



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior

Trabajo Fin de Grado

“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA PARA EL DIMENSIONADO Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE LOS ELEMENTOS COMPONENTES DE CENTRALES MINIHIDRÁULICAS”

Alumno: Pedro Manuel Gómez Garrido

Tutor: Prof. D. Blas Ogayar Fernández
Dpto.: Ingeniería Eléctrica

Junio, 2022



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don Blas Ogayar Fernández, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:
“Diseño de una herramienta para el dimensionado y valoración económica de
los elementos componentes de centrales minihidráulicas”, que presenta Pedro
Manuel Gómez Garrido, autoriza su presentación para defensa y evaluación en
la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, JUNIO de 2022

El alumno:

El tutor:

Pedro Manuel Gómez Garrido

Blas Ogayar Fernández

RESUMEN

Este trabajo aborda el estudio del dimensionado y la valoración económica de las minicentrales hidroeléctricas, también llamadas centrales minihidráulicas. Se ha diseñado una herramienta para, teniendo datos de caudal y un informe de campo, dimensionar y valorar económicamente la instalación, tanto para rehabilitación como obra nueva.

Comenzando con una introducción en la que se tratan los antecedentes, historia, estado del arte y objetivos del proyecto. Se exponen los fundamentos de la energía minihidráulica y la metodología para el dimensionado y valoración del coste de este tipo de centrales.

Se definen los elementos componentes de las centrales minihidráulicas y se realiza un estudio del recurso hidráulico, incluyendo las pérdidas de carga en la instalación. Se explican los tipos de turbinas y métodos de selección. Además, se realiza un análisis de la potencia y la energía. Por último, se abordan los costes, tanto de rehabilitación como de obra nueva de las centrales minihidráulicas.

Todo esto se pone en práctica en la herramienta, llamada MHTOOL, la cual nos permite evaluar todos los elementos componentes característicos de las minicentrales hidroeléctricas para su correcto dimensionado. Además, nos proporciona un estudio de costes completo con posibilidad de elegir rehabilitación u obra nueva. Como resultados, adicionalmente al dimensionado y valoración económica, tenemos un estudio hidrológico y análisis energético de la central.

ABSTRACT

This paper tackles the study towards measuring and economical valuation of small hydropower plants. A tool has been designed for, bearing in mind the flow and a field report, evaluate in size and cost the plant, for both cases of refurbishment and new construction.

Beginning with an introduction where precedents, history, state of the art and the paper objectives are addressed. Fundamentals of small hydropower and methods for measuring evaluation and economical valuation are explained.

Component elements of small hydropower plants are defined, also it is conducted a study of the hydraulic resource, including load losses in the different elements of the station. Turbines typology and selection methods are explained. In addition, it is made an analysis of power and energy. Lastly, it is tackled the costs, for both cases of refurbishment and new plant, of small hydropower electricity-generating plant.

In light of the foregoing, a tool is implemented, called MHTOOL, which allows us to evaluate all the elements built in small hydropower plants. Furthermore, it supplies us a complete cost study in which we can choose whether we prefer refurbishment or new construction. As a result, in addition to the size and cost evaluation, it provides us an hydrological and power study of the plant.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO	11
1.2. ANTECEDENTES	12
1.3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA	13
1.4. ESTADO DEL ARTE	15
1.4.1. A nivel global	15
1.4.2. A nivel europeo	16
1.4.3. A nivel nacional, España	17
1.4.4. A nivel autonómico, Andalucía	17
1.4.5. A nivel provincial, Jaén	17
2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGIA MINIHIDRÁULICA	18
2.1. CONCEPTOS	18
2.2. TIPOS DE CENTRALES	20
2.2.1. Centrales de agua fluyente	20
2.2.1.1. Centrales de alta presión	20
2.2.1.2. Centrales de media presión	21
2.2.1.3. Centrales de baja presión	21
2.2.2. Centrales de agua embalsada	21
2.2.3. En canal de riego.	21
2.2.4. En conducción de agua potable	22
2.2.5. En estaciones de tratamiento de aguas residuales.	22
3. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONADO Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE UNA CENTRAL MINIHIDRÁULICA	23
3.1. REDACCIÓN DE UN INFORME DE CAMPO	23
3.2. ESTUDIO HIDRÁULICO	23
3.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA Y SALTO NETO	24
3.4. SELECCIÓN DE LA TURBINA	24
3.5. CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA	25

3.6. DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS COMPONENTES DE CENTRALES MINIHIDRÁULICAS	25
3.7. VALORACIÓN ECONÓMICA	26
4. ELEMENTOS COMPONENTES DE LAS CENTRALES MINIHIDRÁULICAS	27
4.1. OBRA CIVIL	28
4.1.1. Azudes y presas	28
4.1.2. Toma	31
4.1.3. Desarenador	31
4.1.4. Conducción	32
4.1.5. Cámara de carga	35
4.1.6. Tubería forzada	35
4.1.7. Edificio	36
4.1.8. Accesos	38
4.1.9. Tubo de aspiración	39
4.2. EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO	40
4.2.1. Órgano de cierre de la turbina	40
4.2.2. Turbinas	42
4.2.3. Generadores	42
4.2.4. Elementos de regulación	43
4.2.5. Transformadores	44
4.2.6. Celdas y cuadros eléctricos	45
4.2.7. Línea eléctrica de interconexión	45
4.3. EQUIPOS AUXILIARES	46
5. ESTUDIO DEL RECURSO HIDRÁULICO	49
5.1. MÉTODOS DE REGISTRO DE DATOS HIDROLÓGICOS	50
5.1.1. Métodos de medida directa del caudal	53
5.1.1.1. Método de medida del área transversal y de la velocidad media	53
5.1.1.2. Cálculo de la velocidad media en la sección transversal	54
5.1.1.2.1. Mediante un flotador	54
5.1.1.2.2. Mediante un molinete	55
5.1.1.3. Medida directa del caudal por disolución de un soluto en la corriente.	56
5.1.1.4. Medida del caudal mediante el uso de aliviadero	57
5.1.1.5. Medida del caudal por la pendiente de la lámina de agua	58
5.1.2. Método de correlación de cuencas	59

5.2.	CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS, SELECCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO	59
5.2.1.	Método propuesto por James K. Searcy	59
5.2.1.1.	Periodo de tiempo	60
5.2.1.2.	Unidades temporales	60
5.2.1.3.	Presentación de los datos	61
5.2.1.4.	Curvas de duración de caudal a largo plazo de registros cortos	61
5.2.1.5.	Estimación de la curva de duración de caudal	62
5.2.1.6.	Estudio de la curva	62
5.2.1.7.	Usos de la curva de duración del caudal – estudios de explotaciones hidroeléctricas	62
5.2.2.	Nuevo método de aplicación de la curva de caudales clasificados	63
5.2.3.	Método propuesto en este trabajo	64
5.2.3.1.	Caudal ecológico o de servidumbre	64
5.2.3.2.	Año base	65
5.2.3.3.	Hidrograma	66
5.2.3.4.	Curva de Caudales Clasificados y selección del caudal de diseño	67
5.2.3.4.1.	Construcción de una curva de caudales clasificados para varios años	68
5.2.3.4.2.	Construcción de una curva de caudales clasificados para el año base	71
6.	PÉRDIDAS DE CARGA	72
6.1.	PÉRDIDAS EN EL CANAL	72
6.2.	PÉRDIDAS DE CARGA EN LAS REJAS DE LIMPIEZA	74
6.3.	PÉRDIDAS DE CARGA EN LA TUBERÍA FORZADA	75
6.4.	PÉRDIDAS DE CARGA EN CONTRACCIONES Y EXPANSIONES	76
6.5.	PÉRDIDAS DE CARGA EN CODOS Y CURVAS	78
6.5.1.	Codo en ángulo vivo	80
6.5.2.	Codo en ángulo circular	80
6.6.	PÉRDIDAS DE CARGA EN LAS VÁLVULAS	81
6.6.1.	Válvula de compuerta rectangular	82
6.6.2.	Válvula de compuerta circular.	83
6.6.3.	Otras válvulas	84
7.	TURBINAS: TIPOS Y SELECCIÓN	85
7.1.	CLASIFICACIÓN DE TURBINAS	85
7.1.1.	En función de la variación de la presión estática a través del rodete.	85

7.1.2.	En función de la dirección del flujo a través del rodete	86
7.1.3.	En función del grado de admisión del rodete	87
7.1.4.	En función de la orientación del eje de giro del rotor	87
7.2.	TIPOS Y CARACTERISTICAS DE TURBINAS HIDRÁULICAS	87
7.2.1.	Turbinas Pelton	87
7.2.1.1.	Turbina Pelton de eje horizontal	89
7.2.1.2.	Turbina Pelton de Eje Vertical	89
7.2.2.	Turbinas Turgo	90
7.2.3.	Turbina Francis	91
7.2.3.1.	Tipos de turbina Francis.	92
7.2.4.	Turbina Hélice, Semikaplan, y Kaplan	94
7.2.4.1.	Configuraciones de turbina Kaplan	95
7.2.5.	Turbina de Flujo cruzado	96
7.3.	RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS	98
7.3.1.	Rendimiento según tipo de turbina	99
7.4.	CRITERIOS DE SELECCIÓN	103
7.4.1.	Altura del salto	103
7.4.2.	Ábacos	104
7.4.3.	Velocidad específica	104
7.4.3.1.	Velocidad específica (nq)	105
7.4.3.2.	Velocidad específica (ns)	105
7.4.3.3.	Coeficiente de velocidad específica (Cv)	105
7.4.3.4.	Cifra de velocidad específica (no)	106
7.4.3.5.	Selección	106
8.	POTENCIA Y ENERGÍA	109
8.1.	SALTO BRUTO Y NETO	109
8.1.1.	Salto bruto	109
8.1.2.	Salto neto	110
8.2.	POTENCIA	110
8.3.	ENERGÍA	114
9.	ANÁLISIS DE COSTES Y DIMENSIONADO DE OBRA NUEVA	116
9.1.	OBRA CIVIL	117
9.1.1.	Edificio	117

9.1.1.1.	Rehabilitación	118
9.1.1.1.1.	Factor de estado	118
9.1.1.1.2.	Factor de construcción	119
9.1.1.2.	Nueva construcción	121
9.1.1.2.1.	Turbina Pelton	122
9.1.1.2.2.	Turbina Turgo	124
9.1.1.2.3.	Turbina Francis	124
9.1.1.2.3.1.	Turbina Francis de eje vertical.	125
9.1.1.2.3.2.	Turbina Francis de eje horizontal	126
9.1.1.2.4.	Turbina Kaplan	126
9.1.1.2.5.	Turbina de Flujo cruzado o Banki	127
9.1.2.	Accesos	129
9.1.3.	Azud	130
9.1.4.	Toma	133
9.1.5.	Desarenador	134
9.1.6.	Conducción	135
9.1.6.1.	Canal	136
9.1.6.2.	Túnel	138
9.1.6.3.	Conducción forzada	139
9.1.7.	Cámara de carga	139
9.1.7.1.	Dimensionado de la cámara de carga	140
9.1.7.2.	Costes de la cámara de carga	141
9.1.8.	Tubería forzada	143
9.1.8.1.	Dimensionado de la tubería forzada	143
9.1.8.2.	Coste de la tubería forzada	145
9.2.	EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA	147
9.2.1.	Equipamiento electromecánico	147
9.2.2.	Protecciones, regulación y control	148
9.2.3.	Conexión a la red eléctrica	149
9.2.4.	Línea eléctrica	151
9.2.4.1.	Línea de B.T.	151
9.2.4.2.	Línea de A.T.	152
9.3.	COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN	153
9.4.	ESTUDIO DE PRECIOS DE MATERIALES	154
10.	HERRAMIENTA	156

10.1. DESCRIPCIÓN E INSTRUCCIONES	156
10.2. FUNCIONAMIENTO: INSTRUCCIONES	159
10.3. INTRODUCCIÓN DE DATOS	161
10.3.1. Caudales	161
10.3.2. Datos de la central	162
10.4. RESULTADOS	168
10.4.1. Estudio hidráulico	169
10.4.2. Dimensionado	172
10.4.3. Valoración económica	173
10.4.4. Potencia y energía	175
10.4.5. Parámetros diarios	176
11. EXPOSICIÓN DE UN CASO: CERRADA DEL UTRERO	177
11.1. INFORME DE CAMPO: DATOS	177
11.2. CAUDALES	181
11.3. RESULTADOS	182
11.3.1. Estudio hidráulico	182
11.3.2. Dimensionado	184
11.3.3. Valoración económica	185
11.3.4. Potencia y energía	186
11.3.5. Parámetros diarios	187
11.4. COMPARACIÓN CON OTROS CASOS	188
12. CONCLUSIONES	193
13. FUTURA LÍNEA DE TRABAJO	194
BIBLIOGRAFÍA	195

1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es realizar una revisión bibliográfica y del estado del arte, recopilar ecuaciones y sistemas de cálculo para el dimensionado y valoración económica de centrales minihidráulicas. Se definirán datos y parámetros necesarios y se elaborarán unos pasos y metodología para el cálculo de cada uno de los elementos componentes de este tipo de centrales, buscando el método más efectivo. Se realizará una propuesta de ecuaciones para el dimensionado de los elementos componentes junto a un estudio de costes para cada uno de ellos, en cada caso, para rehabilitación y para obra nueva. Del mismo modo, se propondrá un listado de ecuaciones y para el estudio de las pérdidas de carga en los elementos a considerar y se planteará el estudio hidráulico referente a las minicentrales hidroeléctricas.

La recopilación de las formulas propuestas para el dimensionado y valoración económica de los elementos componentes de las centrales minihidráulicas será verificado punto por punto, atendiendo a diversas fuentes y al contexto actual. Además, se pretende realizar un estudio de costes de los materiales a día de hoy, con precios de materias primas y elementos actualizados al año 2022.

Los métodos descritos y actualizados se implementarán en una herramienta informática para el cálculo de cada uno de los componentes y valoración económica. La herramienta será capaz de diseñar los elementos para obra nueva y de indicar su coste. Adicionalmente, el software calculará valores de potencia y energía de la central analizada, dimensionada y valorada. Esta herramienta se pondrá a prueba mediante el cálculo de casos reales, se comprarán los resultados obtenidos con los de otros softwares existentes y con casos reales con el fin de establecer su fiabilidad y exactitud.

1.2. ANTECEDENTES

La energía minihidráulica, producida en minicentrales hidroeléctricas, es una de las tecnologías renovables más olvidadas a día de hoy. Teniendo en cuenta las políticas de transición energética que estamos llevando a cabo, cuyo principal objetivo es la completa eliminación de nuestros sistemas de generación de energía eléctrica de combustibles fósiles, debemos generar la energía eléctrica con fuentes renovables, y no podemos desaprovechar el gran potencial hidráulico del que disponemos.

Las agendas europeas van en este camino pues la agenda 2030 suscribe un objetivo vinculante para la UE para que, en ese año, al menos, se consiga un 55% menos de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990, un 32% de energías renovables en el consumo de energía, un 32,5% de mejora de la eficiencia energética además de la consecución del objetivo de interconexiones de electricidad del 15% en 2030. (MITECO, 2022)

Siendo esta energía, bien implementada, productora de pequeñas potencias de forma distribuida a lo largo de la geografía, nos permite crear gran cantidad de pequeñas centrales productoras conectadas a red inyectando energía producida sin emisiones de CO₂.

Otras de las ventajas de la energía minihidráulica son, que el agua es un recurso inagotable, por lo que podremos seguir generando energía eléctrica mientras mantengamos la instalación. Ese es otro aspecto favorable, puesto que esta tecnología tiene un bajo coste de explotación y mantenimiento, además de una larga vida útil y un bajo impacto ambiental.

Estas centrales presentan una tecnología madura, conocida y utilizada desde la antigüedad. Por otro lado, al ser instalaciones pequeñas, de poca potencia, y en muchos casos, realizarse en aprovechamientos mini hidráulicos abandonados, el impacto ambiental ocasionado disminuye considerablemente pues se integran fácilmente en el ecosistema si están bien diseñados.

Por otro lado, aunque la potencia instalada en este tipo de centrales es pequeña, la instalación de las mismas en todos aquellos puntos en los que sea viable, da lugar a la suma de pequeñas cantidades de energía generada, lo que supone un alto porcentaje de producción a partir de una fuente renovables como es la minihidráulica. (ESHA, 2006)

1.3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA

El origen de las pequeñas centrales hidroeléctricas tiene su fundamento en los antiguos molinos y ferrerías. A finales del siglo XIX aparecen las primeras "casas de la luz" que no eran más que la simple adaptación para la transformación de la energía mecánica generada un molino tradicional, en energía eléctrica, mediante la transmisión del giro al eje de un dínamo.



Ilustración 1 Central eléctrica de Anguiano

Estos pequeños sistemas de generación, que se ubicaron en la proximidad de los núcleos rurales de población, constituyeron el origen de la industria eléctrica, hasta que con la aparición de generadores de corriente alterna se pudo permitir el transporte de energía eléctrica a grandes distancias y, por lo tanto, la realización de aprovechamientos hidroeléctricos de gran envergadura.

La construcción de grandes infraestructuras hidroeléctricas, así como la creación de centrales termoeléctricas en el entorno de las explotaciones extractivas de mineral, junto con los bajos precios del petróleo, provocaron la no competitividad de las pequeñas centrales hidroeléctricas, dado que sus costes de explotación resultaban muy altos comparados con los de otras plantas generadoras de energía eléctrica, “este hecho, origino que en nuestro país de cerraran más de mil pequeñas centrales entre las décadas de los años sesenta y setenta. Prueba de ello es que mientras en 1964 todavía había 1.700 de estas plantas en servicio, su número cayó hasta las 600 en 1984”.

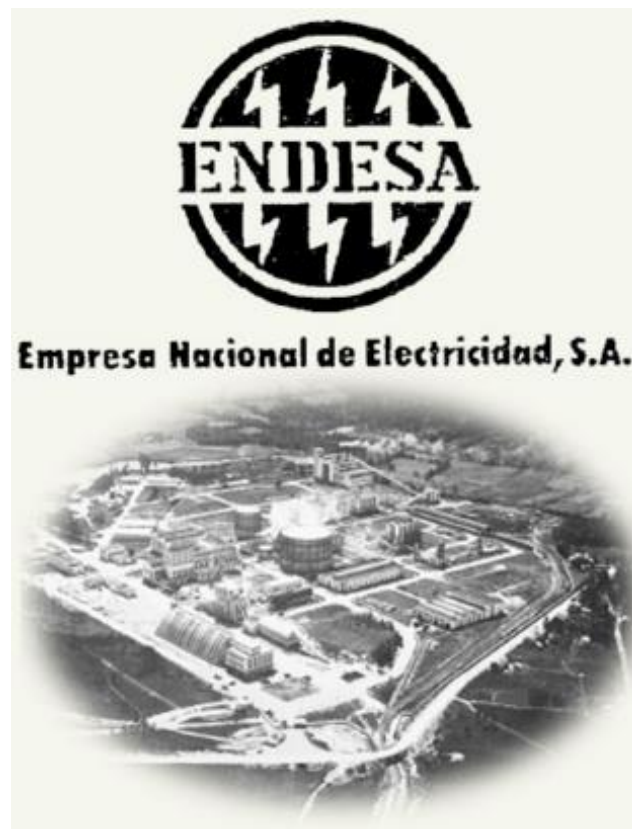


Ilustración 2 Cartel de ENDESA con logotipo años 70

A principios de los años ochenta, la crisis del petróleo provocó una búsqueda de fuentes de energía alternativas que paliaran los efectos negativos de la subida de los precios del crudo, tomando en consideración la puesta en explotación de antiguas centrales.

Actualmente un alto porcentaje del potencial minihidráulico se está desaprovechado debido a estas centrales que no están activas y por tanto no están contribuyendo a la producción de energía eléctrica.

Se lleva a cabo la posibilidad de buscar nuevos emplazamientos para la instalación de nuevas centrales minihidráulicas. Otra oportunidad de aprovechamiento de los recursos es a través de los canales de riego, en conducciones de agua potable y el tratamiento de aguas residuales. (Ogayar, 2012)

1.4. ESTADO DEL ARTE

1.4.1. A nivel global

La generación hidroeléctrica aumentó 124 TWh en 2020, un 3%; llegando a los 4.418 TWh generados con esta fuente en todo el globo, siendo la principal fuente renovable de energía eléctrica, generando más que todas las otras renovables combinadas.

Para cumplir los objetivos de emisiones netas cero para el 2050, la generación hidroeléctrica debe mantener un crecimiento sostenido de un 3%, añadiendo de media 48 GW de potencia instalada anualmente. A este ritmo, para el año 2030 se generarían 5.870 TWh de energía eléctrica con esta fuente.

En 2020 se añadieron 21 GW de potencia, aunque fue en su mayoría por grandes proyectos de gran hidráulica, mayormente en China. (IEA, Hydropower, 2022)

El objetivo actual es añadir 230 GW de potencia instalada desde 2021 a 2030, aumentando el parque de potencia en un 17%. Las centrales de agua embalsada representan la mitad del incremento hasta 2030; las centrales de bombeo, el 30%; mientras que las centrales de agua fluyente, en su mayoría minihidráulica, con una potencia menor a 10MW, tienen previsto un pequeño crecimiento. (IEA, Hydropower, 2022)

Las centrales hidroeléctricas tienen una edad de alrededor de 40 años de media, modernizarlas aumentaría su producción entre un 5-10%.

El 75% de las centrales minihidráulicas (<10MW) están en manos privadas.

La parte mayoritaria en el coste de centrales hidroeléctricas es la obra civil, seguido por el equipamiento electromecánico.

Para el caso de la minihidráulica, el coste de reforma de una central es aproximadamente la mitad que el de obra nueva, en coste por kW; y en ambos casos mayor coste por kW que en una central de gran potencia.

La minihidráulica tiene previsto aumentar un 5% (11GW) entre el 2021 y el 2030, según la IEA. Un 66% del potencial minihidráulico se estima que está sin aprovechar (50 GW). (IEA, Hydropower Special Market Report, 2020)

1.4.2. A nivel europeo

En Europa se estima que el 70% de las nuevas instalaciones desde el 2021 hasta el 2030 sean de propiedad privada.

En cuanto a la potencia instalada en Europa, se espera un crecimiento del 8% (18 GW) en el periodo 2021-2030. (Quaranta, Emanuele, Bódis, Katalin, Kasiulis, Egidijus, McNabola, Aonghus, & Pistocchi, Alberto)

1.4.3. A nivel nacional, España

La energía hidráulica es la fuente renovable de electricidad más utilizada en el mundo. España posee un gran parque hidroeléctrico, con unas 1300 centrales y 900 minicentrales que en total generan unos 23.000 MWh. En nuestro país esto supone el 18% del total de electricidad que producimos. (ENDESA, 2007) (Espejo Marín, Cayetano, García Marín, Ramón, & Aparicio Guerrero, Ana Eulalia, 2016)

1.4.4. A nivel autonómico, Andalucía

En Andalucía existían 86 centrales hidroeléctricas, a finales de 2008, en funcionamiento (1.164,29 MW) y 241 fuera de servicio (48.583.3 kW), de las cuales 75 (11.046,3 kW) son irrecuperables, 84 (28.487 kW) tienen posibilidad de recuperación y 82 (9.050 kW) de ellas posibilidad muy escasa; todas las fuera de servicio son de menos de 10 MW. (Energía, INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS ANDALUCÍA, 2021)

1.4.5. A nivel provincial, Jaén

En Jaén existen 65 centrales fuera de servicio (13.653 kW), de las cuales 25 (6.492 kW) son irrecuperables, 19 (5.117 kW) tienen posibilidad de recuperación y 21 (2.044 kW) de ellas posibilidad muy escasa; todas las fuera de servicio son de menos de 10 MW. (Energía, Potencial Minihidráulico en Andalucía Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía, 2008)

2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGIA MINIHIDRÁULICA

Energía minihidráulica es el término con el que la UNIDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial), denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 10 MW. Dentro de la minihidráulica es usual utilizar la siguiente clasificación en función de las diferentes modalidades de funcionamiento y potencia.

-  Microcentrales
-  Minicentrales
-  Pequeñas centrales

No existe consenso entre los distintos países para definir los límites de potencia para los tramos a considerar en energía minihidráulica. Algunos países como Portugal, España, Irlanda y más recientemente Grecia y Bélgica, consideran “pequeñas” todas las centrales cuya potencia instalada no supera los 10 MW. En Italia el límite está situado en los 3 MW, mientras que, en Francia, el límite se ha establecido recientemente en 12 MW, no como especificación de “pequeño aprovechamiento”, sino como potencia máxima por debajo de la cual la red tienen obligación de adquirir la energía eléctrica generada por las mismas. En el Reino Unido no existe límite oficial, pero suele prevalecer el criterio de los 10 MW. (ESHA, 2006) (Sachdev, Akella, Ashok Kumar, & Kumar, Niranjana, 2015)

En España a partir de la publicación del R.D. 2366/1994, se consideran minicentrales aquellas cuya potencia instalada es inferior a 10 MW.

2.1. CONCEPTOS

Salto bruto, es el desnivel real que existe desde la captación hasta el rodete de la turbina.

Salto neto, se define como salto neto al potencial de desnivel aprovechable en la central y se calcula como el salto bruto menos las pérdidas en todos los elementos por donde se conduce el agua.

Salto útil, diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Año hidrológico, comienza el día 1 de octubre y acaba el 30 de septiembre del año siguiente.

Año base, es el año que se toma como referencia para elegir el caudal de diseño y calcular la energía a partir de sus caudales medios diarios o instantáneos.

Caudal instantáneo, o caudal medio diario es el caudal que pasa por el río de media durante el intervalo de un día natural.

Caudal medio, es la suma de todos los caudales en un periodo de tiempo dividido entre el número de datos.

Caudal ecológico, es el caudal dejado en el río a petición de la confederación u otros organismos oficiales. Se puede pedir en % del caudal instantáneo, un caudal mínimo que siempre debe haber en el río, o un caudal constante cuando sea posible y se supere el mismo de forma natural, aprovechando el resto.

Caudal aprovechable, esto es, restando el caudal ecológico o de servidumbre al caudal de cada día, es el que podemos utilizar para turbinar, no se debe confundir con el caudal turbinarle.

Caudal turbinable, es el caudal aprovechable teniendo en cuenta las restricciones técnicas de mínimo técnico y caudal máximo turbinable.

Caudal de diseño o de equipamiento, es el caudal elegido para el cálculo de los elementos componentes de la central y para el dimensionamiento de la turbina, normalmente se utiliza el criterio del Q100, es decir, la probabilidad de que durante al menos 100 días al año se alcance o supere ese caudal.

2.2. TIPOS DE CENTRALES

La clasificación de los sistemas de minihidráulica es una convención útil para reflejar diferentes modalidades de funcionamiento. En España, se consideran centrales minihidráulicas aquellas con una potencia instalada de 10 MW o menos. Las centrales minihidráulicas se clasifican como sigue:

2.2.1. Centrales de agua fluyente

Llamadas también de agua corriente. Se construyen en los lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas. Parte del agua del río se desvía mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez que se ha obtenido la energía eléctrica el agua es devuelta al cauce del río.

Este tipo de centrales no cuentan prácticamente con reserva de agua, oscilando el caudal suministrado según las estaciones del año. En la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su potencia máxima, y dejan pasar el agua excedente. Durante la época seca, la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos en la época del estío. Su construcción se realiza mediante presas sobre el cauce de los ríos, para mantener un desnivel constante en la corriente de agua.

Según la altura del salto o desnivel existente, se podrán obtener las distintas tipologías:

2.2.1.1. Centrales de alta presión

Se incluyen aquellas centrales en las que el salto hidráulico es superior a los 200 metros de altura. Los caudales desalojados son relativamente pequeños, 20 m³/s por máquina. Situadas en zonas de alta montaña, aprovechan el agua de torrentes, por medio de conducciones de gran longitud.

2.2.1.2. Centrales de media presión

Alturas de salto hidráulica comprendidas entre 20 y 200 m. Utilizan caudales de 200m³/s por turbina.

2.2.1.3. Centrales de baja presión

Sus saltos hidráulicos son inferiores a 20 metros. Cada máquina se alimenta de un caudal que puede superar los 300 m³/s.

2.2.2. Centrales de agua embalsada

En las centrales embalsadas se consigue un embalse artificial o pantano, en el cual se acumula el agua del río, que podemos aprovechar en la central, según las necesidades. El embalse se consigue, actualmente, por medio de una presa situada en lugares apropiados del río. La entidad de la regulación será la relacionada con la capacidad de acumulación del depósito. En centrales minihidráulicas el volumen de almacenado suele ser pequeño, permitiendo por ejemplo producir durante unas horas del día y llenándose el embalse por la noche.

2.2.3. En canal de riego.

Consiste este tipo de instalaciones en intercalar el equipamiento en el mismo canal utilizado para riego agrícola. Suelen tener una potencia reducida, ya que el salto no es elevado.

Justo a la salida de la presa parte del agua es desviada al canal de riego de una pequeña central hidroeléctrica.

2.2.4. En conducción de agua potable

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

2.2.5. En estaciones de tratamiento de aguas residuales.

Dependiendo de la topología de la estación de tratamiento de aguas residuales, la central puede ser ubicada aguas arriba o aguas debajo de la estación. En el primer caso, será necesario hacer pasar las aguas grises a través de un sistema de rejillas y una instalación de decantación para eliminar los sólidos; en el segundo se trata de una instalación prácticamente convencional. (Ogayar Fernández, TESIS DOCTORAL Análisis y Desarrollo de Técnicas para el Aprovechamiento de Recursos Minihidráulicos, 2008)

3. METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONADO Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE UNA CENTRAL MINIHIDRÁULICA

3.1. REDACCIÓN DE UN INFORME DE CAMPO

Un informe de campo es un documento que debemos elaborar tomando datos de la propia instalación, de su estado, componentes, aprovechamiento, emplazamiento, medidas, ...

En el informe de campo se deberá incluir, entre otros, la medida del salto bruto, análisis de cada uno de los valores de los diferentes componentes, como pudiera ser el volumen de hormigón del azud, su factor de reparación, materiales empleados, etc. Para cada uno de los elementos se deberán anotar los valores que se describen en los siguientes apartados para la obtención de las pérdidas de carga y el análisis de costes.

3.2. ESTUDIO HIDRÁULICO

Para la realización del estudio hidráulico se han de disponer de varios años con caudales medidos en la cuenta y zona donde queramos realizar el estudio. Se ha de tener en cuenta el caudal ecológico dejado en el río, dado que ese caudal no es disponible para la central.

Se definirá un sesgo para los años hidrológicos a considerar. J. K. Searcy indica que si un año no está completo del todo ha de ser descartado (Searcy, 1959), en nuestro caso nos bastará con que el año contenga 300 datos o más.

Se procederá a elegir un año base, este será el año hidrológico cuyo caudal medio sea más próximo a la mediana de los caudales medios de todos los años a considerar.

Con el año base construiremos el hidrograma y la curva de caudales clasificados (CCC).

Para seleccionar el caudal de diseño, entraremos en la CCC al parámetro Q_{100} , o probabilidad de que al menos 100 días al año se supere ese caudal, en porcentaje equivale a un 27,4%.

Una vez tengamos el caudal de diseño y los caudales medios diarios aprovechables podremos seguir con el cálculo de las pérdidas de carga y de selección de la turbina.

3.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA Y SALTO NETO

El salto o caída útil aprovechable para su transformación en energía mecánica por las turbinas, es menor que el salto real, es decir, el medido entre la superficie del agua en la cámara de carga y la del nivel del socaz en su extremo junto al cauce del río. Ello es debido a las distintas pérdidas de carga que se producen a causa de la circulación del agua por las tuberías y accesorios.

Por esta razón en cada elemento se obtiene una pérdida de carga y la suma de todas ellas dará una altura en metro de agua, que habrá que restar del salto bruto para obtener el efectivo o de trabajo de las turbinas.

3.4. SELECCIÓN DE LA TURBINA

Para la selección de la turbina más apropiada para cada aprovechamiento existen diferentes métodos, los más utilizados son:

-  Por la altura del salto
-  Por el caudal de equipamiento
-  Criterio de la velocidad específica
-  Utilización de ábacos

3.5. CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA

Existen dos potencias importantes en las centrales minihidráulicas, estas son:

- ✚ Potencia de la turbina, teniendo en cuenta el rendimiento nominal de la turbina.
- ✚ Potencia de la central, medida en el punto de frontera, es la potencia máxima que podemos inyectar a red debido a los distintos rendimientos de la turbina, alternados, multiplicador, transformador, y línea (si procede).

Para la determinación de la energía generada en un año se tienen en cuenta los caudales diarios turbínales y los diferentes rendimientos, con los datos totales de producción energética del año se calculan las horas de funcionamiento equivalentes.

3.6. DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS COMPONENTES DE CENTRALES MINIHIDRÁULICAS

Para el dimensionado de los elementos componentes se han de atender todos los parámetros anteriormente descritos para poder realizar de manera correcta el cálculo de cada uno de los elementos, tanto de su tamaño, material, tipo, etc.

Estos nuevos elementos componentes, en particular el canal, la cámara de carga y, en mayor medida, la tubería forzada, repercuten a las pérdidas de carga de forma diferente dado que tienen tamaños diferentes; por tanto, hay que tener en cuenta que, si se elige obra nueva para alguno de estos elementos dimensionados, habrá que tener en cuenta la diferencia en las pérdidas de carga.

3.7. VALORACIÓN ECONÓMICA

Una vez tenemos analizados y dimensionados todos los elementos de la central procederemos al análisis de costes, calculando el coste de cada elemento, y obteniendo al final un coste total inicial de la central. Para ello hay que tener en cuenta si el elemento es rehabilitado o de obra nueva esto repercutirá en el coste de ese elemento y por tanto en el coste total de la central.

Este punto se trata en profundidad en el capítulo 8.

4. ELEMENTOS COMPONENTES DE LAS CENTRALES

MINIHIDRÁULICAS

Una instalación hidroeléctrica está formada por elementos de obra civil y componentes hidráulicos (sistema de captación de agua, tomas de agua, sistema de canalización y de restitución, centralita) y por componentes electromecánicos (turbina, alternador, cuadros eléctricos, sistemas de mando).

El agua procedente de los sistemas de toma de agua es canalizada, a través de canales o conductos, a la cámara de carga, que determina el nivel del canal a cielo abierto superior, necesario en función del salto útil para la central. Desde este punto, el agua es canalizada a las turbinas a través de conductos forzados y, al pasar a por las paletas móviles (rotores), determina su rotación. El eje del rotor que gira está conectado a un generador de electricidad (alternador); el agua que sale de la turbina es devuelta, a través de los sistemas de restitución a su curso original, a un nivel determinado por el canal a cielo abierto inferior.

De forma más específica, una instalación hidroeléctrica consta de los siguientes componentes:

-  Sistemas de toma de agua, cuya configuración depende de la tipología del curso de agua interceptado y de la orografía de la zona;
-  Sistemas de filtración, para la eliminación de cuerpos en suspensión en el agua; su tipología incluida su mayor o menor automatización depende del caudal derivado y de la entidad de los sólidos transportados por el flujo hídrico;
-  Sistemas de conducción de las aguas formados por canales o conductos forzados según la orografía y por consiguiente la tipología de instalación, con un mayor o menor salto;
-  Edificio central, que contiene los sistemas electromecánicos: grupo turbina alternador, transformador, cuadros eléctricos y sistemas de control;
-  Sistemas de restitución de las aguas al curso de agua principal.

Estos elementos se pueden clasificar en dos bloques:

-  Obra civil
-  Equipamiento electromecánico

4.1. OBRA CIVIL

Los elementos de la obra civil son los encargados de canalizar el agua y albergar y proteger todos los equipos, estos son:

Obra civil, hidráulica:

-  Azudes y presas
-  Obra de toma
-  Desarenador
-  Canal de derivación, túnel o tubería forzada.
-  Cámara de carga
-  Tubería forzada
-  Canal de desagüe

Obra civil, edificio y accesos:

-  Edificio
-  Accesos

4.1.1. 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 salto de agua hasta la central, normalmente están

dispuestos para que el agua vierta por ellos mediante vertederos denominados también aliviaderos de coronación.



Ilustración 3 Azud de la Cerrada del Utrero (Elaboración propia)

En cambio, en las presas, el muro se construye para elevar la superficie libre del curso de agua creando un embalse. Por lo general, no están dispuestas para que las aguas viertan por encima, sino que tienen construcciones laterales, denominados aliviaderos de superficie que sirve para devolver el agua excedente al cauce aguas abajo de la presa, cuando se ha llenado el embalse.



Ilustración 4 Presa del Embalse del Rumbera (Elaboración propia)

En realidad, las presas tienen casi siempre una función mixta; se denominarán presas de derivación o presas de embalse si el efecto predominante es la elevación del nivel de agua para su desviación o, por el contrario, de embalse de agua para tener siempre un caudal disponible.

Las presas pueden clasificarse por el material empleado en su construcción en:

- ✚ De gravedad: Son las presas más utilizadas, retienen el agua gracias al tipo de materiales empleados, como mampostería u hormigones. Tienen un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco que produce el agua.
- ✚ De bóveda: Necesita menos materiales que las de gravedad y se suelen utilizar en gargantas estrechas. En estas, la presión provocada por el agua se transmite íntegramente a las laderas por el efecto del arco.
- ✚ De tierra o escollera: Se utilizan cuando la altura a conseguir es pequeña. Tienen una pantalla central de arcilla.
- ✚ De contrafuerte: formadas por una pared impermeable situada aguas arriba, y contrafuertes resistentes para su estabilidad, situados aguas abajo.

La presa o azud a su vez puede disponer de elementos como son el aliviadero, por donde se vierten al caudal directamente cantidades de agua no asimilables, esto es más propio de presas de gran tamaño tipo embalse. En los azudes podemos encontrar escalas de peces, para no interrumpir el flujo natural de la fauna en el río.

4.1.2. Toma

Las tomas de agua permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medios de canales o tuberías. Las tomas de agua de las que parten varios conductos hacia las tuberías, se hallan en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada. Estas tomas además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc. puedan llegar a los álabes y producir desperfectos.

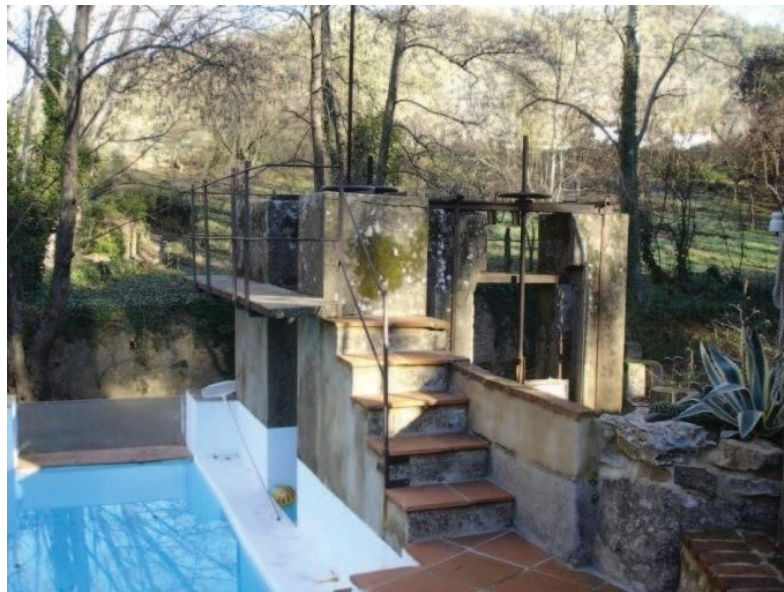


Ilustración 5 Estructura de toma convertida en piscina

4.1.3. Desarenador

Desarenador es una estructura diseñada para retener la arena que traen las aguas servidas o las aguas superficiales a fin de evitar que ingresen al canal

de aducción, a la central hidroeléctrica o al proceso de tratamiento y lo obstaculicen creando serios problemas. Se compone de las siguientes partes:

- ✚ Zona de entrada, tiene como función el conseguir una distribución uniforme de las líneas de flujo dentro de la unidad, uniformizando a su vez la velocidad;
- ✚ Zona de desarenación es la parte de la estructura en la cual se realiza el proceso de depósito de partículas por acción de la gravedad;
- ✚ Zona de salida, conformada por un vertedero de rebose diseñado para mantener una velocidad que no altere el reposo de la arena sedimentada;
- ✚ Zona de depósito y eliminación de la arena sedimentada, constituida por una tolva con pendiente mínima de 10% que permita el deslizamiento de la arena hacia el canal de limpieza de los sedimentos.

4.1.4. Conducción

El canal de derivación se utiliza para conducir el agua desde la presa de derivación hasta las turbinas de la central. Cuando el salto es superior a unos 15 metros conviene dar entrada a las aguas en la sala de turbinas por medio de tuberías forzadas y, para ello, debe preverse una cámara de presión donde termina el canal y comienza la tubería. En muchos casos se suprime el canal de derivación y las tuberías forzadas se aplican directamente a las tomas de agua de la presa.

Por lo general, y para evitar filtraciones en el terreno, los canales de derivación están revestidos interiormente de mampostería, hormigón en masa u hormigón armado. Los canales pueden realizarse en desmonte, es decir, excavando el terreno, solución que es la más segura a efectos de la estabilidad y de la aminoración de filtraciones, a media ladera, o sea excavando la ladera por un lado y disponiendo un terraplén al otro lado y, finalmente, en terraplén, es

decir, con obra de fábrica a ambos lados, solución a la que se recurre sólo excepcionalmente porque es la más costosa y porque, para que la estabilidad tenga las debidas condiciones, debe consolidarse por medio de contrafuertes, cimientos, etc.



Ilustración 6 Canal e infraestructura en arroyo Santolas

En algunas ocasiones se recurre al canal en túnel que no debe confundirse con la galería de presión de las que hablaremos más adelante, ya que en estas últimas la conducción de agua es a presión, mientras que, en los canales en túnel, el agua se desplaza por el propio desnivel del terreno, sin carga hidráulica.

Conocidos el principio y el final del canal, claro está que la solución en línea recta es la que daría menos desarrollo y menos pérdida de salto. Pero esta solución ideal casi nunca es posible, porque hay que salvar los accidentes del terreno y deben evitarse, en lo posible los canales en terraplén que resultan mucho más caros de construcción. Lo que se hace normalmente, es ajustar el canal a la línea de pendiente del terreno que sea igual a la pendiente elegida para el canal y desplazar el trazado lateral lo que convenga para que, yendo en desmonte casi siempre, obligue a un volumen lo más reducido posible de movimientos de tierra.



Ilustración 7 Disposiciones del canal en terreno llano y en pendiente

Como ya hemos adelantado, es bastante normal evitar el canal y aplicar directamente las tuberías forzadas a las tomas de agua de las presas. Pero antes de comenzar el estudio de las tuberías de presión, conviene definir lo que es el golpe de ariete, y los procedimientos para reducir sus efectos.

Se denomina golpe de ariete a la variación de presión en una tubería, por encima o por debajo de la presión normal, ocasionada por bruscas fluctuaciones del caudal.

Cuando la carga de trabajo que sirve la turbina, disminuye bruscamente, el regulador automático de la turbina cierra la admisión de agua, y los efectos de inercia de ésta provocan un golpe de ariete positivo, es decir, una sobrepresión brusca, especialmente en la parte de la tubería situada junto a la cámara de presión de la turbina. Cuando aumenta la carga de la turbina, ésta demanda más agua y el regulador abre la admisión provocando un golpe de inercia negativo, una depresión brusca en la tubería, sobre todo, cerca de la cámara de presión de la turbina.

En las tuberías a presión de gran longitud, los efectos del golpe de ariete pueden ser importantes y, además, en estas tuberías tarda más tiempo que en las de corta longitud en acelerarse o decelerarse lo necesario para acoplar la velocidad del agua al nuevo régimen de carga que precisan las turbinas.

Para evitar estos inconvenientes se disponen en estas tuberías depósitos de compensación, llamados generalmente chimeneas de equilibrio.

Una chimenea de equilibrio es, en esencia, un pozo vertical o inclinado abierto por la parte superior situada en el trayecto de la tubería lo más cerca posible de las turbinas. Cuando se produce un golpe de ariete positivo en la tubería junto a la turbina, encuentra menos resistencia a vencer en la chimenea

y actúa sobre el agua de ésta, elevando su nivel, produciéndose una deceleración del agua en la tubería. Por el contrario, cuando se produce un golpe de ariete negativo, baja nivel de agua en la chimenea, originándose una aceleración del agua la tubería. La chimenea de equilibrio actúa como muelle mecánico, evitando las variaciones bruscas de presión, o un condensador en un circuito eléctrico, que impide las variaciones bruscas de tensión en dicho circuito.

4.1.5. 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.



Ilustración 8 Cámara de carga

4.1.6. Tubería forzada

En las instalaciones hidroeléctricas, las tuberías de presión o tuberías forzadas, tienen por objeto conducir el agua desde la cámara de carga a las turbinas. En estas tuberías se produce una transformación energética, la energía potencial que tiene el agua en la cámara de carga disminuye con forme

desciende a través de ella y al mismo tiempo se aumenta la energía cinética y de presión.



Ilustración 9 Tubería forzada en sierra de Cazorla (Elaboración propia)

4.1.7. Edificio

En la casa de máquinas de una central hidroeléctrica, se montan los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento

La cámara de turbinas puede ser abierta, si está en comunicación con el exterior, o cerrada, en el caso contrario.



Ilustración 10 Central hidroeléctrica en el río Borosa (Elaboración propia)

La cámara abierta solamente se utiliza en saltos de pequeña altura (hasta unos 15 m), cuando es posible hacer llegar directamente al distribuidor de la turbina, el agua procedente del canal de derivación; en estos casos, la cámara de turbinas hace las veces también de cámara de presión. En las cámaras abiertas, se utilizan turbinas de eje vertical y turbinas de eje horizontal. En el primer caso, la cámara queda por debajo de la sala de máquinas y el nivel de aguas arriba queda también por debajo del piso de aquella. En segundo caso, la cámara queda situada contigua a la sala de máquinas y nivel de aguas arriba, por encima del piso de la sala de máquinas.

En cámara abierta, se utiliza la turbina de eje vertical cuando el salto es pequeño, inferior a unos 6 metros, y, por lo tanto, no hay suficiente altura para instalar turbinas de eje horizontal, pues el piso quedaría muy cerca del nivel de aguas abajo y expuesto a quedar inundado; o bien, en ribera escapada, ya que las turbinas de eje horizontal necesitan más espacio en planta y, por lo tanto, en

el caso citado resultarán más costosas de instalación. En los demás casos, resulta preferible el empleo de turbinas de eje horizontal.

Actualmente, en casi todos los saltos de agua, se utiliza turbinas en cámara cerrada, a la que afluye el agua procedente de las tuberías forzadas. Esta disposición, tiene la gran ventaja de que las tuberías pueden situarse en el lugar más conveniente, los efectos de cimentación, canal de desagüe, etc.... ya que, a la tubería de presión, que une la cámara de presión con las turbinas puede dársele el trazado y longitud más adecuados.

Se instalan turbinas de eje vertical en cámara cerrada, cuando el piso de la sala de máquinas no queda libre de peligro de inundación durante las máximas riadas.

También puede influir en esta elección, el coste de las obras, cuando haya de instalarse la central en una ladera escarpada, ya que la disposición vertical de las turbinas resulta más económica que la disposición horizontal por el hecho de que la instalación de la turbina con eje vertical, esta situación relativa se desarrolla en vertical y necesita, por lo tanto, menos espacio en planta, por consiguiente, menos obras de explanación. Generalmente, en casi todas las instalaciones modernas con turbinas Francis o Kaplan; se adoptan las turbinas de eje vertical con generador eléctrico directamente acoplado.

4.1.8. Accesos

Los accesos los constituyen los caminos, son vías utilizadas para ir a la captación y al edificio de la central, normalmente son de tierra.



Ilustración 11 Caminos acceso central del Encinarejo (Elaboración propia)

4.1.9. Tubo de aspiración

El tubo de aspiración sirve de enlace entre la turbina y el desagüe y para aprovechar, además, el salto entre ambos elementos. Se construye de hormigón o de chapa de acero y ha de tener una sección variable para conseguir la máxima recuperación de la energía cinética del agua a la salida del rodete de la turbina.



Ilustración 12 Tubo de aspiración

En las turbinas Pelton y Turgo no tiene importancia la recuperación de la energía existente a la descarga del rodete, pero en las turbinas Francis y Kaplan

la velocidad de salida del rodete es elevada y el rendimiento con descarga libre sería muy bajo, por lo que se precisa realizar la recuperación correspondiente a la velocidad de descarga.

El tubo debe ser lo más recto posible; pero cuando la instalación no lo permite sin gran coste de excavación, el tubo se encorva suavemente, desaguando horizontalmente, dando a la salida mayor dimensión a la luz horizontal que a la vertical y abocinándolo gradualmente para disminuir la velocidad residual. (Ogayar Fernández, Minicentrales Hidroeléctricas, 2012)

4.2. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

Se consideran equipos fundamentales los siguientes:

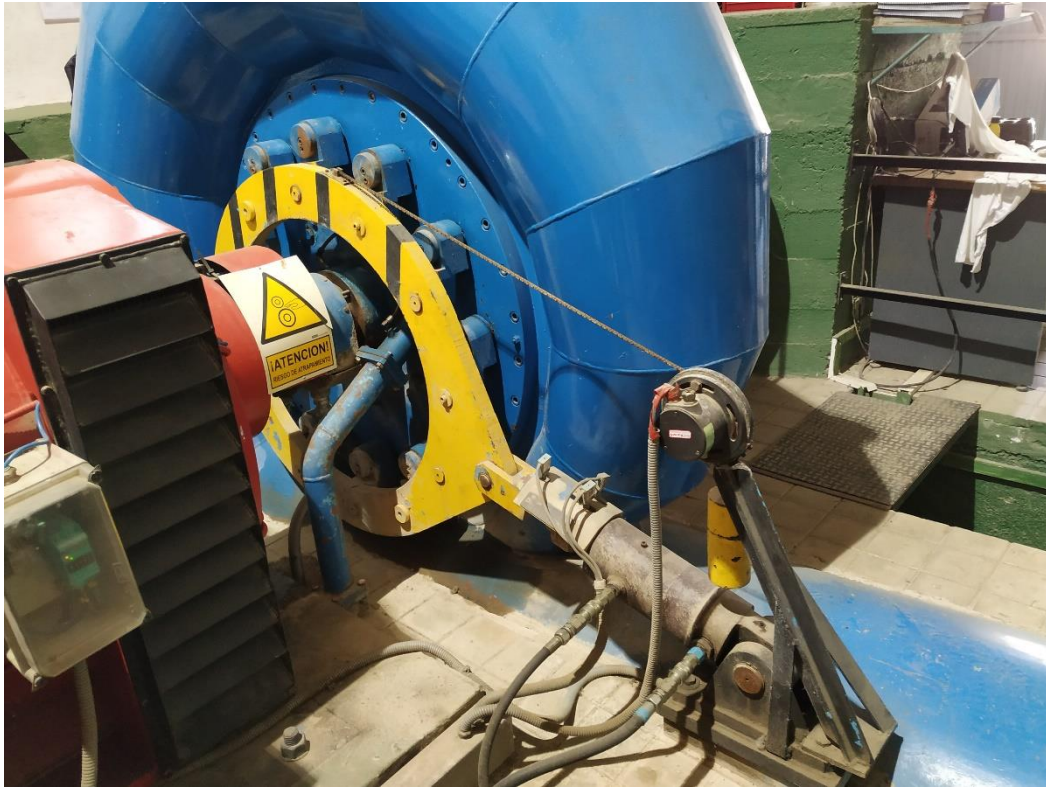
-  Órgano de cierre de la turbina
-  Turbina
-  Generador
-  Elementos de regulación
-  Transformador
-  Celdas y cuadros eléctricos
-  Línea eléctrica de interconexión

4.2.1. Órgano de cierre de la turbina

Los órganos de obturación denominados, en general, válvulas, se utilizan para abrir y cerrar el paso del agua por los conductos forzados. Según el empleo al que están destinados, los órganos de obturación pueden ser:

-  Órganos de seccionamiento, cuya misión es cerrar el paso del agua hacia las turbinas, cuando sea necesario.
-  Órganos de seguridad, que deben obturar el conducto, no solamente en el caso en que el caudal sobrepase el absorbido normalmente por la turbina, sino también, en caso de embalamiento de esta última. Estas

válvulas están provistas, casi siempre, de dispositivos automáticos de cierre, que entran en acción cuando la velocidad del agua sobrepasa un valor máximo, fijado de antemano.



*Ilustración 13 Mecanismo de control, apertura y cierre álabes turbina Francis Pantano Cubillas
(Elaboración propia)*

Los órganos de obturación están frecuentemente provistos de un dispositivo para el mando a distancia del cierre. El accionamiento de la válvula puede provocarse desde un lugar cualquiera, aunque el caso más frecuente es que se realice desde el cuadro de distribución de la central, actuando la corriente eléctrica sobre un electroimán o sobre pequeños motores que, a su vez, actúan sobre el mando principal de la válvula, por medio de contadores. Además, debe preverse el mando manual en la inmediata vecindad de la válvula, por el contrario, la apertura a distancia de la válvula no es necesaria casi nunca, de forma que los órganos para la maniobra a distancia casi siempre se equipan solamente para el cierre.

4.2.2. 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.



Ilustración 14 Turbina Francis en Central Pantano Cubillas (Elaboración propia)

Consta de:

- ✚ Una parte fija distribuidor con la función mecánica de dirección y regulación del caudal que llega al rodete, y la función hidráulica de transformación de la energía potencial del agua en energía cinética.
- ✚ Una parte móvil rodete puesto en movimiento por el agua que sale del distribuidor con la función de comunicar energía mecánica al eje en el que está montada.

4.2.3. Generadores

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

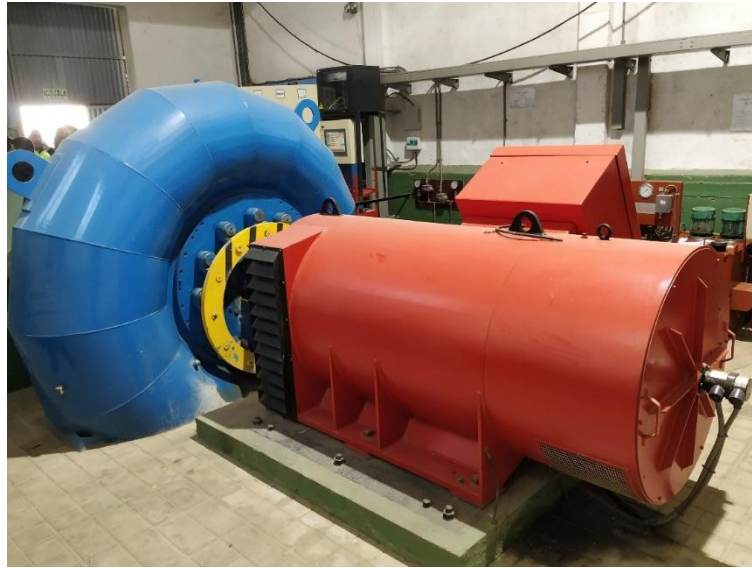


Ilustración 15 Grupo turbogenerador en Central Pantano Cubillas (Elaboración propia)

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.

4.2.4. 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 turbinarle, demanda eléctrica...) para que pueda trabajar con el mejor rendimiento energético posible en cada circunstancia.



Ilustración 16 Sistema de regulación hidráulica en Central Pantano Cubillas (Elaboración propia)

4.2.5. 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.



Ilustración 17 Transformador elevador exterior (Elaboración propia)

4.2.6. 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.



Ilustración 18 Cuadro eléctrico Central Pantano Cubillas (Elaboración propia)

4.2.7. Línea eléctrica de interconexión

La tensión obtenida es igual o inferior a 20kV. Con los transformadores se eleva a la tensión adecuada para su transporte. En el parque de distribución, la central se conecta a la red de transporte. Este transporte se realiza mediante las líneas de alta tensión.



Ilustración 19 Edificio de la central del Gaitanejo en el río Guadalhorce (Elaboración propia)

La mayoría de las centrales están interconectadas a través de la red de transporte, por tanto, han de estar sincronizadas a red para que sus aportaciones de energía sean compatibles.

4.3. 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
- ✚ Aliviaderos
- ✚ Chimenea de equilibrio
- ✚ Escala de peces
- ✚ Ventosas



Ilustración 20 Chimenea de equilibrio Central Cerrada del Utrero (Elaboración propia)

Las compuertas se utilizan para cerrar las conducciones de agua (canales-tuberías), así como para regular el caudal de agua en dichas conducciones. En los aprovechamientos hidroeléctricos, las compuertas sitúan, como hemos visto, en las tomas de agua, en los desagües de fondo, en los canales de derivación, etc... Las compuertas utilizadas todos los sitios indicados, son de las mismas características constructivas; únicamente hay que tener en cuenta que las compuertas sometidas a grandes presiones (por ejemplo, en las tomas de agua) habrán de ser de construcción más robusta que las compuertas que o de resistir pequeñas presiones (por ejemplo, en los canales de derivación abiertos).



Ilustración 21 Aliviadero del embalse Aguas Negras en el río Borosa (Elaboración propia)



Ilustración 22 Tubería forzada con ventosas en Presa del río Yeguas (Elaboración propia)

5. ESTUDIO DEL RECURSO HIDRÁULICO

Para que en un aprovechamiento hidráulico se produzca energía, se necesita, caudal, es decir, un flujo de agua, y un desnivel entre la captación y la sala de máquinas. Se entiende por caudal la masa de agua que pasa, en un tiempo determinado, por una sección del cauce y por desnivel, o salto bruto, la distancia medida en vertical que recorre la masa de agua, diferencia de nivel entre la lámina de agua en la toma y en el punto donde se restituye al río el caudal ya turbinado.

La ecuación que define la potencia de una instalación es la siguiente:

$$P = Q * H_b * \eta$$

- P es la potencia en KW
- Q el caudal medido en m³/s
- H_b el salto bruto en m
- η el peso del agua igual a su masa por la constante de aceleración de la gravedad (kg/m³).

Para valorar el recurso hídrico hay que conocer cómo evoluciona el caudal a lo largo del año (un solo valor instantáneo del caudal no es significativo) y cuál es el salto bruto del que se dispone. En el mejor de los casos, las autoridades hidrológicas habrán instalado, en el tramo de río en el que piensa emplazarse el aprovechamiento, una estación de aforos con lo que podrá disponerse de una serie temporal de caudales, que será tanto más válida cuanto más larga sea su historia (número de años a lo largo de los cuales se han ido tomado esos registros), y más cuidado se haya dedicado a su recogida. Hay que tener en cuenta que el cambio climático está provocando la crecida de los ríos por lo que no es aconsejable tomar muchos años de registros pues falsearían los datos.

Por tanto, se recomienda escoger un rango máximo de datos de nueve o diez años.

No es fácil, dado el tamaño de los ríos sobre los que se construyen estos aprovechamientos, encontrar registros de caudales para el tramo en cuestión. Si no existen, habrá que acudir a la hidrología, que nos permitirá conocerlos con suficiente aproximación, bien sea por medición directa o indirecta, o bien sea por cálculo a partir de las características de la cuenca de captación.

El primer paso a dar, será el de averiguar si existen series temporales de caudales para el tramo del río en estudio, para otros tramos del mismo río o para ríos semejantes de la zona (con las que poder reconstruir el régimen de caudales) y en último término habrá que obtener los factores climáticos con los que calcularlo.

5.1. MÉTODOS DE REGISTRO DE DATOS HIDROLÓGICOS

Para obtener los datos que necesitamos para realizar el estudio hidráulico podemos optar por medir nosotros mismos el caudal en la cuenca a analizar, realizar una correlación con una cuenca cercana existente o consultar datos de algún organismo oficial.

En todos los países de la Unión Europea (UE) existen organismos especialmente dedicados a gestionar los datos hidrológicos y los datos climáticos recogidos, respectivamente, en las estaciones de aforo y de meteorología.

En el seno de Naciones Unidas existe una organización, la "World Meteorological Organization", que dispone de un servicio de información hidrológica (INFOHYDRO), dedicado a diseminar información sobre:

-  Organizaciones, instituciones y agencias relacionadas con la hidrológica.
-  Actividades hidrológicas de dichos organismos.
-  Principales cuencas y lagos del mundo.
-  Redes de estaciones hidrológicas de los países, número de estaciones y duración de las series.

- ✚ Bancos de datos hidrológicos nacionales, situación de la recogida, proceso y archivo de datos.
- ✚ Bancos de datos internacionales, referentes a la hidrológica y a los recursos hídricos.

En España existe el CEDEX (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas), un organismo público de vanguardia aplicado a la ingeniería civil, la edificación y el medio ambiente. El Centro de Estudios Hidrográficos del CEDEX (CEH-CEDEX) trata de cooperar y asistir a la Administración responsable de gestionar los recursos hídricos, actualmente, el Ministerio de Medio Ambiente y la Dirección General del Agua junto con las Confederaciones Hidrográficas. (CEDEX, CEDEX, 2022)

En colaboración con las Administraciones competentes, el CEDEX tiene las siguientes funciones:

- ✚ Gestionar los datos hidrológicos, económicos, sociales y territoriales más relevantes con el objetivo de asistir al Ministerio de Medio Ambiente en sus decisiones relativas a la planificación y gestión de los recursos hídricos.
- ✚ También, elaborar aquellas normas y especificaciones técnicas que considere necesarias el Ministerio de Medio Ambiente con el objetivo de definir tecnologías, métodos constructivos, características de materiales y eficiencias requeridas en la gestión de los recursos hídricos.
- ✚ Por otra parte, el CEH-CEDEX deberá desarrollar modelos matemáticos, guías, métodos, recomendaciones, aplicaciones tecnológicas, etc. que faciliten y permitan tomar decisiones y obtener información relevante sobre los recursos hídricos.
- ✚ Por último, asistir en la toma de decisiones, en aquellos temas o problemas que la Dirección General del Agua considere relevantes y oportunos, así como transferir tecnologías y conocimiento experto a los funcionarios que trabajan en la gestión y la planificación del agua. (CEDEX, Anuario de aforos, 2022)

También existe otra base de datos similar llamada “mapama” en la que, a partir de las tablas de estaciones de aforo, de canales, embalses y evaporimétricas de la base de datos de la Dirección General del Agua se originan unas capas de información geográfica. Representa la ubicación y datos descriptivos de la Red Integrada de Estaciones de Aforos (SAIH-ROEA), a escala 1:50.000 que ha sido realizada por la Subdirección General de Protección de las Aguas y Gestión de Riesgos junto con el CEDEX, a partir de los datos proporcionados por los Organismos de Cuenca y la propia Subdirección General de Protección de las Aguas y Gestión de Riesgos. Incluye también la red oficial de estaciones de aforo de la Administración Hidráulica de la Xunta de Galicia. La Red Integrada de Estaciones de Aforos (SAIH-ROEA), proporciona información de los datos cuantitativos en puntos seleccionados de ríos, canales, embalses y evaporimétricas.

Se encuentra almacenada en formato SIG. Para su elaboración se parte de las coordenadas X e Y en sistema de proyección UTM huso 30 extendido que aparecen reflejados en la base de datos. Posteriormente, esta información geográfica, se relaciona con otras tablas mediante el indicativo de la estación (INDROEA), con los datos asociados a cada elemento.

La metodología empleada es la lectura de la tabla de datos alfanumérica y generación de la capa a partir de las coordenadas Xutm30 e Yutm30. Para la generación de la capa de información geográfica se consideran todas las estaciones estén o no en servicio.

Los algoritmos utilizados son propios de la herramienta de SIG utilizadas (ArcGis): Generación de capa geográfica a partir de una tabla de puntos; uniones y relación de tablas alfanuméricas y georeferenciación espacial de la información geográfica. El software empleado es ArcInfo y ArcGis indistintamente. (MAPAMA, 2022)

5.1.1. Métodos de medida directa del caudal

Si no existen series temporales para el tramo de río en estudio, y se dispone de tiempo para ello, se pueden medir los caudales a lo largo de un año (como mínimo, ya que una serie de medidas instantáneas no tienen ningún valor). Para ello puede hacerse uso de diversas opciones.

5.1.1.1. Método de medida del área transversal y de la velocidad media

Un método convencional empleado en ríos grandes y medianos consiste en medir la sección transversal del río en un punto dado, y la velocidad media de la corriente del agua que la atraviesa. Para ello, hay que contar con una estación de aforos, aguas abajo de un tramo recto de razonable longitud, en lo que se conoce como “sección de control”, donde se pueda establecer, de una manera fiable, una relación entre alturas de lámina y caudales.



Ilustración 23 Aforador por altura en Central Cerrada del Utrero (Elaboración propia)

En una estación de aforos, lo que se mide y registra es el nivel de la lámina de agua a lo largo del tiempo. Para ello, en su versión más simple, se utiliza una

regla graduada en metros y centímetros similar a una mira tipográfica. En la fotografía, se ve la sección de control y una regla, con suficiente altura para que en ningún caso el agua descienda por debajo o suba por encima de las marcas. En esta estación las reglas están encastradas en la pila que sirve de base a la oficina de la misma. En todo caso es conveniente escoger un punto de referencia estable en la orilla, a fin de comprobar periódicamente la nivelación de las reglas. En las estaciones de aforo modernas en lugar de una regla, que obliga a una recogida manual de los datos, se utiliza un sensor piezoeléctrico de nivel de agua cuya señal se envía a la tarjeta de entrada de datos de un PC, que se encarga de su registro y posterior procesamiento.

5.1.1.2. Cálculo de la velocidad media en la sección transversal

Para medir la velocidad de corriente se puede utilizar una de las técnicas que se describen a continuación:

5.1.1.2.1. Mediante un flotador

Se coloca un objeto flotante no muy ligero, por ejemplo, un tapón de madera, en el centro de la corriente y se mide el tiempo t (en segundos) que necesita para recorrer una longitud L (en metros). El método no se usa en cauces de perfil irregular o de muy poca profundidad, pero da resultados aceptables si se escoge un tramo relativamente recto y de sección uniforme. La velocidad superficial, en m/s, vendrá dada por la fórmula:

$$V_s = \frac{L}{t}$$

Ecuación 1 Velocidad superficial método flotador

Está claro que la velocidad V_s no es la velocidad media V de la sección. Para obtener V habrá que multiplicar V_s por un factor, que puede variar entre 0,60 y 0,85, dependiendo de la profundidad del cauce y de la rugosidad de su fondo y orillas (0,75 es un coeficiente generalmente aceptado).

5.1.1.2.2. Mediante un molinete

Para construir una curva de aforo más precisa es necesario conocer la velocidad media en la sección transversal del cauce, para lo que habrá que medir la velocidad de la corriente en un número suficiente de puntos de esa sección.

Para medir la velocidad de la corriente en un punto puede utilizarse un molinete, dispositivo provisto, en su versión más simple, de una hélice o de una rueda de cazoletas (ver la siguiente figura), montadas sobre un eje horizontal. El molinete envía, por cada vuelta o número de vueltas predeterminado del eje, un impulso eléctrico que es transmitido a un contador, que se encarga de registrar el número de impulsos por unidad de tiempo. Cada molinete se entrega con una curva que correlaciona el número medido de impulsos, con la velocidad de la corriente que queremos medir.



Ilustración 24 Detalle de un molinete

Para medir la velocidad de corriente en ríos grandes y medianos se cuelga el molinete de un puente, lastrándolo para que no sea arrastrado por la corriente y haciendo que se mantenga en la vertical del observador. Si el puente es de varios tramos, los pilares intermedios darán lugar a una constricción o a una expansión de las líneas de corriente, lo que puede falsear las mediciones. Si no hay ningún puente en el tramo escogido del río, podrá utilizarse un bote bien anclado a las dos orillas. Un cable ligero, pero bien tenso, permitirá conocer con suficiente precisión la posición horizontal del punto en el que se está midiendo la

velocidad de la corriente. Si la velocidad es muy elevada, (por ejemplo, en épocas de crecida) el cable del que cuelga el molinete se inclinará tanto más cuanto más elevada sea aquella. No obstante, conociendo la longitud del cable y su inclinación, se podrá localizar con precisión el punto de medida. Estos molinetes ofrecen una buena precisión para velocidades de corriente entre 0,2 y 5,0 m/s.

Conocida la velocidad de la corriente en un número adecuado de puntos de la sección transversal, se dibujarán, sobre ésta las curvas de igual velocidad o isovelas, para a continuación, y con ayuda de un planímetro, medir el área de las superficies comprendidas entre cada dos isovelas consecutivas. La suma de los productos del área de cada una de esas superficies por el valor medio de las isovelas que la delimitan, dividida por la superficie total de la sección, dará el valor de la velocidad media global. La siguiente figura muestra una sección transversal sobre la que se han dibujado las isovelas.

Alternativamente, se puede dividir el cauce en secciones verticales y calcular la velocidad media en cada una de ellas, tal y como muestra la figura anterior. En este caso y para obtener una precisión suficiente, se recomienda que el área de cada una de las secciones verticales no supere el 10% del área total.

5.1.1.3. Medida directa del caudal por disolución de un soluto en la corriente.

Los métodos de dilución resultan particularmente idóneos para los pequeños arroyos de montaña, donde debido a la rapidez de la corriente y a la escasa profundidad del cauce no se puede utilizar con éxito un molinete.

Para calcular el caudal se inyecta en el curso de agua una solución de un producto químico, de concentración conocida y aguas abajo, a una distancia suficiente para que el producto se haya mezclado completamente (unos 50 m), se recogen las muestras de agua. El producto puede inyectarse a un ritmo constante, durante un lapso de tiempo dado, o de golpe en una única dosis.

Tomando muestras del agua a cortos intervalos y analizándolas, se construye una curva concentración-tiempo. Hasta hace poco se utilizaban soluciones de sales de cromo y las muestras se analizaban por colorimetría. El método es muy preciso, pero requiere un equipo costoso y personal especializado.

5.1.1.4. Medida del caudal mediante el uso de aliviadero

Siempre que no sobrepase los 4 m³/s, un caudal se puede medir, haciéndolo pasar por un vertedero de sección conocida dispuesto perpendicularmente a la corriente. Los vertederos se clasifican según la forma del corte: en V, rectangular y trapezoidal y pueden ser de cresta ancha o de cresta delgada. Aquí nos ocuparemos solamente de los vertederos de cresta delgada.

Las experiencias llevadas a cabo en laboratorio permiten conocer los coeficientes de gasto correspondientes a los distintos tipos de vertedero. Basta pues medir aguas arriba del mismo (como mínimo a una longitud igual a 4 veces la altura a medir) el nivel h , sobre el vertedero.

Los vertederos triangulares (en V) resultan más precisos para caudales pequeños, pero los rectangulares pueden medir una horquilla de caudales mucho más amplia. La siguiente figura muestra las dimensiones de dos vertederos, respectivamente con sección rectangular y triangular, así como las fórmulas empleadas para calcular el caudal en función de h :

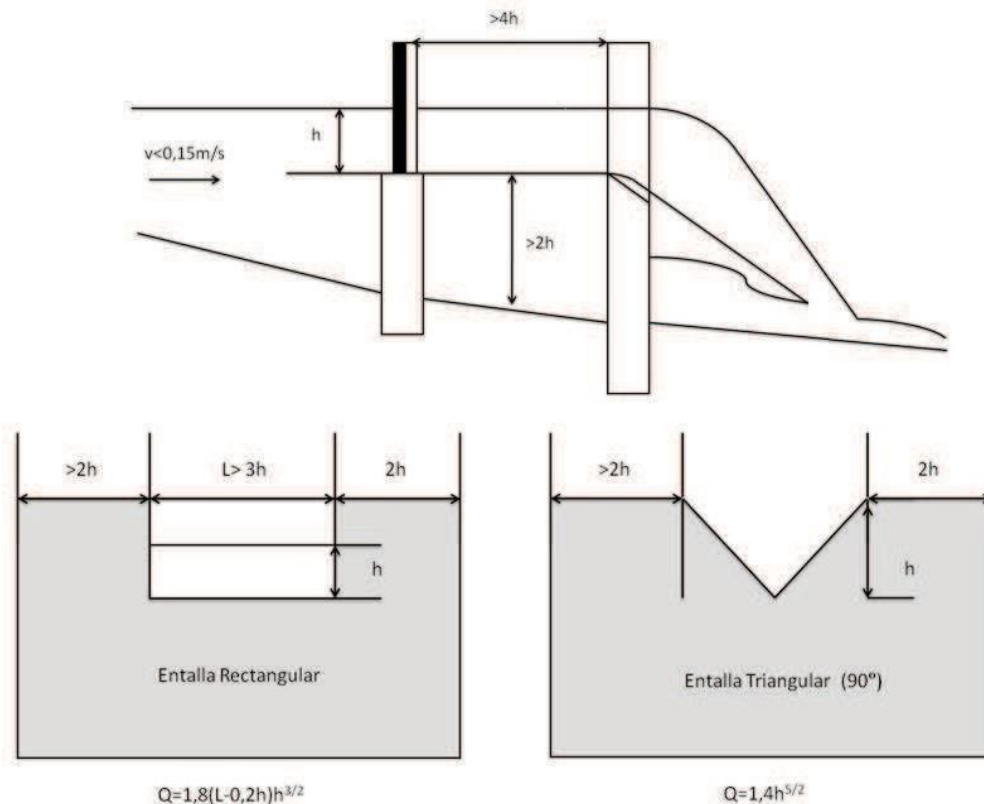


Ilustración 25 Disposiciones aliviadero para medida del caudal

5.1.1.5. Medida del caudal por la pendiente de la lámina de agua

Este método, basado en la ecuación de Manning, se emplea para medir grandes caudales, con los que ninguno de los métodos anteriores da buenos resultados. Para ello se escoge un tramo del río de 50 a 300 metros de longitud, recto, y de pendiente y sección uniformes. La pendiente de la lámina de agua se mide hincando en el cauce una serie de estacas, y la sección transversal, levantando un plano en varias secciones del cauce y calculando la media de sus áreas (A) y de sus radios hidráulicos (R), con los que se calcula Q utilizando la fórmula de Manning. (Ogayar Fernández, TESIS DOCTORAL Análisis y Desarrollo de Técnicas para el Aprovechamiento de Recursos Minihidráulicos, 2008)

5.1.2. Método de correlación de cuencas

Si no podemos medir el caudal durante el tiempo suficiente para tener valores fiables, otra posible alternativa para el registro de datos hidrológicos se basa en la aproximación de estos a través de correlación de cuencas. La ecuación siguiente muestra el cálculo, basado en el cociente de las superficies de las cuencas afectadas por un coeficiente que dependerá de las condiciones meteorológicas, así como de la orografía del terreno.

$$Q_f = Q_i \cdot \left(\frac{S_c}{S_{ea}} \right)^n$$

Ecuación 2 Correlación caudal cuencas

Siendo:

-  Q_f : Caudal que discurre por la cuenca de estudio
-  Q_i : Caudal que discurre por la estación de aforos
-  S_c : Superficie de la cuenca de estudio
-  S_{ea} : Superficie de la cuenca de la estación de aforos
-  n : coeficiente (0,7-1)

(Mohamoud, Prediction of daily flow duration curves and streamflow for ungauged catchments using regional flow duration curves, 2008)

5.2. CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS, SELECCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO

5.2.1. Método propuesto por James K. Searcy¹

La curva de duración el flujo o caudal es una curva de frecuencia acumulada que nos muestra la posibilidad de que se alcance un caudal o se supere en un periodo de tiempo medido (el mínimo caudal observado en el río tendrá una frecuencia del 100% dado que siempre discurre ese caudal o mayor).

¹ referencia

Esta curva se asemeja a la curva de caudales clasificados (CCC), con la diferencia de tener la frecuencia en porcentaje en el eje x, siendo el eje y el caudal medido.

Hay dos métodos de datos para construir la curva:

- ✚ Con los datos de un año de calendario, menos datos de grandes descargas, más datos de pequeños caudales.
- ✚ Con todos los datos para un periodo, es más preciso. Los años no completos deben ser rechazados.

5.2.1.1. *Periodo de tiempo*

Los datos deben ser ordenados por años hidrológicos, hasta el 30 de septiembre. Para cuencas de deshielo, es más práctico crear curvas de unos pocos meses en lugar de los 12 meses del año hidrológico.

Si se ha realizado alguna obra de almacenamiento o control de caudal aguas arriba se deberá ser cauteloso con los datos, tenemos dos opciones:

- ✚ Si se va a estudiar el caudal natural, entonces se deberán usar los datos de la cuenca sin regulación.
- ✚ Si se desea como referencia para el caudal de años siguientes, entonces deberán analizarse los datos desde la regulación.

5.2.1.2. *Unidades temporales*

La elección del periodo de medida puede ser: valores medios mensuales, valores medios semanales, o valores medios diarios. Si el cauce no sufre grandes precipitaciones o descargas que duren solo unas pocas horas, los tres modos de construcción de la curva se deben de asemejar; sin embargo, si esto ocurre, puede haber diferencias significativas en los resultados de la curva. Por este motivo se recomienda escoger la media del caudal diario.

5.2.1.3. *Presentación de los datos*

Los métodos descritos en las páginas 6 a 12 están obsoletos, se debe hacer con un ordenador. Propósito: crear grupos de días en los que el caudal iguale o supere a un valor determinado, para así anotar esos puntos en los ejes y trazar la curva.

5.2.1.4. *Curvas de duración de caudal a largo plazo de registros cortos*

Las curvas de duración de caudal basadas en cortos intervalos de registro, no son confiables para predecir el comportamiento futuro del caudal.

Si no se dispone de muchos datos existe un método para comprar diferentes cuencas cercanas, se toma el dato de caudal por km^2 de la cuenca y se construye una curva en probabilidad para cada cuenca; de manera paralela se puede realizar la misma curva, pero con el caudal en relación al caudal medio (1 p.u.) en cada cuenca, se superponen las gráficas y se comparan. Si la curva tiene poca variación se pueden considerar validos los datos de registro, aunque sean pocos, para predecir el comportamiento de la cuenca.

Hay que ser cautelosos a la hora de seleccionar la estación de referencia. Ambas estaciones deben tener tiempo de registro coincidente y no estar muy alejadas ni en caras opuestas de una montaña.

Para establecer la relación se representan las curvas de la estación con más datos y la estación con menor número de datos en una gráfica cuyos ejes son, respectivamente, los caudales en cada cuenca; se han de representar los mismos años.

Una vez hecho esto se elige una probabilidad, por ejemplo 50%, se lee el caudal en la estación con más datos en el registro total. Con ese caudal nos vamos a la gráfica y entramos por la cuenca de referencia, leyendo el dato de la cuenca a correlacionar.

5.2.1.5. Estimación de la curva de duración de caudal

Se miden 10 días aleatorios dentro de un periodo que, si se tenga registrado en otra estación, y se miden a lo largo de 3 o 4 años, posteriormente se comparan dando un eje para cada cuenca. Posteriormente se traza una línea como en el método anterior y se procede del mismo modo.

5.2.1.6. Estudio de la curva

Mayor pendiente significa una cuenca con un caudal muy variable. Una pendiente menos pronunciada nos indica un caudal más perenne y estable.

La media se obtiene dividiendo el área que queda bajo la curva entre 100 y multiplicando por el factor de escala. La mediana es el valor con una probabilidad del 50%. La moda es el lugar donde se haya el punto de inflexión.

5.2.1.7. Usos de la curva de duración del caudal – estudios de explotaciones hidroeléctricas

El área que queda por debajo de la curva y que corta la línea de máxima capacidad de la turbina, indica el caudal disponible para turbinar, teniendo en cuenta el caudal mínimo técnico.

Se puede utilizar la curva para otros propósitos como:

-  Estudiar el efecto de la geología en pequeños caudales
-  Estudios de contaminación del río
-  Estudios de la calidad del agua
-  Estudiar los caudales de cara al dimensionado de centrales hidroeléctricas

(Searcy, 1959)

5.2.2. Nuevo método de aplicación de la curva de caudales clasificados

En 'A New Application of Flow Duration Curve (FDC) in Designing Run-of-River Power Plants', (Liucci, Casadei, Stefano, & Valigi, Daniela, 2014) nos propone una metodología para analizar los caudales y realizar un estudio hidrológico a partir del uso de la CCC. Los pasos a seguir son los siguientes:

- ✚ Se calcula la CCC media de varios años
- ✚ Se obtiene la pendiente de la CCC con los datos de duración de caudal de 20 al 95%
- ✚ Se calcula el caudal medio
- ✚ Factor de carga:

$$CF = (P_m/P_{\max}) * 100$$

Ecuación 3 Coeficiente de carga

A continuación, se debe parametrizar los caudales diarios medios calculados en la CCC con respecto al caudal medio total de todos los datos para la cuenca en estudio, es decir, parametrizarla para el caudal medio, como se puede apreciar en la siguiente gráfica:

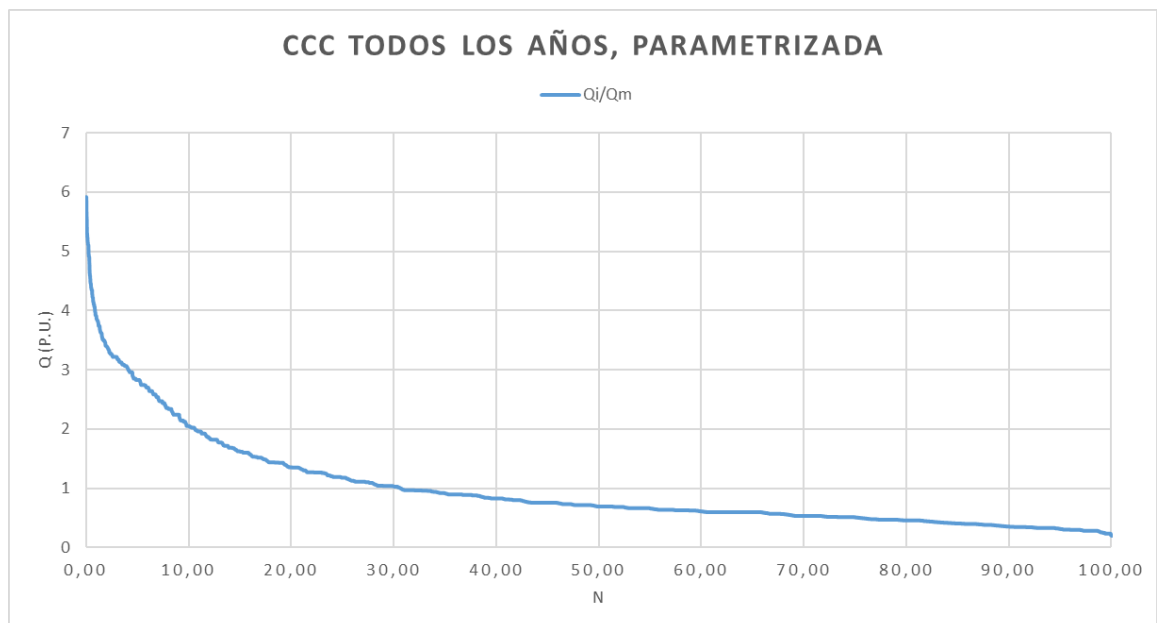


Ilustración 26 Curva de caudales clasificados con el método de todos los años, parametrizada al caudal medio (Elaboración propia)

Modelo:

- ✚ Se calcula un Q_d para un rango desde 50 hasta 230, de 10 en 10, Q_{50} , Q_{60} , Q_{70} , ..., Q_{220} , Q_{230} .
- ✚ Se obtiene la potencia máxima asociada a cada caudal.
- ✚ Se eliminan caudales mayores al Q_d porque no son turbinables
- ✚ Se calcula la energía generada media al año como una suma de cada caudal turbínale diario a los 365 días del año medio.
- ✚ Se calcula el CF de cada Q_d .
- ✚ Se debe buscar un CF apropiado.

El factor de carga depende de la pendiente de la CCC y del número de días que se cojan para la elección del caudal de diseño, de este modo, existen dos maneras de graficar:

- ✚ Dependiendo de la pendiente de la CCC, para un número de días, desde 50 hasta 230,
- ✚ Dependiendo del número de días, para una pendiente constante.

Para una pendiente pequeña se espera un CF del 81-89%. Para una pendiente mayor puede variar de un 38 al 83%.

5.2.3. Método propuesto en este trabajo

5.2.3.1. Caudal ecológico o de servidumbre

En teoría si, en un aprovechamiento de derivación, se desviase a turbinas toda el agua del cauce, quedaría seco el tramo de río. Si en un momento dado tuviera lugar una avenida, el excedente pasaría sobre el vertedero y circularía por el tramo cortocircuitado. Ambos fenómenos, la puesta en seco del cauce y las periódicas afluencias de agua, destruirían la fauna piscícola, con grave daño para el medio ambiente (y para los pescadores que se opondrían al proyecto).

Para evitarlo, la autorización para derivar agua va siempre acompañada de la obligación de mantener un cierto caudal reservado en el tramo de río comprendido entre la toma y la restitución. Este caudal es conocido, según países o regiones con múltiples nombres: "caudal ecológico", "caudal reservado", "caudal de compensación", etc. (European Small Hydropower Association, 2006)

Este caudal hemos de tenerlo en cuenta a la hora de escoger un caudal de diseño para nuestra instalación. Podemos escogerlo de distintas formas:

-  Valor constante
-  % sobre el caudal de diseño
-  % sobre el caudal medio

(McMillan, 2021)

Seguidamente, se van a exponer graficas ejemplo de cada uno de los apartados y pasos descritos, los datos que se han utilizado para desarrollarlas son los caudales del río Alhorí en Jerez del Marquesado, los datos de caudal han sido obtenidos del CEDEX.

5.2.3.2. Año base

El uso de grandes cantidades de datos puede llegar a ser complejo y tedioso por lo que lo más apropiado es determinar un año base, un año que represente de forma adecuada el curso hidráulico. Un año que no sea ni muy lluvioso, ni seco. Para esto se calculan las medias de caudal de cada año y se define la mediana y los percentiles 35 y 65, el año base debe ser uno de los años cuyo caudal medio entre dentro de este intervalo, a preferencia el año base será el año con un caudal medio más próximo a la mediana.

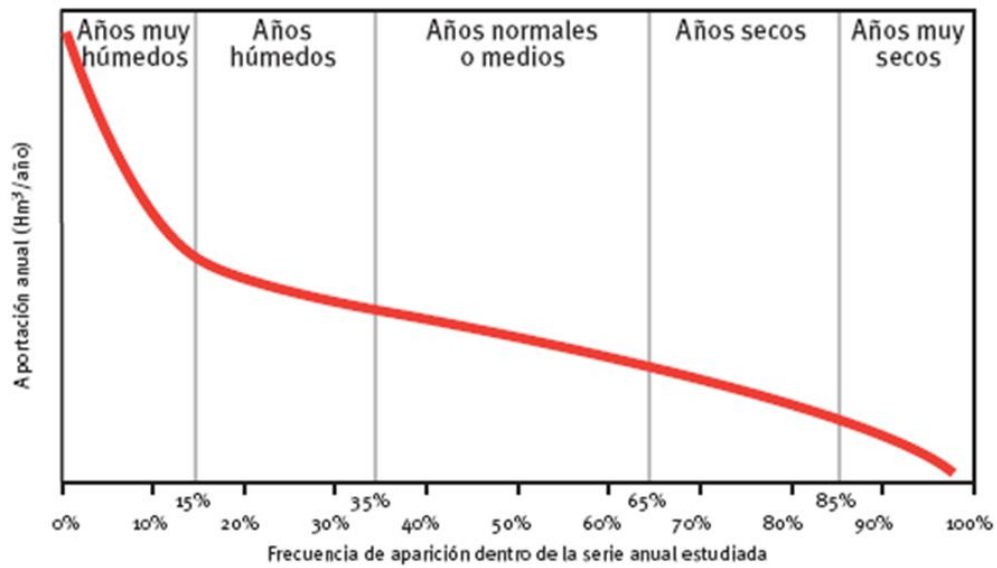


Ilustración 27 Percentiles clasificación media caudal anual

Para ello, calculamos el caudal promedio de cada año y a partir de estos valores calculamos la mediana (el valor central de la serie de datos). El año que más se aproxime a la mediana será nuestro año base.

5.2.3.3. Hidrograma

Para trabajar con una serie temporal de caudales hay que ordenarla con arreglo a una lógica.

Una forma de hacerlo es agruparlos por orden cronológico, lo que dará lugar a una gráfica conocida como hidrograma, representada en la figura siguiente:

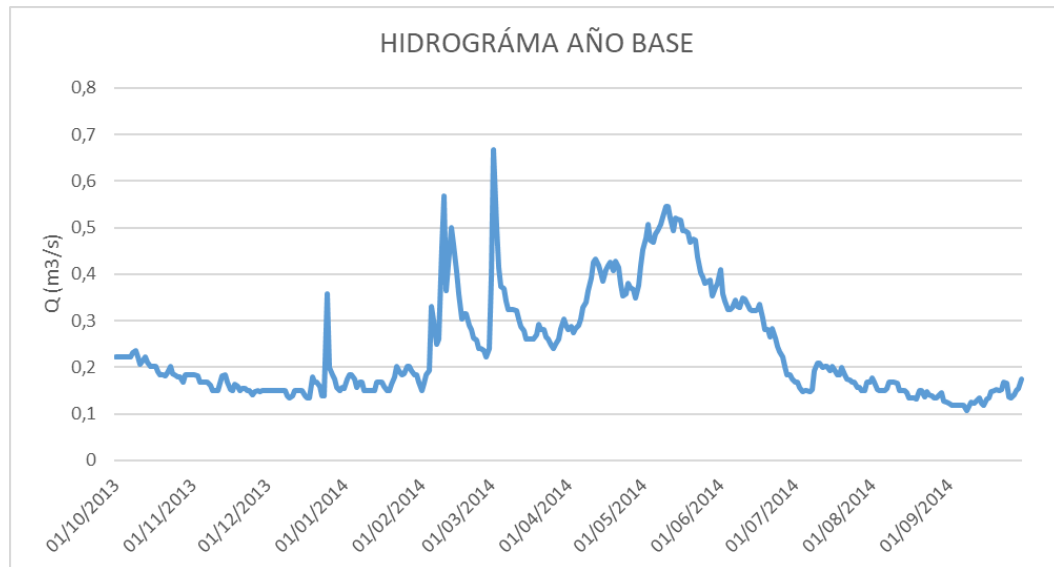


Ilustración 28 Hidrograma de un año hidrológico, Río Alhorí en Jerez del Marquesado (Elaboración propia)

5.2.3.4. Curva de Caudales Clasificados y selección del caudal de diseño

La Curva de Caudales Clasificados (CCC) representa los 365 caudales del año ordenados de mayor a menor. Como se ve en la siguiente imagen, se puede obtener proyectando puntos a partir del hidrograma. (Ghotbi, Saba, Wang, Dingbao, Singh, Arvind, Blöschl, Günter, & Sivapalan, Murugesu, 2020)

La curva puede representar los 365 caudales de un año hidrológico concreto, al que nosotros hemos año base, o haber sido elaborada con datos diarios de una larga serie de datos, en cuyo caso el eje de abscisas tendrá tantos datos como días haya medidos a lo largo del periodo aforado, en este caso se recomienda que este eje se represente en función de la probabilidad de superar dicho caudal, es decir, del 0 al 100%.

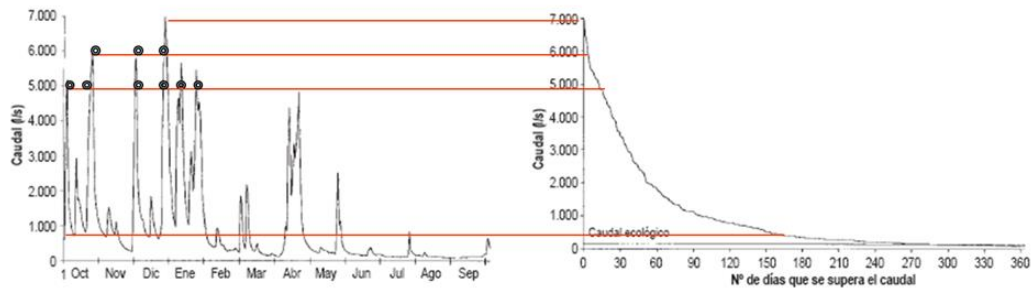


Ilustración 29 Construcción de la CCC a partir del hidrograma

Su utilidad es inmediata: si se está proyectando una obra que necesita un caudal mínimo, la curva indica cuántos días al año no se alcanzará ese caudal necesario. (Gustard, A. (Alan), Bullock, A. (Andrew), Dixon, J. M., & Institute of Hydrology (Great Britain), 1992)

Antes de construir la curva, hemos de tener en cuenta el caudal ecológico, por lo que se ha de descontar este caudal a los caudales medidos. En el caso de que este resultado fuese inferior al caudal ecológico, el caudal a considerar sería nulo.

5.2.3.4.1. Construcción de una curva de caudales clasificados para varios años

Una forma aproximada de mostrar el comportamiento del río se basa en considerar los caudales diarios de varios años.

Como vemos en la imagen, situamos todos los datos diarios disponibles (de varios años) en única columna y los ordenamos de mayor a menor.

Añadimos una columna con el número de orden y en otra columna calculamos la probabilidad sobre el total de los días.

Para calcular la probabilidad para el día n se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{n - 0.5}{N} \cdot 100$$

Ecuación 4 Proporción probabilidad

Para el día más seco de los años disponibles obtenemos una probabilidad del 100% (seguridad absoluta de que ese caudal será superado). (Mamo, Getachew & Chacon-Hurtado, Juan Carlos)

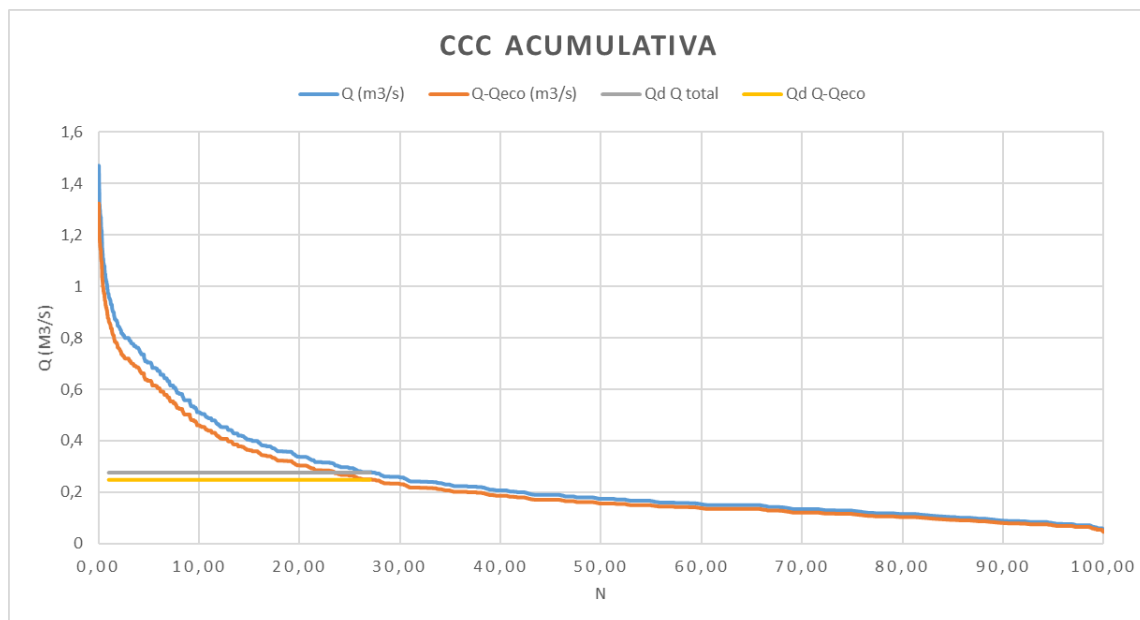
En otra columna calculamos los 365 días que el caudal sería superado. Estos valores los calculamos de la siguiente manera:

$$\% \text{probabilidad caudal superado} / 100 \cdot 365$$

Ecuación 5 Probabilidad de caudal superado CCC

En el eje de abscisas representamos los días al año que el caudal es superado y también la probabilidad de que el caudal sea superado. Esto significa que: una probabilidad del 10% indica que ese caudal se superará 36 días al año, el caudal Q_{100} o probabilidad de que se supere ese caudal al menos 100 días al año equivale a una probabilidad del 27,4%. (Kannan, Narayanan, Anandhi, Aavudai, & Jeong, Jaehak, 2018)

Lo vemos en la siguiente curva de caudales clasificados:



*Ilustración 30 Curva de caudales clasificados acumulativa río Alhorí en Jerez del Marquesado
(Elaboración propia)*

Como vemos, en el eje inferior se han representado los días del año que el caudal es superado y en el eje superior la probabilidad de superar el caudal.

(Mohamoud, Prediction of daily flow duration curves and streamflow for ungauged catchments using regional flow duration curves, 2008)

Un dato que estadísticamente es bastante apropiado para diseñar una minicentral hidroeléctrica es el Q_{100} , el caudal que es superado 100 días al año.

Para realizar este cálculo teniendo el acumulado de muchos años de medida de caudales diarios, debemos buscar la probabilidad equivalente a que se de el Q_{100} en el grueso de los datos. Primero se ordenarán en orden descendente de caudal, seguidamente se calcula la probabilidad equivalente, que para 100 de 365 días, es 27,4% en un 100% de los datos.

Tabla 1 Probabilidad equivalente al Q_{100} río Alhorí en Jerez del Marquesado

Calculo prob. Equivalente a día 100	
100	365
27,39726027	100

Llegados a este punto podemos asignar una probabilidad de que se alcance un determinado caudal como mínimo asignando un 0% al mayor hasta un 100% al menor de todos, posteriormente se busca la probabilidad definida.

También podemos hacer la proporción de 100 a 365 sobre el total de los datos, en el caso del ejemplo, como se puede observar es:

Tabla 2 Selección caudal de diseño, método acumulativo río Alhorí en Jerez del Marquesado

CAUDAL DE DISEÑO			
ORDEN	Q (m ³ /s)	Q-Qeco (m ³ /s)	Probabilidad
2184	0,276	0,2484	27,3987207

El caudal de diseño es el que se da para que se alcance o se supere en un 27,4% de los días, es decir, en los datos de los que disponemos se supera 2184 días de un total de 7973 jornadas de caudales medios diarios aforados, el caudal de diseño es 0,2484 m³/s.

5.2.3.4.2. Construcción de una curva de caudales clasificados para el año base

Una vez calculado el año base, tal y como se ha descrito anteriormente procedemos de igual forma que para el caso anterior. Calculamos la probabilidad de que el caudal sea superado y los días que será superado el caudal tal y como vemos en la figura siguiente. Representamos estos valores al igual que en el caso anterior:

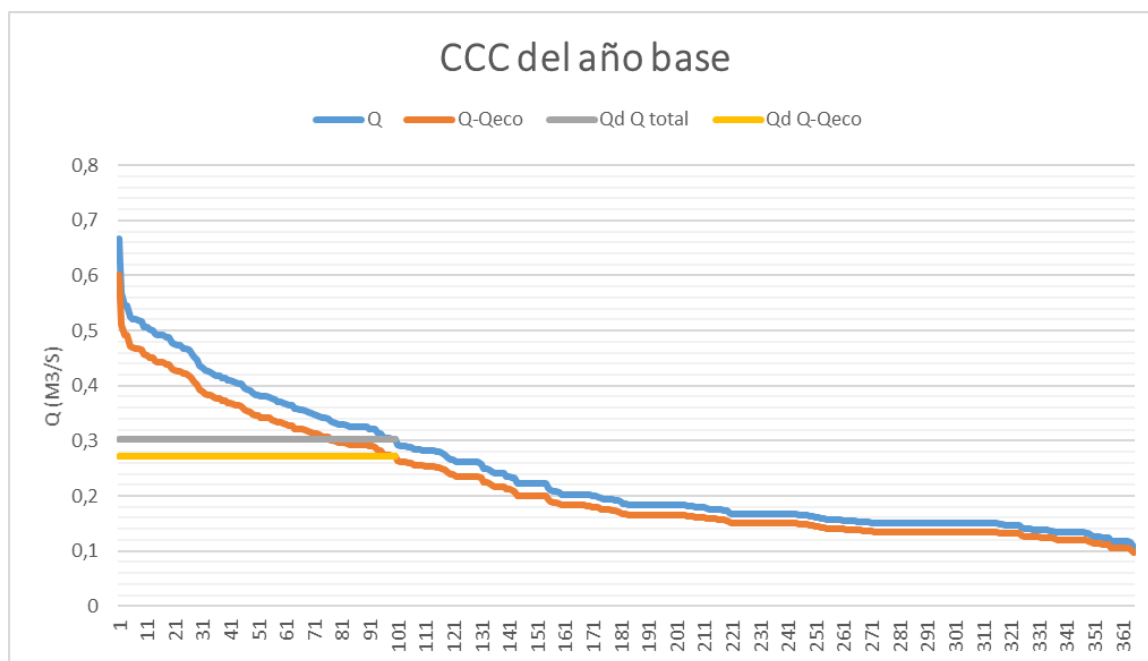


Ilustración 31 Curva de caudales clasificados del año base río Alhorí en Jerez del Marquesado
(Elaboración propia)

De la tabla de caudales ordenados en orden descendente, se procede a buscar el Q_{100} :

Tabla 3 Selección del caudal de diseño en el año base río Alhorí en Jerez del Marquesado

ORDEN	Q (m³/s)	Q-Q _{eco} (m³/s)
1	0,667	0,6003
...	...	...
98	0,304	0,2736
100	0,303	0,2727
101	0,292	0,2628
...	...	...
365	0,108	0,0972

Para este caso, el caudal de diseño será 0,2727 m³/s.

6. PÉRDIDAS DE CARGA

Las pérdidas de carga son necesarias de calcular para la obtención del salto neto, estas pérdidas se deben a los diferentes componentes que se usan para conducir el agua de la captación a la turbina.

Para el cálculo de estas pérdidas se han de caracterizar cada una de las perdidas introducidas por cada elemento, una vez se tiene el valor total de las perdidas, este se resta al salto bruto para obtener el salto neto.

6.1. PÉRDIDAS EN EL CANAL

Una formula muy utilizada para la circulación en canales abiertos, pero aplicable también a la circulación en tuberías, es la desarrollada por Manning:

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

Ecuación 6 Caudal en el canal

Despejando el gradiente hidráulico, S, tenemos:

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

Ecuación 7 Gradiente hidráulico canal

Siendo:

- P=Perímetro mojado (m)
- n=coeficiente de Manning
- S=Gradiente hidráulico (pérdida carga/ud de longitud)
- A=Superficie (m²)

Aplicado a un tubo de sección circular, lleno:

$$S = \frac{10,29 \cdot n^2 \cdot Q^2}{D^{16/3}} \leftrightarrow S = \frac{h_f}{L}$$

Ecuación 8 Gradiente hidráulico tubo

Despejando de la ecuación se obtienen las pérdidas de carga, para cualquiera de los casos:

$$h_{ca} = S * L$$

Ecuación 9 Pérdidas en el canal

Siendo L la longitud del canal en metros.

En la siguiente tabla se muestras el valor experimental n de Manning:

Tabla 4 Coeficiente de Manning del canal

Revestimiento del canal		Mínimo	Normal	Máximo
Acero liso	Sin pintar	0,011	0,012	0,014
	Pintado	0,012	0,013	0,017
Cemento	Limpio en la superficie	0,01	0,011	0,013
	Con mortero	0,011	0,013	0,015
Madera	Cepillada sin tratar	0,011	0,012	0,014
	Cepillada creosotada	0,011	0,012	0,015
	Planchas con listones	0,012	0,015	0,018
Hormigón	Terminado con lechada	0,013	0,015	0,016
	Sin Terminar	0,014	0,017	0,02
	Gunitado	0,016	0,019	0,023
Mampostería	Piedra partida cementada	0,017	0,025	0,03
	Piedra partida suelta	0,023	0,032	0,035
	Fondo cemento, lados rip rap	0,02	0,03	0,035
De tierra recto y uniforme	Limpio, terminado recientemente	0,016	0,018	0,02
	Limpio con cierto uso	0,018	0,022	0,025
	Con musgo corto, poca hierba	0,022	0,027	0,033

Área A	by	$(b + zy) y$	$\frac{1}{8}(\phi - \sin\phi)D^2$
Perímetro mojado P	$b + 2y$	$b + 2y\sqrt{1 + z^2}$	$\frac{1}{2\phi D}$
Ancho en Superficie T	b	$b + 2zy$	$2\sqrt{y(D - y)}$
Radio Hidráulico R	$\frac{by}{b + 2y}$	$\frac{(b + zy) y}{b + 2y\sqrt{1 + z^2}}$	$\frac{1}{4}\left(1 - \frac{\sin\phi}{\phi}\right)D$

Tabla 5 Ecuaciones características conducciones

6.2. PÉRDIDAS DE CARGA EN LAS REJAS DE LIMPIEZA

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:

$$h_r = K_t \left(\frac{t}{b} \right)^{4/3} \left(\frac{V_0^2}{2g} \right) \sen \beta$$

Ecuación 10 Pérdidas de carga en las rejillas

Siendo:

- h_r =pérdida de carga (m)
- K_t =Parámetro de Kirchner

Tabla 6 Valor del factor de Kirchner de las rejillas

FACTOR K REJA (Kirchner)	
Pletinas paralelas gruseas	2,4
Pletinas paralelas estrechas	1,8
Barrillas paralelas	1,8
Pletinas paralelas una terminación	1,7
Pletinas paralelas doble terminación	1
Pletinas en pico	0,8

- t =espesor de las barras (m)
- b =separación de las barras (m)
- v_0 =velocidad del agua, se coge valor entre 0.25 y 1 (m/s)
- g =constante de la gravedad (9,81 m/s²)
- β =ángulo de inclinación con la horizontal (°)

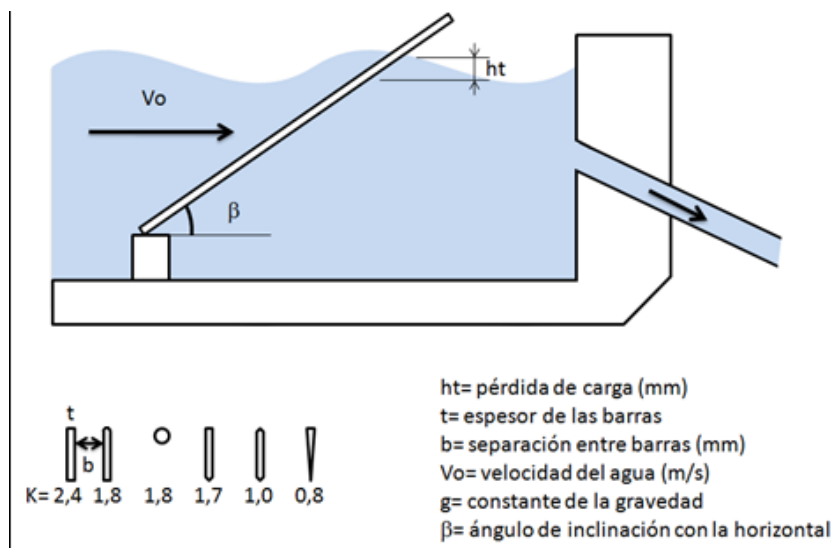


Ilustración 32 Parámetros limpiarrejas

Para la superficie de la reja se tiene:

$$\text{Superficie reja} = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{t}{t+b} \cdot \frac{Q}{v_o} \cdot \frac{1}{\sin \beta}$$

Ecuación 11 Superficie de la reja

Dónde:

Tabla 7 Valor del factor k_1 reja según limpiarrejas

FACTOR k_1 LIMPIARREJAS	
No tiene limpiarrejas	1
Sí tiene limpiarrejas	0,8

Q = caudal de diseño (m^3/s)

6.3. PÉRDIDAS DE CARGA EN LA TUBERÍA FORZADA

Las siguientes expresiones se aplican exclusivamente para las pérdidas de carga en tuberías. La pérdida de carga por unidad de longitud puede expresarse:

$$S = \frac{h_t}{L} = 10,3 \frac{n^2 Q^2}{D^{5,23}}$$

Ecuación 12 Gradiente hidráulico en la tubería forzada

Siendo:

- D=Diámetro interior (m)
- n=coeficiente de Manning
- S=Gradiente hidráulico (pérdida carga/ud de longitud)
- L=Longitud de la tubería (m)
- Q=caudal de equipamiento (m³/s)

Despejando el gradiente hidráulico queda como:

$$S = \frac{10,3 \cdot n^2 \cdot Q^2}{D^{5.23}}$$

Ecuación 13 Gradiente hidráulico tubería

De este modo las pérdidas de carga son:

$$h_t = S * L$$

Ecuación 14 Pérdidas de carga tubería forzada

6.4. PÉRDIDAS DE CARGA EN CONTRACCIONES Y EXPANSIONES

Una súbita contracción de la vena líquida genera una pérdida de carga, debida al aumento de velocidad y a la pérdida de energía consustancial a la turbulencia. Para deducir de este tipo de pérdidas de carga es necesario conocer las velocidades de entrada y de salida, estas pueden calcularse teniendo en cuenta que el caudal de entrada es igual al de salida:

$$Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{salida}} \Leftrightarrow V_{\text{entrada}} S_{\text{entrada}} = V_{\text{salida}} S_{\text{salida}}$$

Ecuación 15 Ley de conservación del caudal

Donde:

- Q es el caudal (m³/s)
- V es la velocidad (m/s)
- S es la superficie (m²)

La pérdida de carga, h_c , se calcula, en función de la velocidad V_1 en el tramo de menor diámetro d , por la ecuación:

$$h_c = K_c \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 16 Pérdidas de carga en contracción

En la que el coeficiente K_c , función de d/D , es experimental y, hasta un valor $d/D = 0,76$ las pérdidas de carga vienen dadas, aproximadamente, por la fórmula:

$$K_c = 0,42 \left(1 - \frac{d^2}{D^2} \right)$$

Ecuación 17 Coeficiente de pérdidas de carga en contracción / expansión

A partir de dicha relación, se comprueba que K_c tiene los mismos valores que el K_{ex} correspondiente al caso de la expansión súbita.

En el caso de expansión súbita, la pérdida de carga viene dada por la expresión:

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

Ecuación 18 Pérdidas de carga en expansión súbita

En la que V_1 es la velocidad del agua en el tubo de menor diámetro, h_{ex} las pérdidas de carga por expansión y h_c las pérdidas de carga por contracción.

K_c puede adoptar los siguientes valores:

Tabla 8 Valor del coeficiente K_c de contracción o expansión

K_c CONTRACCIÓN / EXPANSIÓN	
SÚBITA	
$d/D > 0,76$	Mirar función
$d/D < 0,76$	$K_c = 0,42$
GRADUAL	
Ángulo de contracción	$K_c = 0,42$
30°	0,02
45°	0,04
60°	0,07

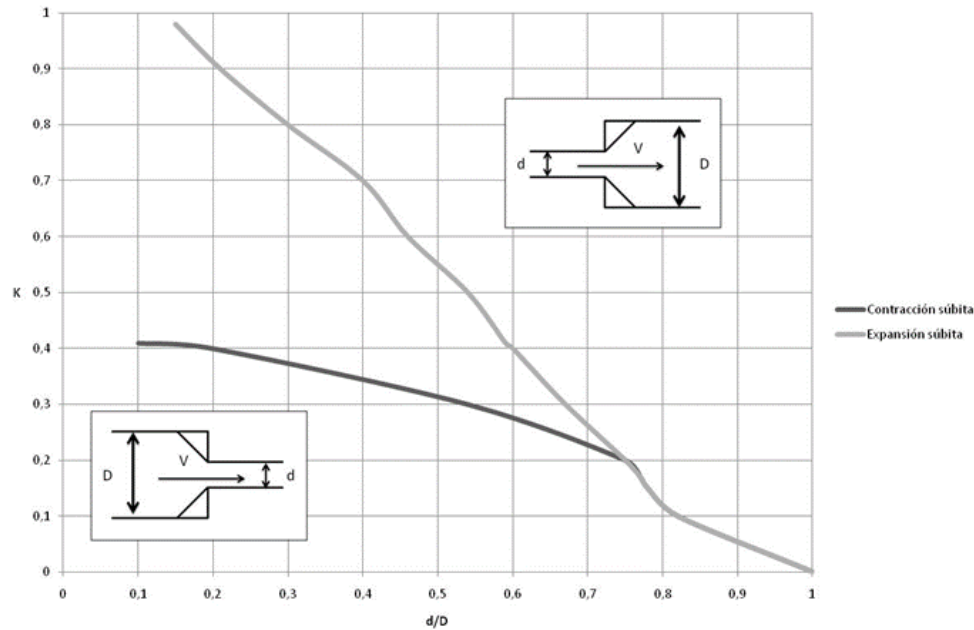


Ilustración 33 Valor del parámetro K_v según la relación d/D

La velocidad en la tubería viene dada por:

$$Q = A * v \rightarrow v = Q/A$$

Ecuación 19 Relación caudal, sección y velocidad

Dónde

- Q =caudal (m^3/s)
- A =área o sección de la tubería (m^2)
- V =velocidad del agua en la tubería (m/s)

6.5. PÉRDIDAS DE CARGA EN CODOS Y CURVAS

Cuando un fluido recorre un codo como el de la figura, 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 del tipo de la señalada en la figura. 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.

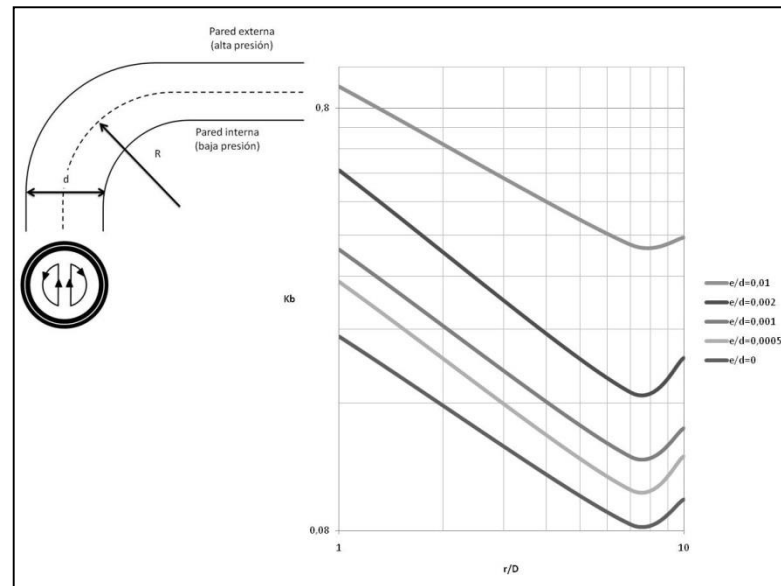


Ilustración 34 Valores de Kv para diferentes configuraciones de codo en ángulo circular

En un codo de 90°, la pérdida de carga adicional a la pérdida por fricción en el tramo de tubo equivalente, viene dado por la ecuación general para las pérdidas de carga por contracción en una vena, en la que el coeficiente K_c es substituido por el K_b obtenido de la figura anterior.

$$h_c = K_c \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 20 Pérdidas en codo ángulo

Dada la circulación periférica mostrada en la figura la rugosidad del tubo adquiere cierta importancia y debe reflejarse en el análisis, lo que se indica en la figura cuando se consideran diferentes rugosidades e/d . Como se ve en la figura el valor del coeficiente K_b varía con la relación r/d . Para codos con ángulos menores de 90°, se admite que la pérdida adicional, en tubos de acero estirado, es casi proporcional al ángulo del codo.

Como la perturbación se extiende más allá del final del codo, la pérdida de carga debida a la presencia de una serie de codos muy cercanos entre sí, no puede calcularse mediante una simple suma aritmética. El análisis detallado de

este caso es extremadamente complejo y exige un estudio caso por caso, sin posibilidad de generalización. Afortunadamente en un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico es raro encontrarse con esta situación, más propia de una central de bombeo.

A continuación, se muestran unas ecuaciones empíricas, que permiten calcular de una forma rápida las pérdidas de carga en codos para el caso de ángulo vivo o arco circular:

6.5.1. Codo en ángulo vivo

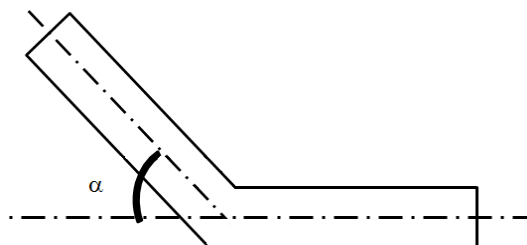


Ilustración 35 Ángulo en codo en ángulo vivo

$$h = \xi \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Ecuación 21 Pérdidas en codo ángulo vivo

El valor de ξ depende del ángulo α y tiene los valores siguientes:

Tabla 9 Valor del parámetro ξ en codo ángulo vivo

VALOR ξ EN FUNCION DE α EN CODOS ÁNGULO VIVO	
α	ξ
20º	0,046
40º	0,139
60º	0,364
80º	0,74
90º	0,984
100º	1,26

6.5.2. Codo en ángulo circular

Las pérdidas de carga en los codos de ángulo circular vienen dadas por:

$$h = \frac{\alpha}{90} \cdot \xi \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}$$

Ecuación 22 Pérdidas en codo ángulo circular

Dónde ξ depende de la relación entre el radio interior de la tubería, r , y el de la curva, R .

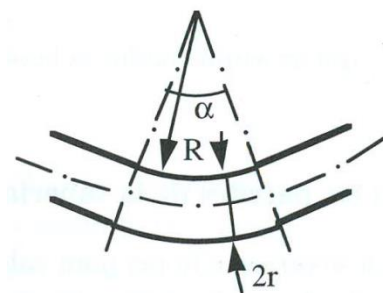


Ilustración 36 Parámetros codo ángulo circular

Tabla 10 Valor del parámetro ξ en codo ángulo circular

VALOR ξ EN FUNCION DE r/R Y TIPOLOGÍA EN CODOS ÁNGULO CIRCULAR		
SECCIÓN CIRCULAR		
r/R		ξ
0,1		0,131
0,2		0,138
0,3		0,158
0,4		0,206
0,5		0,294
0,6		0,444
0,9		1,408
1		1,979
SECCIÓN RECTANGULAR		
r/R		ξ
0,1		0,124
0,2		0,135
0,3		0,18
0,4		0,25
0,5		0,39
0,6		0,643
0,9		2,271
1		3,228

6.6. PÉRDIDAS DE CARGA EN LAS VÁLVULAS

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 alabes 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 y se calcula multiplicando la energía cinética en el tubo $V^2/2g$ por el coeficiente K_v , que de forma genérica se da en la figura anterior.

Los valores del coeficiente K_v para las válvulas rectangulares, circulares y de mariposa, se exponen a continuación:

6.6.1. Válvula de compuerta rectangular

Según Weisbach, origina una pérdida de carga por la fórmula siguiente:

$$h_v = \frac{K_v v^2}{2 \cdot g}$$

Ecuación 23 Pérdidas en válvula

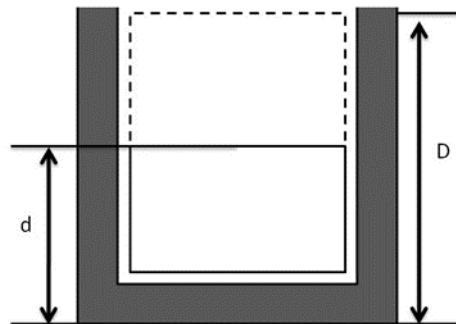


Ilustración 37 Parámetros d y D válvula rectangular

Tabla 11 Valores de Kv para válvulas de sección rectangular

SECCIÓN RECTANGULAR	
d/D	Kv
0,1	193
0,2	44,5
0,3	17,8
0,4	8,12
0,5	4,02
0,6	2,08
0,9	0,09
1	0

6.6.2. Válvula de compuerta circular.

Se aplicará la fórmula anterior con el coeficiente K que aparece en la siguiente tabla.

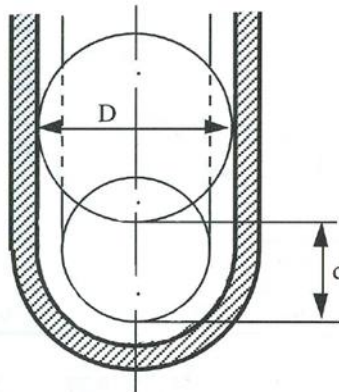


Ilustración 38 Parámetros d y D válvula circular

Tabla 12 Valores de Kv para válvulas de sección circular

SECCIÓN CIRCULAR	
d/D	Kv
0,1	48
0,2	12
0,3	404
0,4	2,06
0,5	1,1
0,6	0,5
0,9	0,4

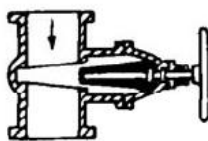
6.6.3. Otras válvulas

Se aplicará la misma ecuación atendiendo a los diferentes coeficientes k:

Tabla 13 Valores de Kv para otras válvulas

OTRAS VÁLVULAS	
TIPO	Kv
Compuerta	0,2
Mariposa	0,6
Esférica	0,05
Excéntrica	1

compuerta



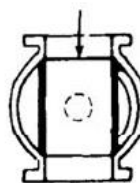
Kv=0,2

mariposa



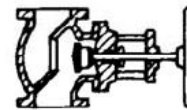
Kv=0,6

esférica



Kv=0,05

excentrica



Kv=1,0

Ilustración 39 Coeficiente Kv en otros tipos de válvulas

7. TURBINAS: TIPOS Y SELECCIÓN

Las turbinas son los dispositivos mecánicos que transforman la energía hidráulica en energía mecánica de rotación en su eje. En este apartado se van a exponer los distintos tipos de turbinas hidráulicas, así como las características más relevantes de cada una de ellas. Se determinará el rendimiento de los diferentes tipos de turbinas ya que es un parámetro importante a la hora de determinar potencia y energía de nuestra central, existen dos rendimientos, el nominal y el instantáneo dependiendo del factor de carga. Y por último hablaremos de los distintos criterios de selección de turbinas.

7.1. CLASIFICACIÓN DE TURBINAS

La energía potencial del agua, se convierte en energía motriz en la turbina, con arreglo a dos mecanismos básicamente diferentes:

7.1.1. En función de la variación de la presión estática a través del rodete.

El parámetro principal para la clasificación de una turbina, es la variación de la presión estática a través del rodete, o grado de reacción de la máquina, definido este como la relación entre los saltos de presión presentes en la turbina.

Turbinas de acción ($s = 0$), en las que la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete. El agua sale del distribuidor en forma de chorro a gran velocidad y a presión atmosférica ($H_{\text{rodete}} = 0$) y se proyecta sobre el rodete con la misma presión, de forma que toda la energía potencial se transmite al rodete en forma de energía cinética, saliendo con muy poca energía remante.

Turbinas de reacción ($s > 0$), en las cuales la presión estática disminuye entre la entrada y la salida del rodete. El agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del

rodete, de forma que, a la salida, la presión puede ser nula o incluso negativa; en estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete y, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte, en energía cinética, y la otra, en energía de presión. Al estar el rodete completamente sumergido y sometido a la presión del agua, es necesaria la presencia de una carcasa robusta.

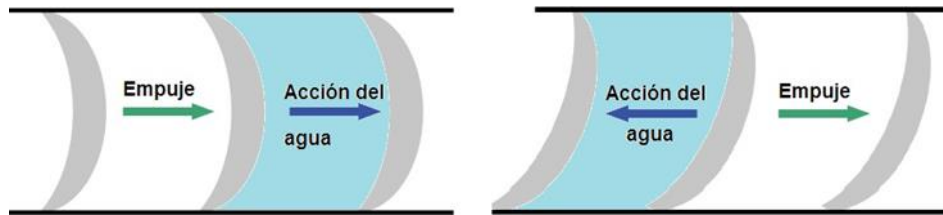


Ilustración 40 Turbina de acción y turbina de reacción (izq. y drcha.)

Turbina de acción (izquierda), turbina de reacción (derecha)

En las turbinas de acción, el empuje y la acción del agua, coinciden, mientras que, en las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos. Este empuje es consecuencia de la diferencia de velocidades entre la entrada y la salida del agua en el rodete, según la proyección de la misma sobre la perpendicular al eje de giro. (IDAE, 2006)

7.1.2. En función de la dirección del flujo a través del rodete

Podemos distinguir entre:

- ✚ Turbinas de flujo tangencial, el agua de salida del distribuidor entra al rodete lateral o tangencialmente a su eje de giro.
- ✚ Turbinas de flujo radial, en las que el agua de salida del distribuidor, entra al rodete perpendicularmente a su eje de giro.
- ✚ Turbinas de flujo axial, el agua de salida del distribuidor, entra paralela- mente al eje de giro del rodete.

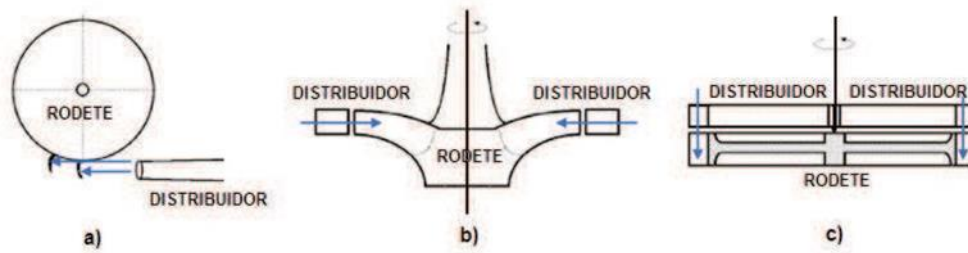


Ilustración 41 Turbina de flujo tangencial (a), de flujo radial (b), de flujo axial (c).

7.1.3. En función del grado de admisión del rodete

- ✚ Turbinas de admisión parcial, permitiendo la distribución de agua en el rodete.
- ✚ Turbinas de admisión total, no permitiendo la distribución de agua en el rodete.

7.1.4. En función de la orientación del eje de giro del rotor

- ✚ Turbinas de eje horizontal
- ✚ Turbinas de eje vertical

(IDAE, 1999)

7.2. TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE TURBINAS HIDRÁULICAS

7.2.1. Turbinas Pelton

Es la turbina de acción más utilizada. Consta de un rodete, que tiene montados en su periferia una especie de cucharas de doble cuenco o álabes. El chorro de agua, dirigido y regulado por uno o varios inyectores incide sobre estas cucharas provocando el movimiento de giro de la turbina.

La potencia se regula a través de los inyectores que aumentan o disminuyen el caudal de agua.

Son turbinas de acción en las que la tobera o toberas (una turbina de eje vertical puede tener hasta seis toberas, con uno o con dos rodetes) transforman la energía de presión del agua en energía cinética. Cada tobera produce un chorro, cuyo caudal se regula mediante una válvula de aguja. Suelen estar dotadas de un deflector, cuya misión es desviar el chorro para evitar que, al no incidir sobre las cazoletas, se embale la turbina, sin tener que cerrar bruscamente la válvula de aguja, maniobra que podría producir un golpe de ariete. Se utilizan en saltos entre 40 y 1200 metros.

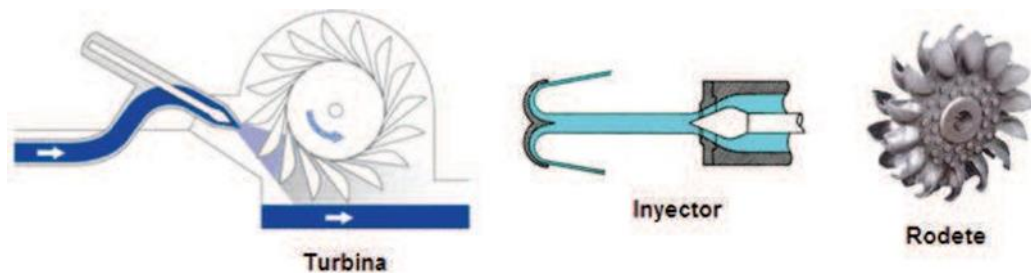


Ilustración 42 Partes turbina Pelton

El eje de las toberas está siempre situado en el plano meridiano del rodete. El agua sale de las cazoletas a velocidades muy bajas (idealmente a velocidad cero) con lo que la carcasa que rodea al rodete no tiene que resistir ninguna presión.

En este tipo de turbinas la admisión del agua se realiza a gran velocidad tangencialmente al rodete a través de la tubería de distribución y el inyector, que puede considerarse como el distribuidor de la turbina Pelton. El inyector 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 oleo hidráulico, permite la regulación del caudal de agua a turbinar, así como el cierre estanco del inyector.

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.



Ilustración 43 Rodete turbina Pelton cerrada del Utrero (Elaboración propia)

El rodete 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. (Ramos, Helena, Betâmio De Almeida, A, Portela, M Manuela, & Pires De Almeida, H, 2000)

7.2.1.1. Turbina Pelton de eje horizontal

Solo se pueden instalar turbinas de uno o dos chorros como máximo debido a la complicada instalación y mantenimiento de los inyectores. Sin embargo, en esta posición la inspección de la rueda en general es más sencilla por lo que las reparaciones o desgastes se pueden seleccionar sin necesidad de desmontar la turbina.

7.2.1.2. Turbina Pelton de Eje Vertical

En esta posición se facilita la colocación de alimentación en un plano horizontal y con esto es posible aumentar el número de chorros sin aumentar el caudal y tener mayor potencia por unidad. Se acorta la longitud entre la turbina y el generador, disminuyen las excavaciones y hasta disminuir el diámetro de la

rueda y aumentar la velocidad de giro. Por la posición es más difícil y caro su mantenimiento por lo cual se debe usar en aguas limpias donde no produzca efecto abrasivo sobre los alabes.

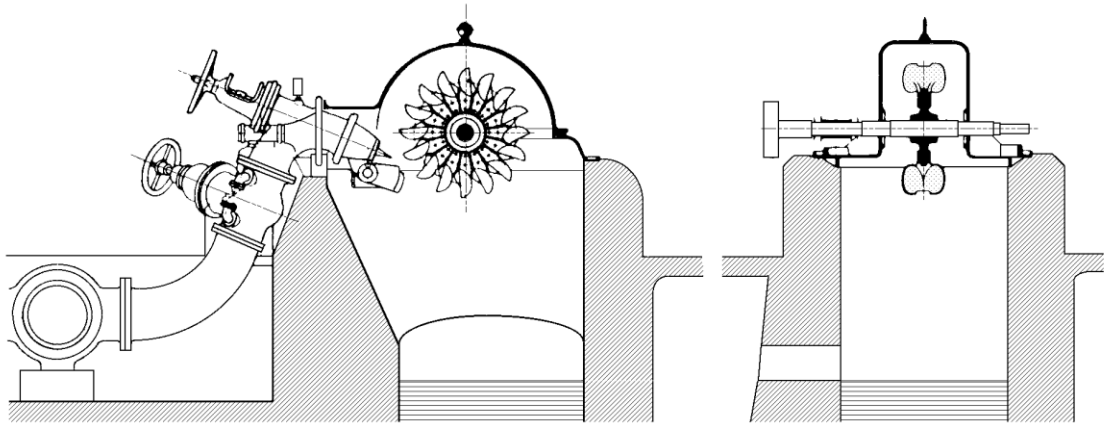


Ilustración 44 Sección Turbina Pelton eje horizontal y vertical

7.2.2. Turbinas Turgo

La turbina Turgo es una turbina de acción o impulso similar a la Pelton (aunque mucho menos utilizada), diseñada para saltos de desnivel medio.

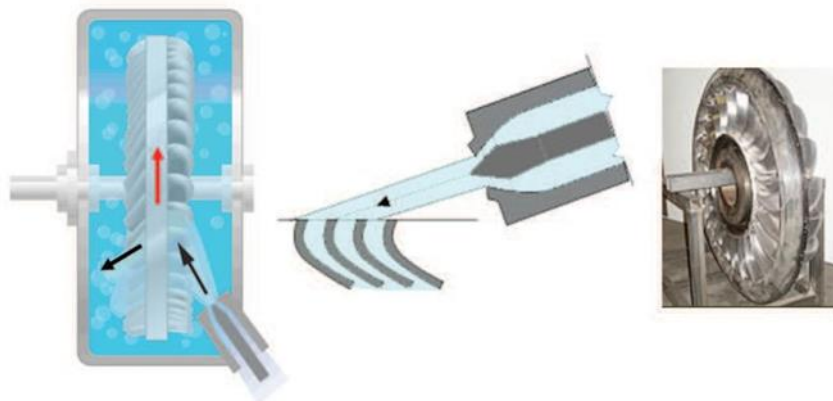


Ilustración 45 Partes turbina Turgo

La turbina Turgo puede trabajar en saltos con alturas comprendidas entre 15 y 300 metros. Como la Pelton, se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete (ver figura), entrando por un lado del disco y saliendo por el otro. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro

incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Su menor diámetro conduce, para igual velocidad periférica, a una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador, con lo que al eliminar el multiplicador reduce el precio del grupo y aumenta su fiabilidad.

7.2.3. Turbina Francis

Son turbinas de reacción de flujo radial, orientando la salida en dirección axial, es decir la entrada siempre es radial y la salida axial. Está equipada con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos.

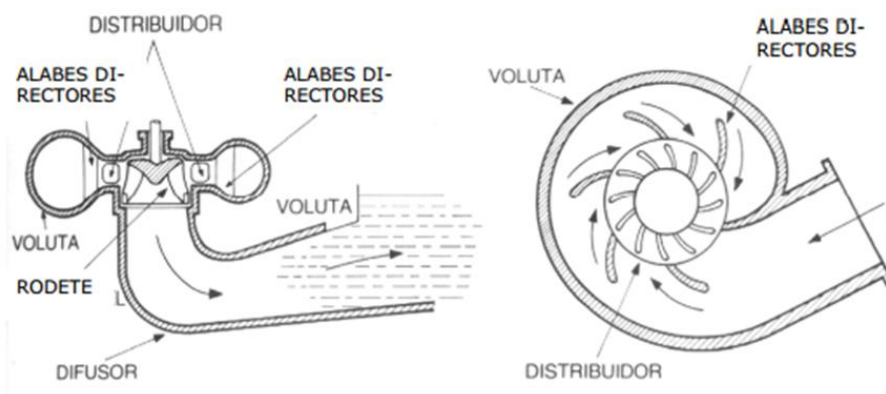


Ilustración 46 Partes turbina Francis

Se utilizan en saltos de pequeña altura entre 7 y 60m y caudales relativamente elevados.

En estas turbinas el agua se desplaza como encauzada en una conducción forzada, pasando del distribuidor (fijo) al rodete (móvil) al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera. El agua se dirige (con una apreciable componente tangencial de la velocidad) hacia el rodete por medio de una carcasa en espiral (caracol) y un cierto número de alabes de perfil aerodinámico (alabes directores) igualmente espaciados en la periferia.

Las turbinas Francis pueden ser de cámara abierta, generalmente para saltos de poca altura o de cámara en espiral.



Ilustración 47 Rodete turbina Francis

7.2.3.1. Tipos de turbina Francis.

La turbina Francis se adapta muy bien a distintos saltos y caudales, teniendo un rango de funcionamiento muy grande. Tiene los siguientes tipos e implantaciones:

✚ Cámara abierta.

- Eje vertical
- Eje horizontal

✚ Cámara espiral.

- Eje horizontal
- Eje horizontal-doble rodete
- Eje vertical

✚ Cámara semiespiral.

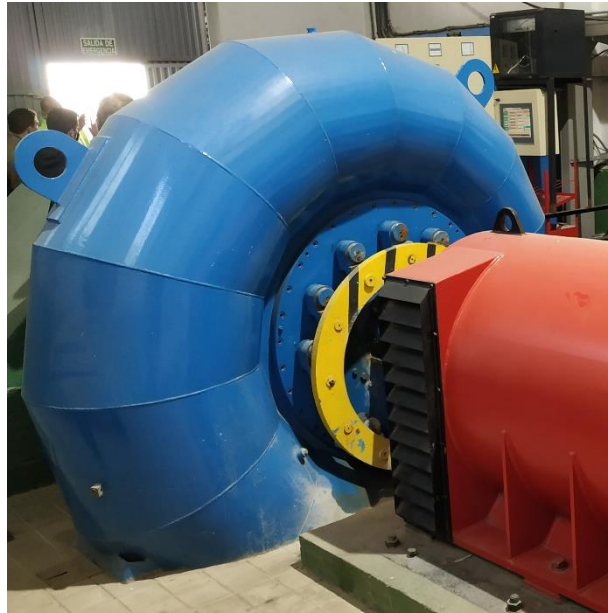


Ilustración 48 Turbina Francis Pantano Cubillas (Elaboración propia)

El montaje de las turbinas Francis puede ser horizontal o vertical. Estas disposiciones se muestran en la figura siguiente. El montaje vertical permite un mayor calado de rodete por debajo del nivel de desagüe sin necesidad de colocar el generador a una cota inferior a ese nivel, y necesita, en unidades grandes y medianas un menor espacio en planta. Este ahorro de costes en obra civil, compensan generalmente el incremento de coste del generador originado por la necesidad de un cojinete de empuje mayor. Para unidades pequeñas, normalmente es más económica la solución horizontal, en la que pueden utilizarse alternadores de tipo normalizado.



Ilustración 49 Características turbina Francis central Pantano Cubillas (Elaboración propia)

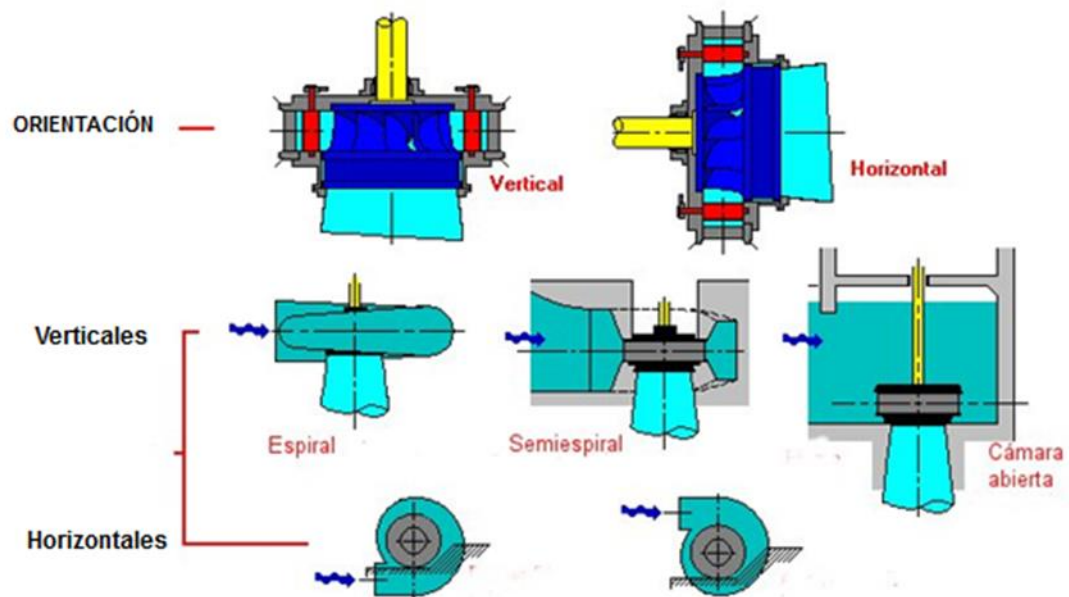


Ilustración 50 Disposiciones y tipos de turbinas Francis

7.2.4. Turbina Hélice, Semikaplan, y Kaplan

Una instalación con turbina hélice, se compone básicamente de una cámara de entrada que ser abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 o 5 palas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración. También hay otra variante de la hélice consistente en una turbina con distribuidor regulable y rodete de palas fijas.

Las turbinas Semikaplan y Kaplan, son variantes de la hélice con diferentes grados de regulación. Tanto la Kaplan como la Semikaplan poseen un rodete con palas ajustables que les proporciona la posibilidad de funcionamiento en un régimen mayor de caudales. La turbina Kaplan además tiene un distribuidor regulable, lo que le da un mayor régimen de funcionamiento con mejores rendimientos, a costa de una mayor complejidad y costos elevados.

Estas turbinas son de admisión total y flujo axial. Se clasifica dentro de las turbinas de reacción, lo que significa que el agua sufre un cambio de presión en el rodete.

Se emplea para pequeños y medios saltos (7 – 60 m) y caudales relativamente elevados, se suele ver en pequeñas centrales a pie de presa.

Esta turbina es la más empleada para saltos de pequeña altura, obteniéndose de su diseño un buen rendimiento. En comparación a las turbinas Francis y para la misma potencia, son más compactas. Su eje se dispone normalmente en vertical, pero es posible una disposición horizontal o inclinada.

7.2.4.1. Configuraciones de turbina Kaplan

Las configuraciones se diferencian en la manera en la que el flujo atraviesa la turbina (radial o axial), en el sistema de cierre del paso de agua (compuerta, distribuidor o sifón) y en el tipo de multiplicador (engranajes paralelos, reenvío en ángulo, engranajes epicicloides). Estas disposiciones se muestran en la figura siguiente

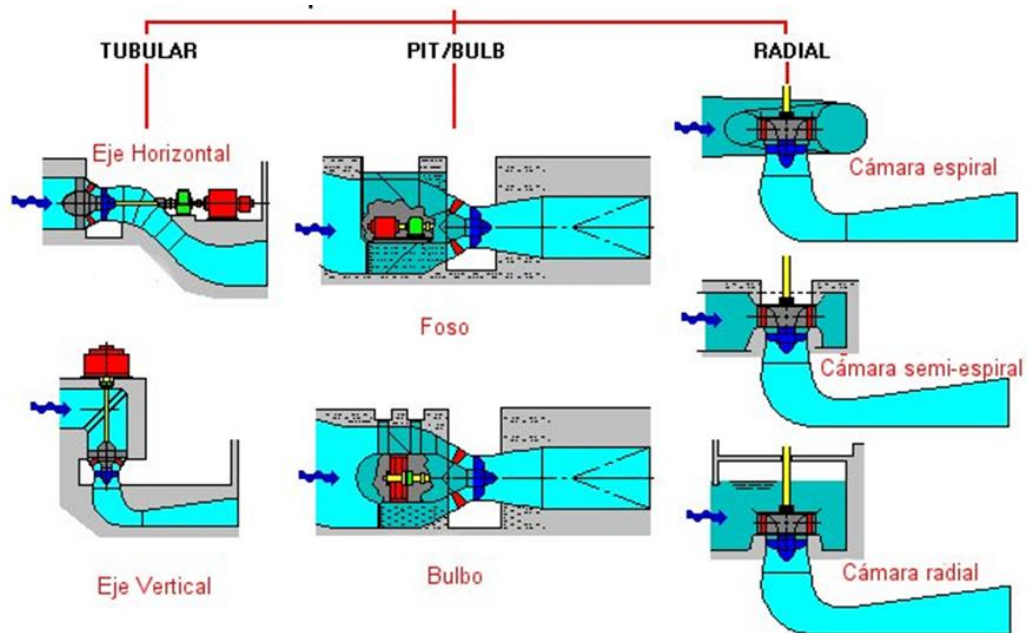


Ilustración 51 Configuraciones turbina Kaplan

Las configuraciones básicas son las siguientes:



Tubular

- Eje horizontal

- Eje vertical

 Bulbo

 Foso(Pozo)

 Radial

- Cámara espiral
- Cámara semiespiral
- Cámara radial

7.2.5. Turbina de Flujo cruzado

Esta turbina, conocida también con los nombres de Michell-Banki, en recuerdo de sus inventores, y de Ossberger, en el de la compañía que la fábrica desde hace más de 50 años, se utiliza con una gama muy amplia de caudales, entre 0.03 m³/s. y 13 m³/s, y para saltos entre 5 y 200 metros.

El agua entra en la turbina a través de un distribuidor, y pasa a través de la primera etapa de alabes del rodete, que funciona casi completamente sumergido (incluso con un cierto grado de reacción). Después de pasar por esta primera etapa, el flujo cambia de sentido en el centro del rodete y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa totalmente de acción. Ese cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal.

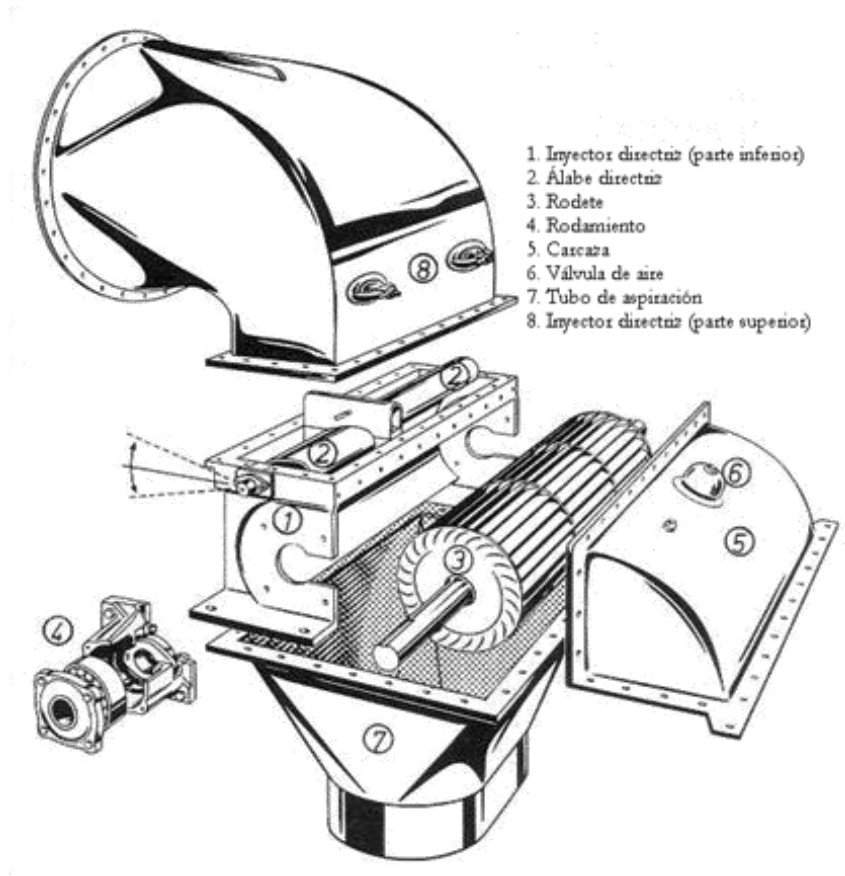


Ilustración 52 Detalle partes turbina Flujo cruzado

El rodete consta de dos o más discos paralelos, entre los que se montan, cerca del borde, unas láminas curvadas que hacen el papel de alabes. Estos rodetes se prestan a una construcción artesanal en países en vía de desarrollo, aunque naturalmente nunca alcanzarán los rendimientos de las unidades construidas con los medios técnicos apropiados.

A diferencia de la mayoría de turbinas hidráulicas, que tienen un flujo axial o radial, en la turbina de flujo cruzado el fluido atraviesa los álabes de forma diagonal. Como en una rueda hidráulica el agua entra en el borde de la turbina saliendo por el interior. Tras atravesar el vano central sale por el lado opuesto.

Al pasar dos veces se obtiene una eficiencia elevada para flujos variables, además de limpiar el rotor de residuos. La máquina es de baja velocidad, apta para bajas alturas, pero elevados caudales. Gracias a su simplicidad constructiva, suelen ser máquinas de coste reducido. Todo ello lo hace apropiado para centrales de pequeño tamaño (minihidráulica, centrales fluyentes...)

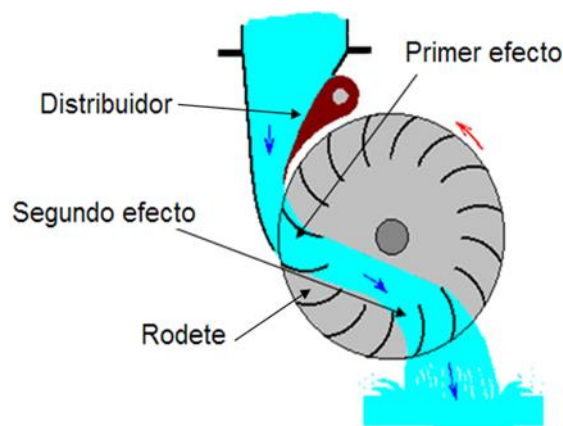


Ilustración 53 Paso del agua a través del rodete flujo cruzado

Una ventaja específica de las turbinas de flujo cruzado es la posibilidad de utilizarlas en sistemas de agua potable, incluso en largos conductos, evitando que se produzca el indeseado efecto de golpe de ariete y sin afectar la calidad del agua potable durante el funcionamiento.

7.3. RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS

El rendimiento que garantizan los fabricantes de turbinas, está basado en el estándar internacional (IEC, 2019). El rendimiento se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales.

Hay que hacer notar que en las turbinas de acción (Pelton y Turgo), la altura de salto se mide hasta el punto de impacto del chorro que, para evitar que el rodete quede sumergido en épocas de riadas, estará siempre por encima del nivel de la lámina de agua en el canal de descarga, con lo que se pierde una cierta altura con respecto a las turbinas de reacción, en las que, como veremos, el plano de referencia es la propia lámina de agua.

Estas pérdidas en las turbinas son esencialmente pérdidas de fricción y tienen lugar en la cámara espiral, en los alabes directores y del rodete, y, sobre todo, en el tubo de aspiración o difusor.

Las siguientes figuras muestran las curvas de rendimiento en función del índice de carga. Estas gráficas se han determinado a partir de distintas curvas dadas por fabricantes de turbinas. Han sido desarrolladas para su uso en la herramienta diseñada ya que nos permiten conocer el rendimiento de la instalación para cualquier valor de carga y, por tanto, podemos calcular la potencia instantánea de la central de estudio.

Existen dos rendimientos característicos de las turbinas:

- ✚ Rendimiento nominal de la turbina, que sirve para el diseño de la central y el cálculo de la potencia nominal.
- ✚ Rendimiento en función del índice de carga, esto es, para el caudal de diseño de la turbina, en función de la carga que tenga la turbina en proporción a este, el rendimiento variará según el tipo de turbina, la potencia y la construcción.

Ci: Índice de carga de la turbina, si es del 100% indica que pasa el caudal máximo, el de diseño. Ronda los valores 0,1 a 1, es el resultado de dividir el caudal turbinable entre el caudal de diseño

La turbina se diseña para trabajar con el caudal nominal, para el que, en general, el rendimiento es máximo. Cuando el caudal se aleja de ese valor, tanto hacia arriba como hacia abajo, desciende el rendimiento, hasta que el caudal es inferior al mínimo técnico y la turbina no puede seguir funcionando.

Para calcular el rendimiento global del grupo turbo-generador hay que multiplicar el de la turbina por el del multiplicador (si es que existe) y por el del generador.

7.3.1. Rendimiento según tipo de turbina

En la siguiente tabla podemos observar los rendimientos de las diferentes turbinas descritas anteriormente, estos rendimientos son aceptados por los requisitos internacionales a modo de normativa y son rendimientos muy

cercanos a los que nos podemos encontrar en cualquier turbina, en función del tipo, que podamos adquirir de un fabricante, quien nos ha de indicar el rendimiento real de la turbina y modelo que solicitemos. De este modo estas son las potencias instantáneas utilizadas más adelante para el cálculo de la potencia y energía diarias.

Tabla 14 Rendimiento turbinas, nominal y en función del índice de carga

Ci (Qi/Qd)	PELTON	TURGO	FRANCIS	KAPLAN	FLUJO C.-BANKI
0,1	0,67	0,55	0,1	0	0,2
0,2	0,79	0,78	0,42	0,6	0,6
0,3	0,85	0,85	0,7	0,8	0,9
0,4	0,88	0,92	0,8	0,85	0,95
0,5	0,88	0,95	0,9	0,9	0,96
0,6	0,89	0,98	0,95	0,92	0,96
0,7	0,89	1	0,98	0,97	0,97
0,8	0,88	1	0,99	0,95	0,98
0,9	0,87	0,98	1	0,9	0,97
1	0,86	0,97	0,98	0,85	0,95
η NOMINAL	0,89	0,95	0,92	0,9	0,92

A continuación se muestran las gráficas de rendimientos para cada una de las turbinas en función del índice de carga:

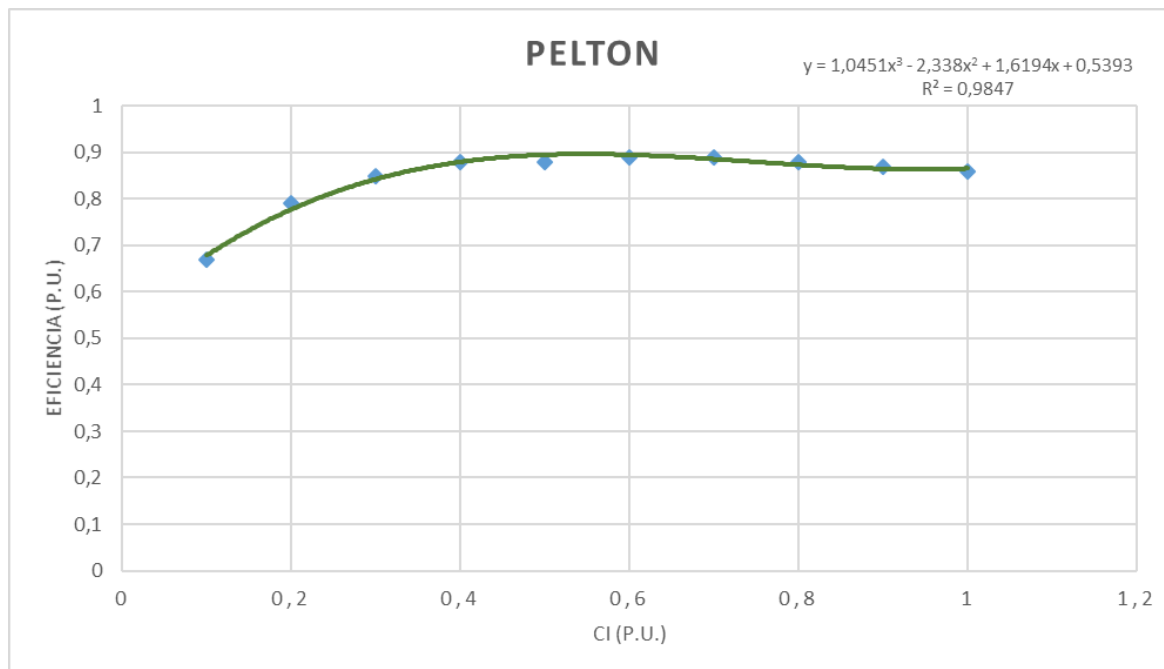


Ilustración 54 Rendimiento turbina Pelton según el índice de carga (Ci) (Elaboración propia)

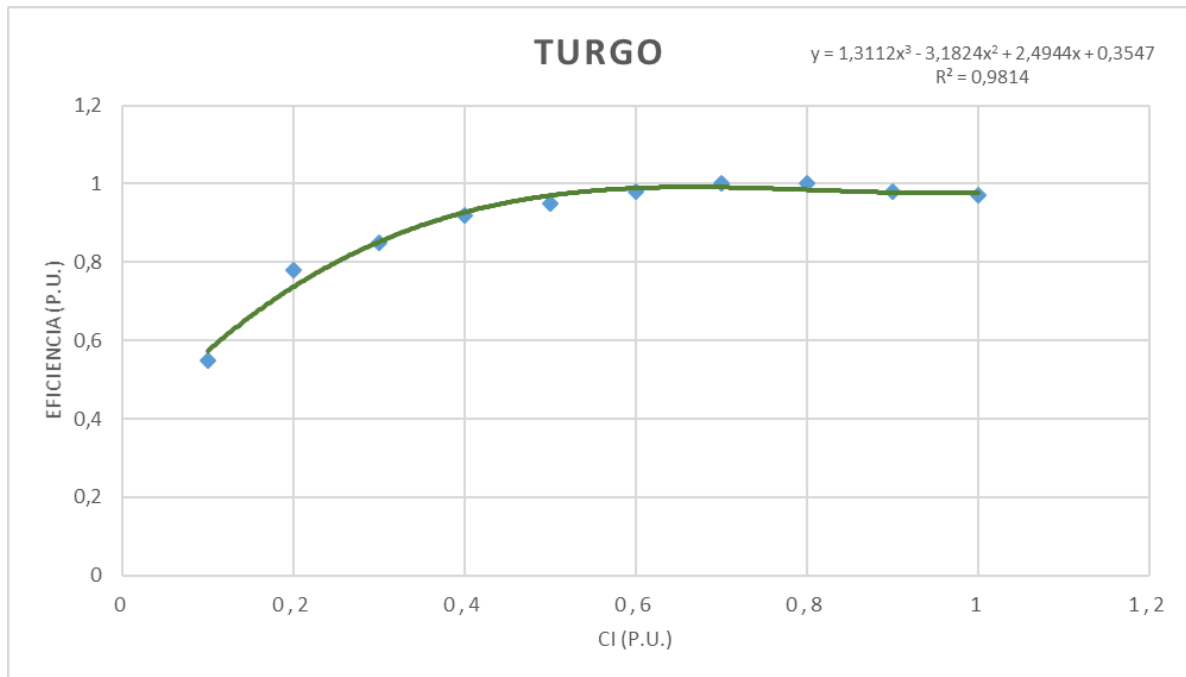


Ilustración 55 Rendimiento turbina Turgo según el índice de carga (Ci) (Elaboración propia)

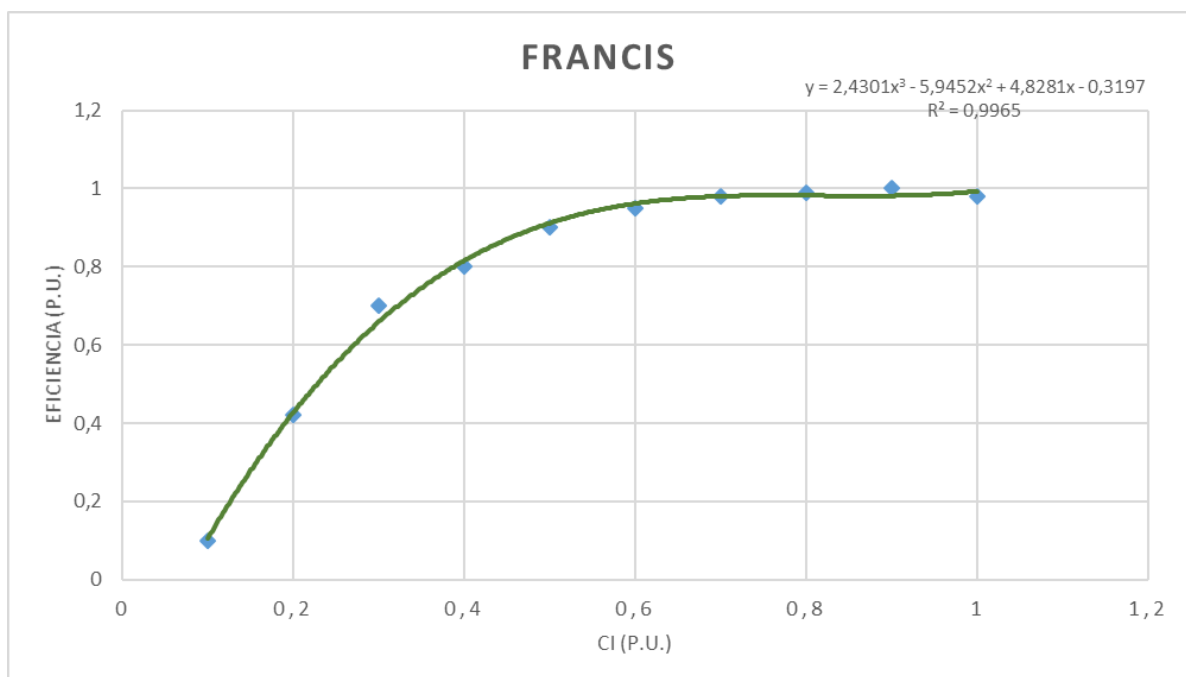


Ilustración 56 Rendimiento turbina Francis según el índice de carga (Ci) (Elaboración propia)

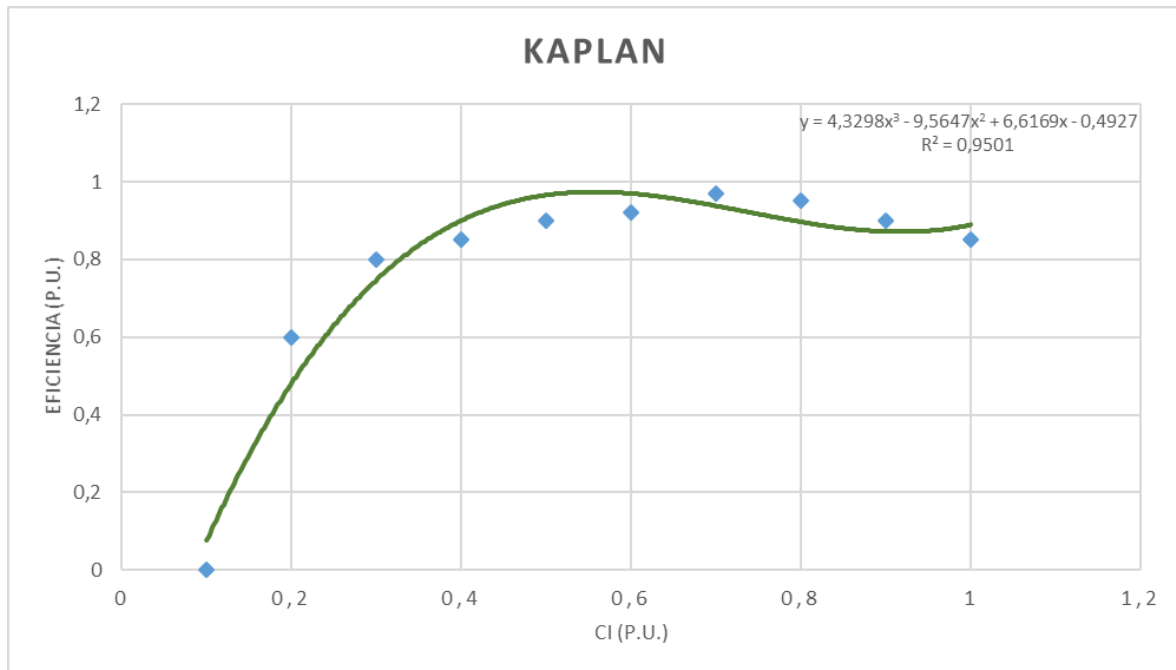


Ilustración 57 Rendimiento turbina Kaplan según el índice de carga (Ci) (Elaboración propia)

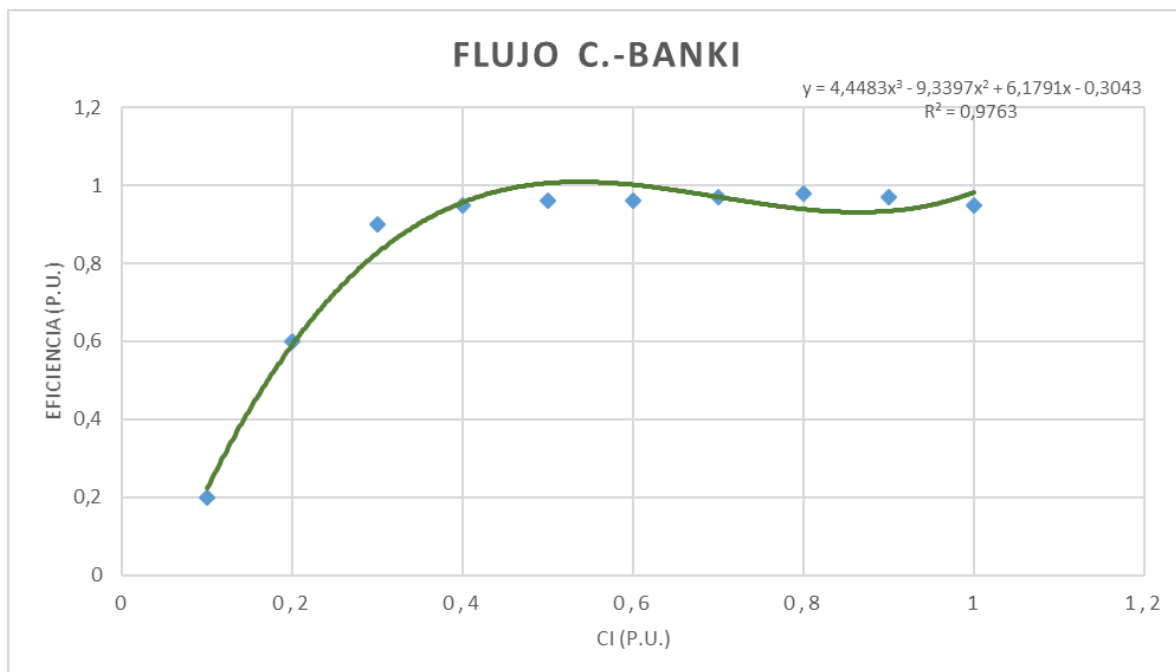


Ilustración 58 Rendimiento turbina Flujo cruzado - Banki según el índice de carga (Ci) (Elaboración propia)

7.4. CRITERIOS DE SELECCIÓN

En función del salto y del caudal disponible, se instalan diferentes tipos de turbinas, según los siguientes criterios:

7.4.1. Altura del salto

El salto bruto es la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga, en las turbinas de reacción, o el eje de toberas en las de turbinas de acción. Conocido el salto bruto, para calcular el neto, basta deducir las pérdidas de carga, a lo largo de su recorrido. En la siguiente tabla se especifica, para cada tipo de turbina, la horquilla de valores de salto neto dentro con la que puede trabajar. Obsérvese que hay evidentes solapamientos, de modo que para una determinada altura de salto pueden emplearse varios tipos de turbina.

Tabla 15 Selección de turbina según salto

Tipo de turbina	Horquilla de salto en metros
Kaplan y hélice	$2 < H < 20$
Francis	$10 < H < 350$
Pelton	$50 < H < 1300$
Michell-Banki	$3 < H < 200$
Turgo	$50 < H < 250$

El problema es particularmente crítico en el caso de los aprovechamientos de baja altura que, para que sean rentables, necesitan turbinar grandes volúmenes de agua. Se trata de aprovechamientos con 2 a 5 m de altura de salto y un caudal que puede variar entre 10 y 100 m³/s. Utilizan turbinas con un diámetro de rodete entre 1,6 m y 3,2 m de diámetro, acoplada a un generador asíncrono a través de un multiplicador. Los conductos hidráulicos tienen unas dimensiones muy superiores a las requeridas por los aprovechamientos con saltos de media y gran altura, lo que conlleva la realización de importantes trabajos de obra civil, cuyo costo llega a superar al de los grupos turbo-generadores.

7.4.2. Ábacos

El caudal y la altura de salto definen un punto en el plano que reúne las envolventes operacionales de cada tipo de turbina. Cualquier turbina dentro de cuya envolvente caiga dicho punto, podrá ser utilizada en el aprovechamiento en cuestión. La elección final será el resultado de un proceso iterativo, que iguale la producción anual de energía, el costo de adquisición y mantenimiento, y su fiabilidad.

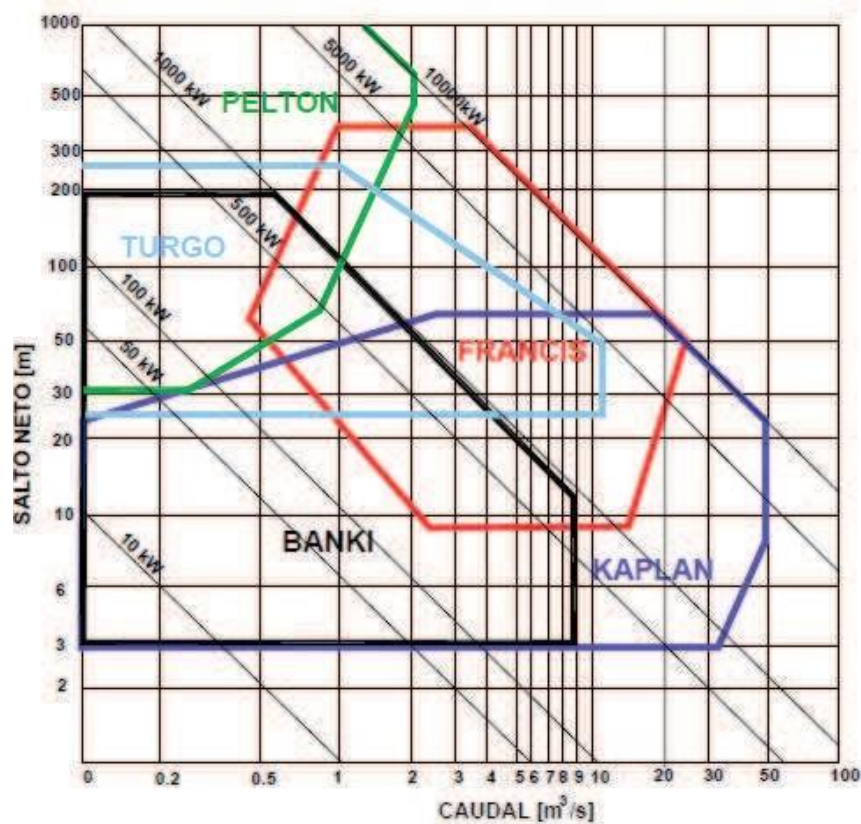


Ilustración 59 Ábaco selección turbina por el salto y el caudal

7.4.3. Velocidad específica

La utilización de la velocidad específica para seleccionar el tipo de turbina es un criterio más preciso que los anteriores, ya que permite seleccionar con mejor criterio el tipo de turbina a instalar

7.4.3.1. Velocidad específica (n_q)

“Es la velocidad de giro expresada en r.p.m. de la turbina modelo, basado en una serie de turbinas semejante que con una altura manométrica de $H=1$ metro es capaz de elevar un caudal unitario de $Q=1 \text{ m}^3/\text{s}$ ”

$$n_q = \frac{n\sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}} \left| \begin{array}{l} n = rpm \\ Q = m^3 / sg \\ H = m \end{array} \right.$$

Ecuación 24 Velocidad específica (n_q)

7.4.3.2. Velocidad específica (n_s)

“Es la velocidad de giro expresada en r.p.m. del rodete de la turbina modelo, basado en una serie de turbinas semejante que con una altura manométrica de $H=1$ metro es capaz de producir una potencia en el eje de 1 C.V.”

$$n_s = \frac{n\sqrt{1,36P}}{H^{\frac{5}{4}}} \left| \begin{array}{l} n = rpm \\ P = kW \\ H = m \end{array} \right.$$

Ecuación 25 Velocidad específica (n_s)

En la herramienta, se ha utilizado esta expresión para el cálculo de la velocidad específica.

7.4.3.3. Coeficiente de velocidad específica (C_v)

“Es la velocidad de giro expresada en rad/s. De una turbo máquina modelo de una serie de máquinas semejantes que con un caudal unitario de $Q= 1\text{m}^3/\text{s}$ es capaz de alcanzar una energía específica útil de 1 Julio/Kg.”

$$C_v = \frac{\omega\sqrt{Q}}{(gH)^{\frac{3}{4}}} \left| \begin{array}{l} \omega = rad / sg \\ Q = m^3 / sg \\ g = gravedad \\ H = metros \end{array} \right.$$

Ecuación 26 Coeficiente de velocidad específica (C_v)

Cv es una magnitud adimensional.

7.4.3.4. Cifra de velocidad específica (no)

Los constructores suizos de turbina utilizan la cifra de velocidad específica no para la selección de turbinas, esta se define como:

$$n_o = \frac{\omega \sqrt{\frac{Q}{\pi}}}{(2gH)^{\frac{3}{4}}} \left| \begin{array}{l} \omega = rad / sg \\ Q = m^3 / sg \\ g = gravedad \\ H = metros \end{array} \right.$$

Ecuación 27 Cifra de velocidad específica (no)

Las relaciones entre los diversos coeficientes son las siguientes:

$$n_q = 52,9 \cdot C_v$$

$$n_s = 3 \cdot n_q$$

$$C_v = 0,0189 \cdot n_q$$

$$n_o = 0,00633 \cdot n_q$$

7.4.3.5. Selección

Para la selección del tipo de turbina a partir de los coeficientes anteriores se podrá utilizar la tabla siguiente, en la cual se ha incluido las diversas subfamilias de cada tipo de turbina, estos son los parámetros con los que la herramienta nos recomienda el tipo de turbina:

Tabla 16 Selección tipo turbina por velocidad específica

Tipo de turbina	no	Cv	ns	nq
Pelton	0,01 a 0,11	0,05 a 2,70	10 a 65	3 a 21
Francis	0,10 a 0,70	0,35 a 2,70	65 a 500	21 a 140
Hélice y Kaplan	0,40 a 2	1,6 a 5,50	350 a 1000	116 a 333
Flujo cruzado	0,06 a 0,45	0,18 a 1,32	30 a 210	10 a 70

Para la selección de las características de la turbina se ha de tener en cuenta la siguiente tabla al completo:

Tabla 17 Selección tipo y características de turbina por velocidad específica

Tipo de turbina	Características	no	Cv	ns	nq
Pelton	1 rodete y 1 chorro	0,01 a	0,05 a	10 a 30	3 a 10
	1 rodete y 2 chorros	0,05	0,15		
	1 rodete y 1 chorro	0,05 a	0,15 a	30 a 50	10 a 17
	1 rodete y 4 chorros	0,11	0,35		
	2 rodete y 2 chorros			40 a 65	13 a 21
Francis	Lenta	0,10 a	0,35 a	65 a 125	21 a 41
	Normal	0,7	2,7	125 a 175	41 a 58
	Normal			175 a 225	58 a 75
	Rápida			225 a 350	75 a 116
	Rápida			350 a 500	116 a 140
Hélice y Kaplan	Lenta	0,40 a 2	1,6 a 5,50	350 a 600	116 a 200
	Rápida			600 a 800	200 a 266
	Ultra rápida			800 a 1000	266 a 333
Flujo cruzado	Normal	0,06 a 0,45	0,18 a 1,32	30 a 210	10 a 70

En el siguiente gráfico se puede hacer una elección visual de la turbina atendiendo a la velocidad específica:

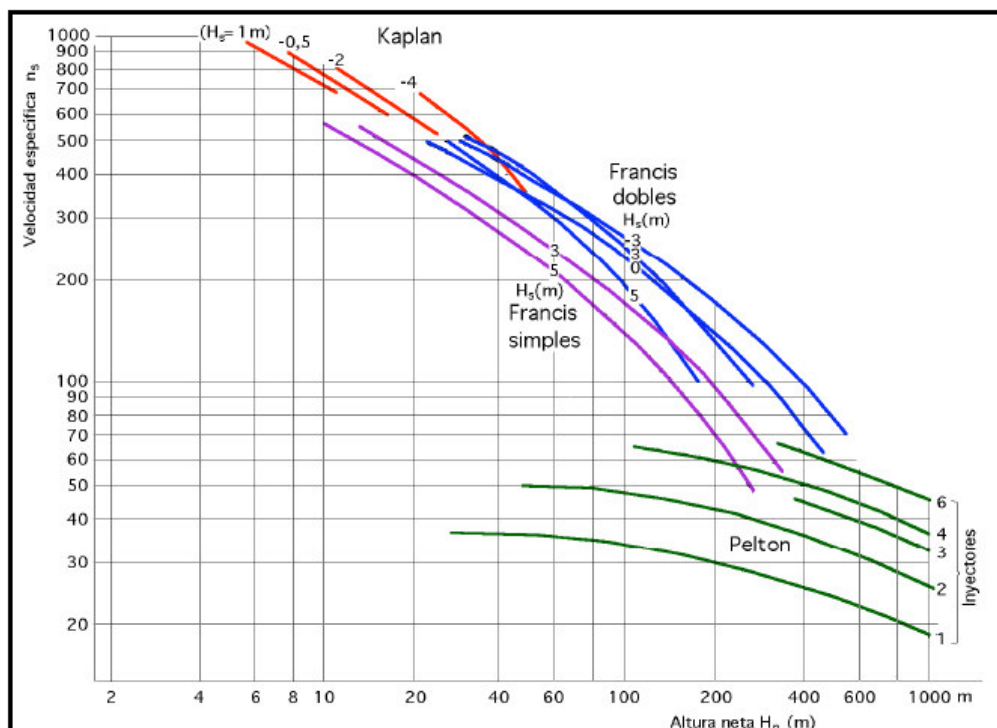


Ilustración 60 Gráfica selección turbina por la velocidad específica y el salto

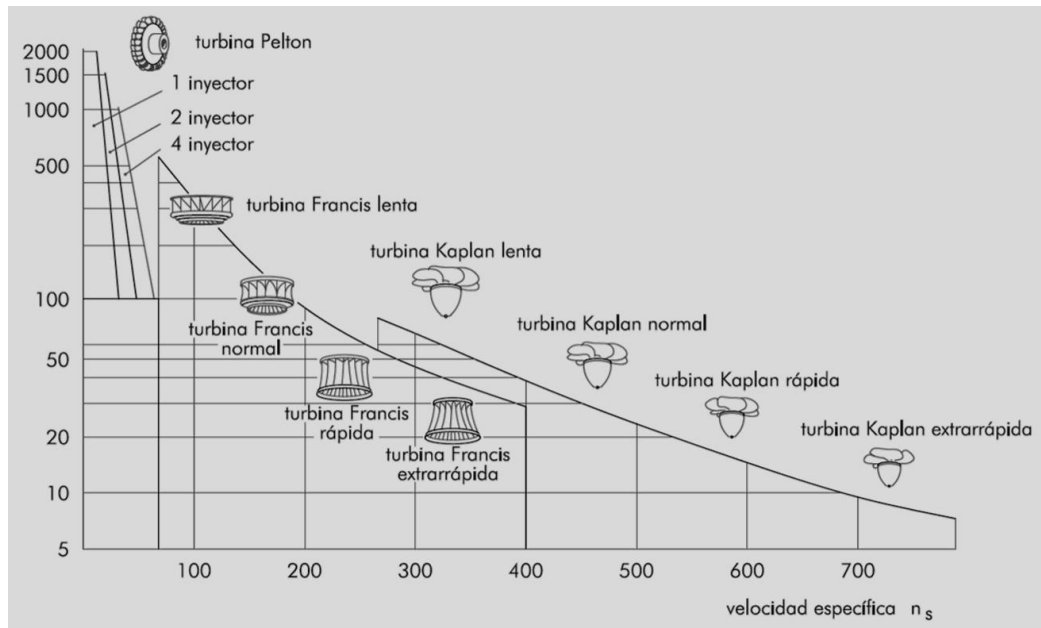


Ilustración 61 Gráfica selección turbina por la velocidad específica y el salto

8. POTENCIA Y ENERGÍA

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son: la potencia instalada y la energía generada.

La potencia instalada es la capacidad de energía que puede generar y entregar una central eléctrica en condiciones ideales. La potencia es función del desnivel existente entre la cámara de carga y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo terminable, además de las características de la turbina y del generador. La potencia de una central hidroeléctrica puede variar desde unos pocos kW, hasta varios GW. Las potencias de hasta 10 MW se consideran minicentrales, las cuales son objeto de este trabajo.

La energía generada simbolizada por el Wh expresa la cantidad de potencia capaz de producir y sustentar durante un determinado tiempo. Para su cálculo no hay más que multiplicar potencia por tiempo de funcionamiento.

8.1. SALTO BRUTO Y NETO

8.1.1. *Salto bruto*

El salto bruto es la distancia vertical H , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga.

En el pasado, normalmente, los instrumentos empleados para medir el salto bruto eran el nivel y una mira de agrimensor, pero el proceso era extremadamente lento, frecuentemente, también se utilizaban un inclinómetro o un nivel de Abney.

Actualmente existen diferentes métodos para la medición del salto bruto:

- ✚ Teodolitos electrónicos digitales: en cuatro segundos, dan la altura de salto con una exactitud de $\pm 0,4$ mm. Y cuya memoria interna permite almacenar más de 2.400 mediciones.
- ✚ Altimetro topográfico: se utiliza para saltos importantes, mayores de 100 metros, son menos precisos pero el valor obtenido es aceptable, el aparato debe de ser cuidadosamente corregido en función de los valores locales de temperatura y presión atmosférica. Como la potencia del salto es proporcional al salto, un error del 5% en la medida del salto resultará en un error del 7,6% en la potencia estimada de la central, de forma que, salvo para una primera estimación, se recomienda emplear siempre el nivel de agrimensor o los aparatos topográficos electrónicos.
- ✚ Topografía con GPS: constituye el método más rápido, son herramientas topográficas dotadas de un sistema de posicionamiento global o GPS.

8.1.2. Salto neto

Conocido el valor del salto bruto, es necesario estimar las pérdidas por fricción en la tubería forzada y las originadas por turbulencias en las rejillas, codos, válvulas etc. En algunos tipos de turbina hay que tener en cuenta además que la descarga tiene lugar a una altura superior a la de la lámina de agua en el canal de restitución. El salto neto es el resultado de restar al salto bruto todas esas pérdidas.

$$H_n = H_b - h$$

Ecuación 28 Salto neto

8.2. POTENCIA

La potencia nominal instalada de la central se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$P = p_e \cdot H_n \cdot Q_{\text{diseño}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{multip}} \cdot \eta_{\text{gener}} \cdot \eta_{\text{trafo}} \cdot \eta_{\text{liena}} \quad (kW)$$

Ecuación 29 Potencia nominal de la central

Donde:

P= Potencia (kW)

Hn= Salto neto (m)

Qdiseño= Caudal de diseño en (m³/s)

η= Rendimientos nominales de turbina, multiplicador y generador.

p_e= Peso específico del agua (9,81 kN/ m³)

El peso específico del agua se define como:

$$\begin{aligned} p_e &= \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{m \cdot g}{V} = \rho_{\text{agua}} \cdot g = 1000 \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot 9,81 \left(\frac{m}{s^2} \right) = 9810 \left(\frac{kg}{m^2 s^2} \right) \\ &= 9810 \left(\frac{N}{m^3} \right) = 9,81 \left(\frac{kN}{m^3} \right) \end{aligned}$$

Ecuación 30 Peso específico del agua

Donde:

m= Masa de agua (kg)

g= Aceleración de la gravedad (9,81 m/s²)

ρ_{agua}= Densidad del agua (1000 kg/ m³)

Las unidades básicas que componen un newton (N) son:

$$1N = 1 \left(\frac{kg \cdot m}{s^2} \right)$$

Ecuación 31 Unidades S.I. Newton

Por tanto, la ecuación para el cálculo de la potencia se puede simplificar por medio de la siguiente expresión:

$$P = 9,81 \cdot H_n \cdot Q_{\text{diseño}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{multip}} \cdot \eta_{\text{gener}} \cdot \eta_{\text{trafo}} \cdot \eta_{\text{liena}} \quad (kW)$$

Ecuación 32 Ecuación simplificada potencia de la centra

$$P(kW) = 9,81 \left(\frac{kN}{m^3} \right) \cdot H_n(m) \cdot Q_{diseño} \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \eta_{elementos}$$

Ecuación 33 Demostración unidades potencia de la central

Sabiendo que la descomposición de un Vatio en unidades básicas es la siguiente:

$$1W = 1 \frac{kg \cdot m^2}{s^3}$$

Ecuación 34 Equivalencia kW unidades básicas S.I.

Se obtiene la explicación de que en la expresión anterior la potencia se obtenga en kW. A continuación se plasma la demostración:

$$\left(\frac{kN}{m^3} \right) (m) \left(\frac{m^3}{s} \right) = kN \frac{m}{s} = 1000 \cdot \frac{kg \cdot m}{s^2} \cdot \frac{m}{s} = 1000W = kW$$

Ecuación 35 Demostración completa unidades ecuación potencia

Además de la potencia nominal de la instalación, que se calcula con el caudal de diseño, el salto neto y el rendimiento nominal de la turbina, es necesario calcular la potencia media diaria que se produce cada día de los tenidos en cuenta para el diseño de la central. De este modo si se ha optado por la elección de un año base para la elección del caudal de diseño primeramente se tendrá la potencia nominal de la turbina y de la central, teniendo en cuenta los demás rendimientos, con la ecuación anterior. Esta potencia es invariante para todos los años dado que es la potencia máxima a la que puede estar funcionando la instalación a un régimen de carga la unidad.

Tabla 18 Caudales mínimos técnicos de las turbinas

MINIMOS TÉCNICOS TURBINAS	
Tipo de turbina	Qmin (% Qnominal)
Francis	30
Kaplan	15
Flujo cruzado	15
Pelton	10
Turgo	10
Hélice	65

Para el cálculo de las potencias instantáneas se han de tener en cuenta varios factores, el primero es que debemos disponer de los caudales turbinables,

esto es, atendiendo al mínimo técnico de la turbina y al máximo caudal turbinable, el cual sería el caudal de equipamiento.

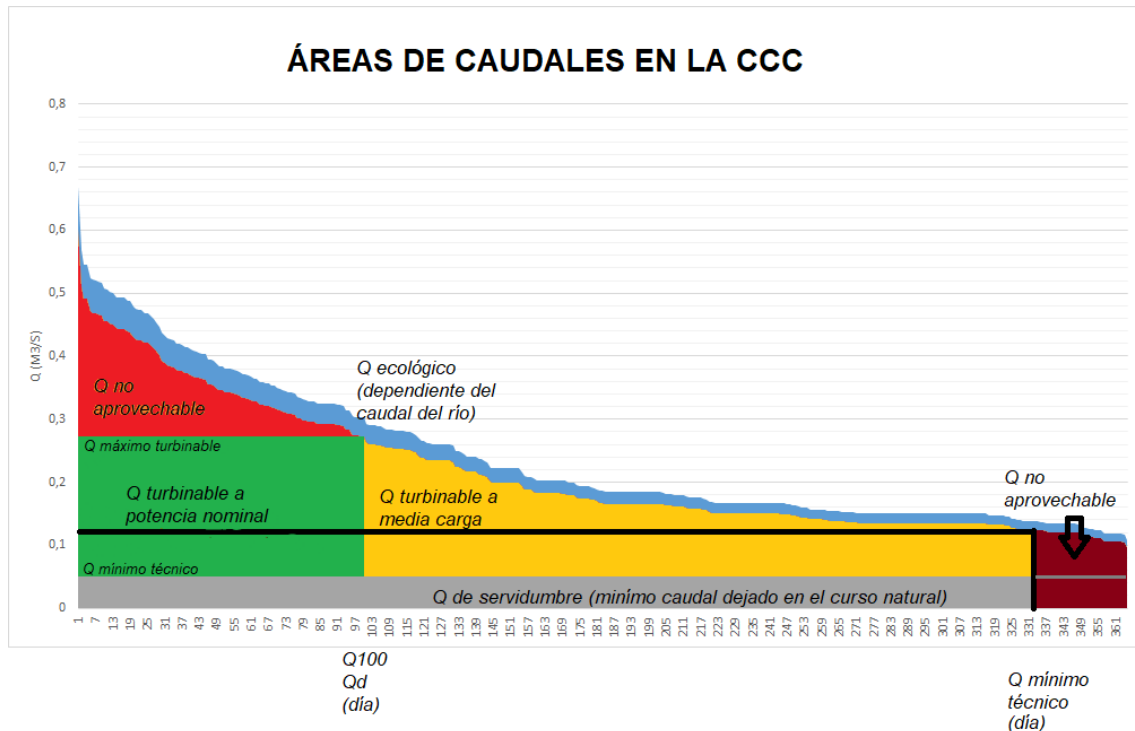


Ilustración 62 Áreas caudales en la CCC (Elaboración propia)

Para el cálculo del caudal turbinable diario se han de calcular, primero, el caudal aprovechable instantáneo, esto es, considerando el caudal ecológico o de servidumbre con el caudal de cada día, de esta manera tenemos el caudal disponible para cada día a lo largo del año. Lo siguiente sería ver si el caudal disponible es inferior al mínimo técnico de la central, en este caso el caudal turbinable es cero. En el otro extremo existe el caso de que el caudal disponible sea mayor que el caudal de diseño, en este caso el caudal turbinable será el caudal de diseño. Para los casos intermedios el caudal disponible, considerando el ecológico, será el caudal turbinable para cada día dado.

$$Q_{aprovechable} = Q_i - Q_{eco\ i} - Q_{servidumbre}$$

Ecuación 36 Caudal aprovechable

Siendo:

- Q_i = Caudal medio diario
- $Q_{eco} = f(Q_i) = Q_i * cte$ (normalmente)

- $Q_{servidumbre} = cte$

$$Q_{turbinable} = Q_{\max} \text{ si } Q_{aprovechable} \geq Q_{\max-turbinable}$$

$$Q_{turbinable} = Q_{aprovechable} \text{ si } Q_{\min-tecnico} < Q_{aprovechable} < Q_{\max-turbinable}$$

$$Q_{turbinable} = 0 \text{ si } Q_{\min-tecnico} > Q_{aprovechable}$$

Ecuación 37 Cálculo caudal turbinable

(De Souza, Zilcy, H. H. Santos, Afonso, & Da C. Bortoni, Edson)

8.3. ENERGÍA

Para calcular la energía producida cada día, multiplicaremos la potencia instantánea por 24 horas que tiene un día, también podemos considerar un tiempo de parada por averías o mantenimiento, el cual puede rondar de en torno a un 5 o 10% de los días, como el mantenimiento se programará en los meses de menor caudal en el río esto apenas tiene impacto en la producción energética, en cuanto a las averías, se pueden tener en consideración.

$$E_{diaria} = 24 * P_i (kWh)$$

Ecuación 38 Energía generada en un día

Para saber la energía total producida por la central en un año sumaremos la energía producida durante cada día a lo largo del año. La energía resultante es la energía que cabría esperar para un año con caudales similares al año base, que tenga el mismo caudal medio no significa que los caudales instantáneos de cada día sean igualmente aprovechables.

$$E_{anual} = \sum_{dia=1}^{365} E_{diaria} (kWh)$$

Ecuación 39 Energía generada en el año

Por último se procede a calcular las horas de funcionamiento equivalentes, para una central de agua fluyente el objetivo es superar las 3500 horas/año. Las horas de funcionamiento equivalentes se calculan con la siguiente expresión:

$$Hequiv = \frac{Energía_{generada-año} (kWh)}{Potencia_{central} (kW)}$$

Ecuación 40 Horas equivalentes de funcionamiento anuales

Otro parámetro relacionado directamente con las horas equivalentes es el factor de planta (FP), esto es, las horas equivalentes de funcionamiento entre las horas totales del año, es decir, la parametrización a la unidad de las horas equivalentes. Lo recoge el IDEA y se calcula así:

$$FP = \frac{Heq}{8760} (p. u.)$$

Ilustración 63 Factor de planta de la central

En la herramienta, para el cálculo de la potencia de la turbina y de la central y potencia y energía diarios, así como la energía total generada anualmente, se tienen en cuenta las pérdidas de los elementos componentes en el caso de que estos sean rehabilitados o de obra nueva. Si son de nueva planta, las pérdidas podrían ser diferentes con respecto a la rehabilitación, y, por tanto, el salto neto ser diferente, modificando así la potencia de salida y la energía generada.

(Ogayar Fernández, TESIS DOCTORAL Análisis y Desarrollo de Técnicas para el Aprovechamiento de Recursos Minihidráulicos, 2008)

9. ANÁLISIS DE COSTES Y DIMENSIONADO DE OBRA NUEVA

En este capítulo se proponen diversas ecuaciones para realizar el dimensionado y valoración económica de los diferentes elementos componentes de una central minihidráulica.

Para el cálculo del coste de los distintos elementos se expondrán una serie de ecuaciones, cuyas expresiones estarán definidas en función de unos precios unitarios, de manera que su utilización sea fácilmente adaptable ante cualquier fluctuación de dichos precios unitarios, y también permita su utilización en otros países con nivel de precios diferentes.

En el caso de rehabilitación de centrales, los costes de estos elementos deberán estar afectados por un porcentaje de reparación (FR), cuyo valor dependerá del estado en que se encuentre. Para algunos elementos es aconsejable utilizar los porcentajes de 0 o de 100 %, es decir, o están en perfecto estado o hay que reponerlos, para así lograr un rendimiento óptimo de la instalación. Para otros elementos se suele adoptar como norma general el criterio que en valores superiores al 60 % a reparar se aconseja utilizar un porcentaje del 100 %.

Las expresiones para el cálculo de los diferentes costes de los elementos han sido determinadas según *“Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants”*, por otro lado, para el coste del equipamiento se ha tenido en cuenta *“Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant”*. (Ogayar, B., Vidal, P. G., & Hernandez, J. C., Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants, 2009)

Los diferentes elementos a considerar se han dividido en los siguientes bloques:

 Obra civil, hidráulica:

- Azud o presa
- Toma
- Desarenador

- Conducción: canal de derivación, túnel o tubería forzada.
- Cámara de carga
- Tubería forzada
- ✚ Obra civil, edificio y accesos:
 - Edificio
 - Accesos
- ✚ Equipamiento electromecánico, protecciones, conexión y línea:
 - Equipamiento electromecánico
 - Órgano de cierre de la turbina
 - Turbina
 - Generador
 - Elementos de regulación
 - Transformador
 - Celdas y cuadros eléctricos
 - Protecciones, regulación y control.
 - Conexión a la red eléctrica
 - Línea eléctrica de interconexión

Los elementos susceptibles de realizar obra nueva son el canal, la cámara de carga y las rejas en ella, la tubería forzada y el edificio de la central. Dependiendo de si se elige que estos elementos sean de obra nueva o rehabilitados el coste de los mismos variará, esto se tiene en cuenta en la herramienta. Para el estudio del coste de la central se deja a elección del usuario si prefiere obra nueva o rehabilitación, variando así el coste total de la instalación.

9.1. OBRA CIVIL

9.1.1. Edificio

Para determinar los costes del edificio de la central habrá que distinguir entre dos diferentes casos:

- ✚ Rehabilitación de un edificio existente.

Construcción de una nueva central.

9.1.1.1. Rehabilitación

Para la determinación del coste de rehabilitación se partirá del Módulo base (MB), el cual ha sido elaborado por el Colegio Oficial de Arquitectos, para este tipo de instalaciones.

El precio de este módulo quedará afectado de las diversas partidas que integran una construcción de este tipo, para el año 2022 el módulo (MB) tiene un valor de 511€.

Para el cálculo del coste de la rehabilitación del edificio de la central se deberán atender a diferentes parámetros, el factor de estado, el factor de construcción, el modulo base y la superficie de la planta del edificio.

La expresión para el cálculo del coste del edificio es la siguiente:

$$COSTE_{EDIFICIO} = MB * FE * FC * S_{PLANTA}$$

Ecuación 41 Coste edificio

9.1.1.1.1. Factor de estado

Al termino FE se denomina factor de estado y viene dado por cada uno de los factores de recuperación de cada una de las partes por su proporción en la participación en el coste del edificio:

$$FE = \sum_{i=1}^9 F_i * CP_i$$

Ecuación 42 Cálculo factor de estado

Siendo el coeficiente de participación, CP, de cada uno de los factores incluidos en el factor de estado resumidos en esta tabla:

Tabla 19 Participación de cara componente en el factor de estado

COMPONENTES Y PARTICIPACIÓN FACTOR DE ESTADO		
CONCEPTO	A EJECUTAR (p.u.)	COEFICIENTE DE PARTICIPACIÓN
DEMOLICIONES	TDE	7,00%
M TIERRAS	TMT	5,00%
CIMENTACION	TCI	10,00%
ESTRUCTURA	TES	22,00%
ALBAÑILERIA	TAL	21,00%
CUBIERTA	TCU	15,00%
REVESTIMIENTOS	TRE	10,00%
CARPINTERIAS	TCA	5,00%
INSTALACIONES	TIN	5,00%
TOTAL	FE	100,00%

Cada uno de los coeficientes del factor de estado puede tomar los valores del 0 al 100%.

9.1.1.1.2. Factor de construcción

Al termino FC se denomina factor de construcción y viene dado por el producto de cada uno de los factores que lo componen:

$$FC = FA * FL * FT * FC * FR * FCH * FOC$$

Ecuación 43 Cálculo factor de construcción

FACTOR DE ACCESIBILIDAD (FA): Determinado por la facilidad de acceder a los distintos edificios de la central. Destacar que la mayoría de las instalaciones se encuentran en zonas rústicas con gran dificultad para el transporte de materiales, forma de trabajo, etc. Los valores que tendrá serán las siguientes:

Tabla 20 Valores factor de acceso

FA		DESCRIPCIÓN
Bueno	1	Con fácil acceso
Regular	1,5	Dificultad limitada
Malo	1,75	Con problemas de acceso
Muy Malo	2	Gran dificultad de accesibilidad

FACTOR DE LOCALIZACIÓN (FL): Los precios de materiales y mano de obra variarán en función de la localidad donde se encuentre el edificio. Este

factor está definido por el COA, para cada municipio, estableciéndose, por ejemplo, para la provincia de Jaén:

Tabla 21 Valores factor de localización

FL	
Zona A	1
Zona B	0,95
Zona C	0,9

FACTOR DE TIPOLOGÍA (FT): Por sus características propias constructivas, cada tipo de turbina condicionará la recuperación de la obra civil del edificio. De acuerdo con las especificaciones de los distintos fabricantes estos factores tendrán el siguiente valor:

Tabla 22 Valores factor de tipología

FT		DESCRIPCIÓN
Pelton	1	Horizontal-vertical
Francis	1,25	Cámara abierta-espiral
Kaplan	1,75	Kaplan-semikaplan

FACTOR DE CALIDAD (FC). La calidad de acabado y sistema constructivo de cada edificio condicionará el valor de este factor:

Tabla 23 Valores factor de calidad

FC		DESCRIPCIÓN
Normal	1	Mampostería. Adobes. Cubierta fibrocemento-metálica
Alta	1,1	Muros de carga. Carpintería madera. Cubierta teja cerámica
Excelente	1,3	Hormigón armado. Cerramientos de alta calidad.

FACTOR DE RECUPERACIÓN (FR): En un edificio ya realizado la dificultad constructiva es mayor que en un edificio de obra nueva. Todo ello debido a la utilización de materiales y técnicas destinadas a conservar el patrimonio anterior lo que conlleva una dificultad añadida.

Tabla 24 Valores factor de recuperación

FR		DESCRIPCIÓN
Normal	1	No presenta grandes problemas la recuperación.
Alto	1,3	Existen problemas añadidos en la recuperación.
Superior	1,6	Para recuperar el edificio los condicionantes son bastantes elevados

FACTOR DE CATALOGACIÓN HISTÓRICA (FCH): Las diversas administraciones (Central, Autonómica y Local) están llevando a cabo la catalogación de los diversos inmuebles existentes en su territorio, para su posterior protección. Esto lleva consigo que un edificio catalogado como bien de

interés histórico tendrá unos costes añadidos para su recuperación. En la provincia de Jaén se está procediendo a la catalogación de las diversas minicentrales existentes, con el fin de englobarlas en el catálogo de Bienes Culturales de la Junta de Andalucía.

Tabla 25 Valores factor de catalogación histórica

FCH		DESCRIPCIÓN
No está catalogado	1	No está incluido
Existe catalogación	1,5	Está incluido dentro del catálogo de bienes históricos

FACTOR DE OBRAS COMPLEMENTARIAS (FOC). Incrementa el coste la existencia de elementos accesorios en el edificio como pueden ser aliviaderos, canal de desagüe, accesos múltiples, etc.

Tabla 26 Valores factor de obras complementarias

FOC		DESCRIPCIÓN
A	1	No existen obras complementarias
B	1,3	Existen pequeñas obras auxiliares
C	1,5	El número de elementos o tamaño es elevado
D	2	Existen gran cantidad de elementos que encarecen la obra civil (aliviaderos, canales, etc.)

9.1.1.2. Nueva construcción

Para valorar el coste del edificio de nueva construcción se procederá a utilizar la misma metodología que para los edificios de rehabilitación, descrita en el apartado anterior, con la única diferencia de que en este caso los porcentajes a ejecutar serán todos de un 100%. Pero, en primer lugar, tendremos que calcular las dimensiones del edificio nuevo, éstas vendrán dadas por el tipo de turbina, su potencia y la velocidad específica. Sin embargo, si se desea construir un nuevo edificio más moderno cumpliendo a todos los nuevos estándares y posiblemente de una forma más económica, lo primero que se deberá hacer es dimensionar el edificio de acuerdo a la potencia de la central y el tipo de turbina. Este dimensionado se realiza para proporcionar el espacio justo y adecuado a los elementos que se albergarán dentro del edificio de la central, sin incurrir en sobrecostes de un excesivo dimensionado.

9.1.1.2.1. Turbina Pelton

Atendiendo a la expresión desarrolla por De Siervo y De Leva, a partir de la potencia nominal (P, en kW) y del salto neto (H, en metros) se determinará la velocidad específica, por la expresión:

$$n_s = 85,49 \times Z_0^{0,5} \times H^{-0,243}$$

Ecuación 44 Velocidad específica

Siendo Z_0 , el número de inyectoros.

La velocidad de giro (n) de la turbina vendrá dada por:

$$n = \frac{n_s \times H^{1,25}}{\sqrt{1,36 * P}}$$

Ecuación 45 Velocidad de giro

Finalmente, el diámetro del rodete de la turbina (D) se obtiene por:

$$D = 38,07 \times \frac{\sqrt{H}}{n}$$

Ecuación 46 Diámetro del rodete

- Z_0 = número de inyectoros
- H = salto neto (m)
- P = Potencia turbina (kW)
- n = revoluciones (r.p.m.)
- D = Diámetro rodete (m)

La determinación de las dimensiones fundamentales del edificio (largo, ancho y alto), se establecerán, de acuerdo con el siguiente esquema:

A partir de la velocidad de giro y el diámetro del rodete de la turbina se pueden determinar las dimensiones del edificio, así como el coste total que supondría su edificación. En los siguientes apartados se muestran cada una de las fórmulas a tener en cuenta.

Como es lógico, las dimensiones dependen del número de inyector de la turbina, así como de la potencia de la misma por lo que distinguiremos según estas características.

Las dimensiones del edificio para la turbina Pelton en función su potencia y del número de inyectores viene dada por:

Tabla 27 Dimensionado y coste edificio para turbina Pelton de 1 inyector

1 INYECTOR	
100-500 kW	
ANCHO	$3263,12 + 7,42208 \cdot D - 0,926469 \cdot n$
LARGO	$8056,25 + 4,47422 \cdot D - 0,951001 \cdot n$
ALTO	$1938,5 + 4,14886 \cdot D - 0,944885 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (19659,0 + 56,9166 \cdot D - 6,8713 \cdot n)$
500-2000 kW	
ANCHO	$4479,46 + 6,636 \cdot D - 1,39117 \cdot n$
LARGO	$8853,66 + 4,08725 \cdot D - 1,32225 \cdot n$
ALTO	$4364,28 + 2,26441 \cdot D - 1,95913 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (34711,3 + 49,7034 \cdot D - 15,7355 \cdot n)$
>2000 kW	
ANCHO	$6797,13 + 6,92394 \cdot D - 4,64776 \cdot n$
LARGO	$9701,93 + 5,37705 \cdot D - 4,07568 \cdot n$
ALTO	$4134,27 + 2,46533 \cdot D - 1,91853 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (45346,0 + 63,1732 \cdot D - 46,0078 \cdot n)$

Tabla 28 Dimensionado y coste edificio para turbina Pelton de 2 inyectores

2 INYECTORES	
100-500 kW	
ANCHO	$3246,28 + 7,22653 \cdot D - 0,873763 \cdot n$
LARGO	$8032,79 + 4,47348 \cdot D - 0,974642 \cdot n$
ALTO	$1726,18 + 3,81422 \cdot D - 0,658128 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (31668,5 + 31,7137 \cdot D - 6,6168 \cdot n)$
500-2000 kW	
ANCHO	$4479,46 + 6,636 \cdot D - 1,39117 \cdot n$
LARGO	$8853,66 + 4,08725 \cdot D - 1,32225 \cdot n$
ALTO	$4364,28 + 2,26441 \cdot D - 1,95913 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (34710,8 + 49,704 \cdot D - 15,7353 \cdot n)$
>2000 kW	
ANCHO	$6797,13 + 6,92394 \cdot D - 4,64776 \cdot n$
LARGO	$9701,93 + 5,37705 \cdot D - 4,07568 \cdot n$
ALTO	$4134,27 + 2,46533 \cdot D - 1,91853 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (45345,3 + 63,174 \cdot D - 46,008 \cdot n)$

Tabla 29 Dimensionado y coste edificio para turbina Pelton de 4 inyectoros

4 INYECTORES	
100-500 kW	
ANCHO	$2660,8 + 6,8978 \cdot D - 0,340225 \cdot n$
LARGO	$7929,93 + 4,2816 \cdot D - 0,951665 \cdot n$
ALTO	$2483,54 + 1,37065 \cdot D - 0,333652 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (19535,6 + 47,375 \cdot D - 3,594 \cdot n)$
500-2000 kW	
ANCHO	$3204,85 + 7,32613 \cdot D - 0,962845 \cdot n$
LARGO	$7690,38 + 4,99576 \cdot D - 1,13536 \cdot n$
ALTO	$2668,7 + 3,22185 \cdot D - 1,36487 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (22290,5 + 54,6917 \cdot D - 10,3424 \cdot n)$
>2000 Kw	
ANCHO	$4637,9 + 6,48318 \cdot D - 1,20062 \cdot n$
LARGO	$7937,71 + 4,7949 \cdot D - 0,827246 \cdot n$
ALTO	$4643,28 + 2,03129 \cdot D - 1,87514 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (31104,3 + 53,2167 \cdot D - 13,2355 \cdot n)$

9.1.1.2.2. Turbina Turgo

Para la turbina turgo utilizaremos las mismas fórmulas para el dimensionado y para el coste del edificio de la central de obra nueva, dado que las características técnicas en función del espacio que ocupa la turbina y los elementos del equipamiento son muy similares a los de la turbina tipo Pelton.

9.1.1.2.3. Turbina Francis

Seguimos los mismos pasos que para los casos anteriores.

La velocidad de giro (n) [rpm] de la turbina vendrá dada por:

$$n = \frac{n_q \times H^{\frac{3}{4}}}{\sqrt{Q}}$$

Ecuación 47 Velocidad de giro

Siendo el valor de n_q :

$$n_q = 1156 \times H^{-0,625}$$

Ecuación 48 Velocidad específica

El diámetro del rodete de descarga de la turbina (D) se podrá obtener a través de la ecuación desarrollada por De Siervo y Leva.

$$D = 84,5 \times k_u \times \frac{\sqrt{H}}{n}$$

Ecuación 49 Diámetro del rodete

Siendo k_u , el coeficiente de velocidad periférica del rodete:

$$k_u = 0,31 + 2,5 \times 10^{-3} \times n_s$$

$$n_s = 3 \times n_q$$

Ecuación 50 Coeficiente de velocidad periférica del rodete y velocidad específica n_s

Se utilizarán dos posibles configuraciones para la instalación de la turbina Francis, horizontal o vertical. A continuación, se analizarán las dimensiones y coste del edificio para albergar turbinas de ambas configuraciones.

9.1.1.2.3.1. Turbina Francis de eje vertical.

Las dimensiones fundamentales del edificio para turbina de eje vertical se muestran en la figura siguiente, en ella se han establecido las siguientes zonas:

Las ecuaciones que nos permiten obtener las dimensiones del edificio y el coste de la edificación son:

Tabla 30 Dimensionado y coste edificio para turbina Francis de eje vertical

Turbina Francis Eje Vertical	
ANCHO	$9,91754 + 6,82574 \times D - 0,0652196 \times n_s$
LARGO	$-1,67054 + 3,10519 \times D + 0,0308633 \times n_s$
ALTO	$7,98181 + 8,60868 \times D - 0,0981398 \times n_s$
COSTE	$1,245 \times (27548,3 + 80745,8 \times D - 705,572 \times n_s)$

9.1.1.2.3.2. Turbina Francis de eje horizontal

La disposición de los distintos espacios, así como las dimensiones básicas se muestran en la siguiente figura:

Las dimensiones y coste de la central vienen dadas por:

Tabla 31 Dimensionado y coste edificio para turbina Francis de eje horizontal

Turbina Francis Eje Horizontal	
ANCHO	$1,309 \cdot D + 2,9119$
LARGO	$0,4563 \cdot D + 5,6126$
ALTO	$0,0242 \cdot D^2 + 0,19 \cdot D + 2,0859$
COSTE	$1,245 \cdot (-20,152 \cdot D^3 + 639,79 \cdot D^2 - 2230,8 \cdot D + 23561)$

9.1.1.2.4. Turbina Kaplan

Este tipo de turbinas poseen una gran variedad de configuraciones por lo que es difícil determinar un edificio estándar para toda la topología de turbinas existentes: radial, tubular, foso, bulbo etc. Lo que sí tienen en común son los diversos parámetros básicos que afectan a este tipo de turbina.

Para la determinación de las dimensiones al igual que en los casos anteriores, hacemos uso de la velocidad de giro y el diámetro del rodete que se calculan como sigue:

$$n = \frac{71,35\sqrt{H} + 305 \times H^{0,014}}{D}$$

Ecuación 51 Velocidad de giro

$$D = \frac{Q^{0,4696}}{2,289}$$

Ecuación 52 Diámetro del rodete

Donde:

- D= Diámetro del rodete (m)
- H= Salto Neto (m)
- Q= Caudal de diseño (m³/s)
- n= velocidad de giro (rpm)

Debido al gran número de variantes que pueden existir en los edificios que albergan este tipo de turbinas, se ha limitado el estudio a los dos casos más usuales: la turbina tubular en “S” y la turbina cámara espiral, para su dimensionado y coste usaremos las siguientes expresiones:

Tabla 32 Dimensionado y coste edificio para turbina Kaplan tubular en S

Turbina Kaplan tubular en S	
ANCHO	$2,60004+21,4996 \cdot D$
LARGO	$0,000459025+52,4991 \cdot D$
ALTO	$0,445652+3,2944 \cdot D$
COSTE	$1,245 \cdot (571910 \cdot D^2,17225)$

Tabla 33 Dimensionado y coste edificio para turbina Kaplan espiral

Turbina Cámara espiral	
ANCHO	$1,49803+6,9694 \cdot D$
LARGO	$1,28403+6,22041 \cdot D$
ALTO	$0,445652+3,2944 \cdot D$
COSTE	$1,245 \cdot ((16,2505+272,122 \cdot D)^2)$

9.1.1.2.5. Turbina de Flujo cruzado o Banki

Atendiendo a la expresión desarrolla por De Siervo y De Leva, a partir de la potencia nominal (P, en kW) y del salto neto (H, en metros) se determinará la velocidad específica, por la expresión:

$$n_s = 85,49 \times Z_0^{0,5} \times H^{-0,243}$$

Ecuación 53 Velocidad específica

Siendo Z_0 , el número de inyectores.

La velocidad de giro (n) de la turbina vendrá dada por:

$$n = \frac{n_s \times H^{1,25}}{\sqrt{1,36 \cdot P}}$$

Ecuación 54 Velocidad de giro

Finalmente, el diámetro del rodete de la turbina (D) se obtiene por:

$$D = 38,07 \times \frac{\sqrt{H}}{n}$$

Ecuación 55 Diámetro del rodete

- Z_0 = número de inyectores
- H = salto neto (m)
- P = Potencia turbina (kW)
- n = revoluciones (r.p.m.)
- D = Diámetro rodete (m)

La determinación de las dimensiones fundamentales del edificio (largo, ancho y alto), se establecerán, de acuerdo con el siguiente esquema:

A partir de la velocidad de giro y el diámetro del rodete de la turbina se pueden determinar las dimensiones del edificio, así como el coste total que supondría su edificación.

Las dimensiones del edificio para la turbina de flujo cruzado se calculan de la misma forma que un tipo Pelton de un inyector, en función su potencia viene dada por:

Tabla 34 Dimensionado y coste edificio para turbina F.C. Banki

F.C. - BANKI	
100-500 kW	
ANCHO	$3263,12 + 7,42208 \cdot D - 0,926469 \cdot n$
LARGO	$8056,25 + 4,47422 \cdot D - 0,951001 \cdot n$
ALTO	$1938,5 + 4,14886 \cdot D - 0,944885 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (19659,0 + 56,9166 \cdot D - 6,8713 \cdot n)$
500-2000 kW	
ANCHO	$4479,46 + 6,636 \cdot D - 1,39117 \cdot n$
LARGO	$8853,66 + 4,08725 \cdot D - 1,32225 \cdot n$
ALTO	$4364,28 + 2,26441 \cdot D - 1,95913 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (34711,3 + 49,7034 \cdot D - 15,7355 \cdot n)$
>2000 kW	
ANCHO	$6797,13 + 6,92394 \cdot D - 4,64776 \cdot n$
LARGO	$9701,93 + 5,37705 \cdot D - 4,07568 \cdot n$
ALTO	$4134,27 + 2,46533 \cdot D - 1,91853 \cdot n$
COSTE	$1,245 \cdot (45346,0 + 63,1732 \cdot D - 46,0078 \cdot n)$

(Ogayar Fernández, TESIS DOCTORAL Análisis y Desarrollo de Técnicas para el Aprovechamiento de Recursos Minihidráulicos, 2008)

Los costes resultantes de obra nueva han sido verificados y multiplicados por 1,245 debido a la actualización de rentas entre el año que se propusieron las ecuaciones y el año en curso, 2022.

9.1.2. Accesos

Condicionado por la orografía del terreno y la longitud. Así como el tipo de materiales acabado. La imposibilidad de construcción puede condicionar la posibilidad de construcción o recuperación.

El coste de los accesos viene definido por su longitud y la orografía del terreno. Del mismo modo, el coste vendrá condicionado por el tipo de materiales utilizados.

Dentro de los accesos habrá que distinguir entre dos tipos: los de acceso al edificio de la central y los de accesos a la captación.

Para el cálculo del coste de los accesos se usará la siguiente expresión:

$$CO_{ACC} = N_1 * N_2 * N_3 * LACC * C_{ACC} * FR_{ACC}$$

Ecuación 56 Coste accesos

Dónde:

- C_{ACC} = Coste por metro lineal de carril de acceso. (€/m)
- $LACC$ = Longitud del camino de acceso a la central (m).
- N_1 = Parámetro indicador de lo accidentado del terreno para la construcción de caminos de acceso.
- N_2 = Parámetro indicativo de la situación del camino de acceso.
- N_3 = Parámetro indicativo del tipo de calzada.
- FR_{ACC} = % a de camino de acceso a reparar.

Los valores de los diferentes factores vienen dados según:

Tabla 35 Parámetros accesos

N ACCESOS	
N1	
Terreno llano	1
Terreno accidentado	1,5
N2	
Nuevo	1
Reconstrucción	0,3
N3	
Tierra	1
Grava	1,1
Alquitrán	1,3

9.1.3. Azud

El azud es el elemento instalado en el cauce de un río con el fin de provocar una retención que sirva para desviar el agua en su curso normal. El azud no crea desniveles de agua importantes ni provoca capacidad de regulación o de almacenamiento. Es un elemento que normalmente se encuentra en un buen estado respecto al resto de elementos de obra civil existentes. El principal problema que suele presentar es el desgaste originado por la erosión del agua y del arrastre de sólidos, sobre todo en el cuerpo de presa y aliviaderos. En todas las instalaciones analizadas siempre ha interesado repararlo antes de volver a construirlo, ya que los costes alcanzan elevados valores; normalmente se procede a la reparación con hormigón de los elementos dañados.

La actuación más común en la reparación del azud es la necesidad de limpieza de vegetación, lodos y arrastre de rocas a lo largo del azud. Un valor usualmente aceptado es el de imputar un coste del 5% del total para los conceptos anteriores.

A partir del volumen de los distintos elementos que integran el azud: cuerpo de presa, pantalla, estribos y muros cajeros, y teniendo en cuenta los precios unitarios de los distintos tipos de hormigón, se determinará el coste, siendo su valor:

 Cuerpo de presa y estribos

$$CO_{pe} = (HCP + HET) * C_{HLA} * FRCPET$$

Ecuación 57 Coste cuerpo de presa y estribos

Donde:

CO_{pe}= Coste del cuerpo de presa y de los estribos. (€)

HCP = Volumen de hormigón en cuerpo de presa (m³)

HET = Volumen de hormigón ligeramente armado en estribos (m³)

CHLA= Precio de m³ hormigón ligeramente armado. (€/m³)

FRCPET= % a reparar en cuerpo de presa y estribos.

 Pantalla

$$CO_{pa} = HPA * (C_{HA} + 1.5 * M * C_{EG}) * FRPA$$

Ecuación 58 Coste pantalla

Donde:

- CO_{pa}= Coste de pantalla. (€)
- HPA = Volumen de hormigón en pantalla (€/m³)
- C_{EG}= Precio de excavación de pantalla en granito. (€/m³)
- M = Parámetro indicador del tipo de material a excavar, se elegirá 1 para el granito, 0.75 para materiales más blandos y 1.25 para materiales más duros.
- C_{HA}= Precio de m³ Hormigón armado. (€/m³)
- FRPA = % a reparar en cuerpo de presa y estribos.

 Muros cajeros

$$CO_{mc} = HMC * C_{HMA} * FRMC$$

Ecuación 59 Coste muros cajeros

donde:

- CO_{mc} = Coste de muros cajeros. (€)
- HMC = Volumen de hormigón en muros cajeros (m^3)
- C_{HMA} = Precio de m^3 Hormigón muy armado. (€/m³)
- $FRMC$ = % a reparar en muros cajeros.

El coste total del azud (CO_{azud}), se obtendrá sumando las ecuaciones anteriores:

$$CO_{azud} = CO_{pe} + CO_{pa} + CO_{mc}$$

Ecuación 60 Coste total del azud

Una forma aproximada de determinar los volúmenes de hormigón de HCP, HPT, HET Y HMC, será mediante la expresión siguiente, a partir de las dimensiones de la figura:

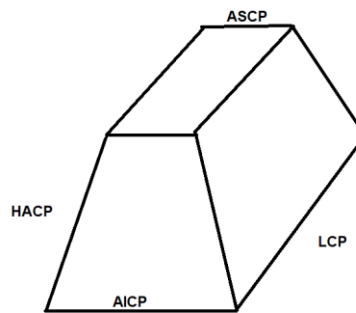


Ilustración 64 Medidas azud (Elaboración propia)

$$HAZUD = HCP + HPT + HET + HMC = \left(\frac{AICP + ASCP}{2} * HACP \right) * LCP$$

Ecuación 61 Volumen de hormigón del azud

- LCP = Longitud del cuerpo de presa (m)
- $ASCP$ = Grosor superior (m)
- $AICP$ = Grosor inferior (m)
- $HACP$ = Altura del azud (m)

9.1.4. Toma

Es el punto donde se capta el agua del río y es derivada hacia la conducción. Los elementos que componen la toma son la estructura de hormigón, la reja y las compuertas de control.

Normalmente, en la toma, el elemento que se encuentra en mejor estado de conservación es la estructura de hormigón, sin embargo, la reja y compuertas serán necesario sustituirlas en la mayoría de los casos, debido a que los materiales constructivos utilizados habitualmente son: madera, hierro y acero, y con el paso del tiempo se deterioran de forma elevada. No se recomienda la reparación parcial, sino que es más eficaz la sustitución total.

 Estructura de la toma:

El coste de la estructura de la toma se puede calcular utilizando la expresión:

$$CO_{et} = HET * C_{HLA} * FRET$$

Ecuación 62 Coste de la estructura de la toma

donde:

- CO_{et} = Coste del hormigón de la estructura de la toma (€)
- HET = Hormigón de la toma (m^3)
- C_{HLA} = Precio de m^3 hormigón ligeramente armado. (€/m³)
- $FRET$ = % a reparar en la estructura de la toma.

Si no se puede determinar el volumen de la toma, a partir de los valores LET, AET, GET, (equivalente a un prisma hueco de dimensiones LET, AET, GET y de espesor 0,3 m.), se podrá utilizar la expresión aproximada:

$$HET = LET * AET * GET - ((AET - 0.6) * (GET - 0.6))$$

Ecuación 63 Volumen de hormigón de la estructura de la toma

 Rejilla:

$$CO_{ret} = SRET * C_{RE} * FRRET$$

Ecuación 64 Coste de las rejillas

donde:

- CO_{re} = Coste de la reja. (€)
- SRE = Superficie de Reja (m^2)
- C_{RE} = Precio de reja por m^2 (€/m²)
- $FRRE$ = % a reparar de rejilla de la cámara de toma.

 Compuerta:

$$CO_{cp} = SCP * C_{CP} * FRCP$$

Ecuación 65 coste de la compuerta

donde:

- CO_{cp} = Coste de la compuerta. (€)
- SCP = Superficie de compuerta (m^2)
- C_{CP} = Precio m^2 de compuerta. (€/m²)
- $FRCP$ = % a reparar en la compuerta.

El coste total de la toma será la suma de todos los conceptos anteriores:

$$CO_{TOMA} = CO_{et} + CO_{ret} + CO_{cp}$$

Ecuación 66 Coste de la toma

9.1.5. Desarenador

Normalmente este elemento no se tiene en cuenta en las minicentrales hidroeléctricas. De forma general las dimensiones para el desarenador de centrales hidroeléctricas viene dado por su caudal de la siguiente forma:

Tabla 36 Dimensiones del cuerpo del desarenador

Caudal [m³/s]	Dimensiones [m]				Ht [m]
	Mínimas		Recomendadas		
	Bd	Ld	Bd	Ld	
0,10<Q<0,70	2,0	4,0	3,0	5,0	0,5
0,80<Q<1,60	3,0	4,5	3,5	6,0	0,6
1,70<Q<3,00	3,5	5,0	4,0	7,0	0,7
3,10<Q<6,50	7,0	4,0	11,5	5,0	0,9
6,60<Q<10,00	8,0	5,0	15,0	6,5	1,1
10,1<Q<13,50	9,5	6,0	16,5	7,5	1,3
13,6<Q<17,0	11,0	7,0	18,0	8,0	1,5
17,1<Q<20,0	12,0	8,0	21,0	9,0	1,7

El diámetro del desarenador (d) normalmente se diseña según el salto, siendo:

Tabla 37 Diámetro máximo partícula desarenador

H [m]	d [mm]
100-200	0,6
200-300	0,5
300-500	0,3
500-1000	0,1

El coste del desarenador vendrá dado por la siguiente expresión:

$$CO_{des} = HDES * C_{HLA} * FRDES$$

Ecuación 67 Coste desarenador

donde:

- CO_{des} = Coste del hormigón de la estructura del desarenador. (€)
- $HDES$ = Hormigón del desarenador (m³).
- C_{HLA} = Precio de m3 hormigón ligeramente armado. (€/m³)
- $FRDES$ = % a reparar en la estructura del desarenador.

(Salud, 2005)

9.1.6. Conducción

El caudal derivado debe de ser conducido hasta la cámara de carga. Este proceso se puede realizar a través de un canal a cielo abierto, un canal enterrado, una conducción de presión o a través de un túnel.

Actualmente la tendencia en el diseño de este tipo de instalaciones es la utilización de conducciones cerradas, normalmente mediante conducción forzada, para abaratar los costes de instalación, así como para reducir los costes de mantenimiento (limpieza y posibles desprendimientos). En la rehabilitación de minicentrales es usual utilizar el canal original de hormigón o tierra e instalar dentro de él una conducción forzada.

El coste de la conducción vendrá dado por uno de estos tres costes, canal, túnel o conducción forzada, o por una combinación de ellos según de que todo esté construido el tramo de la toma a la cámara de carga, siendo su coste:

$$CO_{co} = CO_{cn} + CO_{tu} + CO_{cf}$$

Ecuación 68 Coste conducción

9.1.6.1. Canal

En general, la conducción se hace a cielo abierto siguiendo las líneas de nivel y con una ligera pendiente (0,5 por mil). Normalmente el material utilizado es hormigón. El coste se calculará mediante la determinación del hormigón necesario, a partir de la sección mojada del canal, teniendo además en cuenta un factor de accesibilidad.

En pequeños aprovechamientos de montaña solo se utilizan canales revestidos o, más frecuentemente aun, canales construidos en hormigón armado. Dadas las exigencias medioambientales, que con frecuencia obligan a cubrir los canales, estos se construyen de sección transversal rectangular, para disminuir la luz de las losas que los recubren.

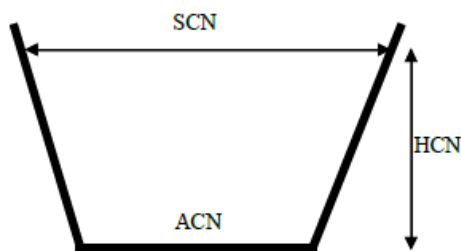


Ilustración 65 Sección canal, medidas

El coste del canal vendrá dado por la siguiente expresión:

$$CO_{cn} = 0,2 \cdot \left[2 \cdot \sqrt{\frac{(SCN - ACN)^2}{4 + HCN^2}} + ACN \right] \cdot (c_{HLA} + c_{PC}) \cdot K_a \cdot LCN \cdot FRCN$$

Ecuación 69 Coste del canal

Donde:

- CO_{cn} = Coste del canal (€)
- LCN = Longitud del canal (m)
- HCN = Altura del canal (m)
- ACN = Ancho del canal, en la base. (m)
- SCN = Ancho del canal, en la superficie. (m)
- C_{PC} = Precio de metro lineal preparación canal o túnel para reparación. (€/m)
- K_a = Parámetro de accesibilidad, con valor:

Tabla 38 Parámetro de accesibilidad del canal

PARÁMETRO DE ACCESIBILIDAD (K_a)	
Facilmente accesible	1
Dificultad media	1,5
Alta dificultad	2

$FRCN$ = % a reparar en el canal.

Si las dimensiones del canal no pudieran medirse o se tratara de un canal de nueva construcción, no podríamos calcular este coste. Para ello se han desarrollado unas ecuaciones, Para su cálculo se han limitado las pérdidas del

canal a un 5 por mil y se ha considerado una velocidad media de 0,5 m/s. El resultado es el siguiente:

$$ACN = 1,416 \cdot \sqrt{\frac{Q}{0,5}}$$

Ecuación 70 Ancho

$$HCN = 0,708$$

Ecuación 71 Alto del canal

9.1.6.2. Túnel

Para la determinación del coste del túnel, será similar al de un canal abierto en el que se incluye además el coste de la cúpula del túnel. Se calcula su coste según la siguiente expresión:

$$CO_{tu} = 0.25 * (1.57 * DTU + 2 * HTU) * (C_{HLA} + C_{PT}) * LTU * FRTU$$

Ecuación 72 Coste del túnel

donde:

- CO_{tu} = Coste del túnel (€)
- LTU = Longitud del túnel (m).
- DTU = Diámetro de la cúpula del túnel. (m)
- HTU = Altura total del túnel. (m)
- C_{PT} = Precio de metro lineal preparación túnel para reparación. (€/m)
- $FRTU$ = % a reparar en el túnel.

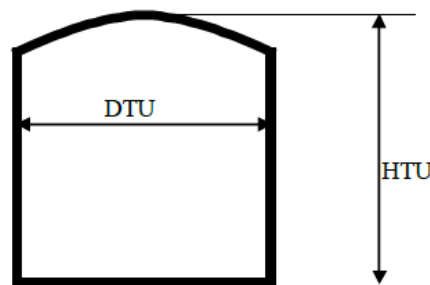


Ilustración 66 Sección túnel, medidas

9.1.6.3. Conducción forzada

Si la tubería tiene un diámetro reducido se puede instalar, extendiéndola simplemente sobre el terreno y siguiendo su pendiente, con un mínimo recubrimiento de tierra para su aislamiento. Estas tuberías no necesitan ni bloques de anclaje, ni juntas de dilatación. En los casos que el canal original lo permita, se podrá alojar una tubería forzada en su interior y recubrirla posteriormente de tierra.

El coste de la conducción forzada se calcula por medio de la expresión:

$$CO_{cf} = (0.110113 + 0.000221259 * DCF + 0.000331585 * DCF^2) * LCF * FRCF$$

Ecuación 73 Coste de la conducción forzada

donde:

- CO_{CF} = Coste de conducción forzada. (€)
- LCF = Longitud de conducción (m).
- DCF = Diámetro de la conducción (m).
- FRCF = % a reparar en conducción forzada, normalmente es 100% porque no existe.

El diámetro de la tubería se puede determinar con la expresión siguiente:

$$DCF = 1.478 * Q^{0.375}$$

Ecuación 74 Diámetro de la conducción forzada

9.1.7. Cámara de carga

Para el diseño de la cámara de carga se seguirá la metodología desarrollada por INTECSA para UNESA S.A en el “Informe de diseños tipo aplicables a estudios de identificación y evaluación de pequeñas centrales hidroeléctricas”. El diseño de la cámara de carga es difícil de tipificar ya que, por las características topográficas y geológicas del emplazamiento, tanto en lo que

se refiere a su forma general como lo que respecta a la disposición de aliviadero y otros elementos, es muy diverso. No obstante, se puede obtener un diseño y presupuesto aproximado de la obra a realizar asimilando éste a un paralelepípedo cuyo volumen y dimensiones se fijarán a partir del caudal de diseño y de las características de la conducción.

Dado el carácter fluyente de los aprovechamientos, el papel de la cámara de carga no será regulador, si no destinado a absorber temporalmente pequeños desajustes entre el caudal aportado por el canal y el demandado por las turbinas.

9.1.7.1. Dimensionado de la cámara de carga

Las dimensiones de la cámara de carga vendrán dadas en función de las del canal atendiendo a la siguiente relación:

$$ACC = 2 * SCN$$

Ecuación 75 Ancho de la cámara de carga

$$HCC = 2 * HCN$$

Ecuación 76 Alto de la cámara de carga

$$LCC = \left(\frac{180 * Q}{4 * ACC * HCC} \right)$$

Ecuación 77 Largo de la cámara de carga

El grosor de los muros, para soportar la presión hidrostática, tendrán el siguiente valor mínimo:

$$e_{mc} = 0.06 * HCC^{\frac{3}{2}}$$

Ecuación 78 Espesor de los muros de hormigón de la cámara de carga

Estas dimensiones son las mínimas, se recomienda, que si existe una cámara de carga en el emplazamiento, se repare y se use dado que normalmente las cámaras de carga existentes son de mayor tamaño.

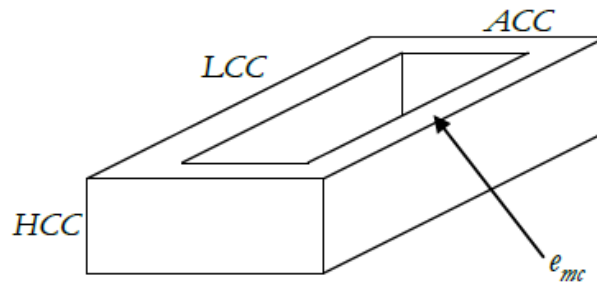


Ilustración 67 Medidas cámara de carga

9.1.7.2. Costes de la cámara de carga

🏗 Estructura

Con las dimensiones de la cámara de carga: LCC, ACC, HCC y e_{mc} el coste de la estructura de la misma se puede determinar por medio de la expresión:

$$CO_{ECC} = ((ACC + 2 * e_{mc})(HCC + 0.3)(LCC + 2 * e_{mc}) - (ACC * LCC * HCC))C_{HMA} * FRCC$$

Ecuación 79 Coste de la estructura de la cámara de carga

donde:

- CO_{ECC} = Coste de la estructura de la cámara de carga (€)
- ACC= Anchura interior de la cámara de carga (m)
- HCC= Altura interior de la cámara de carga (m)
- LCC= Longitud interior de la cámara de carga (m)
- e_{mc} = Espesor de los muros de la cámara de carga (m).
- C_{HMA} = Precio del hormigón muy armado. (€/m³)
- FRCC = % a reparar en cámara de carga.

Si la estructura de la cámara de carga fuese de ladrillo, se puede emplear la expresión anterior cambiando el precio unitario de hormigón (C_{HMA}) por el precio unitario de m³ de fábrica de ladrillo (C_{FL}).

Además del coste de la obra civil en la cámara de carga se deberán incluir otros elementos como son la reja, limpiarrejas y compuertas de control de flujo y drenaje, cuyos costes serán:

Reja

$$CO_{rec} = SREC * C_{RE} * FRREC$$

Ecuación 80 Coste rejas

donde:

- CO_{rec} = Coste de la reja de la cámara de carga. (€)
- $SREC$ = Superficie de reja de la cámara de carga. (m²)
- C_{RE} = coste de reja (€/m²).
- $FRREC$ = % a reparar en la reja de la cámara de carga.

Limpiarrejas

$$CO_{lrj} = SRJC * CLR * C_{LRJ} * FRLRJ$$

Ecuación 81 Coste limpiarrejas

donde:

- CO_{lrj} = Coste del limpiarrejas de la cámara de carga. (€)
- CRL =Coeficiente que dependerá del sistema de transmisión del limpiarrejas. Tendrá el valor de 1 si es de tipo rotatorio y 1,8 si es hidráulico.
- C_{LRJ} = Coste de limpiarrejas (€/m²).
- $FRLRJ$ = % a reparar en el limpiarrejas de la cámara de carga.

Compuerta

$$CO_{cpc} = SCPT * C_{CP} * FRCPT$$

Ecuación 82 Coste compuerta

donde:

- CO_{cpc} = Coste de la compuerta de la cámara de carga (€).

- SCPT = Superficie de compuerta (m²)
- C_{CP} = Precio m² de compuerta. (€/m²)
- FRCPT = % a reparar en la compuerta de la cámara de carga.

El coste total de la cámara de carga (CO_{cc}) será:

$$CO_{cc} = CO_{ecc} + CO_{rec} + CO_{lrj} + CO_{cpc}$$

Ecuación 83 Coste total cámara de carga

(IRENA, 2020)

9.1.8. Tubería forzada

9.1.8.1. Dimensionado de la tubería forzada

El diámetro, a partir de las pérdidas, e acuerdo con la recomendación de la ESHA, se calcula como:

$$D = \left(\frac{10.3 * n^2 * Q^2 * L}{h_t} \right)^{0.1875}$$

Ecuación 84 Diámetro de la tubería forzada a partir de las pérdidas

Sin embargo, si se desean limitar las pérdidas al 4% primero se ha de dimensionar el diámetro; así es como se dimensiona la tubería en la herramienta; para ello se utiliza la siguiente ecuación:

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

Ecuación 85 Diámetro de la tubería forzada limitando las pérdidas al 4%

El coeficiente de Manning depende del tipo de material utilizado en la tubería, como podemos ver a continuación:

Tabla 39 Coeficiente de Manning de la tubería forzada

COEFICIENTE DE RUGOSIDAD n DE MANNING TUBERÍA	
Tubería de acero soldado	0,012
Tubería de polietileno PE	0,009
Tubería de PVC	0,009
Tubería de Uralita	0,011
Tubería de hierro ductil	0,015
Tubería de hierro fundido	0,014
Tubería de duelas de madera creosotadas	0,012
Tubería de Hormigon colado in situ	0,014

Por último, se ha de calcular el espesor mínimo de la tubería que para el caso de las tuberías de acero utilizadas en las tuberías forzadas a presión es:

$$ETF = e = \frac{P_1 * D}{2 * \sigma_f * k_f} + e_s$$

Ecuación 86 Espesor de la tubería forzada

donde:

- D = Diámetro interior (m)
- e_s : Sobreepesor para tener en cuenta la corrosión (1mm)
- σ_f = Resistencia tracción (KN/mm²) (1400 para el acero)
- P_1 = Presión hidrostática (KN/m)

Se calcula cómo:

$$P_1 = 1.3 * 9.81 * Hb$$

Ecuación 87 Presión hidrostática sobredimensionada para golpes de ariete

- k_f =1 tubos sin soldar y 0.9 para tubos soldados y radiografiados

Sustituyendo en la ecuación 86 la 87 anterior se obtendrá el valor del espesor mínimo que deberá tener la tubería:

$$e_{min} = 2.7134 * 10^{-5} * Hb * DTF$$

Ecuación 88 Espesor mínimo de la tubería forzada de acero

Si lo único que conocemos es la potencia y el salto, y no sabemos las perdidas, la longitud, el coeficiente de Manning del material instalado, ni el caudal; podemos calcular un diámetro y espesor mínimo de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$D = 0.52 * H^{-\frac{1}{7}} * \left(\frac{P}{H}\right)^{\frac{3}{7}}$$

Ecuación 89 Diámetro de la tubería forzada a partir del salto y la potencia

$$ETF = e = 4.55 * 10^{-8} * H * D + 0.001$$

Ecuación 90 Espesor de la tubería forzada

Para garantizar deterioros en el transporte y montaje se adoptará un espesor mínimo de 6 mm, incrementando el espesor en 1 milímetro para compensar la corrosión. De acuerdo con la recomendación de ESHA y ASME. (ESHA, 2006)

9.1.8.2. Coste de la tubería forzada

Una vez conocidos los valores de diámetro y espesor pasamos a calcular la inversión inicial al realizar en tubería forzada de acero. Los valores pueden venir de la tubería que ya se encuentra instalada, si es factible repararla, o del dimensionado anterior para los parámetros de la central, sea cual sea el caso, se ha de dimensionar para comprobar que cumple con los mínimos. Se tendrá en cuenta:

Coste del acero de la tubería, incluido costos adicionales de juntas y soportes. (€/kg)

Costes de instalación de tubería (Cins). Para ello se podrá utilizar la expresión desarrollada por el Grupo de Ingeniería de “*Thematic Network on Small Hydropower*”, en la cual se ha tenido en cuenta la pendiente de la tubería para determinar los costes.

Tabla 40 Costes de instalación de la tubería forzada

Costes de instalación de tubería (por metro lineal) (Cins) (€/m)	
Pendiente ≤ 10%	Pendiente >10%
250+175·D	500+175·D

$$CO_{TF} = (3.185 * 10^4 * C_{ACERO} * ETF * DTF + C_{ins}) * LTF * FRTF$$

Ecuación 91 Coste de la tubería forzada

donde:

- CO_{TF} = Coste total de la tubería de acero (€)
- C_{ACERO} = Coste de acero de tubería (€/kg)
- ETF = Espesor (m)
- DTF = Diámetro óptimo (m)
- C_{ins} = coste de instalación de tubería (€/m)
- LTF = Longitud de la tubería forzada (m)
- $FRTF$ = % a reparar de tubería forzada de acero.

Existe otro método para determinar el coste de la tubería forzada, más recomendado en caso de obra nueva o de completa sustitución de la tubería por imposibilidad de rehabilitación. Para proceder en esta forma lo primero que debemos conocer es el volumen de material necesario para la construcción de la tubería, procederemos así:

Primero calculamos el radio interno y el externo a partir del diámetro necesario para la conducción:

$$r_{int} = \frac{DTF}{2}$$

Ecuación 92 Radio interior tubería

$$R_{ext} = r_{int} + ETF$$

Ecuación 93 Radio exterior tubería

Una vez tengamos los radios calculamos el volumen:

$$V_{TF} = \pi * (R_{ext} - r_{int})^2 * LTF$$

Ecuación 94 Volumen de la tubería forzada

Con el volumen se obtiene la masa:

$$m_{tf} = V_{TF} * \rho_{ACERO}$$

Ecuación 95 Masa de la tubería forzada

Siendo: $\rho_{ACERO} = 7850 \text{ kg/m}^3$

A partir de la masa obtenemos el coste:

$$CO_{TF} = m_{TF} * C_{ACERO} + C_{INS} * LTF$$

Ecuación 96 Coste tubería forzada obra nueva, reemplazamiento

Siendo:

r_{int} = Radio interior de la tubería (m).

R_{ext} = Radio exterior de la tubería (m).

V_{TF} = Volumen de material de la tubería (m³).

m_{tf} = Masa de la tubería (kg).

9.2. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA

9.2.1. Equipamiento electromecánico

Dentro del coste del Equipamiento Electromecánico se incluye el coste de la turbina, alternador, válvula automática, aspiración y elementos neumáticos de regulación. Las ecuaciones utilizadas han sido desarrolladas a partir de “*Cost determination of the electromechanical equipment of a small hydropower plant*”, para ello se ha partido de las ecuaciones descritas en el artículo y se han modificado para que los costes sean los aplicables al año 2022. (Ogayar, B. & Vidal, P. G., Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant) Las ecuaciones desarrolladas son las siguientes:

Tabla 41 Coste del equipamiento electromecánico

COSTE EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO (€)	
Pelton	$22027 \cdot P^{0,635275} \cdot H^{-0,281735}$
Francis	$31994 \cdot P^{0,439865} \cdot H^{-0,127243}$
Kaplan	$38839 \cdot P^{0,41662} \cdot H^{-0,113901}$
Flujo cruzado	$24230 \cdot P^{0,635275} \cdot H^{-0,281735}$
Turgo	$26433 \cdot P^{0,635275} \cdot H^{-0,281735}$

Siendo:

P= Potencia (kW)

H= Salto Neto (m)

9.2.2. Protecciones, regulación y control

Los costes correspondientes a la protección del alternador, turbina y transformador, sistemas de regulación de la central, así como su automatización contemplan los siguientes conceptos:

- ✚ Cuadro de generación: el cual incluye el interruptor automático, los transformadores de intensidad y tensión necesarios, así como disyuntores.
- ✚ Control y protecciones: autómata programable, panel gráfico, unidad de protección, analizador de parámetros eléctricos, elementos de campo. Unidad de sincronismo.
- ✚ Conexionado, puesta en servicio y ensayos de explotación.
- ✚ Telegestión.

Como tienen similares características, se han agrupado en cuatro tramos de potencia, produciéndose un reparto de costes para cada tramo, de acuerdo con la gráfica siguiente:

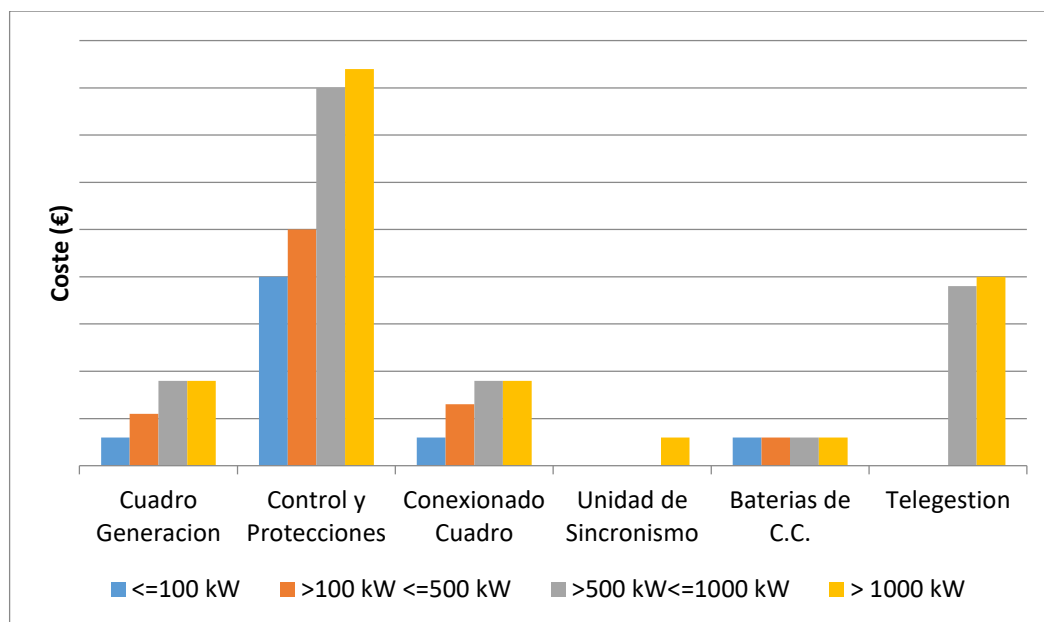


Ilustración 68 Proporción de costes partidas protecciones regulación y control

Por tanto, para cada tramo de potencia se considerarán los siguientes costes de protecciones, regulación y control:

Tabla 42 Coste de protecciones regulación y control

POTENCIA	Coste de Protecciones, regulación y control (€)
≤ 100 kW	36.105,00 €
>100 y ≤ 500 kW	49.800,00 €
>500 kW y ≤ 1000 kW	99.600,00 €
>1000 kW	107.070,00 €

Los costes de estos elementos también han sido actualizados al año 2022, teniendo en cuenta el aumento de precios para este año y las protecciones, regulación y control necesarios para las centrales minihidráulicas.

9.2.3. Conexión a la red eléctrica

Para la determinación de los costes del centro de transformación y protecciones de conexión a red se establecerán dos bloques:

Costes fijos, que dependerán solo de la tensión nominal de la red. Estos costes incluirán:

- ✚ Equipos de medida.
- ✚ Celdas de alta tensión.
- ✚ Unidades de protección a red.
- ✚ Sistema de protección del transformador.

Costes variables, serán los que dependen de potencia de la instalación, es decir, los correspondientes al transformador de potencia y batería de condensadores a conectar (en su caso).

El coste de conexión a la red quedara definido por las siguientes expresiones:

Potencia ≤ 100 kW

Tabla 43 Costes de conexión a red Potencia ≤ 100 kW

COSTE(€)	
Vn=400	$1,245 * (4500 + (0,0121P^2 + 22,911P + 343,64))$

Potencia > 100 kW y ≤ 1000 kW

Tabla 44 Costes de conexión a red Potencia > 100 kW y ≤ 1000 kW

COSTE(€)	
Vn=24kV	$1,245 * (49.887 + (0,0121P^2 + 22,911P + 343,64) + (4043,2 \ln(S) - 15.794))$
Vn=36kV	$1,245 * (62.549 + (0,0121P^2 + 22,911P + 343,64) + (4043,2 \ln(S) - 15.794))$

Potencia > 1000 kW

Tabla 45 Costes de conexión a red Potencia > 1000 kW

COSTE(€)	
Vn=24kV	$1,245 * (49.887 + (4043,2 \ln(S) - 15.794))$
Vn=36kV	$1,245 * (62.549 + (4043,2 \ln(S) - 15.794))$

Siendo S la potencia del transformador y P la potencia del generador. La potencia del transformador vendrá definida por la norma aplicable y será uno de estos valores:

Tabla 46 Potencias normalizadas transformadores

POTENCIAS NORMALIZADAS TRANSFORMADORES	
50	(kVA)
100	(kVA)
160	(kVA)
250	(kVA)
315	(kVA)
400	(kVA)
500	(kVA)
630	(kVA)
800	(kVA)
1000	(kVA)
1250	(kVA)
1600	(kVA)
2000	(kVA)
2500	(kVA)

Los costes resultantes de la conexión a la red están multiplicados por 1,245 debido a la actualización de rentas entre el año que se propusieron las ecuaciones, 2008, y el año en curso, 2022.

9.2.4. Línea eléctrica

La línea eléctrica será necesaria para efectuar el transporte de la energía B.T. o en A.T. hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución. La longitud de línea incidirá, de forma importante, en la viabilidad o no del proyecto.

Dependiendo de la potencia se utilizarán dos tipos de líneas:

9.2.4.1. Línea de B.T.

Se utilizará en potencias inferiores a 100 kW. La tensión de transporte será en B.T., por lo que la línea estará formada por conductores de cobre o aluminio con aislamiento 0,6/1 kV.

El coste dependerá de la sección del conductor, así como del tipo de instalación (subterránea o aérea). Estos costes serán los mostrados en las tablas siguientes:

Tabla 47 Coste en € por km de línea aérea o subterránea de B.T.

Líneas Aéreas BT	50 mm2	95mm2	150 mm2	
Km trenzado sobre fachada	9.412,20 €	11.046,89 €	13.072,50 €	
Líneas Subterráneas BT	50 mm2	95mm2	150 mm2	240 mm2
Km 1 circuito	10.086,99 €	10.206,51 €	10.465,47 €	107.665,11 €
Km 2 circuitos	10.659,69 €	10.896,24 €	11.417,90 €	12.016,74 €
Km 3 circuitos	11.232,39 €	11.588,46 €	12.366,59 €	13.267,97 €
Km 3 circuitos	11.806,34 €	12.278,19 €	13.316,52 €	14.519,19 €

9.2.4.2. Línea de A.T.

Para potencias superiores a 100 kW el transporte se efectuará en M.T. Así mismo el conductor utilizable para el rango de utilización de las minicentrales será LA-56, con una disposición en simple circuito.

Para calcular el coste de la línea (obra civil e instalaciones) se partirá de un coste por km (CLKM), que incluya parte proporcional de apoyos, conductores, aisladores, así como otros elementos necesarios.

$$COSTE_{LINEA-A.T.} = C_{LINEA A.T.} * FA * FT * LL$$

Ecuación 97 Coste de la línea de A.T.

El coste de la línea estará afectado por tres factores:

- ✚ Longitud de la línea. (LL)
- ✚ Factor de accesibilidad para la instalación. (FA), que tomará los valores:

Tabla 48 Factor de accesibilidad línea A.T.

FA	
Facilmente accesible	1
Difuciltad de accesibilidad	1,25

- ✚ Factor de accidentabilidad del terreno (FT), dependerá de lo accidentado del terreno para la construcción de la línea eléctrica.:

Tabla 49 Factor de accidentabilidad del terreno línea A.T.

FT	
Terrenos llanos	1
Terrenos accidentados	1,3

En este coste estarán incluidos el suministro y transporte de los distintos elementos. Los costes de estos elementos también han sido actualizados al año 2022, teniendo en cuenta el aumento de precios para este año y las características de las líneas utilizadas en este tipo de centrales.

Para la valoración del coste del equipamiento electromecánico, protecciones, regulación y control, conexión a red y línea eléctrica se ha tenido en cuenta el mayor salto neto de los dos analizados, rehabilitación y obra nueva. Dado que, si en un futuro se actualiza o sustituye algún elemento componente por rotura u otro motivo, de la instalación, el equipo eléctrico estará preparado y no deberá sufrir modificación alguna. Por tanto, el coste del equipamiento eléctrico será igual para cual sea de los casos de rehabilitación u obra nueva.

9.3. COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN

El coste total de los elementos componentes de una central de producción de energía minihidráulica, o una minicentral hidroeléctrica vendrá dado por la suma de cada uno de los componentes anteriormente descritos, de tal modo que:

$$COSTE_{CENTRAL} = COSTE_{OBRA-CIVIL} + COSTE_{EQUIPAMIENTO}$$

Ecuación 98 Coste total de la central

$$\begin{aligned} COSTE_{CENTRAL} = & COSTE_{EDIFICIO} + COSTE_{ACCESOS} + COSTE_{AZUD} + COSTE_{TOMA} \\ & + COSTE_{CONDUCCIÓN} + COSTE_{CAMARA-DE-CARGA} \\ & + COSTE_{TUBERÍA-FORZADA} + COSTE_{EQUIPAMIENTO-ELECTROMECAÁNICO} \\ & + COSTE_{PROTECCIONES} + COSTE_{CONEXIÓN-RED} + COSTE_{LINEA} \end{aligned}$$

Ecuación 99 Partidas del coste total de la central

9.4. ESTUDIO DE PRECIOS DE MATERIALES

Para el estudio de precios de los materiales y costes unitarios de construcción nos basaremos en diversas fuentes. En primer lugar, el m² de superficie de rehabilitación del edificio, esto viene dado por el Módulo Base de Colegio Oficial de Arquitectos, el precio de este módulo quedará afectado de las diversas partidas que integran una construcción de este tipo, para el año 2022 el módulo (MB) tiene un valor de 511€.

Los siguientes parámetros a valorar los costes unitarios de materiales de construcción como el hormigón ligeramente armado, armado y muy armado en m³. Los costes de excavación en granito, también en m³, estos costes han sido consultados con diversos constructores y empresas de construcción en el segundo trimestre del año 2022 en la zona de Andalucía oriental.

Otros componentes a considerar es el precio por unidad de superficie de rejas y compuerta. También se debe considerar el coste por metro lineal de preparación del canal o túnel. Otro parámetro a valorar es el coste del acero para la tubería forzada, este es un material que ha incrementado mucho su coste en los últimos años, no tanto el coste de la tubería de poliéster que, si bien no nos sirve para la tubería forzada, es posible usarla en sustitución del canal. Los costes de los elementos metálicos han sido consultados con distintos vendedores de materiales de acero y similar en el segundo trimestre del año 2022 en la zona de Andalucía oriental.

En cuanto al equipamiento electromecánico, se ha realizado es estudio de costes conforme se indica en el apartado 9.2.1.. Las protecciones, regulación y control, conexión a red y línea, según la potencia, han sido tomados los costes en (Ogayar, B., Vidal, P. G., & Hernandez, J. C., Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants, 2009), para ello se han actualizado los precios de los elementos conforme indica el INE para el año 2022, como se describe en el apartado anterior; dado que estos costes son del año 2008, los precios se han incrementado, según el INE un 24,5%.

Para los parámetros descritos anteriormente se ha construido una tabla con el coste unitario de cada uno de ellos:

Tabla 50 Costes unitarios materiales a 2022

TABLA DE COSTES 2022		
CONCEPTO	ACRÓNIMO	COSTE
m2 de construcción de edificio	MB	511,00 €
m3 de hormigón ligeramente armado	C_HLA	435,00 €
m3 de hormigón armado	C_HA	585,00 €
m3 de hormigón muy armado	C_HMA	650,00 €
m3 de excavación en pantalla de granito	C_EG	175,00 €
m2 de rejilla	C_RE	435,00 €
m2 de compuerta	C_CP	7.470,00 €
m lineal preparación canal	C_CN	32,00 €
m lineal preparación túnel	C_PT	62,00 €
kg. tubería de acero	C_ACERO	19,00 €
kg. tubería de poliéster	C_POLIÉSTER	18,00 €
km de línea eléctrica	C_LINEA A.T.	18.000,00 €
m lineal de camino de acceso	C_ACC	260,00 €

10. HERRAMIENTA

10.1. DESCRIPCIÓN E INSTRUCCIONES

Esta herramienta ha sido implementada en base a Microsoft Excel, para la guía de interfaz de usuario, con soporte de MATLAB para la realización de los cálculos pertinentes para el dimensionado de cada elemento, así como las pérdidas de carga en los elementos que correspondan y la valoración económica, siguiendo la metodología que se ha descrito a lo largo de todo este trabajo.

Lo primero que debemos hacer es abrir el documento de Excel con el nombre “MHTOOL”. Se nos muestra una portada, en la que tenemos la información acerca de la herramienta:



Ilustración 69 Portada herramienta MHTOOL

En esta ventana, como vemos, de arriba abajo y de izquierda a derecha, nos encontramos una imagen de la captación de la Cerrada del Utrero ocupando el margen izquierdo. Dentro del recuadro podemos ver el logo de la Escuela Politécnica Superior, que si lo pulsamos nos llevará a la página web de la misma, el título de la herramienta y el logo del departamento de Ingeniería Eléctrica, que del mismo modo al pulsarlo nos lleva a la página web.

Siguiendo hacia abajo, tenemos una breve descripción que nos indica que se trata de una herramienta para el dimensionado y valoración económica de los

elementos componentes de centrales minihidráulicas. En el centro nos encontramos cuatro botones, el primero, instrucciones, nos llevará a la pestaña dónde se encuentra detalladas las instrucciones de uso de la herramienta; en el medio nos encontramos un botón denominado datos, al pulsarlo se nos abre el espacio dónde encontraremos varias pestañas para introducir los datos de caudal y del informe de campo; en tercer lugar tenemos un botón llamado resultados, una vez introducidos los datos y ejecutemos el programa será ahí dónde podemos visualizar los resultados para el estudio hidráulico el dimensionado de los elementos componentes la valoración económica y el estudio energético. Por ultimo en el centro debajo de estos está el botón de calcular, cuando este se clique se abrirá un programa que realizará los cálculos pertinentes.

Las instrucciones que hay que seguir son las siguientes:

- 📁 Descomprimir el fichero .rar en el escritorio y abrir la carpeta que aparece, llamada "MHTOOL".
- 📁 Abrir el fichero Excel (.xlsx) llamado "MHTOOL" que se encuentra dentro de la carpeta.
- 📁 Clicar en el botón "DATOS".
- 📁 Dentro de "CAUDAL": Introducir los datos de caudal para varios años ordenados por años hidrológicos.



- 📁 Los días en los que no haya registro de caudal se puede indicar con un "-100" como hace el CEDEX, o simplemente eliminando ese día.
- 📁 Clicar en el botón "INTRODUCCIÓN DATOS".



- ✚ Dentro de "INTRODUCCIÓN DATOS": Introducir los datos que se solicitan, debemos de tener a mano el informe de campo.
- ✚ En la pestaña "INTRODUCCIÓN DATOS" si hay algún parámetro que no se aplica o que desconocemos, lo dejaremos en blanco en el caso de dimensiones y 1 en caso de rendimientos.
- ✚ Para los parámetros que se introducen desde las tablas podemos clicar en el botón "TABLAS", donde encontraremos a que corresponde cada valor.



- ✚ Debemos seleccionar la turbina, si nos equivocamos al elegirla, se tiene la opción de cambiar el tipo de turbina y volver a calcular.
- ✚ Una vez nos aseguremos que hemos introducido todos los datos correctamente, guardaremos el documento Excel y lo cerraremos.
- ✚ Volveremos a la portada y pulsaremos calcular, debemos guardar el Excel y cerrarlo antes de calcular, tal y como nos indica, pulsamos realizar cálculo y cuando indique que ha terminado volveremos a abrir el Excel.
- ✚ De vuelta en el Excel podemos ver los resultados.
- ✚ Volvemos a abrir el documento Excel y clicamos en la pestaña "RESULTADOS".



- ✚ Al abrirse, en el apartado "RESULTADOS" podemos ver el análisis completo de la central en diferentes pestañas:
 - Un estudio hidráulico que incluye la selección del año base, hidrograma, CCC y pérdidas de carga en los diferentes elementos para rehabilitación y para obra nueva.
 - El dimensionado para los elementos susceptibles de reemplazar, es decir, de obra nueva. Deberemos seleccionar

cuáles de los mismos preferimos rehabilitar y cuáles de obra nueva.

- Una valoración económica para los casos: rehabilitación, obra nueva y el caso elegido.
- Un resumen de los parámetros de potencia y energía, con el perfil de potencia de la instalación a lo largo del año y la energía generada, para el caso elegido, dado que algunos elementos repercuten en las pérdidas de carga.
- Una tabla con los parámetros de caudales medios diarios, aprovechables, turbinables; Potencias de la turbina y central, y energía generada, a diario, para el caso elegido, dado que algunos elementos repercuten en la potencia.

10.2. FUNCIONAMIENTO: INSTRUCCIONES

La herramienta funciona de la siguiente forma; el documento Excel es un archivo para que el usuario pueda introducir los datos de caudal y del informe de campo; y para que pueda visualizar los resultados que se explicarán a continuación en el apartado 10.4. El fichero Excel también realiza algunos cálculos de los que se han tratado en este trabajo, pero el grueso del cálculo, dimensionado y valoración recaen en un programa auxiliar diseñado específicamente con todas las variables y casos supuestos que se puedan dar para una central minihidráulica. El aspecto del programa, el cual debemos ejecutar con el fichero Excel cerrado una vez guardemos los datos introducido tiene el siguiente aspecto:

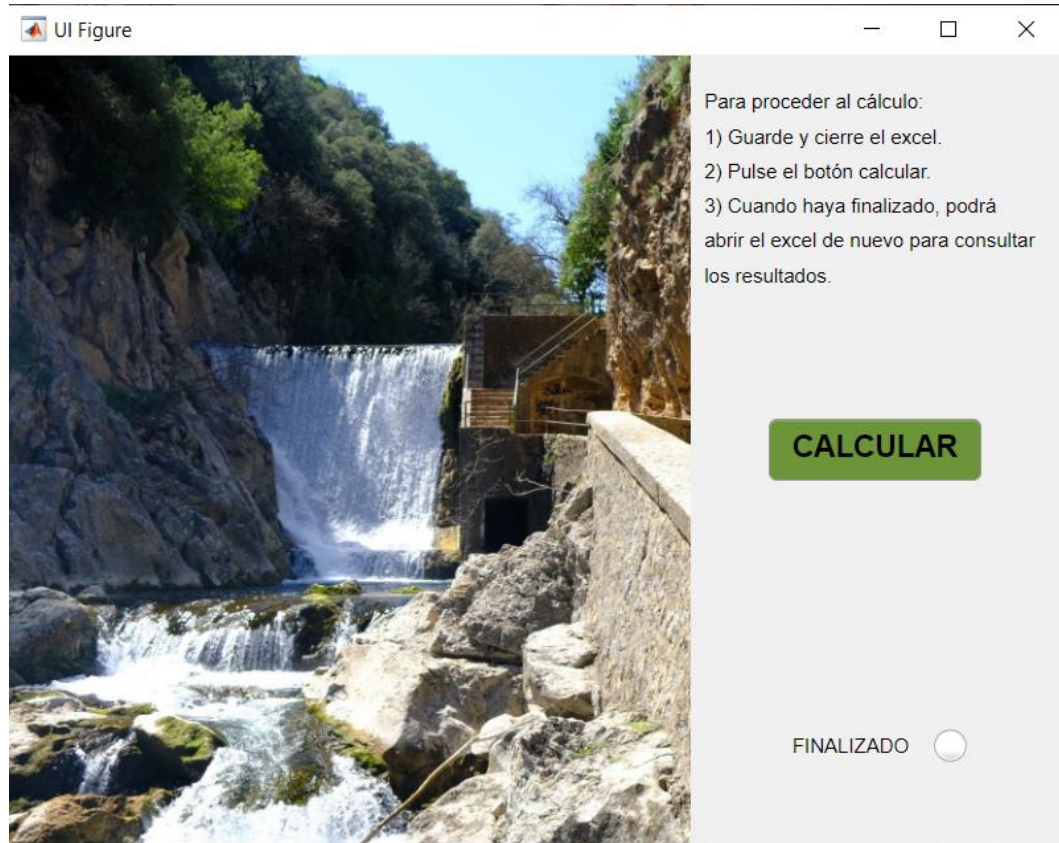


Ilustración 70 Herramienta de cálculo de MHTOOL

Este programa, internamente, realiza todos los cálculos con la metodología propuesta, el proceso es el siguiente:

1. Primero lee los datos de caudal y del informe de campo del Excel.
2. Se filtran los años que no lleguen al mínimo de días con datos especificados por año.
3. Se calculan los caudales medios de los años válidos y se elige el año base, siendo este el año con el caudal medio más próximo a la mediana.
4. Se calculan todos los caudales característicos como son el caudal ecológico, el aprovechable y el turbinable.
5. Se construye la CCC y se elige el caudal de diseño, Q_d , siendo este el Q_{100} .
6. Se calcula el índice de carga de la turbina para cada día conociendo el caudal de diseño, el turbinable y la función de rendimiento del tipo de turbina en cuestión.

7. Para el caso de la rehabilitación, se calculan las pérdidas de carga en los elementos de la central con las dimensiones especificadas en el informe.
8. Se realiza la valoración económica de rehabilitar la instalación.
9. Para obra nueva se dimensionan los elementos y, del mismo modo, se calculan las pérdidas de carga para los elementos con esas nuevas dimensiones y se realiza la valoración económica.
10. Por último, se vuelcan todos los resultados al Excel, donde se mostrarán en su pestaña y lugar correspondiente.
11. El cálculo de la potencia y la energía se lleva a cabo en el fichero Excel dado que, dependiendo de lo que se seleccione a rehabilitar u obra nueva, las pérdidas pueden verse afectadas, variando así la potencia y energía.

10.3. INTRODUCCIÓN DE DATOS

10.3.1. Caudales

Lo primero que debemos hacer es recopilar los datos de caudal de alguna de las fuentes de confianza para la zona en la que queremos realizar el estudio, cómo se ha recomendado anteriormente una muy buena opción es el CEDEX o el mapama. Una vez tengamos descargados los datos de caudal debemos ordenarlos en la pestaña “Datos” y seleccionamos “caudales”, introducimos los datos para los años hidrológicos tal y como nos muestra la herramienta, es decir, tenemos que ir introduciendo los datos desde el día 1 de octubre de cada año hasta el 30 de septiembre del año siguiente, conformando así un año hidrológico.

La herramienta nos permite introducir hasta un máximo de 50 años, datos más que suficientes para realizar un buen dimensionado del caudal, también podríamos introducir una menor cantidad de años. Debemos revisar que estos datos no contengan errores ni años con muy pocos datos, aunque posteriormente se aplicará un filtro en el que podremos seleccionar cuántos datos como mínimo queremos por año, la recomendación para realizar un

dimensionado correcto de una central minihidráulica es un mínimo de 300 datos de caudal medio diario por cada año hidrológico. Este filtro lo podremos introducir en la pestaña “INTRODUCCIÓN DATOS” como veremos posteriormente.

POSICIÓN		1	2	3	4	5
AÑO HIDROLÓGICO		1983/84	1984	1985	1986	1987
AÑO BISIESTO	AÑO NO BISIESTO	Q (m ³ /s)	Q (m ³ /s)	Q (m ³ /s)	Q (m ³ /s)	Q (m ³ /s)
01-oct	01-oct					
02-oct	02-oct					
03-oct	03-oct					
04-oct	04-oct					
05-oct	05-oct					
06-oct	06-oct					
07-oct	07-oct					
08-oct	08-oct					
09-oct	09-oct					
10-oct	10-oct					
11-oct	11-oct					
12-oct	12-oct					
13-oct	13-oct					
14-oct	14-oct					
15-oct	15-oct					
16-oct	16-oct					
17-oct	17-oct					
18-oct	18-oct					
19-oct	19-oct					
20-oct	20-oct					
21-oct	21-oct					
22-oct	22-oct					

Ilustración 71 Extracto de la zona de introducción de caudales

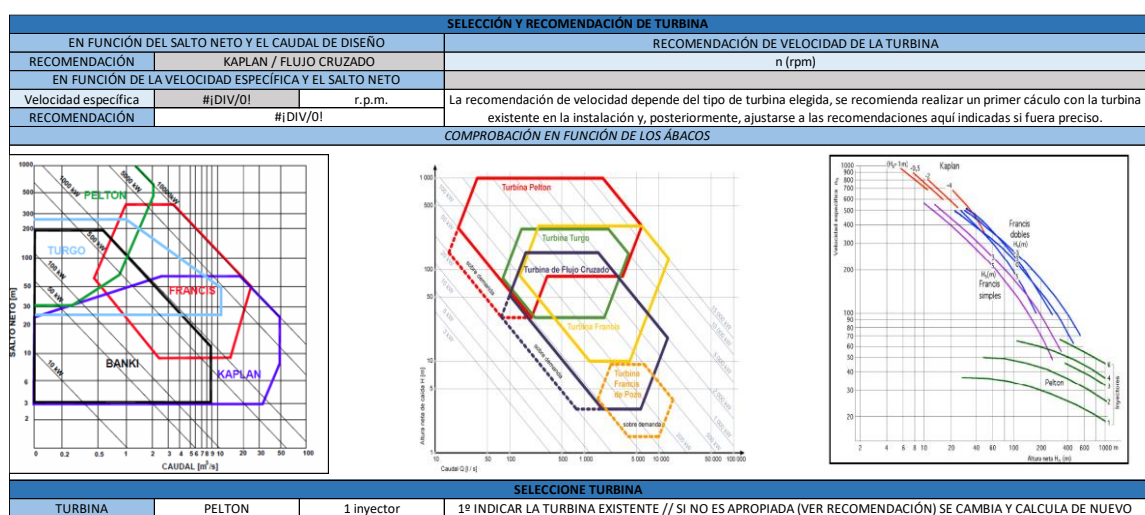
10.3.2. Datos de la central

El programa nos muestra recomendación de la turbina con respecto a los tres métodos que se describieron en el apartado. Para introducir los datos de la central debemos tener a mano el informe de campo realizado previamente, previamente será necesario visitar la instalación y tener a mano un documento donde poder anotar toda la información que se precisa, detallada a lo largo de este trabajo.

Lo primero que nos muestra esta pestaña es un recuadro donde nos aparece una recomendación de la turbina y deberemos seleccionar el tipo de turbina y sus características; las opciones que tenemos son: turbina Pelton, de

1, 2 o 4 inyectores, turbina Turgo, turbina Francis, de eje vertical o eje horizontal; turbina Kaplan, tubular en ese o de cámara espiral, y, por último, la turbina de flujo cruzado o Banki. Este recuadro nos muestra recomendación de la turbina con los tres métodos descritos en el capítulo 7 para la selección de la turbina, en función del salto y el caudal, en función de la velocidad específica, y una comprobación con ábacos.

Tabla 51 Recomendación y selección turbina



En la tabla principal podremos introducir el salto bruto medido, el caudal ecológico que nos requiere la confederación hidrográfica o la entidad reguladora, y el filtro para los días mínimos de registro de datos por año hidrológico, para la selección del año base. Siguiendo hacia abajo, tenemos datos generales de la central los cuales deberemos rellenar con respecto al recomendaciones de los fabricantes.

Tabla 52 Datos generales

ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
DATOS GENERALES			
Hb		(m)	Salto bruto, medido desde la captación hasta el rodete de la turbina
Qeco		(p.u.)	Caudal ecológico dejado en el río en proporción al caudal instantáneo
Días mínimo			Filtro para el mínimo de datos por año hidrológico
Tipo turbina	1		Tecnología de la turbina empleada (ver tabla para referencias) (código)
Subtipo turbina	1		Código del tipo de turbina para el cálculo
n		(r.p.m.)	Velocidad de giro del grupo turbogenerador
Q min tec turbina		(p.u.)	Mínimo técnico funcionamiento turbina, depende de la tecnología empleada
η nom turbina		(p.u.)	Rendimiento nominal de la turbina, dado por el fabricante
η multiplicador		(p.u.)	Rendimiento del multiplicador, solo en caso de uso
η alternador		(p.u.)	Rendimiento del alternador
η transformador		(p.u.)	Rendimiento del transformador
η línea		(p.u.)	Rendimiento de la línea, aplica según punto de frontera

En el grueso de la tabla nos encontramos los parámetros del informe campo para la obra civil, en el caso de accesos y edificio, lo primero son los accesos.

En este recuadro se pide rellenar la longitud de los accesos y los parámetros de los accesos, para rellenar estos valores deberemos ir a la pestaña tablas para consultarlos, también se pide el factor de reparación de los accesos. Más adelante podemos ver una tabla parecida para el caso del edificio, en ella procederemos de la misma forma; lo primero será introducir las dimensiones del edificio que se encuentra actualmente en el emplazamiento, así como los diferentes factores para el cálculo de factor de construcción y las diferentes partidas para calcular el factor de estado; éstos parámetros serán calculados automáticamente, las diferentes partidas del factor de construcción las podremos ver en “TABLAS”.

Tabla 53 Datos accesos y edificio

OBRA CIVIL - ACCESOS Y EDIFICIO			
ACCESOS			
LACC		(m)	Longitud total de los caminos de acceso
N1			Accidentalidad del terreno (Ver tabla)
N2			Situación del camino (Ver tabla)
N3			Tipo de calzada (Ver tabla)
FRACC		(p.u.)	Factor de reparación accesos
EDIFICIO			
LED		(m)	Longitud edificio
AED		(m)	Ancho edificio
HED		(m)	Altura edificio
SED	0	(m ²)	Superficie de la planta del edificio
FA			Accesibilidad (Ver tabla)
FL			Localización (Ver tabla)
FT			Tipología (Ver tabla)
FC			Calidad (Ver tabla)
FR			Recuperación (Ver tabla)
FCH			Catalogación histórica (Ver tabla)
FOC			Obras complementarias (Ver tabla)
FC	0	(p.u.)	Factor de construcción
T_DE		(p.u.)	Demoliciones (Ver tabla)
T_MT		(p.u.)	Movimiento tierras (Ver tabla)
T_CI		(p.u.)	Cimentación (Ver tabla)
T_ES		(p.u.)	Estructura (Ver tabla)
T_AL		(p.u.)	Albañilería (Ver tabla)
T_CU		(p.u.)	Cubierta (Ver tabla)
T_RE		(p.u.)	Revestimientos (Ver tabla)
T_CA		(p.u.)	Carpinterías (Ver tabla)
T_IN		(p.u.)	Instalaciones (Ver tabla)
FE	0	(p.u.)	Factor de estado

Más abajo tenemos los datos para la obra civil: equipamiento. Lo primero que nos encontramos es una tabla con una división entre las tres partes del azud. Para el cuerpo de presa y los estribos debemos ingresar la longitud del cuerpo de presa, el ancho superior e inferior, así como la altura; además se nos pide el volumen de hormigón, tanto de los estribos como del cuerpo de presa y el factor de reparación. Para la pantalla se pide el volumen de hormigón, el factor de reparación y el parámetro M de material a excavar, los valores de este parámetro se están en las tablas. Por último, dentro de azud, los encontramos los muros cajeros; en dónde se nos pide el volumen de hormigón y el factor de reparación

de los mismos. En gris, más abajo nos encontramos un cálculo del volumen de hormigón total del azud con los datos introducidos y el volumen de hormigón estimado según el método simplificado.

Tabla 54 Datos azud

OBRA CIVIL - EQUIPAMIENTO			
AZUD			
CUERPO DE PRESA Y ESTRIBOS			
LCP		(m)	Longitud del cuerpo de presa
ASCP		(m)	Grosor superior
AICP		(m)	Grosor inferior
HACP		(m)	Altura del azud
HET		(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado de los estribos
HCP		(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado del cuerpo de presa
FRCPET		(p.u.)	Factor de reparación azud: cuerpo de presa y estribos
PANTALLA			
HPA		(m ³)	Volumen de hormigón armado en pantalla
FRPA		(p.u.)	Factor de reparación pantalla
M			Parámetro del material a excavar (Ver tabla)
MUROS CAJEROS			
HMC		(m ³)	Volumen de hormigón muy armado en los muros cajeros
FRMC		(p.u.)	Factor de reparación muros cajeros
H TOTAL AZUD	0	(m ³)	Volumen total de hormigón del azud (suma de datos introducidos)
H AZUD	0	(m ³)	Volumen total de hormigón del azud (método simplificado)

Más abajo encontramos la toma, aquí podemos ingresar los parámetros de la estructura como son la longitud, el ancho y grosor, a partir de los cuales se calculará el volumen de hormigón, también se pide el factor de reparación de la estructura de la toma. Para la rejilla debemos introducir la longitud y el ancho de la rejilla; a partir de los cuales se calculará su superficie; el factor de reparación, el factor K de Kirchner de la rejilla, el factor k_1 de uso de limpiarrejas, el ángulo de la rejilla con la horizontal, el espesor de las barras y la separación entre ellas. Para la compuerta se nos pide su largo y ancho, para calcular su longitud, también deberemos introducir el factor de reparación de la compuerta.

Tabla 55 Datos toma

TOMA			
ESTRUCTURA			
LET		(m)	Longitud de la estructura de la toma
AET		(m)	Ancho de la estructura de la toma
GET		(m)	Grosor de la estructura de la toma
HET	0	(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado en la estructura de la toma
FRET		(p.u.)	Factor de reparación estructura de la toma
REJILLA			
LRET		(m)	Longitud de la rejilla
ARET		(m)	Ancho de la rejilla
SERT	0	(m ²)	Superficie de la rejilla
FRRET		(p.u.)	Factor de reparación de la rejilla de la toma
K RET			Factor de Kirchner de la rejilla (Ver tabla)
K1			Factor de uso de limpiarrejas (Ver tabla)
β RET		(°)	Ángulo de inclinación con la horizontal
t RET		(mm)	Espesor de las barras
b RET		(mm)	Separación de las barras
COMPUERTA			
LCP		(m)	Longitud de la compuerta
ACP		(m)	Ancho de la compuerta
SCP	0	(m ²)	Superficie de la compuerta
FRCP		(p.u.)	Factor de reparación de la compuerta de la toma

Para el caso de la conducción tenemos las opciones de canal y túnel, las cuales son complementarias, es decir, en una misma instalación podemos disponer de un tramo de canal y de otro tramo de túnel. Para el canal se piden sus medidas: la longitud, la altura, el ancho en la base y el ancho en la superficie; así como el factor de reparación y los coeficientes, tanto de Manning, como de accesibilidad del canal, los cuales podremos consultar en la pestaña tablas. Para el túnel tenemos los parámetros de dimensiones; que en este caso son la longitud del túnel, el diámetro de la cúpula del túnel, la altura del túnel; también introduciremos el factor de reparación y el coeficiente de Manning, de la misma forma que para el canal.

Tabla 56 Datos conducción: canal y túnel

CONDUCCIÓN			
CANAL			
LCN		(m)	Longitud del canal
HCN		(m)	Altura del canal
ACN		(m)	Ancho del canal base
SCN		(m)	Ancho del canal superficie
FRCN		(p.u.)	Factor de reparación del canal
n CN			Coeficiente de Manning del canal (Ver tabla)
Ka CN			Parámetro de accesibilidad del canal (Ver tabla)
TÚNEL			
LTU		(m)	Longitud del túnel
DTU		(m)	Diámetro de la cúpula del túnel
HTU		(m)	Altura del túnel
FRTU		(p.u.)	Factor de reparación del túnel
n TU			Coeficiente de Manning del túnel

Seguidamente, nos encontramos la cámara de carga, la cual se encuentra dividida en sus cuatro componentes principales que son la estructura, la reja, la compuerta y el limpiarrejas. Para la estructura se pide la longitud, el ancho, la altura, el espesor de los muros y el factor de reparación. Para la reja tenemos la longitud y el ancho, y, del mismo modo que para la reja de la toma, debemos introducir el factor de reparación, el factor de Kirchner, el factor de uso del limpiarrejas, el ángulo de inclinación de la reja y el espesor y separación de las barras. Para la compuerta se pide su largo y ancho, así como el factor de reparación. El último elemento de la cámara de carga es el limpiarrejas, para este se pide su superficie, el factor de reparación y el coeficiente en función del sistema de transmisión del mismo.

Tabla 57 Datos cámara de carga

CÁMARA DE CARGA			
ESTRUCTURA (CÁMARA DE CARGA)			
LCC		(m)	Longitud cámara de carga
ACC		(m)	Ancho cámara de carga
HCC		(m)	Altura cámara de carga
emc CC		(m)	Espesor de los muros cajeros de la cámara de carga
FRCC		(p.u.)	Factor de reparación de la estructura de la cámara de carga
REJA (CÁMARA DE CARGA)			
LREC		(m)	Longitud reja
AREC		(m)	Ancho reja
SREC	0	(m ²)	Superficie de la reja
FRREC		(p.u.)	Factor de reparación de la reja
KREC			Factor de Kirschner de la reja (Ver tabla)
K1REC			Factor de uso de limpiarejas (Ver tabla)
β REC		(°)	Ángulo de inclinación con la horizontal
t REC		(mm)	Espesor de las barras
b REC		(mm)	Separación de las barras
COMPUERTA (CÁMARA DE CARGA)			
LCPC		(m)	Longitud de la compuerta
ACPC		(m)	Ancho de la compuerta
SCPC	0	(m ²)	Superficie de la compuerta
FRCPC		(p.u.)	Factor de reparación de la compuerta de la toma
LIMPIAREJAS (CÁMARA DE CARGA)			
SLRC	,	(m ²)	Superficie del limpiarreas
FRLRC		(p.u.)	Factor de reparación del limpiarreas de la cámara de carga
CLR			Coefficiente que dependerá del sistema de transmisión del limpiarreas

A continuación de la cámara de carga nos encontramos la tubería forzada, para ella debemos introducir sus dimensiones: longitud, diámetro y espesor; además, del factor de reparación, el coeficiente de Manning y la pendiente del terreno en la que se encuentra ubicada la tubería forzada. El radio interior exterior, el volumen y la masa se calcula automáticamente.

Tabla 58 Datos tubería forzada

TUBERÍA FORZADA			
LTF		(m)	Longitud de la tubería forzada
DTF		(m)	Diámetro de la tubería forzada
ETF		(m)	Espesor de la tubería forzada
FRTF		(p.u.)	Factor de reparación de la tubería forzada
n TF			Coefficiente de Manning de la tubería forzada (Ver tabla)
PTF		(%)	Pendiente del terreno a ubicar la tubería forzada
RINT TF	0	(m)	Radio interior de la tubería forzada
REXT TF	0	(m)	Radio exterior de la tubería forzada
VTF	0,00	(m ³)	Volumen de la tubería forzada
m TF	0,00	(kg)	Masa de la tubería forzada

La siguiente tabla son los accesorios de la tubería forzada en donde nos encontramos contracción, expansión, codo de ángulo vivo, codo de ángulo circular de sección circular, codo de ángulo circular de sección rectangular, válvula de sección circular, válvula de sección rectangular, otras válvulas, y otro elemento. Para ellos se nos piden los diámetros, radios y factores dependientes de cada uno de los elementos, los cuales podemos consultar en apartado de tablas.

Tabla 59 Datos accesorios tubería forzada

ACCESORIOS TUBERÍA FORZADA			
CONTRACCIÓN			
D		(m)	Diámetro mayor a la entrada
d		(m)	Diámetro menor a la salida
d/D	0		Relación entre diámetros
K			Factor de contracción (Ver tabla)
EXPANSIÓN			
D		(m)	Diámetro mayor a la salida
d		(m)	Diámetro menor a la entrada
d/D	0		Relación entre diámetros
K			Factor de contracción (Ver tabla)
CODO DE ÁNGULO VIVO			
α		(°)	Ángulo del codo
ξ			Factor dependiente del ángulo del codo (Ver tabla)
CODO DE ÁNGULO CIRCULAR DE SECCIÓN CIRCULAR			
r		(m)	Radio de la tubería
R		(m)	Radio exterior de la curva
r/R	0		Relación entre radios
ξ			Factor dependiente de la relación de radios del codo (Ver tabla)
CODO DE ÁNGULO CIRCULAR DE SECCIÓN RECTANGULAR			
r		(m)	Radio de la tubería
R		(m)	Radio exterior de la curva
r/R	0		Relación entre radios
ξ			Factor dependiente de la relación de radios del codo (Ver tabla)
VÁLVULA SECCIÓN CIRCULAR			
Kv			Factor dependiente del tipo de válvula y características de la misma (Ver tabla)
VÁLVULA SECCIÓN RECTANGULAR			
Kv			Factor dependiente del tipo de válvula y características de la misma (Ver tabla)
VÁLVULA - OTRAS			
Kv			Factor dependiente del tipo de válvula y características de la misma (Ver tabla)
OTRO ELEMENTO: VÁLVULA O CODO			
Kv			Factor dependiente del tipo de válvula o codo y características de la misma (Ver tabla)

Por último, nos encontramos los parámetros de la línea, se pide la longitud y el coste de la línea por kilómetro, si este lo dejamos en blanco se calculará con el coste por kilómetro por defecto realizado en el análisis de costes; también se nos pide los factores de la línea que podrán ser consultados en las tablas.

Tabla 60 Datos línea

LÍNEA			
LL		(km)	Longitud de la línea
CLKM		€/km	Coste por km de la línea (Ver tablas)
FA			Factor de accesibilidad para la instalación
FT			Factor de accesibilidad del terreno

10.4. RESULTADOS

Los resultados están divididos en cinco categorías:

-  Estudio hidráulico
-  Dimensionado
-  Valoración económica
-  Potencia y energía
-  Parámetros diarios

10.4.1. Estudio hidráulico

Dentro del estudio hidráulico se nos muestran los datos del tipo de turbina, el salto bruto, las pérdidas y el salto neto (las pérdidas serán mayores o menores en función de los elementos elegidos en el dimensionado). También tenemos todos los caudales característicos cómo son el caudal medio del año base, el caudal de diseño elegido, el caudal mínimo técnico, tanto en profundidad como en m^3/s , y los datos de caudal máximo turbinable y caudal ecológico.

Tabla 61 Resultados estudio hidráulico

ESTUDIO HIDRÁULICO			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
TURBINA			
Turbina	PELTON		Tipo de turbina elegida
nº inyectores	1		Para turbina Pelton
SALTO Y PÉRDIDAS			
Hb	-	(m)	Salto bruto, medido desde la captación hasta el rodete de la turbina
Hn	-	(m)	Salto neto, salto bruto menos las pérdidas totales
h	-	(m)	Pérdidas de carga totales, seleccionar qué elementos son obra nueva y cuales rehabilitación
CAUDALES			
AÑO BASE			Año base seleccionado, código (Ver tabla de caudales introducidos)
Q medio año base		(m^3/s)	Caudal medio del año base
Qd		(m^3/s)	Caudal de diseño de la central, equivalente al Q100 de la CCC
Q min tec	-	(p.u.)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida
Q eq min tec	-	(m^3/s)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida en m^3/s
Q max turbinable	-	(m^3/s)	Caudal máximo turbinable debido a restricciones técnicas
Qeco	-	(p.u.)	Caudal ecológico dejado en el río

Bajo esta tabla encontramos un gráfico que nos muestra, de manera visual, la selección del año base, mostrándonos los percentiles 35, 50 y 65, así como la media anual de caudal. En esta gráfica, el eje horizontal nos muestra el código del año y en el eje vertical tendremos el caudal medio de ese año, el código del año indicado como año base se puede identificar en esta gráfica, el código se puede ver en la tabla superior, y comprobar, de manera visual, su ajuste a la mediana, en la siguiente gráfica:

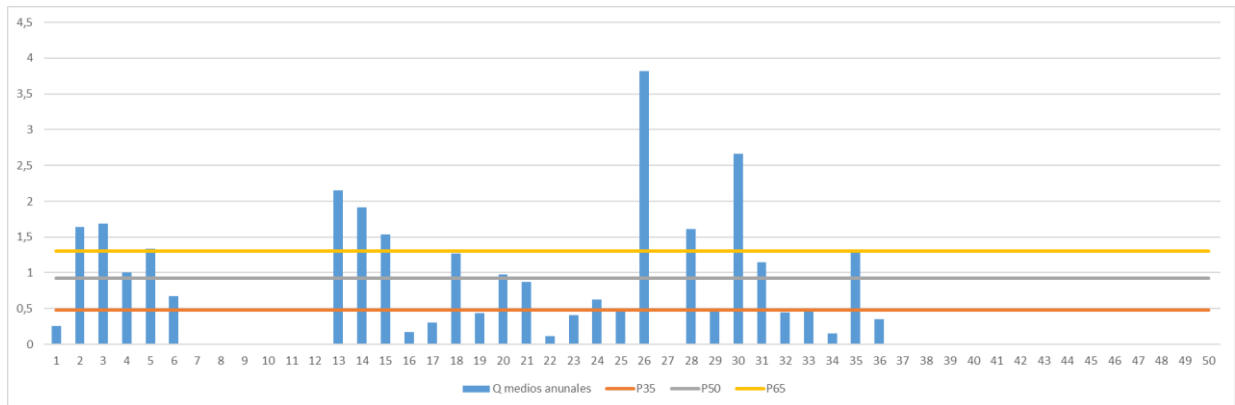


Ilustración 72 Selección año base

También disponemos del hidrograma del año base:

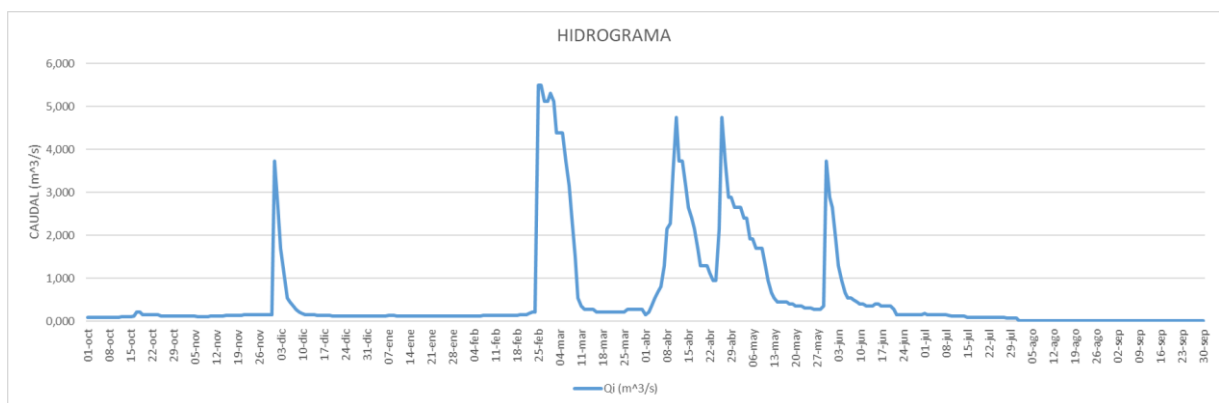


Ilustración 73 Hidrograma

Justo debajo tenemos la curva de caudales clasificados (C.C.C.), los valores de esta curva, si se desean consultar, están a la derecha en la tabla llamada datos C.C.C.:

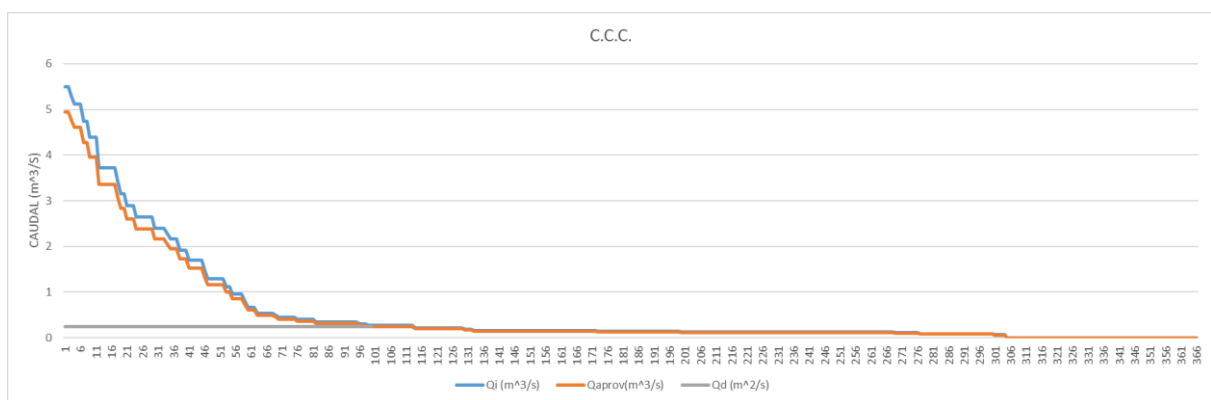


Ilustración 74 CCC

Tabla 62 Resultados CCC

DATOS C.C.C.		
ORDEN	Qi (m³/s)	Qaprov(m³/s)
1	15,8	14,22
2	11	9,9
3	10,1	9,09
4	10,1	9,09
5	7,93	7,137
6	6,38	5,742
7	6,38	5,742
8	6,09	5,481
9	5,82	5,238
10	4,82	4,338
11	4,59	4,131
12	4,59	4,131
13	3,95	3,555
14	3,95	3,555
15	3,75	3,375

Por último, para el estudio hidráulico, podemos ver las pérdidas de carga en los diferentes elementos de la instalación, éstas están divididas en tres bloques:

-  Pérdidas para rehabilitación
-  Pérdidas para obra nueva
-  Pérdidas en el caso elegido

Además, disponemos de una tabla resumen donde nos muestra las pérdidas totales en cada uno de los casos:

Tabla 63 Resultados pérdidas

PÉRDIDAS DE CARGA			
CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
h rejillas toma		(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel		(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga		(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada		(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería		(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
CONSIDERANDO OBRA NUEVA			
h rejillas toma	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel	-	(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada	-	(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería	-	(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
CONSIDERANDO CASO ELEGIDO			
h rejillas toma	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel	-	(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada	-	(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería	-	(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
PÉRDIDAS DE CARGA TOTALES			
h total rehabilitación	-	(m)	Pérdidas de carga totales considerando rehabilitación
h total obra nueva	-	(m)	Pérdidas de carga totales considerando obra nueva
h total caso mixto	-	(m)	Pérdidas de carga totales considerando caso mixto elegido

10.4.2. Dimensionado

En este apartado se nos muestran las dimensiones mínimas para cada uno de los elementos de la instalación. Éstos elementos son el edificio, el canal, la cámara de carga y la tubería forzada. Para cada uno de estos elementos podemos seleccionar, más abajo, si queremos que sean rehabilitados (con las dimensiones indicadas en el informe de campo) o de obra nueva (con las dimensiones obtenidas), esto repercutirá en los costes y, si aplica, en las pérdidas de carga, lo que a su vez repercutirá en la potencia de la central y en la energía generada.

Tabla 64 Resultados dimensionado

DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS COMPONENTES PARA OBRA NUEVA			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
EDIFICIO			
LED		(m)	Longitud edificio
AED		(m)	Ancho edificio
HED		(m)	Altura edificio
CANAL			
HCN		(m)	Altura del canal
ACN		(m)	Ancho del canal base
SCN		(m)	Ancho del canal superficie
CÁMARA DE CARGA			
ESTRUCTURA			
LCC		(m)	Longitud cámara de carga
ACC		(m)	Ancho cámara de carga
HCC		(m)	Altura cámara de carga
emc CC		(m)	Espesor mínimo de los muros cajeros de la cámara de carga
REJA			
LREC		(m)	Longitud reja
AREC		(m)	Ancho reja
SERC		(m ²)	Superficie de la reja
TUBERÍA FORZADA			
LTF		(m)	Longitud de la tubería forzada
DTF		(m)	Diámetro de la tubería forzada para unas pérdidas menores del 4%
ETF		(m)	Espesor de la tubería forzada para soportar la presión hidráulica
SELECCIÓN ELEMENTOS A REHABILITAR U OBRA NUEVA			
CONDUCCIÓN	REHABILITAR		Seleccione si desea canal de obra nueva o rehabilitar el canal o túnel existente
CÁMARA DE CARGA	REHABILITAR		Seleccione si desea cámara de carga de obra nueva o rehabilitar la cámara de carga existente
TUBERÍA FORZADA	REHABILITAR		Seleccione si desea tubería forzada de obra nueva o rehabilitar la tubería forzada existente
EDIFICIO	REHABILITAR		Seleccione si desea edificio de obra nueva o rehabilitar el edificio existente

10.4.3. Valoración económica

En este apartado se muestran los costes, para rehabilitación, para obra nueva y para el caso elegido, de todos los elementos componentes de la central:

-  Accesos
-  Edificio
-  Azud
-  Toma
-  Conducción (canal o túnel)
-  Cámara de carga
-  Tubería forzada
-  Equipamiento electromecánico
-  Protecciones regulación y control
-  Conexión a red
-  Línea

A modo de resumen, abajo, podemos consultar el coste total de la central para los tres casos:

Tabla 65 Resultados valoración económica

VALORACIÓN ECONÓMICA			
CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
OBRA CIVIL			
CO_ACC		€	Coste de los accesos
CO_ED		€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD		€	Coste del azud
CO_TOMA		€	Coste de la toma
CO_CO		€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC		€	Coste de la cámara de carga
CO_TF		€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM		€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC		€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR		€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI		€	Coste de la línea eléctrica
CONSIDERANDO OBRA NUEVA EN ELEMENTOS COMPONENTES DIMENSIONADOS			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED		€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	-	€	Coste del azud
CO_TOMA	-	€	Coste de la toma
CO_CO		€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC		€	Coste de la cámara de carga
CO_TF		€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	-	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	-	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	-	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
CONSIDERANDO CASO ELEGIDO			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED	-	€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	-	€	Coste del azud
CO_TOMA	-	€	Coste de la toma
CO_CO	-	€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC	-	€	Coste de la cámara de carga
CO_TF	-	€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	-	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	-	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	-	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL			
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
COSTE_CENTRAL	-	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO OBRA NUEVA EN ELEMENTOS COMPONENTES DIMENSIONADOS			
COSTE_CENTRAL	-	€	Coste de obra nueva de los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO CASO MIXTO			
COSTE_CENTRAL	-	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica

También podemos comparar de manera visual, el coste de los diferentes elementos componentes, realizando una comparativa del coste de cada elemento entre rehabilitar u obra nueva:

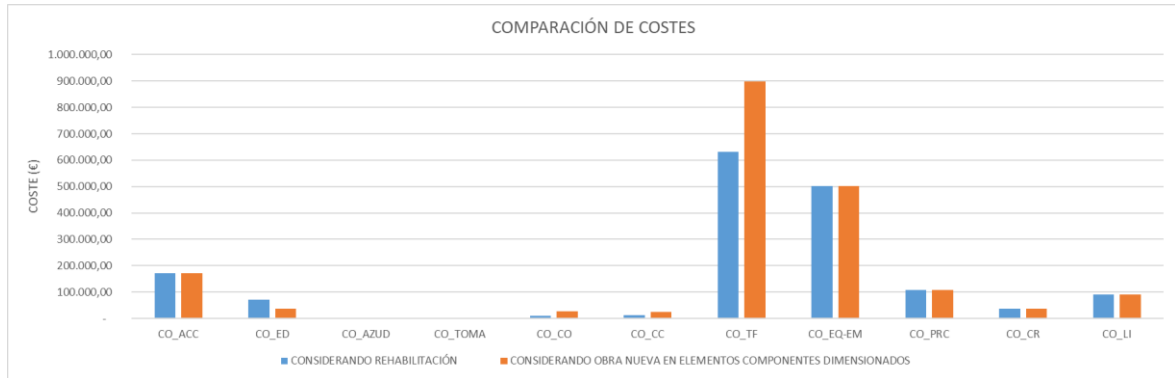


Ilustración 75 Comparación de costes

10.4.4. Potencia y energía

En esta pestaña podemos consultar los parámetros generales de potencia y energía como son:

- 📊 Potencia nominal de la turbina
- 📊 Potencia nominal de la central
- 📊 Energía generada anualmente por la central
- 📊 Horas de funcionamiento equivalentes
- 📊 Factor de planta

Tabla 66 Resultados potencia y energía resumen

POTENCIA Y ENERGÍA			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
Pn turbina	1.237,150	(kW)	Potencia nominal de la turbina
Pn central	1.128,634	(kW)	Potencia nominal de la central
E anual	7.450.353,595	(kWh)	Energía generada cada año
H equivalentes	6.601,214	(h/año)	Horas de funcionamiento equivalentes
FP	0,754	(p.u.)	Factor de planta

También disponemos de dos gráficas:

- 📊 El perfil de potencia de la central a lo largo del año
- 📊 La energía generada por la central cada día durante todo el año

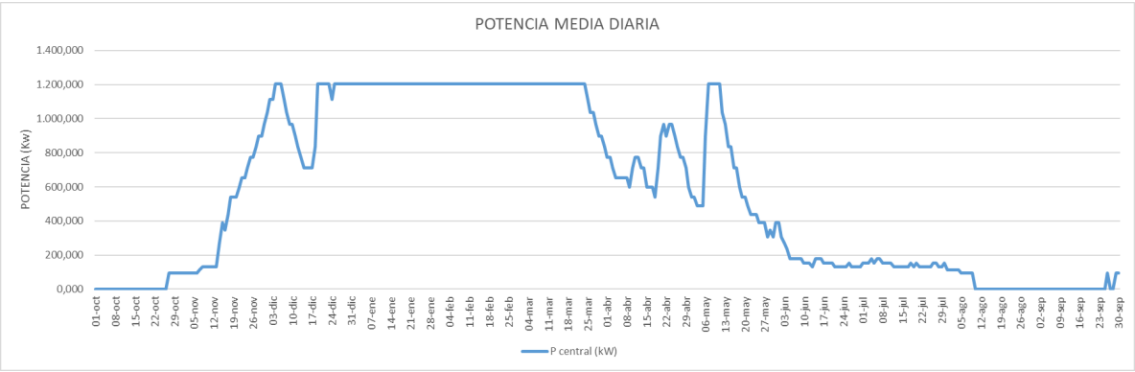


Ilustración 76 Perfil de potencia anual

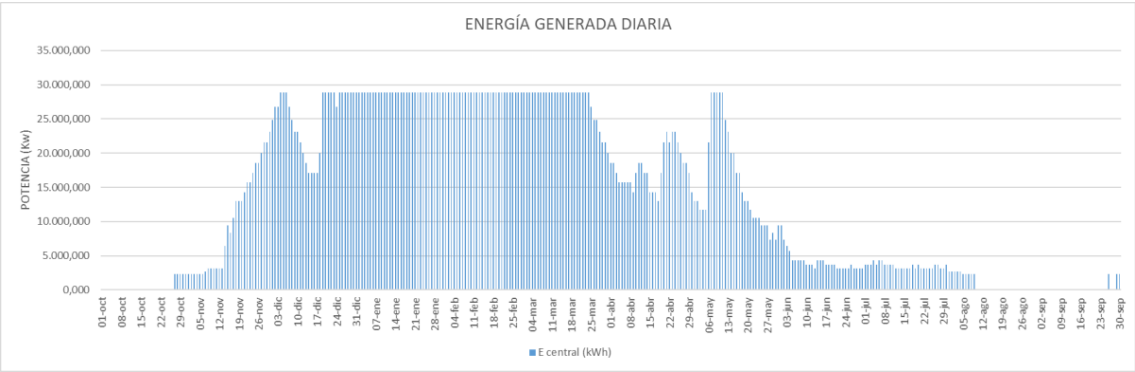


Ilustración 77 Perfil de generación anual

10.4.5. Parámetros diarios

En esta última pestaña podemos consultar los valores diarios de cada uno de los caudales característicos descritos en apartados anteriores, así como el factor de carga de la turbina y su rendimiento medio diario, la potencia media diaria de la turbina y la central y la energía generada por jornada.

Tabla 67 Extracto resultados parámetros diarios

CAUDALES, POTENCIA Y ENERGÍA DIARIAS								
CAUDALES Y CARGA						POTENCIA Y ENERGÍA CON ELEMENTOS SELECCIONADO		
DIA	Qi (m^3/s)	Q aprov (m^3/s)	Q turbinable (m^3/s)	Ci (p.u.)	η turbina f(Q) (p.u.)	P turbina (kW)	P central (kW)	E central (kWh)
1	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

11. EXPOSICIÓN DE UN CASO: CERRADA DEL UTRERO

11.1. INFORME DE CAMPO: DATOS

Primero la localizamos, el edificio de la central se encuentra en la carretera A-319 dirección Cazorla hasta el Tranco, antes de llegar a Arroyo Frío. A la captación se puede entrar a pie por un sendero desde la JF-7091 cerca del puente del Vadillo.

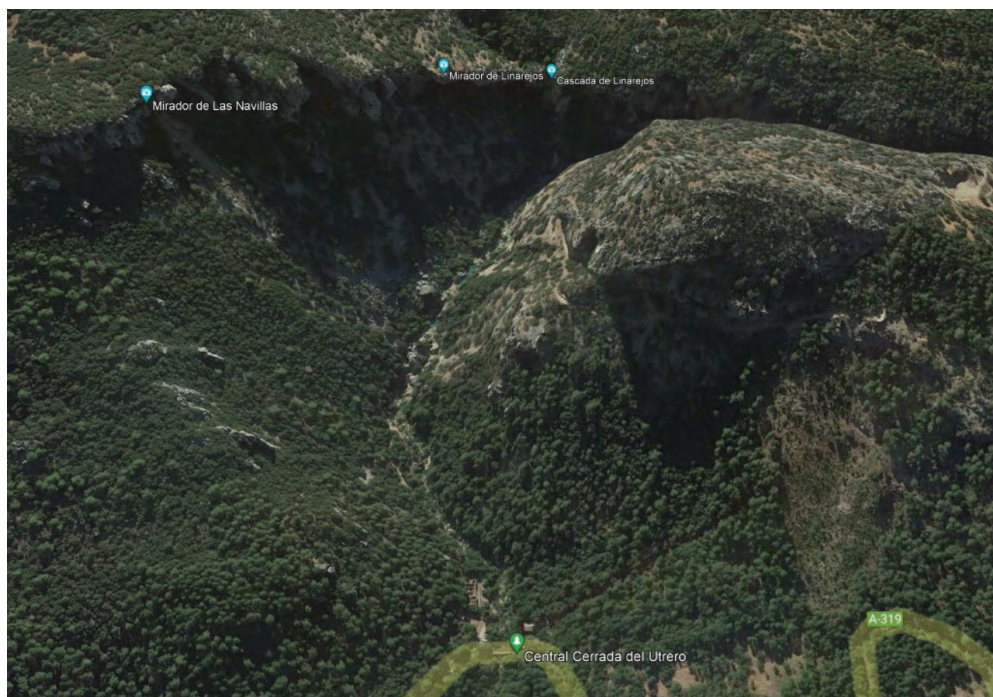


Ilustración 78 Imagen satélite de la orografía del aprovechamiento

El salto bruto es de 167 metros y el caudal ecológico que se pide es del 10% del caudal instantáneo del río, se ha considerado turbina tipo Pelton, dado que es la que estaba instalada y por las recomendaciones de selección de turbina de la herramienta. Los rendimientos nominales de la turbina y demás componentes se han indicado como se indica siguiendo la tendencia actual de eficiencia y rendimiento de las máquinas eléctricas.

Además, como se puede observar, se ha aplicado un filtro de un mínimo de 100 días por año, con este filtro hay que ser cauteloso. Los motivos de esta decisión se explicarán más adelante.

Tabla 68 Datos generales Cerrada del Utrero

ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
DATOS GENERALES			
Hb	167	(m)	Salto bruto, medido desde la captación hasta el rodete de la turbina
Qeco	0,1	(p.u.)	Caudal ecológico dejado en el río en proporción al caudal instantáneo
Días mínimo	100		Filtro para el mínimo de datos por año hidrológico
Tipo turbina	1		Tecnología de la turbina empleada (ver tabla para referencias) (código)
Subtipo turbina	1		Código del tipo de turbina para el cálculo
n	500	(r.p.m.)	Velocidad de giro del grupo turbogenerador
Q min tec turbina	0,1	(p.u.)	Mínimo técnico funcionamiento turbina, depende de la tecnología empleada
η nom turbina	0,87	(p.u.)	Rendimiento nominal de la turbina, dado por el fabricante
η multiplicador	0,97	(p.u.)	Rendimiento del multiplicador, solo en caso de uso
η alternador	0,95	(p.u.)	Rendimiento del alternador
η transformador	0,99	(p.u.)	Rendimiento del transformador
η línea	1	(p.u.)	Rendimiento de la línea, aplica según punto de frontera

Los parámetros del edificio son los siguientes:

Tabla 69 Datos edificio Cerrada del Utrero

EDIFICIO			
LED	19	(m)	Longitud edificio
AED	11	(m)	Ancho edificio
HED	3,5	(m)	Altura edificio
SED	209	(m ²)	Superficie de la planta del edificio
FA	1		Accesibilidad (Ver tabla)
FL	0,95		Localización (Ver tabla)
FT	1		Tipología (Ver tabla)
FC	1,1		Calidad (Ver tabla)
FR	1		Recuperación (Ver tabla)
FCH	1		Catalogación histórica (Ver tabla)
FOC	1,3		Obras complementarias (Ver tabla)
FC	1,3585	(p.u.)	Factor de construcción
T_DE	0,1	(p.u.)	Demoliciones (Ver tabla)
T_MT	0	(p.u.)	Movimiento tierras (Ver tabla)
T_CI	0	(p.u.)	Cimentación (Ver tabla)
T_ES	0	(p.u.)	Estructura (Ver tabla)
T_AL	1	(p.u.)	Albañilería (Ver tabla)
T_CU	1	(p.u.)	Cubierta (Ver tabla)
T_RE	0,3	(p.u.)	Revestimientos (Ver tabla)
T_CA	1	(p.u.)	Carpinterías (Ver tabla)
T_IN	1	(p.u.)	Instalaciones (Ver tabla)
FE	0,497	(p.u.)	Factor de estado

Para el azud solo se considera el cuerpo de presa, está entero, solo se tiene en cuenta un 1% de reparación para limpieza y revisión:

Tabla 70 Datos azud Cerrada del Utrero

OBRA CIVIL - EQUIPAMIENTO			
AZUD			
CUERPO DE PRESA Y ESTRIBOS			
LCP	7	(m)	Longitud del cuerpo de presa
ASCP	10	(m)	Grosor superior
AICP	1,5	(m)	Grosor inferior
HACP	4	(m)	Altura del azud
HET		(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado de los estribos
HCP	161	(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado del cuerpo de presa
FRCPET	0,01	(p.u.)	Factor de reparación azud: cuerpo de presa y estribos
PANTALLA			
HPA		(m ³)	Volumen de hormigón armado en pantalla
FRPA		(p.u.)	Factor de reparación pantalla
M			Parámetro del material a excavar (Ver tabla)
MUROS CAJEROS			
HMC		(m ³)	Volumen de hormigón muy armado en los muros cajeros
FRMC		(p.u.)	Factor de reparación muros cajeros
H TOTAL AZUD	161	(m ³)	Volumen total de hormigón del azud (suma de datos introducidos)
H AZUD	161	(m ³)	Volumen total de hormigón del azud (método simplificado)

En la toma la estructura está entera, solo se considera reemplazar las rejillas y arreglar la compuerta:

Tabla 71 Datos toma Cerrada del Utrero

TOMA			
ESTRUCTURA			
LET		(m)	Longitud de la estructura de la toma
AET		(m)	Ancho de la estructura de la toma
GET		(m)	Grosor de la estructura de la toma
HET	0	(m ³)	Volumen de hormigón ligeramente armado en la estructura de la toma
FRET		(p.u.)	Factor de reparación estructura de la toma
REJILLA			
LRET	1,7	(m)	Longitud de la reja
ARET	0,9	(m)	Ancho de la reja
SERT	1,53	(m ²)	Superficie de la reja
FRRET	1	(p.u.)	Factor de reparación de la reja de la toma
K RET	2,4		Factor de Kirschner de la reja (Ver tabla)
K1	1		Factor de uso de limpiarejas (Ver tabla)
β RET	30	(°)	Ángulo de inclinación con la horizontal
t RET	1,7	(mm)	Espesor de las barras
b RET	3,5	(mm)	Separación de las barras
COMPUERTA			
LCP	1,8	(m)	Longitud de la compuerta
ACP	1	(m)	Ancho de la compuerta
SCP	1,8	(m ²)	Superficie de la compuerta
FRCPC	0,1	(p.u.)	Factor de reparación de la compuerta de la toma

La conducción consta de un tramo único de túnel, en general en buen estado:

Tabla 72 Datos túnel Cerrada del Utrero

TÚNEL			
LTU	420	(m)	Longitud del túnel
DTU	1,7	(m)	Diámetro de la cúpula del túnel
HTU	0,9	(m)	Altura del túnel
FRTU	0,01	(p.u.)	Factor de reparación del túnel
n TU	0,03		Coefficiente de Manning del túnel

Para la cámara de carga se contempla una reparación completa de la estructura y un arreglo de la compuerta, las rejillas no aplican ni el limpiarrejillas:

Tabla 73 Datos cámara de carga Cerrada del Utrero

CÁMARA DE CARGA			
ESTRUCTURA (CÁMARA DE CARGA)			
LCC	4,57	(m)	Longitud cámara de carga
ACC	3,4	(m)	Ancho cámara de carga
HCC	1,8	(m)	Altura cámara de carga
emc CC	0,144897205	(m)	Espesor mínimo de los muros cajeros de la cámara de carga
FRCC	1	(p.u.)	Factor de reparación de la estructura de la cámara de carga
REJA (CÁMARA DE CARGA)			
LREC		(m)	Longitud reja
AREC		(m)	Ancho reja
SREC	0	(m ²)	Superficie de la reja
FRREC		(p.u.)	Factor de reparación de la reja
KREC			Factor de Kirschner de la reja (Ver tabla)
K1REC			Factor de uso de limpiarrejillas (Ver tabla)
β REC		(°)	Ángulo de inclinación con la horizontal
t REC		(mm)	Espesor de las barras
b REC		(mm)	Separación de las barras
COMPUERTA (CÁMARA DE CARGA)			
LCPC	1	(m)	Longitud de la compuerta
ACPC	1,45	(m)	Ancho de la compuerta
SCPC	1,45	(m ²)	Superficie de la compuerta
FRPCPC	0,1	(p.u.)	Factor de reparación de la compuerta de la toma
LIMPIAREJILLAS (CÁMARA DE CARGA)			
SLRC	0	(m ²)	Superficie del limpiarrejillas
FRLRC		(p.u.)	Factor de reparación del limpiarrejillas de la cámara de carga
CLR			Coefficiente que dependerá del sistema de transmisión del limpiarrejillas

La tubería forzada reventó por congelamiento, lo que supone que debe de ser sustituida, aunque los parámetros de la actual son los siguientes:

Tabla 74 Datos tubería forzada Cerrada del Utrero

TUBERÍA FORZADA			
LTF	360	(m)	Longitud de la tubería forzada
DTF	0,5	(m)	Diámetro de la tubería forzada
ETF	0,003	(m)	Espesor de la tubería forzada
FRTF	1	(p.u.)	Factor de reparación de la tubería forzada
n TF	0,012		Coefficiente de Manning de la tubería forzada (Ver tabla)
PTF	15	(%)	Pendiente del terreno a ubicar la tubería forzada
RINT TF	0,247	(m)	Radio interior de la tubería forzada
REXT TF	0,25	(m)	Radio exterior de la tubería forzada
VTF	1,69	(m ³)	Volumen de la tubería forzada
m TF	13237,31	(kg)	Masa de la tubería forzada

Como accesorios para la tubería se han de tener en cuenta un codo y dos válvulas, una válvula compuerta y otra mariposa:

Tabla 75 Datos accesorios tubería forzada Cerrada del Utrero

CODO DE ÁNGULO VIVO			
α	40	(°)	Ángulo del codo
ξ	0,139		Factor dependiente del ángulo del codo (Ver tabla)
OTRO ELEMENTO: VÁLVULA O CODO			
Kv	0,6		Factor dependiente del tipo de válvula o codo y características de la misma (Ver tabla)

VÁLVULA - OTRAS			
Kv	0,2		Factor dependiente del tipo de válvula y características de la misma (Ver tabla)

11.2. CAUDALES

Los datos de caudal de han obtenido del CEDEX, el código de la central es 5134. (CEDEX, ESTACIÓN 5134: RIO GUADALQUIVIR EN CERRADA DEL UTRERO, 2022)

ESTACIÓN 5134: RIO GUADALQUIVIR EN CERRADA DEL UTRERO

Gran cuenca GUADALQUIVIR

Ámbito GUADALQUIVIR

Nº de Cuenca 5001

Corriente GUADALQUIVIR (Tipo de corriente RIO)

Nº estación foronómica 5134

SELECCIÓN DE OPCIONES DE DATOS DEL FICHERO

Año inicial: 1983

Año final: 2018

Seleccione un tipo de fichero: Alturas y caudales medios diarios



DESCARGAR FICHERO
resultado5511.txt

Ilustración 79 Web de descarga de datos del CEDEX

Una vez descargados los datos de caudales medios diarios para todo el registro del que dispone el CEDEX en esta estación de aforo, se han introducido en la pestaña “CAUDAL” de la herramienta:

Tabla 76 Datos caudales Cerrada del Utrero

POSICIÓN		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO HIDROLÓGICO		1983/84	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
AÑO BISIESTO	AÑO NO BISIESTO	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)	Q (m³/s)
01-oct	01-oct	-100	0,082	0,16	0,2	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
02-oct	02-oct	-100	0,082	0,16	0,2	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
03-oct	03-oct	-100	0,088	0,16	0,22	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
04-oct	04-oct	-100	0,088	0,16	0,22	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
05-oct	05-oct	-100	0,094	0,13	0,22	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
06-oct	06-oct	-100	0,094	0,13	0,22	0,22	0,089	-100	-100	-100	-100
07-oct	07-oct	-100	0,094	0,13	0,22	0,239	0,089	-100	-100	-100	-100
08-oct	08-oct	-100	0,094	0,13	0,22	0,239	0,089	-100	-100	-100	-100
09-oct	09-oct	-100	0,094	0,13	0,266	0,239	0,089	-100	-100	-100	-100
10-oct	10-oct	-100	0,088	0,13	0,266	0,239	0,089	-100	-100	-100	-100
11-oct	11-oct	-100	0,088	0,13	0,32	0,239	0,089	-100	-100	-100	-100
12-oct	12-oct	-100	0,088	0,13	0,32	0,266	0,106	-100	-100	-100	-100
13-oct	13-oct	-100	0,088	0,13	1,295	0,266	0,106	-100	-100	-100	-100
14-oct	14-oct	-100	0,088	0,1	0,517	0,266	0,106	-100	-100	-100	-100
15-oct	15-oct	-100	0,088	0,1	0,32	0,266	0,106	-100	-100	-100	-100
16-oct	16-oct	-100	0,088	0,1	0,32	0,239	0,122	-100	-100	-100	-100

Ilustración 80 Fragmento de los datos introducidos

11.3. RESULTADOS

11.3.1. Estudio hidráulico

El año base elegido por la herramienta ha sido el año hidrológico 2002/2003 (código 20), y con un caudal medio de $0.978 \text{ m}^3/\text{s}$ es el más próximo a la mediana $Q_{\text{mediana}}=0.9224 \text{ m}^3/\text{s}$.

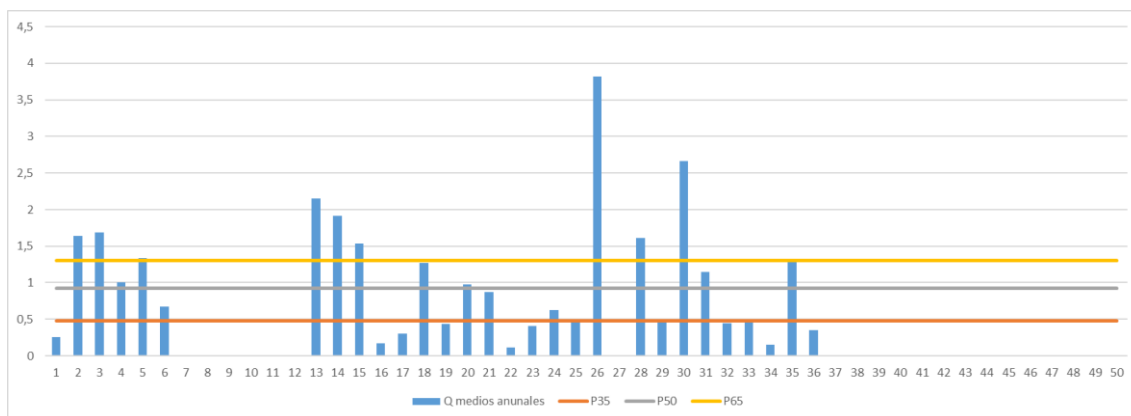


Ilustración 81 Selección del año base Cerrada del Utrero

Los resultados del estudio hidráulico son:

Tabla 77 Resultados estudio hidráulico Cerrada del Utrero

ESTUDIO HIDRÁULICO			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
TURBINA			
Turbina	PELTON		Tipo de turbina elegida
nº inyectores	1		Para turbina Pelton
SALTO Y PÉRDIDAS			
Hb	167,000	(m)	Salto bruto, medido desde la captación hasta el rodete de la turbina
Hn	156,969	(m)	Salto neto, salto bruto menos las pérdidas totales
h	10,031	(m)	Pérdidas de carga totales, seleccionar qué elementos son obra nueva y cuales rehabilitación
CAUDALES			
AÑO BASE	20		Año base seleccionado, código (Ver tabla de caudales introducidos)
Q medio año base	0,978	(m^3/s)	Caudal medio del año base
Qd	0,990	(m^3/s)	Caudal de diseño de la central, equivalente al Q100 de la CCC
Q min tec	0,100	(p.u.)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida
Q eq min tec	0,099	(m^3/s)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida en m^3/s
Q max turbinable	0,990	(p.u.)	Caudal máximo turbinable debido a restricciones técnicas
Qeco	0,100	(p.u.)	Caudal ecológico dejado en el río

El hidrograma del año base es el siguiente:

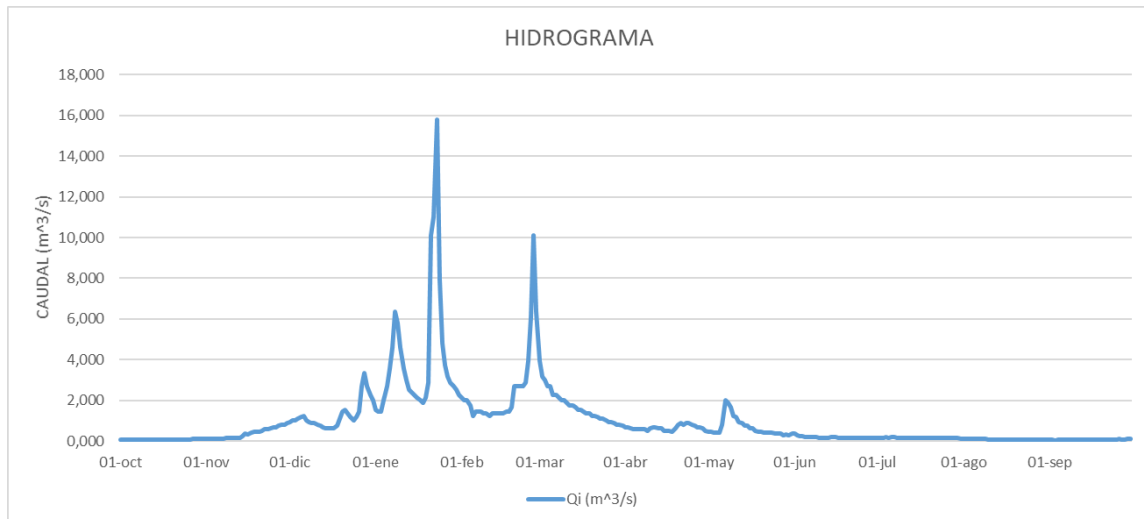


Ilustración 82 Hidrograma año base Cerrada del Utrero

En la curva de caudales clasificados podemos observar la diferencia entre el caudal instantáneo y el caudal aprovechable (descontando en caudal ecológico, también podemos ver donde cae el caudal de diseño (Q_{100}):

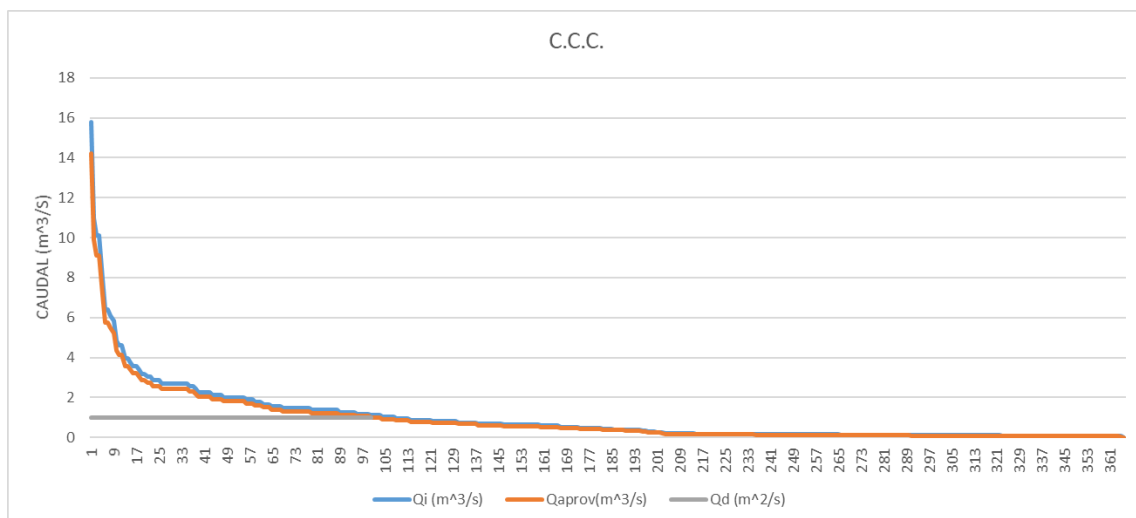


Ilustración 83 año base Cerrada del Utrero

Las pérdidas de carga, en cada caso, son:

Tabla 78 Resultados pérdidas de carga Cerrada del Utrero

PÉRDIDAS DE CARGA			
CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
h rejillas toma	0,023	(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel	0,477	(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada	19,641	(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería	1,217	(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
CONSIDERANDO OBRA NUEVA			
h rejillas toma	0,023	(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel	-	(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada	8,314	(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería	1,217	(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
CONSIDERANDO CASO ELEGIDO			
h rejillas toma	0,023	(m)	Pérdidas de carga en las rejillas de la toma
h canal y/o túnel	0,477	(m)	Pérdidas de carga en el canal y/o en el túnel
h rejías cámara de carga	-	(m)	Pérdidas de carga en las rejías de la cámara de carga
h tubería forzada	8,314	(m)	Pérdidas de carga en la tubería forzada
h elementos tubería	1,217	(m)	Pérdidas de carga en los elementos de la tubería: contracciones, expansiones, codos de ángulo vivo y circular y válvulas
PÉRDIDAS DE CARGA TOTALES			
h total rehabilitación	21,358	(m)	Pérdidas de carga totales considerando rehabilitación
h total obra nueva	9,554	(m)	Pérdidas de carga totales considerando obra nueva
h total caso mixto	10,031	(m)	Pérdidas de carga totales considerando caso mixto elegido

Las pérdidas de carga totales para el caso elegido son 10,031 metros.

11.3.2. Dimensionado

Atendiendo a los diferentes parámetros del aprovechamiento la herramienta vuelca unos resultados para las dimensiones mínimas óptimas de los elementos:

Tabla 79 Resultados dimensionado Cerrada del Utrero

DIMENSIONADO DE LOS ELEMENTOS COMPONENTES PARA OBRA NUEVA			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
EDIFICIO			
LED	8,443	(m)	Longitud edificio
AED	4,051	(m)	Ancho edificio
HED	3,750	(m)	Altura edificio
CANAL			
HCN	0,708	(m)	Altura del canal
ACN	1,992	(m)	Ancho del canal base
SCN	1,992	(m)	Ancho del canal superficie
CÁMARA DE CARGA			
ESTRUCTURA			
LCC	7,895	(m)	Longitud cámara de carga
ACC	3,985	(m)	Ancho cámara de carga
HCC	1,416	(m)	Altura cámara de carga
emc CC	0,101	(m)	Espesor mínimo de los muros cajeros de la cámara de carga
REJA			
LREC	1,416	(m)	Longitud reja
AREC	3,985	(m)	Ancho reja
SERC	5,643	(m ²)	Superficie de la reja
TUBERÍA FORZADA			
LTF	360,000	(m)	Longitud de la tubería forzada
DTF	0,589	(m)	Diámetro de la tubería forzada para unas perdidas menores del 4%
ETF	0,005	(m)	Espesor de la tubería forzada para soportar la presión hidráulica

Se ha seleccionado el siguiente supuesto:

Tabla 80 Selección elementos Cerrada del Utrero

SELECCIÓN ELEMENTOS A REHABILITAR U OBRA NUEVA			
CONDUCCIÓN	REHABILITAR		Seleccione si desea canal de obra nueva o rehabilitar el canal o túnel existente
CÁMARA DE CARGA	REHABILITAR		Seleccione si desea cámara de carga de obra nueva o rehabilitar la cámara de carga existente
TUBERÍA FORZADA	OBRA NUEVA		Seleccione si desea tubería forzada de obra nueva o rehabilitar la tubería forzada existente
EDIFICIO	REHABILITAR		Seleccione si desea edificio de obra nueva o rehabilitar el edificio existente

11.3.3. Valoración económica

Tabla 81 Resultados valoración económica Cerrada del Utrero

VALORACIÓN ECONÓMICA			
CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED	72.107,96	€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	700,35	€	Coste del azud
CO_TOMA	2.010,15	€	Coste de la toma
CO_CO	2.332,15	€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC	6.650,60	€	Coste de la cámara de carga
CO_TF	538.281,00	€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	497.223,45	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	107.070,00	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	35.937,85	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
CONSIDERANDO OBRA NUEVA EN ELEMENTOS COMPONENTES DIMENSIONADOS			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED	37.131,72	€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	700,35	€	Coste del azud
CO_TOMA	2.010,15	€	Coste de la toma
CO_CO	-	€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC	25.726,31	€	Coste de la cámara de carga
CO_TF	859.063,02	€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	497.223,45	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	107.070,00	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	35.937,85	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
CONSIDERANDO CASO ELEGIDO			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED	72.107,96	€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	700,35	€	Coste del azud
CO_TOMA	2.010,15	€	Coste de la toma
CO_CO	2.332,15	€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC	6.650,60	€	Coste de la cámara de carga
CO_TF	859.063,02	€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	497.223,45	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	107.070,00	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	35.937,85	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL			
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
COSTE_CENTRAL	1.262.313,51	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO OBRA NUEVA EN ELEMENTOS COMPONENTES DIMENSIONADOS			
COSTE_CENTRAL	1.564.862,85	€	Coste de obra nueva de los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO CASO MIXTO			
COSTE_CENTRAL	1.583.095,53	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica

El coste total de la instalación asciende a 1.583.095,53€ teniendo en cuenta rehabilitación en todos los elementos salvo en la tubería forzada, que será nueva. En proporción, costes de las diferentes partidas de los elementos del aprovechamiento son los siguientes:

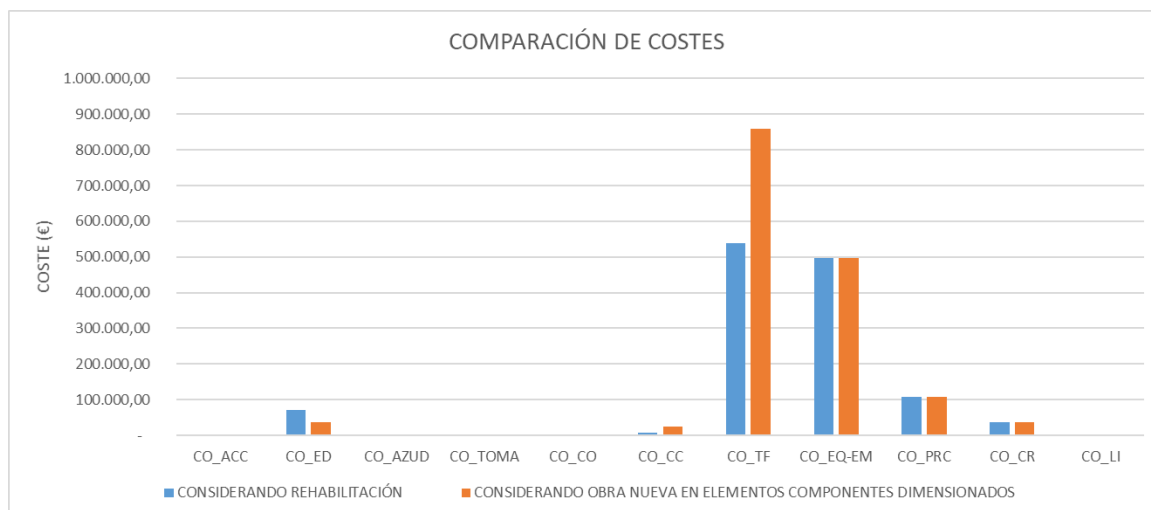


Ilustración 84 Comparación de costes Cerrada del Utrero

11.3.4. Potencia y energía

El cuadro resumen nos da una potencia de la turbina de 1.326 kW, y una potencia de la central de 1.209 kW, siendo la generación anual de 4.940,64 MWh. Las horas de funcionamiento equivalentes son 4.083 horas/año con un factor de planta de 0,466.

Tabla 82 Resultados resumen potencia y energía Cerrada del Utrero

POTENCIA Y ENERGÍA			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
Pn turbina	1.326,286	(kW)	Potencia nominal de la turbina
Pn central	1.209,951	(kW)	Potencia nominal de la central
E anual	4.940.643,220	(kWh)	Energía generada cada año
H equivalentes	4.083,343	(h/año)	Horas de funcionamiento equivalentes
FP	0,466	(p.u.)	Factor de planta

El perfil de potencia de la central es el siguiente:

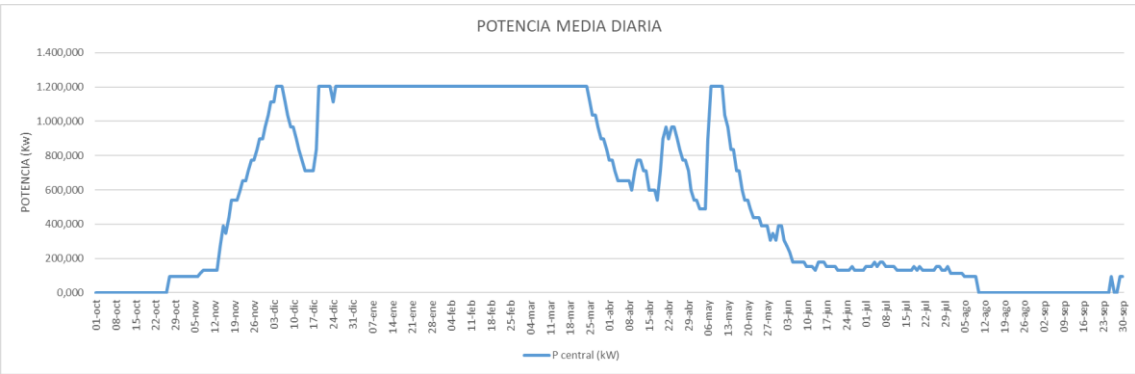


Ilustración 85 Perfil de potencia anual Cerrada del Utrero

El perfil de generación diaria de la instalación queda aquí:

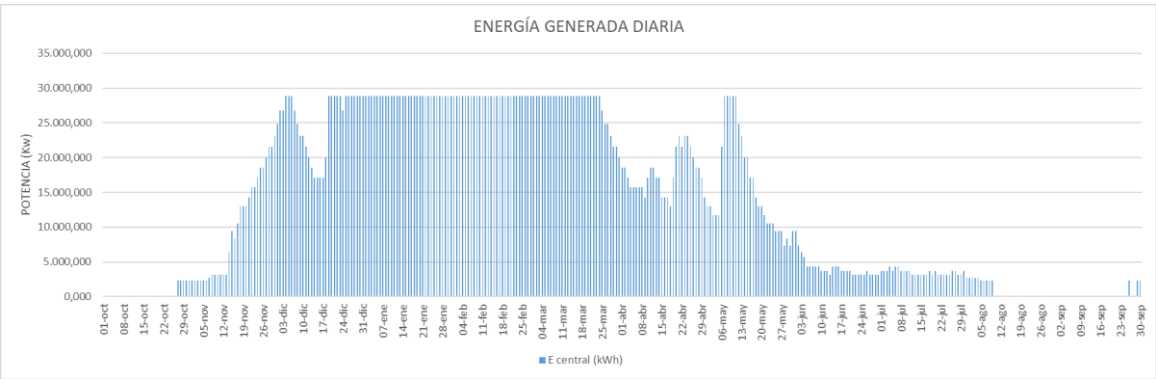


Ilustración 86 Perfil de generación anual Cerrada del Utrero

11.3.5. Parámetros diarios

Un extracto de los parámetros diarios:

Tabla 83 Parámetros diarios Cerrada del Utrero

CAUDALES, POTENCIA Y ENERGÍA DIARIAS								
CAUDALES Y CARGA						POTENCIA Y ENERGÍA CON ELEMENTOS SELECCIONADOS		
DIA	Qi (m^3/s)	Q aprov (m^3/s)	Q turbinable (m^3/s)	Ci (p.u.)	η turbina f(Q) (p.u.)	P turbina (kW)	P central (kW)	E central (kWh)
1	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,097	0,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535
28	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535
29	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535

30	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535
81	1,450	1,305	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
82	1,550	1,395	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
83	1,360	1,224	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
84	1,180	1,062	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
85	1,020	0,918	0,918	0,927	0,864	1.221,194	1.114,077	26.737,837
86	1,180	1,062	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
87	1,450	1,305	0,990	1,000	0,866	1.319,883	1.204,109	28.898,625
192	0,629	0,566	0,566	0,572	0,896	781,264	712,736	17.105,657
193	0,685	0,617	0,617	0,623	0,893	848,196	773,797	18.571,119
194	0,685	0,617	0,617	0,623	0,893	848,196	773,797	18.571,119
195	0,629	0,566	0,566	0,572	0,896	781,264	712,736	17.105,657
364	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535
365	0,112	0,101	0,101	0,102	0,681	105,711	96,439	2.314,535

11.4. COMPARACIÓN CON OTROS CASOS

El filtro de datos mínimos por año se ha establecido en 100 días para nuestro caso. Con el uso de este filtro hay que ser cauteloso, porque, aunque las recomendaciones indican que se debe elegir un mínimo de 300 días con datos por año, para este caso, realizándolo de esa forma nos resulta en la elección de un año base con un caudal medio de $0.677 \text{ m}^3/\text{s}$. Esto, a priori, puede parecer correcto y lógico, pero ese año, 1988/1989, fue un año con caudales muy extremos, con una gran cantidad de días muy lluviosos pero una mayor cantidad de días muy secos, lo que dio lugar a descartar este año porque el caudal de diseño equivalente al valor 100 de la CCC arrojó un caudal de $0.246 \text{ m}^3/\text{s}$, dando como resultado una potencia de la central de 304 kW.

Tabla 84 Estudio hidráulico caso descartado Cerrada del Utrero

ESTUDIO HIDRÁULICO			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
TURBINA			
Turbina	PELTON		Tipo de turbina elegida
nº inyectores	1		Para turbina Pelton
SALTO Y PÉRDIDAS			
Hb	167,000	(m)	Salto bruto, medido desde la captación hasta el rodete de la turbina
Hn	158,995	(m)	Salto neto, salto bruto menos las pérdidas totales
h	8,005	(m)	Pérdidas de carga totales, seleccionar qué elementos son obra nueva y cuales rehabilitación
CAUDALES			
AÑO BASE	6		Año base seleccionado, código (Ver tabla de caudales introducidos)
Q medio año base	0,677	(m ³ /s)	Caudal medio del año base
Qd	0,246	(m ³ /s)	Caudal de diseño de la central, equivalente al Q100 de la CCC
Q min tec	0,100	(p.u.)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida
Q eq min tec	0,025	(m ³ /s)	Caudal mínimo técnico de la turbina elegida en m ³ /s
Q max turbinable	0,246	(p.u.)	Caudal máximo turbinable debido a restricciones técnicas
Qeco	0,100	(p.u.)	Caudal ecológico dejado en el río

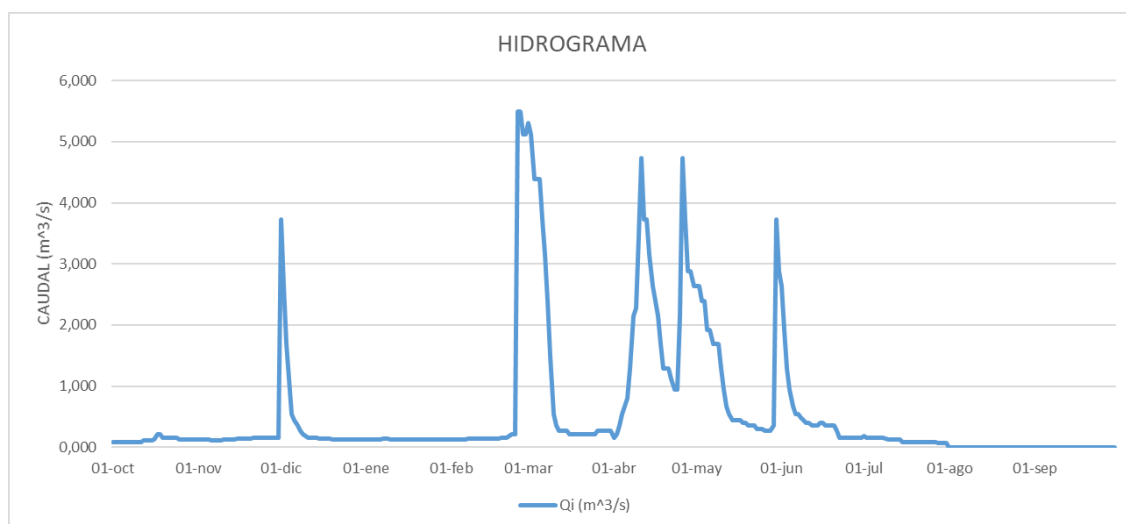


Ilustración 87 Hidrograma año 1988/1989 Cerrada del Utrero

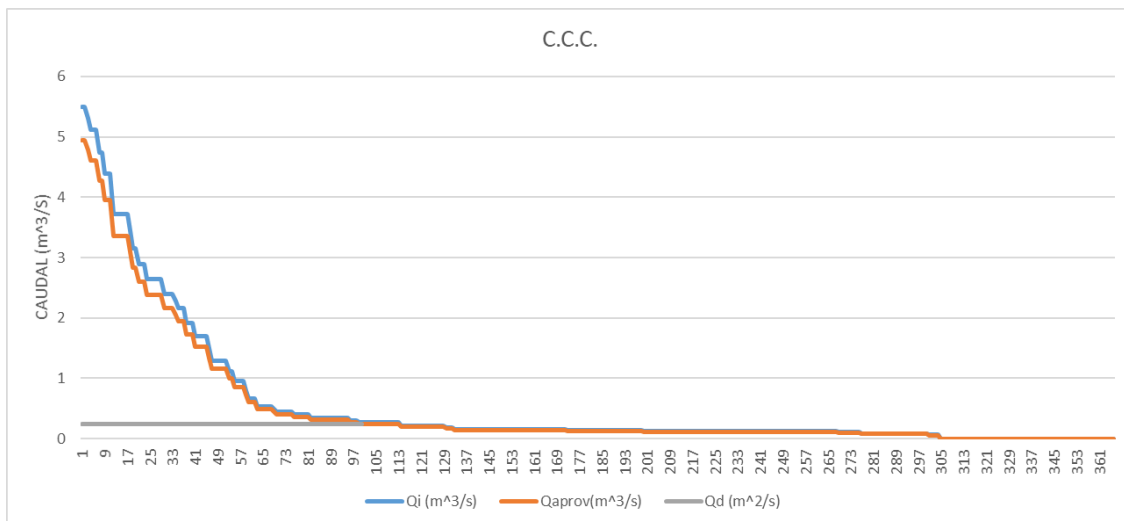


Ilustración 88 Curva CCC del año 1988/1989 Cerrada del Utrero

Además, tenemos unos costes de 973.331€ por una central de 304 kW de potencia instalada, cuando con la selección del ejemplo tenemos una central de 1.209 kW con un coste de 1.583.000€. Comparando, obtenemos un 398% de potencia por un 163% de coste de la central descartada con respecto a la elegida, y no solo eso, la generación también se ve afectada porque en el primer caso, descartado, se desaprovecha el caudal de muchos días por restricciones técnicas a causa del máximo turbinable.

Tabla 85 Resumen de potencia y energía caso descartado Cerrada del Utrero

POTENCIA Y ENERGÍA			
ACRÓNIMO	VALOR	UNIDADES	DESCRIPCIÓN
Pn turbina	333,409	(kW)	Potencia nominal de la turbina
Pn central	304,164	(kW)	Potencia nominal de la central
E anual	1.517.725,430	(kWh)	Energía generada cada año
H equivalentes	4.989,819	(h/año)	Horas de funcionamiento equivalentes
FP	0,570	(p.u.)	Factor de planta

Tabla 86 Valoración de costes caso descartado Cerrada del Utrero

CONSIDERANDO CASO ELEGIDO			
OBRA CIVIL			
CO_ACC	-	€	Coste de los accesos
CO_ED	72.107,96	€	Coste del edificio de la central
CO_AZUD	700,35	€	Coste del azud
CO_TOMA	2.010,15	€	Coste de la toma
CO_CO	2.332,15	€	Coste de la conducción (canal o túnel)
CO_CC	6.650,60	€	Coste de la cámara de carga
CO_TF	582.669,58	€	Coste de la tubería forzada
EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO, PROTECCIONES, CONEXIÓN Y LÍNEA			
CO_EQ-EM	214.704,03	€	Coste del equipamiento electromecánico
CO_PRC	49.800,00	€	Coste de las protecciones, regulación y control
CO_CR	42.357,03	€	Coste de la conexión a la red eléctrica
CO_LI	-	€	Coste de la línea eléctrica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL			
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO REHABILITACIÓN			
COSTE_CENTRAL	928.943,27	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO OBRA NUEVA EN ELEMENTOS COMPONENTES DIMENSIONADOS			
COSTE_CENTRAL	922.284,97	€	Coste de obra nueva de los elementos componentes de la central minihidráulica
COSTE TOTAL DE LA CENTRAL CONSIDERANDO CASO MIXTO			
COSTE_CENTRAL	973.331,84	€	Coste de rehabilitar los elementos componentes de la central minihidráulica

De acuerdo con (Castillo, 2018), quien realizó un estudio de la central de la Cerrada del Utrero, seleccionó como año base el periodo 1986/1987, esto dio como resultado que el caudal de diseño y el perfil de la CCC fuera diferente, aun así, se puede realizar una comparativa, pues su caudal de diseño propuesto fue $Q_d=0.621 \text{ m}^3/\text{s}$, aproximadamente 2/3 del caudal resultado en nuestro caso. La potencia de la central propuesta es de 800 KW, de la misma manera 2/3 de la potencia evaluada en el caso práctico de este proyecto. Esto quiere decir que, como la potencia de la central es proporcional al salto y al caudal, ambos casos son correctos.

Este estudio plantea los siguientes costes:

RESUMEN DE COSTES

COSTE DEL AZUD	669,90 €
COSTE TÚNEL	1.750,28 €
COSTE CAMARA DE CARGA	251,73 €
COSTE TUBERÍA FORZADA	483.822,00 €
COSTE EDIFICIO	48.899,85 €
COSTE EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	291.212,78 €
COSTE PROTECCIÓN REGULACIÓN Y CONTROL	80.000,00 €
COSTE CONEXIÓN A RED	91.072,50 €

COSTE LÍNEA	3.900,00 €
COSTE DE LA REJILLA	535,50 €
COSTE DE LA COMPUERTA DE ENTRADA AL TÚNEL	1.080,00 €
COSTE DE LA COMPUERTA DEL AZUD	870,00 €
TOTAL COSTES REHABILITACIÓN ELEMENTOS	1.004.065 €

(Castillo, 2018)

Como podemos ver el coste propuesto el nuestro trabajo es un 57% mayor que el propuesto en el estudio de 2018, y la potencia es un 51% mayor. Esto nos lleva a que, teniendo en cuenta que para este proyecto se ha tenido en cuenta el aumento de precios para el año 2022, para el proyecto de 2018 el coste equivaldría a 1.250.60€, se puede observar como el coste real de la instalación aumenta un 27% Podemos afirmar que la herramienta trabaja adecuadamente.

Además, realiza un correcto dimensionado de los elementos componentes y de las pérdidas de carga que estos originan. Por otro lado, nos ofrece un preciso estudio energético en el que podemos consultar todos los valores de caudales, carga, potencia y energía para cada jornada del año base elegido para la instalación en estudio.

12. CONCLUSIONES

Con la herramienta creada en este trabajo se puede realizar de un modo muy sencillo un estudio completo de los elementos componentes de las centrales minihidráulicas. De forma que, disponiendo de los datos de caudal de unos años atrás y realizando una visita a la central para medir y valorar el estado de los elementos de la misma, podemos valorar, con ayuda de la herramienta diseñada, el coste y dimensionado de los elementos componentes de la instalación. La herramienta nos proporciona un estudio hidráulico y un dimensionado de los elementos componentes de la central, de cara a optimizar el coste y la potencia de la instalación, y, una valoración económica. También nos ofrece un análisis de la potencia de la central y energía producida por la misma.

A la vista de lo anterior, el usuario puede realizar un estudio y valoración de cualquier aprovechamiento minihidráulico sin necesidad de realizar cálculos algunos por sí mismo, ni tener que consultar bibliografía acerca de las centrales minihidráulicas. Esta herramienta ahorra tiempo a posibles personas interesadas en realizar una rehabilitación de algún aprovechamiento, aportando facilidades para su recuperación y posterior puesta en marcha.

13. FUTURA LÍNEA DE TRABAJO

Con los resultados obtenidos, una futura línea de trabajo apropiada sería la realización de un estudio de la viabilidad técnico-financiera de instalaciones de generación de energía eléctrica mediante centrales minihidráulicas. Esto se podría realizar a partir de los resultados de este trabajo, dado que se ha desarrollado una metodología de cálculo y valoración, implementada en una herramienta, con la que se obtiene el coste de la instalación y la energía generada, y, con estos parámetros se debería poder analizar un análisis de la viabilidad de la instalación mediante la amortización de la inversión a través de la venta de la energía generada.

Otra posible línea de trabajo sería la aplicación de este tipo de centrales a instalaciones de autoconsumo, bien sean aisladas o conectadas a red, para uso colectivo o individual.

BIBLIOGRAFÍA

- Castillo, L. J. (2018). *TFG ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA DE LA CENTRAL MINIHIDRAULICA “CERRADA DEL UTRERO”*.
- CEDEX. (30 de 4 de 2022). *Anuario de aforos*. Obtenido de <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/default.asp>
- CEDEX. (12 de 5 de 2022). *CEDEX*. Obtenido de http://www.cedex.es/CEDEX/lang_castellano/
- CEDEX. (2022). *ESTACIÓN 5134: RIO GUADALQUIVIR EN CERRADA DEL UTRERO*. Obtenido de ESTACIÓN 5134: RIO GUADALQUIVIR EN CERRADA DEL UTRERO: <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=5134>
- De Souza, Zilcy, H. H. Santos, Afonso, & Da C. Bortoni, Edson. (s.f.). *CENTRAIS HIDRELÉCTRICAS*.
- ENDESA. (2007). *Centrales hidroeléctricas en España*. Madrid.
- Energía, A. A. (2008). *Potencial Minihidráulico en Andalucía Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía*.
- Energía, A. A. (2021). *INFORME DE INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS ANDALUCÍA*.
- ESHA. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*.
- Espejo Marín, Cayetano, García Marín, Ramón, & Aparicio Guerrero, Ana Eulalia. (2016). *La energía minihidráulica en los planes de fomento de las energías renovables en España*.
- European Small Hydropower Association. (2006). *Guía completa ESHA*.
- Ghotbi, Saba, Wang, Dingbao, Singh, Arvind, Blöschl, Günter, & Sivapalan, Murugesu. (2020). *A New Framework for Exploring Process Controls of Flow Duration Curves*.

- Gustard, A. (Alan), Bullock, A. (Andrew), Dixon, J. M., & Institute of Hydrology (Great Britain). (1992). *Low flow estimation in the United Kingdom*.
- IDAE. (1999). *Manuales de energías renovables, Minicentrales hidroeléctricas*.
- IDAE. (2006). *Manual MH*. Madrid.
- IEA. (2020). *Hydropower Special Market Report*.
- IEA. (25 de 4 de 2022). *Hydropower*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/hydropower>
- IEA. (24 de 5 de 2022). *Hydropower*. Obtenido de <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydropower>
- IEC. (2019). *IEC-60193-Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Model acceptance tests*.
- IRENA. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*.
- Kannan, Narayanan, Anandhi, Aavudai, & Jeong, Jaehak. (2018). *Estimation of stream health using flow-based indices*.
- Liucci, L., Casadei, Stefano, & Valigi, Daniela. (2014). *A new application of flow duration curve (FDC) in designing run-of-river power plants*.
- Mamo, Getachew, & Chacon-Hurtado, Juan Carlos. (s.f.). *Optimization of Run-of-River Hydropower Plant Capacity*.
- MAPAMA. (21 de 6 de 2022). *GEOPORTAL*. Obtenido de <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>
- McMillan, H. K. (2021). *A review of hydrologic signatures and their applications*.
- MITECO. (23 de 5 de 2022). *Objetivos agenda 2030*. Obtenido de miteco cambio climático: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx#:~:text=2021%20%2D%202030&text=Los%20principales%20objetivos%20de%20dicho,en%20el%20consumo%20de%20energ%C3%ADa>

Mohamoud, Y. M. (2008). *Prediction of daily flow duration curves and streamflow for ungauged catchments using regional flow duration curves.*

Mohamoud, Y. M. (2008). *Prediction of daily flow duration curves and streamflow for ungauged catchments using regional flow duration curves.*

Ogayar Fernández, B. (2008). *TESIS DOCTORAL Análisis y Desarrollo de Técnicas para el Aprovechamiento de Recursos Minihidráulicos.* Jaén.

Ogayar Fernández, B. (2012). *Minicentrales Hidroeléctricas.* Jaén: JOXMAN.

Ogayar, B. (2012). *Minicentrales hidroeléctricas.* Jaén: Joxman.

Ogayar, B., & Vidal, P. G. (s.f.). *Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant.*

Ogayar, B., Vidal, P. G., & Hernandez, J. C. (2009). *Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants.*

Quaranta, Emanuele, Bódis, Katalin, Kasiulis, Egidijus, McNabola, Aonghus, & Pistocchi, Alberto. (s.f.). *Is There a Residual and Hidden Potential for Small and Micro Hydropower in Europe? A Screening-Level Regional Assessment.*

Ramos, Helena, Betâmio De Almeida, A, Portela, M Manuela, & Pires De Almeida, H. (2000). *Title: Guideline for Design of SMALL HYDROPOWER PLANTS A.* Carvalho Quintela.

Sachdev, H. S., Akella, Ashok Kumar, & Kumar, Niranjana. (2015). *Analysis and evaluation of small hydropower plants: A bibliographical survey.*

Salud, O. P. (2005). *GUÍA PARA EL DISEÑO DE DESARENADORES Y SEDIMENTADORES.*

Searcy, J. K. (1959). *Flow-Duration Curves Manual of Hydrology: Part 2. Low-Flow Techniques.*

ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1 CENTRAL ELÉCTRICA DE ANGUIANO	13
ILUSTRACIÓN 2 CARTEL DE ENDESA CON LOGOTIPO AÑOS 70	14
ILUSTRACIÓN 3 AZUD DE LA CERRADA DEL UTRERO (ELABORACIÓN PROPIA)	29
ILUSTRACIÓN 4 PRESA DEL EMBALSE DEL RUMBLAR (ELABORACIÓN PROPIA)	30
ILUSTRACIÓN 5 ESTRUCTURA DE TOMA CONVERTIDA EN PISCINA	31
ILUSTRACIÓN 6 CANAL E INFRAESTRUCTURA EN ARROYO SANTOLAS	33
ILUSTRACIÓN 7 DISPOSICIONES DEL CANAL EN TERRENO LLANO Y EN PENDIENTE	34
ILUSTRACIÓN 8 CÁMARA DE CARGA	35
ILUSTRACIÓN 9 TUBERÍA FORZADA EN SIERRA DE CAZORLA (ELABORACIÓN PROPIA)	36
ILUSTRACIÓN 10 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN EL RÍO BOROSA (ELABORACIÓN PROPIA)	37
ILUSTRACIÓN 11 CAMINOS ACCESO CENTRAL DEL ENCINAREJO (ELABORACIÓN PROPIA)	39
ILUSTRACIÓN 12 TUBO DE ASPIRACIÓN	39
ILUSTRACIÓN 13 MECANISMO DE CONTROL, APERTURA Y CIERRA ÁLABES TURBINA FRANCIS PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	41
ILUSTRACIÓN 14 TURBINA FRANCIS EN CENTRAL PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	42
ILUSTRACIÓN 15 GRUPO TURBOGENERADOR EN CENTRAL PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	43
ILUSTRACIÓN 16 SISTEMA DE REGULACIÓN HIDRÁULICA EN CENTRAL PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	44
ILUSTRACIÓN 17 TRANSFORMADOR ELEVADOR EXTERIOR (ELABORACIÓN PROPIA)	44
ILUSTRACIÓN 18 CUADRO ELÉCTRICO CENTRAL PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	45
ILUSTRACIÓN 19 EDIFICIO DE LA CENTRAL DEL GAITANEJO EN EL RÍO GUADALHORCE (ELABORACIÓN PROPIA)	46
ILUSTRACIÓN 20 CHIMENEA DE EQUILIBRIO CENTRAL CERRADA DEL UTRERO (ELABORACIÓN PROPIA)	47
ILUSTRACIÓN 21 ALIVIADERO DEL EMBALSE AGUAS NEGRAS EN EL RÍO BOROSA (ELABORACIÓN PROPIA)	47
ILUSTRACIÓN 22 TUBERÍA FORZADA CON VENTOSAS EN PRESA DEL RÍO YEGUAS (ELABORACIÓN PROPIA)	48
ILUSTRACIÓN 23 AFORADOR POR ALTURA EN CENTRAL CERRADA DEL UTRERO (ELABORACIÓN PROPIA)	53
ILUSTRACIÓN 24 DETALLE DE UN MOLINETE	55
ILUSTRACIÓN 25 DISPOSICIONES ALIVIADERO PARA MEDIDA DEL CAUDAL	58
ILUSTRACIÓN 26 CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS CON EL MÉTODO DE TODOS LOS AÑOS, PARAMETRIZADA AL CAUDAL MEDIO (ELABORACIÓN PROPIA)	63
ILUSTRACIÓN 27 PERCENTILES CLASIFICACIÓN MEDIA CAUDAL ANUAL	66
ILUSTRACIÓN 28 HIDROGRAMA DE UN AÑO HIDROLÓGICO, RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO (ELABORACIÓN PROPIA)	67
ILUSTRACIÓN 29 CONSTRUCCIÓN DE LA CCC A PARTIR DEL HIDROGRAMA	68
ILUSTRACIÓN 30 CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS ACUMULATIVA RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO (ELABORACIÓN PROPIA)	69

ILUSTRACIÓN 31 CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS DEL AÑO BASE RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO (ELABORACIÓN PROPIA)	71
ILUSTRACIÓN 32 PARÁMETROS LIMPIARREJAS	75
ILUSTRACIÓN 33 VALOR DEL PARÁMETRO KV SEGÚN LA RELACIÓN D/D	78
ILUSTRACIÓN 34 VALORES DE KV PARA DIFERENTES CONFIGURACIONES DE CODO EN ÁNGULO CIRCULAR	79
ILUSTRACIÓN 35 ÁNGULO EN CODO EN ÁNGULO VIVO	80
ILUSTRACIÓN 36 PARÁMETROS CODO ÁNGULO CIRCULAR	81
ILUSTRACIÓN 37 PARÁMETROS D Y D VÁLVULA RECTANGULAR	82
ILUSTRACIÓN 38 PARÁMETROS D Y D VÁLVULA CIRCULAR	83
ILUSTRACIÓN 39 COEFICIENTE KV EN OTROS TIPOS DE VÁLVULAS	84
ILUSTRACIÓN 40 TURBINA DE ACCIÓN Y TURBINA DE REACCIÓN (IZQ. Y DRCHA.)	86
ILUSTRACIÓN 41 TURBINA DE FLUJO TANGENCIAL (A), DE FLUJO RADIAL (B), DE FLUJO AXIAL (C).	87
ILUSTRACIÓN 42 PARTES TURBINA PELTON	88
ILUSTRACIÓN 43 RODETE TURBINA PELTON CERRADA DEL UTRERO (ELABORACIÓN PROPIA)	89
ILUSTRACIÓN 44 SECCIÓN TURBINA PELTON EJE HORIZONTAL Y VERTICAL	90
ILUSTRACIÓN 45 PARTES TURBINA TURGO	90
ILUSTRACIÓN 46 PARTES TURBINA FRANCIS	91
ILUSTRACIÓN 47 RODETE TURBINA FRANCIS	92
ILUSTRACIÓN 48 TURBINA FRANCIS PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	93
ILUSTRACIÓN 49 CARACTERÍSTICAS TURBINA FRANCIS CENTRAL PANTANO CUBILLAS (ELABORACIÓN PROPIA)	93
ILUSTRACIÓN 50 DISPOSICIONES Y TIPOS DE TURBINAS FRANCIS	94
ILUSTRACIÓN 51 CONFIGURACIONES TURBINA KAPLAN	95
ILUSTRACIÓN 52 DETALLE PARTES TURBINA FLUJO CRUZADO	97
ILUSTRACIÓN 53 PASO DEL AGUA A TRAVÉS DEL RODETE FLUJO CRUZADO	98
ILUSTRACIÓN 54 RENDIMIENTO TURBINA PELTON SEGÚN EL ÍNDICE DE CARGA (Ci) (ELABORACIÓN PROPIA)	100
ILUSTRACIÓN 55 RENDIMIENTO TURBINA TURGO SEGÚN EL ÍNDICE DE CARGA (Ci) (ELABORACIÓN PROPIA)	101
ILUSTRACIÓN 56 RENDIMIENTO TURBINA FRANCIS SEGÚN EL ÍNDICE DE CARGA (Ci) (ELABORACIÓN PROPIA)	101
ILUSTRACIÓN 57 RENDIMIENTO TURBINA KAPLAN SEGÚN EL ÍNDICE DE CARGA (Ci) (ELABORACIÓN PROPIA)	102
ILUSTRACIÓN 58 RENDIMIENTO TURBINA FLUJO CRUZADO - BANKI SEGÚN EL ÍNDICE DE CARGA (Ci) (ELABORACIÓN PROPIA)	102
ILUSTRACIÓN 59 ÁBACO SELECCIÓN TURBINA POR EL SALTO Y EL CAUDAL	104
ILUSTRACIÓN 60 GRAFICA SELECCIÓN TURBINA POR LA VELOCIDAD ESPECÍFICA Y EL SALTO	107
ILUSTRACIÓN 61 GRAFICA SELECCIÓN TURBINA POR LA VELOCIDAD ESPECÍFICA Y EL SALTO	108
ILUSTRACIÓN 62 ÁREAS CAUDALES EN LA CCC (ELABORACIÓN PROPIA)	113
ILUSTRACIÓN 63 FACTOR DE PLANTA DE LA CENTRAL	115
ILUSTRACIÓN 64 MEDIDAS AZUD (ELABORACIÓN PROPIA)	132
ILUSTRACIÓN 65 SECCIÓN CANAL, MEDIDAS	137

ILUSTRACIÓN 66 SECCIÓN TÚNEL, MEDIDAS	138
ILUSTRACIÓN 67 MEDIDAS CÁMARA DE CARGA	141
ILUSTRACIÓN 68 PROPORCIÓN DE COSTES PARTIDAS PROTECCIONES REGULACIÓN Y CONTROL	149
ILUSTRACIÓN 69 PORTADA HERRAMIENTA MHTOOL	156
ILUSTRACIÓN 70 HERRAMIENTA DE CÁLCULO DE MHTOOL	160
ILUSTRACIÓN 71 EXTRACTO DE LA ZONA DE INTRODUCCIÓN DE CAUDALES	162
ILUSTRACIÓN 72 SELECCIÓN AÑO BASE	170
ILUSTRACIÓN 73 HIDROGRAMA	170
ILUSTRACIÓN 74 CCC	170
ILUSTRACIÓN 75 COMPARACIÓN DE COSTES	175
ILUSTRACIÓN 76 PERFIL DE POTENCIA ANUAL	176
ILUSTRACIÓN 77 PERFIL DE GENERACIÓN ANUAL	176
ILUSTRACIÓN 78 IMAGEN SATÉLITE DE LA OROGRAFÍA DEL APROVECHAMIENTO	177
ILUSTRACIÓN 79 WEB DE DESCARGA DE DATOS DEL CEDEX	181
ILUSTRACIÓN 80 FRAGMENTO DE LOS DATOS INTRODUCIDOS	181
ILUSTRACIÓN 81 SELECCIÓN DEL AÑO BASE CERRADA DEL UTRERO	182
ILUSTRACIÓN 82 HIDROGRAMA AÑO BASE CERRADA DEL UTRERO	183
ILUSTRACIÓN 83 AÑO BASE CERRADA DEL UTRERO	183
ILUSTRACIÓN 84 COMPARACIÓN DE COSTES CERRADA DEL UTRERO	186
ILUSTRACIÓN 85 PERFIL DE POTENCIA ANUAL CERRADA DEL UTRERO	187
ILUSTRACIÓN 86 PERFIL DE GENERACIÓN ANUAL CERRADA DEL UTRERO	187
ILUSTRACIÓN 87 HIDROGRAMA AÑO 1988/1989 CERRADA DEL UTRERO	189
ILUSTRACIÓN 88 CURVA CCC DEL AÑO 1988/1989 CERRADA DEL UTRERO	190

TABLAS

TABLA 1 PROBABILIDAD EQUIVALENTE AL Q100 RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO	70
TABLA 2 SELECCIÓN CAUDAL DE DISEÑO, MÉTODO ACUMULATIVO RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO	70
TABLA 3 SELECCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO EN EL AÑO BASE RÍO ALHORÍ EN JEREZ DEL MARQUESADO	71
TABLA 4 COEFICIENTE DE MANNING DEL CANAL	73
TABLA 5 ECUACIONES CARACTERÍSTICAS CONDUCCIONES	73
TABLA 6 VALOR DEL FACTOR DE KIRCHNER DE LAS REJAS	74
TABLA 7 VALOR DEL FACTOR K1 REJA SEGÚN LIMPIARREJAS	75
TABLA 8 VALOR DEL COEFICIENTE Kc DE CONTRACCIÓN O EXPANSIÓN	77
TABLA 9 VALOR DEL PARÁMETRO Ξ EN CODO ÁNGULO VIVO	80
TABLA 10 VALOR DEL PARÁMETRO Ξ EN CODO ÁNGULO CIRCULAR	81
TABLA 11 VALORES DE Kv PARA VÁLVULAS DE SECCIÓN RECTANGULAR	83
TABLA 12 VALORES DE Kv PARA VÁLVULAS DE SECCIÓN CIRCULAR	83
TABLA 13 VALORES DE Kv PARA OTRAS VÁLVULAS	84
TABLA 14 RENDIMIENTO TURBINAS, NOMINAL Y EN FUNCIÓN DEL ÍNDICE DE CARGA	100
TABLA 15 SELECCIÓN DE TURBINA SEGÚN SALTO	103
TABLA 16 SELECCIÓN TIPO TURBINA POR VELOCIDAD ESPECÍFICA	106
TABLA 17 SELECCIÓN TIPO Y CARACTERÍSTICAS DE TURBINA POR VELOCIDAD ESPECÍFICA	107
TABLA 18 CAUDALES MÍNIMOS TÉCNICOS DE LAS TURBINAS	112
TABLA 19 PARTICIPACIÓN DE CADA COMPONENTE EN EL FACTOR DE ESTADO	119
TABLA 20 VALORES FACTOR DE ACCESO	119
TABLA 21 VALORES FACTOR DE LOCALIZACIÓN	120
TABLA 22 VALORES FACTOR DE TIPOLOGÍA	120
TABLA 23 VALORES FACTOR DE CALIDAD	120
TABLA 24 VALORES FACTOR DE RECUPERACIÓN	120
TABLA 25 VALORES FACTOR DE CATALOGACIÓN HISTÓRICA	121
TABLA 26 VALORES FACTOR DE OBRAS COMPLEMENTARIAS	121
TABLA 27 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA PELTON DE 1 INYECTOR	123
TABLA 28 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA PELTON DE 2 INYECTORES	123
TABLA 29 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA PELTON DE 4 INYECTORES	124
TABLA 30 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA FRANCIS DE EJE VERTICAL	125
TABLA 31 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA FRANCIS DE EJE HORIZONTAL	126
TABLA 32 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA KAPLAN TUBULAR EN S	127
TABLA 33 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA KAPLAN ESPIRAL	127
TABLA 34 DIMENSIONADO Y COSTE EDIFICIO PARA TURBINA F.C. BANKI	128
TABLA 35 PARÁMETROS ACCESOS	130

TABLA 36 DIMENSIONES DEL CUERPO DEL DESARENADOR	135
TABLA 37 DIÁMETRO MÁXIMO PARTÍCULA DESARENADOR	135
TABLA 38 PARÁMETRO DE ACCESIBILIDAD DEL CANAL	137
TABLA 39 COEFICIENTE DE MANNING DE LA TUBERÍA FORZADA	144
TABLA 40 COSTES DE INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA FORZADA	145
TABLA 41 COSTE DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	148
TABLA 42 COSTE DE PROTECCIONES REGULACIÓN Y CONTROL	149
TABLA 43 COSTES DE CONEXIÓN A RED POTENCIA ≤ 100 kW	150
TABLA 44 COSTES DE CONEXIÓN A RED POTENCIA > 100 kW Y ≤ 1000 kW	150
TABLA 45 COSTES DE CONEXIÓN A RED POTENCIA > 1000 kW	150
TABLA 46 POTENCIAS NORMALIZADAS TRANSFORMADORES	151
TABLA 47 COSTE EN € POR KM DE LÍNEA AÉREA O SUBTERRÁNEA DE B.T.	152
TABLA 48 FACTOR DE ACCESIBILIDAD LÍNEA A.T.	152
TABLA 49 FACTOR DE ACCIDENTABILIDAD DEL TERRENO LÍNEA A.T.	153
TABLA 50 COSTES UNITARIOS MATERIALES A 2022	155
TABLA 51 RECOMENDACIÓN Y SELECCIÓN TURBINA	163
TABLA 52 DATOS GENERALES	163
TABLA 53 DATOS ACCESOS Y EDIFICIO	164
TABLA 54 DATOS AZUD	165
TABLA 55 DATOS TOMA	165
TABLA 56 DATOS CONDUCCIÓN: CANAL Y TÚNEL	166
TABLA 57 DATOS CÁMARA DE CARGA	167
TABLA 58 DATOS TUBERÍA FORZADA	167
TABLA 59 DATOS ACCESORIOS TUBERÍA FORZADA	168
TABLA 60 DATOS LÍNEA	168
TABLA 61 RESULTADOS ESTUDIO HIDRÁULICO	169
TABLA 62 RESULTADOS CCC	171
TABLA 63 RESULTADOS PÉRDIDAS	171
TABLA 64 RESULTADOS DIMENSIONADO	172
TABLA 65 RESULTADOS VALORACIÓN ECONÓMICA	174
TABLA 66 RESULTADOS POTENCIA Y ENERGÍA RESUMEN	175
TABLA 67 EXTRACTO RESULTADOS PARÁMETROS DIARIOS	176
TABLA 68 DATOS GENERALES CERRADA DEL UTRERO	178
TABLA 69 DATOS EDIFICIO CERRADA DEL UTRERO	178
TABLA 70 DATOS AZUD CERRADA DEL UTRERO	179
TABLA 71 DATOS TOMA CERRADA DEL UTRERO	179
TABLA 72 DATOS TÚNEL CERRADA DEL UTRERO	179

TABLA 73 DATOS CÁMARA DE CARGA CERRADA DEL UTRERO	180
TABLA 74 DATOS TUBERÍA FORZADA CERRADA DEL UTRERO	180
TABLA 75 DATOS ACCESORIOS TUBERÍA FORZADA CERRADA DEL UTRERO	180
TABLA 76 DATOS CAUDALES CERRADA DEL UTRERO	181
TABLA 77 RESULTADOS ESTUDIO HIDRÁULICO CERRADA DEL UTRERO	182
TABLA 78 RESULTADOS PÉRDIDAS DE CARGA CERRADA DEL UTRERO	184
TABLA 79 RESULTADOS DIMENSIONADO CERRADA DEL UTRERO	184
TABLA 80 SELECCIÓN ELEMENTOS CERRADA DEL UTRERO	185
TABLA 81 RESULTADOS VALORACIÓN ECONÓMICA CERRADA DEL UTRERO	185
TABLA 82 RESULTADOS RESUMEN POTENCIA Y ENERGÍA CERRADA DEL UTRERO	186
TABLA 83 PARÁMETROS DIARIOS CERRADA DEL UTRERO	187
TABLA 84 ESTUDIO HIDRÁULICO CASO DESCARTADO CERRADA DEL UTRERO	189
TABLA 85 RESUMEN DE POTENCIA Y ENERGÍA CASO DESCARTADO CERRADA DEL UTRERO	190
TABLA 86 VALORACIÓN DE COSTES CASO DESCARTADO CERRADA DEL UTRERO	191

ECUACIONES

ECUACIÓN 1 VELOCIDAD SUPERFICIAL MÉTODO FLOTADOR	54
ECUACIÓN 2 CORRELACIÓN CAUDAL CUENCAS	59
ECUACIÓN 3 COEFICIENTE DE CARGA	63
ECUACIÓN 4 PROPORCIÓN PROBABILIDAD	68
ECUACIÓN 5 PROBABILIDAD DE CAUDAL SUPERADO CCC	69
ECUACIÓN 6 CAUDAL EN EL CANAL	72
ECUACIÓN 7 GRADIENTE HIDRÁULICO CANAL	72
ECUACIÓN 8 GRADIENTE HIDRÁULICO TUBO	72
ECUACIÓN 9 PÉRDIDAS EN EL CANAL	73
ECUACIÓN 10 PÉRDIDAS DE CARGA EN LAS REJAS	74
ECUACIÓN 11 SUPERFICIE DE LA REJA	75
ECUACIÓN 12 GRADIENTE HIDRÁULICO EN LA TUBERÍA FORZADA	75
ECUACIÓN 13 GRADIENTE HIDRÁULICO TUBERÍA	76
ECUACIÓN 14 PÉRDIDAS DE CARGA TUBERÍA FORZADA	76
ECUACIÓN 15 LEY DE CONSERVACIÓN DEL CAUDAL	76
ECUACIÓN 16 PÉRDIDAS DE CARGA EN CONTRACCIÓN	77
ECUACIÓN 17 COEFICIENTE DE PÉRDIDAS DE CARGA EN CONTRACCIÓN / EXPANSIÓN	77
ECUACIÓN 18 PÉRDIDAS DE CARGA EN EXPANSIÓN SÚBITA	77
ECUACIÓN 19 RELACIÓN CAUDAL, SECCIÓN Y VELOCIDAD	78
ECUACIÓN 20 PÉRDIDAS EN CODO ÁNGULO	79
ECUACIÓN 21 PÉRDIDAS EN CODO ÁNGULO VIVO	80
ECUACIÓN 22 PÉRDIDAS EN CODO ÁNGULO CIRCULAR	81
ECUACIÓN 23 PÉRDIDAS EN VÁLVULA	82
ECUACIÓN 24 VELOCIDAD ESPECÍFICA (NQ)	105
ECUACIÓN 25 VELOCIDAD ESPECÍFICA (NS)	105
ECUACIÓN 26 COEFICIENTE DE VELOCIDAD ESPECÍFICA (Cv)	105
ECUACIÓN 27 CIFRA DE VELOCIDAD ESPECÍFICA (NO)	106
ECUACIÓN 28 SALTO NETO	110
ECUACIÓN 29 POTENCIA NOMINAL DE LA CENTRAL	111
ECUACIÓN 30 PESO ESPECÍFICO DEL AGUA	111
ECUACIÓN 31 UNIDADES S.I. NEWTON	111
ECUACIÓN 32 ECUACIÓN SIMPLIFICADA POTENCIA DE LA CENTRA	111
ECUACIÓN 33 DEMOSTRACIÓN UNIDADES POTENCIA DE LA CENTRAL	112
ECUACIÓN 34 EQUIVALENCIA kW UNIDADES BÁSICAS S.I.	112
ECUACIÓN 35 DEMOSTRACIÓN COMPLETA UNIDADES ECUACIÓN POTENCIA	112

ECUACIÓN 36 CAUDAL APROVECHABLE	113
ECUACIÓN 37 CALCULO CAUDAL TURBINABLE	114
ECUACIÓN 38 ENERGÍA GENERADA EN UN DÍA	114
ECUACIÓN 39 ENERGÍA GENERADA EN EL AÑO	114
ECUACIÓN 40 HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO ANUALES	115
ECUACIÓN 41 COSTE EDIFICIO	118
ECUACIÓN 42 CÁLCULO FACTOR DE ESTADO	118
ECUACIÓN 43 CÁLCULO FACTOR DE CONSTRUCCIÓN	119
ECUACIÓN 44 VELOCIDAD ESPECÍFICA	122
ECUACIÓN 45 VELOCIDAD DE GIRO	122
ECUACIÓN 46 DIÁMETRO DEL RODETE	122
ECUACIÓN 47 VELOCIDAD DE GIRO	124
ECUACIÓN 48 VELOCIDAD ESPECÍFICA	125
ECUACIÓN 49 DIÁMETRO DEL RODETE	125
ECUACIÓN 50 COEFICIENTE DE VELOCIDAD PERIFÉRICA DEL RODETE Y VELOCIDAD ESPECÍFICA NS	125
ECUACIÓN 51 VELOCIDAD DE GIRO	126
ECUACIÓN 52 DIÁMETRO DEL RODETE	126
ECUACIÓN 53 VELOCIDAD ESPECÍFICA	127
ECUACIÓN 54 VELOCIDAD DE GIRO	127
ECUACIÓN 55 DIÁMETRO DEL RODETE	128
ECUACIÓN 56 COSTE ACCESOS	129
ECUACIÓN 57 COSTE CUERPO DE PRESA Y ESTRIBOS	131
ECUACIÓN 58 COSTE PANTALLA	131
ECUACIÓN 59 COSTE MUROS CAJEROS	131
ECUACIÓN 60 COSTE TOTAL DEL AZUD	132
ECUACIÓN 61 VOLUMEN DE HORMIGÓN DEL AZUD	132
ECUACIÓN 62 COSTE DE LA ESTRUCTURA DE LA TOMA	133
ECUACIÓN 63 VOLUMEN DE HORMIGÓN DE LA ESTRUCTURA DE LA TOMA	133
ECUACIÓN 64 COSTE DE LAS REJILLAS	134
ECUACIÓN 65 COSTE DE LA COMPUERTA	134
ECUACIÓN 66 COSTE DE LA TOMA	134
ECUACIÓN 67 COSTE DESARENADOR	135
ECUACIÓN 68 COSTE CONDUCCIÓN	136
ECUACIÓN 69 COSTE DEL CANAL	137
ECUACIÓN 70 ANCHO	138
ECUACIÓN 71 ALTO DEL CANAL	138
ECUACIÓN 72 COSTE DEL TÚNEL	138

ECUACIÓN 73 COSTE DE LA CONDUCCIÓN FORZADA	139
ECUACIÓN 74 DIÁMETRO DE LA CONDUCCIÓN FORZADA	139
ECUACIÓN 75 ANCHO DE LA CÁMARA DE CARGA	140
ECUACIÓN 76 ALTO DE LA CÁMARA DE CARGA	140
ECUACIÓN 77 LARGO DE LA CÁMARA DE CARGA	140
ECUACIÓN 78 ESPESOR DE LOS MUROS DE HORMIGÓN DE LA CÁMARA DE CARGA	140
ECUACIÓN 79 COSTE DE LA ESTRUCTURA DE LA CÁMARA DE CARGA	141
ECUACIÓN 80 COSTE REJAS	142
ECUACIÓN 81 COSTE LIMPIARREJAS	142
ECUACIÓN 82 COSTE COMPUERTA	142
ECUACIÓN 83 COSTE TOTAL CÁMARA DE CARGA	143
ECUACIÓN 84 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA FORZADA A PARTIR DE LAS PÉRDIDAS	143
ECUACIÓN 85 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA FORZADA LIMITANDO LAS PÉRDIDAS AL 4%	143
ECUACIÓN 86 ESPESOR DE LA TUBERÍA FORZADA	144
ECUACIÓN 87 PRESIÓN HIDROSTÁTICA SOBREDIMENSIONADA PARA GOLPES DE ARIETE	144
ECUACIÓN 88 ESPESOR MÍNIMO DE LA TUBERÍA FORZADA DE ACERO	144
ECUACIÓN 89 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA FORZADA A PARTIR DEL SALTO Y LA POTENCIA	145
ECUACIÓN 90 ESPESOR DE LA TUBERÍA FORZADA	145
ECUACIÓN 91 COSTE DE LA TUBERÍA FORZADA	145
ECUACIÓN 92 RADIO INTERIOR TUBERÍA	146
ECUACIÓN 93 RADIO EXTERIOR TUBERÍA	146
ECUACIÓN 94 VOLUMEN DE LA TUBERÍA FORZADA	146
ECUACIÓN 95 MASA DE LA TUBERÍA FORZADA	146
ECUACIÓN 96 COSTE TUBERÍA FORZADA OBRA NUEVA, REEMPLAZAMIENTO	147
ECUACIÓN 97 COSTE DE LA LÍNEA DE A.T.	152
ECUACIÓN 98 COSTE TOTAL DE LA CENTRAL	153
ECUACIÓN 99 PARTIDAS DEL COSTE TOTAL DE LA CENTRAL	153

