



industriales  
etsii

Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

## Recuperación de la Central Minihidráulica de Ohanes (Almería). Estudio de viabilidad y diseño de componentes hidráulicos

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: **Álvaro López Caballero**  
Director: Blas Zamora Parra

Cartagena, 26/07/2016



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

# ÍNDICE GENERAL

## Capítulo 1: Introducción y objetivos

<b>1.1 Situación actual de la energía minihidráulica en España.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2 Emplazamientos susceptibles de recuperación (Centrales abandonadas).....</b>	<b>10</b>
<b>1.3 Motivación y Objetivos del proyecto.....</b>	<b>15</b>

## Capítulo 2: Descripción de la antigua Central Minihidráulica de Ohanes

<b>2.1 Descripción geográfica de la Central Minihidráulica de Ohanes.....</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Memoria histórica de la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes.....</b>	<b>18</b>
<b>2.3 Situación actual de la Central Minihidráulica de Ohanes.....</b>	<b>20</b>

## Capítulo 3: Estudio de alternativas

<b>3.1 Breve descripción de las alternativas escogidas.....</b>	<b>24</b>
<b>3.2 Procedimiento para el estudio comparativo de alternativas.....</b>	<b>25</b>
<b>3.3 Alternativa 1. Río Chico.....</b>	<b>26</b>
<b>3.4 Alternativa 2. Alto Canjáyar.....</b>	<b>30</b>
<b>3.5 Alternativa 3. Medio Canjáyar.....</b>	<b>33</b>
<b>3.6 Comparación de alternativas.....</b>	<b>36</b>

## Capítulo 4: Conducción Forzada

<b>4.1 Tubería forzada. Diámetro económico de la tubería forzada.....</b>	<b>40</b>
<b>4.2 Golpe de ariete. Espesor definitivo de tubería forzada.....</b>	<b>42</b>
<b>4.3 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga primarias.....</b>	<b>47</b>
<b>4.4 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga secundarias.....</b>	<b>47</b>

## Capítulo 5: Simulación del turbinado

<b>5.1 Elección del caudal de equipamiento.....</b>	<b>52</b>
<b>5.2 Rendimiento del alternador eléctrico.....</b>	<b>53</b>
<b>5.3 Rendimiento global de la turbina.....</b>	<b>54</b>
<b>5.4 Altura neta de la central.....</b>	<b>55</b>
<b>5.5 Coeficiente de fricción de la tubería forzada.....</b>	<b>55</b>
<b>5.6 Tiempo anual medio de funcionamiento de la central.....</b>	<b>56</b>
<b>5.7 Método de cálculo.....</b>	<b>56</b>
<b>5.8 Resultados de la simulación.....</b>	<b>58</b>

## Capítulo 6: Diseño de la turbina

<b>6.1 Turbina Pelton. Funcionamiento e introducción.....</b>	<b>61</b>
<b>6.2 Accesorios y características de las turbinas Pelton.....</b>	<b>62</b>
<b>6.3 Caudal nominal y caudal de diseño de la turbina.....</b>	<b>74</b>
<b>6.4 Pérdidas de carga en condiciones de diseño.....</b>	<b>74</b>
<b>6.5 Altura neta en condiciones nominales.....</b>	<b>75</b>
<b>6.6 Velocidad específica y selección de la turbina.....</b>	<b>75</b>
<b>6.7 Dimensionado y diseño de la turbina.....</b>	<b>77</b>
<b>6.8 Rendimientos. Potencias y Producción de la turbina.....</b>	<b>86</b>

## Capítulo 7: Estudio de rentabilidad económica

<b>7.1 Introducción. Aspectos económicos.....</b>	<b>91</b>
<b>7.2 Costes.....</b>	<b>92</b>
<b>7.3 Ingresos.....</b>	<b>97</b>
<b>7.4 Presupuesto final.....</b>	<b>98</b>
<b>7.5 Análisis de rentabilidad.....</b>	<b>98</b>

## Capítulo 8: Estudio de impacto ambiental

<b>8.1 Introducción. Objetivos del estudio de impacto ambiental.....</b>	<b>103</b>
<b>8.2 Análisis del proyecto.....</b>	<b>104</b>
<b>8.3 Identificación, caracterización y valoración de impactos.....</b>	<b>105</b>
<b>8.4 Medidas preventivas y correctoras.....</b>	<b>114</b>
<b>8.5 Programa de vigilancia ambiental.....</b>	<b>121</b>

## Capítulo 9: Conclusiones

<b>9.1 Conclusiones del proyecto.....</b>	<b>130</b>
---	------------

## Nomenclatura empleada

$h_r$ : Pérdida de carga en la rejilla.

$C_1$ : Factor de velocidad absoluta de entrada al rodete.

$H_u$ : Altura de Euler.

$H_{\Delta r p}$ : Altura de pérdidas primarias

$K_f$ : Módulo de elasticidad del fluido.

$Q_0$ : Caudal nominal de la turbina.

$WT$ : Potencia en el eje.

$W_e$ : Potencia eléctrica.

$W_i$ : Potencia interna

$W_n$ : Potencia neta.

$W_u$ : Potencia útil.

$np$ : número de pares de polos.

$t_{iv}$ : Tiempo de ida y vuelta de las ondas de presión.

$th$ : Constante de aceleración del agua.

$taño$ : número de horas/año.

$v_1$ : Velocidad absoluta de entrada al rodete.

$v_2$ : Velocidad absoluta de salida del rodete.

$w_1$ : Velocidad relativa de entrada al rodete.

$w_2$ : Velocidad relativa de salida del rodete

$\Delta H_i$ : Pérdidas internas de la máquina

$\Delta H_{inst}$ : Altura de pérdidas totales.

$\Delta H_{rs}$ : Altura de pérdidas secundarias.

$\Omega_s$ : Velocidad específica.

$\alpha_2$ : Ángulo de la velocidad absoluta de salida respecto de la velocidad de arrastre.

$\eta_{h,c}$ : Rendimiento hidráulico de la cuchara.

$\eta_{h,i}$ : Rendimiento hidráulico del inyector.

$\eta_e$ : Rendimiento eléctrico.

$\eta_t$ : Rendimiento del turbinado.

$H_1$ : Altura en la salida del inyector.

$H_b$ : Altura bruta.

$H_n$ : Altura neta.

$k$ : Rugosidad absoluta.

$k_f$ : Eficacia de la unión

$K_r$ : Coeficiente de pérdidas secundarias en la rejilla

$K_v$ : Coeficiente de pérdidas secundarias en la válvula

$m$ : distancia entre los barrotes

$P_i$ : Presión hidrostática

$Q_{ecol}$ : Caudal ecológico.

$Q_{eq}$ : Caudal de equipamiento.

$s$ : Espesor de los barrotes.

$t_0$ : tiempo de cierre de la válvula.

$t_c$ : Tiempo de cierre.

$t_r$ : tiempo de residencia de una partícula fluida en el conducto.

$v, V$ : Velocidad media del fluido.

$\alpha$ : inclinación de los barrotes con respecto a la horizontal.

$\beta$ : coeficiente que depende de la forma de los barrotes.

$\beta_2$ : Ángulo del álabe.

$\zeta$ : Coeficiente de fricción

$\eta_h$ : Rendimiento hidráulico

$D$ : Diámetro de la tubería forzada.

$K$ : Coeficiente de pérdidas secundarias.

$L$ : Longitud de la tubería forzada

$P$ : Producción.

$Q$ : Caudal turbinado.

$Re$ : Número de Reynolds.

$Vol$ : Volumen.

$\sigma_s$ : Resistencia a la tracción.

$\Delta h$ : sobrepresión en m.c.a.

$\Delta p$ : Incremento de presión.

$c$ : *Velocidad* de la onda de presión.

$d$ : diámetro del chorro del inyector.

$D_r$ : Diámetro del rodete.

$E$ : Módulo de elasticidad del material.

$\mathcal{E}$ : Rugosidad relativa

$e_s$ : Sobrespesor.

$e$ : Espesor de la tubería forzada.

$U$ : Factor de utilización.

$f$ : frecuencia.

$g$ : Aceleración de la gravedad.

$t$ : Intervalo de tiempo.

$v$ : Velocidad de arrastre.

$\mu$ : Coeficiente de fricción.

$\rho$ : Densidad.

$\mu$ : Viscosidad dinámica

# CAPÍTULO 1

## Introducción y objetivos

<b>1.1 Situación actual de la energía minihidráulica en España</b>	<b>8</b>
<b>1.2 Emplazamientos susceptibles de recuperación (Centrales abandonadas)</b>	<b>10</b>
<b>1.3 Motivación y Objetivos del proyecto</b>	<b>15</b>

## Capítulo 1

# INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 Situación actual de la energía minihidráulica en España

La energía hidráulica está relacionada con el agua (del griego “hidro”). Las caídas de masas de agua, producidas por los desniveles existentes en los cauces por donde discurren, han sido utilizadas desde la antigüedad para producir energía mecánica.

Efectivamente, la fuerza hidráulica ha sido explotada para gran variedad de usos productivos, desde el agroalimentario (en la molienda de granos y aceitunas), al textil (batanes). La primera central hidroeléctrica con configuración moderna data de 1880. (Northumberland, Gran Bretaña). En España, es a principios del siglo XX cuando en España se comienza a aprovechar la energía hidráulica para la generación de electricidad. En la actualidad, se puede afirmar que la energía hidroeléctrica en España ha llegado a su madurez tecnológica y prácticamente ha alcanzado su máximo potencial de desarrollo.

Puede establecerse una diferenciación entre Energía Hidráulica, Minihidráulica y Microhidráulica, en función del umbral de potencia obtenible de la central. Una minicentral hidráulica tiene (por convenio) una potencia máxima instalada de 10 MW. Por encima de este nivel de potencia, se sigue con la denominación tradicional de central hidráulica o hidroeléctrica. No existe una clara diferencia tecnológica entre la energía hidráulica y la minihidráulica.

Ahora bien los aprovechamientos hidroeléctricos de pequeño tamaño representan, a diferencia de las grandes infraestructuras hidroeléctricas, una forma de generación distribuida que permite producir la energía cerca del consumidor final. En la energía minihidráulica es de esperar un menor impacto medioambiental, por lo que resulta más atractiva actualmente.

Los retos tecnológicos en el área hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología consolidada, van todos encaminados a obtener la máxima eficiencia, mejorar los rendimientos y reducir los costes, sin olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático.

Según la última evaluación de los recursos hidráulicos nacionales realizada en 1980, se consideraba que el potencial de futura utilización con pequeñas centrales era de 6.700 GWh/año y con aprovechamientos medianos y grandes era de 27.300 GWh/año. Desde esa fecha hasta la actualidad, se han desarrollado parte de esos recursos, por lo que, teóricamente, el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar sería de 4.500 GWh/año. Sin embargo, todos los estudios y análisis científicos relativos a los impactos del cambio climático en España, apuntan a una disminución general de los recursos hídricos, que afectará a la producción de energía hidroeléctrica.

Las propuestas científicas planteadas para el sector están enfocadas principalmente al fomento del aprovechamiento hidroeléctrico de infraestructuras hidráulicas existentes (presas, canales, sistemas de abastecimiento, etc.), así como a la rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas existentes, todo ello de forma compatible con la planificación hidrológica y con la preservación de los valores ambientales.

En España, la energía hidráulica por debajo de los 10 MW tiene la consideración de energía renovable. Ahora bien, la energía hidráulica obtenida hasta 50 MW está favorecida por el Real Decreto 661/2007, Régimen especial de producción de electricidad.

En el año 2004, la energía obtenida a nivel nacional a través de centrales de potencia inferior a los 10 MW sufrió un incremento con la puesta en marcha de 45,1 MW nuevos. Aunque esta tecnología crece

cada año, lo hizo a un ritmo inferior al necesario para alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER).

En efecto, la fuente principal para conocer la situación actual de la energía hidráulica (y minihidráulica) en España es el Plan de Energías Renovables (PER). La Figura 1.1. Muestra la previsión de la capacidad a instalar en el sector hidroeléctrico hasta el 2020, tomada del PER.

	2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh								
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.226	42.215	13.368	37.149	13.408	32.966	13.448	32.547	13.498	32.543
<1MW (sin bombeo)	242	802	244	804	247	748	249	791	251	779
1-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	1.687	5.118	1.695	6.197	1.703	5.075	1.731	5.007
>10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	11.437	31.227	11.466	26.021	11.496	26.681	11.516	26.757
por bombeo	5.347	3.106	5.347	2.485	5.358	5.146	5.358	6.592	5.998	6.592

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh										
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.548	32.538	13.608	32.626	13.668	32.754	13.728	32.882	13.788	33.012	13.861	33.140
<1MW (sin bombeo)	253	772	256	839	259	821	262	803	265	887	268	843
1-10 MW (sin bombeo)	1.764	4.982	1.796	4.857	1.828	5.058	1.855	5.249	1.882	5.441	1.917	5.749
>10 MW (sin bombeo)	11.531	26.784	11.556	26.930	11.581	26.875	11.611	26.830	11.641	26.684	11.676	26.548
por bombeo	6.312	6.592	7.011	8.457	7.011	8.457	8.311	8.457	8.511	8.457	8.811	8.457

Figura 1.1: Trayectoria de la capacidad a instalar en el sector hidroeléctrico al 2020 en el marco del PER 2011-2020. Fuente: PER 2011-2020.

En resumen, el objetivo propuesto para el sector hidroeléctrico es un incremento de potencia de 635 MW al año 2020, con la distribución que muestra la Figura 1.2

	Incremento de potencia (MW)
Hidráulica menor de 10 MW	263
Hidráulica mayor de 10 MW	372
<b>Total</b>	<b>635</b>

Figura 1.2: Distribución del incremento de potencia al 2020 por tamaño de instalación. Fuente: PER 2011-2020.

## 1.2 Emplazamientos susceptibles de recuperación (Centrales abandonadas)

España dispone de grandes recursos hidroeléctricos, gran parte de los cuales han sido ya desarrollados, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente. No obstante, todavía hay disponible un significativo potencial sin explotar, cuyo desarrollo puede ser muy importante para el conjunto del sector eléctrico por su aportación energética y por su contribución a la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

En nuestro país, la legislación apunta a las Confederaciones Hidrográficas como órganos de los que depende la explotación de los ríos. Se denominan también órganos de cuenca, puesto que parten del concepto de Cuenca Vertiente, correspondiente a la extensión geográfica en la que se produciría la escorrentía del agua de lluvia hacia una cuenca o curso fluvial, que a su vez puede ser afluente de un curso fluvial principal. De este modo, las Confederaciones Hidrográficas se ocupan de la gestión de un gran río incluyendo todos sus afluentes: Duero, Ebro, Tajo, Júcar, Guadiana, Guadalquivir y Segura. Otras son agrupaciones de cursos fluviales que desembocan a un mismo mar en una unidad costera: Norte, Pirineo Oriental, Sur.

Potencial hidroeléctrico en España (GWh/año) por cuencas						
Cuenca	Potencial actualmente desarrollado	Potencial de futura utilización		Total	Total potencial técnicamente desarrollable	Potencial pluvial bruto
		Aprovechamientos medianos y grandes	Aprovechamientos pequeños			
Norte	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	34280
Duero	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana	300	300	--	300	600	3.830
Guadalquivir	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España	200	100	300	400	600	2.740
Segura	100	600	100	700	800	2.090
Júcar	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo oriental	600	100	300	400	1.000	3520
<b>Total cuencas</b>	<b>31.600</b>	<b>27.300</b>	<b>6.700</b>	<b>34.000</b>	<b>65.600</b>	<b>150.360</b>

*Fuente: Fuente: Plan de Energías Renovables 2005-2010*

Figura 1.3: Cuencas hidrográficas de España y sus aprovechamientos. Fuente: PER 2005-2010.

Andalucía constituye un ejemplo particular entre las Comunidades Autónomas españolas, debido a su gran extensión geográfica. Además, el aprovechamiento del recurso energético no ha presentado un desarrollo tan importante como el resto de fuentes de energías. Esto es debido a que el clima seco de la región hace que la demanda de agua para abastecimiento de la población, regadíos y usos agrarios, sea prioritaria frente a su aplicación para fines energéticos. La mayor parte del potencial hidroeléctrico existente proviene de las posibilidades de rehabilitación y renovación de instalaciones por lo general muy antiguas, y del aprovechamiento de presas aún sin explotar desde el punto de vista energético.

En este contexto de promoción de recursos autóctonos y de diversificación energética, se han enmarcado los programas de apoyo y actuaciones para la recuperación y puesta en marcha de minicentrales hidroeléctricas desarrolladas por la Agencia Andaluza de la Energía, así como la realización y actualización de inventarios, que han hecho posible conocer el potencial hidráulico de generación eléctrica de la Comunidad Autónoma de Andalucía en sus diferentes provincias.

En la Comunidad Autónoma Andaluza, de acuerdo con las prioridades de uso dispuestas en el art. 58 la ley de Aguas, la demanda para el riego y abastecimiento es preponderante frente a otros usos del agua, como por ejemplo el hidroeléctrico. Por ello, para lograr el desarrollo de esta energía se realizarán actuaciones encaminadas al uso de las grandes infraestructuras hidráulicas en proyecto o a las aún no

aprovechadas energéticamente y a la explotación de los cauces más altos, en zonas de escaso o nulo recurso agrícola.

Es importante mencionar el alto grado de potencial de aprovechamiento hidroeléctrico mediante Centrales minihidráulicas, tanto de nueva construcción como de aquellas en desuso o abandonadas. Para el caso de la rehabilitación de centrales antiguas, la inversión a realizar es menor que la necesaria para acometer nuevas obras y el impacto ambiental asociado es mínimo. Con su restauración, además, se ayuda a la recuperación del patrimonio industrial y cultural con fines didácticos y turísticos.

En la Comunidad Autónoma de Andalucía se han localizado doscientos cuarenta y un enclaves de centrales minihidráulicas. Una vez visitadas, se descartaron setenta y cinco por diversos motivos (desaparecidas, desviación de cauce fluvial, inundadas por presas, etc.), por lo que se emitieron informes de campos de las ciento sesenta y seis restantes. En base a este sondeo se desestiman ochenta y dos por su inviabilidad técnica y se elaboran los Informes Finales de ochenta y cuatro centrales, tomando como criterio la obtención de una TIR positiva para el proyecto. Los resultados se muestran en la Figura 1.4:

Andalucía	Número	Potencia (kW)	Potencia (% kW)
Centrales estudiadas con posibilidad de recuperación	84	28.487	58,5
Centrales estudiadas con <b>muy escasa</b> posibilidad de recuperación	82	9.050	18,5*
Centrales <b>sin</b> posibilidad de recuperación	75	11.046,3	23*
<b>Total</b>	<b>241</b>	<b>48.583,3</b>	<b>100</b>

\*La potencia de estas centrales, son las que aparecen en los censos de concesión originarios.

Figura 1.4: Centrales en desuso en Andalucía. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.

En la provincia de Almería se localizaron veintiuna posibles centrales minihidráulicas. De estas, catorce se encontraron totalmente desaparecidas. De las siete restantes se realizó el correspondiente informe de campo con sus características actuales, aunque finalmente, se desestimaron tres por su práctica inviabilidad técnica.

Almería	Número	Potencia (kW)	Potencia (% kW)
Centrales estudiadas con posibilidad de recuperación	4	1.060,0	67
Centrales estudiadas con <b>muy escasa</b> posibilidad de recuperación	3	175,0	11*
Centrales <b>sin</b> posibilidad de recuperación	14	345,3	22*
<b>Total</b>	<b>21</b>	<b>1.580,3</b>	<b>100</b>

\* La potencia de estas centrales, son las que aparecen en los censos de concesión originarios.

Figura 1.5: Centrales en desuso en la provincia de Almería. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.

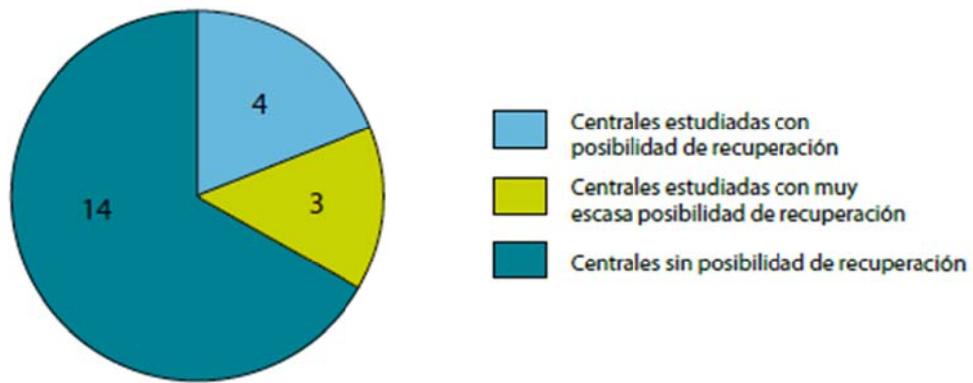


Figura 1.6: Centrales según capacidad de recuperación en Almería (en número). Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.

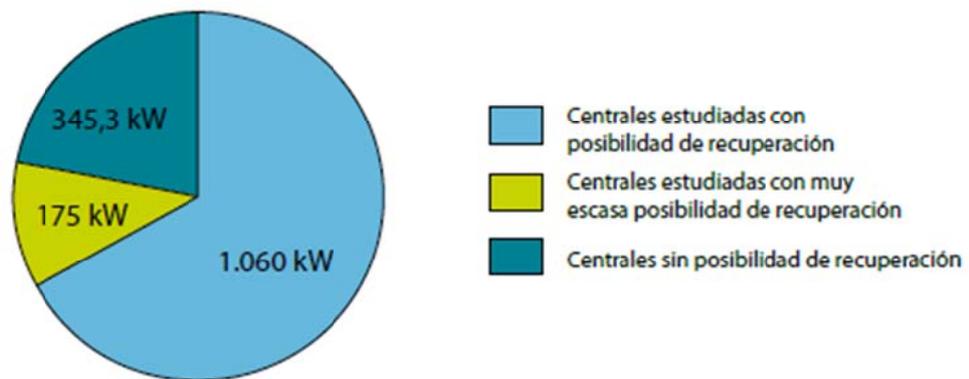


Figura 1.7: Centrales según capacidad de recuperación en Almería (Potencia en kW). Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.

En la Figura 1.8 pueden observarse los datos técnicos principales de las cuatro centrales antes mencionadas, susceptibles de recuperación, para la provincia de Almería.

Nº Ref.	Nombre Central	Población	Salto Neto (m)	Q Equipamiento (m³/s)	Tipo de Central a Instalar	Equipamiento a Instalar	Potencia Nominal Instalable (kW)
AL-1	Ohanes	Ohanes	150,92	0,30	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	390
AL-2	Eléctrica Laujarreña	Laujar	35,28	0,29	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	90
AL-3	Bayarque	Bayarque	117,60	0,31	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	320
AL-4	Sagrado Corazón de Jesús	Serón	78,40	0,38	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	260
TOTAL							1.060

Figura 1.8: Centrales con capacidad de recuperación en Almería. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.

Según la Figura 1.8, entre las cuatro centrales susceptibles de recuperación, se encuentra la de la Localidad de Ohanes, que según el estudio técnico realizado por la Junta de Andalucía, es una central de tipo agua fluyente, con un salto neto de 150,92 metros y con un caudal de equipamiento disponible de 0,30 m³/s. A su vez según este documento, la turbina a instalar sería del tipo Pelton y la potencia nominal instalable de 390 kW. Al ser ésta la minicentral fuera de uso, en estudio para este trabajo, queriendo aproximarnos a los datos de Ohanes de la Figura 1.8 para verificar que dicha alternativa es viable para su puesta en marcha y así contribuir con los objetivos marcados por el PER 2011-2020.

El PER 2011-2020 sigue apostando por el incremento en la potencia instalada en Energía Minihidráulica. En este sentido, apunta que se primará la rehabilitación de centrales abandonadas, así como el desarrollo de sistemas de turbinado con acumulación por bombeo. Por otro lado, efectúa una firme apuesta por el desarrollo de los sistemas de aprovechamiento de la energía del mar. Cabe indicar no obstante que las previsiones de producción de Energía Minihidráulica fueron más optimistas que lo conseguido hasta la fecha y que es preciso seguir los planes de implantación y desarrollo pertinentes.

Según el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, los escenarios de desarrollo hidroeléctrico para el 2020, son los que se dan en la Figura 1.9

	Hipótesis	Actuaciones
<b>Escenario actual</b>	<p>Sin mejorar el procedimiento de tramitación concesional (sigue vigente): plazo promedio de resolución más de 5 años</p> <p>Negativa al desarrollo del potencial fluyente en cauce de ríos, por principio de no deterioro de la Directiva Marco de Aguas (DMA)</p> <p>Eliminación de minicentrales en desuso</p>	<p>Ampliación de la capacidad de bombeo de las centrales existentes (no nuevas) por requerimientos del sistema</p> <p>Desarrollo del potencial hidroeléctrico "solo" en infraestructuras existentes (CCHH pie de presa/canal de riego) y repotenciación de centrales existentes</p>
<b>Escenario óptimo</b>	<p>Que exista nueva reglamentación de procedimiento de tramitación concesional, armonizado con la regulación vigente en materia de energías renovables (Objetivo UE 20-20-20)</p> <p>Establecimiento de "ventanilla única" para las solicitudes, de forma que el plazo de resolución máximo fuera de un (1) año</p>	<p>Máximo desarrollo centrales de bombeo puro para permitir la mayor penetración de la renovable no gestionable (ampliaciones y nuevas)</p> <p>Desarrollo del potencial hidroeléctrico de tipo sostenible: infraestructuras existentes del estado, turbinación caudales ecológicos o ambientales, rehabilitación de centrales abandonadas y nuevas centrales fluyentes de mínimas afecciones medioambientales</p> <p>Ampliación y repotenciación de centrales existentes</p>

Figura 1.9: Escenarios de desarrollo hidroeléctrico al 2020. Fuente: PER 2011-2020.

A modo resumen en la Figura 1.9, se incide en dos ideas fundamentales que justifican la viabilidad del trabajo. Por un lado reducir el plazo de resolución de solicitudes de rehabilitación y por el otro, apostar por la rehabilitación de centrales hidroeléctricas abandonadas.

Se concluye en este apartado del plan, en donde habla del sector hidroeléctrico, que en el desarrollo del potencial hidroeléctrico tiene que apostarse por la rehabilitación de centrales hidroeléctricas en desuso.

### 1.3 Motivación y Objetivos del proyecto

Este proyecto se centra en el análisis de la situación de las centrales minihidráulicas en desuso en España y en Andalucía, más concretamente en la central que se encuentra abandonada en la localidad almeriense de Ohanes. Se ha relacionado con los objetivos marcados en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 y se llevado a cabo una revisión bibliográfica detallada. Se buscarán posibles emplazamientos para una central de este tipo, en función del recurso hidráulico de la zona y de las necesidades de abastecimiento de agua y producción hidroeléctrica.

También se plantearán diversas alternativas y llevado a cabo una comparación entre las distintas posibilidades técnicas en cuando a situación y tipo de la central, número de grupos a instalar, régimen de funcionamiento de la misma y otros parámetros. Se realizará un estudio de viabilidad económica de la inversión correspondiente a la alternativa técnica óptima.

Finalmente, se realizará un diseño de los componentes hidráulicos que componen la central minihidráulica. El alcance del proyecto llevará a efectuar un diseño de la turbina, incluyendo la proposición de curvas características y de comportamiento de la central.

El objetivo principal del trabajo consiste en el estudio y comparación de alternativas posibles para el diseño de una explotación de energía Minihidráulica, a partir de los datos tomados de un antiguo aprovechamiento hidráulico en desuso, situado en la localidad de Ohanes (Almería). Una vez seleccionada la mejor alternativa posible para obtener una producción energética óptima, el alcance del proyecto comprende el diseño hidráulico de los componentes de la central, así como el estudio de la viabilidad económica de la inversión.

El trabajo pretende contribuir a uno de los objetivos marcados en el Plan de Energías Renovables, PER, 2011-2020, consistente en la rehabilitación o recuperación de centrales minihidráulicas en desuso, además del estudio y análisis de la situación de la minihidráulica en España. Como se ha indicado anteriormente, en concreto, se parte de la idea del estudio y la posible puesta en marcha, en función de la viabilidad económica, de una antigua central Minihidráulica en desuso en Ohanes (Almería).

Se plantean diversas alternativas para la recuperación de la central, incluyendo la modificación del trazado y ubicación original. El estudio de las alternativas lleva, a la elección óptima, teniendo en cuenta diversos factores técnicos y económicos. Intentando conseguir la optimización de la producción eléctrica.

Para la consecución de los objetivos del proyecto, se han realizado distintos pasos, entre los que pueden citarse:

- Cálculo del salto neto del aprovechamiento, mediante la determinación de las pérdidas de carga en los distintos elementos por los que circula el agua.
- Interpretación de la serie histórica de caudales que circulan por el río donde se situará la minicentral, para determinar finalmente el caudal de equipamiento más adecuado, en función del tipo de aprovechamiento y comparar distintas alternativas de ubicación de la central en función del recurso hidráulico y futura producción.
- Diseño hidráulico de los componentes de la central, incluyendo la turbina.
- Cálculo de la producción obtenida en la minicentral, en términos de potencia y energía.
- Análisis de rentabilidad de la inversión.

## CAPÍTULO 2

# Descripción de la antigua central Minihidráulica de Ohanes

<b>2.1 Descripción geográfica de la Central Minihidráulica de Ohanes</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Memoria histórica de la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes</b>	<b>18</b>
<b>2.3 Situación actual de la Central Minihidráulica de Ohanes</b>	<b>20</b>

## Capítulo 2

# DESCRIPCIÓN DE LA ANTIGUA CENTRAL MINIHIDRÁULICA DE OHANES

### 2.1 Descripción geográfica de la Central Minihidráulica de Ohanes

Ohanes es una villa y un municipio español de la provincia de Almería y la Comunidad Autónoma de Andalucía, situado en la comarca de la Alpujarra Almeriense, en el valle del río Andarax y a 52 km de la capital provincial, Almería. Su término municipal, tiene 32 km<sup>2</sup> y el año 2014 contaba con 696 habitantes.

La villa de Ohanes se encuentra situada en el valle del Andarax en pleno Parque Nacional de Sierra Nevada, Sus coordenadas geográficas son 37° 02' N, 2° 44' O. La altura media de la localidad de Ohanes es de 1402 metros sobre el nivel del mar, siendo la altura de su punto más bajo de 663 metros y estando su punto más alto a una altitud de 2104 metros sobre el nivel del mar.

La zona por la que se encuentra la antigua fábrica de la luz, está a unos 1200 metros sobre el nivel del mar, ya que aproximadamente está ubicada, en la zona conocida como “El Castañar”. La Figura 2.1 representa el mapa topográfico de la zona dónde se sitúa la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes.

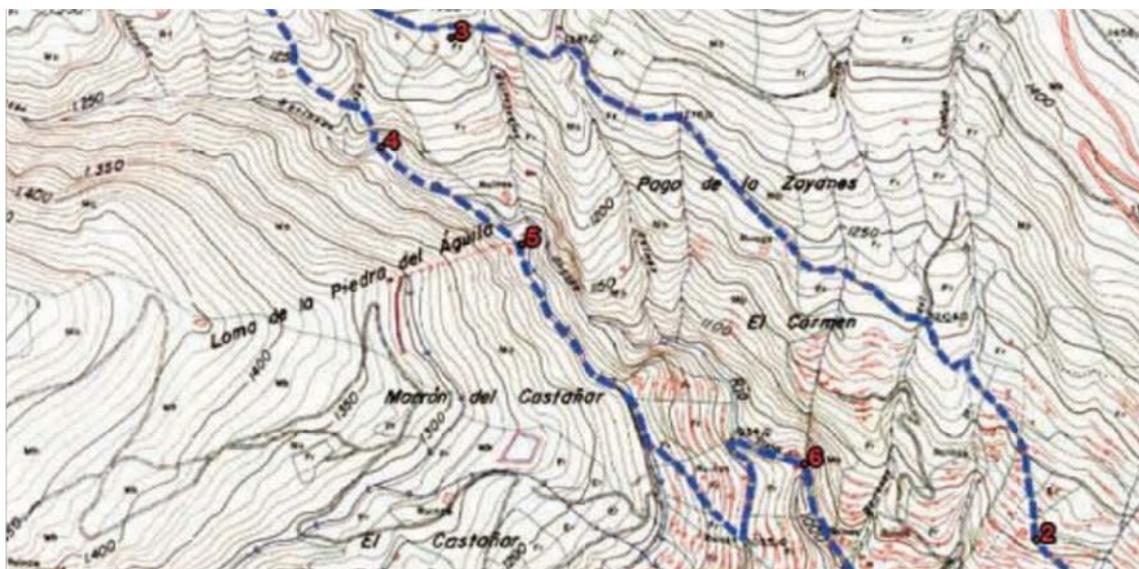


Figura 2.1: mapa topográfico de la situación geográfica de la antigua fábrica de la luz de Ohanes (Almería). Fuente: [www.fedamon.com](http://www.fedamon.com)

El río que transcurre por la zona y que alimentaba de agua a la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes, es conocido como Río Chico, que en sus comienzos se llamaba Barranco de Ohanes. Este río reparte sus 15 kilómetros de longitud entre los municipios de Beires, Ohanes y Canjáyar. Nace en los Prados de Villafaña (Beires), al pie del Cerro del Rayo, a unos 2260 m de altitud, por lo que se puede considerar de alta montaña. Pasa por los parajes de las Pasaillas del Río, El Chorrero de Fuente Larga, Barranco Muñoz, Barranco de los Lucas (estos tres últimos aportan manantiales de agua), Barranco la compañía y Barranco El Capitán, ya en Ohanes, transcurre por la toma del canal de la Fábrica de la Luz, Barranco de

las Zayanas, (con su manantial) Fábrica de la Luz, Barranco de la Yedra, Los Castañares y entre la vega, pasa por el núcleo de población de Ohanes, hasta internarse en la municipio de Canjáyar, recibiendo, el Barranco Jalí y desembocando en el Andarax, cerca de la Cruz Blanca, en el Pago de Tejar.

El origen del agua en el nacimiento del río es de tipo Pluvio-nival, debido a su gran altura. Posteriormente, el río va recibiendo agua de fuentes en distintos puntos de su recorrido. El caudal era bastante en otros tiempos en los que el clima era más benigno, hasta el punto de llevarse a cabo la instalación, por parte de la empresa Mengemor, de una fábrica de electricidad. El caudal del río por aquella época, principios de siglo, según contrato realizado por la empresa, era de 700 l/sg. Actualmente la cantidad acuífera ha descendido, y se calcula 130 l/sg y 80 l/sg según sea invierno o verano. Los datos de caudal aportados por esta noticia, con fecha 1 de junio de 2009, son 130 l/sg y 80 l/sg, según sea la época del año.

## **2.2 Memoria histórica de la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes**

La energía eléctrica se desarrolló en la provincia adecuando los saltos de antiguos molinos harineros presentes, aunque con resultados insuficientes y localizados y, por otra parte, con fábricas de nueva instalación en los centros de consumo importantes. Estas paulatinamente fueron engullidas por grandes compañías, que con ámbitos cada vez más extensos, ofrecían un servicio más efectivo, seguro y territorialmente amplio. Pequeñas empresas, debido a las dificultades que la orografía imponía al suministro del fluido eléctrico desde un centro único, se establecían en los lugares de consumo inmediato.

En la región central de la provincia la compañía Mengemor de Madrid acabaría en Mayo de 1904 un emplazamiento eléctrico para el suministro de luz y potencia en Almería y para los pueblos de Ohanes y Alhama. Se instaló una turbina de 300 caballos de potencia cerca de Ohanes donde la compañía se había asegurado los derechos sobre una caída de agua. En 1905, el fluido eléctrico de Ohanes, llegaba a Alhama y Almería.

La energía eléctrica se extendería a los municipios que reunían algunas de las siguientes condiciones como, importancia de su vecindario en cuanto a número de habitantes y flujos constantes de agua o un salto de importancia, lo que limitaba la instalación a las cuencas de los ríos existentes. Si la población carecía de la segunda de las condiciones, la instalación se realizaba con turbinas movidas por máquinas de vapor, o recibéndola del exterior de provincia. La extensión del fluido eléctrico al resto de los municipios y su aplicación en actividades industriales, desde luego, es adquisición del siglo XX y en muchos casos de tiempo muy avanzado.

En la Figura 2.2 pueden observarse las diferentes centrales que pertenecían a la compañía fuerzas motrices del valle de Lecrín.

	DURCAL	DILAR	OHANES	BUYARQUE	ALBOLODUY	EL CABEZO	ALMERÍA	ALMERÍA	TOTALES
CENTRAL	H	H	H	H	H	H	T	T	
PROVINCIA	Granada	Granada	Almería	Almería	Almería	Almería	Almería	Almería	
PUEBLO	Dúrcal	Dílar	Ohanes	Býyanque	Alboloduy	Huércal-Overa			
RÍO				Bacaes	Nacimiento				
POTENCIA	4000	2200	500	1000	90	50	1350	1000	10900
Kw/h	12243036	3838197	6550	37771			12876	118115	16256545
ALUMBRADO									1802700
MOTRIZ									9406108
TRACCIÓN									2019543
PERDIDA O USO PROPIO									3028194

\* H= hidroeléctrica: T= Térmica

Fuente: Síntes Olives y Vidal Burdils, 1933.: 115

Figura 2.2: Centrales pertenecientes a la compañía fuerzas motrices del valle de Lecrín en 1930. Fuente: El ciclo de la electricidad en Almería, siglos XIX y XX. Universidad de Almería.

En 1926 la compañía fuerzas motrices del valle de Lecrín, adquirió a la compañía Mengemor el salto de Ohanes con capacidad de 250 kVA, por lo que en relación con el cuadro anterior, en el año 1930 la central de Ohanes hubiera aumentado su capacidad de generación a 500, no quedando claro si esta magnitud de generación sería en KvA o caballos de potencia mecánica, ya que en la Figura 2.3 se muestra ahora un nivel distinto de potencia, para el año 1953, medida ésta sí, en caballos.

	CLASE	PRODUCCIÓN Kw/h	POTENCIA C.V.	HORAS UTILIZACIÓN	CONSUMO DE CLASE	COMBUSTIBLE TONELADAS
Almería Móvil núm. 1	TT	14278590	3400	5711	Carbón	
Almería Móvil núm. 2	TT	958800	3400	383	Carbón	32066
Almería Móvil núm. 3	TT	15655970	3400	6262	Carbón	
Serón	H	210149	165	1201		
Laujar de Andarax	H	209160	300	804		
Buyarque	H	501020	500	1566		
Adra	H	253440	125	2640		
Ohanes	H		150			
Berja	H	183368	100	3526		
Cuevas de Almanzora	TG	468290	1500	41811	Gas-oil	220.25
Cuevas de Almanzora	TG	42825	535	107	Gas-oil	15.92
Almería	TG	2820	1000	4	Gas-oil	1.32

H = Central Hidráulica

TT = Central térmica a carbón

TG = Central térmica a gas-oil

Fuente: Instituto Nacional de Estadística, 1955: 285

Figura 2.3: Datos técnicos de las centrales instaladas en la provincia de Almería en 1953. Fuente: El ciclo de la electricidad en Almería, siglos XIX y XX. Universidad de Almería.

En el periodo de los años 1944-1953, hubo un cambio brusco, sobretodo en el caso de la hidroelectricidad, sujeta a los inconvenientes que el medio geográfico y las faltas de lluvias imponían. Por lo que se supone que hubo una reducción de la potencia instalada en las centrales de la provincia, ya que por ejemplo en el caso de Ohanes, la potencia en caballos reflejada más arriba es de 150, no especificando producción alguna.

La Figura 1.8 representa los datos técnicos de un estudio técnico-económico realizado para cuatro Centrales con posibilidad de recuperación en la provincia de Almería, siendo ésta información según dicho documento, del año 2008. Dónde se verifica que la potencia nominal instalable en la Central Minihidráulica de Ohanes es de 390 kW.

### **2.3 Situación actual de la Central Minihidráulica de Ohanes**

La situación actual de la antigua fábrica de la luz de Ohanes, es la de un antiguo edificio abandonado, sin ningún suministro de agua por ningún lado ni ningún tipo de maquinaria y componentes hidráulicos en su interior, Ya que este edificio se dejó de usar para la producción de energía, según fuentes del ayuntamiento de la localidad hace unos 65 años y no hay ningún tipo de reforma y de ampliación en él.

Su estado actual, visto desde el exterior, lo define la Figura 2.4.



Figura 2.4: Estado actual exterior de la Central Minihidráulica de Ohanes (Almería). Fuente: Elaboración propia.

La Figura 2.5 da la imagen de su interior, observándose que no hay nada en él. Al parecer el ayuntamiento de la localidad reformó el tejado previniendo un posible derrumbe de éste y así no dañar a posibles visitantes que puedan adentrarse en el edificio, ya que se puede acceder a él fácilmente.



Figura 2.5: Interior de la antigua Central Minihidráulica de Ohanes (Almería). Fuente: Elaboración propia.

Como se ha explicado antes, no hay rastro alguno de tubería forzada adentrándose en la casa de máquinas. Justo al lado, a unos diez metros de la central, pasa un pequeño canal abierto con muy poco caudal de agua, cuyo fin es, unos cincuenta metros más adelante, desaguar en un embalse para riego de las fincas de alrededor.

De dicho canal no se sabe de dónde procede el origen o cuál es su afluente principal. La Figura 2.6 muestra la imagen de éste canal.



Figura 2.6: Canal de riego cercano a la Central Minihidráulica de Ohanes (Almería). Fuente: Elaboración propia.

## CAPÍTULO 3

# Estudio de alternativas

<b>3.1 Breve descripción de las alternativas escogidas</b>	<b>24</b>
<b>3.2 Procedimiento para el estudio comparativo de alternativas</b>	<b>25</b>
<b>3.3 Alternativa 1. Río Chico</b>	<b>26</b>
<b>3.4 Alternativa 2. Alto Canjáyar</b>	<b>30</b>
<b>3.5 Alternativa 3. Medio Canjáyar</b>	<b>33</b>
<b>3.6 Comparación de alternativas</b>	<b>36</b>

## Capítulo 3

# ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

### 3.1 Breve descripción de las alternativas escogidas

Como se ha indicado anteriormente, la ubicación original de la central de Ohanes es ahora conocida, de modo que la ubicación "por defecto" de la nueva central debe de ser la misma que la central antigua. Sin embargo, resulta conveniente estudiar otras alternativas factibles, siempre sujetas al aprovechamiento de las aguas del Río Chico y a la proximidad a las localidades de Ohanes y Canjáyar. Es necesario entonces describir y estudiar la viabilidad de las alternativas elegidas. Se pretende llegar a una aproximación a los datos dados en la Figura 1.8, donde se especifican altura neta y caudal de equipamiento, que según el estudio realizado por la Junta de Andalucía, justifican la viabilidad de la recuperación de la Minicentral Hidroeléctrica de Ohanes.

#### Alternativa N° 1

En la alternativa número uno, se toma el caudal de Río Chico, interpretándose éste también en este trabajo, como Alto Canjáyar. El valor medio del caudal o módulo de la serie histórica, que se puede encontrar en el Anexo 1 del Proyecto, es de  $0,27 \text{ m}^3/\text{s}$ . Su caudal ecológico es del 20 % del caudal natural.

Esta alternativa sería la del estudio y diseño en un emplazamiento donde se sitúa la antigua Minicentral Hidroeléctrica abandonada. Se aprovecha una diferencia de cotas en la zona para el trazado de la tubería forzada e instalación de la Central, tomando, el caudal aprovechable para turbinar del Río Chico.

#### Alternativa N° 2

En la alternativa N° 2, debido a que se pretende estudiar la viabilidad de situar la Central Minihidráulica, en una zona próxima al pueblo de Canjáyar, buscando una altitud neta lo suficientemente aproximada a los datos aportados en la Figura 1.8 y adoptando para el estudio de esta alternativa, el caudal de la zona de Río Chico llamado Alto Canjáyar, debido a que entendemos que el aforador recoge el caudal aportado por Río Chico en esta zona. Por lo tanto, el caudal medio sería  $0,27 \text{ m}^3/\text{s}$  y el caudal ecológico es el 20% del mismo.

#### Alternativa N° 3

Para la alternativa número tres, se adopta una ubicación de la Central un tanto más alejada a la zona urbana con respecto a las dos primeras, ya que se tomaría el caudal aportado por la parte del Río Canjáyar, conocida como Medio y Bajo Canjáyar.

Dicha zona del río es bastante más caudalosa que la de las dos alternativas anteriores, debido a que el aforador, se ubica justo antes de la desembocadura al Río Andarax. El Río Andarax, recibe aportes de agua de sus afluentes Río Chico o Alto Canjáyar y del Medio y Bajo Canjáyar, aguas arriba de la ubicación prevista para esta alternativa 3. La serie histórica de caudales y por lo tanto el caudal medio del río, se pueden encontrar también en el Anexo 1 del trabajo, siendo este caudal medio de  $1,10 \text{ m}^3/\text{s}$  y el caudal ecológico el 20% del mismo.

Para buscar una altura neta que se asemeje a los datos dados por la Figura 1.8, se toma una altura bruta que implica que la ubicación de la Central en este caso se instalase en una zona bastante alejada del próximo pueblo que sería Canjáyar.

### 3.2 Procedimiento para el estudio comparativo de alternativas

En este capítulo se pretende utilizar una serie de fórmulas y de datos para la obtención de unos resultados que nos ayudarán a elegir la alternativa final, de las tres propuestas y así tomar una decisión justificada basándonos en que es un estudio sencillo de las alternativas dadas.

Uno de los datos a tener en cuenta, es que no se va a suponer una misma velocidad del fluido en la tubería forzada para cada caso, es por ello que se ha optado por empezar a hallar el diámetro del conducto forzado, mediante la ecuación de Darcy-Weisbach. En dicha ecuación, vamos a suponer que un tanto por ciento de la altura bruta son pérdidas hidráulicas, basándonos en esto, dado que normalmente, las pérdidas hidráulicas en centrales a pie de presa oscila entre un 5% y 10% y que en nuestro caso los tipos de centrales sometidas a estudio, en cada una de las alternativas, no lo son, vamos a tomar como dato de pérdidas hidráulicas un 20% de la altura bruta en cada situación.

En el cálculo de la altura neta se tienen en cuenta altura bruta y pérdidas hidráulicas en la instalación, por lo tanto, esto se traduciría a la siguiente expresión,

$$H_n = H_b - \Delta H \text{ instalación}$$

Las pérdidas hidráulicas en la instalación se calculan con la ecuación de Darcy- Weisbach, siendo la dada como sigue,

$$\Delta H \text{ instalación} = \lambda \frac{L}{D} \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4}$$

Para la obtención de la potencia mecánica en el eje de la turbina, se toma como fórmula,

$$W_t = \eta(\rho g Q H_n)$$

- $\eta$  = Rendimiento de la turbina suponiendo un 0,8
- $\rho$  = densidad del agua, se toma el valor de 1000 kg/m<sup>3</sup>
- $g$  = 9,81 m/s<sup>2</sup>
- $Q$  = Caudal medio en cada uno de los casos
- $H_n$  = Altura neta calculada en cada alternativa

Es así como en el desarrollo de este capítulo, obtendremos diversos resultados con las ecuaciones y suposiciones anteriormente expuestas para llegar a la alternativa adecuada para su estudio posterior en mayor profundidad. Más adelante, se expondrán otros conceptos a tener en cuenta como, ratio económico de la instalación e impacto ambiental causado por la misma, así como se irán justificando también, todos los elementos que intervienen en las ecuaciones que se han tomado para hallar altura neta, pérdidas hidráulicas y potencia mecánica en la turbina.

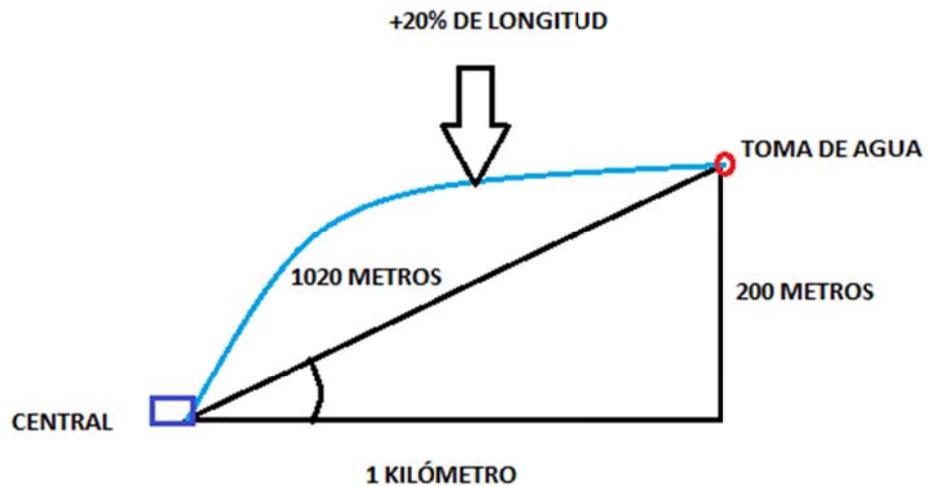
### 3.3 Alternativa 1. Río Chico

La situación de la antigua fábrica de la luz es la descrita en la Figura 3.1, (concretamente la definida con un recuadro azul), cogiendo la toma de agua para alimentar la central a una altitud de 1150 m, desde un punto de Río Chico y transcurriendo una tubería forzada de unos 200 m de desnivel hasta donde se sitúa dicha central minihidráulica. Midiendo en el mapa, da una longitud de 4 cm, que al ser la escala del mismo 1:25000, la longitud de tubería forzada es de 1000 m, midiendo desde el plano, pero contando el desnivel de 200 m y aplicando el teorema de Pitágoras, la distancia real es de 1020 metros. Sumando un 20% de longitud adicional a los 1020 m, debido a la curva que toma la tubería y posibles obstáculos debidos al desnivel que pueda presentar el terreno, la distancia total aproximada, sería de unos 1224 m. La distancia hasta el pueblo de Ohanes es de unos 1600 m desde dónde se ubica la central minihidráulica.



Figura 3.1: Ubicación de la antigua fábrica de la luz y recorrido de la tubería forzada. Fuente: Elaboración propia.

En el croquis de la Figura 3.2 se enseña todo lo explicado anteriormente, en cuanto al cálculo de la longitud de tubería forzada,



$$h = \sqrt{c^2 + c^2} = \sqrt{1000^2 + 200^2} = 1020 \text{ metros} + 20\% = 1224 \text{ metros}$$

Figura 3.2: Cálculo aproximado de la longitud de tubería forzada para la Alternativa N° 1. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se pretende calcular un diámetro y presupuesto orientativo para la alternativa de la antigua fábrica de la luz, Alternativa n°1. Más adelante, se calculará el diámetro óptimo o económico de una forma más precisa (siguiendo ecuaciones propuestas en la literatura como por ejemplo las de Agüera Soriano), siendo el calculado ahora de una forma orientativa para justificar la viabilidad o no de esta alternativa. El caudal utilizado en este apartado es el valor medio de la serie histórica de caudales que se pueden encontrar en el Anexo 1 del trabajo, siendo éste de 0,27 m<sup>3</sup>/s. Para ésta alternativa se va a tomar una longitud equivalente del 20% de la longitud total hallada anteriormente, debido a posibles elementos hidráulicos que se puedan dar en el trayecto de la tubería forzada, tales como, válvulas y codos.

En este apartado, puesto que se está llevando a cabo un análisis preliminar de alternativas, se utilizará una forma simple de calcular el diámetro de la conducción forzada, como es mediante la ecuación de Darcy-Weisbach con los datos que existen,

$$\Delta H \text{ instalación} = \lambda \frac{L + Leq}{D} \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4}$$

Por lo tanto,

$$40 = 0,013 \frac{1224 + 245}{D} \frac{8 \times 0,27^2}{\pi^2 g D^4}$$

A continuación, operando se despeja el valor del diámetro,

$$D = 0,31 \text{ m}$$

Es ahora con la ecuación de continuidad cuando se calcula la velocidad en la tubería forzada,

$$Q = V \times \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow V = \frac{4 \times 0,27}{\pi \times 0,31^2} = 3,6 \text{ m/s}$$

Para comprobar el valor de las pérdidas de carga necesitamos saber la rugosidad relativa y el valor del número de Reynolds. El factor  $\lambda$  obviamente es adimensional y depende de la velocidad, del diámetro de la tubería, de la densidad, de la viscosidad y de la rugosidad. En el caso más general  $\lambda$ , coeficiente adimensional de pérdida de carga, es función de dos variables adimensionales: número de Reynolds y rugosidad relativa.

Si  $Re$  es muy pequeño (régimen laminar)  $\lambda$  es sólo función del  $Re$ , mientras que si  $Re$  es muy grande (régimen declaradamente turbulento)  $\lambda$  no depende ya de  $Re$  sino sólo de la rugosidad relativa  $\epsilon = k/D$ . Para una misma tubería, al ser  $\epsilon$  constante, también lo será  $\lambda$ .

Consideraremos una rugosidad absoluta para nuestras tuberías de  **$k = 0,046 \text{ mm}$**  basándonos en la figura 3.3. Se ha elegido dicho valor por tratarse de un valor habitual a la hora de calcular este tipo de tuberías de acero comercial y soldado.

TUBERÍA O REVESTIMIENTO	$\epsilon$ mm
Tubos estirados de acero	0,0024
Tubos de latón o cobre	0,0015
Fundición revestida de cemento	0,0024
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024
Fundición centrifugada	0,003
Fundición asfaltada	0,06 - 0,18
Fundición	0,12 - 0,6
Acero comercial y soldado	0,03 - 0,09
Hierro forjado	0,03 - 0,09
Hierro galvanizado	0,06 - 0,24
Madera	0,18 - 0,9
Hormigón	0,3 - 3
Acero roblonado	0,9 - 9

Figura 3.3: Valores de rugosidad frecuentemente usados en la industria. Fuente: Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, España.

Una vez conocido este valor, se puede calcular el coeficiente de rugosidad relativa conocido como  $\epsilon$ , este coeficiente es igual al cociente de la rugosidad del material y el diámetro de la tubería, siendo,

$$\epsilon = \frac{k}{D}$$

- $k = 0,046 \text{ mm}$ , rugosidad absoluta del material para acero comercial.
- $D =$  Diámetro de la tubería forzada

Una vez calculada la rugosidad relativa, se procede a dar a conocer también el valor adimensional del número de Reynolds. El número de Reynolds lo proporciona la siguiente expresión,

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

- $\rho$  = densidad del agua, se toma el valor de 1000 kg/m<sup>3</sup>
- $v$  = velocidad del fluido en la tubería forzada
- $D$  = Diámetro de la tubería forzada
- $\mu$  = Viscosidad dinámica del agua, se toma el valor de 0,001 Kg/m.s

Consultando el diagrama de Moody, teniendo en el eje de abscisas el valor del número de Reynolds y en el de ordenadas el del coeficiente de fricción ( $\lambda$ ), se puede verificar que el valor de pérdida de carga da como resultado  $\lambda = 0,0135$ . Valor muy próximo al supuesto con anterioridad.

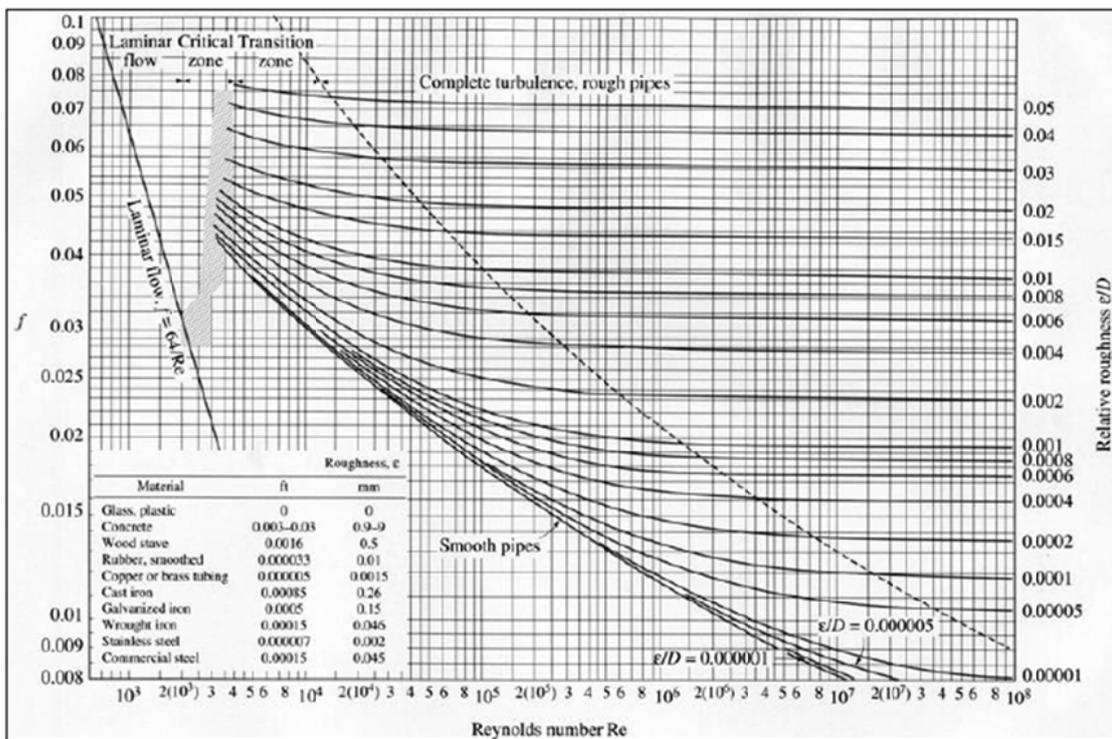


Figura 3.4: Diagrama de Moody. Fuente: Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, C. Mataix (1993).

Para calcular el espesor de tubería he adoptado la siguiente expresión, tomada de Mott-Brito [2006].

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

$P_i$  = Presión en la tubería

$D$  = Diámetro en milímetros de la misma

$\sigma_f$  = Resistencia a tracción (1400Kg/cm<sup>2</sup> = 137.3 MPa)

$k_f$  = 0.9 uniones soldadas y radiografiadas (eficacia de la unión)

$e_s$  = Sobrepeso para tener en cuenta la corrosión = 1mm

La presión en la tubería de 200 m.c.a debido al salto bruto que en MPa es 2 MPa.

Por lo tanto el espesor de ésta tubería es de:

$$e = \frac{2 \times 310}{2 \times 137,3 \times 0,9} + 1 = 3,51 \text{ mm}$$

Para el precio del montaje de la tubería forzada he utilizado un presupuesto de la empresa TUBERÍAS ZARAGOZA S.L. El precio del material de la tubería de acero de 0.812 €/kg y el precio del montaje de 0.324 €/kg. El peso de tubería necesario se calcula de la siguiente manera:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (e^2 + D \cdot e) \cdot L \cdot \rho_{tubería}$$

- $\rho_{tubería}$  es la densidad del material de la tubería = 7850 kg/m<sup>3</sup>.
- $L$  es la longitud de la tubería forzada.
- $D$  es el diámetro de la tubería forzada.
- $e$  es el espesor de la tubería forzada.

El peso de tubería es:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (0.00351^2 + 0.31 \cdot 0.00351) \cdot 1224 \cdot 7850 = 33217 \text{ Kg}$$

Por lo tanto los costes de material y de montaje de tubería son los siguientes:

$$C_{mat} = \text{precio material} \times kg \text{ tubería} = 33217 \times 0.812 = 26972 \text{ €}$$

$$C_{mont} = \text{precio montaje} \times kg \text{ tubería} = 33217 \times 0.324 = 10762 \text{ €}$$

Entonces los costes totales de la instalación de la tubería forzada ascienden a:

$$C_{total \text{ tubería}} = C_{mat} + C_{mont} = 26972 + 10762 = 37734 \text{ €}$$

### 3.4 Alternativa 2. Alto Canjáyar

En la Alternativa nº2 se estudia como posible situación de la central, en lo que se refiere a coger la toma de alimentación en la parte del Alto Canjáyar, (véase figura 3.5) tomando desde un punto del Alto Canjáyar situado a 600 metros sobre el nivel del mar la tubería forzada, llegando ésta a la parte que se ve en la zona donde se ha ubicado la central, que se encuentra a 488 metros sobre el nivel del mar, se obtiene un desnivel o altura bruta de 112 metros y la longitud de tubería forzada de 2575 metros. Al ser esta zona de situación de la misma, la elegida por ser el punto más bajo en torno a la zona del pueblo de Canjáyar y alrededores con respecto a la toma de agua. La distancia al pueblo de Canjáyar, desde la central, es de unos 1625 metros. Se realizan los mismos cálculos basados en la Figura 3.2, se sabe la longitud total que hay de tubería forzada contando el desnivel y también se añade un 20% más de longitud adicional por los desniveles que se presentan en el terreno, al ser este también, con diferentes

cambios en la altura del mismo, por los picos rocosos que existen en el mapa. Con ello, se justifican así los resultados:

$$h = \sqrt{c^2 + c^2} = \sqrt{2575^2 + 112^2} = 2577 \text{ metros} + 20\% = 3090 \text{ metros}$$

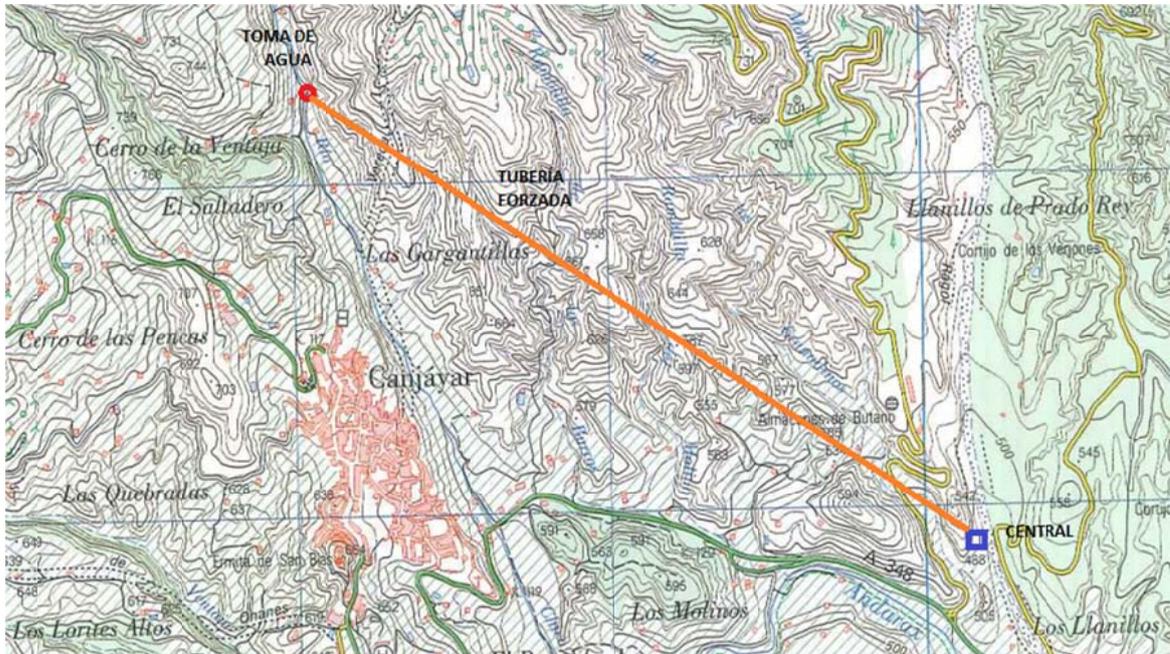


Figura 3.5: Ubicación de la Minicentral Hidroeléctrica para la alternativa nº2. Fuente: Elaboración propia.

Al suponer que el caudal es el mismo que en la Alternativa 1, ya que se entiende que el aforador recoge el caudal aportado por Río Chico en esta zona. Por lo que se utilizan los mismos valores de caudal medio y velocidad en la tubería forzada que anteriormente, operando igualmente a la alternativa nº1 y confirmando las mismas condiciones de pérdidas hidráulicas y mismo valor de pérdidas de carga ( $\lambda=0,013$ ), se obtiene el diámetro y el presupuesto para la instalación de la tubería.

El diámetro de la tubería para la Alternativa N°2 puede también calcularse a través de la ecuación de Darcy-Weisbach,

$$\Delta H \text{ instalación} = \lambda \frac{L+Leq}{D} \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4}$$

Quedando ahora como,

$$22,4 = 0,013 \frac{3090 + 618}{D} \frac{8 \times 0,27^2}{\pi^2 g D^4}$$

A continuación, operando se despeja el valor del diámetro,

$$D = 0,42 \text{ m}$$

Mediante la ecuación de continuidad se puede calcular la velocidad en la tubería forzada,

$$Q = V \times \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow V = \frac{4 \times 0,27}{\pi \times 0,42^2} = 1,95 \text{ m/s}$$

Una vez obtenidos estos datos, se verifica en el diagrama de Moody el valor de pérdidas de carga, como se ha hecho anteriormente, lo que interviniendo la rugosidad relativa y el número de Reynolds da un valor de,

$$\lambda = 0,02$$

Valor que se aleja de lo supuesto con anterioridad, con lo cual, se inicia de nuevo el proceso de cálculo del diámetro de tubería, apoyándonos para ello en la ecuación de Darcy-Weisbach con el nuevo dato de pérdida de carga,

$$22,4 = 0,02 \frac{3090 + 618}{D} \frac{8 \times 0,27^2}{\pi^2 g D^4}$$

Operando, el diámetro hallado ahora es,

$$D = 0,46 \text{ m}$$

El valor de la velocidad en la tubería forzada es, empleando la ecuación de continuidad,

$$Q = V \times \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow V = \frac{4 \times 0,27}{\pi \times 0,46^2} = 1,62 \text{ m/s}$$

El espesor de tubería calculado se calcula de la misma manera que en la alternativa N° 1,

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

Al ser la presión en la tubería de 112 m.c.a debido al salto bruto que en MPa es 1.12 MPa. El espesor de ésta tubería es de:

$$e = \frac{1.12 \times 460}{2 \times 137.3 \times 0.9} + 1 = 3 \text{ mm}$$

Se utilizan los mismos precios que anteriormente de la empresa TUBERÍAS ZARAGOZA S.L. El precio del material de la tubería de acero de 0.812 €/kg y el precio del montaje de 0.324 €/kg. El peso de tubería necesario se calcula de la siguiente manera:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (e^2 + D \cdot e) \cdot L \cdot \rho_{\text{tubería}}$$

El peso de tubería es:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (0.003^2 + 0.46 \cdot 0.003) \cdot 3092 \cdot 7850 = 105916 \text{ Kg}$$

Los costes de material y de montaje de tubería son los siguientes:

$$C_{mat} = \text{precio material} \times \text{kg tubería} = 105916 \times 0.812 = 86000 \text{ €}$$

$$C_{mont} = \text{precio montaje} \times \text{kg tubería} = 105916 \times 0.324 = 34317 \text{ €}$$

El costo total de la instalación de la tubería forzada ascienden a:

$$C_{total \text{ tubería}} = C_{mat} + C_{mont} = 86000 + 34317 = 120317 \text{ €}$$

### 3.5 Alternativa 3. Medio Canjáyar

La tercera alternativa de diseño de la central hidroeléctrica, se sitúa obteniendo un aprovechamiento hidráulico en la zona a mitad del río Canjáyar, lo que se conoce como medio Canjáyar. Se obtiene el aporte de agua a una altitud de 550 metros sobre el nivel del mar, llevando una tubería forzada, que sobre plano da una distancia de 4375 metros, hasta una zona de un pico de 413 metros de altitud. Se obtiene como resultado una altura bruta de 137 metros. La distancia medida sobre plano, desde dónde se situaría la central, hasta el pueblo de Canjáyar es de unos 4125 metros. Operando para sacar la distancia total de tubería forzada, contando con el correspondiente desnivel de altura bruta, la distancia medida en plano y el supuesto recorrido de tubería forzada, contando con que dicha tubería pasa bordeando por zonas montañosas y sobrepasando picos a diferente altura, lo que se le da un 20% más de recorrido a la misma, da como resultado la siguiente longitud total:

$$h = \sqrt{c^2 + c^2} = \sqrt{4375^2 + 137^2} = 4377 \text{ metros} + 20\% = 5252 \text{ metros.}$$



Figura 3.6: Tercera alternativa para la ubicación de la Central y trazado de la tubería forzada. Fuente: Elaboración propia.

En este caso, el caudal es más elevado, ya que se toma el aprovechamiento hidráulico de la parte del Río Canjáyar conocida como Medio y Bajo Canjáyar, puesto que se entiende que se sitúa antes de la desembocadura al Río Andárax. El valor medio del caudal es de 1,10 m<sup>3</sup>/s, encontrado en el Anexo 1 del proyecto. Se sigue optando de momento por el mismo procedimiento de cálculo para el diámetro de la tubería y sus costes.

Para el cálculo del diámetro en este caso también se decide utilizar la ecuación de Darcy-Weisbach,

$$\Delta H \text{ instalación} = \lambda \frac{L+Leq}{D} \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4}$$

Con lo que la ecuación de Darcy-Weisbach queda ahora, suponiendo como anteriormente, un porcentaje de pérdidas hidráulicas y de longitud equivalente y un valor de  $\lambda=0,013$ ,

$$27,4 = 0,013 \frac{5252 + 1050}{D} \frac{8 \times 1,10^2}{\pi^2 g D^4}$$

Despejando el valor del diámetro, nos da,

$$D = 0,78 \text{ m}$$

Con ese valor de diámetro se procede ahora a calcular la velocidad del flujo en la tubería,

$$Q = V \times \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow V = \frac{4 \times 1,10}{\pi \times 0,78^2} = 2,30 \text{ m/s}$$

Al obtener la velocidad, se comprueba el valor de pérdidas de carga mediante el diagrama de Moody, interviniendo en él, el valor de Reynolds y de rugosidad relativa, con lo que ahora el valor del factor de fricción ( $\lambda$ ) es de,

$$\lambda = 0,014$$

Valor que no se aleja de lo estimado anteriormente, pero se repite el proceso para el cálculo del diámetro de tubería, con la ecuación de Darcy-Weisbach, aunque ahora con un valor distinto de  $\lambda$ ,

$$27,4 = 0,014 \frac{5252 + 1050}{D} \frac{8 \times 1,10^2}{\pi^2 g D^4}$$

Ahora el diámetro obtenido es,

$$D = 0,8 \text{ m}$$

Valor próximo al anteriormente calculado, pero que se decide adoptar por lo que supondría en cuanto a costos de material e instalación de tubería, ahora la velocidad del fluido es de,

$$Q = V \times \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow V = \frac{4 \times 1,10}{\pi \times 0,8^2} = 2,19 \text{ m/s}$$

Se sigue calculando el espesor de tubería de la siguiente manera con la expresión dada,

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

Al tener presión de tubería de 137 m.c.a que en MPa es 1.37 MPa. El espesor de ésta tubería es de:

$$e = \frac{1.37 \times 800}{2 \times 137.3 \times 0.9} + 1 = 5,43 \text{ mm}$$

Se utilizan los mismos precios que anteriormente de la empresa TUBERÍAS ZARAGOZA S.L. El precio del material de la tubería de acero de 0.812 €/kg y el precio del montaje de 0.324 €/kg. El peso de tubería necesario se calcula de la siguiente manera:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (e^2 + D \cdot e) \cdot L \cdot \rho_{\text{tubería}}$$

El peso de tubería es:

$$kg \text{ tubería} = \pi \cdot (0.00543^2 + 0.8 \cdot 0.00543) \cdot 5252 \cdot 7850 = 566463 \text{ Kg}$$

Por lo tanto los costes de material y de montaje de tubería son los siguientes:

$$C_{\text{mat}} = \text{precio material} \times kg \text{ tubería} = 566463 \times 0.812 = 459968 \text{ €}$$

$$C_{\text{mont}} = \text{precio montaje} \times kg \text{ tubería} = 566463 \times 0.324 = 183534 \text{ €}$$

Entonces los costes totales de la instalación de la tubería forzada ascienden a:

$$C_{\text{total tubería}} = C_{\text{mat}} + C_{\text{mont}} = 459968 + 183534 = 643502 \text{ €}$$

### 3.6 Comparación de alternativas

En el siguiente apartado se pretende comparar las diferentes alternativas que se someten a estudio en este trabajo. Se quiere llegar a la justificación de la alternativa apropiada mediante el uso de ecuaciones de cálculo de la altura neta y de la potencia obtenida en el eje de la máquina, para cada alternativa y por tanto para cada caudal medio correspondiente. Se determinará además el ratio económico que se obtiene, detallando el valor económico de lo que supondría la instalación de la tubería forzada y además se tienen en cuenta unos costos de instalación del grupo turbina-generador para el montaje y puesta en marcha de una central según las alternativas descritas en los apartados anteriores. También se tendrá en cuenta una valoración de impacto ambiental según las condiciones en las que se encuentre cada una de las alternativas para el diseño de la central minihidráulica.

Por simplicidad, no se somete a estudio comparativo en este apartado la producción de energía en cada una de las alternativas, ya que supondría un análisis profundo de la serie histórica de caudales en cada uno de los casos. Se empieza a tomar simplemente el caudal medio de cada una de las alternativas, sin tener en cuenta el caudal ecológico de cada uno de los cauces descritos en este trabajo, así como tomando un valor de salto bruto, según las condiciones en las que se obtiene el flujo de agua tras su aforamiento, para a continuación con esos datos, obtener la altura neta y la potencia mecánica en el eje, tomando un rendimiento supuesto de la turbina de 0,8.

Los resultados para la comparación de cada una de las alternativas se muestran en la Figura 3.7, dónde se dan en una tabla los distintos valores de cada alternativa cuyo valor guiará a la alternativa más adecuada para la continuación de éste trabajo. Un factor clave para la elección de la alternativa más apropiada es el ratio económico “inversión/potencia mecánica producida”. En cuanto a la inversión, se tendrá en cuenta dos conceptos principales de gasto: por un lado el costo total de la tubería y por el otro, el coste del grupo turbina-generador eléctrico. El primer concepto de gasto ha sido calculado anteriormente; el segundo concepto de gasto se estimará a partir de presupuestos obtenidos de una casa comercial, Saltos del Pirineo [www.SaltosdelPirineo.com]. Del análisis de los presupuestos suministrados por esta empresa, se deduce un costo en torno a 850 €/kW para el grupo de generación. Obsérvese que esta cifra está en consonancia con los datos orientativos de inversión que el IDAE ofrece para el coste de la producción de la energía hidroeléctrica en España, en torno a 1500 €/kW.

Con los criterios comentados, los resultados obtenidos se muestran en la tabla de la Figura 3.7. De la comparación de los resultados, pueden apuntarse las siguientes conclusiones:

Alternativa	Q (m <sup>3</sup> /s)	Hb (m)	Hn (m)	Wt (kW)	Costos tubería forzada (€)	Grupo (€)	Total (€)	Ratio (€/kW)	Valoración de impacto ambiental
1	0,27	200	160	339	37734	288150	325884	961,3	Bajo
2	0,27	112	89,6	189,86	120317	161381	281698	1483,7	Medio
3	1,10	137	109,6	946,15	643502	804277	1447729	1530	Alto

Figura 3.7: tabla comparativa de alternativas. Fuente: Elaboración propia.

- Desde el punto de vista técnico, en la alternativa nº 1, se aprecia que con un caudal menor a la alternativa 3 y mayor salto neto que en ésta, se obtiene una potencia generada en la turbina muy próxima a la dada en la figura 1.8. En cambio, en la alternativa 2, se tiene el mismo caudal que en la alternativa uno, pero una altura neta menor y su potencia en el turbinado da un valor más bajo con respecto a las otras dos alternativas. En cuanto a potencia generada, la alternativa número tres es la que sale ganando de momento, por otro lado, se le da vital importancia a éstos últimos razonamientos, debido a que el objetivo principal de este trabajo es aproximarnos lo mayor posible, a los datos proporcionados por la Junta de Andalucía en la figura 1.8. Dado que los datos de esa figura, en lo que incumbe a la central de Ohanes, son en los que se han basado para justificar la viabilidad de la recuperación de la central minihidráulica de Ohanes. En cambio, en los siguientes ítems, se llegará a una decisión final, teniendo en cuenta también los puntos de vista económico y medioambiental.
- Valorando también la decisión tomada desde el punto de vista económico, se tiene en cuenta que los costos que supone la instalación de la tubería forzada más el costo del grupo turbina + generador son más elevados en la alternativa tres, que en cualquiera de las otras dos alternativas. La alternativa número dos, en cuanto a la perspectiva económica, se aprecia que los costos totales de instalación de grupo más instalación de conducción forzada, son más bajos que en la alternativa tres y uno, pero relativamente cercanos a la alternativa número uno. En cuanto al ratio económico (costos/potencia mecánica), el más bajo se encuentra en la alternativa

uno, que como se ha comentado antes, es un factor muy importante para finalmente optar por ésta alternativa, en cuanto a lo económico se refiere.

- Una tercera causa en la que nos decantamos nuevamente por la alternativa uno, como más apropiada para llevarla a cabo para su estudio en este trabajo, es el impacto ambiental que supone una instalación de este tipo en un lugar como es la zona de los pueblos de la Sierra de la Alpujarra, como lo son Ohanes y Canjáyar. Empezando por que supone un impacto ambiental bajo la recuperación de una central hidroeléctrica, antes que la construcción de una nueva y sumándole a ésta justificación que en esta alternativa, el trazado de la tubería forzada es de menor longitud que en los otros dos casos propuestos para su estudio y análisis. Por lo que ello supone un impacto ambiental menor para la instalación y puesta en marcha de una construcción de este tipo.

Por lo tanto, tras este análisis comparativo con cada una de las diferentes alternativas propuestas, se ha llegado a la conclusión, que la alternativa escogida en cuanto a su viabilidad económica y su menor impacto ambiental, es la número uno. Ya que como se ha comentado antes, el ratio económico es bastante menor con respecto a las otras dos propuestas, lo que interesaría para hacer una inversión en una instalación de este tipo en la zona en la que se han sometido a estudio las distintas alternativas.

Una razón de peso para tomar esta decisión ha sido el impacto ambiental, que como se ha comentado antes, es menor que el que supondría una instalación de nueva construcción de este tipo, añadiéndole mayores longitudes de tubería forzada y mayor distancia al lugar de suministro de energía.

En cuanto a la potencia generada, la alternativa número uno no es la más alta en lo que se refiere a nivel de generación de energía, dado que la que mayor potencia genera es la número tres, pero en este aspecto, la alternativa número uno, es la que más se aproxima a la información aportada por la Junta de Andalucía en la figura 1.8, por la potencia obtenida en el eje de la máquina. Con lo cual, al estar acercándonos a los datos de potencia mecánica dados por la Junta de Andalucía y teniendo en cuenta las conclusiones tomadas recientemente en cuanto a valoración económica e impacto ambiental, finalmente la decisión adoptada como adecuada para continuar con un análisis y estudio más profundo en este trabajo, es la de la alternativa número uno.

## CAPÍTULO 4

# Conducción Forzada

<b>4.1 Tubería forzada. Diámetro económico de la tubería forzada</b>	<b>40</b>
<b>4.2 Golpe de ariete. Espesor definitivo de tubería forzada</b>	<b>42</b>
<b>4.3 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga primarias</b>	<b>47</b>
<b>4.4 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga secundarias</b>	<b>47</b>

## Capítulo 4

# CONDUCCIÓN FORZADA

### 4.1 Tubería Forzada. Diámetro económico de la tubería forzada

A partir de este capítulo, el trabajo se centra en el análisis de la alternativa escogida, empezando en éste mismo, por el diseño de la tubería forzada a utilizar, basándonos en las condiciones técnicas que se daban en lo que era en un principio la alternativa número 1.

Veamos pues cuál sería el diámetro de la tubería que mejor se adaptaría a las nuevas condiciones de la instalación. El criterio que seguiremos será el económico. Si en una instalación cualquiera se emplea una tubería de gran diámetro, el fluido circulará con velocidad reducida, las pérdidas de energía por rozamiento, función del cuadrado de la velocidad serán menores, y por tanto también será menor la potencia necesaria de la bomba y el consumo energético. En el caso de las turbinas, esta reducción de las pérdidas de energía en la tubería, hace que, el fluido llegue al rodete con mayor energía, aumentando la producción de la turbina. Si por el contrario usamos una conducción forzada de pequeño diámetro, los costes debidos al gasto energético serán mayores que los costes de instalación.

Como conclusión, un menor diámetro origina menor coste de instalación, pero mayores pérdidas en la explotación. El diámetro económico será aquel con el que la suma de estas contribuciones contrapuestas sea óptima. Así pues se trata de encontrar un diámetro óptimo que haga mínimos los costes de conducción.

$D_{opt} = \text{Mín} (\text{Gastos amortización material y obras} + \text{Gastos energéticos por pérdidas hidráulicas})$

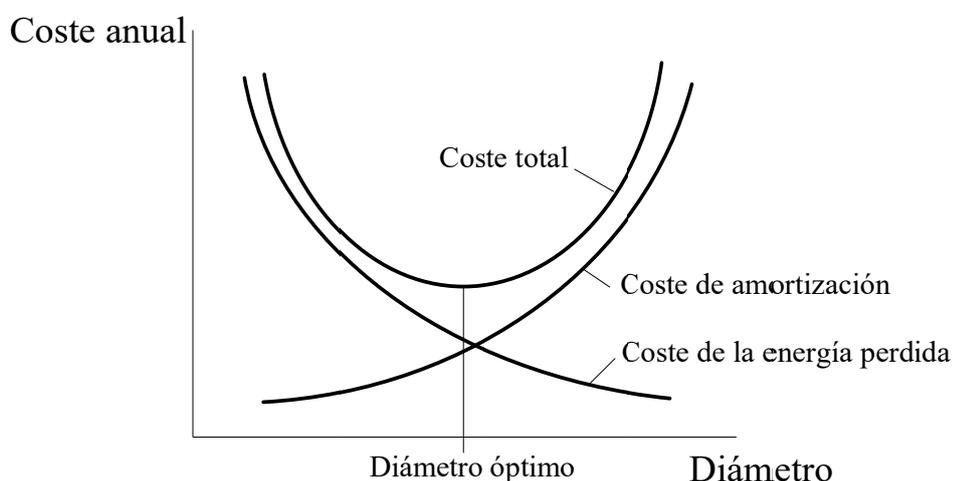


Figura 4.1: Esquema de obtención del diámetro óptimo.

Gran cantidad de autores han estudiado numéricamente las variables que intervienen en este problema (tiempo de funcionamiento de la instalación, peso, precio de materiales, longitud del conducto, caudal, etc.) habiendo llegado a diversas expresiones. Usaremos la propuesta de Agüera Soriano (2000), que relaciona el diámetro de la tubería con el caudal máximo que circulará por la misma y el precio de la energía.

- Agüera Soriano:

Este autor propone una aproximación del diámetro óptimo:

$$D = 1,165 \times \left[ \frac{\lambda}{\eta} \times \left( 0,5 + 2,25 \times 10^{-3} \times h \times \frac{p}{p'} \right) \right]^{0,154} \times Q^{0,462}$$

- $D$  = Diámetro en metros
- $\lambda$  = Coeficiente de fricción de la tubería
- $\eta$  = Rendimiento del grupo turbina-generator, suponiendo un 0,8
- $h$  = Número total de horas de funcionamiento al año
- $P$  = Precio actual de la tarifa a utilizar
- $P'$  = Precio actual de la tarifa de referencia
- $Q$  = Caudal medio en  $m^3/s$

Para esta estimación se puede tomar  $p/p'=1$ . En la fórmula aproximada de Agüera Soriano, se necesita introducir un caudal medio y el número medio de horas de funcionamiento en un año. Más adelante se llevará a cabo una simulación del funcionamiento de nuestra central, intentando hallar las condiciones óptimas de turbinado. Se elegirá un caudal nominal de la turbina óptimo, para conseguir la mayor producción anual media. Sin embargo, para una mayor simplicidad, en este apartado se supondrá que el caudal medio de funcionamiento de la turbina coincide con el caudal medio o módulo del río, obtenido del estudio de su serie histórica de caudales. Con este valor promediado de caudales de turbinado, el número de horas medio de funcionamiento sería de 5304 horas (un 60% del total anual).

Sustituyendo los valores numéricos pertinentes (se supone un valor del coeficiente de pérdida de carga de Darcy  $\lambda=0,0135$ ), se obtiene:

$$D = 1,165 \times \left[ \frac{0,0135}{0,8} \times (0,5 + 2,25 \times 10^{-3} \times 5304 \times 1) \right]^{0,154} \times 0,16^{0,462}$$

$$D = 0,39 \text{ m}$$

Valor que se aproxima al resultado dado en el cálculo del diámetro en la alternativa N° 1. Ahora, se procede a calcular velocidad y número de Reynolds, para poder comprobar el valor del coeficiente de pérdidas de carga en la tubería, siendo la velocidad,

$$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} = \frac{4 \times 0,16}{\pi \times 0,39^2} = 1,34 \text{ m/s}$$

Por lo que el número de Reynolds, como valor,

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{1000 \times 1,34 \times 0,39}{0,001} = 522600$$

Y la rugosidad relativa,

$$\varepsilon = \frac{K}{D} = \frac{0,046 \times 10^{-3}}{0,39} = 0,00011$$

Introduciéndonos en el diagrama de Moody de la Figura 3.5, el valor del coeficiente de pérdidas de carga es  $\lambda = 0,0148$ . Valor que se aleja del supuesto inicialmente en la ecuación del cálculo del diámetro óptimo. Con lo cual, se recalcula de nuevo el diámetro con dicha ecuación propuesta por Agüera Soriano,

$$D = 1,165 \times \left[ \frac{0,0148}{0,8} \times (0,5 + 2,25 \times 10^{-3} \times 5304 \times 1) \right]^{0,154} \times 0,16^{0,462}$$

$$D = 0,4 \text{ m}$$

Con lo que la velocidad en la conducción ahora sería,

$$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} = \frac{4 \times 0,16}{\pi \times 0,4^2} = 1,27 \text{ m/s}$$

Y el número de Reynolds similar al anterior,  $Re = 5,08 \times 10^5$ , de manera que al efectuar una iteración, se ve en el diagrama de Moody que el valor de  $\lambda$  prácticamente no varía, con lo que el resultado anterior se toma como definitivo.

## 4.2 Golpe de ariete. Espesor definitivo de tubería forzada

Se va a determinar cuál es el espesor de la tubería forzada sin tener en cuenta el golpe de ariete (se considerará más adelante). Los cálculos se realizarán sobre el tramo que está sometido a más presión, que es el que está más cerca de la turbina.

El espesor es función de la carga de rotura y del límite elástico del material escogido y del diámetro de la tubería y de la presión interna. En un régimen de caudal constante, la presión interna en un punto dado, equivale a la carga hidráulica en dicho punto. En este caso, se toma una versión simplificada de la fórmula de Mott [2006]:

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

$P_i$  = Presión en la tubería

$D$  = Diámetro en milímetros de la misma

$\sigma_f$  = Resistencia a tracción ( $1400 \text{ Kg/cm}^2 = 137,3 \text{ MPa}$ )

$k_f = 0,9$  uniones soldadas y radiografiadas (eficacia de la unión)

$e_s$  = Sobrespesor para tener en cuenta la corrosión = 1mm

En centrales con gran altura de salto puede resultar económico utilizar, en función de la carga hidráulica, tuberías del mismo diámetro interno y diferentes espesores. Para aplicar la expresión anterior, necesitamos primeramente hallar la presión interna en la tubería, la presión en la tubería es de 200 m.c.a como consecuencia de la altura bruta, que en MPa es 2 MPa. Por lo tanto el espesor de tubería es de:

$$e = \frac{2 \times 400}{2 \times 137,3 \times 0,9} + 1 = 4,24 \text{ mm}$$

Este espesor será el mínimo considerado en la tubería, pues para su cálculo final deberemos considerar la sobrepresión debida al golpe de ariete.

Al producirse cambios bruscos en el régimen del flujo se producen variaciones en su velocidad, que llevan asociados cambios estacionarios en la presión, que pueden ser incrementos o decrementos de la misma. El golpe de ariete se produce a consecuencia de estos cambios de presión. Este caso es equivalente al caso de un cierre brusco de una válvula o del sistema distribuidor-inyector en una turbina. El agua, por su inercia, tiende a seguir avanzando, pero al encontrar un obstáculo en su camino, la energía cinética que lleva en ese momento se convierte en un incremento de presión. Dicho incremento genera una onda de presión que ensancha la tubería y la recorre toda su longitud, de manera que al final se produce una dilatación de la tubería en su totalidad.

Podemos apreciar este fenómeno gráficamente en la siguiente ilustración del libro de Claudio Mataix (1993):

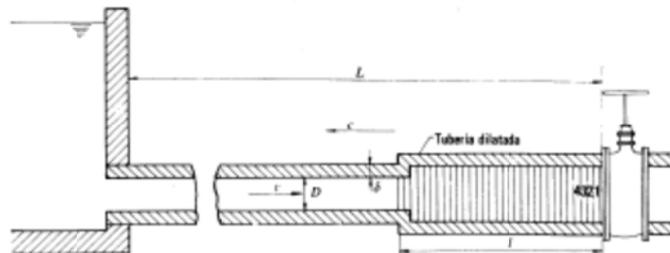


Figura 4.2: Onda de presión en el cierre instantáneo de una válvula. Fuente: Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, C. Mataix (1993).

En el embalse el agua se encuentra a una presión menor que en el interior de la tubería en el instante mencionado, por lo que se crea un flujo en sentido contrario al habitual. Se genera así una depresión en la zona próxima a la válvula que provoca una contracción en la tubería. Al igual que antes, esta contracción recorre toda la longitud y la tubería queda comprimida en su totalidad, produciéndose un nuevo flujo de agua en sentido opuesto al anterior.

De todo lo explicado se extrae que cuanto mayor sea el tiempo de cierre de la válvula, menores serán los problemas derivados del golpe de ariete, pues la onda de retorno encontrará la válvula parcialmente abierta.

En el estudio de este fenómeno hay que abandonar las dos hipótesis generalmente utilizadas en el campo de las máquinas hidráulicas: fluido incompresible y régimen permanente. El golpe de ariete es un fenómeno transitorio y por tanto de régimen variable, en el que la tubería ya no es rígida y el líquido es compresible.

En la válvula de la figura 4.3 se ha originado una sola onda de presión que se propaga con velocidad  $c$  por la tubería, se refleja en el embalse, vuelve a la válvula, de nuevo al embalse, y así sucesivamente; originando sobrepresiones y depresiones en la tubería, la cual se dilata y se contrae al paso de la onda.

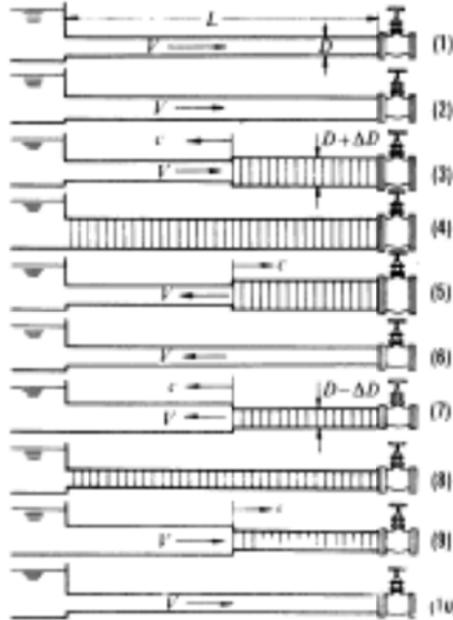


Figura 4.3: Cierre instantáneo de una válvula al final de una tubería que sale de un depósito en diferentes periodos de tiempo. Fuente: Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, C. Mataix (1993).

Se define el *tiempo* crítico o tiempo de ida y vuelta como el tiempo que tarda una onda de presión en recorrer la tubería forzada y volver al punto inicial:

$$tiv = \frac{2L}{c}$$

Donde  $L$  es la longitud de la tubería forzada y  $c$  es la velocidad de la onda de presión en su interior.

El cálculo de la sobrepresión depende del tiempo de cierre  $t_0$  de la válvula. El cierre puede ser:

- Instantáneo:  $t_0 = 0$ . Caso teórico y físicamente imposible.
- Rápido:  $0 < t_0 < tiv$ . La presión máxima es la misma que en el cierre instantáneo, pero la curva de presiones en la tubería en función del tiempo será distinta.
- Lento  $t_0 > tiv$ . La presión máxima es menor que en los dos casos anteriores porque la depresión en la onda elástica llega a la válvula antes de que se complete el medio ciclo e impide el aumento ulterior de la presión.

La velocidad de la onda de presión depende tanto de las características del fluido como del material que compone la tubería forzada, se calcula mediante la siguiente fórmula aportada por Joukowski:

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} \times Kf}{1 + \frac{Kf \times D}{E \times e}}}$$

Donde  $K_f$  es el módulo de elasticidad del fluido,  $D$  es el diámetro interior de la tubería forzada,  $E$  es el módulo de elasticidad del material que la compone y  $e$  es el espesor de la tubería. Calculado el tiempo crítico, se puede conocer la sobrepresión que se produce cuando la onda de presión vuelve a la válvula.

Definimos:

-  $t_0$ : tiempo de cierre de la válvula.

-  $t_r$ : tiempo de residencia de una partícula fluida en el conducto.  $t_r=L/v$ , siendo  $v$  la velocidad media del fluido en la tubería.

-  $t_{iv}$ : tiempo de ida y vuelta de las ondas de presión.

Usaremos para calcular la sobrepresión en la tubería la expresión de Allievi si  $t_r < t_{iv} < t_0$  o mediante la expresión de Michaud en caso contrario.

- La expresión de Allievi se calcula como:

$$\Delta h = \rho \cdot c \cdot v$$

Con:

$\Delta h$ : sobrepresión en m.c.a.

$\rho$ : densidad del fluido.

$c$ : celeridad de propagación de la sobrepresión en m/s.

$v$ : velocidad del fluido en m/s.

- La expresión de Michaud supone que la ley de cierre de la válvula es lineal con el tiempo, y viene dada por:

$$\Delta p_{Michaud} = \frac{2\rho L v}{t_0}$$

Puesto que las válvulas encargadas del cierre de la admisión a las turbinas, (y por tanto las susceptibles de provocar una sobrepresión) son las dos válvulas de compuerta, situadas al inicio y a mitad de la tubería forzada, será la primera la que determine el tiempo de cierre, y por tanto el posible golpe de ariete.

Estudiaremos el posible golpe de ariete que se producirá ante un cierre brusco de la válvula de salvaguarda, suponiendo un tiempo de cierre de 3,5 segundos, que es un valor típico para este movimiento. De esta manera seremos capaces de comprobar si el espesor de tubería que habíamos obtenido en el apartado anterior sería el adecuado para resistir esta sobrepresión.

Como hemos indicado,  $K_f$  es el módulo de elasticidad del fluido, que en el caso del agua vale  $2,1 \cdot 10^9$  N/m<sup>2</sup>;  $D$  es el diámetro interior de la tubería (0,4 m);  $E$  es el módulo de elasticidad del material que compone la tubería forzada, que en el caso del acero vale  $206 \cdot 10^9$  N/m<sup>2</sup>;  $e$  es el espesor de la tubería forzada, el calculado como espesor mínimo (4,24 mm). Con lo que sustituyendo en la expresión anterior de la velocidad a la que viajará la onda de presión a través de un conducto, quedaría,

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} \times K_f}{1 + \frac{K_f \times D}{E \times e}}} = \sqrt{\frac{10^{-3} \times 2,1 \times 10^9}{1 + \frac{2,1 \times 10^9 \times 0,4}{206 \times 10^9 \times 0,00424}}} = 1034,64 \text{ m/s}$$

Este valor suele estar comprendido entre los 600 y los 1200 m/s, como es nuestro caso, inferiores en cualquier caso a la velocidad del sonido.

Podemos calcular a continuación el tiempo de ida y vuelta que tarda la onda de presión en recorrer en ambos sentidos la longitud del tubo para volver al punto de partida, es decir, la válvula.

$$tiv = \frac{2 \times 1224}{1034,64} = 2,366 \text{ s}$$

$t_0$ : tiempo de cierre de la válvula.  $t_0 = 3,5 \text{ s}$ .

$t_r$ : tiempo de residencia de una partícula fluida en el conducto.  $t_r = L/v = 1224/1,27 = 964 \text{ s}$ .

$t_{iv}$ : tiempo de ida y vuelta de las ondas de presión.  $t_{iv} = 2,366 \text{ s}$ .

Así,  $t_r > t_0 > t_{iv}$ , y habremos de calcular la sobrepresión generada mediante la fórmula de Michaud:

$$\Delta p_{Michaud} = \frac{2 \times 1000 \times 1224 \times 1,27}{3,5} = 0,00888 \text{ Mpa}$$

Y recalcularemos el espesor necesario de la tubería para que pueda soportar las sobrepresiones producidas por un posible golpe de ariete.

$$P_i + \Delta p_{Michaud} = 2 + 0,00888 = 2,008 \text{ Mpa} \cong 2,01 \text{ MPa}.$$

Con lo que ahora, el espesor de tubería forzada sería,

$$e = \frac{2,01 \times 400}{2 \times 137,3 \times 0,9} + 1 = 4,25 \text{ mm}$$

Se observa que apenas hay variación en el espesor de la tubería debido al golpe de ariete calculado por la expresión de Michaud. Por lo que, para estar del lado de la seguridad, se va a proceder ahora a calcular el golpe de ariete mediante la expresión de Allievi.

De esta forma, la sobrepresión ahora es como la redactada más arriba,

$$\Delta h = \rho \cdot c \cdot v$$

Por lo tanto, el resultado de esta ecuación es,

$$\Delta h = 1000 \times 1034,64 \times 1,27 = 1,31 \text{ Mpa}$$

Sumándole ahora a la presión interna en la tubería, la sobrepresión debida al golpe de ariete,

$$P_i + \Delta p_{Allievi} = 2 + 1,31 = 3,31 \text{ Mpa}$$

El espesor definitivo en la tubería forzada sería,

$$e = \frac{3,31 \times 400}{2 \times 137,3 \times 0,9} + 1 = 6,36 \text{ mm}$$

### 4.3 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga primarias

Las pérdidas de carga por fricción, también llamadas pérdidas de carga primarias, son aquellas que se producen en los tramos de conducción con sección constante, a causa del rozamiento del fluido con las paredes de la tubería a su paso por la misma. Para determinar el factor de fricción ( $\lambda$ ) es necesario conocer previamente el número de Reynolds ( $Re$ ) y la rugosidad relativa ( $\epsilon$ ).

Ya a finales del siglo XIX, experimentos realizados con tuberías de agua de diámetro constante demostraron que la pérdida de carga era directamente proporcional al cuadrado de la velocidad media de la tubería y a la longitud de la tubería, e inversamente proporcional al diámetro de la misma. La expresión fundamental que expresa lo anterior es la ecuación de Darcy:

$$\Delta H_{rp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

$\Delta H_{rp}$ : pérdida de carga primaria.

$\lambda$ : coeficiente de pérdida de carga primaria.

$L$ : longitud de la tubería.

$D$ : diámetro de la tubería.

$v$ : velocidad media del fluido.

### 4.4 Pérdidas en la tubería. Pérdidas de carga secundarias

En un sistema de tuberías, además de las pérdidas por fricción estudiadas en la sección anterior, existen pérdidas locales o accidentales, debidas a desprendimientos de capa límite. Las pérdidas secundarias son las pérdidas de forma que tienen lugar en las transiciones (estrechamientos o expansiones de la corriente), codos, válvulas y en toda clase de accesorios de tubería.

Éstas pueden originarse por:

- Ensanchamiento brusco o gradual de sección
- Estrechamiento brusco o gradual de sección
- Entrada o salida de tuberías
- Válvulas
- Codos, rejillas y otros accesorios

Si estas pérdidas aparecen distantes una de otra, tienen poca importancia, pues generalmente son pequeñas. Es por esto que se denominan pérdidas secundarias, puesto que si la conducción es larga (oleoductos, gaseoductos, etc.) pueden incluso despreciarse. Las válvulas sí pueden originar pérdidas muy elevadas cuando están parcialmente cerradas.

La expresión general para el cálculo de pérdidas secundarias, análoga a la fórmula de Darcy para las pérdidas primarias, es la de Weisbach:

$$\Delta H_{rs} = \sum k \frac{v^2}{2g}$$

$\Delta H_{rs}$ : pérdida de carga secundaria.

$K$ : Coeficiente adimensional de pérdida de carga secundaria.

$v$ : velocidad media de la tubería, si se trata de codos, válvulas, etc.

Dicho coeficiente adimensional  $K$  depende del tipo de accesorio, de la rugosidad y hasta de la configuración de la corriente antes del accesorio. Procederemos ahora a calcular las pérdidas secundarias en nuestra instalación. Podemos considerar que se producirán pérdidas de carga secundarias en los siguientes puntos de la instalación:

- Pérdidas en los codos

Cuando un fluido recorre un codo, se produce un aumento de presión en la pared externa y una disminución en la interna. Pasado el tramo curvo, y a una cierta distancia del mismo, la situación vuelve a su estado original, para lo que es necesario que aumente la presión en la cara interior y retorne así la velocidad a su valor original. Como consecuencia de esta situación, el chorro de agua se separará de la pared interior. Al mismo tiempo, la diferencia de presiones en una misma sección del tubo, provocará una circulación. La combinación de esta circulación y de la axial del flujo, dará lugar a un movimiento espiral que persiste, hasta disiparse por fricción viscosa, aproximadamente a una longitud equivalente a 100 diámetros aguas abajo del final de la curvatura. Tendremos en definitiva un aumento de la turbulencia en el fluido.

El perfil de nuestra tubería es bastante suave y al ser una tubería de longitud elevada y un diámetro considerable, podemos considerar despreciables las pérdidas de carga debidas a las curvaturas de vena.

- Pérdidas por contracción o expansión de la vena

Una súbita contracción de la vena líquida genera una pérdida de carga debida al aumento de velocidad y a la pérdida de energía consustancial de la tubería. El fenómeno es tan complejo que, al menos por el momento, es imposible elaborar un análisis matemático del fenómeno. El caso contrario, el de expansión súbita, produce también una pérdida de carga en el flujo debida a la disminución de velocidad del fluido.

En nuestra instalación no consideramos pérdidas importantes en la tubería forzada debido a este fenómeno, puesto que el agua se hace llegar de manera gradual a la tubería forzada mediante un canal de derivación proveniente del embalse.

- Pérdidas en las rejillas

A la entrada de la toma de agua y en la cámara de carga, a la entrada de la tubería forzada, suele instalarse una rejilla para impedir el paso de la broza. El agua al atravesar la rejilla, genera una turbulencia que se traduce en una pérdida de carga. Aunque generalmente pequeña, esta pérdida de carga se calcula por la ecuación de Kirchner:

$$h_r = \beta \times \left(\frac{s}{m}\right)^{4/3} \times \left(\frac{v^2}{2g}\right) \times \text{sen}\phi = Kr \times \frac{v^2}{2g}$$

$h_r$ : pérdida de carga en m.c.a.

$s$ : espesor de los barrotes.

$m$ : distancia entre los barrotos.  
 $V$ : velocidad de llegada del fluido a la rejilla.  
 $\alpha$ : inclinación de los barrotos con respecto a la horizontal.  
 $\beta$ : coeficiente que depende de la forma de los mismos.

Podemos obtener este coeficiente a partir de la Figura 4.5, extraída del texto de Zopetti (1979):

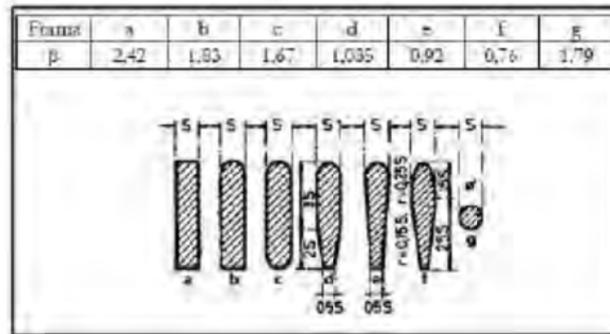


Figura 4.5: Diferentes secciones posibles para los barrotos y valores para beta. Fuente: Centrales Hidroeléctricas, G. Zopetti (1979).

Estimaremos una separación entre barrotos de  $m=30$  mm, la más usada para rejillas finas, y un espesor de barrotos de  $s=10$  mm, así como una inclinación de las rejillas de  $75^\circ$  con respecto al eje de la tubería forzada. Se escogerá la forma "a" de la Figura 4.6 para las rejillas.

Sustituyendo en la ecuación anterior nos queda:

$$hr = 2,42 \times \left(\frac{0,01}{0,03}\right)^{4/3} \times \left(\frac{v^2}{2g}\right) \times \text{sen}75 = Kr \times \frac{v^2}{2g}$$

$$Kr = 0,54$$

- Pérdidas en las válvulas de compuerta

Las válvulas se emplean, en general, para aislar determinados tramos a fin de poder intervenir en operaciones de mantenimiento o reparaciones importantes, aunque en algunos casos, como el de las centrales intercaladas en una traída de aguas, existen válvulas cuya misión fundamental es disipar energía. Normalmente, salvo en los casos citados, las válvulas estarán siempre completamente abiertas o completamente cerradas, dejando la regulación del caudal a las toberas o a los álabes distribuidores del sistema de regulación de la turbina.

La pérdida de carga generada al paso del agua por una válvula completamente abierta, depende del modelo de válvula, cada válvula tiene su coeficiente  $K_v$  detallado en la figura 4.6.

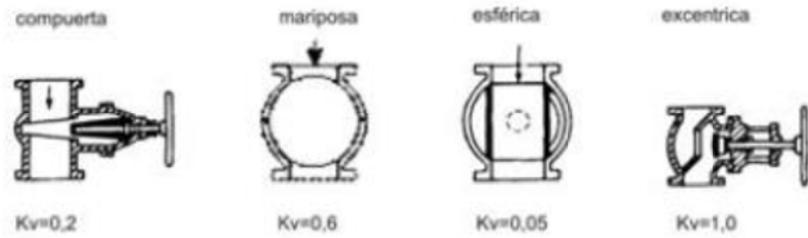


Figura 4.6: Coeficientes Kv según el tipo de válvula. Fuente: Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, C. Mataix (1993).

Así pues, para nuestra tubería forzada, tendremos en la válvula de compuerta un coeficiente de pérdidas de  $K_v = 0,2$ .

## CAPÍTULO 5

# Simulación del turbinado

<b>5.1 Elección del caudal de equipamiento</b>	<b>52</b>
<b>5.2 Rendimiento del alternador eléctrico</b>	<b>53</b>
<b>5.3 Rendimiento global de la turbina</b>	<b>54</b>
<b>5.4 Altura neta de la central</b>	<b>55</b>
<b>5.5 Coeficiente de fricción de la tubería forzada</b>	<b>55</b>
<b>5.6 Tiempo anual medio de funcionamiento de la central</b>	<b>56</b>
<b>5.7 Método de cálculo</b>	<b>56</b>
<b>5.8 Resultados de la simulación</b>	<b>58</b>

## Capítulo 5

# SIMULACIÓN DEL TURBINADO

### 5.1 Elección del caudal de equipamiento

El caudal de equipamiento es el caudal de funcionamiento en el turbinado que en principio maximiza la producción. Para ilustrar el significado de este caudal de equipamiento, se aborda en primer lugar el estudio hidrológico de un río mediante la curva de caudales clasificados (Figura 5.1). En esta curva se representan los caudales medidos diariamente a lo largo de un año, pero no dispuestos cronológicamente antes, sino de mayor a menor. De esta manera, el caudal mínimo  $Q_{min}$  es el mayor caudal de entre los mínimos registrados en diez días y el caudal máximo  $Q_{max}$  es el menor caudal de entre los máximos registrados en diez días. El caudal de equipamiento sería el caudal de turbinado que llegaría a turbinar el máximo volumen de agua del río al año.

Para un cierto caudal de equipamiento, el volumen teórico a determinar sería el comprendido entre los puntos A', B', C y D de la curva de caudales clasificados (véase la Figura 5.1). Sin embargo, la existencia de un caudal mínimo técnico hace la que la zona punteada sea inhábil, de modo que el volumen realmente turbinado sería el comprendido entre A, B, C y D. A mayor caudal de equipamiento, mayor caudal mínimo técnico, de modo que el umbral que se ponga para  $Q_{eq}$  debe ser tal que el volumen a turbinar A-B-C-D sea el máximo posible (zona rayada superior de la figura). El resto de volúmenes no es turbinado, sino que queda en el río por razones estructurales o ecológicas, o por incapacidad de turbinado de las máquinas.

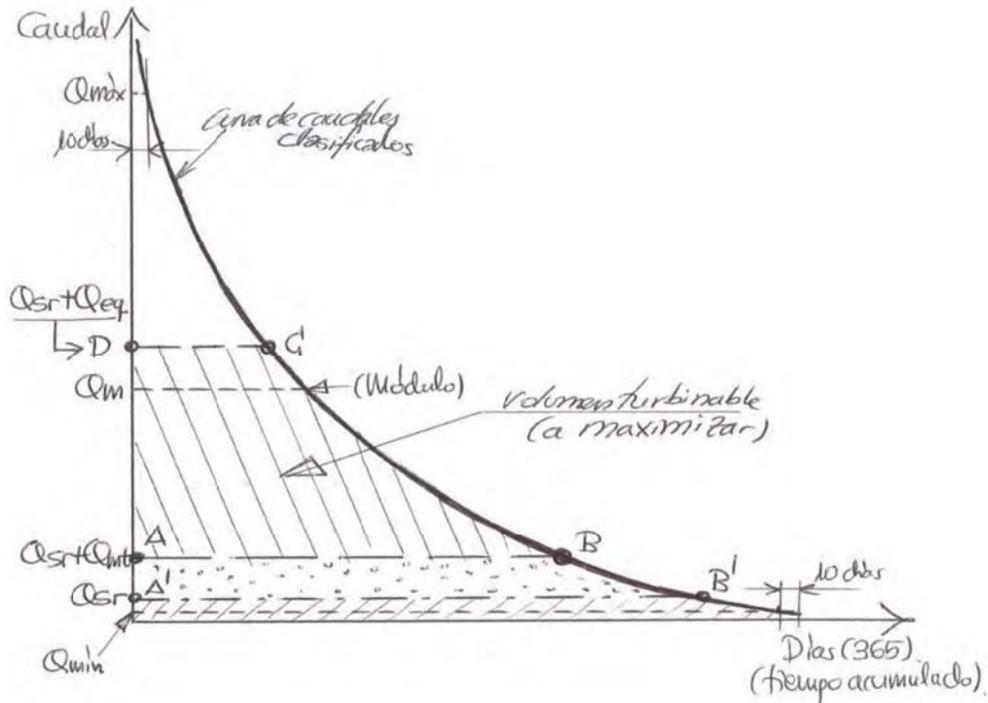


Figura 5.1: Volumen que maximiza la producción

Puesto que en la gráfica de caudales clasificados no se tienen en cuenta la influencia de otras variables, como el rendimiento de la turbina o la altura neta, en función de los distintos caudales que se turbinan, se llevaría a cabo un procedimiento distinto para encontrar el caudal de equipamiento, consiste en encontrar el caudal nominal de funcionamiento de la turbina o turbinas que consiga no maximizar el volumen de agua trasegado en un año, sino maximizar la producción eléctrica obtenible para varios años hidrológicos tomados de la serie hidrológica histórica del río. Así pues, es preciso llevar a cabo una simulación del funcionamiento de la instalación de turbinado, para cada caudal nominal tentativo

Para simular el funcionamiento de nuestra turbina procederemos a modelizar las distintas variables que intervienen en la función que queremos maximizar, en este caso la energía generada. Nuestra variable independiente será el caudal nominal de la turbina, el cual variaremos de manera progresiva para ajustarlo a la máxima producción. De esta manera lograremos calcular el caudal nominal que maximiza la producción para la serie histórica escogida que estamos estudiando, dicha serie histórica es de veinte años (1986-2006), de lo que sería el cauce conocido como Río Chico.

Así pues, partimos de la siguiente función, que será nuestra función objetivo:

$$P = \eta_e \cdot \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot t$$

Dónde:

$P$ : Producción de la turbina en el intervalo de tiempo definido por  $t$ .

$\eta_e$ : Rendimiento del aparataje eléctrico.

$\eta_t$ : Rendimiento global de la turbina.

$\rho$ : Densidad del agua.

$g$ : Aceleración de la gravedad.

$Q$ : Caudal turbinado.

$H_n$ : Altura neta de la central

$t$ : Intervalo de tiempo considerado.

Se exponen en los siguientes apartados los criterios escogidos para el cálculo de las diferentes variables.

## 5.2 Rendimiento del alternador eléctrico

El alternador tiene como misión transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. El rendimiento de un alternador acoplado a una turbina hidráulica experimenta variaciones muy pequeñas, ya que depende de la velocidad de giro y ésta se mantendrá la mayor parte del tiempo constante. Así pues en la simulación consideraremos el rendimiento del alternador eléctrico constante con un valor típico de  $\eta_e=0,95$ .

### 5.3 Rendimiento global de la turbina

Para obtener la producción eléctrica, deben tenerse en cuenta los rendimientos de las propias máquinas hidráulicas, además del propio del sistema eléctrico. En el caso de las turbinas, los tipos principales (Pelton, Francis, Kaplan) pueden alcanzar rendimientos hasta del 90-92%. En la tabla de la Figura 5.2, obtenida de la guía ESHA para centrales hidráulicas (2006), podemos observar los rendimientos máximos habituales para cada tipo de turbina.

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

Figura 5.2 Rendimientos típicos de los diferentes tipos de turbinas. Fuente: ESHA (2006).

La evolución del rendimiento con respecto al caudal de funcionamiento depende de cada tipo de máquina, y debería ser proporcionado por el fabricante. En la gráfica de la figura que se adjunta, puede verse una evolución típica del rendimiento con respecto a la relación entre el caudal turbinado y el caudal nominal de la turbina. En esta gráfica, observamos que el rendimiento máximo se alcanza en las turbinas Pelton aproximadamente para un caudal del 60% del caudal nominal de la misma; con esta referencia, en algunos casos es posible turbinar por encima de este caudal (+10 o +20 % de caudal), en cuyo caso vuelve a descender el rendimiento.

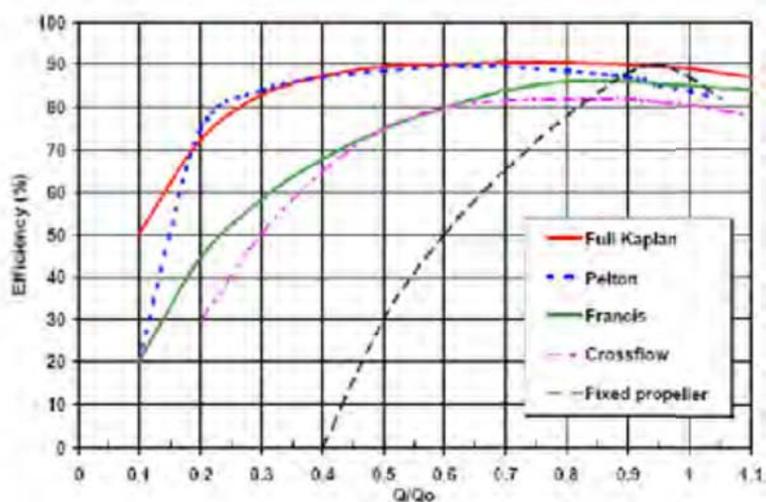


Figura 5.3: Estimación empírica de la variación del rendimiento en función del caudal, tomando como referencia los valores correspondientes al caudal nominal.

Fuente: <http://www.intechopen.com/books/energy-conservation/hydro-power>.

En este estudio consideraremos que el caudal mínimo será del 20% del caudal nominal (a caudales inferiores la caída del rendimiento es excesiva). En cuanto al caudal máximo, se estima que se puede turbinar con rendimientos aceptables hasta un máximo del 110% de dicho caudal nominal.

En este trabajo, por simplicidad, se ha considerado un rendimiento constante de la turbina del 90%, como se especifica en la figura 5.2 para turbinas Pelton de una tobera. Se ha elegido como turbina la Pelton, para seguir con la misma metodología de aproximarnos al estudio realizado por la Junta de Andalucía, dónde en la figura 1.8 se observa que la turbina que estiman oportuno, en este análisis, es de tipo Pelton. Debido a la distancia considerable del salto neto y a la cantidad de caudal trasegado por la máquina, suponemos que por este tipo de condiciones en la Figura 1.8 consideran oportuno este tipo de máquina, dado que, estas condiciones son similares a las que estamos sometiendo a estudio en este trabajo. Se toma la condición de que la turbina sea de una tobera al ser el rango de funcionamiento de la turbina, del 20% del caudal nominal para su arranque y del 110% de dicho caudal como máximo turbinable por nuestra máquina.

## 5.4 Altura neta de la central

En la simulación, modelizaremos la altura neta de la central a partir de la altura o salto bruto, calculando las pérdidas en la tubería forzada mediante la fórmula de Darcy – Weisbach. Esta expresión tiene como variables el caudal turbinado  $Q$  y el coeficiente de fricción  $\lambda$ . Serán constantes la altura bruta de la instalación, el diámetro de la tubería forzada  $D$ , la longitud de la tubería forzada  $L$  y las constantes de pérdidas de la tubería  $K_v$  y  $K_r$ , correspondientes a las pérdidas secundarias producidas en las válvulas de compuerta y en la rejilla a la entrada de la tubería forzada.

$$H_n = H_b - \left( \frac{\lambda \times L}{D} + \sum k \right) \frac{8Q^2}{\pi^2 g D^4}$$

La altura geométrica o salto bruto,  $H_b$ , es la diferencia de altura entre la toma de agua en el embalse y el punto de descarga del agua turbinada. En nuestro caso esta altura bruta es de 200 metros. La longitud de la tubería forzada,  $L$ , es la calculada en el capítulo 3, en esta longitud se incluye el 20% adicional de longitud por el trazado de la tubería forzada, con un total de 1224 metros. Los valores de las constantes de pérdidas de nuestra tubería, serán  $K_v = 0,2$  y  $K_r = 0,54$ .

## 5.5 Coeficiente de fricción de la tubería forzada

El coeficiente de fricción  $\lambda$  es función del flujo y de la rugosidad de la tubería. Dicho flujo varía con los cambios de caudal, pero consideraremos por simplicidad de cálculo que nuestras variaciones de caudal no serán lo suficientemente importantes como para propiciar cambios significativos en el valor de  $\lambda$ . Esta aproximación es posible debido a que nuestro objetivo es la elección del caudal nominal para el cálculo de la turbina que maximizará nuestra producción. Los cambios de  $\lambda$  no afectarán significativamente a la elección de este caudal y estará justificado, pues, fijar el valor de  $\lambda$  y considerarlo una constante independiente para simplificar el cálculo. Para calcular este valor, haremos uso de un valor de número de Reynolds que es función de un valor de caudal medio turbinable de cada una de las series históricas de éste trabajo, Este valor de Reynolds viene dado con la siguiente expresión,

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

Se tiene en cuenta que este valor de número de Reynolds es aproximado, dado que, se obtiene a partir de un valor de caudal medio turbinable para cada uno de los caudales propuestos en las series históricas como caudales nominales de la turbina.

Y que la tubería será de acero comercial, por lo que tendrá una rugosidad absoluta de  $k = 0,046$  mm, por lo que la rugosidad relativa es de,

$$\varepsilon = \frac{k}{D} = \frac{0,046 \times 10^{-3}}{0,4} = 0,000115$$

Podemos entrar en un diagrama de Moody como el de la Figura 3.5 y obtener el  $\lambda$  aproximado que tendrá el fluido cuando esté circulando a través de nuestra tubería forzada. Este valor lo mantendremos constante en la simulación en función de cada uno de los diferentes caudales propuestos.

Como se ha señalado, este coeficiente se considerará constante en el proceso de búsqueda del caudal de equipamiento. Se tomará como diámetro de la tubería el calculado en el Capítulo 4 del presente proyecto, de 0,4 m de diámetro.

## 5.6 Tiempo anual medio de funcionamiento de la central

Para valorar la potencia que seremos capaces de generar anualmente con nuestra central deberemos realizar una estimación fiable de las horas de funcionamiento que tendrá nuestra central. Es decir, deberemos basarla en los datos históricos de que disponemos y realizar con ellos una proyección razonable en el tiempo.

Esta estimación se basará en los datos de caudales mensuales de que disponemos y en la capacidad de turbinación de nuestra turbomáquina. De manera que, en la simulación, al variar el caudal nominal, variará con él el intervalo de caudal que se puede turbinar, y a su vez el número de horas anuales de funcionamiento de nuestra central. En la simulación distinguiremos entre meses turbinables, en los que se considerará que se turbinan el mes completo, y meses no turbinables, en los que no se turbinará nada. En cada mes turbinable, la turbina podrá turbinar entre el 20% y el 110% del caudal nominal escogido, siempre que haya disponibilidad de caudal suficiente.

## 5.7 Método de cálculo

La simulación de la producción de la turbina se ha llevado a cabo mediante una hoja Excel en la que se han introducido las ecuaciones descritas anteriormente referenciadas al caudal nominal de la turbina. El proceso de optimización se ha realizado mediante la variación del caudal nominal y se ha repetido el proceso hasta alcanzar la máxima producción en cada uno de los años sometidos a estudio. A continuación se presenta un ejemplo explicativo del procedimiento de cálculo utilizado que servirá para explicar todo el proceso de optimización de la producción para todos los casos.

1º Seleccionamos todos los caudales medidos correspondientes a los 20 últimos años.

2º Elegimos un caudal nominal para nuestra turbina.

3º Calculamos los caudales máximos y mínimos que puede trasegar nuestra turbina, en el intervalo antes descrito del 20% al 110% del caudal nominal, en el caso de que el caudal que exista en ese instante sea mayor que el 110% del caudal nominal a trasegar por la turbina, utilizaremos el valor del 110% del caudal nominal elegido anteriormente.

4º Seleccionamos todos los caudales comprendidos en ese intervalo, incluyendo también los que sobrepasan dicho rango, pero adoptándolos como el 110% del caudal nominal que se ha elegido para turbinar y para cada uno de ellos calculamos la  $Hn$  que hubiera dado nuestra turbina, potencia mecánica y la producción que hubiera generado en ese mes.

Por ejemplo para un caudal cualquiera de los dados en una de las series históricas, como puede ser  $Q = 0,14 \text{ m}^3/\text{s}$ , obtendríamos:

- Altura neta:

$$Hn = Hb - \left( \frac{\lambda \times L}{D^5} + \frac{\sum K}{D^4} \right) \frac{8Q^2}{\pi^2 g} = 200 - \left( \frac{0,0147 \times 1224}{0,4} + \frac{2 \times 0,2 + 0,54}{0,4^4} \right) \frac{8 \times 0,14^2}{\pi^2 \times 9,81} = 197,098 \text{ m.c.a}$$

- Potencia mecánica:

$$Wt = \eta(\rho g Q Hn) = 0,9 \times (1000 \times 9,81 \times 0,14 \times 197,098) = 243,68 \text{ kW}$$

- Producción:

$$P = \eta_e \cdot \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot Hn \cdot t = 0,95 \times 0,9 \times (1000 \times 9,81 \times 0,14 \times 197,098 \times 730)$$

$$168990,59 \text{ Kw} \times \text{h/mes}$$

Así, hemos obtenido la producción de energía que hubiera tenido nuestra turbina en el mes del año seleccionado.

Sumando las producciones de todos los meses del año en que nuestra máquina puede turbinar obtenemos la producción que hubiera obtenido nuestra turbina Pelton en ese año. Repitiendo el proceso y modificando el caudal nominal llegamos a un caudal que consigue que nuestra turbina obtenga la máxima producción de la serie de caudales de ese año. Y repitiendo la operación para los veinte años llegamos al mismo número de caudales nominales óptimos para nuestra turbina, cada uno de los cuales optimiza la producción para cada veinte años estudiados con cada caudal nominal propuesto.

## 5.8 Resultados de la simulación

En este proyecto se dispone de una serie histórica, del denominado cauce Río Chico de un intervalo de años desde 1940 hasta 2006, que se adjunta en el anexo uno del mismo. Por cuestiones de simplicidad

en cuanto al análisis de la simulación del turbinado, se ha decidido abarcar un periodo de veinte años (1986-2006), en el que se ha atendido, mes a mes en el periodo de tiempo antes citado, a cada uno de los años para así obtener el caudal que maximiza la producción según el rango de caudal turbinable por nuestra máquina (20% - 110%) del caudal nominal de la turbina.

Para comenzar con el procedimiento de la simulación, se han propuesto una serie de caudales nominales y se han ido probando en una hoja de cálculo Excel. Estos caudales han sido elegidos en función de los resultados que hemos ido obteniendo en dicha hoja de cálculo, hasta observar que se tiene como resultado una simulación de nuestra central con cada uno de ellos en todos los años de la serie, quedándonos finalmente con el que consigue maximizar la suma de las producciones anuales de los veinte años que sometemos a estudio. De esta forma, se ha procedido para hallar la evolución de la producción global en función del caudal nominal correspondiente. En la figura 5.4 se muestra el resultado gráfico de la simulación de la producción obtenida en función de los caudales nominales propuestos, en el intervalo de tiempo antes citado.

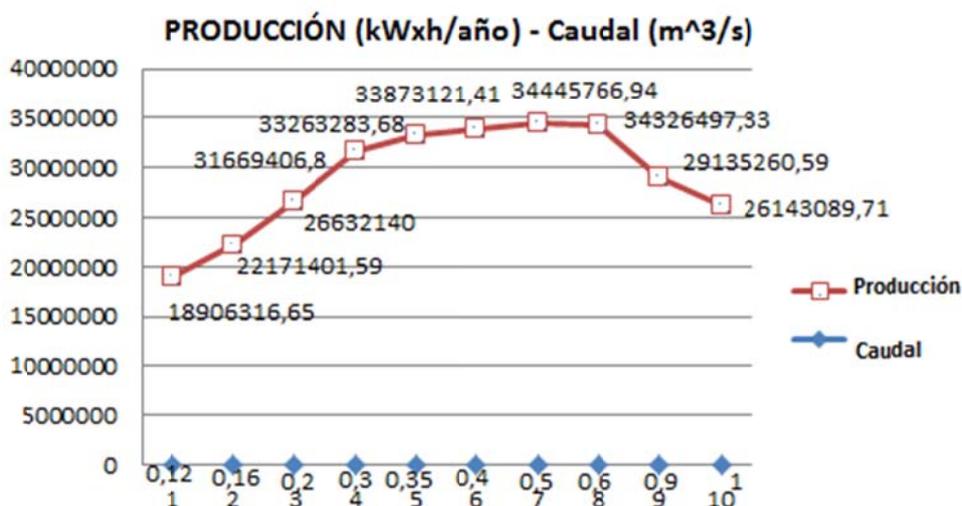


Figura 5.4: Producción global de la turbina (periodo 1986-2006) a diferentes caudales nominales.

Observamos que el máximo de producción se obtiene para 34.445.766,94 KWxh/año, con lo que el caudal nominal de nuestra turbina deberá ser de **0,5 m<sup>3</sup>/s**. Así pues, podemos prever que una turbina con dicho caudal nominal tendrá presumiblemente un buen comportamiento durante el tiempo de vida de nuestra instalación. Este caudal de equipamiento es superior al que supuestamente se esperaba obtener, dado en la Figura 1.8 por la Junta de Andalucía, en el que con otros datos, se justificaba que la Central Minihidráulica de Ohanes es viable en lo que se refiere a su recuperación y futura puesta en marcha. En este trabajo se ha buscado obtener una similitud con los datos aportados por la Junta de Andalucía en la Figura 1.8, teniendo así un documento en el que basarnos para justificar la recuperación de la Central de Ohanes mediante el estudio de una serie histórica, que es la del mismo cauce que alimentaba de agua esta Minicentral y de la geografía del terreno en el que se sitúa la central y que por lo tanto se alimentaba de agua cuando ésta estaba en marcha. Tras el estudio de la serie histórica de este cauce llamado Río Chico, proponiendo unos caudales nominales se ha llegado a obtener un valor de caudal que maximiza la producción, más elevado que el que en esta Figura 1.8 se especifica.

Esto puede justificarse de manera que hemos aproximado un amplio rango de caudales de turbinado (desde el 20% al 110% del caudal nominal propuesto) y debido a la irregular serie histórica de caudales del río, se suma también el intervalo de años de estudio de nuestra serie histórica de caudales sometidos a este análisis de obtención del caudal de equipamiento, es decir, si hubiéramos ampliado los años de estudio de la serie histórica para hallar el caudal óptimo de producción de nuestra turbina, probablemente nos habría dado como resultado, un caudal de equipamiento diferente, quizá mayor.

## CAPÍTULO 6

# Diseño de la turbina

<b>6.1 Turbina Pelton. Funcionamiento e introducción</b>	<b>61</b>
<b>6.2 Accesorios y características de las turbinas Pelton</b>	<b>62</b>
<b>6.3 Caudal nominal y caudal de diseño de la turbina</b>	<b>74</b>
<b>6.4 Pérdidas de carga en condiciones de diseño</b>	<b>74</b>
<b>6.5 Altura neta en condiciones nominales</b>	<b>75</b>
<b>6.6 Velocidad específica y selección de la turbina</b>	<b>75</b>
<b>6.7 Dimensionado y diseño de la turbina</b>	<b>77</b>
<b>6.8 Rendimientos. Potencias y Producción de la turbina</b>	<b>86</b>

## Capítulo 6

# DISEÑO DE LA TURBINA

### 6.1 Turbina Pelton. Funcionamiento e introducción

Tras la simulación del funcionamiento de nuestra turbina y determinación de los parámetros que maximizan la producción de la misma procedemos a su selección y a su dimensionamiento. Haremos una introducción a las turbinas Pelton para conocer su funcionamiento y particularidades para, a continuación, hacer el diseño de nuestra turbina.

En una turbina de acción la energía potencial gravitatoria del agua embalsada, convertida en energía de presión en la tubería forzada, se convierte tras sufrir una serie de pérdidas, en energía cinética al salir el agua a través del inyector en forma de chorros libres a una velocidad que corresponde a la altura del salto útil menos las pérdidas en el inyector. Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando los álabes, y obteniéndose el correspondiente trabajo mecánico.

La forma cóncava de los álabes hace cambiar la dirección del chorro del agua, saliendo ésta por los bordes laterales, teóricamente, sin ninguna incidencia posterior sobre los álabes, pero en la realidad lo cierto es que existe cierta interacción. De este modo, el chorro de agua transmite su energía cinética al rodete, donde se transforma en energía mecánica.

La válvula de aguja, gobernada por el regulador de velocidad, cierra más o menos el orificio de salida de la tobera o inyector, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por ésta, de manera que la velocidad del rodete se mantenga constante, evitándose el embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador. La arista que divide al álabe en dos partes simétricas, corta al chorro de agua, seccionándolo en dos láminas de fluido, teóricamente del mismo caudal, precipitándose cada una hacia la concavidad correspondiente. Tal disposición permite contrarrestar mutuamente los empujes axiales que se originan en el rodete, equilibrando presiones sobre el mismo.

Esta turbina se diseña para operar aprovechando una altura neta relativamente elevada y caudales relativamente bajos, estando su eficiencia comprendida entre el 80% y 92%. La principal ventaja de este tipo de turbinas está proporcionada por las elevadas eficiencias que se obtienen en su operación a bajas cargas, ésta es una de las razones por la cual se justifica la utilización de turbinas Pelton en este tipo de proyectos como lo son las pequeñas centrales hidroeléctricas, donde una de las características principales de estos equipos electromecánicos es la operación bajo diversos porcentajes de carga, para satisfacer las distintas variaciones de demanda energética durante el día y a través de los años de vida útil que se estime para la central.

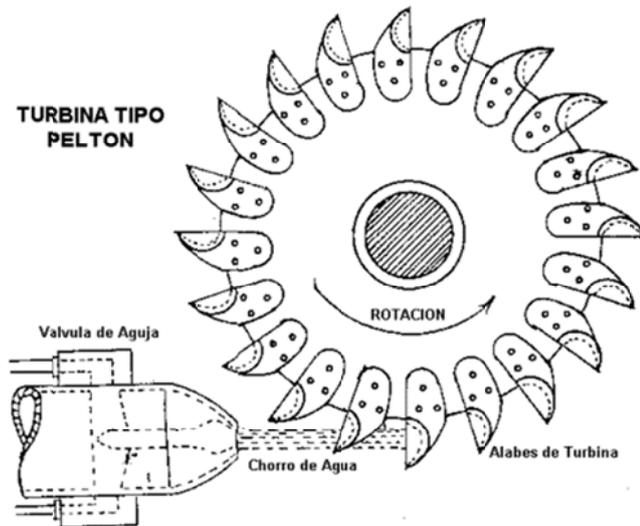


Figura 6.1: Principio de funcionamiento básico de una turbina de acción.

## 6.2 Accesorios y características de las turbinas Pelton

Las turbinas Pelton, como turbinas de acción o impulso, están constituidas por la tubería forzada, el distribuidor y el rodete, ya que carecen tanto de caja espiral como de tubo de aspiración o descarga. Dado que son turbinas diseñadas para operar a altos valores de altura, la tubería forzada suele ser bastante larga, por lo que se debe diseñar con suficiente diámetro como para que no se produzca excesiva pérdida de carga del fluido entre el embalse y el distribuidor.

Una instalación típica de turbinas Pelton, consta de los siguientes elementos:

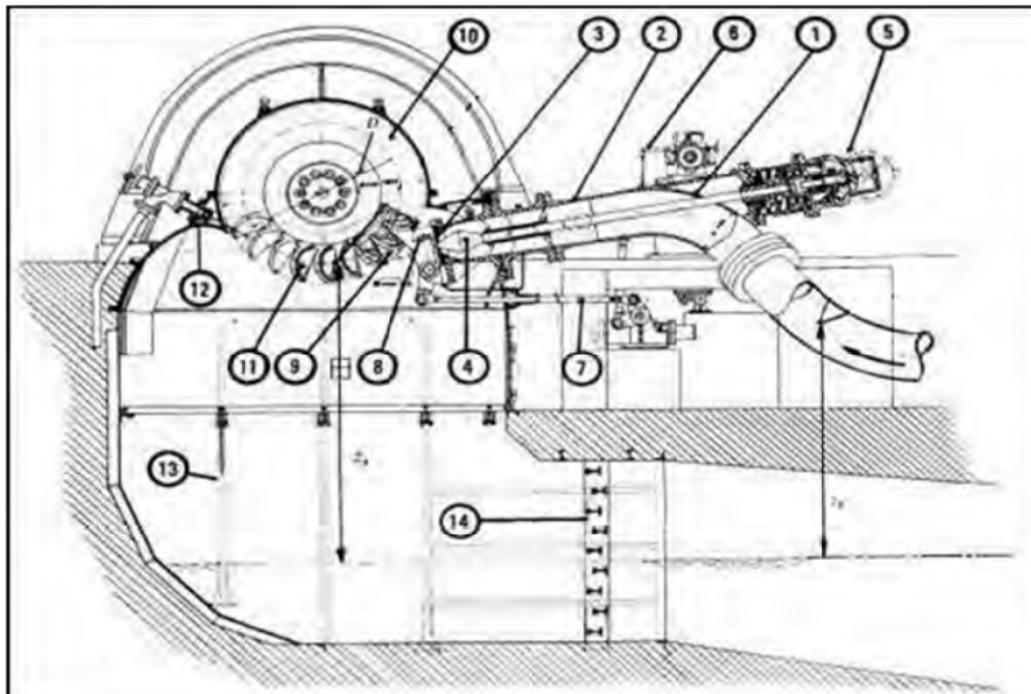


Figura 6.2: Elementos constitutivos de una turbina Pelton de un chorro. Fuente: Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, C. Mataix (1993).

1. Codo de entrada.
2. Inyector. Es el distribuidor de las turbinas Pelton. Transforma la energía de presión del fluido en energía cinética. Consta de tobera y válvula de aguja.
3. Tobera.
4. Válvula de aguja. Se desplaza longitudinalmente. Tanto la boquilla como la aguja del inyector suelen construirse de acero muy duro. A pesar de ello si el agua contiene arena al cabo del tiempo pierden su cierre estanco y deben desplazarse.
5. Servomotor. Desplaza mediante presión de aceite la aguja del inyector.
6. Regulador.
7. Mando del deflector.
8. Deflector o pantalla deflectora. Sirve para evitar el golpe de ariete y el embalamiento de la turbina.
9. Chorro.
10. Rodete.
11. Álabes o cucharas.
12. Freno de la turbina por chorro de agua. Sin él, el rodete seguiría girando por inercia cada vez más lentamente, con perjuicio de la lubricación y deterioro de los cojinetes.
13. Blindaje. Protege la infraestructura contra el efecto destructor del chorro desviado. A veces se utilizan con el mismo fin bloques de granito.
14. Destructor de energía. Evita también las erosiones en la infraestructura.

Las turbinas Pelton se clasifican en sencillas (un rodete y un solo chorro) y múltiples. Las turbinas Pelton se distinguen por el número de chorros, llamándose Pelton doble, triple, etc., a la Pelton de 2, 3,... chorros.

### **6.2.1 Características del distribuidor**

El distribuidor de una turbina Pelton es una tobera o inyector como el de la Figura 6.3. La misión del inyector es aumentar la energía cinética del fluido, disminuyendo la sección de paso para maximizar la energía cinética del fluido aprovechada en la turbina, puesto que en este tipo de turbinas sólo se intercambia energía cinética (tanto la sección de entrada al rodete como la de salida están abiertas a la atmósfera). Así, no hay problema para que la sección de la tubería forzada sea mayor, haciendo esta transformación a energía cinética inmediatamente antes de la entrada del fluido al rodete.

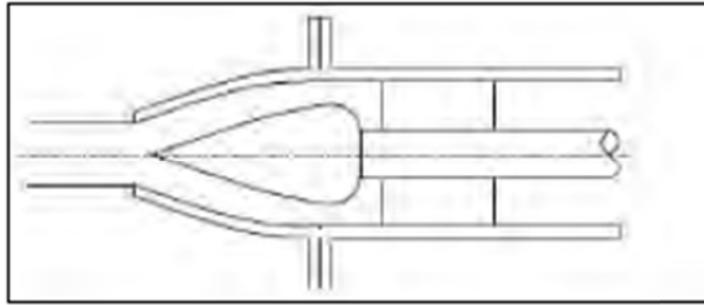


Figura 7.3: Esquema del inyector de una turbina Pelton.

Una turbina Pelton puede tener entre uno y un máximo de seis inyectores. Cuando tiene un solo inyector, el eje del rodete es normalmente horizontal. Cuando el número de inyectores es superior, el eje del rodete es normalmente vertical, con el alternador situado por encima. En este caso, la tubería forzada se bifurca tantas veces como número de inyectores haya, y cada inyector tiene su propia tubería independiente.

El inyector dispone de una válvula de aguja para regular el caudal y ajustarlo a la demanda de energía eléctrica. La válvula de aguja está diseñada para que el módulo de la velocidad,  $v_1$ , se mantenga prácticamente constante aunque varíe el caudal (la sección de salida varía en la misma proporción que el caudal). Para evitar cambios bruscos de caudal, que podrían ocasionar golpes de ariete en la tubería forzada, cada inyector dispone de un deflector que cubre parcialmente el chorro durante los cambios de caudal y permite realizarlos más lentamente. La Figura 6.4 muestra un detalle del deflector.

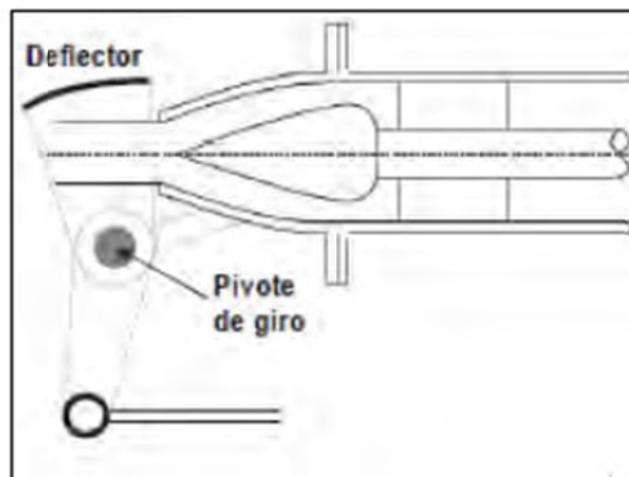


Figura 6.4: Detalle del deflector de una turbina Pelton.

## 6.2.2 Características del rodete

El rodete de una turbina Pelton es una rueda con álabes en forma de cucharas o cangilones, con un diseño característico, situados en su perímetro exterior, como se puede observar en la siguiente figura. Sobre estas cucharas es sobre las que incide el chorro del inyector, de tal forma que el choque del chorro se produce en dirección tangencial al rodete para maximizar la potencia de propulsión.

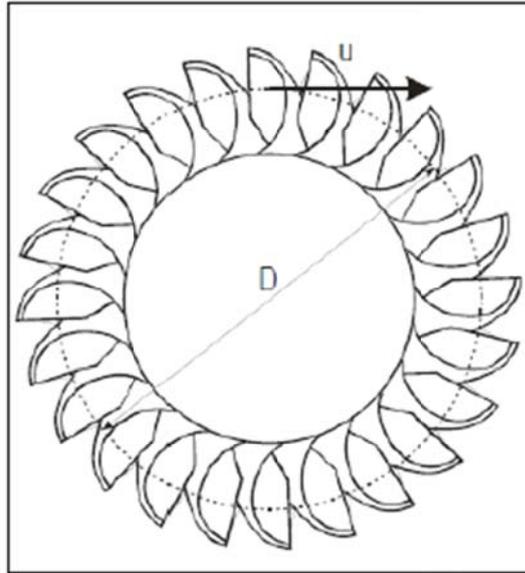


Figura 6.5: Esquema del rodete de una turbina Pelton.

El diseño actual de las cucharas dispuestas en la periferia de la rueda Pelton es elipsoidal, y con una arista central (cresta) que divide el chorro en dos, evitando así que el chorro desviado tras incidir sobre una cuchara impacte con el dorso de la siguiente cuchara. Presentan una mella en la parte externa y son simétricas en su dirección axial. Las dimensiones de las cucharas, y su número, dependen del diámetro del chorro que incide sobre ellas,  $d$ : cuanto menor sea ese diámetro, más pequeñas serán las cucharas y mayor número de ellas se situarán en el rodete.

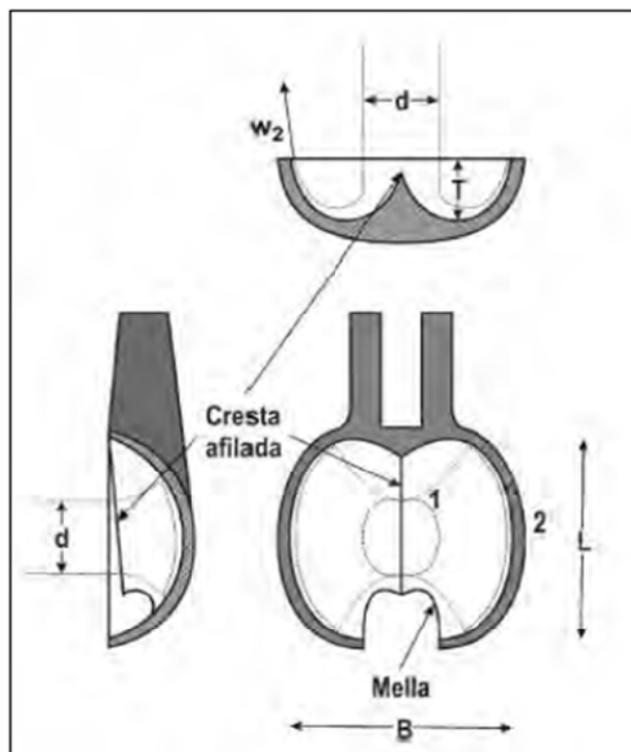


Figura 6.6: Vista frontal, perfil izquierdo y sección inferior de la cuchara.

La mella, con una anchura ligeramente superior al diámetro del chorro (típicamente  $1,1 \cdot d$ ), tiene como función evitar el rechazo. El máximo aprovechamiento energético del fluido se obtiene cuando el chorro incide perpendicularmente sobre la cuchara. Pero, al girar el rodete, cuando se aparta una cuchara y llega la siguiente, ésta tapa a la anterior antes de estar en condiciones de aprovechar su energía adecuadamente. La mella evita que una cuchara tape a la anterior demasiado pronto.

La simetría axial de la cuchara tiene que ver con evitar que se produzca fuerza neta en dirección axial por acción del chorro. La única fuerza que ejerce el fluido que se puede aprovechar como potencia de propulsión  $Wu$  es la que se produce en la dirección del desplazamiento de la cuchara (tangencial,  $u$ ) de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Wu = \rho \times Q \times (v1 \times u1 \times \text{Cos}\alpha1 - v2 \times u2 \times \text{Cos}\alpha2)$$

Donde  $Wu$  se maximiza cuando  $\alpha1$  es  $0^\circ$  y  $\alpha2$  es  $180^\circ$ , es decir, cuando el chorro de agua a la entrada lleva la dirección tangencial de giro del rodete y a la salida sale rebotado en sentido contrario:

$$Wu = \rho \times Q \times (v1 \times u1 - v2 \times u2)$$

Sin embargo, en la práctica, el chorro no puede salir rebotado directamente en el sentido contrario al giro del rodete, porque chocaría con la cuchara situada inmediatamente delante, frenando el giro. Así que necesariamente hay una cierta componente radial que debe ser compensada. De no ser así, se dañaría el eje. La cresta afilada, en dirección al chorro, reduce el choque por paso de una cuchara a otra, produciendo una entrada del chorro tangencial al álabe.

### 6.2.3 Carcasa

Es la envoltura metálica que cubre el inyector, rodete y otros de elementos mecánicos de la turbina.



Figura 6.7: Conjunto de una turbina Pelton donde apreciamos la carcasa.

Su misión consiste en evitar que el agua salpique al exterior cuando, después de incidir sobre los álabes, los abandona. Dispone de un equipo de sellado en las zonas de salida del eje, a fin de eliminar fugas de

agua. Puede estar formado por un laberinto metálico dotado de drenajes, o bien por juntas de estanqueidad, prensaestopas, etc.

### 6.2.4 Cámara de descarga

Se entiende como tal la parte de la turbina por donde cae libremente el agua hacia el desagüe después de haber movido al rodete. También se conoce como tubería de descarga.

### 6.2.5 Eje de la turbina

Rígidamente unido al rodete, y situado adecuadamente sobre cojinetes debidamente lubricados, transmite el movimiento de rotación al eje del generador. El número de cojinetes instalados, así como su función, radial o radial-axial, depende de las características de cada grupo.

### 6.2.6 Triángulos de velocidades y rendimientos

Veamos cómo quedan el triángulo de velocidades de entrada y el triángulo de velocidades de salida en este tipo de turbinas. El objetivo es adaptar la ecuación de Euler para las turbinas al caso particular de las turbinas Pelton.

#### 6.2.6.1 Triángulo de velocidades de entrada

De acuerdo con la ecuación general, en el triángulo de entrada:

$$\vec{v}_1 = \vec{w}_1 + \vec{u}_1$$

Donde  $v_1$  es la velocidad de salida del agua del inyector. Por lo tanto, entre el punto de salida a la turbina, donde el fluido tiene una altura total  $H_n$ , y el punto de salida del inyector, aplicando la ecuación de la altura neta, donde existen unas  $\Delta H_{inst}$ , que serían de la tubería forzada:

$$H_n = H_b - \Delta H_{inst}$$

Por lo tanto, se puede definir la energía mecánica a la salida del inyector, como:

$$H_1 = H_n - \Delta H_{i, \text{inyector}}$$

Y  $H_1$  sería:

$$H1 = \frac{v1^2}{2g}$$

Siendo  $v1$  la velocidad absoluta incidente a la cuchara, con lo que ya se puede definir el  $\eta_{h,iny}$  como:

$$\eta_{h,iny} = \frac{H1}{Hn}$$

Y entonces se obtiene:

$$v1 = \sqrt{\eta_{iny}} \times \sqrt{2g \times Hn}$$

Al factor que multiplica al término  $\sqrt{2g \times Hn}$  se le conoce como factor de velocidad absoluta de entrada  $C1$ , adimensional. De este modo:

$$v1 = C1 \times \sqrt{2g \times Hn}$$

En turbinas Pelton el factor  $C1$  suele ser cercano a la unidad. Si no se dispone de datos, se puede tomar un valor aproximado de 0,98 ya que, como se ha comentado, la pérdida de carga es pequeña.

La dirección y sentido del vector  $\vec{v1}$  es la del vector  $\vec{u1}$ , de velocidad tangencial del rodete a la entrada. En cuanto al vector  $\vec{u1}$ , se define en función del diámetro del rodete en el punto de choque del chorro en la cuchara,  $D1$ . En el caso concreto de turbinas Pelton, el diámetro del rodete en el punto de entrada y de salida del fluido es idéntico, de modo que no es necesario hablar de  $D1$  y  $D2$ , y se puede hablar directamente de  $Dr$ . Del mismo modo, se puede hablar directamente de  $u = u1 = u2$ .

Así:

$$u = u1 = \frac{\pi \times Dr \times n \text{ (rpm)}}{60}$$

Entre el vector  $v1$  y el vector  $u$ , de acuerdo con lo comentado anteriormente, el ángulo  $\alpha1$  es  $0^\circ$  (en el momento en que la cuchara está enfrentada al chorro) y  $\beta$  es  $180^\circ$ . De este modo, el vector  $w1$ , de velocidad relativa del fluido a la entrada de la cuchara, se puede calcular directamente operando con los módulos, puesto que tiene misma dirección y sentido que  $v1$  y que  $u$ :

$$w1 = v1 - u$$

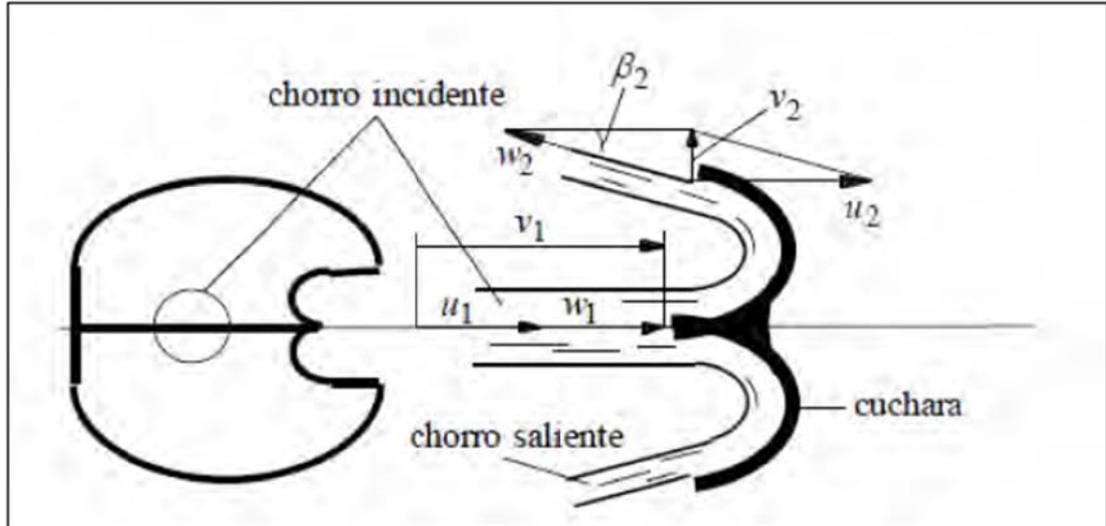


Figura 6.8: Triángulos de velocidades de una turbina Pelton.

### 6.2.6.2 Triángulo de velocidades de salida

De acuerdo con la ecuación para el triángulo de velocidades a la salida adaptada a las turbinas Pelton:

$$\vec{v}_2 = \vec{w}_2 + \vec{u}_2$$

La velocidad relativa a la salida de la cuchara está relacionada con la velocidad relativa de entrada por el coeficiente de fricción  $\zeta$ , que depende del rozamiento del fluido con la cuchara. Así, planteando la ecuación de conservación de la energía en ejes relativos en el rodete,

$$\frac{p_1}{\rho g} + \frac{w_1^2}{2g} = \frac{p_2}{\rho g} + \frac{w_2^2}{2g} + \Delta H_{i, \text{cuchara}}$$

Puesto que  $p_1=p_2=p_a$  y definiendo el factor de pérdidas en la cuchara por:

$$\zeta = \frac{\Delta H_{i, \text{cuchara}}}{W_1^2/2g}$$

Se obtiene,

$$w_2 = (1 - \zeta)^{1/2} \times w_1$$

Es decir,

$$w_2 < w_1$$

Tal como se ha comentado,  $\alpha_2$  no puede ser igual a  $180^\circ$ , lo que maximizaría  $Wu$ , pero no debería alejarse demasiado. Esto implica que en el triángulo de salida  $\beta_2$  no será igual a  $0^\circ$ , pero tendrá un valor pequeño. En la Figura 6.9 se muestra un típico triángulo de velocidades de salida en una turbina Pelton.

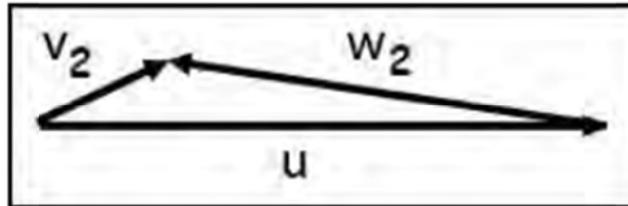


Figura 6.9: Triángulo de velocidades de salida en una turbina Pelton.

### 6.2.6.3 Rendimiento hidráulico de una turbina Pelton

En turbinas Pelton, se puede realizar un estudio teórico sencillo bastante aproximado para obtener el rendimiento a partir de la Ecuación de Euler. Partiendo de la expresión general para turbinas:

$$Hu = \frac{v_1 \times u_1 \times \cos\alpha_1 - v_2 \times u_2 \times \cos\alpha_2}{g}$$

Para turbinas Pelton, como se ha visto,  $u_1 = u_2 = u$  y  $\alpha_1 \approx 0^\circ$ . Sustituyendo:

$$Hu = \frac{u}{g} \times (v_1 - v_2 \times \cos\alpha_2)$$

El rendimiento hidráulico en la turbina viene dado por la relación entre  $Hu$  (altura teórica o altura de Euler), y  $Hn$ , carga del fluido, de donde:

$$\eta_h = \frac{gHu}{gHn} = \frac{\frac{u}{g} \times (v_1 - v_2 \times \cos\alpha_2)}{\frac{v_1^2}{C_1^2} \times \frac{1}{2g}}$$

Si se entiende el rendimiento hidráulico de la cuchara como el cociente entre la altura comunicada al rotor y la disponible en el chorro, la definición del rendimiento hidráulico de la cuchara es por tanto:

$$\eta_{h,c} = \frac{gHu}{gH_1} = 2 \times \frac{u}{v_1} \times \left(1 - \frac{u}{v_1}\right) \times \left(1 + (1 - \zeta)^{1/2} \times \cos\beta_2\right)$$

Que es en realidad una forma particular de la Ecuación de Euler. De este modo,

$$Hu = \eta_{h,c} \times \eta_{h,i} \times Hn$$

Si se representa por lo tanto el rendimiento de la cuchara,  $\eta_{h,c}$  en función de la variable  $u/v_1$ , manteniendo constantes  $\zeta$  y  $\beta_2$ , se comporta como una parábola, con un máximo para un valor de:

$$u = \frac{1}{2} v_1$$

que señalaría las condiciones de diseño (máximo rendimiento), como se muestra en la siguiente figura, y que se anula para  $u=0$  y para  $u=v_1$ . Interesará por tanto que la rueda tenga un sistema de regulación que controle que su giro sea a velocidad constante e igual a la mitad de la velocidad absoluta del chorro.

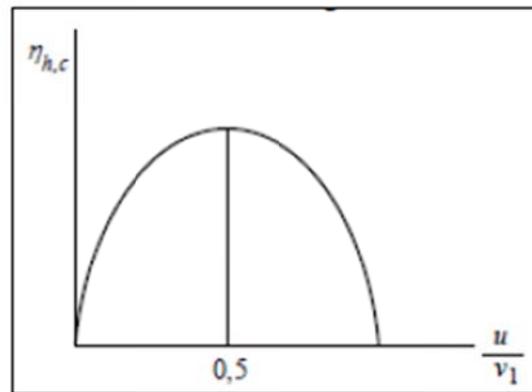


Figura 6.10: Rendimiento hidráulico de la cuchara en una rueda Pelton en función de la relación entre la velocidad de la cuchara y la del chorro.

En la figura adjunta se muestra que puede obtenerse un mismo valor del rendimiento hidráulico de la cuchara a partir de dos valores distintos de  $u/v_1$ , diferentes de 0,5. El parámetro  $u/v_1$  es especialmente importante en las turbinas de acción, puesto que la velocidad de giro y el tamaño de la rueda determinan el valor de la velocidad de arrastre  $u$ , mientras que la energía disponible dada por la altura neta  $Hn$  se expresa a través de la velocidad del chorro incidente  $v_1$ . En estas condiciones, si no es posible alcanzar el valor teórico  $u/v_1 = 0,5$ , se preferirá elegir, a igualdad de rendimiento hidráulico, el valor de  $u/v_1$  más pequeño, puesto que repercutirá en general en menores tamaños y velocidades de la rueda, y por tanto, en condiciones de funcionamiento más estables. En condiciones reales de funcionamiento, el rendimiento total máximo se alcanza en el rango  $u/v_1 = 0,45 - 0,5$ , que es el recomendado en la bibliografía.

Con las definiciones anteriores de los rendimientos hidráulicos del inyector y de la cuchara, se tiene que el rendimiento hidráulico de la rueda Pelton es:

$$\eta_h = \frac{gHu}{gHn} = \frac{H1}{Hn} \times \frac{Hu}{H1} = \eta_{h,i} \times \eta_{h,c}$$

En cuanto al flujo de salida relativo a la cuchara, las ecuaciones anteriores podrían hacer pensar que el ángulo óptimo es  $\beta_2 = 0^\circ$ , pero en ese caso el agua chocaría con el dorso de la cuchara siguiente, lo que es perjudicial y empeora el rendimiento. Por esta razón, los valores usuales de este ángulo están entre 5 y 15°, lo que hace que exista una cierta energía cinética residual que se pierde,  $v^2/2g$ .

En realidad, el rendimiento hidráulico de la cuchara debe tener en cuenta esta energía cinética residual, para cumplir el balance energético en el rodete. De esta manera,  $\eta_{h,c}$  debe cumplir también la siguiente condición de equilibrio energético:

$$\eta_{h,c'} = \frac{H1 - \Delta H_{i,cuchara} - (v^2/2g)}{H1}$$

Aunque puede suponerse que  $v^2/2g$  es despreciable sin cometer demasiado error.

El coeficiente de pérdidas en la cuchara  $\zeta$  tiene normalmente valores entre 0,06 y 0,1. Las pérdidas en el inyector representan en torno al 2 - 4 % de la potencia total. En estas condiciones, el rendimiento hidráulico suele tener valores entre 0,9 y 0,93. Teniendo en cuenta que el rendimiento volumétrico suele estar comprendido entre 0,97 y 0,9, y el orgánico entre 0,97 y 0,995, puede concluirse que el rendimiento total de una turbina Pelton en condiciones óptimas está comprendido entre 0,86 y 0,91.

## 6.2.7 Potencia de una turbina

En turbinas, se suele hablar de los siguientes tipos de potencias:

- ❖ Potencia neta o potencia fluida

La potencia neta es la potencia del flujo a la entrada de la turbina, es decir, la potencia de que dispone el fluido para ceder a la turbomáquina. Se puede expresar como:

$$W_n = \rho \times g \times Q \times H_n$$

- ❖ Potencia útil

Es la potencia resultante tras descontar a la potencia neta, la potencia de pérdidas hidráulicas internas, correspondiente a la altura de pérdidas hidráulicas internas  $\Delta H_i$ .

$$W_u = \rho \times g \times Q \times H_u = \eta_h \times W_n$$

- ❖ Potencia interna

Resultante al descontar a la potencia útil, la potencia de pérdidas volumétricas:

$$W_i = \rho \times g \times (Q - Q_f) \times H_u = \eta_v \times W_u$$

❖ Potencia de la turbina o potencia en el eje

Corresponde a la potencia en el eje de la turbina, y es menor que la potencia interna, dadas las pérdidas mecánicas u orgánicas. Las turbinas Pelton no suelen diseñarse para potencias muy elevadas, normalmente hasta unos 100000 CV. La potencia en el eje se puede expresar en función de la potencia interna de la turbina por:

$$WT = Wi - Wo = \eta_o \times Wu$$

Y el par motor T, o momento en el eje, está relacionado con la potencia en el eje mediante:

$$T = \frac{Wt}{\Omega}$$

Como se puede deducir de estas expresiones, el rendimiento global de la turbina viene dado por:

$$\eta_t = \frac{Wt}{Wn} = \eta_h \times \eta_v \times \eta_o$$

❖ Potencia eléctrica conseguida

Podemos añadir una última potencia, la potencia eléctrica conseguida, descontando a la potencia en el eje, las pérdidas producidas en el aparataje eléctrico al transformar la energía mecánica conseguida en el eje en energía eléctrica.

$$We = \eta_e \times Wt$$

## 6.2.8 Regulación y curvas características de la turbina Pelton

La función de los álabes del distribuidor de las turbinas de reacción la realiza en las turbinas de acción la aguja del inyector, que se desplaza dentro de la tobera convergente del mismo para regular el área de salida y, por tanto, el caudal, aunque la altura y por ello la velocidad de salida permanezcan constantes.

Puesto que la turbina aprovecha la energía cinética del agua, interesa aumentar o disminuir el caudal, manteniendo aproximadamente constante la velocidad del chorro en el inyector. La variable que indica la posición de la aguja se denominará x.

Puede considerarse que el caudal resulta constante e independiente del régimen de giro. Para cada valor de x, se obtendrá en una gráfica Q = f(Q) una recta horizontal a distinto nivel, siendo éste función de la posición de la aguja del inyector.

La potencia y el rendimiento tendrán la forma cercana a una parábola invertida anulándose cuando la velocidad periférica de la rueda, u, sea igual a la del chorro (esta será la velocidad de embalamiento). La posición de la aguja x dará curvas de distinto máximo pero con los mismos puntos de corte con el eje.

Se podrá regular el funcionamiento de la central en función del número de chorros de la/s turbina/s. Así pues, en épocas de escaso caudal se funcionará con un número menor de chorros, mientras que en épocas de caudal abundante, podremos funcionar con la totalidad de los chorros. Será una cuestión de operación.

### 6.3 Caudal nominal y caudal de diseño de la turbina

En el Capítulo 5 definíamos las condiciones de simulación de la central, de manera que el caudal de diseño de la misma sería aquél que maximizase su producción anual. En este mismo capítulo relacionábamos este caudal nominal con el caudal de máximo rendimiento de la turbina, de manera que la relación entre uno y otro era la misma, dado que escogíamos un valor de rendimiento fijo en todo momento del 90%. Por lo tanto, el caudal de máximo rendimiento de nuestra turbina y su nominal coincidirán y tomaremos como valor de máximo rendimiento el nominal de  $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### 6.4 Pérdidas de carga en condiciones de diseño

Calcularemos las pérdidas en la tubería forzada debidas a los conceptos explicados anteriormente en el Capítulo 5 sustituyendo en las correspondientes expresiones. Se tiene en cuenta como caudal de máximo rendimiento,  $Q_{\eta max} = 0,5 \text{ m}^3/\text{s}$ .

#### 6.4.1 Pérdidas de carga primarias en condiciones de diseño

Para realizar el cálculo de las pérdidas de carga primarias seguiremos el procedimiento que ya empleamos en los capítulos anteriores:

Primeramente se procede a hallar el valor del factor de fricción ( $\lambda$ ), sabiendo que la velocidad es,

$$V = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} = \frac{4 \times 0,5}{\pi \times 0,4^2} = 3,98 \text{ m/s}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{1000 \times 3,98 \times 0,4}{0,001} = 1,6 \times 10^6 \\ \varepsilon = \frac{k}{D} = 0,000115 \end{array} \right\} \rightarrow \text{Moody} \rightarrow \lambda = 0,0129$$

$$\Delta H_{rp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} = 0,0129 \times \frac{1224}{0,4} \times \frac{3,98^2}{2 \times 9,81} = 31,87 \text{ m.c.a}$$

#### 6.4.2 Pérdidas de carga secundarias en condiciones de diseño

Las pérdidas secundarias totales serán:

$$\Delta H_{rs} = \sum k \frac{v^2}{2g} = (k_r + 2 \times k_v) \frac{v^2}{2g} = (0,54 + 2 \times 0,2) \frac{3,98^2}{2 \times 9,81} = 0,76 \text{ m.c.a}$$

#### 6.5 Altura neta en condiciones nominales

La altura neta no es más que la altura que la turbina hubiera aprovechado si no hubiera habido pérdidas en la misma, es decir, la altura puesta a disposición de la turbina. Podemos calcularla quitando a nuestra altura bruta las pérdidas en la conducción forzada y sumando las pérdidas totales en la tubería descritas en el punto 6.4, Así:

Las pérdidas totales serían,

$$\Delta H_{inst} = \Delta H_{rp} + \Delta H_{rs} = 31,87 + 0,76 = 32,63 \text{ m.c.a}$$

Y la altura neta por lo tanto es,

$$H_n = H_b - \Delta H_{inst} = 200 - 32,63 = 167,37 \text{ m.c.a}$$

#### 6.6 Velocidad específica y selección de la turbina

La elección del tipo de turbina, y su posterior dimensionado y diseño, se realizará a partir de los datos de altura neta  $H_n$  y de caudal  $Q$  correspondientes al máximo rendimiento. Normalmente, las turbinas hidráulicas van directamente acopladas al alternador, por lo que deben girar a una velocidad constante para que la frecuencia de la corriente eléctrica no varíe. Esta velocidad, llamada de sincronismo, depende de la frecuencia de la corriente de la red, siendo en nuestro caso la frecuencia 50 Hz y del número de pares de polos del alternador síncrono ( $n_p$ ).

$$\Omega = \frac{2 \times \pi \times f_r}{n_p}$$

$n_p$	$n$ (r.p.m.)	$n_p$	$n$ (r.p.m.)
1	3000	13	230,8
2	1500	14	214,3
3	1000	15	200
4	750	16	187,5
5	600	17	176,5
6	500	18	166,7
7	428,6	19	157,9
8	375	20	150
9	333,3	22	136,4
10	300	24	125
11	272,7	26	115,4
12	250	28	107,1

Figura 6.8: Relación entre el número de pares de polos del alternador y la velocidad de sincronismo.

Con todos estos datos, se puede definir la velocidad específica como:

$$\Omega_s = \frac{\Omega \times Q^{1/2}}{(g \times H_n)^{3/4}} \Big|_{\eta \text{ máx}}$$

Y según este valor de velocidad específica podemos clasificar las turbinas mediante la siguiente tabla de la figura 7.9:

Tipo de turbina	Características	$\Omega_s$	$H_n$ (m)
Pelton	1 chorro	0,05 a 0,15	250 a 1800
	2,3,4,... chorros	0,15 a 0,35	100 a 800
Francis	Lenta	0,35 a 0,67	150 a 350
	Normal	0,67 a 1,20	80 a 150
	Rápida	1,20 a 2,70	25 a 80
Hélice y Kaplan	Lenta	1,60 a 2,75	18 a 35
	Rápida	2,75 a 3,65	12 a 18
	Ultra rápida	3,65 a 5,50	5 a 12

Figura 6.9: Clasificación de las turbinas según la velocidad específica.

Las turbinas Pelton son apropiadas para grandes saltos y caudales reducidos. Como es habitual, la selección o el prediseño de la turbina la empezaremos por la estimación de la velocidad específica. Para una turbina Pelton de una sola tobera, la velocidad específica óptima aproximada es de 0,12. Y para turbinas Pelton de varios chorros, podemos decir que el rendimiento óptimo se obtiene a velocidad específica de 0,12 por chorro.

La velocidad específica se calcula en el punto de máximo rendimiento de la turbina. Así pues:

$$\Omega_s = \frac{\Omega \times Q^{1/2}}{(g \times Hn)^{3/4}} \Big|_{\eta \text{ máx}} = \frac{n(\text{rpm}) \times \frac{\pi}{30} \times 0,5^{1/2}}{(9,81 \times 167,37)^{3/4}}$$

Si obligamos a que  $\Omega_s=0,12$ , obtenemos  $n=418 \text{ rpm}$ . Si observamos la tabla de velocidades de sincronismo normalizadas, el valor que más se aproxima es 428,6 rpm, lo que supondría acoplar un alternador de 7 pares de polos a nuestra turbina. Por lo que haciendo uso de la  $\Omega_s$  óptima para cada chorro (la ya mencionada  $\Omega_s=0,12$ ), podríamos obtener el número de chorros necesarios en nuestra instalación. Así,

$$\Omega_s = \frac{428,6 \times \frac{\pi}{30} \times \left(\frac{0,5}{n}\right)^{1/2}}{(9,81 \times 167,37)^{3/4}} = 0,12$$

Despejando, obtenemos  $n = 1,05 \approx 1$  chorro. Con lo que concluimos que efectivamente, para una velocidad específica de nuestra turbina de 0,12, la máquina operaría con un único chorro.

## 6.7 Dimensionado y diseño de la turbina

Ya hemos obtenido el número de chorros necesario para nuestra turbina para obtener el máximo rendimiento energético y económico del caudal medio anual disponible. A continuación calcularemos los parámetros en el punto de diseño (rendimiento máximo) de la turbina para dimensionarla y hacer un diseño apropiado de la misma. Para hacer el diseño y cálculo de nuestra turbina nos basaremos en las recomendaciones dadas en el libro "The Micro-Hidro Pelton Turbine Manual" del autor británico Jeremy Thake (2001), en el que usa una metodología sencilla e intuitiva para el cálculo óptimo de una turbina Pelton, basada en relaciones empíricas convenientemente contrastadas y verificadas por la práctica. Para el dimensionado de los elementos de nuestra turbina, haremos uso de las condiciones nominales o de diseño de la misma.

### 6.7.1 Cálculo del diámetro del rodete

El agua que se proyecta sobre el rodete, procedente del inyector, tiene una velocidad que depende directamente de la altura neta de la instalación, de la forma:

$$v_{1,\eta\text{máx}} = C1 \times \sqrt{2 \times g \times Hn_{,\eta\text{máx}}}$$

Donde  $C1 = \sqrt{\eta h_{iny}}$  que es el factor de velocidad absoluta de entrada, que aproximaremos como  $C1=0,99$ . De manera que:

$$v_{1,\eta\text{máx}} = 0,99 \times \sqrt{2 \times 9,81 \times 167,37} = 56,73 \text{ m/s}$$

La velocidad tangencial del rodete,  $u$ , la podemos calcular como:

$$u = u_1 = \omega \times \frac{Dr}{2} = \frac{\pi \times Dr \times n}{60}$$

También podemos poner esta velocidad de arrastre del rodete en función de la velocidad absoluta a la salida del inyector como:

$$u = \frac{1}{2} v_1$$

Donde  $\frac{1}{2}$  es la relación entre la velocidad tangencial y la velocidad absoluta a la salida del inyector en condiciones de diseño.

Sustituyendo, y despejando el  $Dr$  llegamos a:

$$Dr = \frac{60 \times 1/2}{\pi \times n} \times v_1$$

Para conseguir la máxima eficiencia, la relación entre la velocidad de arrastre y la velocidad a la salida del inyector debe de ser 0,5; como se justifica por la forma del  $\eta_{h,c}$  en la Figura 6.10. Llegamos entonces a:

$$Dr = \frac{60 \times 0,5}{\pi \times 428,6} \times 56,73 = 1,26 \text{ m}$$

Hay que tener en cuenta que el diámetro requerido para el rodete puede ser mayor que el calculado debido a incompatibilidades con el tamaño de las cucharas y la necesidad de tener una distancia mínima de seguridad entre el inyector y el rodete. Si la turbina gira de manera constante a la velocidad de sincronismo, la velocidad tangencial del rodete debería ser igual a la velocidad del chorro. Así:

$$u = \omega \times \frac{Dr}{2} = \frac{\pi \times Dr \times n}{60} = v_1$$

O bien:

$$n(\text{rpm}) = \frac{60 \times v_1}{\pi \times Dr}$$

De modo que el régimen de giro del rodete es independiente del caudal trasegado por la turbina.

## 6.7.2 Cálculo de las dimensiones del inyector y diámetro óptimo del chorro

El diámetro y la velocidad de salida del agua en el inyector, dependen directamente del flujo en la tubería forzada. Se debe cumplir, de algún modo, una conservación de la energía, de manera que el diseño se ajustará a esta condición. La altura neta puede ponerse en función del diámetro del chorro, al que llamaremos  $d_1$ , haciendo uso de la ecuación de conservación de la energía, de manera que podemos escribir:

$$H_n = \frac{H_b}{1 + \left(\lambda \times \frac{L}{D} + \sum k\right) \times \eta_{h,i} \times \frac{d_1^4}{D^4}}$$

Expresión que demuestra explícitamente la influencia del inyector en el balance energético.

En la siguiente figura podemos apreciar un esquema simplificado de la aguja y la tobera del inyector de una turbina Pelton. La posición relativa de la aguja respecto de la tobera se mide mediante la coordenada  $x$ .

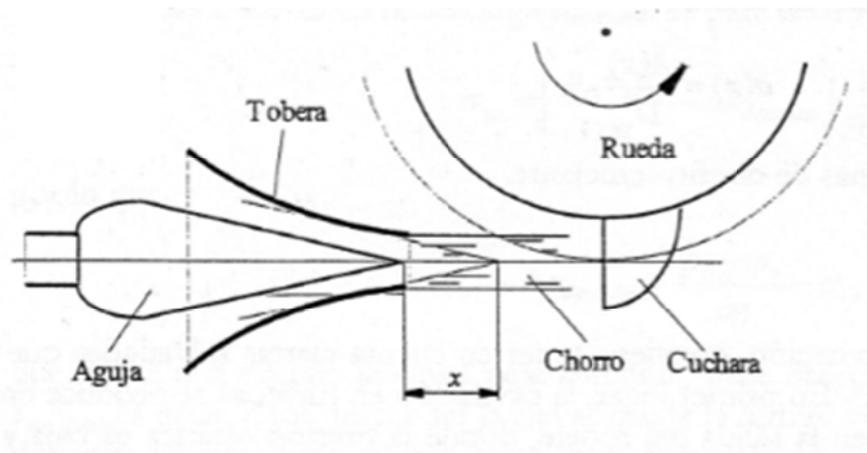


Figura 6.10: Esquema de la válvula de aguja de regulación del inyector en una turbina Pelton.

Los inyectores de una turbina Pelton están formados por un codo de sección circular, el cual decrece de manera progresiva, un tramo recto de sección circular, donde se monta una aguja con cabeza en forma de bulbo, y una boquilla que orienta el flujo de agua en dirección tangencial al rodete.

Además la regulación de la turbina se suele hacer mediante un deflector. Esta regulación permite evitar riesgos de golpe de ariete, producto de un cierre brusco de la aguja.

En la tobera tiene lugar una fuerte aceleración, debido a la enorme altura de los saltos característicos de las turbinas Pelton, así pues la gran altura de presión del salto se transforma totalmente en altura dinámica en el inyector, y suele ser por tanto muy elevada. Esta agua puede transportar sedimentos que pueden producir el rápido deterioro del extremo de la tobera, por lo que se suelen construir válvula de aguja y tobera en unidades separadas para su fácil recambio. Se suelen fabricar en bronce o acero inoxidable.

En el diseño del inyector deben procurarse dos objetivos:

- a. El chorro debe ser sólido, uniforme y libre de espuma superficial con cualquier grado de abertura del inyector.
- b. El sistema de cambio de caudal debe poseer la sensibilidad necesaria para una buena regulación.

La forma y pulido adecuados de la tobera impiden la formación de remolinos y vórtices que originan la dispersión del chorro. Por ello se trata de mantener baja la velocidad de llegada. La convergencia suave de la tobera es favorable para evitar remolinos, pero en cambio, por la mayor longitud, aumenta la resistencia superficial. Por otra parte, una tobera suavemente convergente, permite a la aguja una carrera larga, conveniente para una buena regulación.

Para facilitar la regulación, es conveniente diseñar el inyector de manera que exista proporcionalidad entre la turbina y la traslación  $x$  de la aguja medida a partir de la obturación total de la tobera. Suponiendo que  $\sqrt{\eta h_{iny}}$  no varía de manera sensible con el caudal, entonces la potencia será proporcional al caudal, y éste, a su vez, proporcional a la sección de paso de la tobera normal al flujo. El parámetro  $x$  es el avance de la aguja para que se cumpla la proporcionalidad deseada.

En cuando a la relación geométrica entre el diámetro del chorro  $d$  y el diámetro medio de la rueda  $Dr$ , como valor orientativo en el prediseño, puede tomarse la siguiente estimación:

$$\frac{d}{Dr} \approx 0,75 \times \Omega s$$

Así, en nuestro caso tomaremos:

$$\frac{d}{Dr} \approx 0,75 \times \Omega s \rightarrow d = 0,75 \times \Omega s \times Dr = 0,75 \times 0,12 \times 1,26 = 0,113 \text{ m}$$

Así pues, se calculará la boca de la tobera para proporcionar un diámetro del chorro del inyector de 113 mm.

El diseño de la válvula de aguja del inyector debe asegurar que la reducción o ampliación del caudal a medida que la válvula avanza o retrocede a lo largo de la tobera, se produce manteniéndose la velocidad de salida en un cierto grado de variación, suficientemente reducido. Esto significa que la variación de caudal debe producirse fundamentalmente por la variación del área de paso del fluido a través del inyector  $d_i$ , debido a la contracción de la vena fluida. Se cumple aproximadamente la siguiente relación experimental:

$$dt = (1,15 \div 1,25) \times d$$

En la Figura 6.11 se aprecia el esquema de un inyector donde se observa la tobera y la aguja de cierre. La posición de la aguja determina el grado de apertura de la tobera. La forma convergente de la tobera transforma la energía de presión en energía cinética, que se traduce en un chorro de agua a gran velocidad que ataca a los álabes del rodete de la turbina.

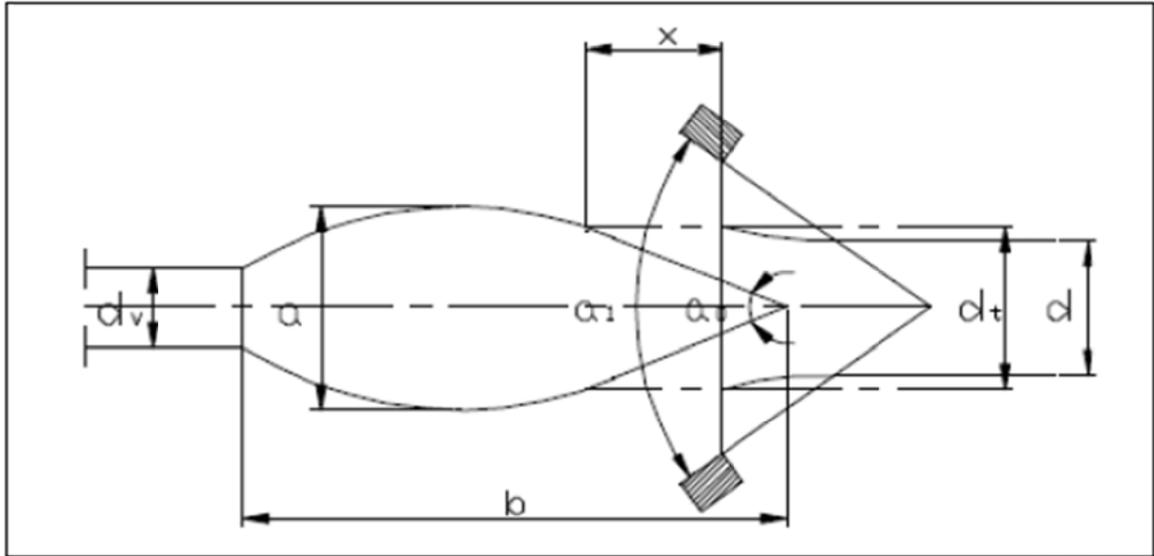


Figura 6.11: Parámetros de tobera y aguja del inyector de una turbina Pelton.

En la siguiente tabla de la Figura 6.12 se han calculado todos los parámetros necesarios para el diseño del inyector, en función del valor obtenido del diámetro óptimo del chorro. Tomamos los valores experimentales recomendados en el libro "The Micro Hydro Turbine Manual" de Jeremy Thake (2001).

Parámetros de diseño de la tobera del inyector		
<b>d (mm)</b>	d	113
<b>dt (mm)</b>	1,25d	141
<b>a (mm)</b>	1,36d <sub>t</sub>	192
<b>a0 (°)</b>	55	55
<b>a1 (°)</b>	80	80
<b>x (mm)</b>	0,42d <sub>t</sub>	59
<b>dv (mm)</b>	1,36d <sub>t</sub>	192
<b>b (mm)</b>	3,25d	367
<b>d2 (mm)</b>	3,2d	362
<b>l (mm)</b>	6d	678
<b>r (mm)</b>	15d	1695
<b>d1 (mm)</b>	2,5d	283

Figura 6.12: Parámetros de diseño del inyector.

$a$  = diámetro máximo de la aguja.

$a_0$  = Ángulo de la punta de la aguja.

$a_1$  = Ángulo del extremo del inyector.

$d_t$  = Diámetro del extremo del inyector.

$x$  = Recorrido máximo de la aguja.

$d_e$  = Diámetro de entrada.

$b$  = longitud de la aguja del inyector.

$d_2$  = Diámetro mayor del inyector.

$l$  = Longitud del tramo recto del inyector.

$r$  = radio de curvatura del inyector.

$d_1$  = Diámetro del tramo recto del inyector.

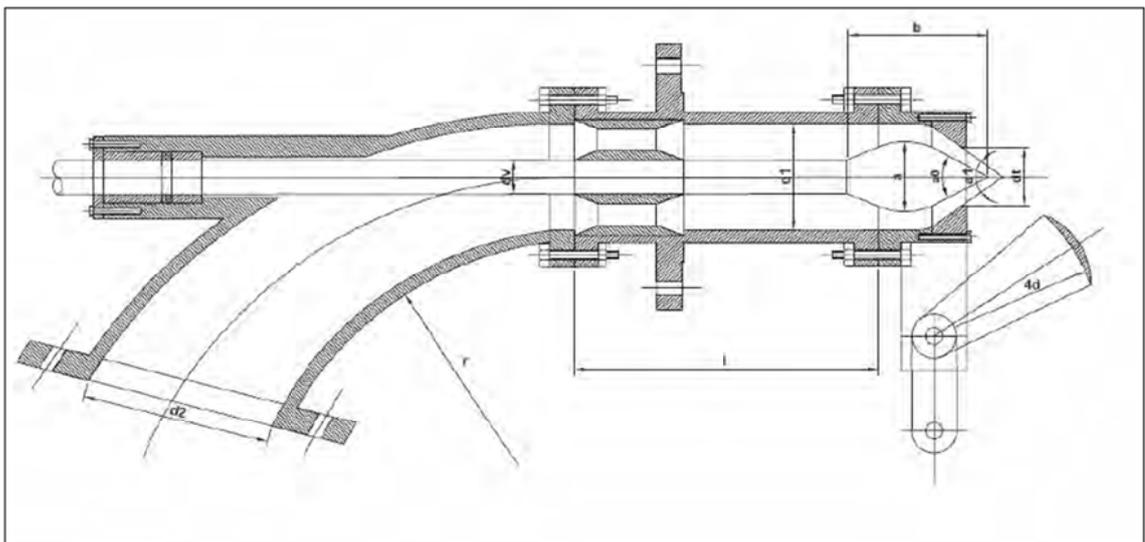


Figura 6.13: Esquema completo del inyector.

### 6.7.3 Cálculo de las dimensiones de las cucharas

En cuanto al número de cucharas dispuestas en la rueda, se elige normalmente  $N = 20-22$ . Sin embargo, para velocidades específicas bajas (alturas netas altas)  $N$  se puede subir incluso a 30, y para velocidades específicas altas (alturas netas bajas),  $N$  puede bajar a 15 o incluso menos. En nuestro caso, para este tipo de turbina, nos decantaremos por un diseño estándar para nuestra rueda Pelton de 20 cucharas.

El dimensionado de los álabes o cucharas será proporcional al diámetro del chorro, y se basa normalmente en la experiencia. Las cucharas están formadas por dos semielipsoides que forman una arista o nervio central que divide al chorro de agua en dos partes.

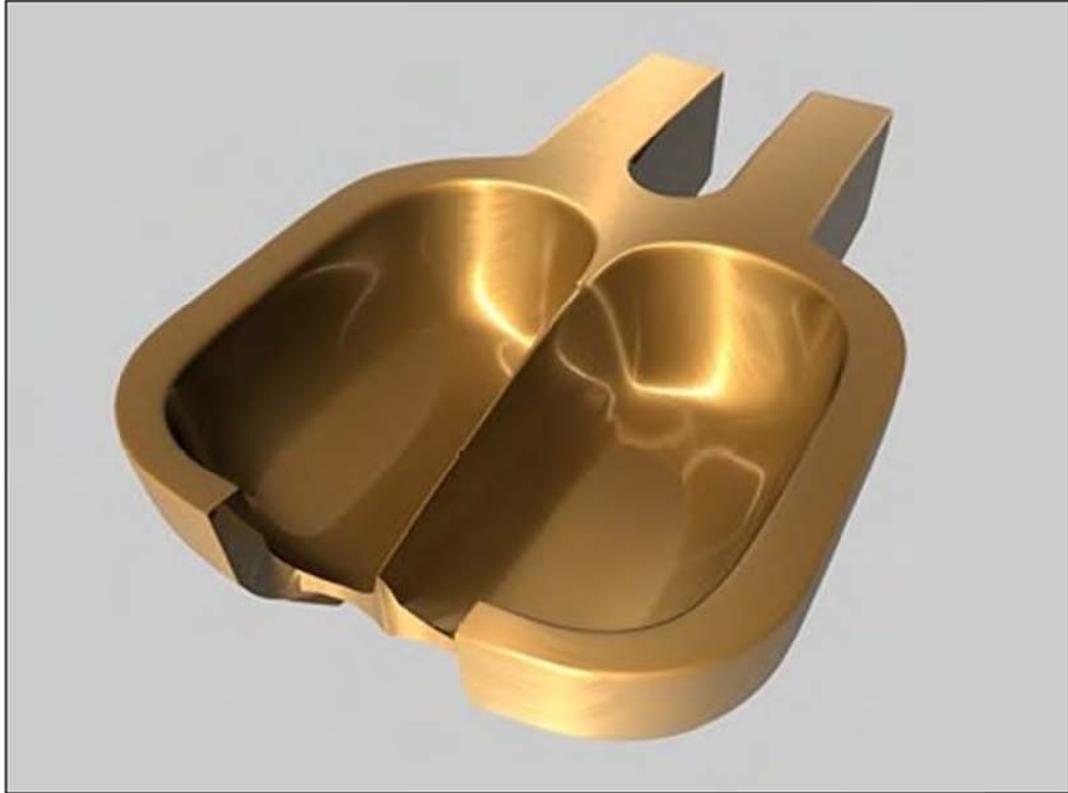


Figura 6.14: Cuchara Pelton

Para el diseño de la geometría de la cuchara, tomaremos nuevamente los valores empíricos recomendados en el libro "The Micro-Hydro Turbine Manual" de Jeremy Thake (2001). En dicho manual, se presentan todas las dimensiones de las cucharas en forma de porcentajes de diámetro del rodete, de manera que el tamaño de las mismas será directamente proporcional a la velocidad de salida del agua a través del inyector, y por tanto, depende directamente de la altura neta de la instalación, como ya hemos visto. Recordamos que el diámetro del rodete de nuestra turbina era finalmente:  $Dr=1260$  mm. Calculamos todas las dimensiones y recogemos todos los resultados en la siguiente tabla de la Figura 6.15:

Parámetros de diseño de las cucharas del rodete		
Dr (mm)	Dr	1260
L1 (mm)	0,14Dr	176
L2 (mm)	0,16Dr	202
L3 (mm)	0,34Dr	428
L4 (mm)	0,38Dr	479
L5 (mm)	0,02Dr	25
L6 (mm)	0,019Dr	24
L7 (mm)	0,12Dr	151
L8 (mm)	0,05Dr	63
L9 (mm)	0,114Dr	144
L10 (mm)	0,07Dr	88
R1 (mm)	0,10Dr	126
R2 (mm)	0,10Dr	126
R3 (mm)	0,10Dr	126
R4 (mm)	0,069Dr	87
R5 (mm)	0,069Dr	87
Ø (mm)	0,11Dr	139

Figura 6.15: Parámetros de diseño de las cucharas del rodete.

El diseño final queda representado en la Figura 6.16, donde pueden apreciarse todas las dimensiones de la cuchara.

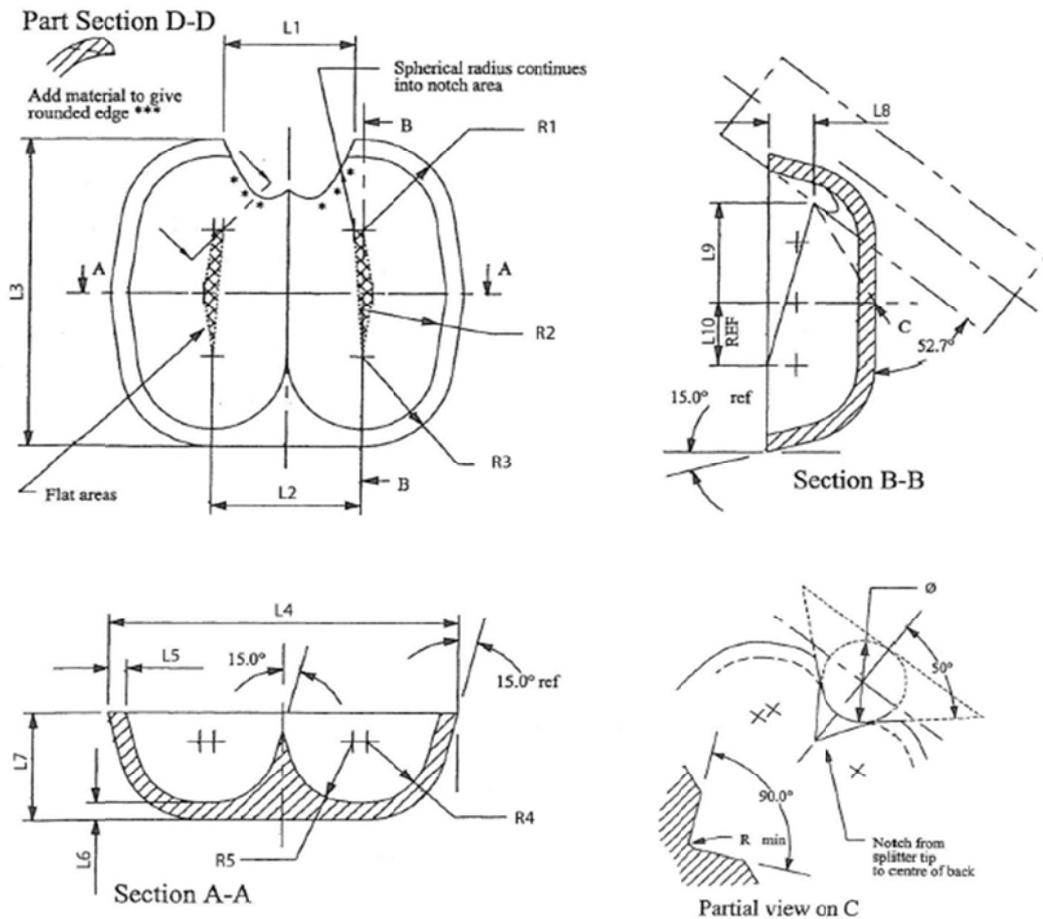


Figura 6.16: Diseño completo de la cuchara. Fuente: “The Micro-Hydro Turbine Manual” de Jeremy Thake (2001)

### 6.7.4 Triángulos de velocidades en condiciones de máximo rendimiento

Las turbinas de acción tienen una serie de particularidades que las diferencian de manera significativa de las turbinas de reacción. Estas diferencias afectan sensiblemente a los triángulos de velocidades del fluido a la entrada y a la salida de la turbina.

#### 6.7.4.1 Triángulo de velocidades de entrada en el punto de máximo rendimiento

El triángulo de velocidades óptimo a la entrada de una turbina Pelton no es un triángulo como tal, sino una recta, puesto que las direcciones de las tres componentes de la velocidad del fluido coinciden en el espacio. Así, las tres componentes quedan relacionadas únicamente por sus módulos de manera que:

$$w_1 = v_1 - u$$

En el apartado anterior ya hemos calculado  $v_1$ , con lo que daba:

$$v_1 = 56,73 \text{ m/s}$$

También calculamos la velocidad de arrastre,  $u$ , que sabemos que es constante, por girar el rodete a velocidad angular constante.

$$u = \omega \times \frac{Dr}{2} = \frac{\pi \times Dr \times n}{60} = \frac{\pi \times 1,26 \times 428,6}{60} = 28,28 \text{ m/s}$$

Y, finalmente, la velocidad relativa del fluido a la entrada de la cuchara será:

$$w_1 = 56,73 - 28,28 \rightarrow w_1 = 28,45 \text{ m/s}$$

#### 6.7.4.2 Triángulo de velocidades de salida en el punto de máximo rendimiento

Directamente del diseño de la cuchara podemos obtener el ángulo de desvío del chorro por parte de las mismas, y por tanto, conocer el ángulo de los álabes  $\beta_2$ , que en nuestro caso, optaremos por darle un valor pequeño, de  $15^\circ$ . Esto implica un ángulo de desvío del chorro de  $180^\circ - 15^\circ = 165^\circ$ . La velocidad relativa a la salida de la cuchara está relacionada con la velocidad relativa de entrada por el coeficiente de fricción  $\zeta$ , que depende del rozamiento del fluido con la cuchara. Así:

$$w_2 = (1 - \zeta)^{1/2} \times w_1$$

Este coeficiente de fricción, como hemos indicado anteriormente, suele ser muy pequeño, y está comprendido entre 0,06 y 0,1. Tomaremos  $\zeta = 0,1$ , con lo que:

$$w_2 = (1 - \zeta)^{1/2} \times w_1 = (1 - 0,1)^{1/2} \times 28,45 = 27 \text{ m/s}$$

Con esta consideración, podemos calcular la velocidad absoluta de salida de la cuchara aplicando el teorema del coseno en el triángulo de velocidades a la salida. Obtenemos:

$$v_2^2 = w_2^2 + u^2 - 2 \times w_2 \times u \times \cos \beta_2 \approx w_1^2 + u^2 - 2 \times w_1 \times u \times \cos \beta_2$$

$$v_2^2 = 27^2 + 28,28^2 - 2 \times 27 \times 28,28 \times \cos 15^\circ$$

$$v_2 = 7,33 \text{ m/s}$$

Y aplicando el teorema del seno obtenemos el ángulo  $\alpha_2$ :

$$\frac{w_2}{\text{Sen } \alpha_2} = \frac{v_2}{\text{Sen } \beta_2} \rightarrow \frac{27}{\text{Sen } \alpha_2} = \frac{7,33}{\text{Sen } 15^\circ}$$

$$\text{sen } \alpha_2 = 0,953 \rightarrow \alpha_2 = 72,36^\circ$$

## 6.8 Rendimientos. Potencias y Producción de la turbina

### 6.8.1 Rendimiento hidráulico del inyector en condiciones de rendimiento máximo

A la raíz cuadrada del rendimiento hidráulico del inyector, se le conoce como factor de velocidad absoluta de entrada  $C_1$ , adimensional. En turbinas Pelton el factor  $C_1$  suele ser cercano a la unidad. Si no se dispone de datos, se puede tomar un valor aproximado de 0,98 ya que, la pérdida de carga es pequeña. Por lo tanto,

$$\eta_{h,i} = C_1^2 = 0,99^2 \rightarrow \eta_{h,i} = 0,98$$

### 6.8.2 Rendimiento hidráulico de las cucharas en condiciones de rendimiento máximo

Para hacer el cálculo del rendimiento de las cucharas haremos uso de la expresión deducida de la ecuación de Euler en el libro: "Teoría y problemas de máquinas hidráulicas" (A. Viedma y B. Zamora, 2007):

$$\eta_{h,c} = 2 \times \frac{u}{v_1} \times \left(1 - \frac{u}{v_1}\right) \times \left(1 + ((1 - \zeta)^{1/2} \times \text{Cos } \beta_2)\right)$$

$$\eta_{h,c} = 2 \times \frac{28,28}{56,73} \times \left(1 - \frac{28,28}{56,73}\right) \times \left(1 + ((1 - 0,1)^{1/2} \times \text{Cos } 15^\circ)\right)$$

$$\eta_{h,c} = 0,958$$

Para completar el balance energético deberemos considerar las pérdidas por descarga en la cuchara, es decir, aquellas derivadas de la velocidad residual con la que sale el agua de las cucharas. Así, el rendimiento de las cucharas será, en realidad:

$$\eta_{h,c'} = \frac{\eta_{h,i} \times Hn - (1 - \eta_{h,c}) \times \eta_{h,i} \times Hn - (v^2/2g)}{\eta_{h,i} \times Hn}$$

$$\eta_{h,c'} = \frac{0,98 \times 167,37 - (1 - 0,958) \times 0,98 \times 167,37 - (7,33^2/2 \times 9,81)}{0,98 \times 167,37}$$

$$\eta_{h,c'} = 0,94$$

### 6.8.3 Rendimiento hidráulico en condiciones de rendimiento máximo

Podemos obtener el rendimiento hidráulico de la turbina haciendo uso de la Ecuación de Euler. El rendimiento hidráulico viene dado por la relación:

$$\eta_h = \frac{Hu}{Hn}$$

La ecuación de Euler para turbinas Pelton establece:

$$Hu = \frac{u}{g} \times (v_1 - v_2 \times \cos \alpha_2)$$

Podemos por tanto obtener la altura útil sin más que sustituir:

$$Hu = \frac{28,28}{9,81} \times (56,73 - 7,33 \times \cos 72,36) \rightarrow Hu = 157 \text{ m. c. a}$$

Y sustituyendo en la expresión para el rendimiento hidráulico:

$$\eta_h = \frac{Hu}{Hn} = \frac{157}{167,37} = 0,92$$

O bien, haciendo uso de los rendimientos definidos anteriormente, se cumple:

$$\eta_h = \eta_{h,i} \times \eta_{h,c'} = 0,98 \times 0,94 = 0,92$$

#### 6.8.4 Potencia en el eje de turbina en condiciones de rendimiento máximo

La potencia en el eje de una turbina se puede obtener de la potencia fluida o neta a partir del rendimiento total de la turbina, que se define como:

$$\eta_t = \frac{W_t}{W_n} = \eta_h \times \eta_v \times \eta_o$$

El rendimiento volumétrico de una turbina Pelton es muy próximo a 1, y el rendimiento orgánico lo estimaremos en  $\eta_o=0,99$ . De este modo, el rendimiento total de la turbina será:

$$\eta_t = 0,92 \times 1 \times 0,99 = 0,91$$

Valor muy próximo al estimado inicialmente para efectuar la simulación del turbinado.

Calculamos la potencia en el eje en las condiciones de diseño aplicando la expresión anterior:

$$W_t = \eta_t \times W_n = \eta_t \times \rho \times g \times Q \times H_n = 0,91 \times 1000 \times 9,81 \times 0,5 \times 167,37$$

$$W_t = 747 \text{ kW}$$

#### 6.8.5 Potencia eléctrica conseguida por la central en condiciones de rendimiento máximo y producción anual estimada de la central

Introducimos el rendimiento del aparataje eléctrico, que habíamos estimado en  $\eta_e=0,95$ , obteniendo:

$$W_e = \eta_e \times W_t = 0,95 \times 747 = 709,65 \text{ kW}$$

Podemos estimar la producción anual de la central haciendo uso de un coeficiente de utilización  $f$ , que cuantifique las horas que no se turbinará debido a diversos factores de operación, como paradas por caudal insuficiente o turbinación a rendimientos más bajos. Puede ponerse entonces:

$$P = f \times W_e \times t_{año}$$

Donde  $W_e$  es la potencia eléctrica de la central y  $t_{año}$  es el número total de horas que tiene un año:  $365 \times 24 = 8760$  horas. El factor de utilización lo obtendremos de la simulación de la central, este factor representa la fracción de tiempo que trabaja la central en relación al tiempo de referencia, que en este caso este tiempo de referencia tomado es de un año. Cogemos como año más representativo el 1996, por presentar el caudal medio más cercano al seleccionado finalmente, según el anexo uno de este trabajo, donde aparece la serie histórica del río y la simulación del turbinado; en este año nuestra central

solo turbinaba seis meses del año, por lo tanto el número de horas de utilización de la misma es de 4380 horas. Con lo cual, el factor de utilización entonces es:

$$f = \frac{t_{\text{funcionamiento}}}{t_{\text{referencia}}}$$

$$f = \frac{4380}{8760}$$

$$f = 0,5$$

Por tanto, podremos estimar la producción anual media de la central en:

$$P = f \times We \times t_{\text{año}} = 0,5 \times 709,65 \times 8760$$

$$P = 3,1 \text{ GWh/año}$$

## CAPÍTULO 7

# Estudio de rentabilidad económica

<b>7.1 Introducción. Aspectos económicos</b>	<b>91</b>
<b>7.2 Costes</b>	<b>92</b>
<b>7.3 Ingresos</b>	<b>97</b>
<b>7.4 Presupuesto final</b>	<b>98</b>
<b>7.5 Análisis de rentabilidad</b>	<b>98</b>

## Capítulo 7

# Estudio de rentabilidad económica

### 7.1 Introducción. Aspectos económicos

En este capítulo efectuaremos un estudio económico del proyecto para poder valorar de forma objetiva si es recomendable o no su ejecución y qué plazos necesitaremos para que sea rentable. Un proyecto de una central hidráulica requiere una fuerte inversión inicial, que se suele diferir en el tiempo gracias a la financiación, unas cantidades anuales fijas (seguros e impuestos sobre los ingresos) y unas cantidades anuales variables (operación y mantenimiento).

Los ingresos de una central hidráulica proceden directamente de la venta de la energía generada. A diferencia de las centrales térmicas, las hidroeléctricas requieren de una inversión inicial mayor, pero los costes de explotación son menores, ya que no requieren de combustible para su funcionamiento y el agua que mueve sus turbinas es una sustancia limpia y gratuita.

Los costes de implantación de una central hidroeléctrica son función de diversos factores, de los cuales, los principales son: la orografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión. Tendremos tres fases que habrá que costear: la fase de proyecto, la fase de ejecución y, por último, la fase de funcionamiento. La fase de proyecto incluirá el diseño de la instalación, y será donde se definirán el volumen de obra, el equipamiento y la potencia a instalar.

En la fase de ejecución del proyecto distinguimos tres aspectos determinantes sobre el coste de la central: obra civil, grupo turbogenerador y sistema eléctrico y de control. Los porcentajes correspondientes a cada partida varían según el tipo de actuación (según sea rehabilitación o nueva construcción) y según el tipo de central (fluyente, a pie de presa o canal de riego o abastecimiento). A continuación se muestra una distribución porcentual típica de la inversión en una central hidroeléctrica (puede encontrarse en distintas fuentes bibliográficas, como en el IDAE):

<b>Grupo turbogenerador</b>	<b>30%</b>
<b>Equipos eléctricos, Regulación, control y línea</b>	<b>22%</b>
<b>Ingeniería y dirección de obra</b>	<b>8%</b>
<b>Obra civil</b>	<b>40%</b>

Figura 7.1: Distribución porcentual de la inversión de una central hidráulica. Fuente: IDAE (2006).

La última fase es la puesta en funcionamiento de la central, que implica costes de explotación, mantenimiento y reparación. Hay que tener en cuenta que esto incluye costes de personal, materiales de repuestos, fungibles, seguros, impuestos, tasas y gravámenes, además de los costes generales derivados de la organización y administración. El cálculo de estos costes se realiza anualmente y depende de múltiples factores como el tipo de equipo instalado, el grado de automatismo y el índice de averías. Se puede estimar que estos gastos son del orden del 2 al 5% de la inversión a realizar.

En una primera aproximación, la rentabilidad de una central puede valorarse usando los siguientes parámetros:

- Índice de energía: es el costo del kWh generado.

$$I.E = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Energía producida (kWh/año)}}$$

- Índice de potencia: es el coste del kWh instalado.

$$I.P = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}}$$

Se pueden considerar como rentables, de forma aproximada, aquellos aprovechamientos que tienen valores comprendidos en los siguientes intervalos (IDAE, 2006):

*Índice de energía (I.E.): 40–70 cent€/kWh*

*Índice de potencia (I.P.): 1500–2000 €/kW*

## 7.2 Costes

### 7.2.1 Introducción

Podemos definir *coste* como el conjunto de recursos que se deben emplear para alcanzar un objetivo específico. Es la medición en unidades monetarias de los recursos utilizados para alcanzar un objetivo determinado, como producir un bien o un servicio, o, como es este caso, completar un proyecto.

Así, el coste del proyecto medirá los recursos empleados para poner en funcionamiento nuestra central y conseguir que funcione. Estos recursos se expresarán en términos monetarios, lo que permitirá sumarlos para obtener un valor total del proyecto, y así poder evaluarlo en toda su magnitud.

La medida de los costes se realiza con algún objetivo específico del que se pretende medir el coste de la cantidad de recursos empleados en alcanzarlo. Este objetivo se denomina objetivo de coste y en nuestro caso no será otro que la puesta en marcha de la mini central hidroeléctrica.

### 7.2.2 Costes directos

Se entiende por costes directos de un objetivo de coste a aquellos costes que son directamente identificables y atribuibles a dicho objetivo de coste. Esta identificación puede hacerse por medio del sentido común (mediante la observación) o de una forma técnica (siempre que la identificación sea inequívoca y económicamente razonable). Así, en el presente proyecto encontraremos los siguientes costes directos:

- Coste de la tubería forzada.
- Coste de las válvulas de compuerta
- Coste de la turbina y equipos de apoyo.
- Coste de equipos eléctricos de control.
- Otros costes asociados.

### 7.2.2.1 Coste de la tubería forzada

Para el cálculo del precio de la tubería forzada, usaremos un procedimiento similar al usado en el capítulo tres para el análisis de alternativas. Encontramos un presupuesto para tubería forzada de la empresa TUBERÍAS ZARAGOZA S.L. Los precios unitarios para el material y el montaje de la tubería forzada son de:

$$\text{precio material}=0,812\text{€/kg} \quad \text{precio montaje}=0,324\text{€/kg}$$

El peso de la tubería forzada lo calcularemos a partir de la densidad y el volumen de material utilizado. Así, la masa total de tubería necesaria será:

$$\text{kg tubería} = V_{\text{tubería}} \times \rho_{\text{tubería}} = 2\pi \times (e^2 + D \times e) \times L \times \rho_{\text{tubería}}$$

donde,

- $V_{\text{tubería}}$  es el volumen de la tubería.
- $\rho_{\text{tubería}}$  es la densidad del material de la tubería, en nuestro caso acero. Tomaremos  $\rho_{\text{tubería}}=7850 \text{ kg/m}^3$ .
- $L$  es la longitud de la tubería forzada.
- $D$  es el diámetro de la tubería forzada.
- $e$  es el espesor de la tubería forzada.

Sustituyendo los parámetros, ya conocidos, de nuestra tubería forzada:

$$\text{kg tubería} = 2\pi \times (0,00636^2 + 0,4 \times 0,00636) \times 1224 \times 7850 = 156026,73$$

Así, obtendremos los costes correspondientes a la tubería y a su montaje sin más que realizar las siguientes operaciones:

$$C_{\text{mat}} = \text{precio material} \times \text{kg tubería} = 156026,73 \times 0,812 = 126693,7 \text{ €}$$

$$C_{\text{mont}} = \text{precio montaje} \times \text{kg tubería} = 156026,73 \times 0,324 = 50552,66 \text{ €}$$

Así, los costes totales derivados de la instalación de la tubería forzada ascienden a:

$$C_{total\ tuberías} = C_{mat} + C_{mont} = 177246,36\ €$$

### 7.2.2.2 Coste de las válvulas de compuerta

Recordamos que nuestra instalación constará de dos válvulas de compuerta (una en la tubería forzada) que contarán con un by – pass que regulará la apertura o cierre de la válvula mediante un servomotor, de manera que la operación de estas válvulas será electrónica y estará controlada por un sistema de control digital. Instalamos dos válvulas en la tubería para conseguir tiempos de cierre adecuados. Habrá una válvula en el comienzo de la tubería forzada y otra en el punto medio de la misma.

Se pide precio por este tipo de válvulas, con diámetro nominal igual al de la tubería forzada, en este caso, DN400 mm. Escogemos el precio de la empresa AVK válvulas, que para su serie 15/40-42 D y A nos presupuesta **10.315 €** por válvula. Podemos observar el modelo de válvula a pequeña escala en la Figura 7.2.



Figura 7.2: Características de la válvula de compuerta.

### 7.2.2.3 Coste del grupo turbogenerador y equipos de apoyo

Dada la dificultad para encontrar precio de manera gratuita para los grupos turbogeneradores, haremos uso de un precio unitario estimativo. El precio que estima el IDAE para el grupo turbogenerador es de 850 €/kW. Este precio unitario es muy parecido al que obtenemos en los presupuestos reales de que disponemos (suministrados por la empresa Saltos del Pirineo S.L. para diferentes tipos de turbinas) al dividir el precio final sin IVA por la potencia instalada de la central, por tanto lo tomamos como suficientemente aproximado para el estudio económico que pretendemos hacer. Recordemos que dispondremos de un grupo turbo-generador de 747 kW:

$$C_{turbo-generador} = \frac{\text{precio}}{\text{kW instalado}} \times Wt = 850 \times 747 = 634.950\ €$$

En este precio se incluyen la turbina, las conducciones de conexión necesarias, el generador, el transporte, la instalación y la puesta en marcha de los equipos.

#### 7.2.2.4 Coste de construcción de la casa de máquinas

En un aprovechamiento hidroeléctrico, la casa de máquinas tiene como misión proteger el equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial del agua en electricidad, de las adversidades climatológicas. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio. En el caso del presente proyecto, la casa de máquinas albergará los siguientes equipos:

- Turbina
- Generador
- Sistemas de control
- Equipo eléctrico
- Sistemas de protección
- Suministro de corriente continua (control y emergencias)

Para no producir excesivo impacto ambiental, la casa de máquinas no debe parecer un edificio industrial, así pues, tendrá el aspecto externo de una edificación tradicional de la zona o de una cabaña de pescadores. La construcción total de esta edificación se estima en **100.000 €**.

#### 7.2.2.5 Coste de equipos eléctricos de control

Para controlar de forma adecuada una central, será necesario un sistema de control que monitorice todos los parámetros importantes de la central y permita una actuación rápida y localizada en las labores de operación de la central. Estarán incluidos entre estos equipos los sistemas eléctricos de potencia, los sistemas de protección, los cuadros eléctricos de B.T., las celdas de M.T y el parque de transformación.



Figura 7.4: Equipo de control de una central hidroeléctrica.

Puesto que el diseño y dimensionamiento de todos estos sistemas sobrepasan el alcance de este proyecto, pero su costo sí debe ser tenido en cuenta a la hora de valorar la rentabilidad de la central, haremos uso de las estimaciones suministradas por el IDAE, que cuantifica el costo de estos equipos en un porcentaje del **22% de la inversión total**.

#### 7.2.2.6 Ingeniería y dirección de obra

Para que el proyecto tenga éxito, será necesario contratar a personal cualificado que lleve a cabo la dirección del proyecto y la puesta en marcha de la central. Estos costes se cuantifican en este proyecto, siguiendo las recomendaciones del IDAE, en un **8% de la inversión total**.

#### 7.2.2.7 Otros costes asociados

Incluiremos rejillas y limpia rejillas automáticos al inicio de la tubería forzada para evitar la entrada de cualquier objeto extraño a las turbinas. El coste de estos equipos es de **15.000 €** para los caudales que manejamos.

### 7.2.3 Costes operativos o indirectos

Coste indirecto es aquel coste que afecta al proceso productivo en general de uno o más productos, por lo que no se puede asignar directamente a un solo producto sin usar algún criterio de asignación. Es decir, no lo podemos asignar únicamente a una unidad de referencia concreta, sino a criterios más generales, que dependen en cierta manera del tipo de producción. Como el gasto de electricidad, agua, climatización, etc. de un proceso de producción. Están en contraste con el coste directo.

Para este proyecto el coste indirecto principal será el asociado a la operación y mantenimiento de la central y todos sus elementos. Esta turbina ofrece gran seguridad desde el punto de vista mecánico. A pesar de esto, tras cierto tiempo se pueden observar desgastes en la aguja, la boca de la tobera, en las cucharas del rodete y en el deflector. Estos desgastes se deben a la acción abrasiva de la arena que suele contener el agua que entra a la turbina. Es muy importante que los elementos mencionados conserven sus características originales, por lo que se debe aplicar un mantenimiento preventivo exhaustivo para asegurar el funcionamiento óptimo de la central y realizar las mínimas paradas posibles para efectuar reparaciones. Como todo sistema mecánico, todos los elementos constitutivos de nuestra central deberán ser revisados y reparados convenientemente, precisando de personal cualificado para realizar estas tareas. El trabajo del personal necesario y los equipos y materiales necesarios para realizar estas tareas generarán ciertos gastos anuales que debemos tener en cuenta.

El coste de mantenimiento se calculará en función de la expresión recomendada por el IDAE (2006):

$$\text{Mantenimiento}_{\text{Año}} = 0,007 \times (kWh) = 0,007 \times 3,1 \times 10^6 = 21700 \text{ €/año}$$

Añadiendo el IVA, el coste total de mantenimiento total de la central es de: 26257 €/año. Este valor se actualizará cada año con la tasa de capital estimada.

### 7.3 Ingresos

Según el Real Decreto RD-661 2007, son centrales hidráulicas de carácter renovable aquellas cuya potencia no exceda los 10 MW (grupo b.4, minihidráulica) o esté entre 10 MW y 50 MW (grupo b.5). Este tipo de centrales se podrán acoger al régimen especial. El Real Decreto RD-222 2008 establece un nuevo sistema tarifario que deroga al que estaba vigente en el Real Decreto mencionado en el párrafo anterior. Teniendo en cuenta que nuestra central pertenece al grupo b.4., la cuantía de la tarifa regulada para los primeros 25 años, según este real decreto es de,

6,0613 c€/kWh

En el Capítulo 6 se estimó la producción anual media de la central, por tanto calcularemos los ingresos por venta de energía de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos Anuales} = P \times \text{Preciokwh hidroeléctrico} = 3,1 \times 10^6 \times 0,060613$$

$$\text{Ingresos Anuales} = 187900 \text{ €}$$

### 7.4 Presupuesto

Así, una vez analizada la totalidad de la inversión que conllevará la puesta en marcha de nuestra central, procedemos a elaborar el presupuesto necesario, que se muestra en la tabla de la Figura 7.4:

Concepto	Precio (€)
Tubería forzada	177.246 €
Válvulas	20.630 €
Turbina y equipos de apoyo	634.950 €
Casa de máquinas	100.000 €
Equipos eléctricos	214.298 €
Ingeniería y dirección	77.927 €
Otros	15.000 €
Inversión total	1.240.051 €
Mantenimiento primer año	26.257 €
Presupuesto total	1.266.308 €
Presupuesto total IVA incluido	1.532.232 €

Figura 7.4: Presupuesto total central minihidráulica.

En el presupuesto total del presente proyecto están incluidos fabricación, transporte, mano de obra, montaje, control de calidad e ingeniería para cada uno de los elementos que forman la central. Además se incluyen los impuestos asociados a esta inversión y el mantenimiento de la instalación durante el primer año de operación.

El importe total de la realización del proyecto de la recuperación y puesta en marcha de la central minihidráulica de Ohanes (Almería) asciende a UN MILLÓN QUINIENTOS TREINTA Y DOS MIL DOSCIENTOS TREINTA Y DOS euros (1.532.232 €), este precio incluye IVA (21%).

## 7.5 Análisis de rentabilidad

Para considerar la rentabilidad de una central hidroeléctrica, se deben estudiar los medidores generales que se tienen en cuenta en cualquier inversión (VAN, TIR, periodo de retorno de la inversión), además de ciertos índices como el de potencia y energía muy utilizados en inversiones de generación de electricidad. Si la mayoría de estos medidores de rentabilidad salieran dentro de un rango correcto, significara que la inversión es rentable y se puede llevar a cabo. Para este estudio se van a considerar los siguientes aspectos:

- Inversión inicial: la suma de los pagos por la adquisición de los distintos aparatos, la puesta en servicio de la central, y el mantenimiento del primer año. El valor de la inversión inicial es de **1.532.232 €**.
- Pagos: los realizados a lo largo del periodo de operación por mantenimiento y operación.
- Vida útil del proyecto: se tomarán los primeros 20 años.
- Impuestos: se tomará un IVA del 21%.
- Índice de precios al consumo: se tomará un 2 % de IPC medio anual.
- Tasa de interés: se tomará una tasa de interés del 6 %.

### 7.5.1 Índice de potencia

Se define el índice de potencia como el cociente entre la inversión inicial y la potencia instalada. Se emplea para comparar diferentes proyectos. La potencia instalada de la central del proyecto, que en nuestro caso era de 747 Kw y la inversión inicial, calculada en el presupuesto, es de 1.532.232 €. Con estos datos se obtiene el índice de potencia siguiente:

$$I.P = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}} = \frac{1532232}{747} = 2051,18 \text{ €/kW}$$

Se observa que el valor obtenido es ligeramente superior al rango que el IDAE considera correcto para obtener una buena rentabilidad. Recordemos que este rango era el siguiente:

*Índice de potencia (I.P.): 1500–2000 €/kW*

### 7.5.2 Índice de Energía

Se define el índice de energía como el cociente entre la inversión total y la energía producida al año. En el Capítulo 6, estimábamos la producción media anual de la central, con lo que el índice de energía en nuestro caso será:

$$I.E = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Energía producida (kWh/año)}} = \frac{1532232}{3,1 \times 10^6} = 0,49 \text{ €/kWh}$$

Las estimaciones del IDAE respecto a este parámetro para una central rentable son:

*Índice de energía (I.E.): 40–70 cent€/kWh*

Por lo que observamos que nos encontramos en el rango de rentabilidad también según este parámetro.

### 7.5.3 Valor actualizado neto (VAN)

El Valor Actualizado Neto (VAN) es un método de valoración de inversiones que puede definirse como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas. Se calcula como:

$$VAN = \frac{I}{(i + 1)^n}$$

Siendo  $I$  la inversión inicial e  $i$  la tasa de interés.

En este tipo de proyectos lo normal es desembolsar inicialmente el total de la inversión, teniendo posteriormente cargas monetarias, que estarán compuestas de ingresos y gastos, y serán generalmente variables. La expresión quedara finalmente como:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t - P_t}{(1 + i)^t}$$

Dónde:

- $C_t$  son los cobros en el año.
- $P_t$  son los gastos en el año.
- $I$  es la inversión inicial.
- $i$  es la tasa de interés que se toma. Nosotros la tomaremos al 6 %
- $n$  es el número de periodos (años en este caso), se tomara como 20.

El VAN debe ser positivo para que una inversión sea aceptable, esto implica que los ingresos menos los gastos y la inversión inicial toma un valor positivo. Entre dos proyectos, se tomará siempre aquel que presente un VAN mayor.

#### 7.5.4 Tasa interna de retorno (TIR)

Se define como la tasa de interés que hace nulo el valor actual neto, si en la expresión antes escrita se impone un VAN nulo y se sustituye  $i$  por TIR se tiene:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t - P_t}{(1 + TIR)^t}$$

La TIR se puede tomar como la tasa de interés que el proyecto es capaz de proporcionar. Entre dos proyectos, será más rentable el que presente una TIR más alta.

En la siguiente tabla de la Figura 7.5 se detallan los resultados de los valores de VAN y TIR, para los datos de nuestro trabajo:

<b>Valor Actualizado Neto (VAN)</b>	1.620.940 €
<b>Tasa Interna de Retorno (TIR)</b>	74%

Figura 7.5: Medidores de la inversión económica

Así pues, para los veinte primeros años desde la puesta en marcha de la central, nos da como resultado un VAN con un valor de **1.620.940 €**, una TIR con un porcentaje del 74% y un tiempo de retorno de la inversión de **17 años**. El periodo de retorno de la inversión da como resultado un número de años relativamente alto. Dado que los ingresos anuales son escasos y tardan mucho en compensar la inversión inicial.

Por otro lado, el interés a medio o corto plazo de la inversión, se da en la recuperación de esta clase de espacios y de caminos en desuso, ya que se cumpliría con los objetivos marcados por el PER 2011-2020, como se ha señalado en este proyecto. Otro punto de interés, sería el invertir en la recuperación de este tipo de instalaciones energéticas, para el fomento de las energías renovables y la reducción de CO2 al ecosistema.

## CAPÍTULO 8

# Estudio de impacto ambiental

<b>8.1 Introducción. Objetivos del estudio de impacto ambiental</b>	<b>103</b>
<b>8.2 Análisis del proyecto</b>	<b>104</b>
<b>8.3 Identificación, caracterización y valoración de impactos</b>	<b>105</b>
<b>8.4 Medidas preventivas y correctoras</b>	<b>114</b>
<b>8.5 Programa de vigilancia ambiental</b>	<b>121</b>

## Capítulo 8

# Estudio de impacto ambiental

### 8.1 Introducción. Objetivos del estudio de impacto ambiental

El compromiso adoptado por la Unión Europea acerca de la reducción de emisiones de CO2 es únicamente alcanzable si se alteran las políticas energéticas en lo referente a las energías renovables y el incremento de las eficiencias energéticas.

En lo referente al empleo de la energía hidráulica de carácter renovable, el Plan de Energías Renovables, de cuyos objetivos se ha hablado con anterioridad en este proyecto, fija unos objetivos para el año 2020. Los principales obstáculos que se encuentra la energía hidroeléctrica son de tipo administrativo, dado que se trata de una tecnología sumamente madura, y concretamente problemas de tipo medioambiental.

Para construir una central hidráulica, si bien se produce un impacto mínimo en el medio ambiente, existen una serie de factores que deben ser tenidos en cuenta, dado que normalmente se construyen en zonas muy sensibles. Las diferentes causas de impacto ambiental deberán ser identificadas y resueltas anteriormente a la ejecución de una obra de estas características.

Las medidas correctoras en muchas ocasiones presentan dificultades porque están sujetas a interpretaciones muy subjetivas. La solución pasa por mantener un dialogo continuado con las instituciones, al mismo tiempo que se informa a la población de todo lo referente al proyecto.

Los Estudios de Impacto Ambiental (E.I.A.) tienen por objeto analizar la relación de incidencia entre un proyecto determinado y el entorno afectado por dicho proyecto en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y desmantelamiento.

Para que las medidas correctoras tengan eficacia, es necesario el establecimiento de un Programa de Vigilancia Ambiental, que permita detectar los impactos residuales que puedan surgir, además de garantizar un seguimiento y control de dichas medidas.

La Evaluación de Impacto Ambiental constituye una herramienta fundamental para la detección de aquellas acciones de las actividades propuestas que puedan interferir en el medio ambiente.

El objetivo prioritario del presente Estudio de Impacto Ambiental es identificar y valorar los efectos que previsiblemente puede generar el proyecto y proponer las medidas protectoras y correctoras que se han de considerar para evitar o reducir dichos efectos. Entre los objetivos concretos del Estudio cabe destacar los siguientes:

- Cumplir la normativa ambiental vigente.
- Definir, analizar y valorar, desde el punto de vista ambiental, el entorno del proyecto, entendiéndose el mismo como el espacio físico, biológico y socioeconómico en el que se ubica la obra proyectada y que es susceptible de sufrir alguna alteración.
- Identificar la naturaleza y magnitud de los efectos originados por la instalación de la central hidroeléctrica y su puesta en funcionamiento.
- Establecer las medidas cautelares y correctoras que permitan evitar o reducir los impactos ambientales negativos generados.
- Diseñar un Programa de Vigilancia Ambiental que permita realizar un seguimiento y control de la componente ambiental.

## **8.2 Análisis del proyecto**

### **8.2.1 Disposición general adoptada**

La disposición en planta constará de los siguientes elementos: a) conducción circular en presión, que discurre por la ladera de la montaña desde la toma de agua hasta la casa de máquinas; b) central con una máquina tipo Pelton situada al pie de la ladera y c) Corto tramo de restitución al río.

El parque de transformación, se sitúa enfrente de la sala de máquinas, en la otra orilla del meandro. Se sitúa a la cota del nivel de acceso de la central.

### **8.2.2 Toma y conducción en presión**

La entrada del agua desde el canal de derivación a la toma está resguardada por rejillas independientes, protegidas por una estructura flotante y deslizante por guideras. Se dispondrá un limpia rejas de rastrillo para eliminar la retención de sólidos que se produzca en las rejas.

Inmediatamente se produce una reducción de sección, con anulación del partidor hasta un vano único de sección cuadrada de 6,75 m de lado para alojar los órganos de guarda compuesto por ataguía y compuerta accionada con su correspondiente grupo servo.

La conducción se realiza mediante túnel de acero en presión con sección circular de 0,4 m de diámetro, espesor de 6,36 mm con una longitud total de 1224 m.

### **8.2.3 Central**

Está diseñada con planta rectangular de 40 x 15 m de dimensiones interiores. El interior de la central se distribuye en dos niveles principales: nivel de acceso que consiste en una losa de hormigón armado apoyada en el muro perimetral, sobre la que se localiza la entrada de acceso a la central y el puente grúa. En la losa queda embebida una cubierta desmontable para la extracción de los elementos electromecánicos, dividida en dos partes para su mejor manejo. En esta cota se ubica la zona carga y descarga, para la utilización del puente grúa así como el acceso a la oficina.

La caseta de entrada se ejecuta mediante cerramiento de bloque cerámico y está constituido por dos habitáculos, uno para la localización del grupo electrógeno, y otro para disponer el puesto de control contra incendios así como las escaleras para el acceso a personas a la central.

El nivel inferior es la planta de turbinas. Se baja desde el anterior por la escalera que se inicia en el nivel de acceso. En él se encuentran, sobre el pozo de turbina, la bancada del generador así como el trafo y el centro de distribución primaria.

Los denominados niveles secundarios se establecen a alturas intermedias entre la zona de acceso y la planta de turbina para localizar los servicios inherentes a la central. En la planta -1, se disponen los aseos, el cuarto de limpieza y un despacho. En la planta -2, se dispone la sala de equipos eléctricos. En la planta -3, se dispone la sala de control y la sala de excitación y regulación de tensión, en esta planta queda embebida la bancada de apoyo del generador. En la planta de turbinas se inicia el pozo de achique, que da acceso a las galerías de inspección.

### **8.2.4 Parque de transformación**

El parque de transformación, se sitúa enfrente de la sala de máquinas, en la otra orilla del meandro. Todo el parque de transformación va vallado con tela metálica de alambre de acero galvanizado en todo su perímetro. En el parque se realizarán los drenajes, los canales de cables, zanjias y arquetas.

La bancada del transformador de unos 7,44 m de longitud y espesor 1,35 m, está delimitada por canaletas de 1,10 m de anchura que recogen las posibles fugas de aceite del mismo y lo conducen hasta el depósito de recogida de aceite del transformador. Este se realiza en hormigón armado, con dimensiones interiores en planta de 6,00 x 4,10 m y una profundidad de 2,00 m. Es necesario realizar una cimentación de la bancada mediante pilares de 0,5 m de espesor para disminuir las cargas sobre el muro de contención lateral. El aparillaje irá cimentado mediante las zapatas necesarias según la tipología de los mismos.

### 8.3 Identificación, caracterización y valoración de impactos

El término impacto ambiental se define como el efecto que provoca una determinada actuación sobre el medio ambiente; en este caso la actuación a analizar consiste en la instalación y posterior funcionamiento de una central hidroeléctrica.

La construcción y funcionamiento de la central hidroeléctrica propuesta en este proyecto afectará a un determinado número de ambientes, provocará sobre el medio una influencia que puede ser considerada como permanente en algunos aspectos, ya que no cambiará en el tiempo, ocupará una superficie de terreno determinada, afectará de una forma u otra a la fauna y vegetación, alterará los usos actuales del suelo y producirá un cambio en el paisaje, pero de un modo lo más limitado posible. Todos estos aspectos serán considerados para la correcta valoración de los impactos generados.

La valoración de los impactos por elementos del medio permite conocer cuáles son las alteraciones que se producen sobre cada uno de ellos, informando sobre en qué acción de proyecto es necesario actuar para así atenuar o evitar el impacto asociado a dicha acción, o si por el contrario, el impacto es inevitable, qué tipo de medidas correctoras y/o protectoras deberán ser tenidas en consideración para llegar a la mejor integración en el medio en el que se va a implantar el proyecto.

De esta forma, se llega a una identificación de impactos por elementos, de manera que en cada elemento del medio quedan localizados y evaluados los impactos que va a provocar este conjunto de instalaciones. Los impactos derivados de la construcción de una central de este tipo varían en función de la ubicación y de la tecnología que se emplee. No es lo mismo construir una central en una llanura que en una montaña, ni tampoco se crea el mismo impacto si se emplea un embalse regulador o si la central es de agua fluyente.

Las tablas de las figuras que se muestran a continuación contienen una relación genérica de los impactos ambientales que se pueden dar a lo largo de las diferentes fases de un proyecto de construcción de una instalación de electrificación como la que se aborda en el presente proyecto.

Causa de impacto	Receptor	Impacto	Importancia
Construcción de caminos y tráfico generado	Público general	Ruidos	Baja
	Público general	Accidentes	Baja
	Público general	Efectos de las emisiones en la salud	Baja
	Aire	Emisiones de vehículos	Baja
	Cambio climático	Emisiones de vehículos	Baja
	Animales salvajes	Ruidos	Baja
	Animales salvajes	Accidentes	Media
	Bosque	Acceso más sencillo	Media
	Bosque	Pérdida de producción futura	Baja
Accidentes	Trabajadores	Heridas leves	Media
	Trabajadores	Heridas graves	Alta
	Trabajadores	Muertos	Alta
Creación de empleo	Público general	Beneficios para la localidad	Alta
	Público general	Beneficios a nivel nacional	Media

Figura 8.1: Impactos en la construcción de instalaciones de generación de electricidad. Fuente: ESHA (2006).

Causa de impacto	Receptor	Impacto	Importancia
Ruidos	Trabajadores	Sobre su salud	Media
	Habitantes	Sobre su salud	Media
	Peces	Pérdida de hábitat	Alta
	Plantas Acuáticas	Pérdida de hábitat	Media
	Aves	Pérdida de hábitat	Media
Cambio en el caudal del río	Fauna	Pérdida de hábitat	Media
	Calidad del agua	Contaminantes	Baja
	Calidad del agua	Estéticos	Alta
	Público general	Culturales y arqueológicos	Alta
	Público general	Pérdida de cascadas	Alta
	Agricultura	Pérdida de terreno	Alta
Por embalses y presas	Forestal	Pérdida de producción futura	Alta
	Ecosistema acuático	Pérdida de hábitat	Alta
	Público general	Clima local	Insignificante
	Público general	Calentamiento global	No probado
	Calidad del agua	Eutrofización	Baja
	Objetos culturales y arquitectónicos	Pérdida de objetos	Alta

Figura 8.2: Impactos en la explotación de instalaciones de generación de electricidad. Fuente: ESHA (2006).

Causa de impacto	Receptor	Impacto	Importancia
Accidentes	Trabajadores	Accidentes leves	Media
	Trabajadores	Accidentes graves	Alta
	Trabajadores	Muertos	Alta
Aumento de los ingresos	Público general	Empleo, efectos locales y nacionales	Alta

Figura 8.3: Impactos en la construcción de instalaciones de transmisión de electricidad. Fuente: ESHA (2006).

Causa de impacto	Receptor	Impacto	Importancia
Presencia física	Forestal	Pérdida de producción futura	Media
	Público general	Intrusión visual	Media
	Aves	Heridas y muertes	Media
Campos electromagnéticos	Público general	Cáncer	Inexistente
Accidentes	Público general	Leves	Insignificante
	Público general	Graves	Insignificante
	Público general	Muertes	Insignificante
Accidentes de mantenimiento	Trabajadores	Leves	Insignificante
	Trabajadores	Graves	Insignificante
	Trabajadores	Muertes	Insignificante

Figura 8.4: Impactos en la explotación de instalaciones de transmisión de electricidad. Fuente: ESHA (2006).

Los impactos negativos de la obra no susceptibles de medidas de reducción del impacto ambiental, son la alteración temporal paisajística y las repercusiones en el sistema viario, en la opinión pública y en la economía debidas a la ocupación de terrenos y caminos por la obra, las repercusiones de los movimientos de tierras en la fauna y el sistema territorial, la afección negativa directa sobre el sistema territorial, el sector primario y la opinión pública debido a la presencia de las infraestructuras, y el impacto negativo relativo a molestias en la población debido a ruidos durante la explotación.

Estimamos que las obras definidas en el proyecto de rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica de Ohanes (Almería), repercuten de forma reducida en el medio natural y de forma positiva en el medio socioeconómico circundante. El menor impacto ambiental al construir este tipo de instalaciones se da cuando se emplea un embalse ya construido, como será nuestro caso. Esto se debe a que únicamente

hay que construir la casa de máquinas, el canal de descarga y la tubería forzada, cuyos impactos son mucho más reducidos que los que generan la construcción de la presa, no suponiendo un gran impacto visual y medioambiental en la zona, la reforma y posterior puesta en marcha de una construcción de este tipo. Aun teniendo en cuenta, que la central se sitúa en una zona sensiblemente protegida tanto natural como paisajísticamente, dado que está en la conocida como Sierra de la Alpujarra Almeriense.

A continuación, se ha caracterizado cada una de las alteraciones producidas sobre los diferentes elementos del medio. La caracterización se ha realizado a través de unos criterios de valoración de impacto (carácter, tipo de acción, duración, etc.) y, finalmente, se ha plasmado la expresión de esta evaluación en una escala de niveles de impacto (compatible, moderado, severo y crítico), que facilita la utilización de los resultados obtenidos en la toma de decisiones.

La metodología consiste en la utilización de una serie de tablas a través de las cuales es posible la confrontación sistemática entre todos los factores implicados; por un lado, elementos del medio físico, biológico y social, así como del paisaje y, por otro, las acciones derivadas del proyecto de instalación y funcionamiento de la central hidroeléctrica. La ventaja que presenta este método es su gran sencillez, pudiendo sin embargo considerar todos los aspectos relevantes del medio que pueden verse afectados por la instalación de la central hidroeléctrica y su posterior puesta en marcha.

En un primer cruce de información, se relacionan las acciones del proyecto que pueden causar alteraciones con los elementos del medio afectados. Este cruce identifica los impactos ambientales que se generan. A continuación se caracteriza cada una de las alteraciones producidas sobre el medio y, finalmente, se plasma la expresión de esta evaluación en una escala de niveles de impacto.

Para que el análisis cualitativo elegido sea útil a la hora de profundizar en el conocimiento y valoración final de los impactos, deben utilizarse criterios de valoración adecuados. Las características que se van a evaluar en el presente Estudio, contempladas en el Real Decreto 1131/1988 son las siguientes:

- **CARÁCTER:** Hace referencia a si el impacto es positivo o negativo con respecto al estado previo a la actuación. En el primer caso será beneficioso y en el segundo adverso.

- **TIPO DE ACCIÓN:** El efecto sobre los elementos del medio puede producirse de forma directa o indirecta; en el segundo caso el efecto es debido a interdependencias.

- **DURACIÓN:** Este criterio se refiere a la escala de tiempo en la que actúa el impacto; puede ser temporal, cuando se produce en un plazo limitado, o permanente, cuando aparece de forma continuada.

- **MOMENTO:** Se refiere al momento en que se manifiesta el impacto: a corto plazo, a medio plazo y a largo plazo.

- **SINERGIA:** Alude a la combinación de los efectos para originar uno mayor; en este caso se habla de impactos simples y acumulativos o sinérgicos.

- **REVERSIBILIDAD:** Se considera impacto reversible aquel en el que la alteración que supone puede ser asimilada por el entorno de forma medible, a medio plazo, debido al funcionamiento de los procesos naturales de la sucesión ecológica y de los mecanismos de autodepuración del medio. El impacto irreversible es aquel que supone la imposibilidad o la "dificultad extrema" de retornar a la situación anterior a la acción que lo produce.

- **RECUPERABILIDAD:** Un impacto recuperable es aquel en el que la alteración que supone puede eliminarse, bien por la acción natural, bien por la acción humana y, asimismo, aquel en que la alteración que supone puede ser reemplazable. Por el contrario, en un impacto irrecuperable la alteración o pérdida que se provoca es imposible de reparar o restaurar, tanto por la acción natural como por la humana. Se refiere a la eliminación definitiva de algún factor o por el contrario a la pérdida ocasional del mismo; en este caso la consideración es irrecuperable o recuperable.

Una vez caracterizados los diferentes impactos, se ha procedido a la valoración de los mismos según la siguiente escala de niveles de impacto:

- **COMPATIBLE:** Aquel cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, y no precisa prácticas protectoras o correctoras.

- MODERADO: Aquel cuya recuperación no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas, y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere cierto tiempo.

- SEVERO: Aquel en el que la recuperación de las condiciones del medio exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras, y en el que, aún con estas medidas, la recuperación precisa un periodo de tiempo dilatado.

- CRÍTICO: Aquel cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Se produce una pérdida permanente en la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación, incluso con la adopción de medidas protectoras o correctoras. Se ha indicado también si la acción analizada lleva consigo ausencia de impactos significativos, en cuyo caso no se hace necesaria la descripción del carácter del impacto.

Hay que tener en cuenta que el significado de impacto ambiental debe conectarse irremisiblemente con la recuperabilidad de las alteraciones provocadas sobre el medio, pues un deterioro irrecuperable supone el agotamiento de los recursos y la iniciación de procesos negativos que se aceleran a sí mismos.

### **8.3.1 Acciones del proyecto susceptibles de provocar impactos**

En el presente proyecto no existirá impacto asociado a la construcción de un embalse, puesto que se aprovecha un embalse ya construido. Entre los impactos que crea la construcción de un embalse destacan la pérdida del suelo por el terreno que queda inundado, la construcción de nuevos caminos, plataformas de trabajo, movimiento de tierras, la fabricación de hormigón, que requeriría una cantera de áridos. La nueva presa crea una barrera cuyas consecuencias deberían ser estudiadas antes de su construcción. Todos los impactos ambientales descritos tienen una serie de medidas diseñadas para mitigarlos. Serían similares a la construcción de cualquier infraestructura.

En cuanto al resto de la obra civil, se realizará la obra civil para hacer efectiva la construcción de la sala de máquinas y el parque de transformación. También será susceptible de causar impacto visual la colocación de la tubería forzada en la pendiente del salto y la construcción de un canal de derivación, que no es objeto de cálculo en este proyecto, que deberá construirse para así transportar el aporte de agua desde el embalse hasta la conducción forzada, por lo que serán la parte de la central que produzca mayor impacto paisajístico, pudiendo afectar también a la fauna terrestre al seccionar el hábitat con su curso. El posible aumento de la turbidez de las aguas hace que sea recomendable realizar las obras en épocas de escasez de lluvias. Esto supone una ventaja, pues será entonces cuando menores posibilidades de explotar el recurso habrá.

### **8.3.2 Fase de obra**

Se identifican las siguientes acciones con riesgo potencial de impactos:

- Autorizaciones administrativas.
- Preparación del terreno: desbroces y/o talas en las zonas de actuación de las obras.
- Retirada de cualquier elemento que pudiera afectar a las obras.
- Adecuación de vías de acceso a las zonas de obras de la central hidroeléctrica.
- Construcción de ataguías para dejar en seco las zonas de trabajo de la toma y de la central y el desagüe.
- Movimientos de tierra, explanaciones, excavaciones y rellenos para la construcción del canal de derivación, la obra de toma, conducción forzada, central, canal de descarga y parque de transformación.
- Zonas auxiliares: parque de maquinaria y almacenamiento y acopio de materiales de construcción y maquinaria para las obras de construcción de la central.
- Obra civil: construcción del canal de derivación, la obra de toma, conducción forzada, central, canal de descarga y parque de transformación.
- Transporte de materiales, maquinaria y equipos a la obra o fuera de ella.

- Montaje de la central.
- Montaje de equipos electromecánicos de la central y del transformador.
- Generación de empleo. Necesidad de mano de obra: actividad económica y dinámica general de las obras.
- Ocupación de suelo.
- Gestión adecuada de residuos.
- Eliminación de materiales, rehabilitación de daños y restauración de superficies afectadas.
- Dinamización económica. Pago de tasas e impuestos.

### **8.3.3 Fase de funcionamiento**

Estos impactos son más críticos que los de la fase de construcción por su permanencia en el tiempo.

- Presencia de la central hidroeléctrica.
- Generación de energía. Funcionamiento de la turbina.
- Producción de ruidos y vibraciones.
- Visitas y mantenimiento.
- Dinamización económica. Pago de tasas e impuestos.

### **8.3.4 Fase de desmantelamiento**

Dada la singularidad del proyecto en el caso de que cese la actividad de la instalación, la legislación contempla que corresponde a la Administración la decisión sobre el posible desmantelamiento o adecuación de dichas instalaciones, conforme al proyecto específico que contemple la legislación vigente en ese momento.

En la línea que define la Unión Europea, en cuanto a mejorar las actuaciones ambientales de la actividad industrial y, consecuentemente, lograr la mejora del medio ambiente en su conjunto, se prevé que para la fase de desmantelamiento de las instalaciones se considerará la utilización de las mejores tecnologías disponibles.

### **8.3.5 Identificación de impactos**

A continuación se enumeran las posibles alteraciones en el medio físico, medio biológico, medio socioeconómico y paisaje, consecuencia del proyecto:

#### **8.3.5.1 Alteraciones sobre el medio físico**

Geología y geomorfología:

- Cambios en el relieve
- Incremento de riesgos geológicos
- Afección a puntos geológicos o geomorfológicos de interés singular

Edafología:

- Eliminación de suelo
- Cambios en la dinámica erosión-sedimentación
- Contaminación del suelo

Hidrología:

- Contaminación y alteración de la calidad de las aguas
- Interrupción de la red de drenaje natural
- Alteración en el régimen de circulación de caudales
- Alteraciones cuantitativas y cualitativas del agua superficial
- Afección a aguas subterráneas

Atmósfera/Clima:

- Cambios en la calidad del aire
- Aumento de los niveles sonoros

### **8.3.5.2 Alteraciones sobre el medio socioeconómico**

Población:

- Mejora en el empleo
- Molestias a la población e incremento del tráfico
- Afecciones a las propiedades

Sectores económicos:

- Dinamización económica
- Pérdida de productividad del suelo
- Cambio en el uso del suelo
- Incremento de ingresos públicos

Actividad industrial:

- Mejora en el aprovechamiento energético
- Optimización del uso de un recurso renovable

Sistema territorial:

- Planeamiento urbanístico
- Afección a Montes de Utilidad Pública (MUP) y Montes Vecinales en Mano Común (MVMC)
- Afección a usos de aprovechamiento forestal
- Afección a explotaciones mineras
- Afección sobre la actividad cinegética
- Afección a espacios naturales y zonas de interés natural
- Afección al turismo
- 

Infraestructuras:

- Influencia sobre las infraestructuras
- Afección a infraestructura eléctrica

Patrimonio histórico-artístico y arqueológico:

- Afección al patrimonio histórico-artístico y arqueológico

Paisaje:

- Intrusión visual
- Pérdida de calidad

### 8.3.6 Impactos generados

En este punto se hace una síntesis de los impactos que el proyecto va a generar. Para ello se incluye una relación de los mismos sobre los factores ambientales afectados, indicando la caracterización básica del impacto en virtud de su signo (positivo o negativo) y su magnitud (compatible, moderado...). Sólo se relacionan aquellos que se han identificado como positivos o negativos, indicando la fase en la que se producen, obviándose los que se han valorado como nulos.

#### a) Impactos sobre la geología y geomorfología

##### *Fase de construcción*

- Cambios de relieve: COMPATIBLE
- Incremento de los riesgos geológicos: COMPATIBLE

##### *Fase de funcionamiento*

- Incremento de los riesgos geológicos: NO SIGNIFICATIVO
- Afección sobre puntos geológicos de interés singular: NO SIGNIFICATIVO

#### b) Impactos sobre la edafología

##### *Fase de construcción*

- Eliminación de suelo: COMPATIBLE
- Cambios en la dinámica erosión-sedimentación: COMPATIBLE
- Contaminación del suelo: COMPATIBLE

##### *Fase de funcionamiento*

- Contaminación del suelo: NO SIGNIFICATIVO
- Alteraciones en el régimen de circulación de caudales: COMPATIBLE
- Alteraciones sobre las aguas subterráneas: NO SIGNIFICATIVO

##### *Fase de funcionamiento*

- Alteraciones en el régimen de circulación de caudales: COMPATIBLE
- Contaminación y/o alteración de la calidad de las aguas: COMPATIBLE

#### c) Impactos sobre la hidrología

##### *Fase de construcción*

- Contaminación y/o alteración de la calidad de las aguas: COMPATIBLE
- Interrupción de la red de drenaje natural: NO SIGNIFICATIVO

#### d) Impactos sobre la atmósfera

##### *Fase de construcción*

- Cambios en la calidad del aire: COMPATIBLE
- Aumento de niveles sonoros: COMPATIBLE

*Fase de funcionamiento*

- Cambios en la calidad del aire: NO SIGNIFICATIVO
- Aumento de niveles sonoros: NO SIGNIFICATIVO

**e) Impactos sobre vegetación y hábitat naturales**

*Fase de construcción*

- Eliminación de la vegetación: COMPATIBLE-MODERADO
- Degradación de la vegetación: COMPATIBLE
- Incremento del riesgo de incendio: NO SIGNIFICATIVO

*Fase de funcionamiento*

- Pérdida de hábitat: COMPATIBLE
- Degradación de la vegetación: NO SIGNIFICATIVO
- Incremento del riesgo de incendio: NO SIGNIFICATIVO

**f) Impactos sobre la fauna**

*Fase de construcción*

- Alteración o disminución de las superficie de hábitat: COMPATIBLE
- Alteración del comportamiento para la fauna terrestre: COMPATIBLE
- Alteración del comportamiento para la fauna del medio acuático: COMPATIBLE
- Eliminación directa de ejemplares (fauna terrestre): COMPATIBLE
- Eliminación directa de ejemplares (peces): COMPATIBLE

*Fase de funcionamiento*

- Alteración/disminución de superficie de hábitat: COMPATIBLE
- Alteración en el comportamiento para la fauna terrestre/hábitos aéreos: NO SIGNIFICATIVO
- Alteración en el comportamiento para la fauna piscícola: COMPATIBLE
- Paso de ejemplares por la turbina con posible pérdida de efectivos: COMPATIBLE

**g) Impactos sobre la población**

*Fase de construcción*

- Mejora en el empleo: POSITIVO MEDIO
- Molestias por incremento del tráfico: COMPATIBLE
- Afecciones a las propiedades: COMPATIBLE

*Fase de funcionamiento*

- Molestias por incremento del tráfico: NO SIGNIFICATIVO
- Afecciones a las propiedades: NO SIGNIFICATIVO

**h) Impactos en sectores económicos**

*Fase de construcción*

- Dinamización económica: POSITIVO MEDIO

- Pérdida de productividad de los suelos: NO SIGNIFICATIVO
- Cambios en los usos del suelo: NO SIGNIFICATIVO
- Incremento de ingresos públicos: POSITIVO MEDIO

*Fase de funcionamiento*

- Dinamización económica: POSITIVO BAJO
- Pérdida de productividad de los suelos: NO SIGNIFICATIVO
- Incremento de ingresos públicos: POSITIVO MEDIO

**i) Impactos en actividad industrial**

*Fase de funcionamiento*

- Optimización del uso de un recurso renovable: POSITIVO MEDIO

**j) Afecciones al sistema territorial y al planeamiento urbanístico**

*Fase de construcción*

- Afección sobre el Planeamiento Urbanístico: COMPATIBLE
- Actividad cinegética: NO SIGNIFICATIVO
- Turismo: COMPATIBLE

*Fase de funcionamiento*

- Afección sobre el Planeamiento Urbanístico: COMPATIBLE
- Turismo: COMPATIBLE

**k) Impactos en espacios naturales**

*Fase de construcción*

- Afección al LIC (Lugar de Importancia Comunitaria) y ZEPVN (Zona de Especial Protección de los Valores Naturales): COMPATIBLE

*Fase de funcionamiento*

- Afección al LIC y ZEPVN: COMPATIBLE

**l) Impactos en infraestructuras**

*Fase de construcción*

- Influencia sobre las infraestructuras: COMPATIBLE-MODERADO

**m) Impactos sobre el patrimonio histórico-artístico y arqueológico**

- Afección al patrimonio histórico-artístico y arqueológico: COMPATIBLE

**n) Impactos por situaciones accidentales**

*Fase de construcción*

- Riesgo de incendio: NO SIGNIFICATIVO
- Riesgo de vertido: NO SIGNIFICATIVO

*Fase de funcionamiento*

- Riesgo de incendio: NO SIGNIFICATIVO
- Riesgo de vertido: NO SIGNIFICATIVO

#### ñ) Identificación, caracterización y valoración de impactos sobre el paisaje

- Impacto sobre el paisaje: COMPATIBLE

### 8.4 Medidas preventivas y correctoras

En este punto se describen las medidas adecuadas para prevenir, atenuar o suprimir los efectos ambientales negativos de la actuación, tanto en lo referente a su diseño y ubicación como en cuanto a los procedimientos de restauración, conservación y dispositivos genéricos de protección del medio ambiente.

En defecto de las anteriores medidas, se incluyen aquellas otras dirigidas a compensar dichos efectos, a ser posible con acciones de restauración, o de la misma naturaleza y efecto contrario al de la acción emprendida. Estas medidas están siempre orientadas a mejorar las condiciones pre-operacionales del entorno aun cuando no tengan relación directa con el proyecto de referencia.

De esta forma se relacionan y describen las medidas a introducir en la fase de proyecto, y que tienen un carácter preventivo, de las que se establecen para la fase de construcción y funcionamiento que pueden tener como objetivo bien prevenir o bien corregir los efectos adversos en fase de funcionamiento, y las dirigidas a mejorar otras condiciones del entorno con carácter compensatorio, con los objetivos siguientes:

- Medidas dirigidas a mejorar el diseño e implantación del proyecto.
- Medidas para mejorar el funcionamiento durante la fase operacional.
- Medidas dirigidas a mejorar la capacidad de acogida del medio.
- Medidas dirigidas a la recuperación de impactos inevitables.
- Medidas para atenuar los factores afectados por efectos inevitables e incorregibles.
- Medidas para el control y la vigilancia ambiental, durante las fases de construcción y funcionamiento.

En función de lo indicado anteriormente, se incluyen a continuación las medidas planteadas para la minimización y corrección de los efectos o impactos sobre el entorno de actuación del proyecto, encuadrándolas en función del elemento del medio ambiente a las que se dirigen o efecto que pretenden corregir o evitar. Se indica también la fase en las que deben ser adoptadas.

#### 8.4.1 Fase de construcción

##### *Geología y Edafología*

- Cambios de relieve, incremento de los riesgos geológicos, eliminación de suelo.
  - Se realizan sondeos previos con objeto de determinar las características constructivas de la roca y evitar riesgos.
  - Se utilizarán al máximo las superficies que en la actualidad se encuentran ya intervenidas.
  - Durante el replanteo de las zonas de actuación se realizará el jalonamiento de las áreas de ocupación estrictas en superficie de los elementos proyectados y de las zonas auxiliares de obra.
  - Se aprovechará al máximo de la red de caminos existentes.

➤ Cambios en la dinámica erosión-sedimentación.

- Se utilizarán al máximo las superficies que en la actualidad se encuentran ya intervenidas.
- Se proponen como lugares de localización para el depósito de excedentes, para las instalaciones auxiliares y el parque de maquinaria: zonas de mínima pendiente, protegidas de riesgos de deslizamiento, de inundación y de arrastres por efecto de la lluvia, y protegidas de zonas de paso de maquinaria.

➤ Contaminación del suelo.

- Se controlará que sólo son afectadas las zonas definidas específicamente para la obra.
- Las tareas de mantenimiento de equipos y maquinaria móvil se realizará fuera de la zona de obra, en instalaciones adecuadas a tal fin.
- Gestión de los residuos conforme a su naturaleza y según normativa vigente.
- Los residuos peligrosos deberán ser entregados a gestor autorizado.
- Se prestará especial atención a los aceites provenientes de los equipos y maquinaria, que se recogerán en contenedores adecuados y se entregarán a un gestor autorizado conforme a la legislación vigente (*Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados*).

#### *Hidrología*

➤ Contaminación y/o alteración de la calidad de las aguas.

- Construcción de ataguías en la zona del desagüe y de la toma para evitar afecciones al cauce.
- No se permitirá que las hormigoneras descarguen el sobrante de hormigón ni limpien el contenido de las cubas en zonas de obras no autorizadas.
- No se realizarán labores de mantenimiento de maquinaria en las zonas de obra.
- Se evitará cualquier acción que pueda provocar vertidos al cauce.
- No se localizarán zonas de almacenamiento de materiales y sustancias cerca del cauce.
- Se utilizarán exclusivamente los viales previstos para las obras, prohibiéndose la circulación fuera de ellos.
- La construcción de la ataguía de aguas arriba se realizará mediante la bajada de cota planificada con antelación y en coordinación con el órgano competente evitando descensos bruscos.
- Se realizarán controles periódicos de la calidad de las aguas en colaboración con técnicos de la Consellería de Medio Ambiente o quien en su momento se determine.

#### *Atmósfera*

➤ Cambios en la calidad del aire.

- Se evitará en lo posible el levantamiento de polvo tanto en la zona de la construcción como en el transporte, para lo que se regarán las superficies procurando que tengan el grado de humedad necesario.
- Se revisarán periódicamente los vehículos y maquinaria utilizada durante la ejecución de las obras, llevando a cabo una puesta a punto de aquéllos en los que se detecten desajustes, y reparando los que presenten avería o rotura.

- Se cumplirá en todo momento lo establecido por la Dirección General de Tráfico en lo referente a lo reglamentado sobre Inspección Técnica de Vehículos (I.T.V.).

➤ Aumento de los niveles sonoros.

- Los motores de la maquinaria se tendrán en perfecta puesta a punto, con el fin de reducir los ruidos generados por su tránsito.

- Se limitará la velocidad de los camiones en la zona de obra, evitando las aceleraciones y frenadas fuertes.

- Toda la maquinaria utilizada estará homologada y cumplirá la normativa existente sobre emisión de ruidos. Por tanto las emisiones sonoras se deberán ajustar a lo establecido en el *Real Decreto 245/1989, de 27 de febrero, sobre determinación y limitación de la potencia acústica admisible de determinado material y maquinaria de obra.*

- En el Plan de Voladuras se contemplarán medidas específicas para mitigar el impacto por ruido.

#### *Vegetación y hábitats naturales:*

➤ Eliminación y degradación de la vegetación.

- Sólo se eliminará la vegetación que sea imprescindible.

- Aquellos ejemplares arbóreos y/o arbustivos que resulte necesario eliminar deberán ser marcados antes del inicio de las obras por los responsables del PVA.

- Se controlará que los vehículos discurran exclusivamente por los viales definidos para las obras.

- Control del transporte de los excedentes (escombros, tierra, materiales pulverulentos) a las zonas de depósito (control del tránsito y control de la carga).

- Los desbroces, cortas y clareos de superficies con vegetación, no podrán llevarse a cabo mediante incendios controlados.

- Al finalizar las obras se llevarán a cabo medidas de restauración, revegetación y acondicionamiento paisajístico para las zonas afectadas por las obras.

- Se prevé una restauración de las zonas que sean utilizadas como depósito de excedentes consiguiendo una mejora sobre la situación inicial.

#### *Fauna*

➤ Alteración o disminución de la superficie del hábitat.

- Muchas de las medidas a aplicar sobre otros elementos, fundamentalmente sobre la vegetación e hidrología, repercutirán en la protección de los hábitats faunísticos.

- Se eliminará la vegetación sólo en aquellos lugares donde sea imprescindible.

- Se evitará cualquier acción que pueda provocar vertidos al cauce.

➤ Impactos sobre la fauna acuática: Afección por contaminación del agua y alteraciones en el comportamiento de la fauna acuática.

- Se construirá una ataguía en la zona del desagüe para dejar en seco la zona de obra y evitar afecciones al cauce. Dicha ataguía provisional ocupará una parte muy reducida del cauce en su margen izquierda reduciendo temporalmente la anchura del cauce sin que se impida el paso de la fauna piscícola.

- La construcción de la atagüa de aguas arriba se realizará mediante la bajada de cota planificada con antelación y en coordinación con el órgano competente evitando descensos bruscos.
- Se evitarán los vertidos de áridos al cauce.
- Los posibles vertidos accidentales (hormigón, aceites, productos químicos, residuos sólidos, etc.) serán recogidos en el pozo de achique de la central y en los cubetos instalados a tal fin
- Muchas de las medidas a aplicar sobre otros elementos, tales como la vegetación y la hidrología, principalmente, repercutirán en protección de la fauna.
  - Impactos sobre la fauna terrestre, avifauna y quirópteros: Eliminación directa de ejemplares, alteraciones de comportamiento y molestias a aves y quirópteros por voladuras, ruidos y vibraciones.

- Se ha realiza un reconocimiento de la fauna del entorno. Se ha prestado especial atención a las especies presentes más sensibles como el Halcón peregrino y los quirópteros.
- El inicio de las acciones más impactantes en cuanto a ruidos (voladuras y grandes movimientos de tierras) se realizarán de manera que no interfieran con la nidificación de las rapaces y de cría de los quirópteros.
- En el Plan de Voladuras se contemplarán medidas específicas para mitigar el impacto por ruido.
- Control del transporte de los excedentes (escombros, tierra, materiales pulverulentos) a las zonas de depósito (control del tránsito y control de la carga). La zona a utilizar como depósito principal queda situada a una distancia razonable de la obra.

*Medio socioeconómico.*

- Molestias a la población por incremento del tráfico y construcción en general.
- Se realizarán las obras en el menor tiempo posible.
- Se planificará adecuadamente el flujo de vehículos para el transporte de materiales y maquinaria.
- Se procederá durante las obras a una adecuada señalización de los viales, indicando las restricciones que pudieran existir.
  - Afecciones a las propiedades.
- Se rehabilitarán los daños que se pudieran ocasionar a las propiedades durante la construcción.
  - Afección al turismo.
- Las medidas relacionadas con la protección de los valores naturales del entorno y evitar las afecciones a las poblaciones próximas relacionadas con el enmascaramiento de la instalación (ver medidas de protección del paisaje) inciden directamente en la disminución de la posible afección sobre el turismo.
  - Influencia sobre las infraestructuras.
- Se planificará adecuadamente el flujo de vehículos para el transporte de materiales, maquinaria, etc., con el fin de incidir lo menos posible sobre la red de carreteras locales de acceso a las distintas zonas de obra. Esto supondrá respetar las señalizaciones existentes, controlar el estado de los vehículos para evitar ruidos y humos innecesarios y cubrir con lonas los materiales transportados para evitar la emisión de polvo.

### *Espacios naturales*

- Impacto sobre los espacios naturales y zonas de interés natural.

- Todas las medidas previstas en concreto para la protección de la fauna, la flora y los hábitats repercutirán en la preservación de los valores naturales del entorno de la instalación.

### *Riesgos*

- Impacto por situaciones accidentales.

- La observación de las medidas previstas en fase de construcción, conforme a un Plan de Seguridad y Salud, para evitar riesgos impedirán que se produzcan situaciones accidentales.

### *Paisaje*

- Impacto sobre el paisaje.

- Las instalaciones provisionales estarán situadas en zonas colindantes a la presa en donde existen ya otros elementos antrópicos. Se procurará que su color sea poco llamativo y su instalación se realice utilizando los terrenos de menor valor ecológico.

- Se evitará el desplazamiento de vehículos de obra y el almacenamiento de maquinaria y materiales fuera de la obra.

- Se evitará la dispersión de residuos por el emplazamiento y alrededores, y se procederá a una limpieza general una vez finalicen las obras.

- Se cumplirán expresamente las medidas relacionadas con los apartados anteriores relativas a la conservación de la vegetación evitando daños innecesarios.

- Al finalizar las obras se llevarán a cabo medidas de restauración, revegetación y acondicionamiento paisajístico de las zonas afectadas por las obras.

- Las zonas a utilizar como depósito de excedentes serán recuperadas una vez que finalicen las obras mediante actuaciones de mejora que permitan recuperar el relieve modificado en su momento.

## **8.4.2 Fase de funcionamiento**

### *Geología y Edafología*

- Contaminación y/o alteración de suelos.

- Un posible riesgo de contaminación del suelo, en fase de funcionamiento de la instalación, es el debido a un vertido accidental del aceite que contiene el transformador del parque exterior, por lo que se tiene previsto como medida de seguridad suplementaria, la construcción de cubetos de recogida instalados a tal fin, así como depósitos de recogida y separación de aceite para el parque de transformación.

- No se permitirá el paso de vehículos fuera de los accesos definidos al efecto.

- Se dará una gestión adecuada a los residuos conforme a su naturaleza.

- Los aceites usados resultantes del mantenimiento de la maquinaria de la central serán gestionados conforme a su naturaleza. Para otro tipo de residuos se dispondrá de contenedores en función de su naturaleza y su gestión.

### *Hidrología*

- Contaminación y/o alteración de la calidad de las aguas.

– En fase de funcionamiento el principal fluido que podría sufrir un vertido es el aceite usado en los distintos equipos de las máquinas de la central (sistemas de lubricación de cojinetes, regulación de turbina, etc.) y del transformador en el parque de transformación, aunque debido a la propia seguridad de los compartimentos donde se encuentra el aceite el riesgo de fuga es mínimo. Los posibles vertidos accidentales serán recogidos en el pozo de achique de la central y en los cubetos instalados a tal fin, así como en los depósitos de recogida y separación de aceite del parque de transformación, evitándose su salida al exterior.

– Se llevarán a cabo los controles indicados en el Programa de Seguimiento y Vigilancia Ambiental respecto a la calidad de las aguas.

### *Vegetación*

- Pérdida de hábitat.

– Se comprobará la eficiencia, viabilidad y adecuación de las siembras y plantaciones realizadas para la restauración ambiental.

### *Fauna*

- Impactos sobre la fauna terrestre, avifauna y quirópteros: Eliminación directa de ejemplares, alteraciones de comportamiento y molestias a aves y quirópteros por voladuras, ruidos y vibraciones.

– Las medidas encaminadas a la protección de la vegetación inciden directamente en la protección de los hábitats faunísticos.

– No se prevén afecciones directas derivadas del funcionamiento de las instalaciones.

- Impactos sobre la fauna piscícola: Alteraciones en el comportamiento de la fauna piscícola y paso de ejemplares por la turbina con posible pérdida de efectivos.

– Un posible vertido sería debido al aceite usado en los distintos equipos de las máquinas de la central (sistemas de lubricación de cojinetes, regulación de turbina, etc.) y al del transformador en el parque de transformación. Los posibles vertidos accidentales serán recogidos en el pozo de achique de la central y en los cubetos instalados a tal fin, así como en los depósitos de recogida y separación de aceite del parque de transformación, evitándose su salida al exterior.

– El circuito hidráulico lleva incorporado de manera adicional una rejilla en la toma con la que se evita el paso de la fauna piscícola hacia la turbina.

– No se prevén riesgos para la fauna piscícola en el desagüe.

– Se llevarán a cabo los controles indicados en el Programa de Seguimiento y Vigilancia Ambiental respecto a la calidad de las aguas.

### *Medio socioeconómico*

- Molestias a la población por el funcionamiento de las instalaciones.

– En caso de ser necesario se realizará un control de ruido externo en fase de funcionamiento para evitar molestias a la población.

– Se rehabilitarán los daños que se pudieran ocasionar a las propiedades durante el funcionamiento.

– En fase de funcionamiento serán establecidas las medidas oportunas para la seguridad de la instalación conforme a un Plan de Seguridad y Salud para las instalaciones.

- Afección al turismo.

- Las medidas relacionadas con la restauración de los espacios degradados y la integración paisajística del entorno mejorarán la posible afección del proyecto sobre el turismo en la zona.

#### *Espacios naturales*

- Impacto sobre los espacios naturales y zonas de interés natural.

- Todas las medidas previstas en concreto para la protección de la fauna, la flora y los hábitats repercutirán en la preservación de los valores naturales del entorno de la instalación.

#### *Riesgos*

- Impacto por situaciones accidentales.

- En fase de funcionamiento serán establecidas las medidas oportunas para la seguridad de la instalación conforme a un Plan de Seguridad y Salud para las instalaciones.

#### *Paisaje*

- Impacto sobre el paisaje.

- La instalación se ha diseñado de manera que el impacto del proyecto será mínimo sobre el paisaje.

- Se verificará la eficacia de las medidas tomadas para la restauración de las zonas afectadas por las obras conforme a lo establecido en el Plan de Restauración incluido en el presente EIA.

- Se verificará la eficacia de las zonas a utilizar para depositar los excedentes de obra.

## **8.5 Programa de vigilancia ambiental**

De acuerdo a lo incluido en artículo 11 del *R.D. 1131/1988* (Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental), que recoge como finalidad del Programa de Vigilancia Ambiental (PVA) el establecimiento de un sistema que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas protectoras y correctoras contenidas en el E.I.A, el presente programa de vigilancia ambiental se diseña de forma que sirva para verificar la respuesta prevista de las medidas correctoras y para detectar y corregir diferentes alteraciones que no hayan podido preverse en la fase de estudio. Este Programa de Vigilancia Ambiental deberá ser revisado una vez se obtenga la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto, ajustándose a lo requerido. A continuación se indican los controles necesarios para ello, en las distintas fases del proyecto.

### **8.5.1 Fase de construcción**

#### **8.5.1.1 Replanteo**

##### *Medidas ambientales objeto de seguimiento*

- Adaptación de la ejecución a lo proyectado.
- Posibles cambios a realizar en la ubicación final de las distintas estructuras.

##### *Controles a realizar*

Durante el replanteo se delimitarán las distintas áreas de actuación y se comprobará que las vías de acceso existentes permiten:

- Compatibilizar los usos que se vienen dando hasta la fecha
- Soportar el paso de la maquinaria.

#### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- Durante toda la fase de replanteo.

#### *Indicadores ambientales a utilizar para las comprobaciones*

- Cambios introducidos por las posibles variaciones en la ubicación de las distintas infraestructuras y valoración ambiental de los mismos, sobre todo en relación con los hábitats de interés comunitario existentes en el entorno del proyecto.

#### *Umbrales de afección*

- **Umbral aceptable:** variaciones en superficie ocupada con carácter temporal, en áreas de superficie, por los distintos elementos del proyecto de un máximo de un 10% en terrenos con características ecológicas y ambientales similares a las inicialmente previstas.
- **Umbral de alerta:** necesidad de realización de cambios en la ubicación o trazado de elementos proyectados que puedan significar ocupaciones de carácter permanente sobre la superficie del terreno respecto a las superficies inicialmente previstas y/o posibles afecciones a terrenos con características ecológicas de mayor valor ambiental que los inicialmente previstos para la ejecución de los distintos elementos del proyecto (sean, en este último caso, tanto ocupaciones temporales como permanentes).
- **Umbral crítico o inadmisibile:** afecciones a hábitat de interés comunitario no previstas inicialmente.

### **8.5.1.2 Vigilancia y control de la permeabilidad territorial**

#### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Compatibilización del proyecto con los usos preexistentes.
- Comprobación del resultado de las medidas de señalización.

#### *Controles a realizar*

- Se verificará que la permeabilidad territorial no resulte disminuida sensiblemente por efecto de las obras de construcción, en caso contrario se habilitarían medidas alternativas provisionales en tanto duren las obras. De forma particular se comprobará la reposición de los servicios que pudiesen quedar afectados por las obras.

#### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- Se comprobará diariamente que no se producen impedimentos ni demoras excesivas, por parte de la maquinaria de obras y debido a las distintas actuaciones de obra. Se observará lo adecuado de las señalizaciones, carteles y otros colocados al efecto.

#### *•Indicador ambiental a utilizar para las comprobaciones*

- Cortes de viales y presencia de señalizaciones e indicadores.
- Interferencia de las obras con los usos preexistentes (turismo, labores agrícolas o forestales, tránsito de vehículos).

#### *Umbrales de afección*

- **Umbral de alerta:** Imposibilidad de circulación para particulares, visitantes-turistas por tramos de viales preexistentes no previstos inicialmente más de 3 horas por jornada, durante más de dos días.
- **Umbral crítico o inadmisibile:** Imposibilidad de circulación para particulares, visitantes-turistas por tramos de viales preexistentes no previstos inicialmente durante más 4 horas por jornada más de dos días.

### 8.5.1.3 Despeje y desbroce del terreno

#### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Correcta eliminación de la vegetación mediante técnicas de desbroce adecuadas y tala controlada de ejemplares arbóreos, en los casos en los que no se considere factible su traslado y trasplante en otra zona aneja.
- Correcta gestión de la biomasa vegetal.

#### *Controles a realizar*

- Se vigilará que el despeje y desbroce del terreno en las zonas precisas se haga en las condiciones indicadas en las medidas correctoras y se limite a la zona comprendida estrictamente dentro de los límites de la actuación.

#### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- En el momento en que se produzca cualquier acción que conlleve desbroce, tala o retirada de cualquier tipo de vegetación, deberá estar presente uno de los técnicos del equipo de seguimiento y control ambiental.

#### *Indicador ambiental a utilizar para las comprobaciones*

- % de cumplimiento de las condiciones de eliminación de la vegetación.
- % de cumplimiento de condiciones de gestión de la biomasa vegetal.

#### *Umbrales de afección*

##### **- Umbral de alerta:**

- a) Cumplimiento de las condiciones de eliminación de la vegetación inferior al 90%, teniendo en cuenta el conjunto de terrenos a desbrozar.
- b) Cumplimiento de las condiciones de gestión de la biomasa vegetal inferior al 90 %, teniendo en cuenta la superficie de vegetación a eliminar en el conjunto de terrenos a desbrozar.

##### **- Umbral crítico o inadmisibile:**

- a) Desbroces en superficies no previstas.
- b) Porcentajes de eliminación de vegetación superiores al 15 % en el conjunto de los terrenos a desbrozar inicialmente.
- c) Incumplimiento de las condiciones de gestión de la biomasa vegetal superiores al 15 %, teniendo en cuenta la superficie de vegetación a eliminar en el conjunto de terrenos a desbrozar.

#### 8.5.1.4 Vigilancia y control sobre el suelo

##### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Ajuste de la ejecución de la obra a lo proyectado.
- Control sobre la invasión y afección a terrenos no previstos.
- Control de posibles vertidos al suelo.

##### *Controles a realizar*

- Se controlará que la instalación de los distintos elementos que configuran el proyecto se ejecutarán en las condiciones que se establecen en el mismo y no se afectan terrenos no previstos.
- Se controlará que los materiales y residuos a utilizar se almacenan y utilizan dentro de los protocolos establecidos para ello sin que se produzcan vertidos.
- Revisión de las zonas de trabajo identificando posibles vertidos.

##### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- Se inspeccionará semanalmente/quincenalmente según la actividad de los trabajos.

##### *Indicadores ambientales a utilizar para las comprobaciones*

- Cambios introducidos por las posibles variaciones en la ubicación de las distintas infraestructuras y valoración ambiental de los mismos.
- Revisión de los puntos de almacenamiento de materiales y residuos y de lugares de actividad de la obra verificando que no se producen derrames de sustancias.

##### *Umbrales de afección*

- **Umbral aceptable:** variaciones en superficie ocupada con carácter temporal por los distintos elementos del proyecto – en áreas de superficie del terreno - de un máximo de un 10% en terrenos con características ecológicas y ambientales similares a las inicialmente previstas. Pequeños derrames de sustancias dentro de los puntos establecidos para su manipulación sin que alcancen el suelo.
- **Umbral de alerta:** necesidad de realización de cambios en la ubicación o trazado de elementos proyectados que puedan significar ocupaciones de carácter permanente respecto a las superficies inicialmente previstas – en áreas de superficie del terreno - y/o posibles afecciones a terrenos con características ecológicas de mayor valor ambiental que los inicialmente previstos para la ejecución del proyecto (sean, en este último caso, tanto ocupaciones temporales como permanentes). Derrames de sustancias fuera de los puntos acondicionados para su almacenamiento y manipulación.
- **Umbral crítico o inadmisibile:** afecciones a hábitat de interés comunitario no previstas inicialmente.

#### 8.5.1.5 Vigilancia y control de la alteración de la calidad del aire

##### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Realización de riegos para evitar niveles no deseados de polvo en suspensión.
- Puestas a punto de la maquinaria de obra.

##### *Controles a realizar*

- En lo referente al control y vigilancia de los niveles de polvo en suspensión, se adoptarán las medidas necesarias para la reducción de este elemento al mínimo tal y como se indica en las medidas correctoras: aplicación local de riegos de los viales utilizados por los vehículos de transporte, modos de actuación, etc.

- Se establecerá un procedimiento de limpieza periódica de la maquinaria móvil que evite el arrastre de partículas y la diseminación de sedimentos por las vías de comunicación próximas, evitando así la emisión de polvo en las inmediaciones.
- Para reducir en lo posible los efectos de la maquinaria, se mantendrá siempre una correcta puesta a punto de todos los motores, antes del inicio de las obras. Esta puesta a punto deberá ser llevada a cabo por servicio autorizado.
- El Director de Obra permitirá el acceso al Responsable de la Vigilancia Ambiental a las certificaciones o justificantes que sobre este último control se realicen para verificar su correcto cumplimiento.

*Periodicidad y/o Frecuencia*

- Comprobación durante todo el periodo de obra.

*Indicadores ambientales a utilizar para las comprobaciones*

- Condiciones climáticas
- Nivel de polvo en suspensión

*Umbrales de afección*

- En este caso se tomará como **umbral de alerta** para la realización de un riego, el aspecto seco y pulverulento de los viales utilizados, y **como umbral inadmisibile** el levantamiento de polvo al paso de vehículos ligeros o por la brisa.
- La superación de los niveles de ruido establecidos por la normativa vigente serán objeto de umbral de alerta.

### **8.5.1.6 Vigilancia y control de la alteración de los niveles sonoros**

En caso de considerarse necesario durante la fase de construcción se llevará a cabo un control de ruido en las fases más impactantes según los términos definidos para ello.

### **8.5.1.7 Vigilancia y control de la alteración de los niveles sonoros**

*Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Correcta ejecución de las labores de desbroce y tala de la vegetación existente.
- No afección a vegetación o a áreas de hábitat de interés comunitario no previstas, a pesar de no estar localizadas en el propio entorno del proyecto.

*Controles a realizar*

- Se vigilará el estricto cumplimiento de las indicaciones e implementación de las medidas correctoras introducidas para prevenir, corregir y mitigar los impactos sobre la vegetación.

*Periodicidad y/o Frecuencia*

- Vigilancia continua del equipo de seguimiento ambiental durante la ejecución de las labores constructivas, sobre todo aquellas que impliquen tala de arbolado y traslado y trasplante del existente a zonas anejas y aquellas que puedan realizarse en las inmediaciones de hábitat de interés comunitario.

*Indicador ambiental a utilizar para las comprobaciones*

- Grado de cumplimiento de las condiciones propuestas para la vegetación.

*Umbrales de afección*

- **Umbral de alerta:** Posibles afecciones a terrenos con características ecológicas de mayor valor ambiental que los inicialmente previstos para la ejecución del proyecto.

- **Umbral crítico o inadmisibile:** Afecciones a hábitat de interés comunitario prioritarios no previstas inicialmente.

#### 8.5.1.8 Control de la fauna

##### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Se verificará que los resultados obtenidos del estudio en detalle de la fauna de la zona realizado para el presente EIA se corresponden con la realidad al inicio de las obras. En concreto la situación actual del Halcón peregrino y de los quirópteros.
- Ejecución de las obras en época apropiada. El inicio de las actividades más ruidosas debe realizarse fuera de la época de cría la pareja de Halcón peregrino identificada en la zona, así como de los quirópteros existentes en el entorno.

##### *Controles a realizar*

- Se vigilará el estricto cumplimiento de las indicaciones e implementación de las medidas correctoras introducidas para prevenir, corregir y mitigar los impactos sobre la fauna, sobre todo aquellas relacionadas con la fauna acuática y la avifauna.
- Coordinación con la administración ambiental para evitar posibles daños.

##### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- Vigilancia continua del equipo de seguimiento ambiental durante la ejecución de las labores constructivas.

##### *Indicador ambiental a utilizar para las comprobaciones*

- Grado de cumplimiento de las condiciones propuestas para la fauna.

##### *Umbrales de afección*

- **Umbral de alerta:** Que se detecte algún nido ocupado de alguna especie destacable de avifauna en zonas próximas. Las medidas a tomar serán las de proceder a la definición y puesta en conocimiento de la zona, evitando realización de trabajos que puedan afectar a la viabilidad de la puesta.

- **Umbral crítico o inadmisibile:** Alteración del comportamiento de alguna especie destacable de avifauna que ponga en peligro la viabilidad de la puesta.

#### 8.5.1.9 Control de la calidad de las aguas del sistema hidrológico

##### *Medida ambiental objeto de seguimiento*

- Condiciones de ejecución de las obras en zonas próximas al río Chico.

##### *Controles a realizar*

- Si se considera oportuno, antes de empezar la fase de construcción se realizará un control de la calidad de las aguas arriba de la zona de la toma del embalse y otro 250 m aguas abajo de la zona de instalación del canal de desagüe.
- Durante la ejecución de las obras se comprobará particularmente la caída accidental de materiales al río, verificándose que se cumple su retirada y gestión conforme a su naturaleza.
- Así mismo se efectuará un control para asegurar que no se produce depósito de finos aguas abajo de las obras, ni que se realicen vertidos de ningún tipo sobre el cauce (aceites, cemento, hormigón, etc.).

#### *Periodicidad y/o Frecuencia*

- Inspección de las zonas de trabajo y reconocimiento de las condiciones del agua en el tramo inferior a las obras con periodicidad semanal.

#### *Indicador ambiental a utilizar para las comprobaciones*

- Los parámetros quedarán determinados cuando se autorice el proyecto

### **8.5.2 Fase de funcionamiento**

En la fase de funcionamiento empezará a actuar un programa de seguimiento de la eficacia de las medidas correctoras adoptadas y de los efectos residuales. A tal efecto se llevarán a cabo los controles que se referencian a continuación y se llevará a cabo un registro escrito.

Cabe indicar que para esta fase se establecen protocolos de seguimiento ambiental sólo para aquellos factores o elementos para los que se entiende puede resultar necesario o conveniente establecer algún tipo de control.

#### *Vigilancia y control de la efectividad de las rejillas en la toma*

Se verificará el correcto funcionamiento de las protecciones, observando de forma particular la presencia de peces atrapados o muertos. A tal efecto se llevará un registro estadístico de estos atrapamientos y/o de las mortandades producidas.

#### *Vigilancia y control de la calidad de las aguas*

En fase de funcionamiento, y a requerimiento de lo establecido en la Declaración de Impacto Ambiental para el proyecto, podrá realizarse un control de la calidad de las aguas en los términos que queden definidos para ello.

#### *Vigilancia y control de la alteración de los niveles sonoros*

En caso de considerarse necesario durante la fase de funcionamiento se llevará a cabo un control de ruido según los términos que queden definidos para ello

### **8.5.3 Control de la eficacia y redacción de informes**

El Programa de Vigilancia Ambiental expuesto anteriormente incluye de manera implícita un Control de la Eficacia de las Medidas Correctoras, al establecer los distintos umbrales de aceptación de las mismas. No obstante, para materializar de manera concreta los controles efectuados el equipo de seguimiento ambiental deberá registrar por escrito y de manera gráfica (planos y fotografías), las labores de seguimiento propias de los controles efectuados.

De esta forma se establecen dos tipologías de informes, en los que explícitamente se registrarán la eficacia de las medidas ambientales ejecutadas, en relación con los umbrales propuestos.

### **a) Informes ordinarios**

*Durante la fase de obras*, se emitirá un informe trimestral por parte del equipo de seguimiento y control, y supervisado por el responsable del PVA, en que se detallen los aspectos más significativos de cada una de las labores de vigilancia y control. Recogerá incidencias, observaciones y aplicación de medidas ambientales y cumplimiento del seguimiento y vigilancia en fase de construcción, el **control de eficacia** consistirá en comprobar lo siguiente:

- Medidas ambientales realmente ejecutadas.
- Grado de eficacia de las medidas.
- Impactos residuales generados por las medidas.
- Necesidad de medidas complementarias (tipología, lugares, motivo, etc.).

En este informe, se incluirá un cronograma en el que se relacionen las medidas de control ambiental realizadas con respecto a la obra ejecutada.

Incluirá además, la representación gráfica necesaria para la comprensión del informe: croquis, planos, reportaje fotográfico, etc.

*Durante la fase de funcionamiento*, se emitirá un informe anual.

En estos informes anuales se recogerán las incidencias, observaciones y aplicación de medidas ambientales y cumplimiento del seguimiento y vigilancia en fase de funcionamiento, el **control de eficacia** consistirá en comprobar lo siguiente:

- Medidas ambientales realmente ejecutadas.
- Grado de eficacia de las medidas.
- Impactos residuales generados por las medidas.
- Necesidad de medidas complementarias (tipología, lugares, motivo, etc.).

### **b) Informes extraordinarios o especiales**

Siempre que se detecte una afección al medio no prevista "a priori", de carácter negativo y que precise una actuación para ser evitada o corregida, se emitirá un informe con carácter urgente aportando toda la información necesaria para actuar en consecuencia. Así mismo, se emitirán informes especiales cuando:

- Alguna acción de obra esté generando impactos de magnitud o incidencia superior a la prevista.
- Surjan nuevas acciones de obra no previstas, con capacidad de incidir gravemente sobre el medio.
- Se detecte la existencia de elevadas sinergias entre impactos que puedan desencadenar procesos no previstos.
- Siempre que se haya detectado que se han superado los umbrales de alerta y/o críticos establecidos en el Programa de Vigilancia Ambiental.

El contenido de estos informes especiales expondrá de manera precisa los motivos que dieron lugar al establecimiento del umbral de alerta (factor ambiental afectado, motivo, importancia y valoración ambiental) y las medidas correctoras adoptadas al efecto, especificando el grado de eficacia esperada de su aplicación.

Serán realmente este tipo de informes los que establecerán de manera concreta que se está efectuando un verdadero control de la eficacia de las medidas correctoras, siempre que surjan efectos no previstos o que el grado en el que se apliquen estas medidas ambientales no sea suficiente.

#### **8.5.4 Responsable del programa de vigilancia ambiental**

De cara a comprobar que se desarrollan y controlan los condicionantes impuestos en el presente Programa, se propone que exista un Responsable del Programa de Vigilancia Ambiental que, como mínimo, será un Titulado de Grado Medio y su perfil será el de Especialista en temas ambientales.

Este responsable coordinará, cuando sea necesaria la colaboración, al equipo de especialistas que participen en las labores de vigilancia ambiental. Estará en comunicación permanente con el Jefe de Obra y con el Jefe de Proyecto.

Este responsable del PVA, en fase de obra, deberá realizar un seguimiento a pie de obra, con la frecuencia que se ha establecido, vigilando y verificando la implementación de los distintos controles y ejecución de las medidas ambientales. De igual manera se encargará de la redacción de los informes a que haya lugar, coordinando, con los distintos equipos que puedan realizar cada una de las labores de vigilancia, los Planes de Seguimiento que se realicen de manera específica para algunos elementos de mayor control.

Durante la fase de funcionamiento se llevarán a cabo los controles necesarios para el seguimiento y realizando las revisiones periódicas que verifiquen la eficacia de las medidas protectoras y correctoras aplicadas así como el buen estado del lugar, comprobando que no hayan aparecido nuevos impactos.

El Responsable del PVA se encargará de la realización de informes periódicos de seguimiento, en los que quedarán contempladas las observaciones efectuadas durante el seguimiento de las obras, los resultados obtenidos en la aplicación de las medidas propuestas y en su caso, los problemas detectados, siendo de gran importancia reflejar los impactos no previstos.

## CAPÍTULO 9

# Conclusiones

### 9.1 Conclusiones del proyecto

130

## Capítulo 9

# Conclusiones

En este capítulo explicaremos de manera resumida las conclusiones que se han ido obteniendo durante la realización del presente proyecto.

Como ya se ha comentado, la finalidad del proyecto era la del estudio y análisis de recuperación de la instalación minihidráulica de Ohanes (Almería) y el diseño de los componentes que la constituyen, partiendo de un embalse ya construido. Para ello se realizó una labor de búsqueda, que comenzó en los ríos que transcurren por la zona, en cuanto al análisis de la serie histórica de los mismos, para el posterior estudio de tres diferentes alternativas de diseño de una central de tipo minihidráulico en las proximidades de la zona de Ohanes.

Una de las tres alternativas que se planteó fue la de recuperación de la central minihidráulica de Ohanes, tomando un antiguo aprovechamiento hidráulico próximo a esta instalación que la abastecía de agua y las otras dos consistían en el diseño de una central de este tipo, en una zona cercana a donde se sitúa esta antigua minicentral en desuso. Al hacer un análisis comparativo de las condiciones tanto técnicas como económicas y medioambientales que presentaba cada una de las alternativas propuestas, nos decantamos por una de ellas, más concretamente por la de la recuperación de la antigua central minihidráulica de Ohanes.

Al tener en nuestra posesión datos proporcionados por la Junta de Andalucía, de un estudio de viabilidad realizado en 2008 por este mismo órgano, en lo que se refiere a la viabilidad de recuperación de la central de Ohanes, pudimos comparar nuestros datos con los que nos facilitó la Consejería de Economía Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía y así corroborar que la alternativa de recuperación y puesta en marcha de la central de Ohanes, era la más viable, en términos económicos, técnicos y medioambientales, de las tres propuestas, como se detalla en el capítulo tres del presente trabajo. Es a partir de este punto del trabajo, cuando se procedió a proyectar la central partiendo desde cero.

De este modo, se localizó la ubicación de la central y el embalse que la abastecía de agua cuando esta estaba en uso, el alcalde de la localidad, nos dijo que la altura bruta era de unos doscientos metros, con lo que con el apoyo de mapas topográficos de la zona, conseguimos hacer un trazado del recorrido de la tubería forzada desde la ubicación del abastecimiento de agua hasta la situación geográfica de la central de Ohanes.

Asegurados los requisitos necesarios para el tipo de instalación que deseábamos estudiar, procedimos a solicitar a la confederación hidrográfica correspondiente, en este caso la conocida como Demarcación Hidrográfica de las Cuencas Mediterráneas Andaluzas, los datos del cauce que abastecía de agua la antigua Minicentral conocido como Río Chico. Nos fueron suministrados los datos mensuales de caudal del río en su entrada al embalse correspondientes exactamente desde 1940 hasta 2006, pero por simplicidad y para asegurarnos de que era un estudio hídrico consistente, tomamos la decisión de escoger veinte años de la serie histórica proporcionada, concretamente entre 1/1/1986 hasta 1/9/2006.

Con estos datos se procedió a realizar un estudio estadístico completo, de manera que pudimos observar con claridad las variaciones de caudal y los ciclos producidos en el río durante dos décadas completas. Se observó que no existía una tendencia lineal clara ni un patrón definido en cuanto al crecimiento o decrecimiento del caudal del río de los años sucesivos, alternándose años abundantes con años más escasos indistintamente. Mediante este estudio, pudimos comprobar el caudal que teníamos disponible mensualmente y anualmente. Para ello tuvimos que comprobar si existía una reglamentación en la zona para fijar los caudales de servidumbre o caudales mínimos que siempre debían circular por el río. Esta regulación se localizó en la propia Demarcación Hidrográfica de las Cuencas Mediterráneas Andaluzas, de modo que se procedió a restar a los caudales mensuales existentes en el río estos caudales mínimos para obtener los caudales turbinables mensuales.

Una vez se hubieron analizado los datos de manera apropiada y se hubieron obtenido los caudales disponibles para turbinar en el río, se comenzó la fase de diseño de la turbina. El criterio principal que se siguió para efectuar este diseño fue el de obtener la máxima producción posible durante los años de los que disponíamos de datos. Esta producción dependería directamente del caudal nominal escogido para nuestra turbina, puesto que en función de este caudal nominal existiría un intervalo definido de caudales que sería capaz de trasegar nuestra máquina. Así, el objetivo ahora era obtener ese caudal nominal que optimizaría la producción. De modo que se procedió a realizar un modelo matemático que simulase la producción de la turbina, haciendo uso de las ecuaciones apropiadas desarrolladas en la Mecánica de Fluidos para este tipo de máquinas, simplificadas según una serie de hipótesis debidamente contrastadas. Se introdujeron estas ecuaciones en una hoja Excel, se referenciaron estas al caudal nominal de la turbina, y se simularon las producciones anuales de la turbomáquina para distintos caudales nominales hasta alcanzar el máximo de producción para cada año.

Con los caudales nominales propuestos para su estudio y obtención así del caudal de equipamiento de la turbina, se dio lugar a una curva que presentaba un máximo en el séptimo número de la serie. Así pues, el resultado de esta optimización fue que el **caudal nominal de la turbina** que conseguía la máxima producción para las dos décadas estudiadas era de **0,5 m<sup>3</sup>/s**. Caudal obtenido un tanto por encima del dato de caudal de equipamiento que nos proporcionó la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía, en lo que incumbe al estudio realizado por esta entidad a la central minihidráulica de Ohanes, esta razón puede justificarse por varios sucesos, aproximar un amplio rango de caudales de turbinado (desde el 20% al 110% del caudal nominal propuesto), la irregular serie histórica de caudales del río y también el intervalo de años de estudio de nuestra serie histórica de caudales sometidos al análisis de obtención del caudal de equipamiento, es decir, si hubiera sido mayor el rango de años de estudio de la serie histórica para hallar el caudal óptimo de producción de nuestra turbina, probablemente nos habría dado como resultado, un caudal de equipamiento diferente, quizá mayor.

Para poder realizar esta simulación se tuvieron que calcular previamente los parámetros de la tubería forzada. Se optó por el criterio económico, de modo que el resultado fue **una tubería forzada de acero comercial de 0,4 metros de diámetro, un espesor de 6,36 milímetros y una longitud de 1224 metros**. Además se hubo de estimar el **salto bruto**, obteniendo **200 metros** a partir de datos topográficos.

Ya disponíamos de la información necesaria para comenzar el diseño formal de la turbina. A partir del caudal nominal, pudimos obtener el caudal de diseño o caudal de máximo rendimiento de la máquina, este caudal era igual al de equipamiento, al suponer un rendimiento contante e igual al 90% en todo momento por la máquina. Por lo tanto, el **caudal de diseño** resultó ser de **0,5 m<sup>3</sup>/s**. A partir de este caudal, considerando las distintas pérdidas en la instalación, se obtuvo la altura neta de diseño de la turbina, resultando de **167,37 m.c.a.** Con el punto de funcionamiento a rendimiento máximo procedimos a la selección de la turbina haciendo uso de la velocidad específica de la misma. El criterio que se utilizó fue el de fijar la velocidad de sincronismo a 428,6 r.p.m y obtener el número de chorros de la turbina que optimizaría el rendimiento de la misma al obtener una velocidad específica de 0,12. El resultado de esta optimización fue de **una turbina Pelton de un chorro**.

Una vez obtenido el número de máquinas y el número de inyectores de la misma, procedía realizar su dimensionalización. Así se obtuvo un **diámetro óptimo del rodete** de la turbina de **1,26 metros**, y se realizó el diseño completo del inyector y de las cucharas del rodete. El rodete estaría compuesto de veinte cucharas por recomendación de la bibliografía.

En este punto, ya teníamos diseñada por completo nuestra máquina y nos dispusimos a obtener los triángulos de velocidades y rendimientos de la misma en condiciones de máximo rendimiento, obteniendo en última instancia una **potencia total instalada de 747 kW**, una **potencia eléctrica de 709,65 kW** y una **producción anual media** estimada de nuestra central de **3,1 GWh/año**.

Un factor importante en el proyecto era comprobar que su realización era viable tanto económicamente como ambientalmente. Para el estudio económico se estimaron todos los costos derivados de la instalación de los elementos necesarios de la central, así como costes de personal y mantenimiento, pidiendo presupuestos reales y tratando de ser lo más fieles a los precios del mercado actual. Se realizó un presupuesto completo para la construcción de la central, en el que se tuvieron en cuenta la inversión

total inicial, el coste de un año de mantenimiento y los impuestos derivados del total. Dicho presupuesto total ascendió a **1.532.232 €**. A continuación se calcularon los principales indicadores de rentabilidad, que se presentan en la Tabla de la Figura 9.1.

<b>Indicadores de rentabilidad</b>	
<b>Índice de Potencia</b>	2051,18 €/kW
<b>Índice de Energía</b>	49 cent€/kWh
<b>Valor Actualizado Neto</b>	1.620.940 €
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	74%
<b>Retorno inversión</b>	17 años

Figura 9.1: Indicadores de rentabilidad de la central

Por último se realizó un estudio de impacto ambiental completo donde se evaluaron los distintos impactos de la central y la manera de mitigarlos. El resultado del estudio fue satisfactorio, concluyéndose que se trata de una central viable desde el punto de vista ambiental.

## Bibliografía

- Agüera Soriano, J, Mecánica de Fluidos Incompresibles y Turbomáquinas Hidráulicas, 5ª ed., Editorial Ciencia 3, Madrid, 2002.
- Anejo V. Caudales ecológicos, Demarcación Hidrográfica de las Cuencas Mediterráneas Andaluzas. Fuente: Consejería de Agricultura, Pesca Y Medioambiente. Junta de Andalucía.
- Anejo II. Inventario de recursos hídricos, Demarcación Hidrográfica de las Cuencas Mediterráneas Andaluzas, Apéndice II.2 Series de aportaciones por masas de agua. Fuente: Consejería de agricultura pesca y medio ambiente. Junta de Andalucía.
- Apuntes (teoría y problemas) de la asignatura Ingeniería de Fluidos y Centrales Hidroeléctricas;(Servicio de Reprografía UPCT).
- Centrales Hidroeléctricas, II, Turbinas Hidráulicas (Iberdrola, Endesa, Sevillana de Electricidad, Unión Fenosa), Paraninfo, 1994.
- Centro Nacional de Información geográfica (CNIG).
- Crespo, A., Mecánica de Fluidos, Paraninfo-Thompson, 2006.
- Cuesta Diego, L., Vallarino, E., Aprovechamientos Hidroeléctricos (Tomos I y II), Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Madrid, 2000.
- Estudio de potencial y viabilidad para la recuperación de centrales minihidráulicas en Andalucía. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Economía Innovación y Ciencia. Junta de Andalucía.
- [www.fedamon.com](http://www.fedamon.com)
- Gómez Díaz, D., y Martínez López, JM., El ciclo de la electricidad en Almería, siglos XIX y XX. Universidad de Almería.
- [www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem](http://www.idae.es/index.php/id.670/re/menu.303/mod.pags/mem).
- [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Resumen\\_PER\\_2011-2020\\_15f3dad6.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Resumen_PER_2011-2020_15f3dad6.pdf).
- Mataix, C. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas. Del Castillo, 1993.
- Mataix, C., Turbomáquinas Hidráulicas, 2º ed., Univ. Pontificia Comillas, ICAI-ICADE, 2009.
- Merino Azcárraga, J.M., Manual de eficiencia Energética en instalaciones de Bombeo, Ente Vasco de la Energía, 1991
- Mott, R.L., mecánica de Fluidos, Pearson Preutice-Itall, 6ª ed., 2006
- [www.SaltosdelPirineo.com](http://www.SaltosdelPirineo.com)
- Thake, J., The Micro-Hidro Pelton Turbine Manual, Practical Action Publishing, 2001.
- Viedma, A., y Zamora, B., *Teoría y Problemas de Máquinas Hidráulicas*, Horacio Escarabajal, 2008
- Zopetti, G., Centrales Hidroeléctricas: su Estudio, Montaje y Ensayo, Gustavo Gili, 1979.

# ANEXO

## 1

- Serie histórica alto, medio y bajo Canjáyar
- Ejemplo de simulación del turbinado para caudal nominal =  $0,5 \text{ m}^3/\text{s}$

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>Q (m<sup>3</sup>/s) Alto Canjáyar</b>	<b>Q(m<sup>3</sup>/s)Medio y Bajo Canjáyar</b>
1940	10	0,327245053	0,932267884
1940	11	0,019025875	0,277777778
1940	12	0,019025875	0,228310502
1941	1	1,015981735	4,022070015
1941	2	1,050228311	4,722222222
1941	3	0,281582953	2,446727549
1941	4	0,464231355	2,420091324
1941	5	0,106544901	1,259512938
1941	6	0,087519026	0,943683409
1941	7	0,0304414	0,658295282
1941	8	0,02283105	0,51369863
1941	9	0,742009132	2,066210046
1941	10	0,068493151	0,570776256
1941	11	1,008371385	2,332572298
1941	12	0,338660578	0,970319635
1942	1	0,224505327	0,734398782
1942	2	0,254946728	0,856164384
1942	3	0,213089802	0,871385084
1942	4	0,688736682	2,237442922
1942	5	0,03805175	0,48325723
1942	6	0,0152207	0,357686454
1942	7	0,011415525	0,296803653
1942	8	0,194063927	0,920852359
1942	9	0,0152207	0,342465753
1942	10	0,262557078	0,821917808
1942	11	0,391933029	1,187214612
1942	12	0,098934551	0,494672755
1943	1	0,0152207	0,289193303
1943	2	0,072298326	0,357686454
1943	3	0,251141553	0,722983257
1943	4	0,049467275	0,289193303
1943	5	0,00761035	0,194063927
1943	6	0,011415525	0,186453577
1943	7	0,00761035	0,163622527
1943	8	0,00761035	0,175038052
1943	9	0,049467275	0,258751903
1943	10	0,262557078	0,688736682
1943	11	0,45281583	1,01978691
1943	12	2,028158295	6,484018265
1944	1	0,057077626	1,267123288
1944	2	0,53652968	2,222222222
1944	3	0,0456621	0,890410959
1944	4	0,041856925	0,684931507
1944	5	0,163622527	0,844748858
1944	6	0,019025875	0,418569254
1944	7	0,011415525	0,331050228
1944	8	0,011415525	0,292998478
1944	9	0,761035008	2,366818874
1944	10	0,087519026	0,509893455
1944	11	0,190258752	0,654490107
1944	12	0,156012177	0,810502283

1945	1	0,197869102	0,627853881
1945	2	0,060882801	0,380517504
1945	3	0,019025875	0,254946728
1945	4	0,00761035	0,182648402
1945	5	0,019025875	0,159817352
1945	6	0,00761035	0,152207002
1945	7	0,00761035	0,148401826
1945	8	0,00761035	0,144596651
1945	9	0,003805175	0,133181126
1945	10	0,019025875	0,144596651
1945	11	0,053272451	0,270167428
1945	12	0,551750381	1,837899543
1946	1	0,106544901	1,073059361
1946	2	0,091324201	0,616438356
1946	3	0,791476408	2,054794521
1946	4	1,529680365	8,101217656
1946	5	0,437595129	2,203196347
1946	6	0,0456621	0,99695586
1946	7	0,034246575	0,734398782
1946	8	0,026636225	0,574581431
1946	9	0,02283105	0,46042618
1946	10	0,0304414	0,399543379
1946	11	1,883561644	7,949010654
1946	12	1,552511416	5,102739726
1947	1	1,46499239	6,015981735
1947	2	1,54109589	7,488584475
1947	3	1,586757991	6,780821918
1947	4	0,129375951	2,572298326
1947	5	0,159817352	1,902587519
1947	6	0,057077626	1,232876712
1947	7	0,041856925	0,913242009
1947	8	0,171232877	0,894216134
1947	9	0,034246575	0,597412481
1947	10	0,091324201	0,665905632
1947	11	0,053272451	0,509893455
1947	12	0,376712329	1,282343988
1948	1	1,038812785	2,777777778
1948	2	0,243531202	1,04261796
1948	3	0,041856925	0,631659056
1948	4	0,810502283	7,309741248
1948	5	0,407153729	2,070015221
1948	6	0,03805175	0,863774734
1948	7	0,026636225	0,605022831
1948	8	0,02283105	0,46803653
1948	9	0,019025875	0,380517504
1948	10	0,091324201	0,464231355
1948	11	0,011415525	0,243531202
1948	12	0,152207002	1,008371385
1949	1	0,186453577	1,967275495
1949	2	0,361491629	2,172754947
1949	3	0,068493151	0,696347032
1949	4	0,639269406	3,904109589

1949	5	0,121765601	1,038812785
1949	6	0,0304414	0,658295282
1949	7	0,02283105	0,494672755
1949	8	0,053272451	0,700152207
1949	9	0,220700152	0,859969559
1949	10	0,0152207	0,300608828
1949	11	0,426179604	1,008371385
1949	12	0,270167428	0,985540335
1950	1	0,429984779	2,237442922
1950	2	0,02283105	0,437595129
1950	3	0,02283105	0,357686454
1950	4	0,087519026	0,49086758
1950	5	0,049467275	0,300608828
1950	6	0,00761035	0,205479452
1950	7	0,00761035	0,186453577
1950	8	0,011415525	0,186453577
1950	9	0,353881279	1,278538813
1950	10	0,437595129	1,286149163
1950	11	0,011415525	0,254946728
1950	12	0,011415525	0,247336377
1951	1	0,159817352	0,757229833
1951	2	0,369101979	1,107305936
1951	3	0,977929985	1,959665145
1951	4	0,464231355	1,95585997
1951	5	0,136986301	0,589802131
1951	6	0,026636225	0,437595129
1951	7	0,011415525	0,281582953
1951	8	0,011415525	0,239726027
1951	9	0,414764079	3,318112633
1951	10	0,060882801	0,380517504
1951	11	2,020547945	6,316590563
1951	12	0,422374429	2,777777778
1952	1	0,353881279	1,727549467
1952	2	0,140791476	0,867579909
1952	3	0,631659056	1,552511416
1952	4	1,141552511	5,46803653
1952	5	0,407153729	1,826484018
1952	6	0,03805175	0,844748858
1952	7	0,0304414	0,627853881
1952	8	0,612633181	2,054794521
1952	9	0,057077626	0,711567732
1952	10	0,117960426	0,551750381
1952	11	0,125570776	0,464231355
1952	12	0,049467275	0,353881279
1953	1	0,02283105	0,251141553
1953	2	0,057077626	0,258751903
1953	3	0,346270928	0,863774734
1953	4	0,182648402	0,585996956
1953	5	0,00761035	0,197869102
1953	6	0,00761035	0,175038052
1953	7	0,00761035	0,201674277
1953	8	0,00761035	0,167427702

1953	9	0,00761035	0,163622527
1953	10	0,372907154	1,328006088
1953	11	0,281582953	2,888127854
1953	12	0,605022831	1,624809741
1954	1	0,0456621	0,395738204
1954	2	0,083713851	0,414764079
1954	3	0,445205479	1,308980213
1954	4	0,171232877	1,137747336
1954	5	0,0152207	0,319634703
1954	6	0,011415525	0,254946728
1954	7	0,00761035	0,213089802
1954	8	0,00761035	0,190258752
1954	9	0,0152207	0,281582953
1954	10	0,00761035	0,152207002
1954	11	0,228310502	0,620243531
1954	12	0,658295282	1,891171994
1955	1	0,494672755	1,392694064
1955	2	2,895738204	6,240487062
1955	3	0,194063927	0,745814307
1955	4	0,064687976	0,449010654
1955	5	0,0152207	0,304414003
1955	6	0,026636225	0,277777778
1955	7	0,011415525	0,220700152
1955	8	0,00761035	0,205479452
1955	9	0,00761035	0,186453577
1955	10	0,612633181	1,537290715
1955	11	0,570776256	2,328767123
1955	12	0,159817352	0,646879756
1956	1	0,749619482	2,541856925
1956	2	0,076103501	0,768645358
1956	3	0,361491629	1,324200913
1956	4	0,277777778	1,156773212
1956	5	0,019025875	0,380517504
1956	6	0,011415525	0,281582953
1956	7	0,095129376	0,764840183
1956	8	0,00761035	0,220700152
1956	9	0,129375951	1,217656012
1956	10	0,121765601	0,361491629
1956	11	0,175038052	0,749619482
1956	12	0,00761035	0,167427702
1957	1	0,076103501	0,799086758
1957	2	0,144596651	0,50608828
1957	3	0,209284627	1,008371385
1957	4	0,247336377	1,263318113
1957	5	0,570776256	1,853120244
1957	6	0,0152207	0,361491629
1957	7	0,011415525	0,300608828
1957	8	0,011415525	0,262557078
1957	9	0,0152207	0,410958904
1957	10	0,859969559	2,678843227
1957	11	0,171232877	0,757229833
1957	12	1,206240487	3,264840183

1958	1	0,057077626	0,597412481
1958	2	0,02283105	0,376712329
1958	3	0,365296804	0,928462709
1958	4	0,03805175	0,593607306
1958	5	0,019025875	0,281582953
1958	6	0,00761035	0,220700152
1958	7	0,00761035	0,194063927
1958	8	0,00761035	0,186453577
1958	9	0,00761035	0,175038052
1958	10	0,034246575	0,232115677
1958	11	0,102739726	0,342465753
1958	12	2,092846271	7,153729072
1959	1	0,129375951	0,98173516
1959	2	0,289193303	1,598173516
1959	3	0,49847793	1,685692542
1959	4	0,049467275	0,570776256
1959	5	0,761035008	2,831050228
1959	6	0,02283105	0,509893455
1959	7	0,053272451	0,692541857
1959	8	0,0152207	0,319634703
1959	9	0,247336377	0,814307458
1959	10	0,277777778	0,761035008
1959	11	0,129375951	0,50608828
1959	12	0,270167428	0,955098935
1960	1	0,433789954	0,95129376
1960	2	1,834094368	4,52435312
1960	3	1,636225266	4,406392694
1960	4	0,384322679	2,279299848
1960	5	0,034246575	0,665905632
1960	6	0,026636225	0,776255708
1960	7	0,019025875	0,410958904
1960	8	0,0152207	0,331050228
1960	9	0,011415525	0,270167428
1960	10	1,51065449	3,793759513
1960	11	0,053272451	0,494672755
1960	12	0,117960426	0,890410959
1961	1	0,011415525	0,296803653
1961	2	0,011415525	0,247336377
1961	3	0,011415525	0,224505327
1961	4	0,091324201	0,315829528
1961	5	0,388127854	0,711567732
1961	6	0,0152207	0,224505327
1961	7	0,00761035	0,197869102
1961	8	0,00761035	0,197869102
1961	9	0,136986301	0,388127854
1961	10	0,00761035	0,178843227
1961	11	1,137747336	2,762557078
1961	12	1,46499239	4,448249619
1962	1	0,331050228	1,160578387
1962	2	0,072298326	0,54414003
1962	3	1,674277017	6,278538813
1962	4	0,863774734	5,795281583

1962	5	0,369101979	3,580669711
1962	6	0,076103501	1,308980213
1962	7	0,0456621	0,932267884
1962	8	0,034246575	0,715372907
1962	9	0,026636225	0,555555556
1962	10	0,700152207	1,917808219
1962	11	0,52130898	1,643835616
1962	12	1,061643836	2,971841705
1963	1	1,609589041	5,277777778
1963	2	1,050228311	4,022070015
1963	3	0,125570776	1,662861492
1963	4	0,251141553	1,636225266
1963	5	0,464231355	2,576103501
1963	6	0,064687976	1,156773212
1963	7	0,057077626	0,821917808
1963	8	0,0304414	0,608828006
1963	9	0,106544901	0,844748858
1963	10	0,0152207	0,369101979
1963	11	0,597412481	1,092085236
1963	12	2,663622527	7,876712329
1964	1	0,057077626	1,156773212
1964	2	0,791476408	2,260273973
1964	3	0,46042618	1,670471842
1964	4	0,087519026	0,707762557
1964	5	0,02283105	0,479452055
1964	6	0,079908676	0,517503805
1964	7	0,0152207	0,342465753
1964	8	0,011415525	0,292998478
1964	9	0,011415525	0,247336377
1964	10	0,00761035	0,213089802
1964	11	0,48325723	1,038812785
1964	12	0,388127854	2,374429224
1965	1	0,186453577	1,708523592
1965	2	0,52130898	1,841704718
1965	3	0,658295282	2,214611872
1965	4	0,091324201	1,141552511
1965	5	0,02283105	0,52891933
1965	6	0,0304414	0,502283105
1965	7	0,03805175	0,605022831
1965	8	0,011415525	0,254946728
1965	9	0,53652968	1,031202435
1965	10	0,357686454	1,328006088
1965	11	0,281582953	0,875190259
1965	12	0,098934551	0,384322679
1966	1	0,011415525	0,239726027
1966	2	0,99695586	2,705479452
1966	3	0,0152207	0,372907154
1966	4	0,0152207	0,300608828
1966	5	0,011415525	0,266362253
1966	6	0,011415525	0,232115677
1966	7	0,00761035	0,213089802
1966	8	0,00761035	0,201674277

1966	9	0,02283105	0,220700152
1966	10	0,681126332	2,123287671
1966	11	0,338660578	1,449771689
1966	12	0,02283105	0,49086758
1967	1	0,083713851	0,471841705
1967	2	0,441400304	1,940639269
1967	3	0,125570776	0,669710807
1967	4	0,163622527	0,799086758
1967	5	0,060882801	0,563165906
1967	6	0,125570776	0,863774734
1967	7	0,011415525	0,270167428
1967	8	0,011415525	0,235920852
1967	9	0,064687976	0,327245053
1967	10	0,076103501	0,270167428
1967	11	0,681126332	1,324200913
1967	12	0,00761035	0,235920852
1968	1	0,026636225	0,266362253
1968	2	0,928462709	1,845509893
1968	3	0,711567732	2,370624049
1968	4	0,205479452	0,928462709
1968	5	0,02283105	0,433789954
1968	6	0,02283105	0,361491629
1968	7	0,011415525	0,285388128
1968	8	0,011415525	0,251141553
1968	9	0,00761035	0,213089802
1968	10	0,00761035	0,182648402
1968	11	0,0152207	0,346270928
1968	12	0,159817352	0,913242009
1969	1	0,49847793	1,910197869
1969	2	2,587519026	6,647640791
1969	3	0,859969559	2,663622527
1969	4	0,285388128	1,48782344
1969	5	0,570776256	2,100456621
1969	6	0,03805175	0,742009132
1969	7	0,026636225	0,551750381
1969	8	0,0304414	0,445205479
1969	9	0,019025875	0,365296804
1969	10	1,137747336	4,193302892
1969	11	1,392694064	4,49391172
1969	12	0,148401826	1,385083714
1970	1	3,356164384	12,6217656
1970	2	0,171232877	3,664383562
1970	3	0,414764079	3,192541857
1970	4	0,148401826	2,245053272
1970	5	0,072298326	1,51826484
1970	6	0,053272451	1,103500761
1970	7	0,03805175	0,825722983
1970	8	0,026636225	0,631659056
1970	9	0,02283105	0,479452055
1970	10	0,019025875	0,372907154
1970	11	0,011415525	0,289193303
1970	12	0,620243531	2,298325723

1971	1	0,688736682	2,412480974
1971	2	0,0304414	0,578386606
1971	3	0,350076104	1,773211568
1971	4	1,560121766	5,00761035
1971	5	0,456621005	1,95585997
1971	6	0,053272451	0,96651446
1971	7	0,0304414	0,665905632
1971	8	0,02283105	0,52891933
1971	9	0,167427702	0,616438356
1971	10	0,0152207	0,327245053
1971	11	0,273972603	1,232876712
1971	12	0,970319635	6,563926941
1972	1	0,327245053	2,127092846
1972	2	0,114155251	1,080669711
1972	3	0,273972603	1,297564688
1972	4	0,0304414	0,620243531
1972	5	0,106544901	0,597412481
1972	6	0,019025875	0,418569254
1972	7	0,0152207	0,315829528
1972	8	0,011415525	0,266362253
1972	9	0,136986301	0,95890411
1972	10	0,662100457	1,651445967
1972	11	0,635464231	2,804414003
1972	12	0,068493151	0,650684932
1973	1	0,087519026	0,53652968
1973	2	0,076103501	0,456621005
1973	3	0,235920852	0,936073059
1973	4	0,0152207	0,338660578
1973	5	0,076103501	0,361491629
1973	6	0,011415525	0,243531202
1973	7	0,00761035	0,213089802
1973	8	0,00761035	0,213089802
1973	9	0,00761035	0,197869102
1973	10	1,453576865	3,569254186
1973	11	0,323439878	1,48021309
1973	12	1,590563166	4,828767123
1974	1	0,053272451	0,878995434
1974	2	0,190258752	0,844748858
1974	3	0,837138508	1,879756469
1974	4	0,346270928	1,065449011
1974	5	0,019025875	0,410958904
1974	6	0,060882801	0,422374429
1974	7	0,011415525	0,273972603
1974	8	0,011415525	0,239726027
1974	9	0,00761035	0,205479452
1974	10	0,247336377	1,164383562
1974	11	0,011415525	0,254946728
1974	12	0,00761035	0,213089802
1975	1	0,083713851	0,285388128
1975	2	0,0304414	0,403348554
1975	3	0,833333333	2,00152207
1975	4	0,426179604	2,089041096

1975	5	0,072298326	0,711567732
1975	6	0,091324201	0,593607306
1975	7	0,0152207	0,308219178
1975	8	0,011415525	0,277777778
1975	9	0,011415525	0,266362253
1975	10	0,00761035	0,194063927
1975	11	0,00761035	0,171232877
1975	12	0,761035008	1,875951294
1976	1	0,232115677	0,700152207
1976	2	0,175038052	0,47564688
1976	3	0,110350076	0,346270928
1976	4	1,388888889	3,911719939
1976	5	0,190258752	1,426940639
1976	6	0,273972603	0,840943683
1976	7	0,02283105	0,422374429
1976	8	0,02283105	0,331050228
1976	9	1,050228311	0,418569254
1976	10	0,323439878	0,696347032
1976	11	0,011415525	0,232115677
1976	12	0,738203957	1,834094368
1977	1	1,647640791	5,129375951
1977	2	0,547945205	1,914003044
1977	3	0,049467275	0,909436834
1977	4	0,068493151	0,848554033
1977	5	0,034246575	0,54414003
1977	6	0,0304414	0,410958904
1977	7	0,0152207	0,331050228
1977	8	0,011415525	0,281582953
1977	9	0,011415525	0,243531202
1977	10	0,54414003	1,902587519
1977	11	0,258751903	0,799086758
1977	12	0,437595129	1,267123288
1978	1	0,091324201	0,441400304
1978	2	1,476407915	2,583713851
1978	3	0,201674277	0,624048706
1978	4	0,152207002	0,878995434
1978	5	0,254946728	0,780060883
1978	6	0,026636225	0,266362253
1978	7	0,011415525	0,220700152
1978	8	0,00761035	0,197869102
1978	9	0,00761035	0,178843227
1978	10	0,011415525	0,197869102
1978	11	0,049467275	0,220700152
1978	12	0,757229833	1,202435312
1979	1	2,598934551	7,050989346
1979	2	1,426940639	3,949771689
1979	3	0,410958904	1,712328767
1979	4	0,186453577	1,084474886
1979	5	0,041856925	0,669710807
1979	6	0,02283105	0,509893455
1979	7	0,117960426	0,574581431
1979	8	0,0152207	0,323439878

1979	9	0,079908676	0,399543379
1979	10	1,194824962	2,328767123
1979	11	0,019025875	0,319634703
1979	12	0,0152207	0,254946728
1980	1	0,140791476	0,970319635
1980	2	0,220700152	0,97412481
1980	3	0,414764079	1,092085236
1980	4	0,106544901	0,53652968
1980	5	0,167427702	0,464231355
1980	6	0,011415525	0,224505327
1980	7	0,00761035	0,194063927
1980	8	0,00761035	0,194063927
1980	9	0,034246575	0,251141553
1980	10	0,011415525	0,182648402
1980	11	0,555555556	0,898021309
1980	12	0,00761035	0,182648402
1981	1	0,00761035	0,159817352
1981	2	0,00761035	0,156012177
1981	3	0,03805175	0,197869102
1981	4	0,312024353	0,791476408
1981	5	0,026636225	0,232115677
1981	6	0,353881279	0,806697108
1981	7	0,00761035	0,171232877
1981	8	0,011415525	0,178843227
1981	9	0,00761035	0,136986301
1981	10	0,003805175	0,125570776
1981	11	0,003805175	0,114155251
1981	12	0,829528158	1,586757991
1982	1	1,202435312	3,356164384
1982	2	0,156012177	0,677321157
1982	3	0,041856925	0,48325723
1982	4	0,300608828	0,886605784
1982	5	0,03805175	0,304414003
1982	6	0,011415525	0,228310502
1982	7	0,00761035	0,197869102
1982	8	0,00761035	0,175038052
1982	9	0,00761035	0,148401826
1982	10	0,02283105	0,315829528
1982	11	1,811263318	4,870624049
1982	12	0,034246575	0,643074581
1983	1	0,02283105	0,46042618
1983	2	0,072298326	0,46803653
1983	3	0,02283105	0,312024353
1983	4	0,011415525	0,262557078
1983	5	0,011415525	0,228310502
1983	6	0,00761035	0,201674277
1983	7	0,00761035	0,197869102
1983	8	0,011415525	0,273972603
1983	9	0,00761035	0,171232877
1983	10	0,060882801	0,232115677
1983	11	1,609589041	4,657534247
1983	12	0,95129376	2,557077626

1984	1	0,026636225	0,582191781
1984	2	0,205479452	0,844748858
1984	3	0,102739726	0,487062405
1984	4	0,060882801	0,403348554
1984	5	0,730593607	2,012937595
1984	6	0,02283105	0,414764079
1984	7	0,0152207	0,312024353
1984	8	0,011415525	0,243531202
1984	9	0,00761035	0,194063927
1984	10	0,00761035	0,159817352
1984	11	1,175799087	1,959665145
1984	12	0,00761035	0,182648402
1985	1	0,0456621	0,220700152
1985	2	0,289193303	0,882800609
1985	3	0,00761035	0,190258752
1985	4	0,011415525	0,178843227
1985	5	0,03805175	0,266362253
1985	6	0,00761035	0,152207002
1985	7	0,00761035	0,148401826
1985	8	0,00761035	0,159817352
1985	9	0,0152207	0,201674277
1985	10	0,041856925	0,182648402
1985	11	0,46042618	1,522070015
1985	12	0,011415525	0,292998478
1986	1	0,053272451	0,327245053
1986	2	0,266362253	0,54414003
1986	3	0,175038052	0,791476408
1986	4	0,102739726	0,403348554
1986	5	0,011415525	0,239726027
1986	6	0,02283105	0,247336377
1986	7	0,011415525	0,197869102
1986	8	0,00761035	0,175038052
1986	9	0,00761035	0,171232877
1986	10	0,342465753	1,586757991
1986	11	0,041856925	0,323439878
1986	12	0,011415525	0,216894977
1987	1	1,750380518	4,147640791
1987	2	0,471841705	1,52587519
1987	3	0,041856925	0,715372907
1987	4	0,114155251	0,692541857
1987	5	0,019025875	0,399543379
1987	6	0,0152207	0,308219178
1987	7	0,011415525	0,251141553
1987	8	0,011415525	0,228310502
1987	9	0,00761035	0,209284627
1987	10	0,441400304	0,985540335
1987	11	0,338660578	1,263318113
1987	12	0,932267884	1,910197869
1988	1	0,365296804	1,099695586
1988	2	0,361491629	1,461187215
1988	3	0,019025875	0,285388128
1988	4	0,159817352	0,45281583

1988	5	0,091324201	0,399543379
1988	6	0,019025875	0,232115677
1988	7	0,00761035	0,194063927
1988	8	0,00761035	0,186453577
1988	9	0,0152207	0,216894977
1988	10	0,224505327	0,601217656
1988	11	0,060882801	0,692541857
1988	12	0,00761035	0,194063927
1989	1	0,140791476	0,837138508
1989	2	0,376712329	1,54870624
1989	3	0,312024353	1,563926941
1989	4	0,509893455	1,799847793
1989	5	0,555555556	1,685692542
1989	6	0,041856925	0,551750381
1989	7	0,019025875	0,407153729
1989	8	0,0304414	0,334855403
1989	9	1,050228311	2,302130898
1989	10	0,878995434	1,149162861
1989	11	2,53805175	7,97564688
1989	12	1,929223744	11,33181126
1990	1	0,369101979	2,5304414
1990	2	0,072298326	1,445966514
1990	3	0,54414003	2,245053272
1990	4	0,654490107	2,713089802
1990	5	0,133181126	1,126331811
1990	6	0,0304414	0,620243531
1990	7	0,02283105	0,46803653
1990	8	0,156012177	0,551750381
1990	9	0,171232877	0,574581431
1990	10	0,449010654	0,829528158
1990	11	0,019025875	0,254946728
1990	12	0,091324201	0,570776256
1991	1	0,026636225	0,376712329
1991	2	0,247336377	0,802891933
1991	3	0,449010654	1,681887367
1991	4	0,106544901	0,53652968
1991	5	0,019025875	0,258751903
1991	6	0,011415525	0,205479452
1991	7	0,00761035	0,175038052
1991	8	0,00761035	0,167427702
1991	9	0,083713851	0,258751903
1991	10	0,213089802	0,456621005
1991	11	0,00761035	0,171232877
1991	12	0,00761035	0,167427702
1992	1	0,821917808	2,610350076
1992	2	0,449010654	2,336377473
1992	3	0,186453577	1,015981735
1992	4	0,079908676	0,471841705
1992	5	0,0152207	0,315829528
1992	6	0,99695586	2,595129376
1992	7	0,0152207	0,342465753
1992	8	0,011415525	0,270167428

1992	9	0,011415525	0,220700152
1992	10	0,559360731	1,00456621
1992	11	0,098934551	0,547945205
1992	12	0,026636225	0,254946728
1993	1	0,011415525	0,182648402
1993	2	0,441400304	1,126331811
1993	3	0,266362253	0,662100457
1993	4	0,133181126	0,399543379
1993	5	0,064687976	0,380517504
1993	6	0,00761035	0,209284627
1993	7	0,00761035	0,186453577
1993	8	0,00761035	0,163622527
1993	9	0,00761035	0,140791476
1993	10	0,167427702	0,52130898
1993	11	0,152207002	0,372907154
1993	12	0,00761035	0,175038052
1994	1	0,254946728	0,574581431
1994	2	0,46803653	1,731354642
1994	3	0,034246575	0,605022831
1994	4	0,068493151	0,574581431
1994	5	0,0152207	0,342465753
1994	6	0,011415525	0,281582953
1994	7	0,011415525	0,251141553
1994	8	0,011415525	0,235920852
1994	9	0,049467275	0,262557078
1994	10	0,289193303	1,168188737
1994	11	0,133181126	0,403348554
1994	12	0,00761035	0,186453577
1995	1	0,00761035	0,159817352
1995	2	0,011415525	0,262557078
1995	3	0,049467275	0,380517504
1995	4	0,00761035	0,152207002
1995	5	0,00761035	0,140791476
1995	6	0,0456621	0,228310502
1995	7	0,00761035	0,140791476
1995	8	0,00761035	0,148401826
1995	9	0,003805175	0,129375951
1995	10	0,003805175	0,117960426
1995	11	0,136986301	0,281582953
1995	12	0,894216134	2,317351598
1996	1	3,801369863	11,52587519
1996	2	0,216894977	2,241248097
1996	3	0,197869102	1,666666667
1996	4	0,076103501	0,993150685
1996	5	0,270167428	1,092085236
1996	6	0,0456621	0,555555556
1996	7	0,02283105	0,418569254
1996	8	0,076103501	0,403348554
1996	9	0,102739726	0,547945205
1996	10	0,110350076	0,380517504
1996	11	2,218417047	4,288432268
1996	12	3,211567732	8,732876712

1997	1	2,111872146	8,238203957
1997	2	0,091324201	1,811263318
1997	3	0,064687976	1,274733638
1997	4	0,232115677	1,99391172
1997	5	0,049467275	0,894216134
1997	6	0,0304414	0,631659056
1997	7	0,02283105	0,487062405
1997	8	0,019025875	0,395738204
1997	9	1,171993912	2,819634703
1997	10	0,02283105	0,464231355
1997	11	0,395738204	0,928462709
1997	12	1,777016743	4,284627093
1998	1	0,216894977	0,844748858
1998	2	1,194824962	2,480974125
1998	3	0,026636225	0,45281583
1998	4	0,0152207	0,334855403
1998	5	0,175038052	0,578386606
1998	6	0,011415525	0,243531202
1998	7	0,00761035	0,209284627
1998	8	0,00761035	0,190258752
1998	9	0,095129376	0,296803653
1998	10	0,00761035	0,152207002
1998	11	0,00761035	0,140791476
1998	12	0,262557078	0,703957382
1999	1	0,308219178	1,114916286
1999	2	0,365296804	1,073059361
1999	3	0,224505327	0,799086758
1999	4	0,0152207	0,304414003
1999	5	0,011415525	0,254946728
1999	6	0,011415525	0,216894977
1999	7	0,00761035	0,190258752
1999	8	0,00761035	0,163622527
1999	9	0,232115677	0,418569254
1999	10	1,130136986	2,142313546
1999	11	0,391933029	1,023592085
1999	12	0,072298326	0,532724505
2000	1	0,102739726	0,418569254
2000	2	0,011415525	0,243531202
2000	3	0,011415525	0,277777778
2000	4	0,49847793	0,936073059
2000	5	0,631659056	1,742770167
2000	6	0,011415525	0,292998478
2000	7	0,011415525	0,228310502
2000	8	0,00761035	0,194063927
2000	9	0,00761035	0,171232877
2000	10	0,48325723	1,50304414
2000	11	0,041856925	0,361491629
2000	12	1,537290715	4,219939117
2001	1	0,281582953	1,259512938
2001	2	0,140791476	0,783866058
2001	3	0,369101979	0,928462709
2001	4	0,019025875	0,395738204

2001	5	0,292998478	0,829528158
2001	6	0,0152207	0,300608828
2001	7	0,011415525	0,254946728
2001	8	0,011415525	0,235920852
2001	9	0,121765601	0,403348554
2001	10	0,738203957	1,902587519
2001	11	0,346270928	1,084474886
2001	12	0,795281583	2,644596651
2002	1	0,064687976	0,433789954
2002	2	0,0152207	0,277777778
2002	3	0,658295282	1,678082192
2002	4	0,51369863	1,621004566
2002	5	0,019025875	0,418569254
2002	6	0,0152207	0,334855403
2002	7	0,0152207	0,277777778
2002	8	0,026636225	0,270167428
2002	9	0,011415525	0,201674277
2002	10	0,03805175	0,205479452
2002	11	1,689497717	3,717656012
2002	12	0,235920852	0,768645358
2003	1	0,114155251	0,464231355
2003	2	0,875190259	2,04718417
2003	3	0,388127854	1,202435312
2003	4	0,087519026	0,52891933
2003	5	0,0152207	0,312024353
2003	6	0,011415525	0,270167428
2003	7	0,011415525	0,243531202
2003	8	0,011415525	0,220700152
2003	9	0,00761035	0,194063927
2003	10	0,54414003	1,54109589
2003	11	0,399543379	1,735159817
2003	12	0,300608828	1,259512938
2004	1	0,02283105	0,487062405
2004	2	0,365296804	1,015981735
2004	3	0,540334855	2,568493151
2004	4	0,47564688	3,280060883
2004	5	0,365296804	1,575342466
2004	6	0,034246575	0,722983257
2004	7	0,026636225	0,563165906
2004	8	0,03805175	0,449010654
2004	9	0,0152207	0,331050228
2004	10	0,019025875	0,262557078
2004	11	0,053272451	0,327245053
2004	12	0,239726027	1,114916286
2005	1	0,011415525	0,235920852
2005	2	0,300608828	1,731354642
2005	3	0,361491629	1,286149163
2005	4	0,019025875	0,350076104
2005	5	0,011415525	0,281582953
2005	6	0,011415525	0,232115677
2005	7	0,00761035	0,205479452
2005	8	0,00761035	0,182648402

2005	9	0,03805175	0,197869102
2005	10	0,0456621	0,194063927
2005	11	0,011415525	0,148401826
2005	12	0,011415525	0,133181126
2006	1	0,593607306	2,343987823
2006	2	0,243531202	1,103500761
2006	3	0,292998478	0,95890411
2006	4	0,175038052	0,95129376
2006	5	0,110350076	0,696347032
2006	6	0,0152207	0,350076104
2006	7	0,011415525	0,292998478
2006	8	0,011415525	0,247336377
2006	9	0,098934551	0,391933029
<b>Valor medio de caudal (m<sup>3</sup>/s)</b>		<b>0,274770152</b>	<b>1,101281076</b>

AÑO	MES	Q ( m³/s) Alto Canjáyar	Q ecológico(%)	Q ( m³/s)	¿Se turbina Para 0,50m³/s?	Hb (m.c.a)	ΔH (m.c.a)	Hn (m.c.a)	ηt	Wt (KW)	Producción (kWhx/mes)
1986	1	0,053272451	20	0,04261796	no	200				0,00	0
1986	2	0,266362253	20	0,213089802	si	200	5,94835155	194,051648	0,9	365,08	253185,0073
1986	3	0,175038052	20	0,140030441	si	200	2,56871671	197,431283	0,9	244,09	169276,3977
1986	4	0,102739726	20	0,082191781	NO	200				0,00	0
1986	5	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1986	6	0,02283105	20	0,01826484	no	200				0,00	0
1986	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1986	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1986	9	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1986	10	0,342465753	20	0,273972603	si	200	9,8329893	190,167011	0,9	460,00	319007,0621
1986	11	0,041856925	20	0,03348554	no	200				0,00	0
1986	12	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1987	1	1,750380518	20	1,400304414	si	200				778,76	540070,6435
1987	2	0,471841705	20	0,377473364	si	200	18,6656844	181,334316	0,9	604,34	419106,3983
1987	3	0,041856925	20	0,03348554	no	200				0,00	0
1987	4	0,114155251	20	0,091324201	NO	200				0,00	0
1987	5	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1987	6	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
1987	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1987	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1987	9	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1987	10	0,441400304	20	0,353120244	si	200	16,3349017	183,665098	0,9	572,61	397106,7169
1987	11	0,338660578	20	0,270928463	si	200	9,61569238	190,384308	0,9	455,40	315823,0068
1987	12	0,932267884	20	0,745814307	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1988	1	0,365296804	20	0,292237443	si	200	11,1877567	188,812243	0,9	487,17	337850,0546
1988	2	0,361491629	20	0,289193303	si	200	10,9558924	189,044108	0,9	482,68	334741,3465
1988	3	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1988	4	0,159817352	20	0,127853881	si	200	2,14140656	197,858593	0,9	223,35	154891,2256
1988	5	0,091324201	20	0,073059361	NO	200				0,00	0
1988	6	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1988	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1988	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1988	9	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
1988	10	0,224505327	20	0,179604262	si	200	4,2257575	195,774242	0,9	310,44	215293,1302
1988	11	0,060882801	20	0,04870624	no	200				0,00	0
1988	12	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1989	1	0,140791476	20	0,112633181	si	200	1,66189659	198,338103	0,9	197,24	136782,4847
1989	2	0,376712329	20	0,301369863	si	200	11,8979171	188,102083	0,9	500,50	347097,4377
1989	3	0,312024353	20	0,249619482	si	200	8,16259507	191,837405	0,9	422,79	293203,906
1989	4	0,509893455	20	0,407914764	si	200	21,7976736	178,202326	0,9	605,74	420080,0734
1989	5	0,555555556	20	0,444444444	si	200	25,8765432	174,123457	0,9	591,87	410464,8687
1989	6	0,041856925	20	0,03348554	no	200				0,00	0
1989	7	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1989	8	0,0304414	20	0,02435312	no	200				0,00	0
1989	9	1,050228311	20	0,840182648	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1989	10	0,878995434	20	0,703196347	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1989	11	2,53805175	20	2,0304414	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1989	12	1,929223744	20	1,543378995	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1990	1	0,369191979	20	0,295281583	si	200	11,4220489	188,577951	0,9	491,63	340945,7297
1990	2	0,072298326	20	0,057838661	no	200				0,00	0
1990	3	0,54414003	20	0,435312024	si	200	24,8240492	175,175951	0,9	595,45	412945,9349
1990	4	0,654490107	20	0,523592085	si	200	35,913476	164,086524	0,9	637,44	442062,3965
1990	5	0,133181126	20	0,106544901	si	200	1,48708789	198,512912	0,9	186,74	129502,8759
1990	6	0,0304414	20	0,02435312	no	200				0,00	0
1990	7	0,02283105	20	0,01826484	no	200				0,00	0
1990	8	0,156012177	20	0,124809741	si	200	2,04064877	197,959351	0,9	218,14	151280,3383
1990	9	0,171232877	20	0,136986301	si	200	2,45824733	197,541753	0,9	238,92	165689,1328
1990	10	0,449010654	20	0,359208524	si	200	16,90303	183,09697	0,9	580,68	402703,842
1990	11	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1990	12	0,091324201	20	0,073059361	NO	200				0,00	0
1991	1	0,026636225	20	0,02130898	no	200				0,00	0
1991	2	0,247336377	20	0,197869102	si	200	5,12893578	194,871064	0,9	340,44	236093,1148
1991	3	0,449010654	20	0,359208524	si	200	16,90303	183,09697	0,9	580,68	402703,842
1991	4	0,106544901	20	0,085235921	NO	200				0,00	0
1991	5	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
1991	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1991	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1991	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1991	9	0,083713851	20	0,066971081	no	200				0,00	0
1991	10	0,213089802	20	0,170471842	si	200	3,80694499	196,193055	0,9	295,29	204783,1717
1991	11	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1991	12	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1992	1	0,821917808	20	0,657534247	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1992	2	0,449010654	20	0,359208524	si	200	16,90303	183,09697	0,9	580,68	402703,842
1992	3	0,186453577	20	0,149162861	si	200	2,91469226	197,085308	0,9	259,55	180000,1795
1992	4	0,079908676	20	0,063926941	no	200				0,00	0
1992	5	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
1992	6	0,99695586	20	0,797564688	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76	540070,6435
1992	7	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
1992	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1992	9	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1992	10	0,559360731	20	0,447488584	si	200	26,2322304	173,76777	0,9	590,67	409626,3999
1992	11	0,098934551	20	0,079147641	NO	200				0,00	0
1992	12	0,026636225	20	0,02130898	no	200				0,00	0
1993	1	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1993	2	0,441400304	20	0,353120244	si	200	16,3349017	183,665098	0,9	572,61	397106,7169
1993	3	0,266362253	20	0,213089802	si	200	5,94835155	194,051648	0,9	365,08	253185,0073
1993	4	0,133181126	20	0,106544901	si	200	1,48708789	198,512912	0,9	186,74	129502,8759
1993	5	0,064687976	20	0,051750381	no	200				0,00	0
1993	6	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1993	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1993	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1993	9	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1993	10	0,167427702	20	0,133942161	si	200	2,35020584	197,649794	0,9	233,74	162095,7586
1993	11	0,152207002	20	0,121765601	si	200	1,94231887	198,057681	0,9	212,93	147663,8847
1993	12	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
1994	1	0,254946728	20	0,203957382	si	200	5,44941839	194,550582	0,9	350,33	242957,2955
1994	2	0,46803653	20	0,374429224	si	200	18,3658389	181,634161	0,9	600,45	416413,9328
1994	3	0,034246575	20	0,02739726	no	200				0,00	0
1994	4	0,068493151	20	0,054794521	no	200				0,00	0
1994	5	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
1994	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1994	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1994	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
1994	9	0,049467275	20	0,03957382	no	200				0,00	0
1994	10	0,289193303	20	0,231354642	si	200	7,01177114	192,988229	0,9	394,20	273380,1774
1994	11	0,133181126	20	0,106544901	si	200</					

1995	1	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1995	2	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
1995	3	0,049467275	20	0,03957382	no	200				0,00		0
1995	4	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1995	5	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1995	6	0,0456621	20	0,03652968	no	200				0,00		0
1995	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1995	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1995	9	0,003805175	20	0,00304414	no	200				0,00		0
1995	10	0,003805175	20	0,00304414	no	200				0,00		0
1995	11	0,136986301	20	0,109589041	si	200	1,57327829	198,426722	0,9	191,99		133145,124
1995	12	0,894216134	20	0,715372907	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1996	1	3,801369863	20	3,04109589	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1996	2	0,216894977	20	0,173515982	si	200	3,94412127	196,055879	0,9	300,35		208294,2749
1996	3	0,197869102	20	0,158295282	si	200	3,2825189	196,717481	0,9	274,93		190664,0908
1996	4	0,076103501	20	0,060882801	no	200				0,00		0
1996	5	0,270167428	20	0,216133942	si	200	6,11951841	193,880482	0,9	369,97		256575,419
1996	6	0,0456621	20	0,03652968	no	200				0,00		0
1996	7	0,02283105	20	0,01826484	no	200				0,00		0
1996	8	0,076103501	20	0,060882801	no	200				0,00		0
1996	9	0,102739726	20	0,082191781	NO	200				0,00		0
1996	10	0,110350076	20	0,088280061	NO	200				0,00		0
1996	11	2,218417047	20	1,774733638	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1996	12	3,211567732	20	2,569254186	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1997	1	2,111872146	20	1,689497717	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1997	2	0,091324201	20	0,073059361	NO	200				0,00		0
1997	3	0,064687976	20	0,051750381	no	200				0,00		0
1997	4	0,232115677	20	0,185692542	si	200	4,51710533	195,482895	0,9	320,49		222259,9461
1997	5	0,049467275	20	0,03957382	no	200				0,00		0
1997	6	0,0304414	20	0,02435312	no	200				0,00		0
1997	7	0,02283105	20	0,01826484	no	200				0,00		0
1997	8	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00		0
1997	9	1,171993912	20	0,937595129	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1997	10	0,02283105	20	0,01826484	no	200				0,00		0
1997	11	0,395738204	20	0,316590563	si	200	13,1300756	186,869924	0,9	522,33		362239,1262
1997	12	1,777016743	20	1,421613394	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1998	1	0,216894977	20	0,173515982	si	200	3,94412127	196,055879	0,9	300,35		208294,2749
1998	2	1,194824962	20	0,95585997	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1998	3	0,026636225	20	0,02130898	no	200				0,00		0
1998	4	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
1998	5	0,175038052	20	0,140030441	si	200	2,56871671	197,431283	0,9	244,09		169276,3977
1998	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
1998	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1998	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1998	9	0,095129376	20	0,076103501	NO	200				0,00		0
1998	10	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1998	11	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1998	12	0,262557078	20	0,210045662	si	200	5,7796126	194,220387	0,9	360,18		249785,0922
1999	1	0,308219178	20	0,246575342	si	200	7,96472134	192,035279	0,9	418,06		289926,9903
1999	2	0,365296804	20	0,292237443	si	200	11,1877567	188,812243	0,9	487,17		337850,0546
1999	3	0,224505327	20	0,179604262	si	200	4,2257575	195,774242	0,9	310,44		215293,1302
1999	4	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
1999	5	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
1999	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
1999	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1999	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
1999	9	0,232115677	20	0,185692542	si	200	4,51710533	195,482895	0,9	320,49		222259,9461
1999	10	1,130136986	20	0,904109589	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
1999	11	0,391933029	20	0,313546423	si	200	12,8787881	187,121212	0,9	518,01		359238,4837
1999	12	0,072298326	20	0,057838661	no	200				0,00		0
2000	1	0,102739726	20	0,082191781	NO	200				0,00		0
2000	2	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2000	3	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2000	4	0,49847793	20	0,398782344	si	200	20,8325839	179,167416	0,9	609,02		422355,0995
2000	5	0,631659056	20	0,505327245	si	200	33,4515868	166,548413	0,9	647,00		448694,9255
2000	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2000	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2000	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
2000	9	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
2000	10	0,48325723	20	0,386605784	si	200	19,5797882	180,420212	0,9	613,28		425308,341
2000	11	0,041856925	20	0,03348554	no	200				0,00		0
2000	12	1,537290715	20	1,229832572	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
2001	1	0,281582953	20	0,225266362	si	200	6,64758635	193,352414	0,9	384,55		266688,2772
2001	2	0,140791476	20	0,112633181	si	200	1,66189659	198,338103	0,9	197,24		136782,4847
2001	3	0,369101979	20	0,295281583	si	200	11,4220489	188,577951	0,9	491,63		340945,7297
2001	4	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00		0
2001	5	0,292998478	20	0,234398782	si	200	7,19750538	192,802495	0,9	399,01		276710,7187
2001	6	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
2001	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2001	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2001	9	0,121765601	20	0,097412481	NO	200				0,00		0
2001	10	0,738203957	20	0,590563166	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
2001	11	0,346270928	20	0,277016743	si	200	10,0527141	189,947286	0,9	464,57		322178,899
2001	12	0,795281583	20	0,636225266	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
2002	1	0,064687976	20	0,051750381	no	200				0,00		0
2002	2	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
2002	3	0,658295282	20	0,526636225	si	200	36,3322885	163,667711	0,9	635,81		440934,0817
2002	4	0,51369863	20	0,410958904	si	200	22,1242259	177,875774	0,9	604,63		419310,2847
2002	5	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00		0
2002	6	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
2002	7	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
2002	8	0,026636225	20	0,02130898	no	200				0,00		0
2002	9	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2002	10	0,03805175	20	0,03044414	no	200				0,00		0
2002	11	1,689497717	20	1,351598174	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
2002	12	0,235920852	20	0,188736682	si	200	4,6664211	195,333579	0,9	325,50		225730,9998
2003	1	0,114155251	20	0,091324201	NO	200				0,00		0
2003	2	0,875190259	20	0,700152207	si	200	39,6275	160,3725	0,9	778,76		540070,6435
2003	3	0,388127854	20	0,310502283	si	200	12,6299285	187,370072	0,9	513,66		356223,8578
2003	4	0,087519026	20	0,070015221	NO	200				0,00		0
2003	5	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00		0
2003	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2003	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2003	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00		0
2003	9	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00		0
2003	10	0,54414003	20	0,435312024								

2004	2	0,365296804	20	0,292237443	si	200	11,1877567	188,812243	0,9	487,17	337850,0546
2004	3	0,540334855	20	0,432267884	si	200	24,4780736	175,521926	0,9	596,63	413761,5103
2004	4	0,47564688	20	0,380517504	si	200	18,9679578	181,032042	0,9	608,19	421782,0294
2004	5	0,365296804	20	0,292237443	si	200	11,1877567	188,812243	0,9	487,17	337850,0546
2004	6	0,034246575	20	0,02739726	no	200				0,00	0
2004	7	0,026636225	20	0,02130898	no	200				0,00	0
2004	8	0,03805175	20	0,0304414	no	200				0,00	0
2004	9	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
2004	10	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
2004	11	0,053272451	20	0,04261796	no	200				0,00	0
2004	12	0,239726027	20	0,191780822	si	200	4,81816476	195,181835	0,9	330,49	229193,6363
2005	1	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2005	2	0,300608828	20	0,240487062	si	200	7,57625756	192,423742	0,9	408,57	283340,3047
2005	3	0,361491629	20	0,289193303	si	200	10,9558924	189,044108	0,9	482,68	334741,3465
2005	4	0,019025875	20	0,0152207	no	200				0,00	0
2005	5	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2005	6	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2005	7	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
2005	8	0,00761035	20	0,00608828	no	200				0,00	0
2005	9	0,03805175	20	0,0304414	no	200				0,00	0
2005	10	0,0456621	20	0,03652968	no	200				0,00	0
2005	11	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2005	12	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2006	1	0,593607306	20	0,474885845	si	200	29,5426701	170,45733	0,9	579,41	401822,6311
2006	2	0,243531202	20	0,194824962	si	200	4,97233632	195,027664	0,9	335,47	232647,7199
2006	3	0,292998478	20	0,234398782	si	200	7,19750538	192,802495	0,9	399,01	276710,7187
2006	4	0,175038052	20	0,140030441	si	200	2,56871671	197,431283	0,9	244,09	169276,3977
2006	5	0,110350076	20	0,088280061	NO	200				0,00	0
2006	6	0,0152207	20	0,01217656	no	200				0,00	0
2006	7	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2006	8	0,011415525	20	0,00913242	no	200				0,00	0
2006	9	0,098934551	20	0,079147641	NO	200				0,00	0

Producción total kWh/año 34445766,94