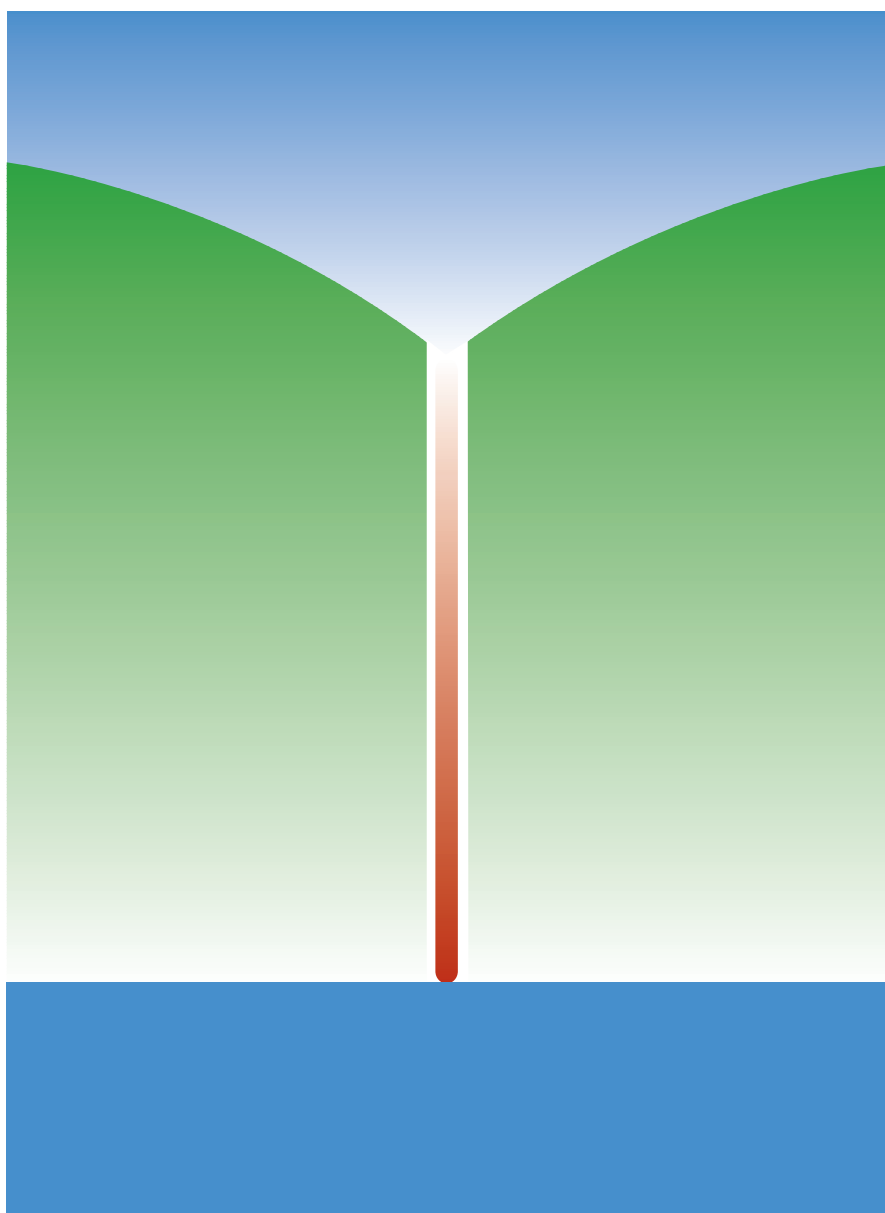


# MINIHIDRÁULICA EN EL PAÍS VASCO



**EVE** | Ente Vasco  
de la Energía

# MINIHIDRÁULICA EN EL PAÍS VASCO

**ENTE VASCO DE LA ENERGÍA**  
División de Investigación y Recursos

Bilbao, Noviembre de 1995

## **MINIHIDRÁULICA EN EL PAÍS VASCO**

1ª Edición: Noviembre 1995

Autor: **Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A.**  
**Ente Vasco de la Energía (EVE)**  
División de Investigación y Recursos

Editor: **Ente Vasco de la Energía (EVE)**  
Edificio Albia I. San Vicente, 8 - Planta 14  
48001 - Bilbao

Impresión: Comunicación Gráfica

I.S.B.N.: 84-8129-032-7

Depósito Legal: BI-2658/95

Este libro está realizado en papel Ecológico 100%

---

# ÍNDICE

	Página
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>
<b>2. MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DEL PAÍS VASCO (CAPV)</b>	<b>6</b>
2.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA	6
2.2. SITUACIÓN ACTUAL	7
<b>3. ASPECTOS TÉCNICOS</b>	<b>16</b>
3.1. DEFINICIÓN DE MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA	16
3.2. TIPOS DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS	16
3.2.1. Centrales de agua fluyente	17
3.2.2. Centrales a pie de presa	18
3.3. ELEMENTOS DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA	18
3.3.1. Obra civil	19
3.3.2. Equipamiento electromecánico	20
3.3.3. Equipos auxiliares	22
3.4. TURBINAS	22
3.4.1. Tipos de turbinas	22
3.4.2. Selección del tipo de turbina	26
3.5. PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA EL DISEÑO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA	27
3.5.1. Salto	27
3.5.2. Caudal de equipamiento	28
3.5.3. Potencia de la minicentral	30
<b>4. ASPECTOS ECONÓMICOS</b>	<b>31</b>
4.1. INVERSIONES	31
4.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN	31
4.3. PRECIO VENTA DE LA ENERGÍA	31
4.4. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN	32
<b>5. TRÁMITES ADMINISTRATIVOS</b>	<b>34</b>
5.1. DOCUMENTACIÓN TÉCNICO-ADMINISTRATIVA PARA LA CONCESIÓN DE AGUAS	34
5.2. DOCUMENTACIÓN PARA LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS	36
5.3. DOCUMENTACIÓN TÉCNICO-ADMINISTRATIVA A PRESENTAR EN OTROS ORGANISMOS	37

<b>6. EJEMPLO SIMPLIFICADO DE UN ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA</b> .....	<b>38</b>
6.1. INTRODUCCIÓN .....	38
6.2. ESTUDIO DE VIABILIDAD .....	38
6.2.1. Obtención de los datos concesionales .....	38
6.2.2. Obtención de los datos topográficos .....	38
6.2.3. Determinación del salto .....	39
6.2.4. Determinación de la capacidad del canal .....	40
6.2.5. Determinación del caudal de equipamiento .....	41
6.2.6. Determinación del tipo de turbina .....	41
6.2.7. Alternativas de instalación .....	42
6.2.8. Producción media anual .....	42
6.2.9. Descripción de las instalaciones y de su rehabilitación .....	44
6.2.10. Presupuesto .....	47
6.2.11. Análisis de rentabilidad .....	48
6.2.12. Planos .....	48
6.2.13. Conclusiones .....	48
 <b>APÉNDICES</b>	
A.1. EJEMPLOS REPRESENTATIVOS .....	52
A.2. ALCANCE MÍNIMO ACONSEJABLE PARA LOS ESTUDIOS DE VIABILIDAD DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	62
A.3. RELACIÓN DE FABRICANTES DE TURBINAS HIDRÁULICAS .....	64
A.4. DIRECCIONES DE INTERÉS RELACIONADAS CON LAS MINICENTRALES DEL ENTORNO DE LA CAPV .....	65
A.5. RELACIÓN DE RÍOS DE LA CAPV CLASIFICADOS POR CUENCAS .....	68
A.6. LEGISLACIÓN .....	70
 <b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>71</b>

.....

## 1. INTRODUCCIÓN

A partir de 1973, como consecuencia de la llamada crisis del petróleo, los países desarrollados iniciaron un claro movimiento dirigido a contener el intenso crecimiento de su consumo energético y su fuerte dependencia del petróleo.

La Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV) no fue ajena a esta tendencia mundial, y así, el Ente Vasco de la Energía (EVE), como responsable de la ejecución de la política energética del Gobierno Vasco, puso en marcha desde su creación en 1982, una serie de líneas de actuación orientadas a la consecución de los siguientes objetivos:

- **Reducir el consumo energético** impulsando el ahorro y la eficiencia energéticos;
- **Reducir la dependencia energética exterior** optimizando el aprovechamiento de los recursos autóctonos convencionales y renovables;
- **Diversificar la estructura de la demanda energética** promoviendo la utilización de fuentes energéticas distintas del petróleo.

En este contexto de promoción de los recursos autóctonos y de la diversificación energética, se enmarcan los programas de apoyo a la recuperación y puesta en marcha de minicentrales hidroeléctricas desarrollados por el EVE, así como la realización y actualización de inventarios de este tipo de aprovechamientos, que han hecho posible conocer el potencial hidráulico de generación eléctrica de la CAPV a partir de estas instalaciones.

En esta publicación se presentan los datos del inventario actualizado en 1995 y se exponen de manera muy sencilla los principales aspectos técnicos de las minicentrales hidroeléctricas.

## 2. MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DEL PAÍS VASCO (CAPV)

### 2.1. Evolución Histórica

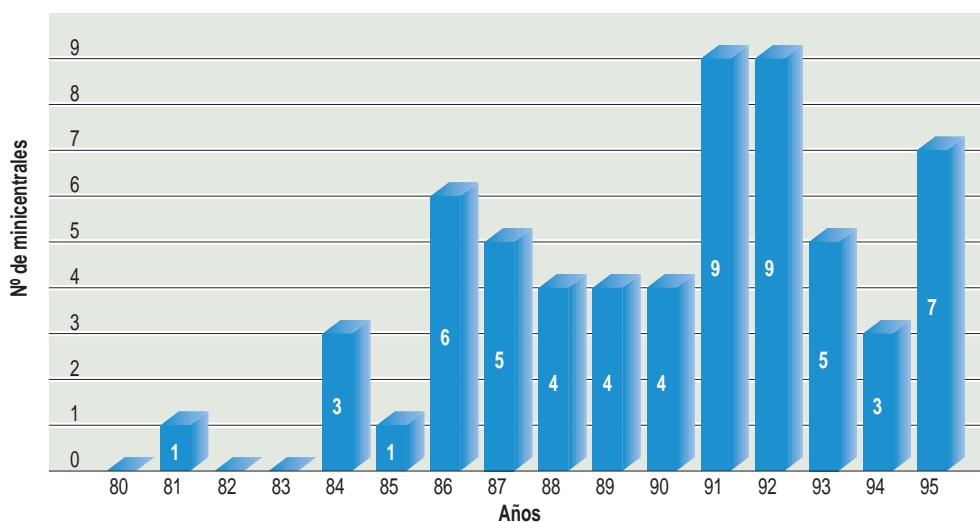
Las características hidrográficas y topográficas de las cuencas incluidas en el ámbito de la CAPV, confieren a este territorio un considerable potencial de aprovechamiento energético hidroeléctrico. Esto es particularmente cierto en el Territorio Histórico de Gipuzkoa.

En la CAPV las pequeñas instalaciones hidroeléctricas tienen una gran tradición asociada principalmente a los asentamientos industriales y han constituido la base de la electrificación de zonas rurales. Ya desde finales del siglo XIX surgieron numerosas empresas que a partir de instalaciones de pequeña y mediana potencia autoproducían la energía eléctrica que necesitaban. Este fenómeno se generalizaría en el primer tercio de este siglo.

Sin embargo, a partir de la década de los 60 se hizo evidente una paralización en la construcción de minicentrales hidroeléctricas, debido a que el bajo precio del petróleo favoreció la construcción de centrales térmicas de generación eléctrica. Se cerraron numerosas minicentrales cuyos costes de explotación resultaban excesivos.

Con la crisis del petróleo vuelven a resurgir las pequeñas centrales y en la década de los 80, tras la entrada en vigor de la Ley 82/80 sobre Conservación de la Energía que amparaba expresamente la construcción, ampliación o adaptación de instalaciones de producción hidroeléctricas con potencia de hasta 5.000 kVA, comienzan a rehabilitarse numerosas centrales hidroeléctricas que se encontraban paradas y a automatizarse otras instalaciones en funcionamiento.

En la figura 1 puede observarse la evolución de la rehabilitación de minicentrales en la CAPV en el periodo 1980-1995. Entre 1980 y 1994 se han rehabilitado 54 minicentrales. En el año 1995 se han puesto en servicio 7 minicentrales, y para 1996 se prevé la rehabilitación de 3 minicentrales más.



**Figura 1.** Evolución de la rehabilitación de minicentrales en el periodo 1980 - 1995.

## 2.2. Situación actual

De acuerdo con los datos recogidos en el Inventario de Minicentrales Hidroeléctricas actualizado en 1995, en el territorio de la CAPV hay un total de 103 minicentrales en funcionamiento que totalizan 44,24 MW de potencia instalada.

Para 1996 está prevista la puesta en funcionamiento de 3 minicentrales más. Con estas 3 nuevas minicentrales se estima conseguir una potencia adicional de 0,45 MW.

Incluyendo las previsiones para el año 96, el mayor potencial hidroeléctrico corresponde a Gipuzkoa con 68 minicentrales en funcionamiento y 32,45 MW instalados, lo que supone un 73% del potencial hidroeléctrico de la CAPV.

En Bizkaia está instalado el 14% del potencial total, 6,41 MW, siendo 25 el número de minicentrales en funcionamiento.

En el Territorio Histórico de Araba funcionan 13 minicentrales, que totalizan 5,83 MW de potencia instalada, es decir, el 13% del potencial de la CAPV.

Estos datos aparecen representados de forma gráfica en las figuras 2 y 3.



**Figura 2.** Distribución por Territorio Histórico de las minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento en la CAPV. (Incluidas las previsiones de puesta en marcha para 1996).



**Figura 3.** Distribución por Territorio Histórico de la potencia instalada en las minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento en la CAPV. (Incluidas las previsiones de puesta en marcha para 1996).



En cuanto a la distribución por cuencas, la cuenca del río Oria, con 26 minicentrales en funcionamiento y 14,7 MW de potencia instalada, es la de mayor potencial hidroeléctrico. En la tabla 1 se indica la distribución de minicentrales por cuencas ordenadas en función del potencial hidroeléctrico en ellas instalado.

CUENCA	Nº DE MINICENTRALES EN FUNCIONAMIENTO	POTENCIA INSTALADA (kW)
ORIA	26	14.709
DEBA	16	8.668
ERRIOXA (EBRO)	3	4.376
URUMEA	10	4.141
IBAIZABAL	10	2.983
KADAGUA	8	2.933
UROLA	13	2.107
BIDASOA	2	2.094
OIARTZUN	2	751
INGLARES	1	600
EGA	2	465
ARTIBAI	2	313
ZADORRA	3	269
NERBIOI	4	116
OMECILLO	2	87
OKA	1	66
BAYAS	1	12

**Tabla 1.** Distribución por cuencas de las minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento en la CAPV. (Incluidas las previsiones de puesta en marcha para 1996)

A continuación se presenta una lista nominal de las minicentrales en funcionamiento en la CAPV, así como los mapas en los que puede observarse la distribución geográfica de las mismas.

**Tabla 2.** Lista de las minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento en la CAPV.

TERRITORIO HISTÓRICO	NOMBRE DE LA MINICENTRAL	CUENCA	RÍO	TÉRMINO MUNICIPAL	POTENCIA (kW)	
<b>ARABA</b>	MOLINO DE VILLABEZANA	BAYAS	BAYAS	RIBERA ALTA	12	
	MOLINO SALEZAN	DEBA	ARAMAIO	ARAMAIO	16	
	C.H. NTRA. SEÑORA DE IBERNALO	EGA	EGA	CAMPEZO	25	
	C.H. ANTOÑANA	EGA	IZKIZ	CAMPEZO	440	
	C.H. ASSA	ERRIOXA	ERRIOXA	LANCIEGO	626	
	C.H. PUENTELARRA	ERRIOXA	ERRIOXA	LANTARON	3.741	
	MOLINO LEZA	ERRIOXA	RABIALGAS	LEZA	9	
	C.H. BERGANZO	INGLARES	INGLARES	ZAMBRANA	600	
	C.H. NTRA. SEÑORA DEL ANGOSTO	OMECILLO	HÚMEDO	VALDEGOVIA	62	
	M. BARRIO PUENTE DE BERGÜENDA	OMECILLO	OMECILLO	LANTARÓN	25	
	C.H. BERANTEVILLA	ZADORRA	AYUDA	BERANTEVILLA	20	
	C.H. LACORZANA	ZADORRA	ZADORRA	ARMIÑÓN	100	
	C.H. ULLIBARRI	ZADORRA	ZADORRA	ARRAZUA-UBARRUNDIA	149	
	<b>BIZKAIA</b>	C.H. ARIZMENDI	ARTIBAI	ARTIBAI	MARKINA-XEMEIN	65
C.H. PLAZAKOLA		ARTIBAI	ARTIBAI	MARKINA-XEMEIN	248	
C.H. ARBUYO		KADAGUA	KADAGUA	ALONSOTEGI	460	
C.H. LA PENILLA		KADAGUA	KADAGUA	BALMASEDA	189	
C.H. IRAUREGUI		KADAGUA	KADAGUA	BARAKALDO	470	
C.H. OLAKOAGA		KADAGUA	KADAGUA	GÜEÑES	373	
C.H. DE CADAGUA / C.H. LA ANDALUCÍA		KADAGUA	KADAGUA	GÜEÑES	100	
C.H. BOLUMBURU		KADAGUA	KADAGUA	ZALLA	250	
C.H. LA MELLA		KADAGUA	KADAGUA	ZALLA	360	
C.H. SOLLANO		KADAGUA	ORDUNTE	ZALLA	731	
C.H. OLABARRI		IBAIZABAL	ARRATIA	IGORRE	22	
C.H. LAMBREABE		IBAIZABAL	ARRATIA	ZEANURI	1.050	
C.H. PATALA		IBAIZABAL	GARAY	BERRIZ	528	
C.H. SAN ANTONIO		IBAIZABAL	IBAIZABAL	AMOREBIETA-ETXANO	80	
C.H. BEDIA		IBAIZABAL	IBAIZABAL	BEDIA	402	
C.H. INDUSI		IBAIZABAL	INDUSI	DIMA	305	
C.H. VENTATXURI		IBAIZABAL	INDUSI	DIMA	260	
C.H. SAN LORENZO		IBAIZABAL	MAÑARIA	MAÑARIA	175	
C.H. OROBIO		IBAIZABAL	OROBIO	IURRETA	46	
C.H. OROBIO / C.H. LARRAÑAGA		IBAIZABAL	OROBIO	IURRETA	115	
C.H. BESTE-ALDIE		NERBIOI	ALTUBE	OROZKO	75	
C.H. ELECTRA LEKUBARRI		NERBIOI	ARNAURI	OROZKO	24	
CASERÍO UGALDE		NERBIOI	ARNAURI	OROZKO	9	
CASERÍO USABEL		NERBIOI	ARNAURI	OROZKO	8	
C.H. UHARKA		OKA	GOLAKO	GERNIKA-LUMO	66	
<b>GIPUZKOA</b>		C.H. ELORDI	BIDASOA	BIDASOA	IRUN	466
		C.H. IRUGURUTZETA	BIDASOA	BIDASOA	IRUN	1.628
		ARGI-ERROTA DE SANTA AGUEDA	DEBA	ARAMAIO	ARRASATE-MONDRAGÓN	55
	C.H. TXIRRITA	DEBA	ARAMAIO	ARRASATE-MONDRAGÓN	37	
	C.H. LAMIATEGI	DEBA	ARANTZAZU	OÑATI	219	
	C.H. OLATE	DEBA	ARANTZAZU	OÑATI	4.712	
	C.H. ALTOS HORNOS DE BERGARA	DEBA	DEBA	BERGARA	675	
	C.H. BOLUBARRI	DEBA	DEBA	BERGARA	95	
	C.H. AITZETARTE	DEBA	DEBA	ELGOIBAR	556	
	C.H. BARRENA-BERRI	DEBA	DEBA	ELGOIBAR	621	
	C.H. LAUPAGO	DEBA	DEBA	ELGOIBAR	295	
	C.H. SAN ANTOLÍN	DEBA	DEBA	ELGOIBAR	253	
	C.H. SOLOGOEN	DEBA	DEBA	SORALUZE	400	

TERRITORIO HISTÓRICO	NOMBRE DE LA MINICENTRAL	CUENCA	RÍO	TÉRMINO MUNICIPAL	POTENCIA (kW)
<b>GIPUZKOA (Cont.)</b>	C.H. ELECTRA BASALDE	DEBA	DESCARGA	ANTZUOLA	5
	C.H. URKULU	DEBA	OÑATE	DONOSTIA-SAN SEBASTIÁN	79
	C.H. ALTUNA HERMANOS	DEBA	OÑATE	OÑATI	73
	C.H. UBAO -TOKILLO	DEBA	OÑATE	OÑATI	577
	C.H. MASUSTANEGIKO	OIARTZUN	OIARTZUN	OIARTZUN	560
	C.H. PENADEGI	OIARTZUN	OIARTZUN	OIARTZUN	191
	C.H. ALKIZA	ORIA	ALKIZA	ALKIZA	78
	MOLINO OLA O ARGANIARAS	ORIA	AMEZKETA	AMEZKETA	33
	MOLINO UGARTE	ORIA	AMEZKETA	AMEZKETA	11
	C.H. LIZARTZA	ORIA	ARAXES	LIZARTZA	468
	C.H. SANTA CRUZ	ORIA	ARAXES	OREXA	17
	C.H. PAPELERA CALPARSORO	ORIA	BERASTEGI	BERASTEGI	355
	ERROTA-ZARRA / C.H. BERROBIKO	ORIA	BERASTEGI	BERROBI	28
	C.H. LEIZARAN	ORIA	LEIZARAN	ANDOAIN	3.600
	C.H. OLABERRI	ORIA	LEIZARAN	ANDOAIN	200
	C.H. AMERAUN	ORIA	LEIZARAN	BERASTEGI	1.000
	C.H. ELECTRA PLAZAOLA Nº 1	ORIA	LEIZARAN	BERASTEGI	736
	C.H. ELECTRA PLAZAOLA Nº 2	ORIA	LEIZARAN	BERASTEGI	430
	C.H. OLLOQUI	ORIA	LEIZARAN	ELDUAIN	555
	C.H. SANTOLAZ	ORIA	LEIZARAN	ELDUAIN	710
	C.H. BERTXIN	ORIA	LEIZARAN	VILLABONA	808
	C.H. ABALUZ	ORIA	ORIA	ANDOAIN	1.048
	C.H. BAZKARDO	ORIA	ORIA	ANDOAIN	344
	C.H. ALDABA	ORIA	ORIA	IKAZTEGIETA	360
	C.H. IKAZTEGIETA	ORIA	ORIA	IKAZTEGIETA	620
	MOLINO BEROSTEGI	ORIA	ORIA	LEGORRETA	16
	C.H. USABAL	ORIA	ORIA	TOLOSA	250
	C.H. AGARAITZ	ORIA	ORIA	VILLABONA	240
	C.H. ALDAOLA / C.H. SAN ADRIÁN	ORIA	ORIA	ZEGAMA	72
	C.H. EZPALEO	ORIA	ORIA	ZEGAMA	500
	MOLINO OTZARAIN	ORIA	SALUBITA	TOLOSA	30
	C.H. ZALDIBIA	ORIA	ZALDIBIA	BEASAIN	2.200
	C.H. ERDOIZTA	UROLA	ALZOLARAS	ZESTOA	115
	MOLINO URBIETA	UROLA	ERREZIL	AZPEITIA	14
	C.H. BERRIKI	UROLA	ERREZIL	ERREZIL	16
	MOLINA REZUSTA	UROLA	UROLA	AIZARNAZABAL	52
	C.H. ALTUNA-TXIKI	UROLA	UROLA	AIZARNAZABAL	146
	C.H. ANDRONDEGI	UROLA	UROLA	AZKOITIA	315
	C.H. AIZPURUTXO	UROLA	UROLA	AZKOITIA	250
	C.H. ERROTA-BERRI	UROLA	UROLA	AZKOITIA	360
	C.H. IGARAN	UROLA	UROLA	AZKOITIA	264
	C.H. IGARAN	UROLA	UROLA	AZKOITIA	25
	C.H. BADIOLEGI	UROLA	UROLA	AZPEITIA	350
	C.H. IBAI-EDER	UROLA	UROLA	AZPEITIA	90
	C.H. ALBERDIKOA	UROLA	UROLA	ZESTOA	110
	C.H. BERDABIO	URUMEA	AÑARBE	OIARTZUN	800
	C.H. OQUILLEGUI	URUMEA	AÑARBE	OIARTZUN	368
	PAPELERA DE ZIKUÑAGA	URUMEA	URUMEA	HERNANI	222
	C.H. DE RENTERIA	URUMEA	URUMEA	HERNANI	200
	C.H. FAGOLLAGA	URUMEA	URUMEA	HERNANI	130
	C.H. LASTAOLA	URUMEA	URUMEA	HERNANI	150
	C.H. PIKOAGA	URUMEA	URUMEA	HERNANI	586
	C.H. SANTIAGO	URUMEA	URUMEA	HERNANI	666
	C.H. ARRANBIDE	URUMEA	URUMEA	RENTERIA	519
	C.H. MENDARAZ	URUMEA	URUMEA	RENTERIA	500







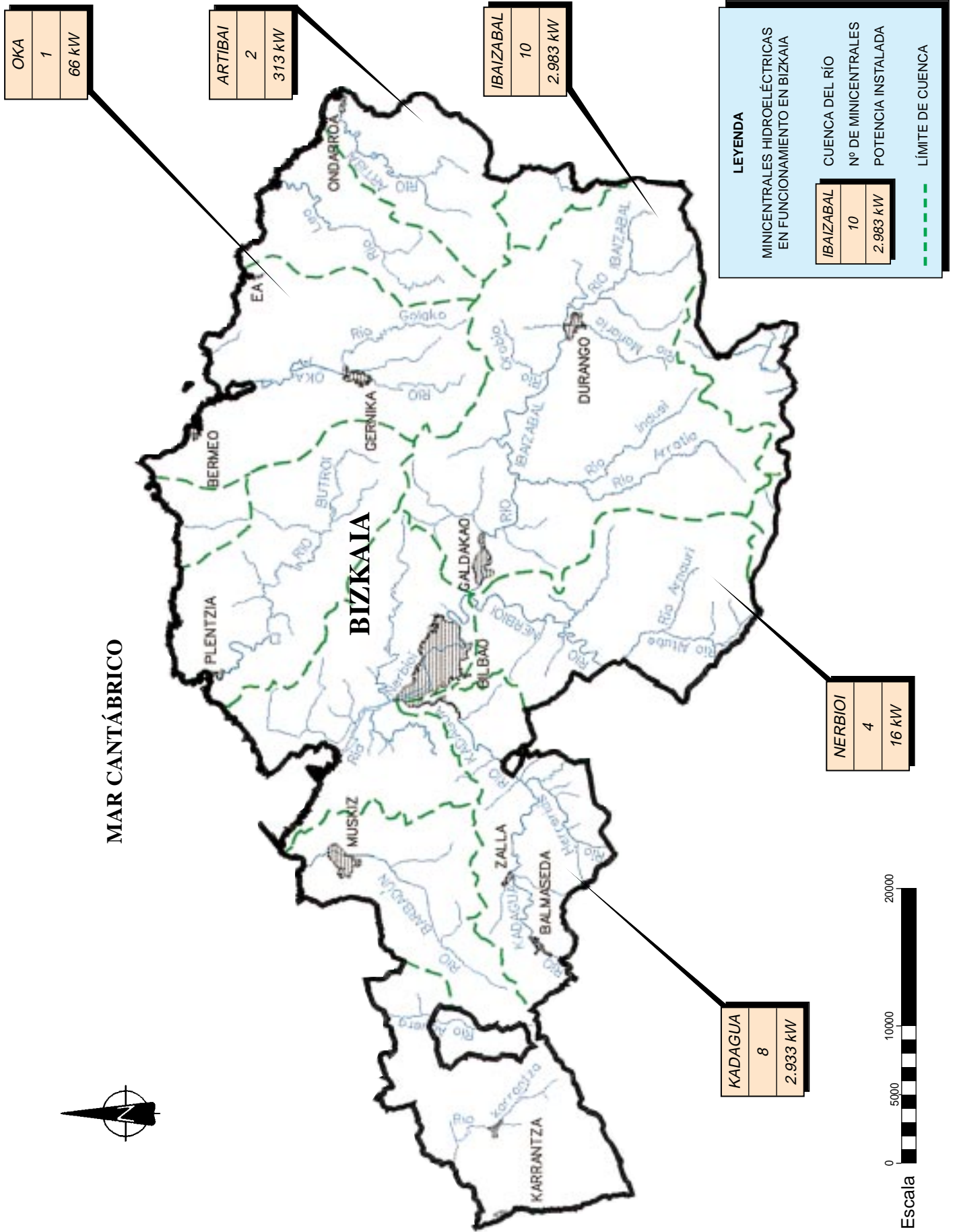


Figura 6. Minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento en Bizkaia.



En las siguientes tablas se presenta un resumen de la situación del potencial minihidroeléctrico de la CAPV de acuerdo con el inventario actualizado en 1995 y las previsiones de puesta en funcionamiento para 1996.

	ARABA	BIZKAIA	GIPUZKOA	TOTAL
FUNCIONAN	13	25	68	106
NO FUNCIONAN	14	35	54	103
<b>TOTAL</b>	<b>27</b>	<b>60</b>	<b>122</b>	<b>209</b>

**Tabla 3.** Número de minicentrales hidroeléctricas en la CAPV.

	ARABA	BIZKAIA	GIPUZKOA	TOTAL
FUNCIONAN	5.825	6.411	32.454	44.690
NO FUNCIONAN	1.728	3.878	6.165	11.771
<b>TOTAL</b>	<b>7.553</b>	<b>10.289</b>	<b>38.619</b>	<b>56.461</b>

**Tabla 4.** Potencias instaladas en kW en las minicentrales hidroeléctricas de la CAPV.

En cuanto a minicentrales hidroeléctricas actualmente fuera de uso, con posibilidades, a priori, de que su rehabilitación o puesta en funcionamiento resulte rentable, podrían citarse las siguientes:

TERRITORIO HISTÓRICO	NOMBRE DE LA MINICENTRAL	CUENCA	RÍO	TÉRMINO MUNICIPAL
<b>GIPUZKOA</b>	C.H. ALZOLABE	DEBA	DEBA	ELGOIBAR
	C.H. LOYOLA	UROLA	UROLA	AZPEITIA
	C.H. ZESTONA	UROLA	UROLA	ZESTOA
	C.H. LEIZAUR	ORIA	LEIZARAN	ANDOAIN
	C.H. LIZARKOLA	ORIA	LEIZARAN	ANDOAIN
	C.H. IRURA	ORIA	ORIA	IRURA
	C.H. ETXEZARRETA	ORIA	ORIA	LEGORRETA
	C.H. ALZAMENDI	ORIA	UBANE (regata)	ANDOAIN
	C.H. ZAZPITURRIETA	ORIA	AMEZKETA	AMEZKETA
<b>ARABA</b>	C.H. ARAYA	ARAIA	ARAIA	ASPARRENA

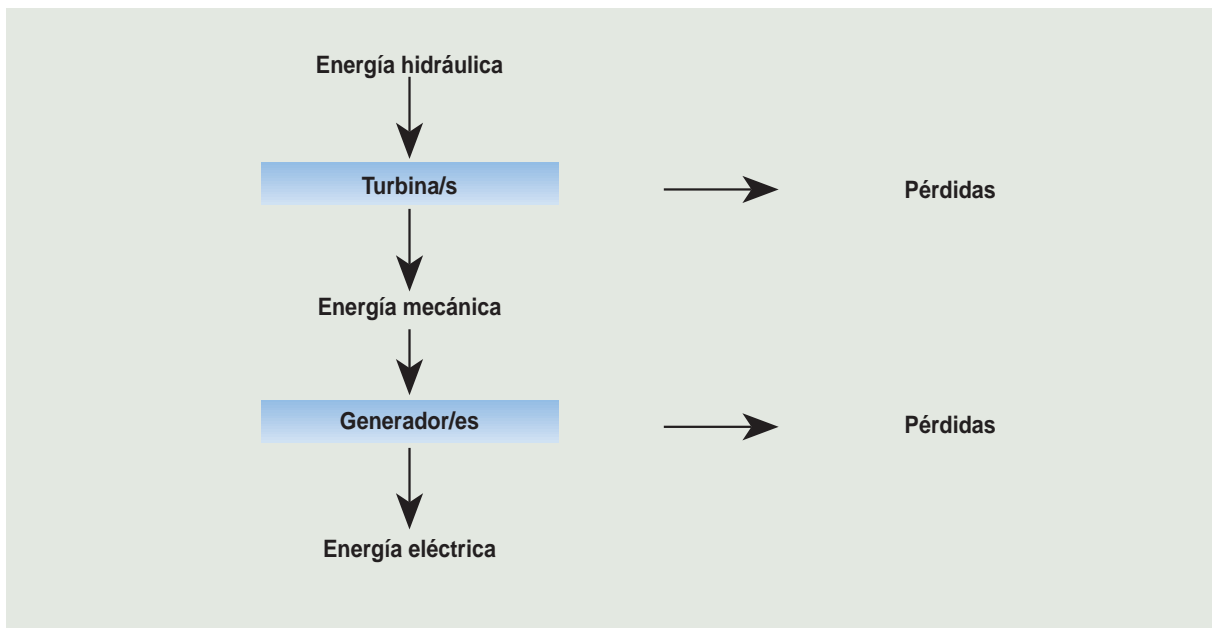
**Tabla 5.** Relación de minicentrales hidroeléctricas de la CAPV cuya rehabilitación podría ser rentable.



### 3. ASPECTOS TÉCNICOS

#### 3.1. Definición de minicentral hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas pueden definirse como instalaciones mediante las que se consigue aprovechar la energía contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores, produciendo energía eléctrica. La figura 8 ilustra este esquema.



**Figura 8.** Transformación de energía hidráulica en energía eléctrica.

A las centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada es inferior a 5.000 kVA se les denomina Pequeñas Centrales o Minicentrales hidroeléctricas.

#### 3.2. Tipos de minicentrales hidroeléctricas

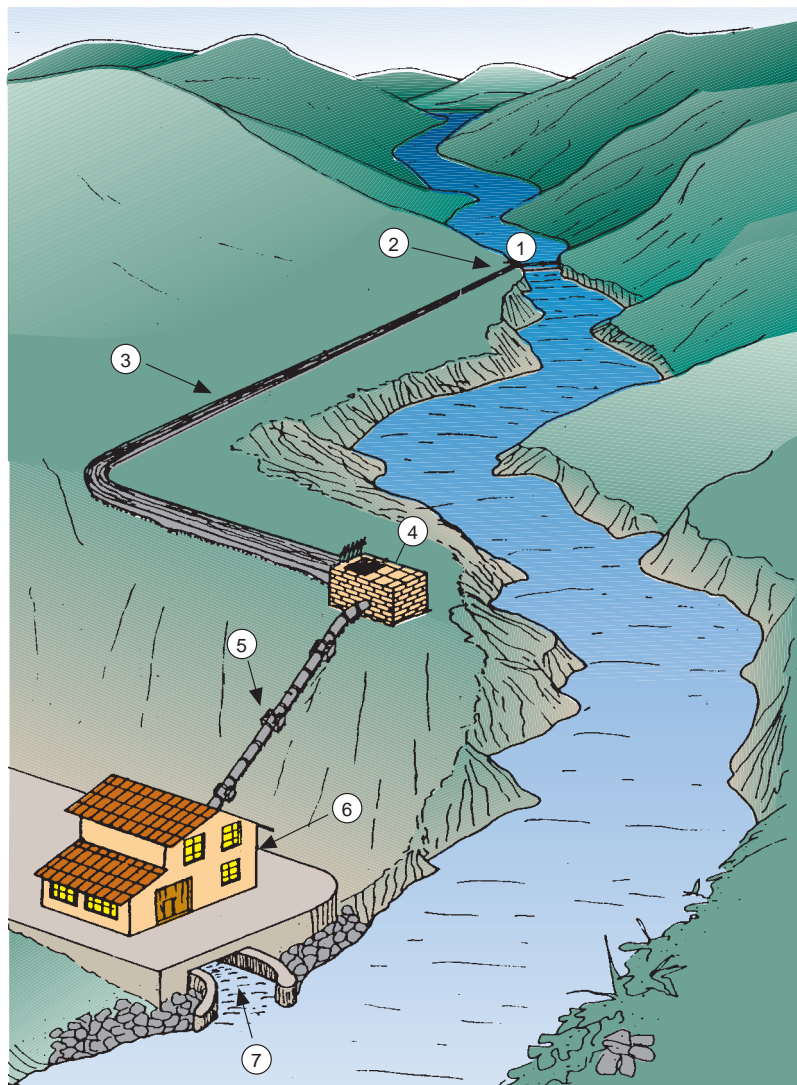
Existen dos tipos básicos de minicentrales hidroeléctricas:

- Centrales de agua fluyente
- Centrales a pie de presa

### 3.2.1. CENTRALES DE AGUA FLUYENTE

En estas centrales, el agua a turbinar se capta del cauce del río por medio de una obra de toma, y una vez turbinada, se devuelve al río en un punto distinto al de captación.

En la figura 9 puede verse un esquema sencillo de este tipo de centrales.



**Figura 9.** Esquema de una central de agua fluyente.

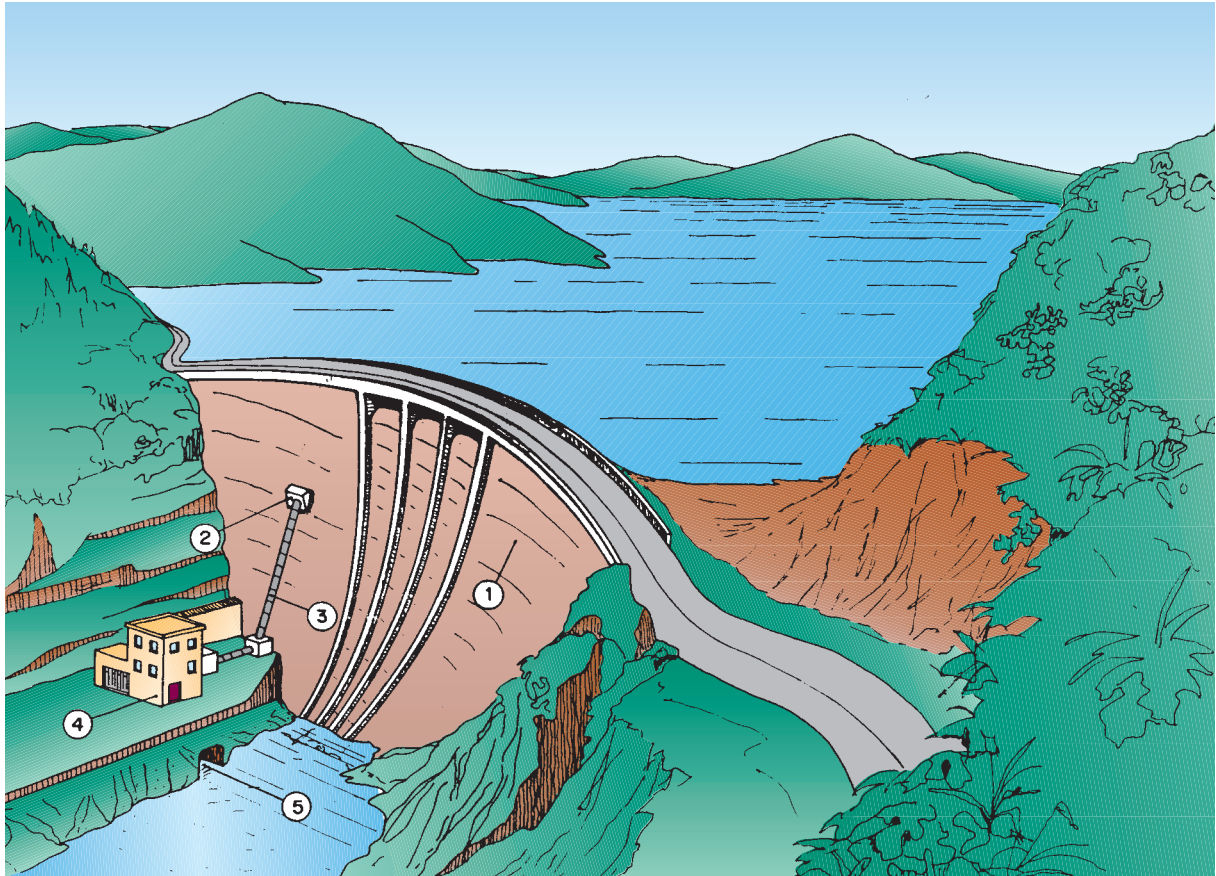
Los elementos principales de estas instalaciones que pueden observarse en la figura anterior son:

- ① Azud
- ② Toma de agua
- ③ Canal de derivación
- ④ Cámara de carga
- ⑤ Tubería forzada
- ⑥ Edificio con su equipamiento electromecánico
- ⑦ Canal de salida

### 3.2.2. CENTRALES A PIE DE PRESA

Son centrales con regulación. El agua a turbinar se almacena mediante una presa.

La figura 10 presenta una central a pie de presa.



**Figura 10.** Esquema de una central a pie de presa.

Son elementos principales de estas centrales:

- ① Presa
- ② Toma de agua
- ③ Tubería forzada
- ④ Edificio con su equipamiento electromecánico
- ⑤ Canal de salida

### 3.3. Elementos de una minicentral hidroeléctrica

Una minicentral está constituida por diversos componentes y equipos que pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Obra civil
- Equipamiento electromecánico
- Equipos auxiliares

### 3.3.1. OBRA CIVIL

La obra civil engloba aquellas obras e instalaciones necesarias para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar y proteger los equipos electromecánicos. Son obra civil los siguientes elementos:

- Azudes y presas
- Obra de toma
- Canal de derivación
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- Edificio
- Canal de salida

#### 3.3.1.1. *Azudes y presas*

Son las obras que se construyen en el curso del agua, transversalmente al mismo, para la retención y desviación hacia la toma del caudal que se deriva hacia la minicentral.

En los azudes se produce una retención del agua sin que haya una variación importante del nivel de agua.

En las presas, el muro se construye para elevar la superficie libre del curso de agua creando un embalse.

#### 3.3.1.2. *Obra de toma*

Las obras de toma derivan el agua hacia las conducciones que la transportarán a la minicentral.

Generalmente, en la toma se instala una reja, para impedir el paso de peces y material sólido.

#### 3.3.1.3. *Canal de derivación*

Es la conducción que transporta el agua que se deriva hacia la minicentral desde la toma hasta la cámara de carga.

A lo largo del canal, dependiendo de su longitud, puede haber varias compuertas para limpieza y vaciado del canal en caso necesario.

Al final del canal, antes de la cámara de carga, suelen instalarse una reja de finos con su correspondiente máquina limpiarrejas, así como una compuerta de seguridad.

#### 3.3.1.4. *Cámara de carga*

Consiste en un depósito situado al final del canal de derivación del que parte la tubería forzada.

Esta cámara es necesaria para evitar la entrada de aire en la tubería forzada, que provocaría sobrepresiones.

#### **3.3.1.5. Tubería forzada**

La tubería forzada conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Generalmente la tubería es de acero.

Al inicio de la tubería se instala un órgano de cierre que permite evitar el paso de agua y vaciar la tubería poco a poco.

#### **3.3.1.6. Edificio**

En el edificio se albergan los equipos electromecánicos de la minicentral.

#### **3.3.1.7. Canal de salida**

Es la conducción a través de la que se restituye el agua al cauce.

### **3.3.2. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO**

Se consideran equipos fundamentales los siguientes:

- Órgano de cierre de la turbina
- Turbina/s
- Generador/es
- Elementos de regulación
- Transformador/es
- Celdas y cuadros eléctricos
- Línea eléctrica de interconexión

#### **3.3.2.1. Órgano de cierre de la turbina**

Son válvulas o compuertas que aíslan la turbina en caso de parada y permiten el vaciado de la tubería y las labores de reparación y mantenimiento.

#### **3.3.2.2. Turbinas**

Son máquinas capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Su acoplamiento mediante un eje a un generador permite, finalmente, la generación de energía eléctrica.

En el siguiente apartado (3.4.) se tratará más ampliamente el tema de las turbinas.

### 3.3.2.3. *Generadores*

Estas máquinas transforman la energía mecánica de rotación que suministra/n la/s turbina/s en energía eléctrica en sus bornas o terminales. Pueden ser de dos tipos: síncronos y asíncronos.

Los generadores síncronos suelen emplearse en centrales con potencia superior a 2.000 kVA conectadas a la red, o en centrales de pequeña potencia que funcionan en isla (sin estar conectadas a la red).

El generador asíncrono, por el contrario, debe estar siempre conectado a la red eléctrica, de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. Es usual emplearlos en centrales de menos de 500 kVA, siempre acopladas a la red.

Para centrales con potencia aparente entre 500 y 2.000 kVA la elección de un generador síncrono o asíncrono, depende de la valoración económica, del sistema de funcionamiento y de los condicionantes técnicos exigidos por la compañía eléctrica.

### 3.3.2.4. *Elementos de regulación*

Son aquellos que regulan los componentes móviles de las turbinas y pueden ser de dos tipos: hidráulicos y electrónicos. Su misión es conseguir adecuar la turbina a las circunstancias existentes en cada momento (caudal turbinable, demanda eléctrica ....) para que pueda trabajar con el mejor rendimiento energético posible en cada circunstancia.

### 3.3.2.5. *Transformadores*

Son máquinas destinadas a convertir una tensión de entrada en otra distinta a la salida. El objeto del transformador es elevar la tensión de generación eléctrica para reducir en lo posible las pérdidas de transporte en la línea.

### 3.3.2.6. *Celdas y cuadros eléctricos*

Suelen instalarse generalmente en el interior de la minicentral y están constituidos por diversos componentes eléctricos de regulación, control, protección y medida.

### 3.3.2.7. *Línea eléctrica de interconexión*

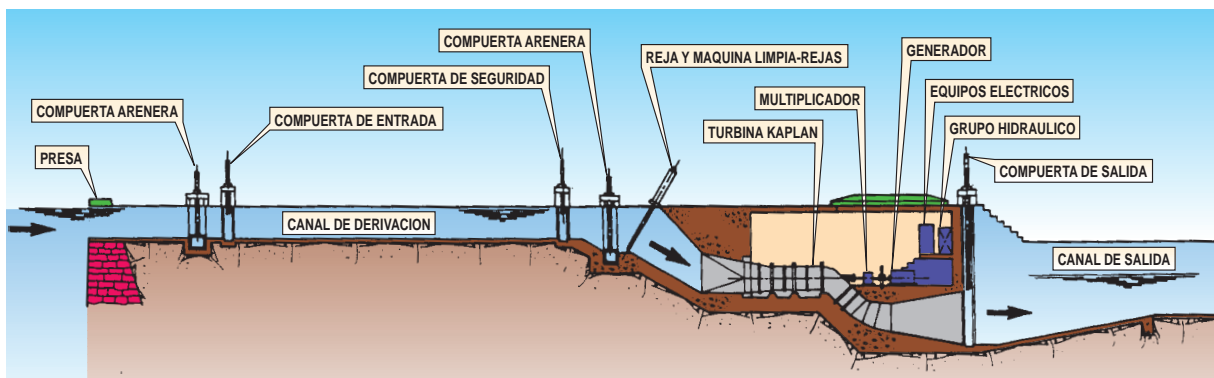
La línea eléctrica transporta la energía eléctrica desde la minicentral hasta el punto de conexión con la compañía eléctrica o hasta el centro de autoconsumo.

### 3.3.3. EQUIPOS AUXILIARES

Estos equipos son también necesarios para el correcto funcionamiento de una minicentral. Entre los más comunes están:

- Compuertas
- Reja y máquina limpiarrejas
- Grúa para movimiento de máquinas
- Sistema contra-incendios
- Alumbrado
- Caudalímetro

La figura 11 muestra los elementos principales de una minicentral hidroeléctrica.



**Figura 11.** Esquema de componentes de una minicentral hidroeléctrica.

### 3.4. Turbinas

Como se decía anteriormente, las turbinas son máquinas que transforman la energía hidráulica en energía mecánica de rotación en su eje.

En cuanto a su funcionamiento se pueden clasificar en:

- Turbinas de acción
- Turbinas de reacción

Las turbinas de acción utilizan únicamente la velocidad del flujo de agua para girar, mientras que las turbinas de reacción emplean tanto la presión como la velocidad del agua.

#### 3.4.1. TIPOS DE TURBINAS

##### 3.4.1.1. Turbinas Pelton

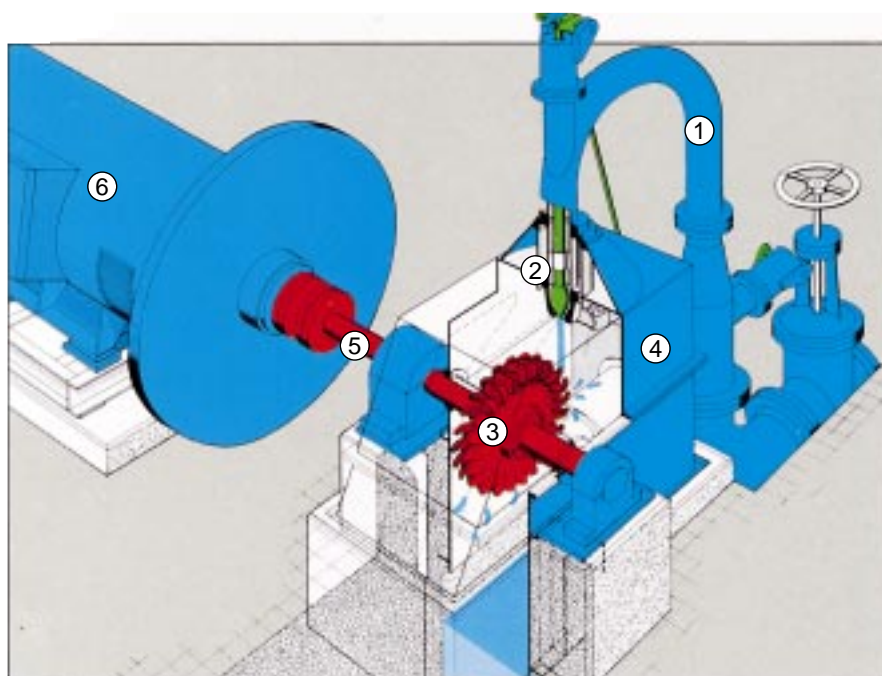
Las turbinas Pelton son las turbinas de acción más utilizadas y están recomendadas en aquellos aprovechamientos caracterizados por grandes saltos y caudales relativamente bajos.

Este tipo de turbina permite una gran flexibilidad de funcionamiento, al ser capaz de turbinar hasta el 10% de su caudal nominal con rendimientos óptimos.

Las posibilidades de montaje son múltiples, siendo posible su instalación con eje horizontal o vertical, con uno o varios inyectores y con uno o dos rodetes.

En general, en las minicentrales se implantan turbinas Pelton con uno o dos inyectores que actúan sobre un único rodete.

En la figura 12 se pueden observar los componentes principales de una turbina Pelton.



**Figura 12.** Turbina Pelton (cortesía de VOITH).

- |                           |                  |
|---------------------------|------------------|
| ① Tubería de distribución | ④ Carcasa        |
| ② Inyector                | ⑤ Eje de turbina |
| ③ Rodete                  | ⑥ Generador      |

En este tipo de turbinas la admisión del agua se realiza a gran velocidad tangencialmente al rodete (3) a través de la tubería de distribución (1) y el inyector (2), que puede considerarse como el distribuidor de la turbina Pelton.

El inyector (2) está equipado de una válvula de aguja y un deflector o pantalla deflectora.

La válvula de aguja, con un desplazamiento longitudinal controlado bajo presión de aceite por un grupo oleohidráulico, permite la regulación del caudal de agua a turbinar así como el cierre estanco del inyector (2).

El deflector, por su parte, impide el golpe de ariete y el embalamiento de la turbina durante las fases de parada programada o de emergencia de la turbina.

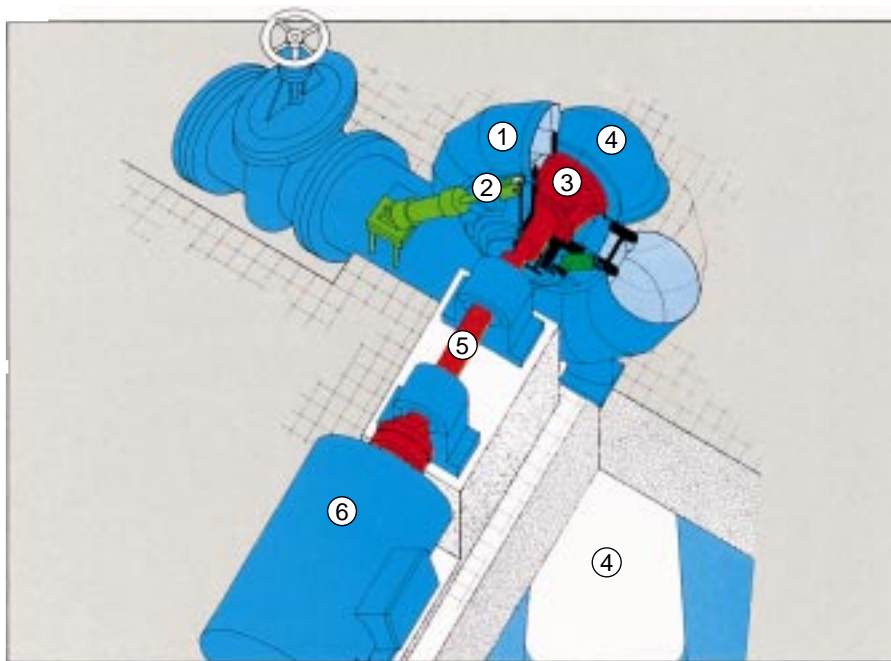


El rodete (3) es una pieza maciza circular, fabricada generalmente en fundición de acero dotada en su periferia de un conjunto de cucharas con doble cuenco, denominadas álabes, sobre los que incide el chorro del agua.

### 3.4.1.2. Turbinas Francis

Las turbinas Francis son turbinas de reacción caracterizadas por incidir el agua sobre el rodete, al que atraviesa, en dirección radial siendo descargada en paralelo al eje de rotación, en dirección axial, mediante su orientación en un ángulo de 90°.

En la figura 13 se representa una turbina Francis con cámara de entrada cerrada en forma espiral.



**Figura 13.** Turbina Francis con cámara espiral (Cortesía de VOITH).

- |                  |                           |
|------------------|---------------------------|
| ① Cámara espiral | ④ Codo y tubo de descarga |
| ② Alabe móvil    | ⑤ Eje de turbina          |
| ③ Rodete         | ⑥ Generador               |

La admisión del agua es regulada por el distribuidor que, conjuntamente con la cámara espiral (1), tiene la misión de dar al agua la velocidad y orientación más adecuadas para entrar en el rodete (3).

El distribuidor puede ser de álabes orientables o fijos. El más utilizado es el de álabes orientables.

El rodete (3) es una pieza troncocónica formada por un conjunto de paletas fijas, denominadas álabes, cuya disposición da lugar a la formación de unos canales hidráulicos por los que se descarga el agua turbinada.

Las turbinas Francis pueden ser instaladas en una amplia gama de aprovechamientos, abarcando caudales desde 150 l/s hasta 40.000 l/s en saltos entre 2 y 250 m.

Su rango de funcionamiento es aceptable, pudiendo turbinar a partir del 40% del caudal nominal de la turbina.

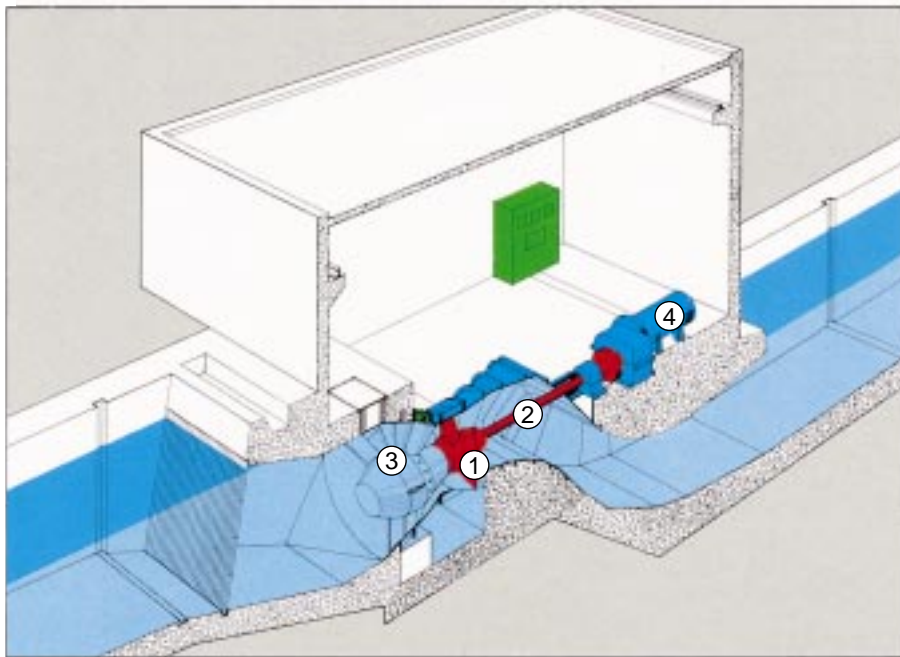
En minicentrales que se instalan turbinas Francis, éstas son generalmente de eje horizontal con un único rodete.

### 3.4.1.3. Turbinas Kaplan

Las turbinas Kaplan se adaptan óptimamente a los aprovechamientos caracterizados por pequeños saltos, en general inferiores a 30 m, y caudales altos.

La gama de funcionamiento es muy amplia siendo capaz de turbinar hasta el 25% del caudal nominal de la turbina.

No admite muchas posibilidades de instalación reduciéndose, en la práctica, a turbinas con eje vertical u horizontal.



**Figura 14.** Turbina Kaplan de eje horizontal, tipo S (Cortesía de VOITH).

- ① Distribuidor y palas distribuidor
- ② Eje de turbina
- ③ Rodete
- ④ Generador

La admisión del agua es regulada por un distribuidor (1) con funcionamiento idéntico al instalado en las turbinas Francis.

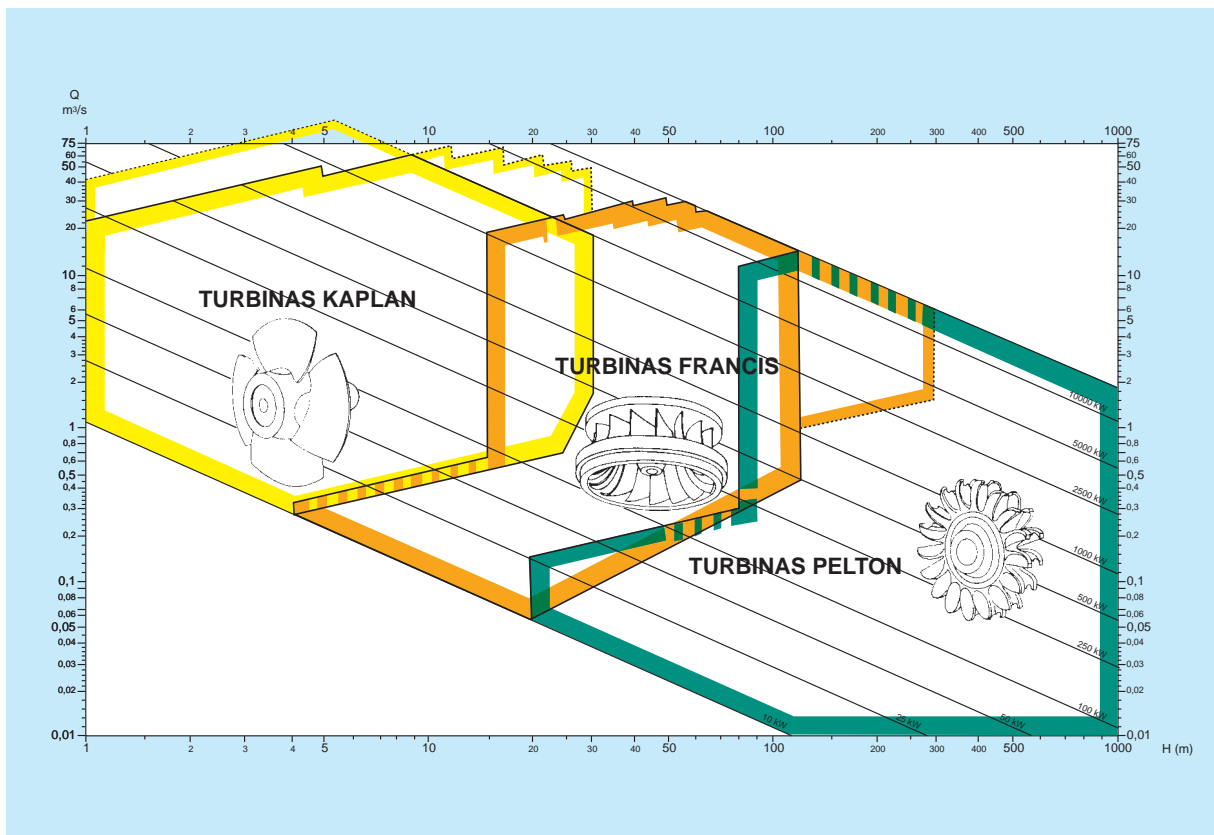
El rodete (3) tiene forma de hélice siendo orientables los álabes mediante un servomotor gobernado por un grupo oleohidráulico.

La descarga del agua turbinada se realiza por el tubo de aspiración acodado construido, en general, en hormigón y con frecuencia blindado con chapa de acero.

### 3.4.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA

Para preseleccionar el tipo de turbina a instalar en una minicentral, se utilizan unos ábacos que suelen facilitar los fabricantes de turbinas. Con ellos, se determina el tipo de turbina a partir de los parámetros de salto y caudal.

Tal y como puede verse en la figura 15, entrando en abcisas con el salto en m y en ordenadas en el caudal de agua en  $m^3/s$ , se obtendría el tipo de turbina más adecuado para la instalación.



**Figura 15.** Ábaco de selección del tipo de turbina. (Cortesía de VOEST-ALPINE).

No obstante, para elegir la turbina definitiva garantizando la máxima rentabilidad de la minicentral, se deberán tener en cuenta la curva de caudales clasificados, imprescindible para determinar el caudal de equipamiento, y la infraestructura existente del aprovechamiento.

En el apéndice A.3. se recoge una relación de fabricantes de turbinas hidráulicas.

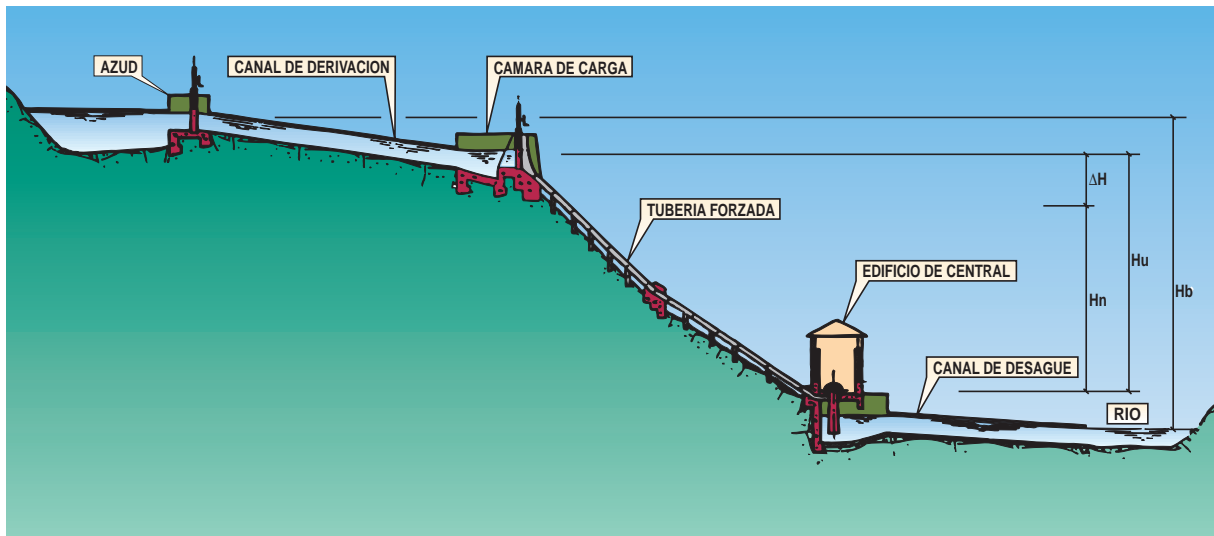
### 3.5. Parámetros fundamentales para el diseño de una minicentral hidroeléctrica

La potencia eléctrica de una minicentral hidroeléctrica es directamente proporcional a dos magnitudes: el salto y el caudal de agua turbinado.

#### 3.5.1. SALTO

El salto es la diferencia de nivel entre la lámina de agua en la toma y el punto del río en el que se restituye el agua turbinada.

En realidad, esta definición corresponde a lo que se denomina salto bruto ( $H_b$ ). Además del salto bruto, se manejan otros dos conceptos de salto, el salto útil ( $H_u$ ) y el salto neto ( $H_n$ ). La figura 16 ilustra estos conceptos:



**Figura 16.** Esquema de un salto de agua.

Salto bruto ( $H_b$ ): Diferencia de altura entre la lámina de agua en la toma y el nivel del río en el punto de descarga del agua turbinada.

Salto útil ( $H_u$ ): Diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto ( $H_n$ ): Es el resultado de restar al salto útil ( $H_u$ ) las pérdidas de carga ( $\Delta H$ ) originadas por el paso del agua a través de la embocadura de la cámara de carga y de la tubería forzada y sus accesorios.

El cálculo de las pérdidas de carga se realiza mediante fórmulas empíricas ampliamente difundidas. Una consideración aceptable es suponer que la pérdida de carga es del orden de un 5% a un 10% del salto bruto.

El salto bruto puede estimarse en primera instancia a partir de un plano topográfico. Sin embargo, una determinación más exacta requiere un levantamiento taquimétrico.

### 3.5.2. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO

Para poder determinar la potencia a instalar y la energía producible a lo largo del año en una minicentral hidroeléctrica, es imprescindible conocer el caudal circulante por el río en la zona próxima a la toma de agua.

Aforar es medir el caudal de una corriente de agua en un punto de la misma en un instante determinado. En la CAPV existe una red de estaciones de aforo que proporcionan datos de caudales de un gran número de ríos. Su instalación y control dependen de organismos públicos y privados entre los que se encuentran las Diputaciones Forales, el Ente Vasco de la Energía (EVE), el MOPTMA o Iberdrola, S.A.

En aquellos aprovechamientos en los que no existe una estación de aforo próxima a la central, se realiza un estudio hidrológico aplicando un modelo matemático de simulación basado en los datos de precipitaciones sobre la cuenca y caudales de una cuenca de similares características.

También se pueden estimar los caudales que circulan por el río a partir de los caudales turbinados por una central próxima, siempre y cuando ambas centrales tengan más o menos la misma aportación y la central de la que se toman los datos esté bien dimensionada y además su caudal de equipamiento no esté condicionado por la infraestructura propia de la central (canal de derivación, tubería forzada etc).

En cualquier caso, se deben obtener datos de caudales correspondientes a una serie de años lo suficientemente amplia como para incluir años secos, normales y húmedos.

Para caracterizar hidrológicamente los años para los que se dispone de registro de caudales, se debe recopilar la información de lluvias de las estaciones meteorológicas del entorno, realizando un cálculo correlativo de lluvias y caudales para comprobar si existe relación entre la aportación de lluvias y los caudales registrados. En la figura 17 se muestra, un ejemplo de distribución de precipitaciones para una serie de 15 años.

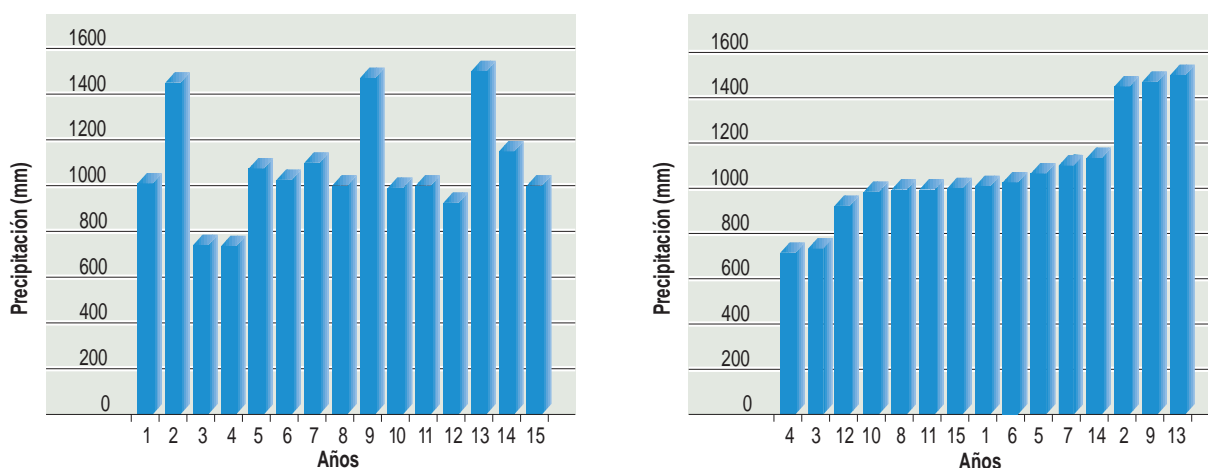
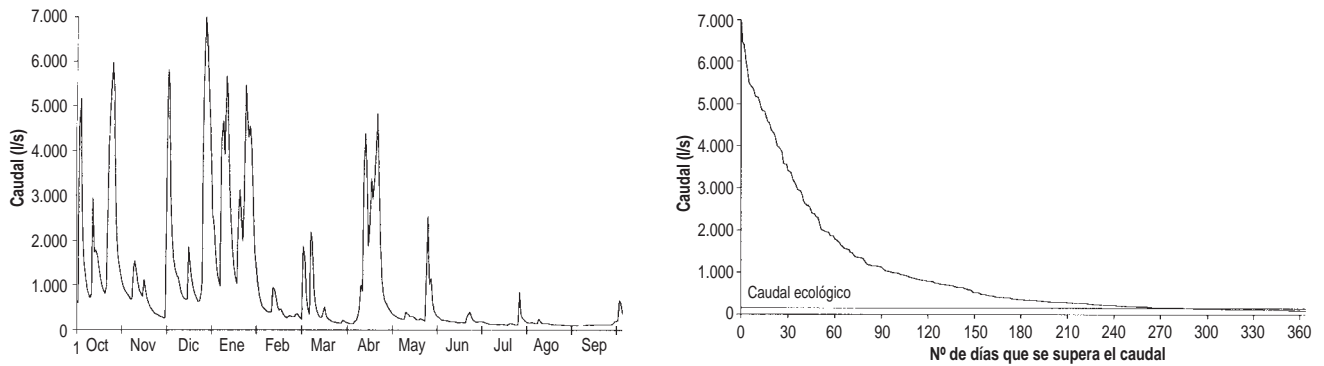


Figura 17. Datos de precipitación anual clasificados

Una vez determinados los años normales se toman los caudales correspondientes a esos años y se calculan los caudales medios diarios. A partir de estos caudales medios diarios se construye la curva de caudales clasificados, que indica el número de días del año en los que circula un caudal determinado por el río. En la figura 18 pueden verse una curva de caudales medios diarios y su correspondiente curva de caudales clasificados.

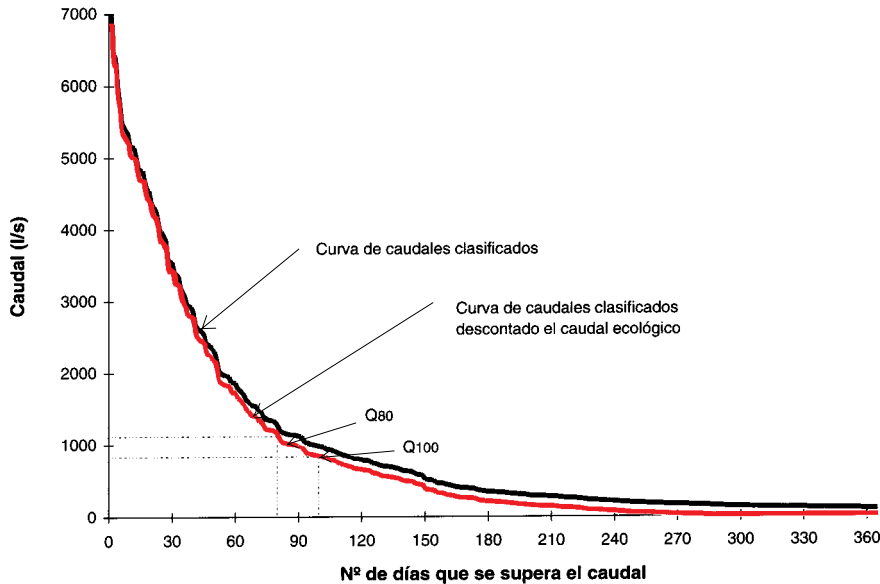


**Figura 18.** Curvas de caudales medios diarios y de caudales clasificados

El caudal de equipamiento de la central se establece a partir de la curva de caudales clasificados. En esta curva hay que descontar el caudal ecológico, que es el caudal que debe circular como mínimo por el río durante todo el año.

El caudal ecológico suele indicarlo el Organismo de Cuenca o las Diputaciones Forales. En el caso de no ser así, una buena estimación es considerar el caudal ecológico igual al 10% del caudal medio interanual.

Una vez que se le ha descontado el caudal ecológico a la curva de caudales clasificados, se elige el posible caudal de equipamiento en el intervalo de la curva comprendido entre el  $Q_{80}$  y el  $Q_{100}$ , siendo el  $Q_{80}$  el caudal que circula por el río durante 80 días al año y el  $Q_{100}$  el que circula durante 100 días al año (figura 19).



**Figura 19.** Curva de caudales clasificados.

Para los posibles caudales comprendidos en este intervalo, se hace una estimación de las horas de funcionamiento de la central, siempre teniendo en cuenta el tipo de turbina que se proyecte instalar.

Cada tipo de turbina tiene un rango de funcionamiento con un caudal máximo y otro mínimo por debajo del cual la turbina no funcionaría con rendimiento aceptable.

Este caudal mínimo es aproximadamente:

- Para turbinas PELTON : 10%  $Q_{\text{equipamiento}}$
- Para turbinas KAPLAN : 25%  $Q_{\text{equipamiento}}$
- Para turbinas FRANCIS : 40%  $Q_{\text{equipamiento}}$

Una vez que se ha elegido el tipo de turbina, se estiman las producciones que se obtendrían para cada posible caudal de equipamiento.

No siempre se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que hay que tener en cuenta también la inversión necesaria en cada caso. Puede ocurrir que la diferencia de kWh generados de una a otra variante, no compense el incremento de inversión que hay que realizar.

En ocasiones, el caudal de equipamiento está condicionado por la infraestructura existente en la minicentral. Este sería el caso de las minicentrales que tienen un canal de derivación con una capacidad de transporte inferior al caudal de equipamiento deducido a partir de la curva de caudales clasificados. En este caso, la inversión necesaria para acondicionar el canal puede hacer inviable la reconstrucción de la minicentral y por consiguiente, se opta por un caudal de equipamiento igual al caudal máximo que puede transportar el canal de derivación.

### 3.5.3. POTENCIA DE LA MINICENTRAL

La potencia eléctrica teórica que puede generar una minicentral, viene dada por la expresión:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_n$$

donde:

P : Potencia instalada en kW

Q : Caudal en  $\text{m}^3/\text{s}$

$H_n$  : Salto neto en m

La producción de la minicentral puede estimarse, en una primera aproximación, multiplicando esta potencia por el número previsto de horas de funcionamiento.

Sin embargo la potencia a la salida de la minicentral es igual a:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_n \cdot e$$

siendo

$$e = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr}$$

donde:

e : Factor de eficiencia de la minicentral

$\eta_t$  : Rendimiento de la turbina

$\eta_g$  : Rendimiento del generador

$\eta_{tr}$  : Rendimiento del transformador

Los rendimientos de las turbinas, generadores y transformadores son facilitados por los fabricantes de los propios equipos. En un primer estudio, sin embargo, puede tomarse como factor de eficiencia de la minicentral un valor próximo a 0,8.

---

## 4. ASPECTOS ECONÓMICOS

### 4.1. Inversiones

La inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de una minicentral hidroeléctrica debe incluir la valoración de los siguientes conceptos:

- Obra civil
- Equipos electromecánicos y auxiliares
- Conexión a la red
- Proyectos
- Dirección de obra
- Permisos, tasas y expropiaciones
- Impuestos

### 4.2. Costes de Explotación

Hay que tener en cuenta que la explotación de una minicentral conlleva unos gastos anuales debidos al mantenimiento y reparación de las instalaciones, que aunque serán casi despreciables los primeros años de funcionamiento de la central, irán aumentando a lo largo de los años.

Los gastos de explotación a tener en cuenta son:

- Personal de vigilancia y limpieza de las instalaciones.
- Mantenimiento y reparación de los elementos que se han de conservar y reponer, incluyendo mano de obra y repuestos.
- Seguros de las instalaciones.

Se puede estimar que estos gastos son del orden del 2 al 5% de la inversión a realizar.

### 4.3. Precio venta de la energía

El precio de venta de la energía viene regulado por el REAL DECRETO 2360/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables.



En el REAL DECRETO citado, las centrales hidroeléctricas quedan recogidas en el Grupo f siempre que la suma de las potencias aparentes de cada grupo, medidas en bornas de generador, no sea superior a 10 MVA.

La facturación total por la venta de energía será la que resulte de la aplicación total de la fórmula siguiente:

$$F_T = (PF \times T_p + E_c T_e \pm DH \pm ER) k_f - AI$$

en la que

$F_T$  = Facturación en pesetas

PF = Potencia a facturar expresada en kW

$T_p$  = Término de potencia (Tarifa 1.2)

$E_c$  = Energía cedida en kWh

$T_e$  = Término de energía (Tarifa 1.2)

DH = Complemento por discriminación horaria (Tipo 2)

ER = Complemento por energía reactiva

$K_f$  = Coeficiente

AI = Abono por incumplimiento de potencia

PF se puede calcular en el caso de las minicentrales hidroeléctricas, como cociente entre la energía entregada en el periodo de facturación y el número de horas del citado periodo.

AI es 0, ya que no hay incumplimiento de potencia.

$K_f$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$K_f = K_c \times K_p$$

donde  $K_c$  es el coeficiente de costes incluidos en tarifas no evitados y  $K_p$  el coeficiente de aportación a la política energética. Para las minicentrales hidroeléctricas  $K_p = 1,08$  y  $K_c = 0,85$ .

Los términos de potencia  $T_p$  y de energía  $T_e$ , se asimilan a los de la Tarifa eléctrica 1.2. Para este año 1995, las tarifas establecidas son:  $T_p = 338$  PTA/kW y mes y  $T_e = 11,26$  PTA/kWh.

Los complementos por discriminación horaria DH y por energía reactiva ER no suelen afectar de manera importante a la facturación total. Para el cálculo del DH se considerará que las minicentrales hidroeléctricas están incluidas en el Tipo 2.

#### 4.4. Rentabilidad de la inversión

La rentabilidad de una minicentral puede estimarse de una forma sencilla (se obtendrán valores aproximados), utilizando los siguientes criterios:

- Período de Retorno (P.R.); que es el tiempo que se tarda en recuperar la inversión :

$$P. R. = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ingresos anuales}} = \frac{\text{Inversión (PTA)}}{(\text{Ingresos-gastos}) \text{ PTA/AÑO}}$$

- Índice de energía (I. E.); que es el coste del kilovatio hora generado :

$$I.E. = \frac{\text{Inversión (PTA)}}{\text{Energía salida trafo (kWh)}}$$

- Índice de potencia (I.P.); que es el coste del kilovatio instalado :

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

Se suelen considerar como rentables aquellos aprovechamientos que tienen valores aproximados a:

- Período de retorno : 4 a 5 años
- Índice de energía : 50 PTA/kWh
- Índice de potencia: 100.000 a 110.000 PTA/kW

Suelen ser aprovechamientos rentables:

- Saltos altos en ríos de fuerte pendiente, para obra nueva totalmente.
- Saltos totalmente nuevos, en ríos regulados por embalse en cabecera.
- Saltos existentes con obra civil en buen estado o que precisa pequeñas reparaciones.
- En los que existe posibilidad de reparación de las turbinas y equipos de automatismo.
- Que casi toda la energía producida sea utilizable por el propietario.

Suelen ser aprovechamientos de rentabilidad dudosa:

- Saltos bajos en ríos de pendientes media o baja, para obra nueva totalmente.
- Saltos totalmente nuevos, en ríos no regulados por embalse en cabecera.
- Saltos existentes con obra civil muy deteriorada y con canales muy largos.
- Cuando hay que instalar nuevas turbinas y equipos de automatismo.
- Que el propietario utilice poca energía de la que produce.

En cualquier caso, si se decide llevar a cabo el proyecto de rehabilitación o construcción de una minicentral es necesario realizar un estudio económico-financiero en profundidad.

## 5. TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

### 5.1. Documentación Técnico-Administrativa para la Concesión de Aguas

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

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

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

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

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

Los Organismos competentes para tramitar y otorgar las concesiones de agua son las Comisaría de Aguas de las Confederaciones Hidrográficas y la Dirección de Planificación y Obras Hidráulicas del Gobierno Vasco.

<b>ORGANISMO DE CUENCA</b>			
<b>CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA COMISARÍA DE AGUAS</b>		<b>DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y OBRAS HIDRÁULICAS DEL GOBIERNO VASCO</b>	
<b>CUENCA NORTE</b>	<b>CUENCA DEL EBRO</b>	<b>SERVICIO TERRITORIAL DE AGUAS DE BIZKAIA</b>	<b>SERVICIO TERRITORIAL DE AGUAS DE GIPUZKOA</b>
AGÜERA BIDASOA IBAIZABAL KADAGUA KARRANTZA NERBIOI ORIA URUMEA	ARAIA BAYAS EGA ERRIOXA (EBRO) INGLARES OMECILLO ZADORRA	ARTIBAI ASUA BARBADÚN BUTROI GALINDO GOBELA LEA OKA	DEBA OIARTZUN UROLA

**Tabla 6.** Relación de ríos de la CAPV y Organismo de Cuenca al que pertenecen.

Dependiendo de en qué río se encuentre la toma de agua de la minicentral (ver tabla 6) hay que dirigirse, para cualquier trámite, a uno de estos Organismos. Las direcciones vienen indicadas en el Apéndice A.4.

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

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

En cada caso hay que seguir los siguientes trámites:

### **A) La Concesión está vigente**

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

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

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

Este trámite suele durar un plazo aproximado de seis meses.

### **B) La Concesión está caducada o no existe Concesión**

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

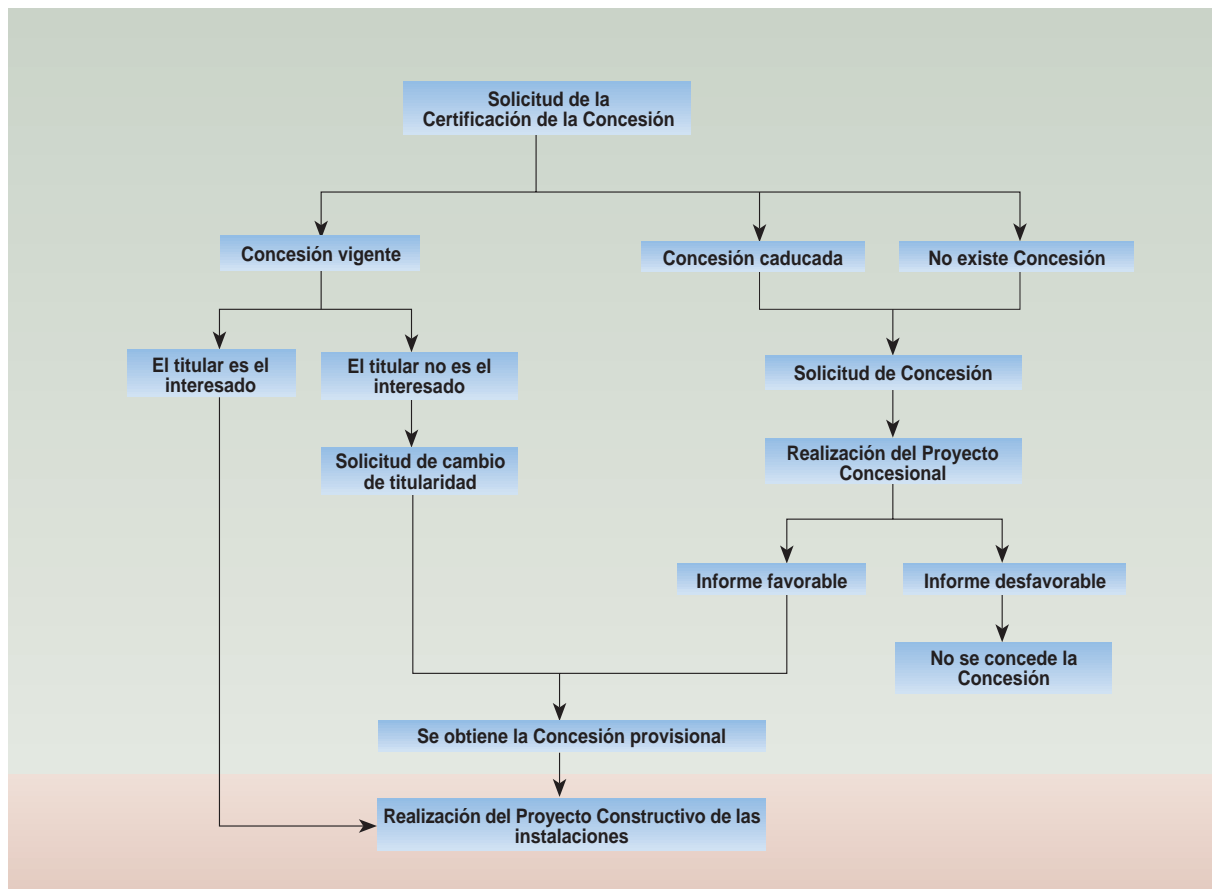
- Nombre y apellidos o razón social y domicilio del peticionario
- Objeto del aprovechamiento
- La corriente de donde se proyecta derivar el agua
- Caudal en litros por segundo
- Desnivel que se pretende utilizar
- Potencia a instalar
- Término/s Municipal/es donde radican las obras

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

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

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

La figura 20 resume los pasos explicados anteriormente:



**Figura 20.** Esquema de trámites necesarios para la obtención de la Concesión de Aguas.

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

En el Apéndice A.2. se indica el alcance mínimo que el Ente Vasco de la Energía (EVE) aconseja para los Estudios de Viabilidad.

## 5.2. Documentación para la solicitud de autorización de las instalaciones eléctricas

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

- Proyecto Electromecánico de las instalaciones de alta y baja tensión en el que se definen la totalidad de los equipos a instalar tanto principales como auxiliares, conjuntamente con los informes (separatas) de afecciones a terceros.

- Proyecto de la Línea Eléctrica de Interconexión de la Central con la Compañía Eléctrica. Este Proyecto generalmente es realizado por la propia Compañía Eléctrica. Todos estos documentos deben ir suscritos por un Técnico Superior competente y visados por el Colegio de Ingenieros correspondiente.

Al mismo tiempo se solicitan en la Delegación de Industria:

- El otorgamiento de la autorización administrativa de la instalación.
- El reconocimiento del derecho a acoger la instalación referida al régimen especial establecido en el Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre.
- La inclusión de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial.

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

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

### 5.3. Documentación técnico-administrativa a presentar en otros organismos

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

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

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

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

---

## 6. EJEMPLO SIMPLIFICADO DE UN ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

### 6.1. Introducción

Un Estudio de Viabilidad es un documento previo a un Proyecto Constructivo que, mediante una inversión mínima, permite determinar la rentabilidad técnica y económica que supone la construcción o rehabilitación de un aprovechamiento hidroeléctrico.

A continuación, mediante un ejemplo, se van a describir a grandes rasgos las etapas que comprende un estudio de viabilidad de una minicentral hidroeléctrica.

### 6.2. Estudio de viabilidad

La Central que se va a estudiar dejó de funcionar en el año 1970 debido al deterioro de su equipamiento y como consecuencia, a su falta de rentabilidad. Sus instalaciones actuales comprenden azud, canal de derivación, cámara de carga, tubería forzada, edificio y canal de salida. La mayor parte de estas instalaciones se encuentran en un estado de conservación aceptable, salvo la tubería forzada y el edificio, dentro del cual no queda ningún resto de equipamiento electromecánico.

#### 6.2.1. OBTENCIÓN DE LOS DATOS CONCESIONALES

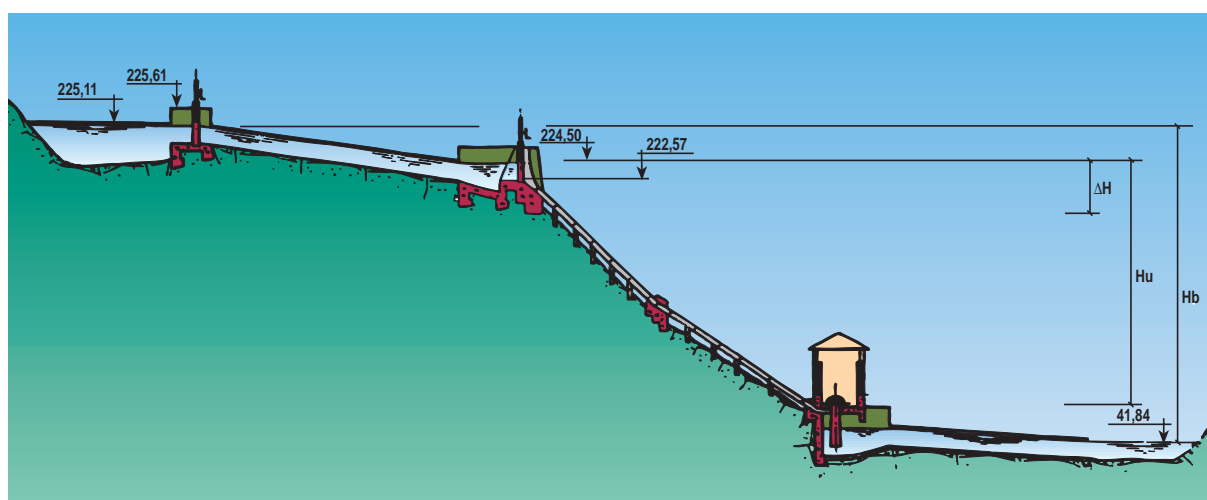
Según la certificación de la Confederación Hidrográfica del Norte, la concesión de aguas no está afectada por expediente de caducidad y fue otorgada al propietario actual por Resolución Gubernativa de fecha 20 de Marzo de 1954, para aprovechar un caudal de 800 l/s en un salto bruto de 183 m.

#### 6.2.2. OBTENCIÓN DE LOS DATOS TOPOGRÁFICOS

Es necesario disponer de una serie de cotas con el fin de determinar la capacidad de transporte del canal de derivación y el salto bruto del aprovechamiento, que en muchos casos no coincide con el salto registrado en la concesión.

Los datos de altimetría más significativos del aprovechamiento en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) son:

- Cota de la coronación del azud ..... 225,61
- Cota de la lámina de agua en la toma ..... 225,11
- Cota de la solera del canal en varios puntos a lo largo de su trazado, conjuntamente con su sección total y mojada
- Cota fondo cámara de carga ..... 222,57
- Cota de la lámina de agua en la cámara de carga ..... 224,50
- Cota de lámina de agua en la zona del río donde se restituye el agua ..... 41,84



**Figura 21.** Esquema del salto de agua.

### 6.2.3. DETERMINACIÓN DEL SALTO

El cálculo del salto neto se realiza a partir de los datos topográficos y de las pérdidas de carga. Éstas están constituidas principalmente por:

- pérdidas en la toma
- pérdidas en el canal de derivación
- pérdidas en la tubería forzada

En el apartado 3.5.1. se indica que estas pérdidas de carga se pueden considerar, en una primera estimación, entre el 5% y el 10% del salto bruto

El salto neto del aprovechamiento es :

$$\text{Salto neto (Hn)} = \text{salto bruto (Hb)} - \text{pérdidas de carga } (\Delta H)$$

$$\Delta H = 7\% \text{ de } Hb$$

$$Hb = 225,11 - 41,84 = 183,27 \text{ m}$$

$$\Delta H = 183,27 \times \frac{7}{100} = 12,83 \text{ m}$$

$$\text{Salto neto (Hn)} = 183,27 - 12,83 = 170,44 \cong 170 \text{ m}$$



#### 6.2.4. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DEL CANAL

Como se ha indicado anteriormente la central tiene una infraestructura existente (azud, canal, edificio...) que se intentará aprovechar. Por este motivo la capacidad máxima que puede transportar el canal de derivación limita el caudal a derivar hacia la central.

La capacidad del canal suele determinarse a partir de fórmulas empíricas. Sin embargo, puede realizarse una estimación rápida de la misma a partir de la sección mojada mínima del canal.

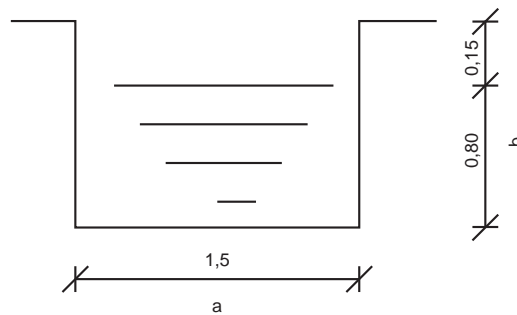
La sección mojada del canal es:

$$S = b \times a$$

siendo,

b = altura de la lámina de agua del canal en m

a = anchura del canal en m



**Figura 22.** Sección más desfavorable del canal de derivación.

La capacidad máxima de transporte del canal expresada en m<sup>3</sup>/s estará comprendida entre el 80% y el 100% de ese valor.

En este ejemplo:

$$S = 0,8 \times 1,5 = 1,2 \text{ m}^2$$

y la capacidad del canal estará comprendida en el siguiente intervalo:

$$Q_1 = (1,2 \times 0,8) \times \text{m}^3/\text{s} = 960 \text{ l/s}$$

$$Q_2 = (1,2 \times 1) \times \text{m}^3/\text{s} = 1.200 \text{ l/s}$$

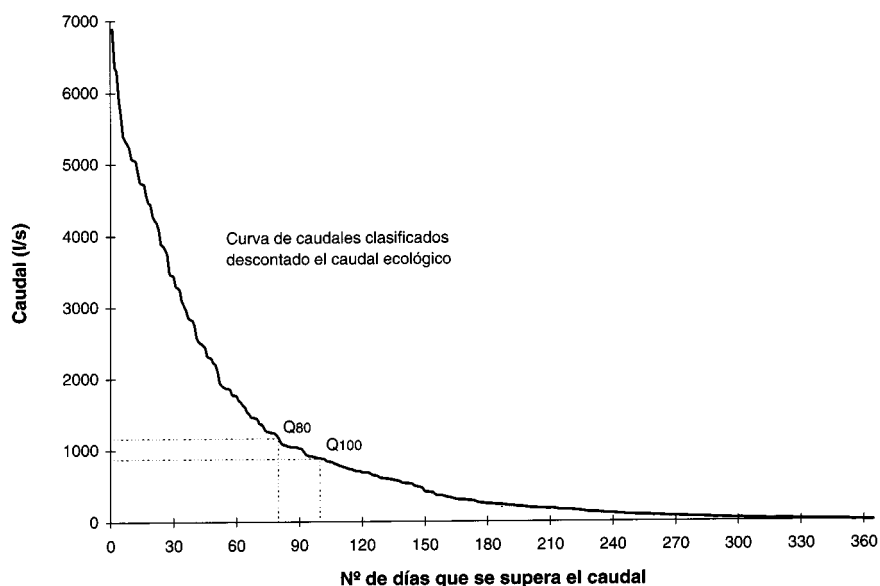
Aplicando cualquiera de las fórmulas empíricas existentes para el cálculo de la capacidad de transporte de canales abiertos, se hubiera obtenido que el canal puede transportar un caudal máximo de 1.000 l/s.

### 6.2.5. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL DE EQUIPAMIENTO

Se dispone de una serie continua de caudales medios diarios de siete años registrados en una estación de aforo situada a 100 m aguas arriba de la central.

Los datos de precipitaciones de los últimos 15 años, facilitados por la estación pluviométrica más próxima a la central, permiten distribuir esos años en años húmedos, normales y secos.

Con los datos de caudales medios diarios correspondientes a los años normales se construye, como se señala en el apartado 3.5.2., la curva de caudales clasificados.



**Figura 23.** Curva de caudales clasificados.

El caudal de equipamiento de la turbina se establece a partir de la curva de caudales clasificados, a la que previamente se le ha descontado el caudal ecológico fijado por el organismo competente. En este caso, el caudal ecológico es de 100 l/s.

Tal como se indica en el apartado 3.5.2., el caudal de equipamiento suele fluctuar entre el  $Q_{80}$  y el  $Q_{100}$ . En este caso se tiene que el caudal concesional, 800 l/s, se corresponde con el  $Q_{100}$  y la capacidad máxima de transporte del canal, 1.000 l/s, con el  $Q_{80}$ . Así, las distintas alternativas de caudal de equipamiento estarán comprendidas entre 800 l/s y 1.000 l/s.

### 6.2.6. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE TURBINA

Con los datos de salto y caudal que se tienen, aplicando el ábaco de la figura 15 resulta que el tipo de turbina más adecuado para la minicentral del ejemplo es una PELTON.

### 6.2.7. ALTERNATIVAS DE INSTALACIÓN

Se van a tener en cuenta tres posibles alternativas de instalación:

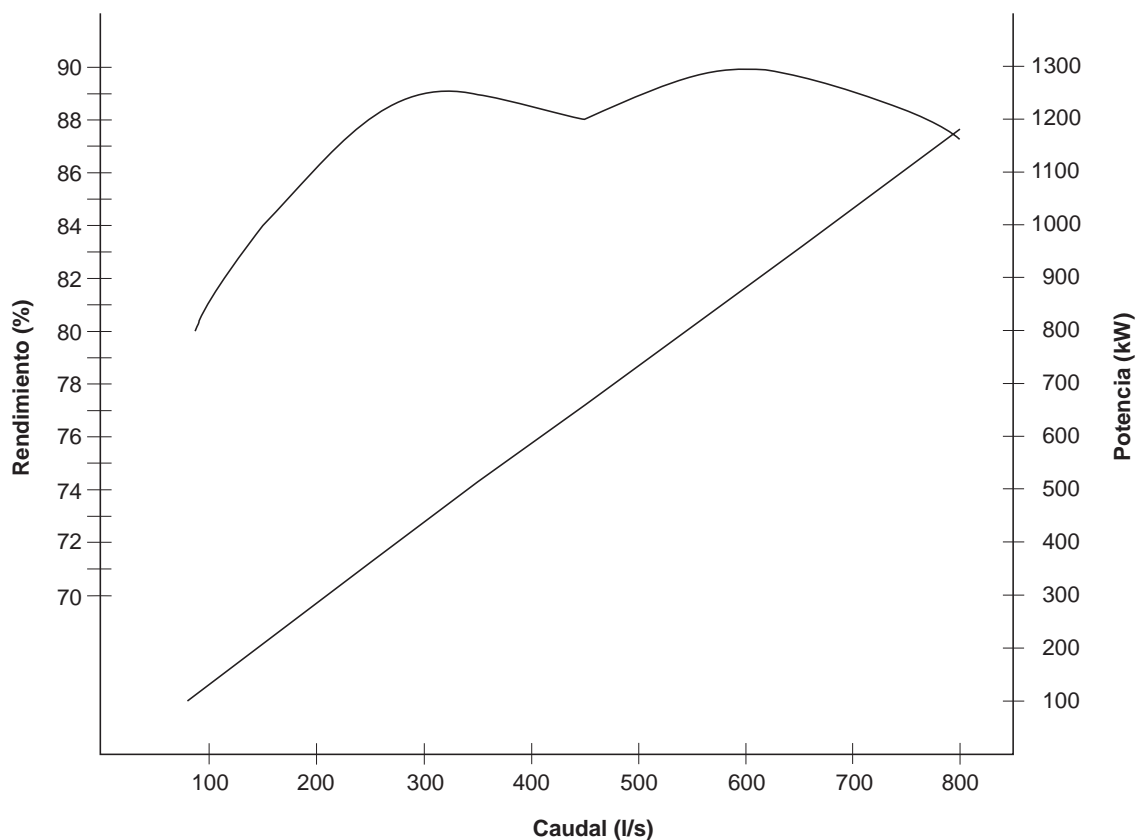
- 1ª Alternativa : Caudal de equipamiento igual al caudal concesional  $Q_1 = 800$  l/s
- 2ª Alternativa : Caudal intermedio  $Q_2 = 900$  l/s
- 3ª Alternativa : Caudal de equipamiento igual a la máxima capacidad de transporte del canal  $Q_3 = 1.000$  l/s

### 6.2.8. PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL

En las tablas siguientes se indica para cada alternativa las horas de funcionamiento previstas, la potencia y los rendimientos de la turbina, así como la producción media esperada anual.

Los rendimientos y las potencias para los distintos caudales son facilitados y garantizados por el fabricante de la turbina. En la figura 24 se representan a modo de ejemplo las curvas de rendimientos y potencias de una turbina Pelton para un  $Q_n = 800$  l/s y  $H_n = 170$  m.

Las horas de funcionamiento para cada caudal se obtienen a partir de la curva de caudales clasificados.



**Figura 24.** Curvas de rendimientos y potencias para una turbina Pelton ( $Q_n = 800$  l/s y  $H_n = 170$  m)

1ª Alternativa. Caudal de equipamiento  $Q_1 = 800$  l/s

Caudal (l/s)	Rendimiento (%)	Potencia (kW)	Nº de horas de funcionamiento	Producción media anual (kWh/año)
> 800	87,6	1.168	2.592	3.027.456
800 - 700	88,4	1.105	264	291.720
700 - 600	89,5	970	312	302.640
600 - 500	89,6	821	336	275.856
500 - 400	88	660	192	126.720
400 - 300	88,8	518	384	198.912
300 - 200	88	367	696	255.432
200 - 100	84	210	1.152	241.920
100 - 80	80,4	121	408	49.368
<b>PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL (kWh/año)</b>				<b>4.770.024</b>

**Tabla 7.** Producción media esperada en la central para un caudal de equipamiento de 800 l/s.

2ª Alternativa. Caudal intermedio  $Q_2 = 900$  l/s

Caudal (l/s)	Rendimiento (%)	Potencia (kW)	Nº de horas de funcionamiento	Producción media anual (kWh/año)
> 900	87,6	1.314	2.352	3.090.528
900 - 800	88,4	1.252	240	300.480
800 - 700	89,5	1.119	264	295.416
700 - 600	89,6	971	312	302.952
600 - 500	87,6	803	336	269.808
500 - 400	88,5	664	192	127.488
400 - 300	88,8	518	384	198.912
300 - 200	87,2	363	696	252.648
200 - 100	84	210	1.152	241.920
100 - 90	80	127	192	24.384
<b>PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL (kWh/año)</b>				<b>5.104.536</b>

**Tabla 8.** Producción media esperada en la central para un caudal de equipamiento de 900 l/s.

3ª Alternativa. Caudal de equipamiento igual a la máxima capacidad de transporte del canal  
 $Q_3 = 1.000$  l/s

Caudal (l/s)	Rendimiento (%)	Potencia (kW)	Nº de horas de funcionamiento	Producción media anual (kWh/año)
> 1.000	87,6	1.460	2.184	3.188.640
1.000 - 900	88,4	1.340	168	225.120
900 - 800	89,5	1.268	240	304.320
800 - 700	89,6	1.120	264	295.680
700 - 600	89,6	971	312	302.952
600 - 500	87,6	803	336	269.808
500 - 400	88,5	664	192	127.488
400 - 300	88,8	518	384	198.912
300 - 200	87,2	363	696	252.648
200 - 100	84	210	1152	241.920
<b>PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL (kWh/año)</b>				<b>5.407.488</b>

**Tabla 9.** Producción media esperada en la central para un caudal de equipamiento de 1.000 l/s.

## 6.2.9. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y DE SU REHABILITACIÓN

Una vez definidos el caudal de equipamiento y el salto neto, se realiza una inspección del estado de las instalaciones siguiendo el curso del agua desde la toma hasta el canal de salida, y se definen las obras que será necesario llevar a cabo para adecuar las instalaciones a las nuevas condiciones del aprovechamiento.

### 6.2.9.1. *Obra civil*

#### *Azud*

Está construido en mampostería revestida de hormigón en masa y situado perpendicularmente al río. Su anchura es de 5 m y su altura de 3 m. El estado de conservación es bueno aunque habrá que nivelar la rasante de su coronación.

#### *Obra de toma*

En la margen derecha del río, y como prolongación del azud, se sitúa la toma de agua equipada con una rejilla de gruesos y una compuerta de madera que regula la entrada de agua al canal. Ambos equipos presentan un buen estado de conservación, por lo que no será necesario su remplazo.

#### *Canal de derivación*

El canal tiene una longitud de 1.200 m y una sección rectangular 1,5 x 0,95 m<sup>2</sup>, siendo su capacidad de transporte máxima de 1.000 l/s. Está construido en mampostería y se encuentra cubierto de maleza y parcialmente aterrado debido a los desprendimientos y arrastres de agua. Habrá que proceder a su limpieza y a la reparación de grietas con mortero de cemento en muros y solera.

#### *Cámara de carga*

Al final del canal, separada de éste por una compuerta y una rejilla, se inicia la cámara de carga. Antes del comienzo de la cámara de carga, existe también otra compuerta lateral que permite el vaciado del canal. Será necesario sustituir estos equipos por otros nuevos, siendo las nuevas compuertas de accionamiento oleohidráulico e incorporando la nueva reja, una máquina limpiarrejas automática.

#### *Tubería forzada*

La tubería forzada está totalmente inservible y por tanto habrá que reemplazarla por una nueva tubería, aunque se aprovechará su actual trazado, los puntos de anclaje y los macizos de refuerzo.

La tubería tendrá una longitud de 550 m. En cuanto a su diámetro, éste puede predimensionarse teniendo en cuenta la limitación de la velocidad del agua que debe existir a la entrada de la válvula de guarda de la turbina.

- Para válvulas de mariposa:  $v \leq 4 \text{ m/s}$
- Para válvulas esféricas:  $v \leq 7 \text{ m/s}$

Aunque no debe adoptarse como criterio definitivo, en saltos inferiores a 200 m suelen instalarse válvulas de mariposa y en saltos superiores a 300 m, esféricas.

Conocidos el caudal a turbinar y la máxima velocidad permitida a la entrada de la válvula de guarda de turbina puede obtenerse la sección de esta válvula y por tanto, su diámetro:

$$S = \frac{Q}{V}$$

Siendo:

Q = caudal en  $\text{m}^3/\text{s}$

v = velocidad en  $\text{m/s}$

S = sección en  $\text{m}^2$

El diámetro de la válvula da idea del diámetro de tubería a instalar, aunque hay que tener en cuenta que es conveniente que éste sea mayor, con el objeto de disminuir las pérdidas de carga.

Diámetro tubería menor  $\Rightarrow$  Mayor velocidad del agua  $\Rightarrow$  Mayor pérdida de carga  $\Rightarrow$  Disminución del salto neto

Diámetro tubería mayor  $\Rightarrow$  Menor velocidad del agua  $\Rightarrow$  Menor pérdida de carga  $\Rightarrow$  Menor disminución del salto neto

En este ejemplo (salto inferior a 200 m), se instalará una válvula de mariposa automática.

El diámetro de la válvula será:

$$Q = 800 \text{ l/s}; \quad \frac{\pi}{4} \times D^2 = \frac{0,8 \text{ m}^3/\text{s}}{4 \text{ m/s}}; \quad D=505 \text{ mm}; \quad \text{diámetro normalizado } 550 \text{ mm}$$

$$Q = 900 \text{ l/s}; \quad \frac{\pi}{4} \times D^2 = \frac{0,9 \text{ m}^3/\text{s}}{4 \text{ m/s}}; \quad D=535 \text{ mm}; \quad \text{diámetro normalizado } 550 \text{ mm}$$

$$Q = 1.000 \text{ l/s}; \quad \frac{\pi}{4} \times D^2 = \frac{1,0 \text{ m}^3/\text{s}}{4 \text{ m/s}}; \quad D=564 \text{ mm}; \quad \text{diámetro normalizado } 600 \text{ mm}$$

La tubería forzada se dimensiona buscando conseguir el mayor salto neto posible, es decir, las menores pérdidas de carga. Para ello se utilizan programas informáticos que calculan el diámetro de tubería que proporciona un compromiso óptimo entre el coste de la tubería (mayor diámetro  $\Rightarrow$  mayor coste económico) y las pérdidas de carga (mayor diámetro  $\Rightarrow$  menores pérdidas de carga  $\Rightarrow$  mayor salto neto  $\Rightarrow$  mayor producción eléctrica).

En este ejemplo, la tubería forzada será de acero al carbono y tendrá un diámetro variable entre 700 mm y 800 mm según la alternativa elegida.

Para poder aislar en caso necesario la cámara de carga de la tubería, se instalará al inicio de ésta una válvula.

### *Edificio*

El edificio de la central tiene una sola planta de 7 m de altura y unas dimensiones interiores de 15 m de longitud por 7 m de anchura. Es capaz de albergar todo el equipamiento electromecánico. En general se encuentra en muy mal estado y su reconstrucción conllevará construir el tejado completamente nuevo, instalar todas las ventanas y puertas, acondicionar el interior para la implantación de los equipos y sanear todas las fachadas exteriores.

### *6.2.9.2. Equipamiento electromecánico*

#### *Turbina y generador*

Se ha señalado ya que se optaría por una turbina Pelton. La potencia en eje de turbina y del generador al que ésta se acople, dependerán de la alternativa seleccionada. En todos los casos el generador será síncrono con una tensión de generación de 380 V y con las siguientes potencias en eje:

	Potencia en eje de turbina (kW)	Potencia del generador (kW)
1ª Alternativa $Q_1 = 800$ l/s	1.168	1.115
2ª Alternativa $Q_2 = 900$ l/s	1.314	1.250
3ª Alternativa $Q_3 = 1.000$ l/s	1.460	1.390

**Tabla 10.** Potencias de turbinas y generadores.

#### *Instalación eléctrica*

En líneas generales es común para todas las alternativas y estará constituida por un transformador de 1.600 kVA, con relación de transformación 13.200/380 V, armarios de medida, armarios de potencia, control y protecciones.

La central estará totalmente automatizada incorporando todos los equipos de control y gobierno necesarios.

El acoplamiento a la línea eléctrica se realizará, según las indicaciones de la compañía eléctrica, en la línea de alta tensión de 13,2 kV situada a 200 m de la central, por lo que será necesario construir 200 m de línea.

## 6.2.10. PRESUPUESTO

El presupuesto debe incluir la valoración de las siguientes partidas:

- obra civil
- equipos mecánicos
- equipos eléctricos
- elementos auxiliares

Este es el Presupuesto de Ejecución Material. Aplicándole un porcentaje en concepto de Gastos Generales (13%), otro en concepto de Beneficio Industrial (6%) y el impuesto sobre el valor añadido IVA, se obtiene el Presupuesto de Ejecución por Contrata.

Los presupuestos para cada alternativa son los siguientes:

<b>PRESUPUESTO (PTA)</b>	<b>1ª Alternativa Q = 800 l/s</b>	<b>2ª Alternativa Q = 900 l/s</b>	<b>3ª Alternativa Q = 1.000 l/s</b>
Obra civil y tubería forzada	45.000.000	45.000.000	53.500.000
Equipos mecánicos	36.200.000	39.500.000	44.700.000
Equipos eléctricos	20.000.000	21.250.000	23.200.000
Línea eléctrica	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Elementos auxiliares	7.800.000	7.800.000	7.800.000
Proyectos y Dirección de obra	15.000.000	15.000.000	15.000.000
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>125.500.000</b>	<b>130.050.000</b>	<b>145.700.000</b>
13% Gastos Generales	16.315.000	16.906.500	18.941.000
6% Beneficio Industrial	7.350.000	7.803.000	8.742.000
<b>Total</b>	<b>149.345.000</b>	<b>154.759.500</b>	<b>173.383.000</b>
IVA 16%	23.895.200	24.761.520	27.741.280
<b>PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	<b>173.240.200</b>	<b>179.521.020</b>	<b>201.124.280</b>

**Tabla 11.** Presupuestos comparados para las distintas alternativas de instalación.



### 6.2.11. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Una vez conocida la producción media anual y el valor de la inversión para las alternativas de instalación, se analizará la rentabilidad del proyecto en base al Periodo de Retorno (P.R.), el Índice de Energía (I.E.) y el Índice de Potencia (I.P.).

Los ingresos anuales previstos se obtienen a partir de la producción media anual considerando un precio de venta del kWh de 10,5 PTA/kWh.

<b>ANÁLISIS DE RENTABILIDAD</b>	<b>1ª Alternativa Q = 800 l/s</b>	<b>2ª Alternativa Q = 900 l/s</b>	<b>3ª Alternativa Q = 1.000 l/s</b>
Inversión sin IVA (PTA)	149.345.000	154.759.500	173.383.000
Ingresos por venta de energía (PTA)	50.085.252	53.597.628	56.778.624
Gastos de explotación (PTA)	4.100.000	4.100.000	4.100.000
Ingresos totales (PTA)	45.985.252	49.497.628	52.678.624
Periodo de Retorno (años)	3,25	3,13	3,29
Índice de Energía (PTA/kWh)	31,31	30,32	32,06
Índice de Potencia (PTA/kW)	127.864	117.777	118.755

**Tabla 12.** Análisis de rentabilidad para las distintas alternativas de instalación.

### 6.2.12. PLANOS

En el Estudio de Viabilidad se incluirán, al menos, los siguientes planos:

- Plano de situación general
- Plano de la topografía existente
- Implantación de equipos en sala de máquinas para cada alternativa
- Implantación de equipos en canal y cámara de carga
- Plano de situación de la interconexión a la red eléctrica
- Esquema unifilar de las instalaciones

### 6.2.13. CONCLUSIONES

Como puede apreciarse en el análisis de rentabilidad (Tabla 12), tanto el Periodo de Retorno como los Índices de Energía y Potencia son bastante similares en todos los casos, por lo que, en principio, cualquiera de las tres alternativas sería viable.

La primera alternativa,  $Q = 800$  l/s, tiene la ventaja de que la inversión a realizar es menor y de que al coincidir este caudal con el caudal concesional, los trámites para poner en funcionamiento la central se reducen considerablemente.

Para las otras dos alternativas,  $Q = 900$  l/s y  $Q = 1.000$  l/s, la inversión es algo superior. De hecho, la inversión crece a medida que aumenta el caudal de equipamiento. Sin embargo, el tiempo de recuperación de la inversión es similar en los tres casos, y hay que tener en cuenta que una vez recuperada la inversión, los ingresos anuales previstos para las alternativas 2ª y 3ª son mayores. El inconveniente que presentan estas dos alternativas es la necesidad de solicitar un aumento del caudal concesional, puesto que este trámite puede durar entre dos y tres años.

Considerando todo lo expuesto, se considera que la alternativa más adecuada es la que contempla un caudal de equipamiento de 1.000 l/s, es decir, la tercera.

# **APÉNDICES**

---

## APÉNDICE A. 1. EJEMPLOS REPRESENTATIVOS

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** ULLIBARRI

**DATOS UBICACIÓN:** **Municipio:** ARRAZUA - UBARRUNDIA  
**T. Histórico:** ARABA  
**Río:** EMBALSE DE ULLIBARRI  
**Cuenca:** ZADORRA

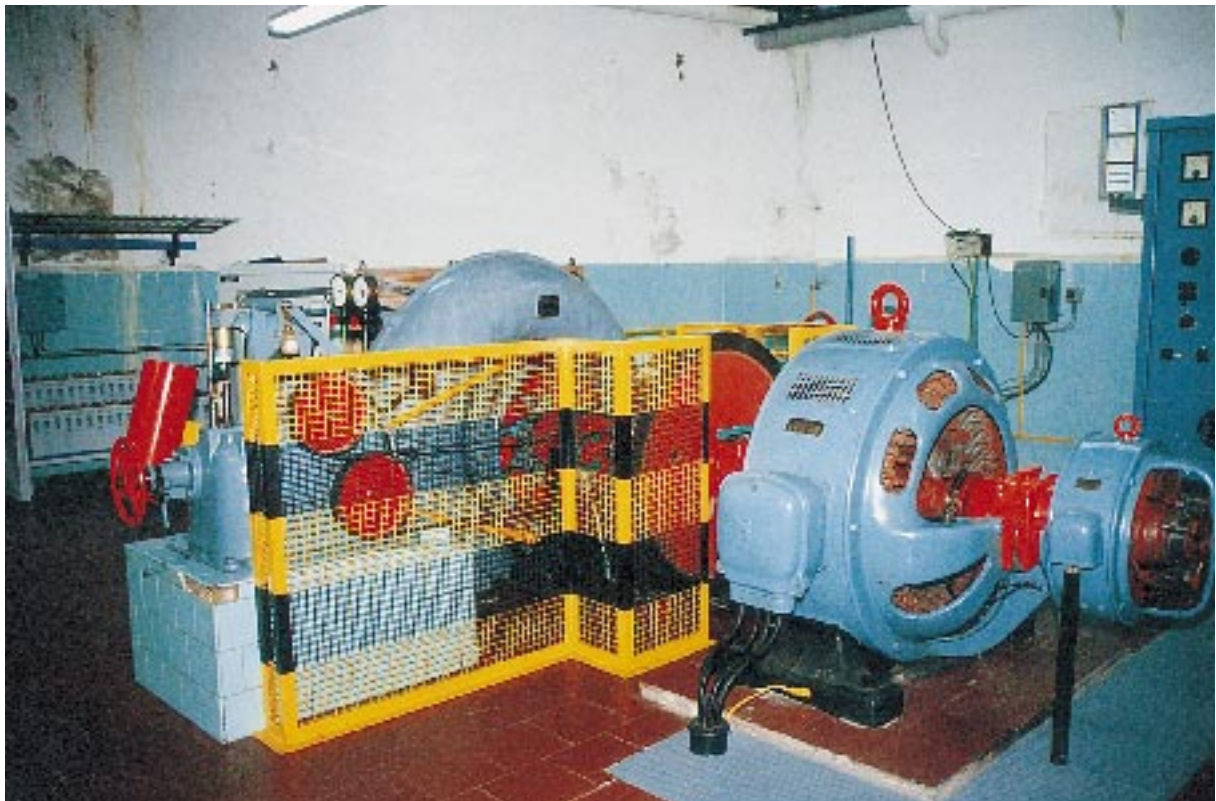
**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 800 **Potencia instalada (kW):** 149

**Salto bruto (m):** 25 a 27 **Producción media (kWh/año):** 500.000

**Equipamiento:** Una turbina Francis acoplada a un generador síncrono de 170 kVA y en paralelo con la red a 13,0 kV.

**Observaciones:** La Central se puso en funcionamiento en el año 1959 y aprovecha el caudal ecológico que deja el embalse de ULLIBARRI.



**Foto 1.** Grupo turbina - generador C.H. Ullibarri  
(Cortesía de Iberdrola, S.A.)

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** IRAUREGUI

**DATOS UBICACIÓN:** **Municipio:** BARAKALDO

**T. Histórico:** BIZKAIA

**Río:** KADAGUA

**Cuenca:** KADAGUA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 6.100

**Potencia instalada (kW):** 470

**Salto bruto (m):** 9,68

**Producción media (kWh/año):** –

**Equipamiento:** Dos turbinas Francis acopladas a dos alternadores asincronos de 276 kVA cada uno, y en paralelo con la red a 13,0 kV.

**Observaciones:** La Central se ha rehabilitado, poniéndose de nuevo en funcionamiento en Marzo de 1995. Se ha aprovechado una de las turbinas antiguas y se han instalado la otra turbina, los dos generadores y los cuadros eléctricos nuevos.



**Foto 2.** Interior de la C.H. Irauregui, periodo de obras  
(Cortesía de Irauregui, S.L.)





**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** PATALA

**DATOS UBICACIÓN: Municipio:** BERRIZ

**T. Histórico:** BIZKAIA

**Río:** GARAI (arroyos Urcillo, Arlaban, Akelkorta ...)

**Cuenca:** IBAIZABAL

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 240 y 130

**Potencia instalada (kW):** 528

**Salto bruto (m):** 208 y 104

**Producción media (kWh/año):** 2.500.000

**Equipamiento:** Tres turbinas Pelton acopladas a tres generadores asíncronos; dos de 316 kVA y uno de 250 kVA y en paralelo con la red a 13,0 kV.

**Observaciones:** La Central se puso en funcionamiento, con la maquinaria descrita, en 1951. Tiene dos saltos de agua denominados salto grande y salto pequeño de Garai.



**Foto 4.** Grupos turbina - generador C.H. Patala  
(Cortesía de Elektra Larrañaga, S.A.)



**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** BERTXIN

**DATOS UBICACIÓN: Municipio:** VILLABONA

**T. Histórico:** GIPUZKOA

**Río:** LEIZARAN

**Cuenca:** ORIA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 1.000

**Potencia instalada (kW):** 808

**Salto bruto (m):** 103

**Producción media (kWh/año):** 3.600.000

**Equipamiento:** Una turbina Francis de eje horizontal de 808 kW acoplada a un generador asíncrono de 1.000 kVA y en paralelo con la red a 30 kV.

**Observaciones:** La Central se rehabilitó en el año 1988. Se acondicionó el edificio y se instaló todo el equipamiento electromecánico nuevo.



**Foto 5.** Grupo turbina - generador C.H. Bertxin  
(Cortesía de C.H. Bertxin, S.A.)



**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** BARRENA - BERRI

**DATOS UBICACIÓN: Municipio:** ELGOIBAR

**T. Histórico:** GIPUZKOA

**Río:** DEBA

**Cuenca:** DEBA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 7.000

**Potencia instalada (kW):** 621

**Salto bruto (m):** 9,61

**Producción media (kWh/año):** 2.250.000

**Equipamiento:** Una turbina Kaplan de eje horizontal de 621 kW, acoplada a un generador síncrono de 781 kVA y en paralelo con la red a 30 kV.

**Observaciones:** La Central se rehabilitó en el año 1991, instalándose todo el equipamiento electromecánico nuevo y construyendo un nuevo edificio y el canal de salida.



**Foto 6.** Canal de derivación y transformador C.H. Barrena-Berri  
(Cortesía de Saltos del Deva, S.R.L.)

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** LEIZARAN

**DATOS UBICACIÓN:** **Municipio:** ANDOAIN  
**T. Histórico:** GIPUZKOA  
**Río:** LEIZARAN  
**Cuenca:** ORIA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 3.000 **Potencia instalada (kW):** 3.600  
**Salto bruto (m):** 208 **Producción media (kWh/año):** 17.000.000

**Equipamiento:** Una turbina Francis de eje horizontal de 3.600 kW acoplada a un generador síncrono de 4.500 kVA y en paralelo con la red a 30 kV.

**Observaciones:** La Central se puso en funcionamiento en 1904 y las instalaciones se modernizaron en 1964.



**Foto 7.** Edificio y canal de salida C.H. Leizarán  
(Cortesía de Iberdrola, S.A.)



**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** SOLOGOEN

**DATOS UBICACIÓN:** **Municipio:** SORALUZE  
**T. Histórico:** GIPUZKOA  
**Río:** DEBA  
**Cuenca:** DEBA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 5.000 **Potencia instalada (kW):** 400

**Salto bruto (m):** 9,7 **Producción media (kWh/año):** 800.000

**Equipamiento:** Una turbina Kaplan de eje vertical de 400 kW acoplada a un generador asíncrono de 425 kW, en paralelo con la red a 13,2 kV.

**Observaciones:** La Central se rehabilitó en el año 1991, construyéndose un nuevo edificio e instalándose todo el equipamiento electromecánico nuevo.



**Foto 8.** Cámara de carga y edificio C.H. Sologoen  
(Cortesía de C.H. Sologoen, S.A.)

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** OLATE

**DATOS UBICACIÓN:**   **Municipio:** OÑATI  
                                  **T. Histórico:** GIPUZKOA  
                                  **Río:** ARANTZAZU  
                                  **Cuenca:** DEBA

**DATOS TÉCNICOS:**

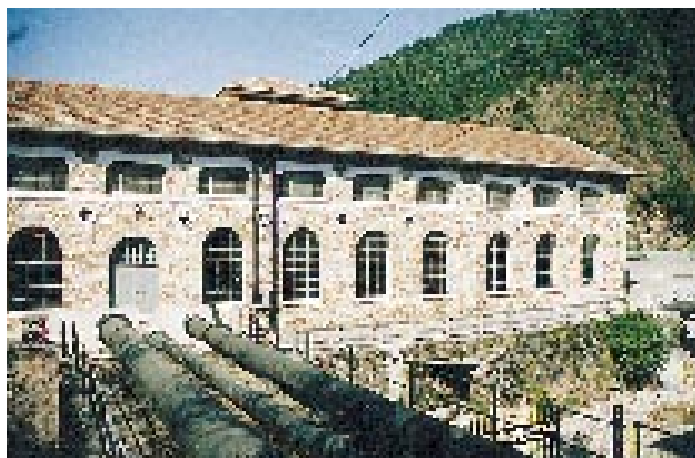
**Caudal (l/s):** 1.100 - 325 - 220 - 1.000                   **Potencia instalada (kW):** 4.712  
**Salto bruto (m):** 103,5 - 217,8 - 460,2 - 270,7           **Producción media (kWh/año):** 12.500.000

**Equipamiento:** Una turbina Francis y tres turbinas Pelton acopladas a generadores síncronos en paralelo y en isla con la red a 13,2 kV.

**Observaciones:** La Central se rehabilitó en el año 1991, se acondicionó el edificio existente y se instaló todo el equipamiento nuevo.



**Foto 9.** Interior del edificio de la C.H. Olate (Cortesía de Oñatiko Ur-Jausiak, S.A.)



**Foto 10.** Entrada tuberías forzadas en el edificio de la C.H. Olate (Cortesía de Oñatiko Ur-Jausiak, S.A.)

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA:** UBAO - TOKILLO

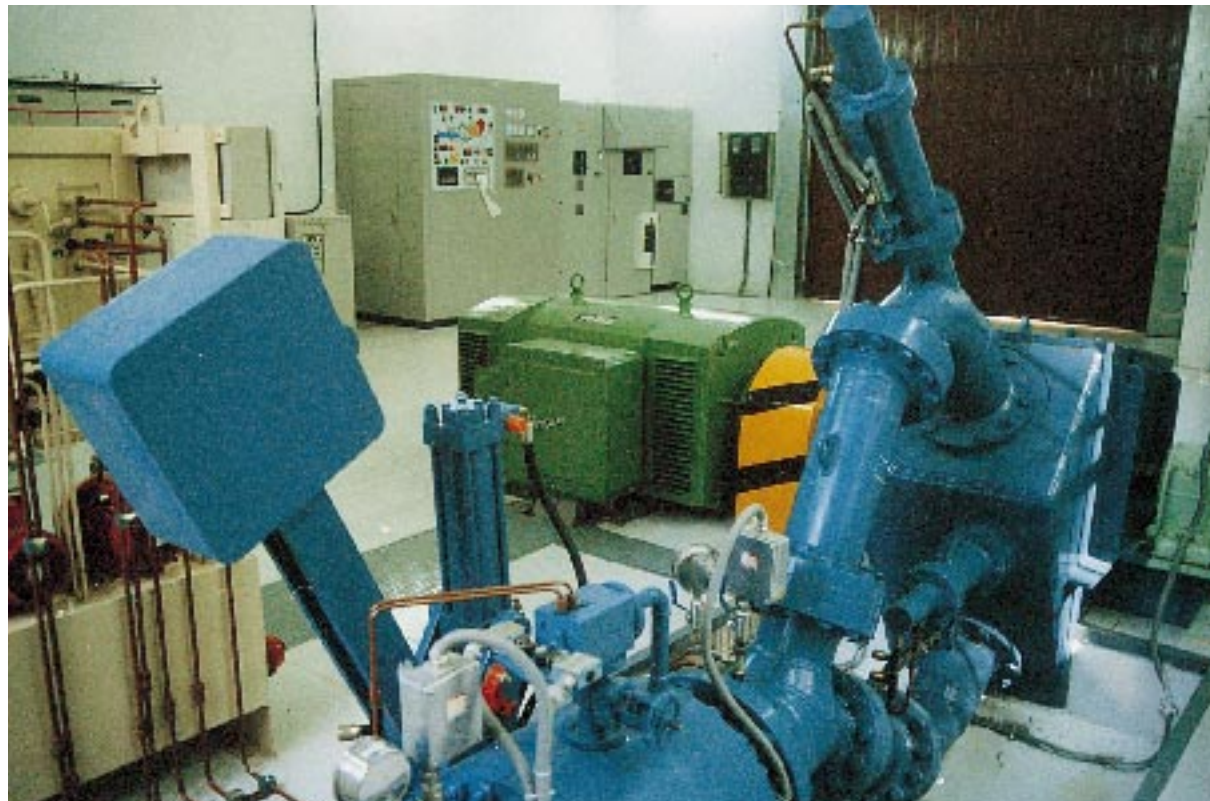
**DATOS UBICACIÓN:** **Municipio:** OÑATI  
**T. Histórico:** GIPUZKOA  
**Río:** OÑATE  
**Cuenca:** DEBA

**DATOS TÉCNICOS:**

**Caudal (l/s):** 225 **Potencia instalada (kW):** 577  
**Salto bruto (m):** 305,5 **Producción media (kWh/año):** 800.000

**Equipamiento:** Una turbina Pelton acoplada a un generador asincrono de 756 kVA, en paralelo y en isla con la red a 13,2 kV.

**Observaciones:** Esta Central es de nueva construcción y está formada por la unión de los saltos de UBAO y TOKILLO. Se ha construido un nuevo edificio donde estaba situada la antigua Central de Tokillo y su puesta en funcionamiento se ha realizado a principios de 1995.



**Foto 11.** Grupo turbina - generador y cuadros eléctricos de la C.H. Uba-Tokillo  
(Cortesía de Oñatiko Ur-Jausiak, S.A.)

.....

## APÉNDICE A.2. ALCANCE MÍNIMO ACONSEJABLE PARA LOS ESTUDIOS DE VIABILIDAD DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

### **I. ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS**

#### **1. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE**

- 1.1. Datos concesionales. Situación actual
- 1.2. Datos topográficos
- 1.3. Datos hidrológicos
- 1.4. Estudios realizados por
  - Ingenierías
  - Suministradores

#### **2. MEDICIONES TOPOGRÁFICAS E HIDROLÓGICAS**

- 2.1. Topográficas
  - Altimetría
  - Planimetría
- 2.2. Hidrológicas
  - Curvas de caudales clasificados

#### **3. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES**

- 3.1. Presa de regulación
- 3.2. Azud de derivación
- 3.3. Canal
- 3.4. Cámara de carga
- 3.5. Tubería forzada
- 3.6. Edificio de la central
- 3.7. Equipos existentes (turbina, generador,...)
- 3.8. Línea de salida

#### **4. DEFINICIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS**

- 4.1. Equipos
  - Turbinas. Potencias nominales
  - Generador
  - Resto
- 4.2. Producciones

#### **5. CONEXIÓN A LA RED**

- 5.1. Condiciones reglamentarias
- 5.2. Definición técnico-económica

#### **6. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

- 6.1. Inversiones
  - Obras y equipos comunes
  - Equipamiento específico
  - Inversiones totales

6.2. Ingresos

6.3. Costos adicionales de explotación (Mantenimiento, personal, seguros, etc.)

## **7. BENEFICIOS SECUNDARIOS**

7.1. Aspectos fiscales

## **8. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO**

8.1. Evaluación de los siguientes parámetros para cada alternativa

- Inversión total
- Plazo de recuperación
- TIR

8.2. Índices económicos

- Índice de energía (PTA/kWh)
- Coste específico de la potencia instalada (PTA/kW)
- Cuadro comparativo

## **9. PROPUESTA DE ACTUACIÓN**

9.1. Selección de alternativas. Comparaciones

9.2. Conclusiones

9.3. Recomendaciones

## **10. PLANOS, GRÁFICOS Y DOCUMENTACIÓN**

10.1. Planos

- De situación general
- De implantación del canal y de la central
- De la cuenca del río
- De disposición de máquinas y de equipos, para cada una de las alternativas.

10.2. Gráficos

- Caudales clasificados
- Para cada una de las alternativas, curvas de rendimiento

10.3. Documentación técnico-administrativa

## **II. PROFUNDIZACIÓN EN LA SOLUCIÓN ELEGIDA**

### **1. ASPECTOS TÉCNICOS**

### **2. NEGOCIACIONES CON AGENTES IMPLICADOS**

2.1. Comisaría de Aguas

2.2. Empresa suministradora de electricidad

2.3. Organismos públicos

- Subvenciones
- Aspectos fiscales

### **3. ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO**

3.1. Inversión

3.2. Subvenciones

3.3. Ingresos anuales previstos

3.4. Gastos anuales previstos

3.5. Plazo de Recuperación

3.6. TIR

3.7. Costo del kWh a lo largo del tiempo

3.8. Tabla económico-financiera

### **4. ESQUEMAS, PLANOS, GRÁFICOS Y DOCUMENTACIÓN**

.....

## APÉNDICE A.3. RELACIÓN DE FABRICANTES DE TURBINAS HIDRÁULICAS

- **AVERLY, S.A.**

Paseo M<sup>a</sup> Agustín 57 - 59  
50004 Zaragoza (Zaragoza)  
Teléfono: (976) 44 50 72

- **BALIÑO, S.A.**

La Gándara - Corujo  
36280 Vigo (Pontevedra)  
Teléfono: (986) 29 60 00  
Fax: (986) 29 21 50

- **BABCOCK HYDRO**

Parque Tecnológico - Pabellón 105 -  
Edificio Estrella 2<sup>a</sup> planta  
48016 Zamudio (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 420 94 26  
Fax: (94) 420 94 30

- **KÖSSLER IBÉRICA, S.A.**

Madaripe Bidea, 2  
48950 Erandio (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 467 60 12  
Fax: (94) 467 65 69

- **MECÁNICA DE LA PEÑA, S.A.**

Aita Gotzon, 37  
48610 Urduliz (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 676 10 11  
Fax: (94) 676 28 81

- **NEYRPC ESPAÑOLA, S.A.**

Ctra. D'Esplugues, 191 - 217  
08940 Cornellà de Llobregat (Barcelona)  
Teléfono: (93) 376 10 00  
Fax: (93) 376 14 50

- **SERVO SHIP, S.L.**

Avda. Cataluña 35 - 37 bloque 4, 1<sup>o</sup> Izda.  
50014 Zaragoza (Zaragoza)  
Teléfono: (976) 29 80 39  
Fax: (976) 29 21 34

- **SULZER ESPAÑA, S.A.**

Paseo de la Castellana, 163  
28046 Madrid (Madrid)  
Teléfono: (91) 571 33 56  
Fax: (91) 571 32 72

- **TALLERES MERCIER, S.A.**

Argualas, s/n  
50012 Zaragoza (Zaragoza)  
Teléfono: (976) 56 10 17  
Fax: (976) 56 38 55

- **VOITH HYDRO TOLOSA, S.L.**

Padre Larramendi, 8  
20400 Tolosa (Gipuzkoa)  
Teléfono: (943) 67 37 99  
Fax: (943) 67 28 48



.....

## APÉNDICE A.4. DIRECCIONES DE INTERÉS RELACIONADAS CON LAS MINICENTRALES DEL ENTORNO DE LA CAPV

- **MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS TRANSPORTES Y MEDIO AMBIENTE  
CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO - COMISARÍA DE AGUAS**

Sagasta 24,  
50006 Zaragoza (Zaragoza)  
Teléfono: (976) 22 19 91  
Fax: (976) 21 45 96

- **MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS TRANSPORTES Y MEDIO AMBIENTE  
CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL NORTE - COMISARÍA DE AGUAS**

Plaza de España, 2  
33007 Oviedo (Asturias)  
Teléfono: (985) 23 63 00  
Fax: (985) 23 65 46

Gran Vía, 57 -7º izda  
48011 Bilbao (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 441 17 00  
Fax: (94) 441 50 19

Paseo de Errotaburu, 1 - 8ª planta  
20071 Donostia - San Sebastián (Gipuzkoa)  
Teléfono: (943) 31 18 19  
Fax: (943) 31 19 64

- **GOBIERNO VASCO  
DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES Y OBRAS PÚBLICAS  
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y OBRAS HIDRÁULICAS**

Olaguibel, 38  
01004 Vitoria-Gasteiz (Araba)  
Teléfono: (945) 18 97 33  
Fax: (945) 18 97 42

- **GOBIERNO VASCO**  
**DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES Y OBRAS PÚBLICAS**  
**SERVICIO TERRITORIAL DE AGUAS DE BIZKAIA**

Lehendakari Agirre, 9 - 6ª planta  
48014 Bilbao (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 475 33 00  
Fax: (94) 476 30 02

- **GOBIERNO VASCO**  
**DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES Y OBRAS PÚBLICAS**  
**SERVICIO TERRITORIAL DE AGUAS DE GIPUZKOA**

Fueros, 1 - 2ª planta  
20005 Donostia - San Sebastián (Gipuzkoa)  
Teléfono: (943) 42 45 20  
Fax: (943) 42 38 10

- **ENTE VASCO DE LA ENERGÍA (EVE)**

San Vicente, 8 (Edificio Albia), planta 14  
48001 Bilbao (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 423 50 50  
Fax: (94) 424 97 33

- **GOBIERNO VASCO**  
**DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, AGRICULTURA Y PESCA**  
**DELEGACIÓN TERRITORIAL DE BIZKAIA**

Máximo Aguirre, 18 bis - 2ª planta  
48011 Bilbao (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 488 14 00  
Fax: (94) 488 14 45

- **GOBIERNO VASCO**  
**DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, AGRICULTURA Y PESCA**  
**DELEGACIÓN TERRITORIAL DE GIPUZKOA**

Easo, 10  
20006 Donostia - San Sebastián (Gipuzkoa)  
Teléfono: (943) 41 25 00  
Fax: (943) 41 25 42

- **GOBIERNO VASCO**  
**DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, AGRICULTURA Y PESCA**  
**DELEGACIÓN TERRITORIAL DE ARABA**

Avda. Gazteiz, 59  
01008 Vitoria - Gasteiz (Araba)  
Teléfono: (945) 22 42 12  
Fax: (945) 18 77 87

- **IBERDROLA, S.A.**

Gardoqui, 8  
48008 Bilbao (Bizkaia)  
Teléfono: (94) 415 14 11  
Fax: (94) 415 45 79/479 01 93

Guetaria, 13  
20005 Donostia - San Sebastián (Gipuzkoa)  
Teléfono: (943) 42 36 80  
Fax: (943) 43 16 55

Urarte, 2  
01010 Vitoria - Gasteiz (Araba)  
Teléfono: (945) 22 90 00  
Fax: (945) 22 40 79

APÉNDICE A.5. RELACIÓN DE RÍOS DE LA CAPV  
CLASIFICADOS POR CUENCAS

CUENCA	RÍOS
AGÜERA	AGÜERA
ARAIA	ANARRI ARAIA
ARTIBAI	ARTIBAI
BARBADÚN	BARBADÚN GALDAMES GORITZA MERCADILLO
BAYAS	BAYAS
BIDASOA	BIDASOA
BUTROI	BUTROI INFIERNO
DEBA	ANTZUOLA ARAMAIO ARANTZAZU DEBA DESCARGA EGO KILIMON OÑATE
EGA	BERNEDO CONTRASTA EGA IZKIZ
ERRIOXA (EBRO)	OION RABIALGAS GINÉS
IBAIZABAL	ARRATIA ARRIA GARAY IBAIZABAL INDUSI MAÑARIA OROBIO ZALDU

<b>CUENCA</b>	<b>RÍOS</b>
INGLARES	INGLARES
KADAGUA	KADAGUA HERRERÍAS ORDUNTE
KARRANTZA	KARRANTZA
LEA	LEA
NERBIOI	ALTUBE ARNAURI NERBIOI
NERBIOI-IBAIZABAL	ASUA GALINDO GOBELA
OIARTZUN	OIARTZUN
OKA	EA GOLAKO OKA
OMECILLO	HÚMEDO OMECILLO
ORIA	AGAUNTZA ALKASU ALKIZA AMEZKETA ARAXES BERASTEGI LEIZARAN ORIA SALUBITA ZALDIBIA
PURÓN	PURÓN
UROLA	ALZOLARAS ERREZIL UROLA
URUMEA	AÑARBE URUMEA
ZADORRA	AYUDA STA. ENGRACIA ZADORRA

.....

## APÉNDICE A.6. LEGISLACIÓN

- LEY 82/1980, de 30 de diciembre, sobre Conservación de Energía. *(BOE núm. 23, de 27 de enero de 1981).*
- LEY 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas. *(BOE núm. 189, de 8 de agosto de 1985).*
- DECRETO 297/1994, de 12 de julio, por el que se aprueba el Acuerdo de la Comisión Mixta de Transferencias de 31 de mayo de 1994, sobre traspaso a la Comunidad Autónoma del País Vasco de las funciones y servicios en materia de Recursos y Aprovechamientos Hidráulicos. *(BOPV núm. 140, de 22 de julio de 1994).*
- LEY 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. *(BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 1994).*
- REAL DECRETO 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. *(BOE núm. 313, de 31 de diciembre de 1994).*
- ORDEN de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas. *(BOE núm. 12, de 14 de enero de 1995).*

.....

## BIBLIOGRAFÍA

- J COTILLON (1978): *L'hydroélectricité dans le monde. La Houille Blanche, revue internationale de L'eau, numéro spécial 1-2*. Ed. Société Hydrotechnique de France.
- G. ZOPPETTI (1982): *Centrales hidroeléctricas, quinta edición*. Ed. G. Gili, S.A.
- DEPARTEMENT D'INDUSTRIA I ENERGÍA. GENERALITAT DE CATALUNYA (1983): *Petites Centrales Hidroeléctriques*.
- CADEM (1985): *Manual de Eficiencia Energética eléctrica en la industria, Tomo I y Tomo II*. Ed. Servicio Central de Publicaciones del Gobierno Vasco.
- CLAUDIO MATAIX (1986): *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas, segunda edición*. Ed. del Castillo, S.A.
- MOPU, DIRECCIÓN GENERAL DE OBRAS HIDRÁULICAS (1986): *Pequeñas centrales hidroeléctricas. Manual*. Ed. Centro de publicaciones Secretaría General Técnica, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.
- IDAE (1987): *II Jornadas de energía minihidráulica*.
- CEE, ESHA, IDAE (1989): *Hidroenergía 89. Conferencia y Exposición Internacional de Energía Hidráulica*.
- EVE (1989): *Inventario de Aprovechamientos Hidroeléctricos en la CAPV*.
- SECRETARÍA GENERAL DE LA ENERGÍA Y RECURSOS MINERALES, IDAE (1992): *Minicentrales hidroeléctricas. Manual de Energías Renovables/3*. Ed. Cinco días.
- GRUPO DE FORMACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS (1994): *Centrales Hidroeléctricas*.
- GRUPO FORMACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS (1994): *Centrales Hidroeléctricas Tomo I, Conceptos y Componentes Hidráulicos, Tomo II, Turbinas Hidráulicas*. Ed. PARANINFO, S.A.
- EVE (1994): *Inventario de Minicentrales Hidroeléctricas en la CAPV*.
- EVE (1995): *Inventario de Minicentrales Hidroeléctricas de la CAPV*.



**EVE** | **Ente Vasco  
de la Energía**

Herri-Baltza  
Ente Público del



**EUSKO JAURLARITZA**  
**GOBIERNO VASCO**