendimiento de la turbina y del generador.

$$e = \eta_g \eta_t$$

El rendimiento de la turbina cuando circula por ella el caudal de diseño es de 0.9 mientras que el de un pequeño generador acorde a nuestra instalación suele ser de 0.97 como vemos en la tabla 10.3.

Potencia [kW]	Mejor rendimiento
10	0,910
50	0,940
100	0,950
250	0,955
500	0,960
1000	0,970

TABLA 10.4

$$e = 0,97 * 0,9 = 0,873$$

$$P = 9,81 * 69,295 * 5 * 0,873 = 2967.26KW$$

Esta potencia sería la que la central daría en el mejor de los casos con un caudal igual al nominal. Es una buena noticia este resultado, pues se corresponde con la grafica 10.2, en cuanto a la potencia esperada para una central con este salto y caudal.

10.12 Potencia anual esperada

Para poder calcular la potencia que esta central podría producir en un año medio, en primer lugar hay que dividir de alguna manera el número de días que la central va a trabajar con cada régimen de caudales, es decir, cuantos días trabajara a pleno rendimiento, cuantos trabajara con un caudal entre $69\text{m}^3/\text{s}$ y $66\text{m}^3/\text{s}$, así hasta repartir los 300 días de trabajo estimado.

Régimen de Caudales		días superado	Horas
16,169	9,38	10,34482759	248,275862
20,399	16,169	10,34482759	248,275862
21,798	20,399	10,34482759	248,275862
23,033	21,798	10,34482759	248,275862
24,18	23,033	10,34482759	248,275862
24,729	24,18	10,34482759	248,275862
24,752	24,729	10,34482759	248,275862
26,368	24,752	10,34482759	248,275862
28,818	26,368	10,34482759	248,275862
32,212	28,818	10,34482759	248,275862
40,004	32,212	10,34482759	248,275862
41,161	40,004	10,34482759	248,275862
42,572	41,161	10,34482759	248,275862
43,841	42,572	10,34482759	248,275862
46,949	43,841	10,34482759	248,275862
49,012	46,949	10,34482759	248,275862
53,992	49,012	10,34482759	248,275862
56,962	53,992	10,34482759	248,275862
66,308	56,962	10,34482759	248,275862
69,295	66,308	10,34482759	248,275862
	69,295	93,10344828	2234,48276

Tabla 10.5

Otro factor a calcular, es el rendimiento que la turbina tendrá en cada régimen de caudales con los que trabaja, este rendimiento se ha obtenido directamente la grafica 10.3, de la curva de rendimiento de una turbina Kaplan.

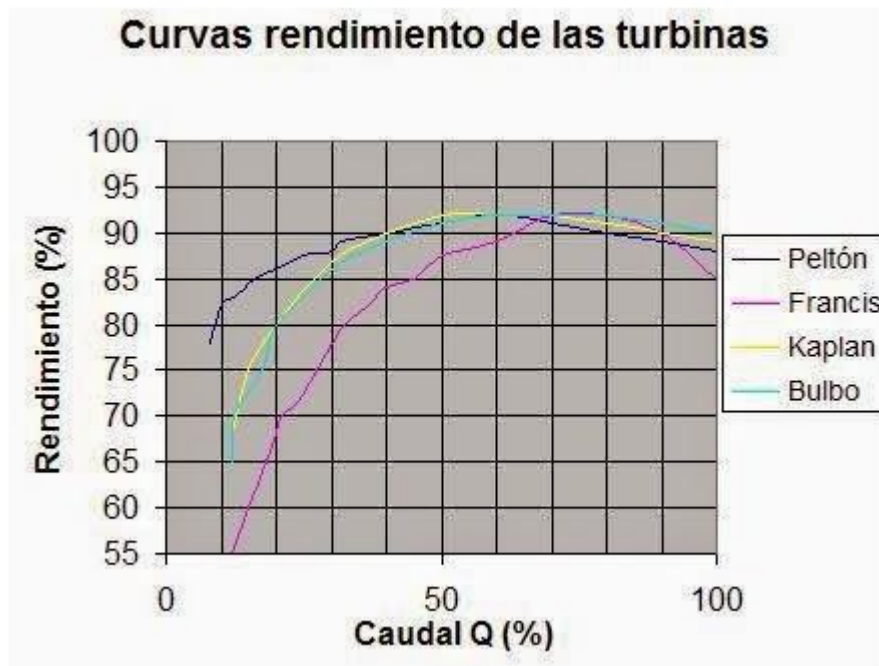


Figura 10.9 Rendimientos de las turbinas según caudal

Directamente de la grafica se obtiene el rendimiento para cada régimen de caudales.

Régimen de Caudales		días superado	Horas	rendimiento turbina para cada régimen de caudales	Q/Qn
16,169	9,38	10,34482759	248,275862	0,75	0,18434952
20,399	16,169	10,34482759	248,275862	0,84	0,263857421
21,798	20,399	10,34482759	248,275862	0,87	0,304473627
23,033	21,798	10,34482759	248,275862	0,8775	0,323479328
24,18	23,033	10,34482759	248,275862	0,8825	0,340666715
24,729	24,18	10,34482759	248,275862	0,885	0,35290425
24,752	24,729	10,34482759	248,275862	0,8875	0,357031532
26,368	24,752	10,34482759	248,275862	0,89	0,368857782
28,818	26,368	10,34482759	248,275862	0,9	0,398196118
32,212	28,818	10,34482759	248,275862	0,905	0,440363663
40,004	32,212	10,34482759	248,275862	0,925	0,521076557
41,161	40,004	10,34482759	248,275862	0,93	0,585648315
42,572	41,161	10,34482759	248,275862	0,92	0,604177791
43,841	42,572	10,34482759	248,275862	0,92	0,623515405
46,949	43,841	10,34482759	248,275862	0,92	0,65509777
49,012	46,949	10,34482759	248,275862	0,92	0,692409265
53,992	49,012	10,34482759	248,275862	0,915	0,743228227
56,962	53,992	10,34482759	248,275862	0,91	0,800591673
66,308	56,962	10,34482759	248,275862	0,9	0,889458114
69,295	66,308	10,34482759	248,275862	0,895	0,978447218
	69,295	93,10344828	2234,48276	0,89	1

Tabla 10.6

Ahora se calcula la potencia instantánea que la turbina está dando para cada régimen de caudales mediante la fórmula vista anteriormente:

$$P = 9,81 * Q_n * Hn * e$$

Por último se multiplica la potencia de cada régimen de caudal por las horas estimadas que este se da al año y se suman las potencias anuales que genera cada régimen de caudales.

Potencia instantánea para cada régimen de caudales	Potencia anual esperada (KWh)
455,8436612	113174,978
730,737247	181424,4199
873,3364346	216828,3562
935,8501231	232348,9961
991,1903417	246088,6366
1029,704959	255650,8864
1044,690343	259371,3955
1082,334749	268717,593
1181,550195	293350,3934
1313,931424	326217,4571
1589,117142	394539,4284
1795,694663	445827,6404
1832,589649	454987,7748
1891,244423	469550,3396
1987,039927	493334,0508
2100,213002	521432,1935
2242,104935	556660,5356
2401,956324	596347,7771
2639,250763	655262,2583
2887,174833	716815,8205
2934,28742	6556614,649
POTENCIA ANUAL	14254545,58

Tabla 10.7

Obtenemos así la estimación de una producción anual de 14.254.545,58 KWh.

10.13 Cálculos de Turbina

Cálculos de rodete

Velocidad específica

La velocidad específica es aquella velocidad de giro que tendría una turbina semejante a la que buscamos, la cual da una potencia de 1KW instalada en un salto de 1m de altura. La velocidad específica se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$N_s = \frac{N^2 \sqrt{P}}{H_n^{1.25}}$$

Para encontrar la velocidad específica se procede de la siguiente manera:

En primer lugar, hay que determinar una velocidad específica que se denominara de prueba, dicha velocidad puede obtenerse directamente del fabricante, o bien, mediante ecuaciones empíricas. La empresa Averly S.A, fabricante de turbinas instalada en Zaragoza ha tenido el detalle de darnos la velocidad de prueba para nuestro salto y caudal, indicándonos una velocidad específica de prueba de 650r.p.m.

Lo siguiente es despejar de nuestra ecuación de velocidad específica la velocidad quedando:

$$N = (N_s * H_n^{1.25}) / \sqrt{P}$$

Como todos los datos son conocidos procederemos a calcular la velocidad de giro correspondiente a la de prueba.

$$N = \frac{650 * 5^{1.25}}{\sqrt{2967,26}} = 89,27rpm$$

El siguiente paso bien puede ser calcular el número de pares polos del alternador. Para sistemas de 50 Hz se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$p = 3000/N$$

$$p = 3000/89,27=33,63$$

Redondeamos al número par de polos más cercano, este número serian 34 polos y la velocidad correspondiente a estos 34 polos seria:

$$N = \frac{3000}{34} = 88,24rpm$$

La velocidad específica para estos 34 polos será:

$$N_s = \frac{88,24^2 \sqrt{2967,26}}{5^{1.25}} = 642,85$$

Se puede observar que la variación con respecto a la velocidad de prueba no supera el 10%, por lo que la aproximación es válida.

Tamaño del rodete

El coeficiente de velocidad periférica, el cual sirve para determinar las principales dimensiones del rodete se define como:

$$\phi = \frac{D_M * \pi * N}{60 * \sqrt{2g * H_d}}$$

La función ϕ , dependiente de N_s se calcula por correlación de los datos disponibles teniendo:

$$\phi = 0,79 + 1,61 \times 10^{-3} N_s$$

$$\phi = 0,79 + 1,61 \times 10^{-3} * 642,85 = 1,825$$

Por lo que para nuestra velocidad específica podemos calcular el diámetro de salida del rodete mediante la fórmula:

$$D_M = \frac{0,79 * 84,5 * \sqrt{H_d}}{N_s}$$

$$D_M = \frac{1,825 * 84,5 * \sqrt{5}}{642,85} = 0,5364$$

A partir de este valor, vamos a poder obtener el resto de valores del rodete:

Diámetro del rodete:

$$D_m = \left(0,25 + \frac{94,64}{N_s}\right) * D_M = \left(0,25 + \frac{94,64}{642,85}\right) * 0,5364 = 0,213m$$

Altura del centro de las palas a la punta del rodete:

$$H_m = \frac{6,94 * D_M}{N_s^{0,403}} = \frac{6,94 * 0,5364}{642,85^{0,403}} = 0,23m$$

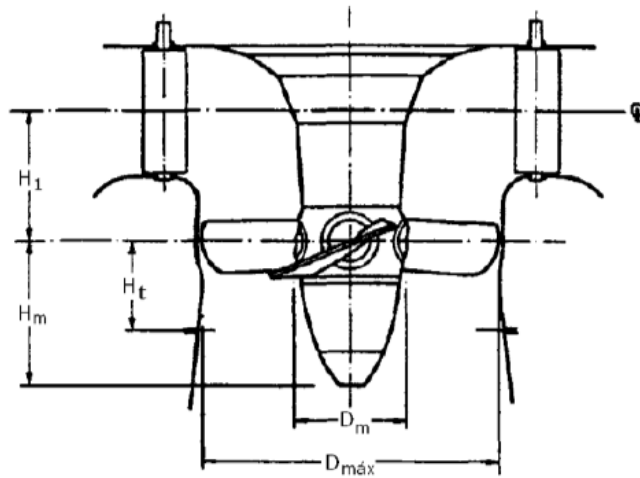


Figura 10.10 esquema turbina

El material para la carcasa de la turbina será de acero y sus dimensiones las siguientes:

La velocidad en la entrada de la cámara espiral se puede estimar con la siguiente fórmula:

$$V = 3,17 - \frac{759,21}{N_s} = 3,17 - \frac{759,21}{642,85} = 1,99 \text{ m/s}$$

Para las demás dimensiones:

$$A_1 = 0,4 * N_s^{0,2} * D_M = 0,4 * 642,85^{0,2} * 0,5364 = 0,782m$$

$$B_1 = \left(1,26 + \frac{N_s}{2638,5}\right) D_M = \left(1,26 + \frac{642,85}{2638,5}\right) 0,5364 = 0,8m$$

$$C_1 = \left(1,46 + \frac{N_s}{3086,4}\right) D_M = \left(1,46 + \frac{642,85}{3086,4}\right) 0,5364 = 0,8m$$

$$D_1 = \left(1,56 + \frac{N_s}{1742,2}\right) D_M = \left(1,56 + \frac{642,85}{1742,2}\right) 0,5364 = 1,035m$$

$$E_1 = \left(1,21 + \frac{N_s}{3690}\right) D_M = \left(1,21 + \frac{642,85}{3690}\right) 0,5364 = 0,742m$$

$$F_1 = \left(1,45 + \frac{72,17}{N_s}\right) D_M = \left(1,45 + \frac{72,17}{642,85}\right) 0,5364 = 0,838m$$

$$G_1 = \left(1,29 + \frac{41,63}{N_s}\right) D_M = \left(1,29 + \frac{41,63}{642,85}\right) 0,5364 = 0,727m$$

$$H_1 = \left(1,13 + \frac{31,86}{N_s}\right) D_M = \left(1,13 + \frac{31,86}{642,85}\right) 0,5364 = 0,633m$$

$$I_1 = \left(0,45 - \frac{31,8}{N_s}\right) D_M = \left(0,45 - \frac{31,8}{642,85}\right) 0,5364 = 0,268m$$

$$L_1 = \left(0,74 + \frac{N_s}{1149,4}\right) D_M = \left(0,74 + \frac{642,85}{1149,4}\right) 0,5364 = 0,697m$$

$$M_1 = \frac{D_M}{2,06 - \frac{N_s}{833,3}} = \frac{0,5364}{2,06 - \frac{642,85}{833,3}} = 0,416m$$

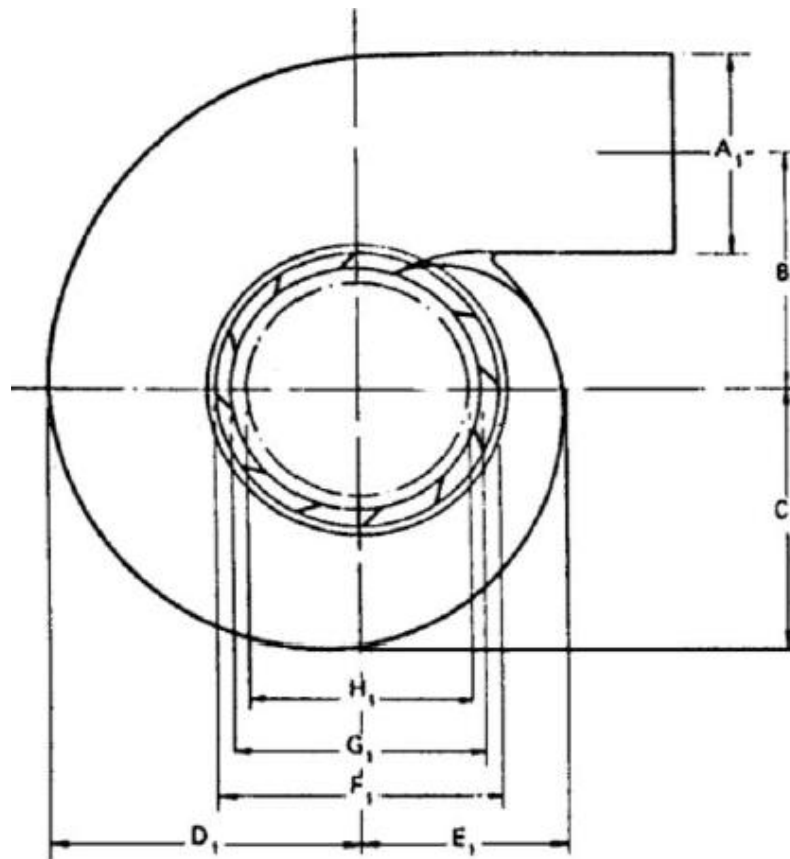


Figura 10.11 esquema carcasa

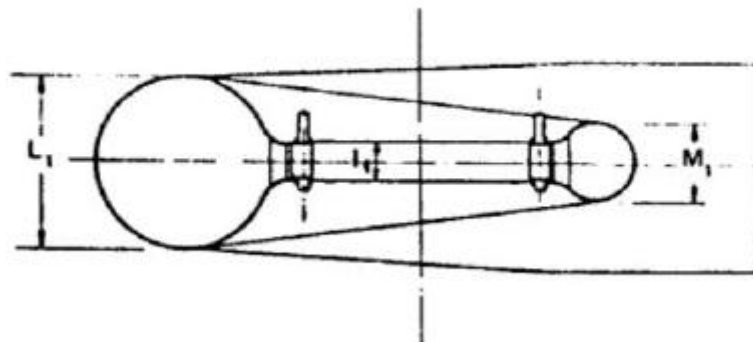


Figura 10.12 esquema espiral

Tamaño del tubo de aspiración

Las dimensiones del tubo de aspiración serán determinadas mediante las siguientes expresiones:

$$H_t = \left(0,24 + \frac{N_s}{12788}\right) D_M = \left(0,24 + \frac{642,85}{12788}\right) 0,5364 = 0,156m$$

$$N = \left(2 - \frac{N_s}{46729}\right) D_M = \left(2 - \frac{642,85}{46729}\right) 0,5364 = 1,065m$$

$$O = \left(1,4 - \frac{N_s}{59880}\right) D_M = \left(1,4 - \frac{642,85}{59880}\right) 0,5364 = 0,745m$$

$$P = \left(1,26 - \frac{16,35}{N_s}\right) D_M = \left(1,26 - \frac{16,35}{642,85}\right) 0,5364 = 0,662m$$

$$Q = \left(0,66 - \frac{18,40}{N_s}\right) D_M = \left(0,66 - \frac{18,40}{642,85}\right) 0,5364 = 0,339\text{m}$$

$$R = \left(1,25 - \frac{N_s}{12531}\right) D_M = \left(1,25 - \frac{642,85}{12531}\right) 0,5364 = 0,643\text{m}$$

$$S = \left(4,26 + \frac{201,21}{N_s}\right) D_M = \left(4,26 + \frac{201,21}{642,85}\right) 0,5364 = 2,453\text{m}$$

$$T = \left(1,2 - \frac{N_s}{1,953}\right) D_M = \left(1,2 - \frac{642,85}{1,953}\right) 0,5364 = 0,467\text{m}$$

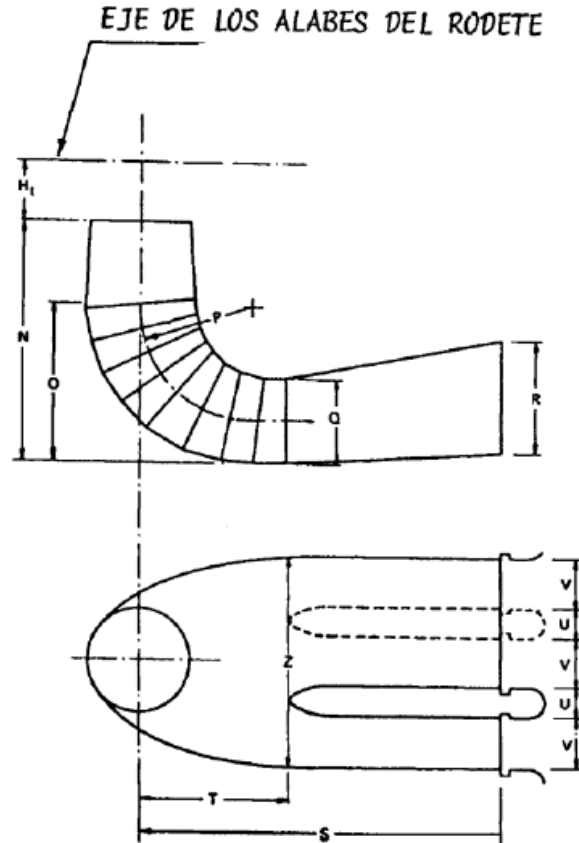


Figura 10.13 Tubo de aspiración

10.14 Elección de un generador

Siguiendo la descripción de los tipos de generadores existentes, sus ventajas y desventajas, teniendo en cuenta las propiedades de cada uno y las condiciones de nuestro aprovechamiento, se ha llegado a la conclusión de que la solución más viable es la instalación de un generador asíncrono por los siguientes motivos:

El principal problema para no poder instalar un generador asíncrono, es que estos no son aptos para redes pequeñas, ya que necesitan captar energía de la red para excitarse y producir energía. La mayoría de aprovechamientos suelen estar aislados de la civilización y es más difícil conectarse a la red, pero en nuestro aprovechamiento no existe este problema, ya que se encuentra al lado de un polígono industrial, por lo que los costes de conectar la central a la red eléctrica serán mínimos, al contrario que otros aprovechamientos.

Debido a que es la opción más económica, que su principal desventaja queda eliminada en nuestro aprovechamiento debido a su buena situación y que la diferencia de rendimiento va de un dos a un cuatro por ciento menos, lo cual no compensa el coste extra de un generador síncrono, la opción más viable para nuestro aprovechamiento es la de un generador asíncrono.

Este generador, como calculamos anteriormente, para acoplarlo directamente a nuestra turbina sin usar un multiplicador debería tener 34 pares de polos. Habría que estudiar si el costo de un multiplicador para reducir el número de polos del generador compensa el mayor costo del generador de 34 pares de polos.

10.15 Escala de peces, azud y casa de maquinas

En lo que respecta a la escala de peces y el azud, no es necesaria ninguna inversión, aunque sería conveniente revisar la escala de peces por si hubiese alguna necesidad de introducir algún cambio o realizar alguna limpieza.

En cambio, la casa de maquinas necesitara una restauración casi completa respetando la fachada, debido a que está considerada patrimonio histórico de la ciudad.

10.16 Estudio económico simplificado

10.16.1 Presupuesto

A partir de otros presupuestos de proyectos de rehabilitación de aprovechamientos pequeños similares, se ha intentado hacer una estimación de lo que sería el presupuesto de nuestra obra y mantenimiento de la central, con el fin de hacer una comparativa de costo-beneficio.

10.16.1.1 Costos iniciales

Ensayos

Descripción	Unidad	Medida	Coste unitario	Coste total
1. Estudio de demanda (donde quedan reflejados los posibles consumidores de energía)	1	Ud.	210	210
2. Estudio socio económico (evaluación económica, organización y desarrollo)	1	Ud.	320	320
3. Estudio hidrológico y pluviométrico (a través de la estación de aforo más cercana, CEDEX 5070)	1	Ud.	140	140
4. Estudio Cartográfico y topográfico (referente a planos de la zona y de la central)	1	Ud.	270	270
5. Estudio Geotécnico (Mediante toma de datos del terreno)	1	Ud.	190	190
6. Impacto Ambiental (Datos referentes al medio ambiente cercano a la central)	1	Ud.	340	340
			Total	1470

Permisos

Descripción	Unidad	Medida	Coste	Coste
1. Permiso de realización del proyecto	1	Ud.	120	120
2. Contrato de realización del proyecto	1	Ud.	25	25
3. Aceptación del proyecto	1	Ud.	3250	3250
4. Inscripción del proyecto en PMI	1	Ud.	50	50
5. Desarrollo del proyecto	1	Ud.	5150	5150
			Total	8595

Concesiones

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Concesión de las zonas colindantes para llevar a cabo la obra	1	Ud.	2543	2543
2. Permiso de obras públicas	1	Ud.	1364	1364
			Total	3907

10.16.1.2 Costos de construccion

Preparación del terreno

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Limpieza y desmonte (Referente a eliminación de vegetación)	19	h	120	2280
2. Tratamiento del suelo de soporte	13	h	120	1560
3. Colocación de ataguías y drenaje (para redirigir el caudal)	27	h	120	3240
4. Cortes y conformación de pequeños taludes	17	h	120	2040
5. Retirada de vegetación y estériles	9	h	120	1080
6. Transporte de material	9	h	120	1080
			Total	11280

Rehabilitación del edificio

Descripción (Estructura de no generación)	Unidades	Medida	Coste unitario	Coste total
1. Fase de evaluación previa	10	h	120	1200
2. Rehabilitación de fachada	48	h	120	5760
3. Rehabilitación de huecos	34	h	120	4080
4. Ventanas y puertas	58	h	120	6960
5. Restauración de techos y suelos	40	h	120	5040
6. Pintura y terminaciones	30	h	120	3600
TOTAL				26640

Acondicionamiento la casa de maquinas

Descripción	Unidades	Medida	Coste	Coste
1. Instalación eléctrica interior en baja tensión (cableado)	43	h	120	5160
2. Luminarias estancas para entrada	4	h	120	480
3. Alumbrado de emergencia	4	h	120	480
4. Tomas de tierra y enchufes	6	h	120	720
5. Alumbrado interior	25	h	120	3000
			Total	9840

Descripción (Estructura de generación eléctrica)	Unidades	Medida	Coste unitario	Coste total
1. Acondicionamiento de tubería forzada	26	h	120	3120
2. Acondicionamiento de espacios (para colocar turbinas, generadores y alternadores)	38	h	120	4560
3. Salida de casa de máquinas	21	h	120	2520
4. Otros	17	h	120	2040
			Total	12240

Instalacion eléctrica

Instalacion hidráulica

Descripción	Unidades	Medida	Coste	Coste
1. Realización de distribución	23	h	120	2760
2. Colocación de salidas de agua	14	h	120	1680
			Total	4440

10.16.1.3 Costos de maquinaria

Elementos de generación eléctrica

Descripción	Unidades	Medida	Coste	Coste
1. Turbina Kaplan de 2967.26KW de potencia	1	Ud.	237600	237600
2. Generador asíncrono	1	Ud.	53500	160500
3. Transformador aislado en aceite	1	Ud.	22300	22300
			Total	420400

Elementos de seguridad

Descripción	Unidades	Medida	Coste	Coste
1. Válvulas de control	3	Ud.	10000	30000
2. Válvulas de cierre y seguridad tipo mariposa	1	Ud.	13000	13000
			Total	43000

Seguridad eléctrica

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Seccionadores e interruptores	8	Ud.	1300	10400
2. Transformador de intensidad	3	Ud.	2540	7620
3. Transformador de tension	1	Ud.	2350	2350
4. Fusibles	4	Ud.	850	3400
5. Autovavulas	1	Ud.	650	650
TOTAL				24420

Elementos de instalación estructural

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Toma	1	Ud.	352000	352000
2. Canal de derivación	3	Ud.	125300	375900
3. Cámara de carga	1	Ud.	234000	234000
4. Desagüe (servirá para todos los grupos funcionales)	1	Ud.	263000	263000
			Total	1224900

Materiales de construcción

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste total
Materiales de obra (Hormigón, cemento, etc.)	350	m2	40	14000
Cableado	225	m	23	5175
Pintura	150	l	20	3000

Elementos hidráulicos	76	Kg	42	3192
Ventanas y puertas	58	Ud.	116	6728
Elementos de iluminación	124	Ud.	104	12896
			Total	44991

10.16.1.4 Costos de explotación Personal

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Gerente de instalación	1	Ud.	2000	10000
2. Personal requerido	7	Ud.	1200	28400
3. Seguridad Social	8	Ud.	800	6400
4. IRPF	8	Ud.	100	800
			Total	45600

Mantenimiento

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Mantenimiento de turbinas y generadores	1	Ud.	200	1200
2. Mantenimiento de transformador	1	Ud.	440	440
3. Regulación de equipos	3	Ud.	630	1890
			Total	3530

Conexion a red

Descripción	Unidade	Medida	Coste	Coste
1. Montaje	60	h	120	7200
2. Cableado	2000	m	17	14000
3. Otros elementos (elementos de seguridad, de tendido, acometidas, etc.)	20	Ud.	26	520
			Total	21720

10.16.1.5 Presupuesto total para la rehabilitación

Descripción	Coste Total
1. Costes Iniciales	13972
2. Costes de construcción	64440
3. Costes de maquinaria	1757711
TOTAL	1898973euros

El coste de tener en funcionamiento la central durante un año se estimara mediante la siguiente expresión:

$$\text{Mantenimiento anual} = 450 \times \text{Potencia Instalada (kW)}^{1/2}$$

$$\text{Mantenimiento anual} = 450 \times (2967)^{1/2} = 24.511,57\text{€}$$

A este mantenimiento se le debe sumar el calculado anteriormente en el presupuesto con su correspondiente I.V.A.

$$\text{Costes totales de mantenimiento} = 24.511,57 + (70850 \times 1,21) = 110.239\text{€/año}$$

Tenemos que al final del primer año de funcionamiento de la central, teniendo en cuenta la inversión realizada y el 21% de I.V.A, la cifra total invertida habrá sido de:

$$I = 1898973 \times 1,21 = 2.297.757,33\text{€}$$

Teniendo en cuenta que el cálculo de la energía generada por la central en un año medio es de 14.254.545,58KWh/año y que el precio del Kw/h medio pagado a este tipo de aprovechamientos es de 0,05€/kWh. Por lo que el primer año se tendrá un beneficio de:

$$B = 14.254.545,58 \times 0,05 = 712.727,279\text{€}$$

Año	Beneficio	Gasto	Amortizacion
1	712727,279	2407996,33	-1695269,051
2	712727,279	1805508,05	-1092780,772
3	712727,279	1203019,77	-490292,493
4	712727,279	600531,493	112195,786
5	712727,279	-1956,786	714684,065
6	712727,279	-604445,065	1317172,344
7	712727,279	-1206933,34	1919660,623
8	712727,279	-1809421,62	2522148,902
9	712727,279	-2411909,9	3124637,181
10	712727,279	-3014398,18	3727125,46
11	712727,279	-3616886,46	4329613,739
12	712727,279	-4219374,74	4932102,018
13	712727,279	-4821863,02	5534590,297
14	712727,279	-5424351,3	6137078,576
15	712727,279	-6026839,58	6739566,855
16	712727,279	-6629327,86	7342055,134
17	712727,279	-7231816,13	7944543,413

18	712727,279	-7834304,41	8547031,692
19	712727,279	-8436792,69	9149519,971
20	712727,279	-9039280,97	9752008,25
21	712727,279	-9641769,25	10354496,53
22	712727,279	-10244257,5	10956984,81
23	712727,279	-10846745,8	11559473,09
24	712727,279	-11449234,1	12161961,37
25	712727,279	-12051722,4	12764449,65

Podemos ver que a partir del cuarto año la central termina de amortizarse y comienza a generar beneficio, llegando a generar un beneficio total de 12.764.449€ a los 25 años de su instalación.

10.17 Análisis de resultados

La producción anual esperada para un “año medio” es de 14254,54558 MW, esta producción podrá incrementarse o disminuir dependiendo de las precipitaciones que se den en el año.

Tomando como vivienda media una casa de 3 personas el consumo de electricidad anual es de 3500 KWh, por lo que la central podría dar luz a:

$$14.254.545,58/3500=4072 \text{ hogares medios}$$

$$4072*3=12216$$

Esta central podría dar luz a 4072 hogares medios y a 12216 personas, un 3,73% de los 327362 habitantes del censo de 2015, un porcentaje considerable de energía limpia.

Es cierto que los cálculos se han llevado a cabo bajo rendimientos teóricos, dados por el fabricante pero no garantizados, aunque el fabricante dispone de unas curvas de rendimientos para cada una de sus turbinas los cuales están garantizados, aunque son rendimientos más bajos a los teóricos. La grafica 10.6 es un claro ejemplo de los rendimientos obtenidos en ensayos de laboratorio a partir de adimensionales y los rendimientos que garantiza el fabricante. Por supuesto a la hora de estimar la producción energética anual, es mucho más razonable usar los rendimientos que garantiza el fabricante, para aproximarse lo más posible a la realidad.

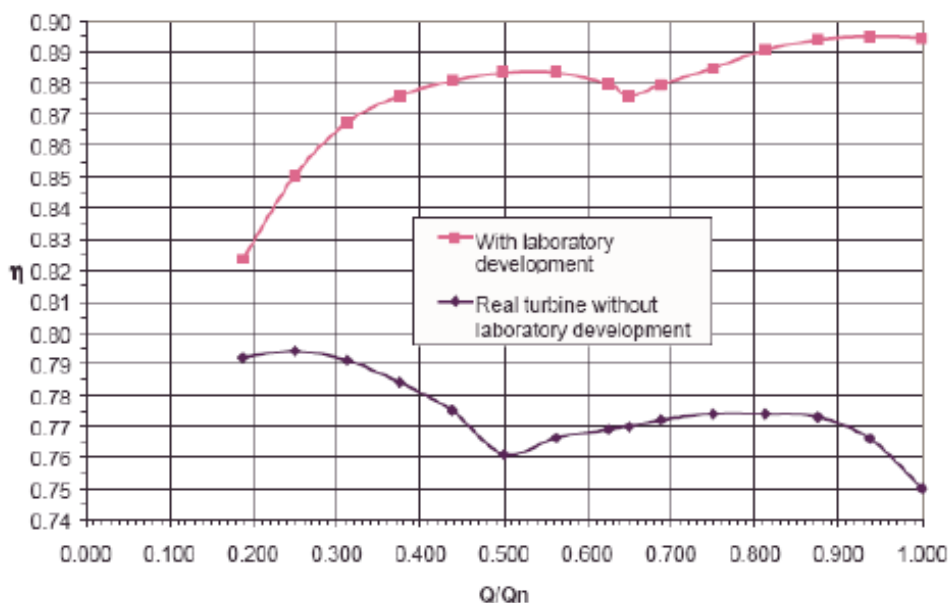


Figura 10.14 Rendimiento de laboratorio y garantizado

Habría que tener en cuenta que la central forma parte del patrimonio histórico-cultural de cordoba, por lo que podría haber restricciones en cuanto a su restauración.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ESHA Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica
- [2] Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A. “*Minihidraulica en el País Vasco*”.1ª Edición. San Vicente, 8 - Planta 14 48001 - Bilbao Impresión. Ente Vasco de la Energía (EVE) División de Investigación y Recursos Noviembre 1995. I.S.B.N.: 84-8129-032-7.
- [3] TORRES DELGADO, CRISTÓBAL. Molinos y aceñas de la ciudad de Córdoba. Córdoba: Diputación Provincial de Córdoba, ISBN: 84-8154-225-3.
- [4] Pequeñas centrales hidroeléctricas. UCA. 21 enero 2017, 17:40 [consulta: 4 enero 2017]. Disponible en:
http://cef.uca.edu.sv/descargables/2011_12_cursoMAGMA/pequenas_centrales_hidroelectricas.pdf
- [5] Proyecto sobre la viabilidad del traspaso de antiguos aprovechamientos hidráulicos a minicentrales hidroeléctricas. Juan Rafael Cabello García y José Ignacio Fernández Castilla.
- [6] J. Raabe, Hydro Power, The design, use and function of hydromechanical, hydraulic and electrical equipment, VDI Verlag, 1985, ISBN 3-18-400616-6
- [7] F. de Siervo & A. Lugaresi, "Modern trends in selecting and designing Pelton turbines", Water Power & Dam Construction, December 1978
- [8] F. de Siervo & F. de Leva, "Modern trends in selecting and designing Francis turbines", Water Power & Dam Construction, August 1976
- [9] F. de Siervo & F. de Leva, "Modern trends in selecting and designing Kaplan turbines", Water Power & Dam Construction, December 1977, January 1978
- [10] A Lugaresi & A. Massa, "Designing Francis turbines: trends in the last decade", Water Power & Dam Construction, November 1987
- [11] A Lugaresi & A. Massa, "Kaplan turbines: design trends in the last decade", Water Power & Dam Construction, May 1988
- [12] L. Austerre & J.de Verdehan, "Evolution du poids et du prix des turbines en fonction des progrès techniques", Compte rendu des cinquièmes journées de l'hydraulique, 1958, La Houille Blanche
- [13] H.Giraud & M.Beslin, "Optimisation d'avant-projet d'une usine de basse chute", Symposium AIRH. 1968, Lausanne
- [14] T.Belhaj, "Optimisation d'avant-projet d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau" Symposium Maroc/CEE Marrakech 1989

- [¹⁵] J.L.Gordon "A new approach to turbine speed", Water Power & Dam Construction, August 1990
- [¹⁶] J.L.Gordon "Powerhouse concrete quantity estimates", Canadian Journal Of Civil Engineering, June 1983
- [¹⁷] F. Schweiger & J. Gregori, "Developments in the design of Kaplan turbines", Water Power & Dam Construction, November 1987
- [¹⁸] F. Schweiger & J. Gregory, "Developments in the design of water turbines", Water Power & Dam Construction, May 1989
- [¹⁹] J. Fonkenell, "How to select your low head turbine", Hidroenergia 1991. 214
- [20]www.cedex.es (consultada para obtener los datos de la estación de aforo 5070)

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema de un aprovechamiento de montaña.....	9
Figura 1.2 Aprovechamiento de baja altura.....	10
Figura 1.3 Aprovechamiento sin apenas salto.....	10
Figura 1.4 Central a pie de presa.....	11
Figura 1.5 Toma por sifón.....	11
Figura 2.1 Grafica flujo laminar-turbulento.....	12
Figura 2.2 Diagrama de moody.....	15
Figura 2.3 Esquema colocación de rejilla.....	17
Figura 2.4 Perdida por curvatura.....	18
Figura 2.5 Coeficientes de perdidas en válvulas.....	18
Figura 2.6 Golpe de ariete.....	19
Figura 2.7 Líneas de velocidad en canales.....	20
Figura 2.8 Tipos de flujo.....	21
Figura 3.1 Descomposición de la sección.....	23
Figura 3.2 Molinete de cazoletas y de hélice.....	24
Figura 3.3 Tipos de vertederos y ecuaciones de caudal.....	25
Figura 3.4 Ejemplo de un hidrograma.....	26
Figura 3.5 Curva de caudales clasificados.....	27
Figura 3.6 Cuenca de captación.....	28
Figura 3.7 Curvas isoyectas.....	29
Figura 3.8 Polígonos de Thiessen.....	30
Figura 3.9 Área útil de la curva de caudales clasificados.....	31
Figura 3.10 Rendimiento de una turbina Francis en función del caudal que pasa por ella..	32
Figura 5.1 Estructura fija.....	37
Figura 5.2 Estructura móvil.....	37
Figura 5.3 Fotografía de un cuenco disipador.....	37
Figura 5.4 Esquema de toma lateral en la curva de un cauce.....	39
Figura 5.5 Toma tirolesa.....	39
Figura 5.6 Fotografía de toma tirolesa.....	40
Figura 5.7 Esquema de toma de agua por sifón.....	41
Figura 5.8 Cámara de carga ideal.....	42
Figura 5.9 Fotografía de barreras flotantes.....	42
Figura 5.10 Compuertas temporales.....	44
Figura 5.11 Compuertas con obturador.....	44

Figura 5.12 Válvula de mariposa.....	44
Figura 5.13 Válvula esférica.....	44
Figura 5.14 sección de un canal teniendo en cuenta el librebordo.....	46
Figura 5.15 Materiales para protección de terraplenes.....	46
Figura 5.16 Tramo de tubería forzada con juntas de dilatación.....	47
Figura 5.17 Junta de dilatación.....	47
Figura 5.18 Chimenea de equilibrio.....	49
Figura 6.1 esquema de una central de sato bajo.....	50
Figura 6.2 Esquema casa de maquinas saltos medios y altos.....	50
Figura 6.3 Esquema inyector y rodete pelton.....	52
Figura 6.4 5 inyectores verticales.....	52
Figura 6.5 2 inyectores horizontales.....	52
Figura 6.6 Esquema del impacto del chorro en la cazoleta de una pelton.....	52
Figura6.7 esquema de una turbina turgo.....	53
Figura 6.8 Esquema turbina de flujo transversal.....	53
Figura 6.9 Fotografía de la carcasa de una turbina Francis.....	54
Figura 6.10 Funcionamiento de los alabes directores.....	54
Figura 6.11 fotografía de un anillo accionador.....	54
Figura 6.12 fotografía del rodete de una Francis.....	54
Figura 6.13 turbina Francis espiral.....	55
Figura 6.14 energía cinética en la salida.....	55
Figura 6.15 Esquema verdadera Kaplan.....	56
Figura.16 Turbina bulbo.....	56
Figura 6.17 Kaplan vertical.....	57
Figura 6.18 semi-Kaplan en sifón.....	57
Figura 6.19 semi-Kaplan invertida en sifón.....	57
Figura 6.20 semi-Kaplan con reenvío a 90°	57
Figura 6.21 Kaplan en S.....	58
Figura 6.22 Kaplan con reenvío a 90°.....	58
Figura 6.23 Kaplan inclinada en pozo.....	58
Figura 6.24: Perfil de los rodetes en función de su velocidad específica.....	59
Figura 6.25 Correlación entre H_n y velocidad especifica.....	60
Figura 6.26 K_v respecto a la apertura.....	61
Figura 6.27 Sección del rodete de una turbina Francis.....	61
Figura 6.28 Sección turbina Kaplan.....	62
Figura 6.29 Rango operativo de los 3 tipos principales de turbinas.....	63
Figura 6.30 Limite de cavitación.....	65
Figura 6.31 Rendimientos en función de Q/Q_d	66
Figura 6.32 Rendimientos de laboratorio y garantizados por el fabricante.....	67
Figura 7.1 Aprovechamiento del rio Cordiñanes.....	72
Figura 7.2 Fotografía del Embalse de cordiñanes.....	72
Figura 7.3 Fotografía del Azud de Vilhelmina (Suecia).....	73
Figura 7.4 Canal construido.....	73
Figura 7.5 Canal reforestado.....	73
Figura 7.6 Escala con diafragmas de vertedero.....	75
Figura 7.7 Escala con diafragmas con escotaduras verticales y orificios de fondo.....	75
Figura 7.8 Vista de una escala.....	75
Figura 7.9 Escala de ranuras verticales.....	76
Figura 7.10 Paso de Denil.....	76
Figura 7.11Fotografia Paso Denil.....	77

Figura 7.12 Exclusa Borland.....	77
Figura 7.13 Paso de Pantalla Coanda.....	78
Figura 8.1 Costo por kW instalado.....	80
Figura 8.2 Costes de inversión para saltos bajos.....	85
Figura 9.1 Pasos y tramites para la concesión.....	86
Figura 10.1 Vista de la central.....	88
Figura 10.2 Fotografía del lugar.....	89
Figura 10.3 Fotografía del lugar.....	89
Figura 10.4 Fotografía del lugar.....	90
Figura 10.5 Fotografía del lugar.....	90
Figura 10.6 Situación de la central y la estación de aforo 5070.....	92
Figura 10.7 Curva de caudales clasificados.....	94
Figura 10.8 Grafica de instalación de turbinas.....	95
Figura 10.9 Rendimientos de las turbinas según caudal.....	98
Figura 10.10 esquema turbina.....	101
Figura 10.11 esquema carcasa.....	102
Figura 10.12 esquema espiral.....	102
Figura 10.13 Tubo de aspiración.....	103
Figura 10.14 Rendimiento de laboratorio y garantizado.....	110