

Minicentrales

hidroeléctricas

Minicentrales

hidroeléctricas



TÍTULO

Minicentrales hidroeléctricas

DIRECCIÓN TÉCNICA

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

AUTOR DE APIA

Adriana Castro

.....

Este manual forma parte de una colección de 7 títulos dedicados a las energías renovables; uno de carácter general y seis monografías sobre las diferentes tecnologías.

La colección es fruto de un convenio de colaboración firmado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y la Asociación de Periodistas de Información Ambiental (APIA).

Esta publicación ha sido producida por el IDAE y está incluida en su fondo editorial, dentro de la Serie “Manuales de Energías Renovables”.

Cualquier reproducción, total o parcial, de la presente publicación debe contar con la aprobación del IDAE.

.....

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

C/ Madera, 8

E-28004-Madrid

comunicacion@idae.es

www.idae.es

Madrid, octubre de 2006

INTRODUCCIÓN	5
1 SITUACIÓN ACTUAL	9
1.1 Contexto mundial	11
1.2 Europa	14
1.3 España	17
2 TECNOLOGÍA Y APLICACIONES	23
2.1 Características de la energía hidroeléctrica	25
2.2 Tipos de minicentrales hidroeléctricas	27
2.3 Diseño de un aprovechamiento hidroeléctrico	31
2.4 Instalaciones de obra civil	37
2.5 Equipamiento electromecánico	47
2.6 Usos y aplicaciones	63
3 FACTORES ECONÓMICOS, ADMINISTRATIVOS Y MEDIOAMBIENTALES	65
3.1 Aspectos económicos	67
3.2 Aspectos administrativos y normativos	72
3.3 Aspectos medioambientales	81

4 VENTAJAS DE LAS MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS	93
4.1 Beneficios ambientales	95
4.2 Beneficios socioeconómicos	97
5 INSTALACIONES MÁS REPRESENTATIVAS	99
5.1 Las minicentrales en España	101
5.2 Selección de centrales hidroeléctricas	103
6 PERSPECTIVAS FUTURAS	137
6.1 El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010	139
6.2 Barreras y medidas	143
6.3 Colaboración ciudadana	145
7 SABER MÁS	147
7.1 Orígenes de las minicentrales hidroeléctricas	149
7.2 Curiosidades	151
7.3 Glosario de términos	153
ANEXOS	161
I. Legislación	163
II. Direcciones de interés	170
III. Bibliografía	174

Introducción

La disponibilidad de la energía ha sido siempre esencial para la humanidad que cada vez demanda más recursos energéticos para cubrir sus necesidades de consumo y bienestar. Las energías renovables que provienen de fuentes inagotables como el Sol y no emiten gases de efecto invernadero, entre otros beneficios, son una de las piezas clave en la construcción de un sistema de desarrollo sostenible.

Existe una concienciación cada vez mayor sobre los efectos medioambientales que conlleva el actual sistema de desarrollo económico, como son el cambio climático, la lluvia ácida o el agujero de la capa de ozono. Las sociedades modernas, que sustentan su crecimiento en un sistema energético basado principalmente en la obtención de energía a través de combustibles fósiles, se inclinan cada vez más hacia la adopción de medidas que protejan nuestro planeta.

Así lo reflejan las actuales políticas nacionales y los acuerdos y tratados internacionales que incluyen como objetivo prioritario un desarrollo sostenible que no comprometa los recursos naturales de las futuras generaciones.

Actualmente las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir las necesidades de la demanda. Dentro de estas energías renovables se encuentra la energía hidroeléctrica, como principal aliado en la generación de energía limpia y autóctona. Se denominan minicentrales hidroeléctricas a aquellas instalaciones de potencia instalada inferior a 10 MW.

Hoy en día las energías renovables representan un sector importante de la industria y la economía española, por ser uno de los más dinámicos e innovadores, además de ser el sector que mayor número de nuevas empresas crea al año en España.

Conforme a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico se realizó y aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010, que fija como objetivo que el 12% de la energía primaria –30,3% de generación eléctrica con renovables y 5,83% de biocarburantes en transporte– sea de origen renovable en el año 2010. En el área de la energía hidroeléctrica se establece un incremento de potencia de 450 MW para centrales menores de 10 MW y de 360 MW para centrales entre 10 y 50 MW de potencia instalada.

En el año 2004 la energía obtenida en España a través de centrales de potencia inferior a 10 MW sufrió un incremento con la puesta en marcha de 45,1 MW nuevos. Pero a pesar de que esta energía crece cada año, lo hace a un ritmo inferior al necesario para poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010.

Los avances tecnológicos permiten obtener energía eléctrica en cursos de agua de características muy diversas, además de resultar igualmente interesante la rehabilitación y/o ampliación de pequeñas centrales ya existentes. Se estima que en España el potencial virgen para la obtención de energía eléctrica a través de las minicentrales hidroeléctricas asciende aproximadamente a 1.000 MW.

El nuevo marco en el que se desarrolla la política energética nacional y comunitaria se caracteriza por la liberalización de mercados, la protección del medio ambiente y la eficiencia energética y el ahorro. Alcanzar los objetivos marcados en los planes energéticos nacionales y en los compromisos internacionales es una tarea que compete igualmente a los responsables políticos, al sector empresarial y a la ciudadanía.

En este manual se describen los aspectos técnicos, económicos y administrativos para poder analizar de forma real la viabilidad de futuros proyectos de energía hidroeléctrica en minicentrales.

Se analiza el panorama nacional e internacional de la energía hidroeléctrica, en concreto de las instalaciones con potencia inferior a 10 MW. También se indica cómo realizar el estudio de impacto ambiental y posibles medidas minimizadoras, además de información sobre legislación, contactos de interés y casos concretos de distintos tipos de minicentrales hidroeléctricas que actualmente están en funcionamiento en España.





1

Situación actual



1

Situación actual

1.1 CONTEXTO MUNDIAL

El actual sistema energético a nivel mundial está basado en la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral y el gas. La generación de energía a partir de estas materias está siendo ampliamente replanteada por varias razones: son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta, su uso a gran escala está provocando graves efectos sobre el medio ambiente y la salud de los seres humanos, y se están agotando las reservas naturales comprometiendo el futuro de las nuevas generaciones.

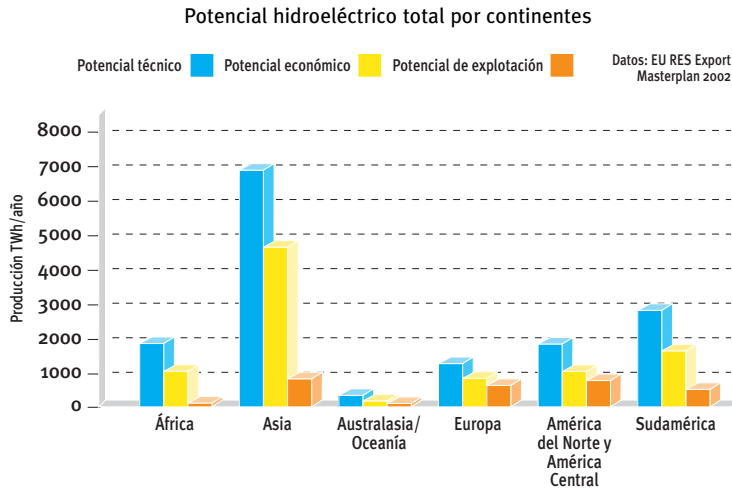
La ciudadanía está cada vez más concienciada sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía. Esto se debe en parte al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático. Se ha constatado que la temperatura media de la Tierra ha sufrido un aumento durante el siglo XX de $0,6 \pm 0,2$ °C, además de que existe una disminución real de la cobertura del

hielo ártico y un aumento de la frecuencia e intensidad de los denominados desastres naturales como huracanes, sequías y lluvias torrenciales.

Estos hechos han provocado que en las dos últimas décadas se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que apuestan por alcanzar un modelo de desarrollo sostenible: Cumbre de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) –donde surgió el plan de acción Agenda 21– y de Johannesburgo (2002); Protocolo de Kioto, adoptado en la Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005; Declaración del Milenio (2000); y Plan de acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004.

Energía hidroeléctrica, una de las renovables más desarrollada

El índice de consumo mundial de energía comercial es miles de veces inferior a los flujos de energía que recibe la Tierra procedente del Sol. La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte las ventajas de ser autóctona, limpia e inagotable como el resto de las energías renovables.



La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2.600 TWh, lo que representa aproximadamente el 19% del total de la energía eléctrica producida. La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 GW.

A gran escala esta fuente de energía tiene un campo de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o varias centrales, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social.

A menor escala, sin embargo, la generación de electricidad con minicentrales hidroeléctricas sí ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías.

A pesar de la existencia de este tipo de alternativas, la Agencia Internacional de la Energía concluye que mientras aumentan las previsiones de crecimiento del consumo de petróleo, bajan las reservas a nivel mundial.

El uso de petróleo en la generación de energía crea una dependencia exterior de los países importadores, haciendo a la vez vulnerable su sistema energético frente a posibles crisis del sector petrolífero. Además, el incremento del precio del crudo y el gas crea tensiones en el mercado eléctrico. Por todo esto, las energías renovables nuevamente se convierten en una fuente segura de energía, que minimizaría la dependencia energética exterior al permitir mayor autonomía de los sistemas energéticos nacionales.



1.2 EUROPA

La Unión Europea tiene como objetivo prioritario la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Esto se debe a razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social.

El marco legislativo de las Energías Renovables en la Unión Europea está basado en el “Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables”, desarrollado en 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas. El objetivo fijado en el Libro Blanco establece el incremento en 4.500 MW de potencia instalada en Europa en minicentrales hidroeléctricas en el horizonte 2010, lo que significará incrementar la producción anual desde los 37 TWh actuales a los 55 TWh.

Posteriormente se promulgó la Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables en el mercado interior de la electricidad. En esta Directiva se proponen objetivos indicativos para cada Estado miembro, que en el caso de España coinciden con los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, asumidos por el Plan de Energías Renovables 2005-2010. La Directiva fija como objetivo, para el año 2010, generar el 12% de electricidad con recursos renovables y propone las siguientes medidas:

- Objetivos nacionales cuantificables para el consumo de electricidad generada con renovables.
- Esquemas de promoción de la electricidad verde. (Posibilidad de un sistema armonizado en la UE).
- Simplificación de los procedimientos administrativos de autorización.
- Acceso garantizado para la transmisión y distribución de dicha electricidad.

La Directiva fija como objetivo, para el año 2010, generar el 12% de electricidad con recursos renovables

El objetivo general fijado por la Unión Europea marca la aportación de fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la UE en el año 2010. En particular se establece como objetivo para la energía hidroeléctrica alcanzar los 105.000 MW en ese año, distribuidos de la siguiente manera:

- Grandes centrales (mayores de 10 MW): 91.000 MW (incluidas las de bombeo).
- Pequeñas centrales (menores de 10 MW): 14.000 MW.

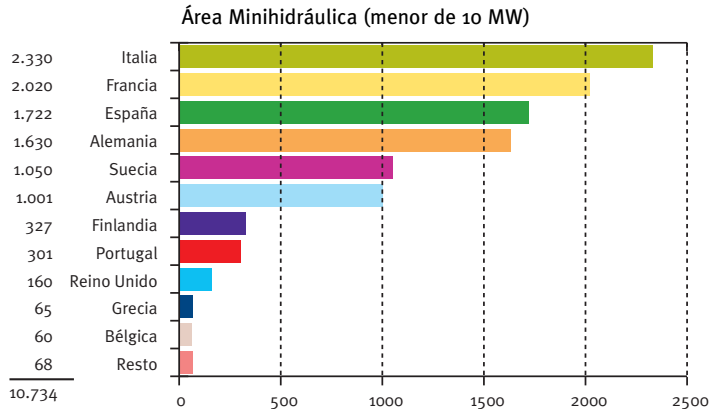
La UE establece también Sistemas de Apoyo para la promoción de la electricidad renovable, como son “certificados verdes”, ayudas a la inversión, devoluciones de impuestos y sistemas de apoyo directo a los precios.

El sistema de apoyo al precio de las energías renovables que prevalece actualmente en la UE es el sistema REFIT (Renewable Energy Feed-in Tariffs), por el cual los generadores de electricidad renovable tienen derecho a vender toda su producción a la red, y a ser retribuidos por ello a un precio superior al precio medio de mercado. En el modelo español de retribución, al precio del mercado eléctrico se le suma una prima, diferente para cada área de las renovables.



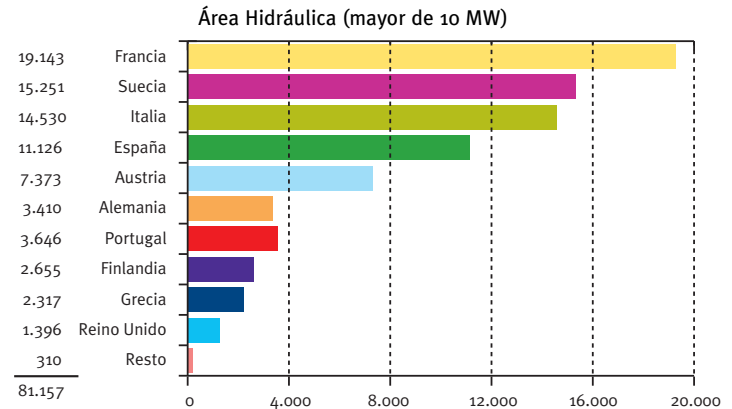
La energía hidroeléctrica en la UE

España ocupa un papel destacado en el área hidroeléctrica a nivel europeo, situándose en tercer lugar respecto al resto de países de la Unión Europea en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada con centrales menores de 10 MW y el cuarto lugar en cuanto a centrales de potencia mayor de 10 MW.



Potencia instalada con CC.HH. menores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2003

Fuente: EurObserv'ER 2004



Potencia instalada con CC.HH. mayores de 10 MW en la Unión Europea a 31/12/2002

Fuente: EUROSTAT

Gran parte del potencial europeo proviene de la rehabilitación y ampliación de instalaciones ya existentes. Cerca del 68% de las minicentrales hidroeléctricas de la Unión Europea tienen más de cuarenta años de antigüedad, según la European Small Hydraulic Association.

Intercambios internacionales

Respecto a los intercambios internacionales de energía eléctrica que mantiene España con otros países, se encuentran Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. Según Red Eléctrica de España, por primera vez desde el inicio del mercado eléctrico en 1998, el saldo de los intercambios internacionales ha resultado exportador, alcanzando los 2.939 GWh. Esto ha sido posible debido al

importante volumen de exportaciones a Portugal. Actualmente hay en marcha un proceso de integración del sistema eléctrico español con el sistema eléctrico portugués, con el fin de crear el denominado Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

Por otro lado, la dependencia exterior de España de energía primaria aumentará en el año 2020 desde el actual 79% hasta un 85%, según fuentes de la propia Unión Europea, que en su conjunto pasará del actual 50% a un 70%. Las energías renovables, entre ellas la energía minihidráulica, presentan la ventaja de ser autóctonas, por lo que su desarrollo resulta imprescindible en el fortalecimiento del sistema energético español.

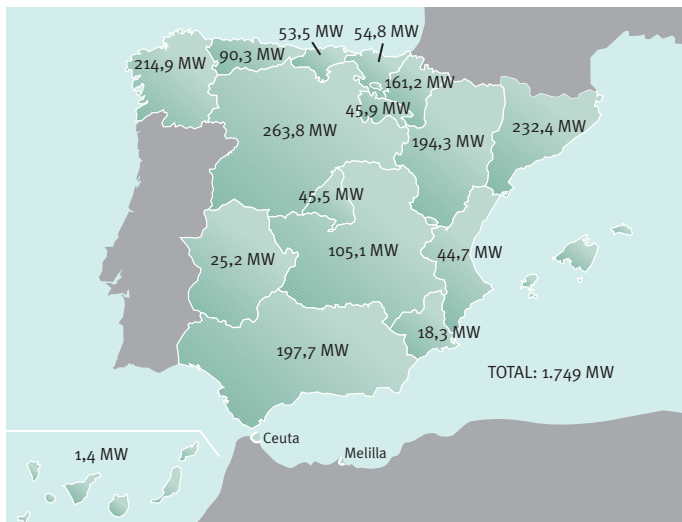
1.3 ESPAÑA

España cuenta con un consolidado sistema de generación de energía hidroeléctrica y un sector tecnológicamente maduro en este área. Esto se debe a varios factores, como la existencia de importantes recursos hidrológicos y una larga tradición histórica en el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos.

Aunque la evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido creciente, en los últimos años ha experimentado una disminución en la aportación de esta energía a la producción total de electricidad. La energía hidroeléctrica generada en pequeñas centrales, por el contrario, sigue creciendo aunque de manera muy moderada.

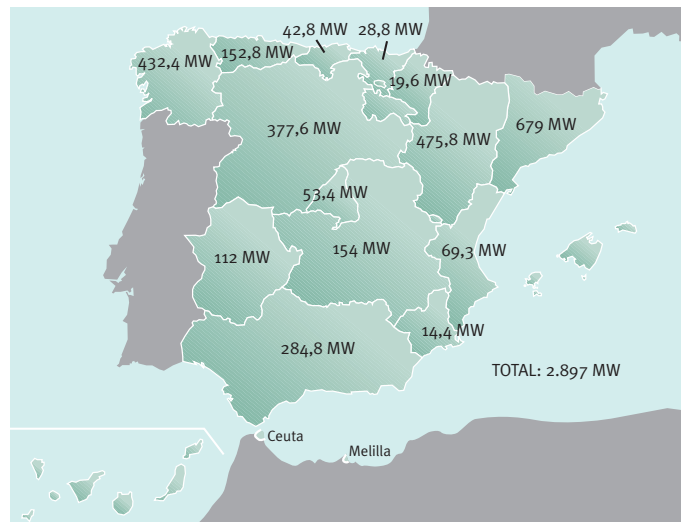
España es un país con una larga y antigua tradición en construcción de presas. Al año 2000 se tienen inventariadas un total de 1.147 presas, con una capacidad total de los embalses de 55.000 Hm³. Aproximadamente un 40% de esa capacidad actual embalsable corresponde a embalses hidroeléctricos, que es una de las proporciones más altas de Europa y del mundo; aunque ese porcentaje ha decrecido por el incremento en décadas pasadas de otras fuentes de energía.





Las minicentrales hidroeléctricas presentaban una potencia acumulada total en España de 1.749 MW a finales de 2004, con una distribución de la mayor parte de ella en las siguientes Comunidades Autónomas:

- Castilla y León con un mayor número (263 MW), seguida de
- Cataluña (232 MW),
- Galicia (215 MW),
- Andalucía (198 MW) y
- Aragón (194 MW).



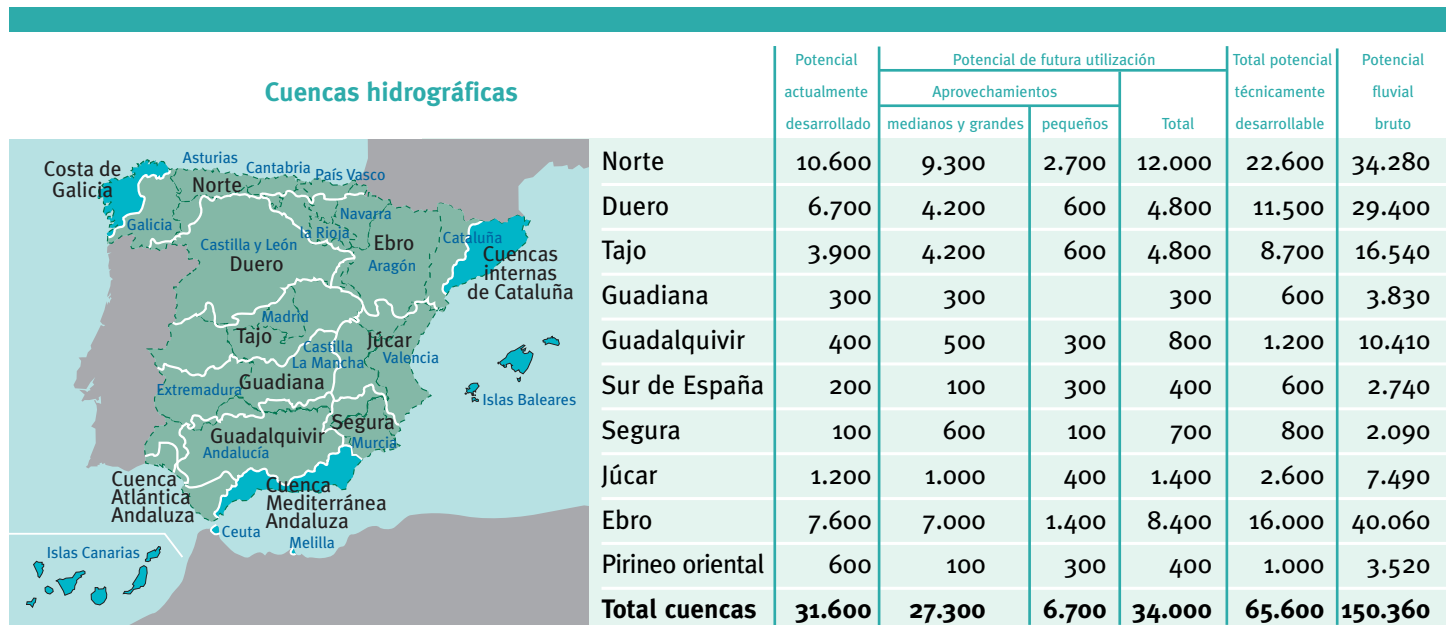
Asimismo, las centrales con potencia entre 10 y 50 MW presenta una potencia acumulada total en España de 2.897 MW a finales de 2004, distribuyéndose la mayor parte de ella por las siguientes CC. AA. :

- Cataluña (679 MW),
- Aragón (476 MW),
- Galicia (432 MW),
- Castilla y León (378 MW) y
- Andalucía (285 MW).

Recursos Hidroeléctricos

El potencial hidroeléctrico de un país es la capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica que dicho país posee, y el potencial técnicamente explotable se deduce del anterior, teniendo en cuenta las pérdidas.

La evaluación de los recursos hidroeléctricos de un país es muy compleja, y en España la más reciente se realizó en 1980.



El potencial pendiente de desarrollar, sobre todo el correspondiente a centrales grandes, es muy difícil que pueda aprovecharse, fundamentalmente, por razones medioambientales o por competencia en los usos del agua. No obstante, existe todavía un alto potencial pendiente de desarrollar mediante minicentrales hidroeléctricas, viable técnica y medioambientalmente.

La producción hidroeléctrica nacional

La producción hidroeléctrica anual en España es muy variable y depende en gran medida de la hidráulica. En años húmedos supera los 40.000 GWh (2002 tuvo una producción récord de 45.706 GWh), pero en años secos no llega a los 25.000 GWh. La media de los últimos 10 años ha sido de 32.500 GWh, lo que representa un 17% de la producción media total de nuestro país.

Las energías renovables aportaron el 6,5% del consumo total de 2004 en España, lo que supone un ligero descenso respecto a 2003, año en que las renovables alcanzaron el 7%. A pesar del fuerte impulso que tienen las renovables en nuestro país, este retroceso se debió en parte a la baja hidráulica de 2004, provocada principalmente por la escasez de lluvias.

Según Red Eléctrica de España, la demanda anual de energía eléctrica durante 2004 ha sido un 3,5 superior a la de 2003, con un total de 233.551 GWh. En cuanto a la potencia peninsular, ha habido un crecimiento conjunto de los regímenes ordinario y especial del 9,1% respecto al año anterior. La energía hidroeléctrica producible se ha situado alrededor de los 24.600 GWh, y al final del año 2004 las reservas de los embalses representaban el 49% de su capacidad total.



Las adquisiciones de energía al régimen especial han alcanzado durante el año 2004 los 43.011 GWh, cubriendo alrededor de un 18% de la demanda peninsular. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda anual de energía eléctrica alcanzó los 13.858 GWh, un 6,9% superior a 2003. El 69,5% de esta demanda se cubrió con los grupos de fuel, el 25,3% con las centrales de carbón y el 5,2% con la energía procedente del régimen especial.





2

Tecnología y aplicaciones



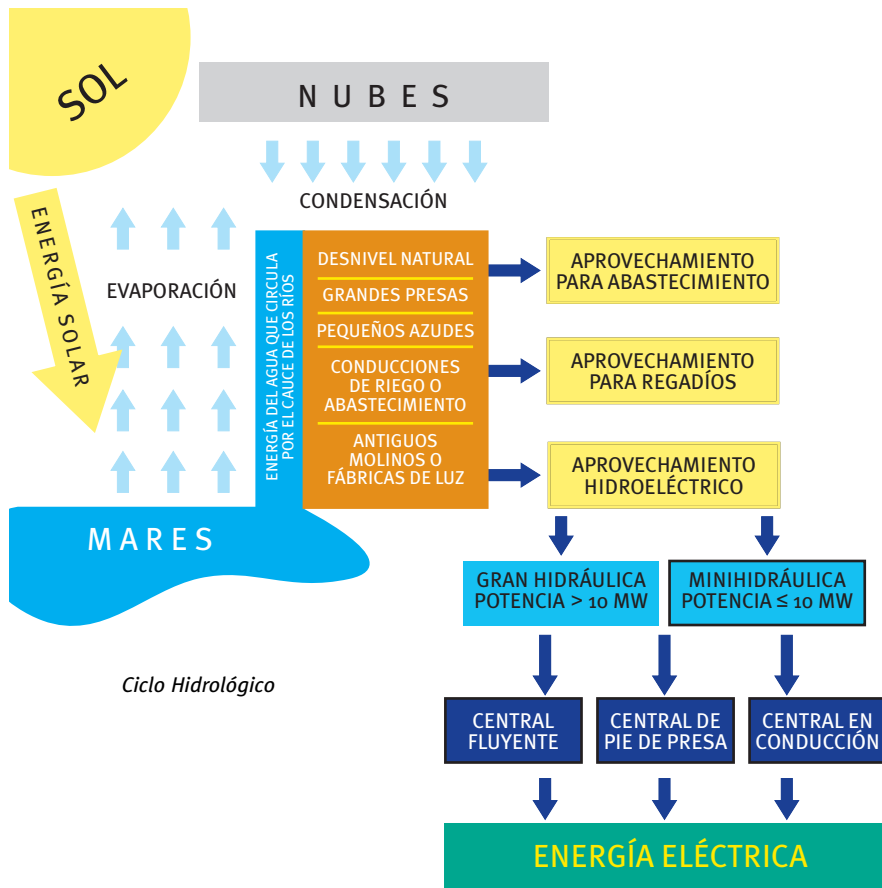
2

Tecnología y aplicaciones

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La superficie terrestre está cubierta en un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación que procede de las fusiones nucleares que se producen en el sol calientan la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos, provocando la evaporación del agua. El aire caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a distintos puntos del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia y nieve. Una parte de la energía solar permanece almacenada en el agua de los ríos, los lagos y los glaciares.

Las centrales y minicentrales hidroeléctricas transforman esa energía en electricidad, aprovechando la diferencia de desnivel existente entre dos puntos. La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica, ésta activa el generador, que transforma en un segundo paso la energía mecánica en energía eléctrica.



Aunque no hay consenso a nivel europeo respecto a la potencia máxima instalada que puede tener una central para ser calificada como micentral hidroeléctrica, aquí se considera como tal a las que no sobrepasen los 10 MW, que es el límite aceptado por la Comisión Europea, la UNPEDE (Unión de Productores de Electricidad), y por lo menos seis de los países miembros de la Europa de los 15. Hay países, sin embargo, en los que el límite puede ser tan bajo como 1,5 MW, mientras que en otros como China o los países de América Latina, el límite llega a los 30 MW.

La potencia instalada no constituye el criterio básico para diferenciar una micentral de una central hidroeléctrica convencional. Una micentral no es una central convencional a escala reducida. Una turbina de unos cientos de kilovatios tiene un diseño completamente distinto del de otra de unos cientos de megavatios. Desde el punto de vista de obra civil, una micentral obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses.

2.2 TIPOS DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas. Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se realiza la siguiente clasificación general:

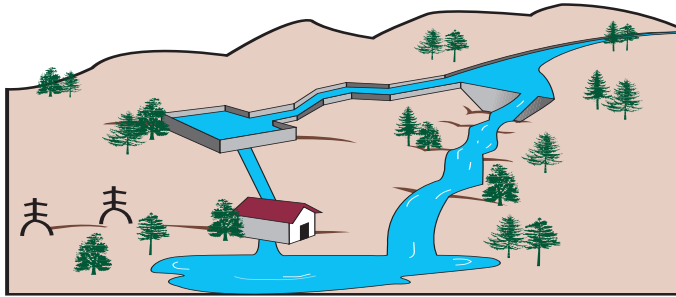
- *Centrales de agua fluyente.* Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río.
- *Centrales de pie de presa.* Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.
- *Centrales en canal de riego o de abastecimiento.*

2.2.1 Central de agua fluyente

Es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río.



Dependiendo del emplazamiento donde se sitúe la central será necesario la construcción de todos o sólo algunos de los siguientes elementos:



Central hidroeléctrica de tipo fluyente

- Azud.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería forzada.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Canal de descarga.
- Subestación y línea eléctrica.

Dentro de este grupo hay diversas formas de realizar el proceso de generación de energía. La característica común a todas las centrales de agua fluyente es que dependen directamente de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y éste es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río.

En algunos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de ésta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta la cámara de carga, de donde sale la tubería forzada por la que pasa el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central.

Para que las pérdidas de carga sean pequeñas y poder mantener la altura hidráulica, los conductos por los que circula el agua desviada se construyen con pequeña pendiente, provocando que la velocidad de circulación del agua sea baja, puesto que la pérdida de carga es proporcional al cuadrado de la velocidad. Esto implica que en algunos casos, dependiendo de la orografía, la mejor solución sea optar por construir un túnel, acortando el recorrido horizontal.

Otros casos que también se incluyen en este grupo, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son las centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de una azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada.

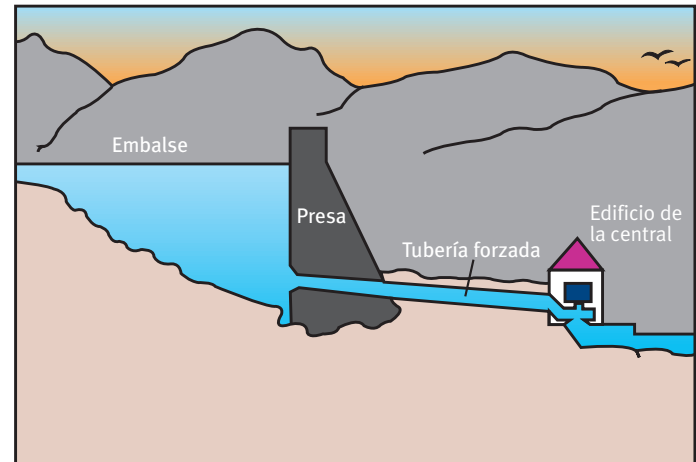
2.2.2 Central de pie de presa

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar.

Según la capacidad de agua que tenga la zona útil la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En las minicentrales hidroeléctricas el volumen de almacenado suele ser pequeño, permitiendo por ejemplo producir energía eléctrica un número de horas durante el día, y llenándose el embalse durante la noche. Si la regulación es semanal, se garantiza la producción de electricidad durante el fin de semana, llenándose de nuevo el embalse durante el resto de la semana.

Central hidroeléctrica de pie de presa



También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riegos o abastecimiento de agua en poblaciones. Dependiendo de los fines para los que fue creada la presa, se turbinan los caudales excedentes, los caudales desembalsados para riegos o abastecimientos, e incluso los caudales ecológicos.

Las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa que ya existe son:

- Adaptación o construcción de las conducciones de la presa a la minicentral.
- Toma de agua con compuerta y reja.
- Tubería forzada hasta la central.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Subestación y línea eléctrica.

2.2.3 Central hidroeléctrica en canal de riego

Se distinguen dos tipos de centrales dentro de este grupo:

- Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal. Mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal.
- Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

Las obras que hay que realizar en estos tipos de centrales son las siguientes:

- Toma en el canal, con un aliviadero que habitualmente es en forma de pico de pato para aumentar así la longitud del aliviadero.
- Tubería forzada.



- Edificio de la central con el equipamiento electro-mecánico.
- Obra de incorporación al canal o al río, dependiendo del tipo de aprovechamiento.
- Subestación y línea eléctrica.

2.3 DISEÑO DE UN APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO

La potencia de una central hidroeléctrica es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, por lo que es muy importante determinar correctamente estas variables para el diseño de las instalaciones y el dimensionamiento de los equipos.

2.3.1 Determinación del caudal de equipamiento

Es fundamental la elección de un caudal de diseño adecuado para definir el equipamiento a instalar, de forma que la energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología. Por tanto, el conocimiento del régimen de caudales del río en la zona próxima a la toma de agua es imprescindible para la determinación del caudal de diseño del aprovechamiento.

La medición de los caudales del río se realiza en las estaciones de aforo, donde se registran los caudales instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación y a partir de estos se determinan los caudales máximos, medios y mínimos diarios correspondientes a un gran número de años, con los que se elaboran series temporales agrupadas por años hidrológicos.

La obtención de los datos de estaciones de aforo puede hacerse a través de los Organismos de cuenca o en el Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), organismo autónomo adscrito orgánicamente al Ministerio de Fomento y funcionalmente a los Ministerios de Fomento y Medio Ambiente. En España hay una extensa red de estaciones de aforo, que nos proporcionan datos sobre los caudales de un gran número de ríos durante un significativo número de años.

*La hidrología
va a condicionar
el funcionamiento
de la minicentral*

Por tanto, en función de la ubicación del futuro aprovechamiento, primeramente se recopilarán las series hidrológicas (de más de 25 años) de las estaciones de aforo existentes en la zona de implantación de la central, con los datos de caudales medios diarios, para realizar el correspondiente *estudio hidrológico*.

Pero cuando no existe ninguna estación de aforo en la cuenca donde se situará la minicentral, hay que realizar un *estudio hidrológico teórico*, basado en datos de precipitaciones de la zona y en aforos existentes en cuencas semejantes.

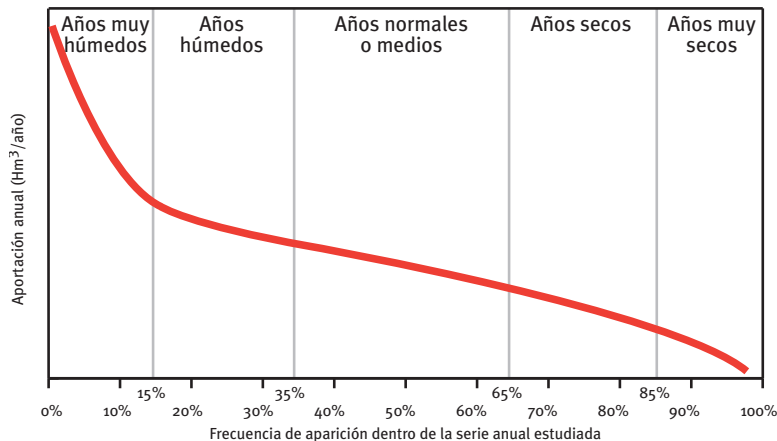
En este caso, se deben recopilar y analizar las series de datos pluviométricos disponibles, completando los períodos en los que falten datos utilizando métodos de correlación de cuencas, para lo que hay que determinar previamente las características físicas de la cuenca a estudiar, principalmente la superficie y los índices que definen la forma y el relieve de esa superficie. A continuación se relacionan las aportaciones de ambas cuencas en función de las precipitaciones, superficies y coeficientes de escorrentía, teniendo en cuenta los índices de compacidad y

de pendiente. Con esta relación se obtiene un factor corrector que permite obtener las aportaciones y caudales de la cuenca estudiada, que han sido obtenidas a partir de los datos de una cuenca semejante.

Estos datos es conveniente completarlos, además, con medidas directas del caudal en una sección del río a lo largo de al menos un año.

Al final, en todo estudio hidrológico, sea teórico o con datos reales de caudales, se obtendrá una serie anual lo suficientemente grande para realizar una distribución estadística que nos tipifique los años en función de la aportación registrada: años muy secos, secos, medios, húmedos y muy húmedos.

Clasificación de los años hidrológicos



Una vez obtenida la distribución anterior, se tomará un año medio representativo y se construirá la *curva de caudales clasificados* de la cuenca estudiada que nos dará el caudal en la toma en función de los días del año en que se supera dicho valor. Caracteriza muy adecuadamente, en términos adimensionales, el régimen hidrológico de un cauce a efectos de su aprovechamiento hidroeléctrico.

La curva de caudales clasificados proporciona una valiosa información gráfica sobre el volumen de agua existente, el volumen turbinado y el volumen vertido por servidumbre, mínimo técnico o caudal ecológico.

Para elaborar esta curva (representada en el gráfico que acompaña este texto), hay que calcular los siguientes parámetros:

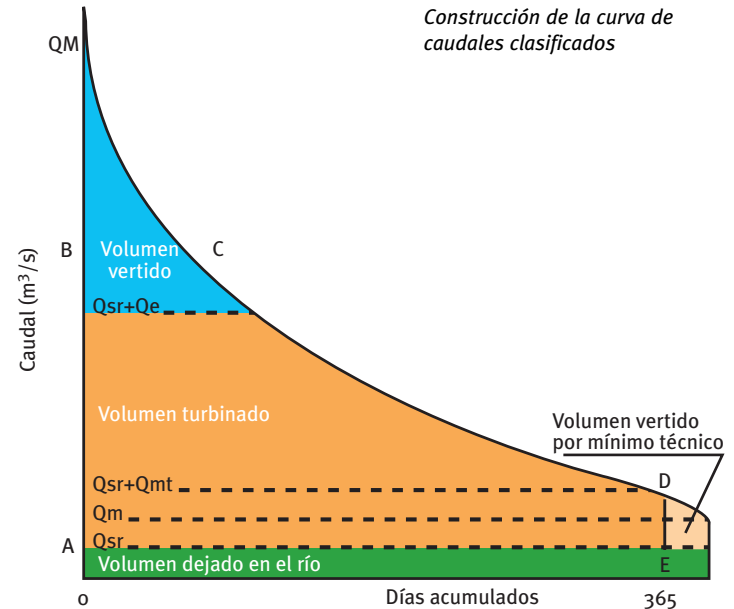
QM: Caudal máximo alcanzado en el año o caudal de crecida.

Qm: Caudal mínimo del año o estiaje.

Qsr: Caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río por su cauce normal. Incluye el caudal ecológico y el necesario para otros usos. El caudal ecológico lo fija el Organismo de cuenca, si no se conociera, una primera estimación es considerarlo igual al 10% del caudal medio interanual.

Qmt: Caudal mínimo técnico. Es aquel directamente proporcional al caudal de equipamiento con un factor de proporcionalidad "K" que depende del tipo de turbina.

$$Q_{mt} = K * Q_e$$





Para una primera aproximación, se tomarán los siguientes valores de “K”:

- para turbinas PELTON: $k = 0,10$
- para turbinas KAPLAN: $k = 0,25$
- para turbinas SEMIKAPLAN $k = 0,40$
- para turbinas FRANCIS $k = 0,40$

El caudal de equipamiento Q_e se elegirá de forma que el volumen turbinado sea máximo, es decir, el área encerrada entre los puntos A, B, C, D, E, A sea máxima (ver gráfico).

Otra forma de determinarlo es, una vez descontado el caudal de servidumbre a la curva de caudales clasificados, se elige el caudal de equipamiento en el intervalo de la curva comprendido entre el Q_{80} y el Q_{100} , siendo el Q_{80} el caudal que circula por el río durante 80 días al año y el Q_{100} el que circula durante 100 días al año.

A veces no se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que hay que tener en cuenta otros factores como pueden ser: la inversión necesaria, instalaciones ya existentes que condicionan el caudal a derivar (por ejemplo, canales, túneles, etc.)

2.3.2 Determinación del salto neto

El salto es la otra magnitud fundamental para el diseño de una minicentral hidroeléctrica. Deberá ser el máximo permitido por la topografía del terreno, teniendo en cuenta los límites que marcan la afección al medio ambiente y la viabilidad económica de la inversión.

A continuación, se definen los siguientes conceptos:

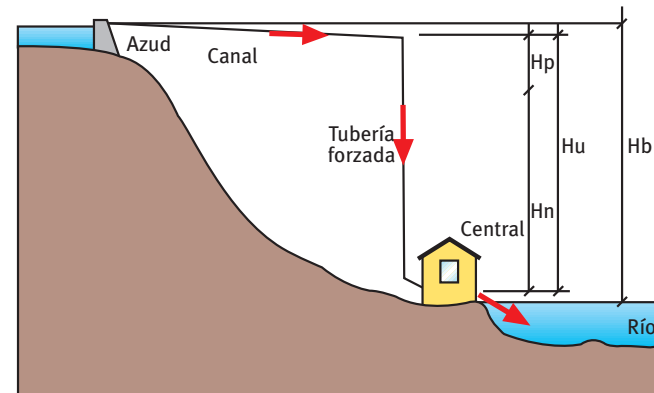
Salto bruto (H_b): Altura existente entre el punto de la toma de agua del azud y el punto de descarga del caudal turbinado al río.

Salto útil (H_u): Desnivel existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.

Salto neto (H_n): Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones. Representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina.

Pérdidas de carga (H_p): Son las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y sobre todo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

Esquema general de un salto de agua



Para una primera aproximación, se puede estimar el salto bruto mediante un plano topográfico. No obstante, para una determinación más correcta y exacta es necesario realizar un levantamiento topográfico de la zona. Asimismo, también se puede suponer que las pérdidas de carga son del orden del 5% al 10% del salto bruto.

2.3.3 Potencia a instalar y producción

La minicentral hidroeléctrica cuenta con una potencia disponible que varía en función del caudal de agua disponible para ser turbinado y el salto existente en cada instante.

La expresión que nos proporciona la *potencia instalada* es la siguiente:

$$P = 9,81 * Q * H_n * e$$

P = Potencia en kW

Q = Caudal de equipamiento en m^3/s

H_n = Salto neto existente en metros

e = Factor de eficiencia de la central, que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía:

$$e = R_t * R_g * R_s$$

R_t = Rendimiento de la turbina

R_g = Rendimiento del generador

R_s = Rendimiento del transformador de salida

La potencia disponible varía en función del caudal

Según el tipo de equipo y el fabricante, el rendimiento de la maquinaria varía, pero a efectos de una primera aproximación, se puede tomar como factor de eficiencia para una minicentral hidroeléctrica moderna el valor de 0,85.

Una vez conocida la potencia es posible calcular la producción media de la minicentral hidroeléctrica, como producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento.

De forma más precisa, la producción podría calcularse con la siguiente expresión:

$$E \text{ (kWh)} = 9,81 * Q * H_n * T * e * \eta$$

T = n° de horas de funcionamiento (con H_n y Q fijos)

η = coeficiente de imponderables que refleja las pérdidas de energía debidas al mantenimiento y reparación de la central, incluso la disponibilidad del agua y la necesidad del mercado eléctrico.

Para la simulación del cálculo de la producción se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

Como el caudal es variable en función del tiempo, la energía se calculará en períodos de tiempo en los que el caudal pueda considerarse constante.

Respecto al salto, se podrá considerar constante en centrales fluyentes y será variable en centrales de pie de presa (curva Q-H del embalse).

2.4 INSTALACIONES DE OBRA CIVIL

La obra civil engloba las infraestructuras e instalaciones necesarias para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar los equipos electromecánicos y el sistema eléctrico general y de control.

Los trabajos de construcción de una minicentral hidroeléctrica son muy reducidos en comparación con las grandes centrales hidroeléctricas, y sus impactos sobre el medio ambiente pueden ser minimizados si se desarrollan las medidas correctoras necesarias para ello.

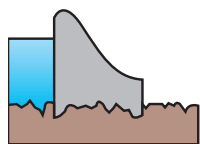
La obra civil se compone de los siguientes elementos:

2.4.1 Azudes y presas

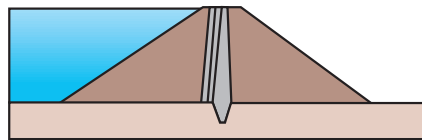
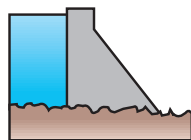
La obra que se lleva a cabo para provocar una retención en el cauce de un río puede ser de dos tipos:

- **Azud.** Muro transversal al curso del río, de poca altura, que provoca un remanso de agua sin producir una elevación notable del nivel. Su objetivo es desviar parte del caudal del río hacia la toma de la central. Aquella parte que no es derivada vierte por el aliviadero y sigue su curso normal por el río.

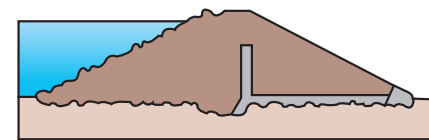
El azud puede construirse de hormigón, ladrillos, escollera o tierra. Resiste al empuje del agua por su propio peso, aunque en los azudes de tierra y escollera se suele colocar un anclaje al terreno con el fin de aumentar su estabilidad.



Azudes de hormigón



Azud de escollera



Azud de tierra

Tipos de azudes



- **Presas.** En este caso el muro que retiene el agua tiene una altura considerable y provoca una elevación notoria del nivel del río mediante la creación de un embalse. En función del tamaño de éste se podrán regular las aportaciones. Hay varios tipos de presas, según la forma de resistir el empuje hidrostático. Algunas, como la presa de contra-fuerzas o la de bóveda, requieren mayor complejidad en su construcción y no suelen ser de aplicación en las minicentrales; no así los siguientes tipos:

Presas de gravedad. Aquella que contrarresta el empuje del agua con su propio peso, por lo que se confía su estabilidad también en el esfuerzo del terreno sobre el que se asienta. Dentro de este tipo y según el material con el que esté hecha se distinguen en:

Presas de gravedad de tierra o escollera. Suelen tener una gran base y poca altura. No utilizan hormigón y están constituidas normalmente por los materiales propios del terreno donde se asientan. Se emplean en centrales grandes y pequeñas.

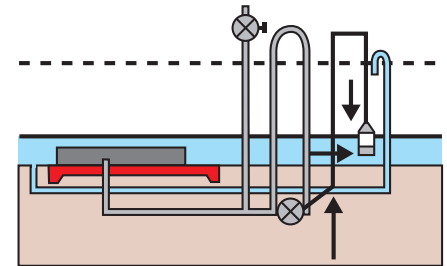
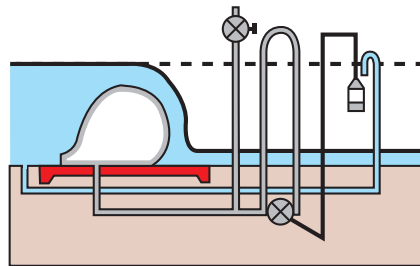
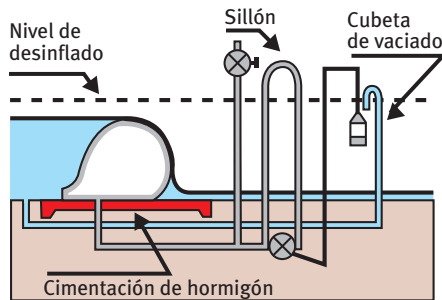
Presas de gravedad propiamente dicha. Se construye de hormigón y el terreno que la sujeta tiene que ser muy consistente.

Presas en arco. En este caso el esfuerzo del empuje del agua se transmite hacia las laderas del valle, de ahí que su forma implique cierta curvatura. La convexidad que forma la presa está vuelta hacia el embalse. Suelen situarse en valles angostos con laderas rocosas de buena calidad.

También para elevaciones de poca altura de la lámina de agua, existe una tercera tipología de azud o presa a utilizar que sería:

- **Azudes y presas inflables.** Consisten en un tubo de material resistente y deformable relleno de agua o aire a una presión determinada. El sistema de apoyo está constituido por una base de hormigón a la que se sujeta la parte inferior parcialmente plana del tubo.

Cuando el nivel de agua sube, ésta se desborda pasando por encima de la presa. El peso de la lámina acuática deforma el material y el tubo se aplasta ligeramente, dejando que el agua pase. Si el caudal continúa aumentando, a determinada altura se abre una válvula y el tubo se vacía, quedando completamente aplastado por el peso del agua sobre él. Cuando los caudales vuelvan a normalizarse, el agua o aire se reinyecta y la presa recupera su forma y funcionamiento normales.



Esquema de funcionamiento de una presa inflable

2.4.2 Aliviaderos, compuertas y válvulas

Todas las centrales hidroeléctricas disponen de dispositivos que permiten el paso del agua desde el embalse hasta el cauce del río, aguas abajo, para evitar el peligro que podrían ocasionar las avenidas. Éstas pueden provocar una subida del nivel del agua en el embalse que sobrepase el máximo permitido. En estos casos es necesario poder evacuar el agua sobrante sin

necesidad de que pase por la central. Las compuertas y válvulas son aquellos elementos que permiten regular y controlar los niveles del embalse. Existen distintas posibilidades de desagüe:

- **Los aliviaderos de superficie** pueden disponer de diferentes tipos de compuertas, que permiten mantener totalmente cerrado el paso del agua, abierto parcialmente o abierto total. Según la técnica que emplean se distinguen:
 - **Compuertas verticales.** El elemento de cierre es un tablero de chapa reforzado que se sube y baja verticalmente guiado por unas ranuras en los pilares adyacentes. Cuando el empuje que ejerce el agua embalsada sobre la compuerta es grande, las guías sufren un fuerte rozamiento, en este caso se utilizan “compuertas vagón”, cuyos bordes verticales están provistos de ruedas con rodamientos que apoyan en ambos carriles.
 - **Compuertas de segmento o compuertas Taintor.** Consisten en una estructura metálica con una superficie en forma cilíndrica, que gira alrededor de un eje al que está unido a través de brazos radiales. La apertura se realiza con un movimiento hacia arriba.
 - **Compuertas de sector.** Su forma es similar a las compuertas segmento, pero difieren de éstas en el movimiento de apertura, que en este caso es de arriba hacia abajo, dejando libre el paso para que el agua vierta por encima de la compuerta. Esto implica un espacio vacío en el interior de la presa, donde se guarda la compuerta cuando está abierto el paso del agua.
 - **Clapeta.** Se denomina así a las compuertas basculantes alrededor de un eje que vierten por arriba. En este caso también se necesita un alojamiento horizontal para la compuerta cuando está abatida.
- **Los desagües de fondo o medio fondo** utilizan las válvulas y las compuertas como elementos de cierre. Las válvulas se emplean en instalaciones con caudales moderados o



medios. Pueden ser de aguja, mariposa, compuerta o de chorro hueco. La entrada de elementos gruesos en estos conductos supone un problema, que se resuelve con la colocación de unas rejas protectoras en la entrada de la válvula. Estas rejas deben contar a su vez con un dispositivo limpiador que las mantenga libres de cualquier obstrucción.

2.4.3 Toma de agua

Consiste en la estructura que se realiza para desviar parte del agua del cauce del río y facilitar su entrada desde el azud o la presa. Su diseño debe estar calculado para que las pérdidas de carga producidas sean mínimas.

La toma normalmente dispone de una rejilla que evita la entrada de elementos sólidos al canal y una compuerta de seguridad que se denomina ataguía. En funcionamiento normal esta compuerta permanece abierta, cerrándose únicamente en caso de emergencia o cuando se va a realizar una inspección o reparación.

Existe otro tipo de toma que es la sumergida. Se realiza un canal excavado transversalmente en el cauce del río, de manera que el agua entra a través de la reja superior que protege esta entrada, y sale transversalmente al curso del río para incorporarse al canal de derivación.

La toma de agua sumergida suele utilizarse en centrales de montaña por la sencillez de su construcción, además de que provoca un impacto mínimo sobre el medio ambiente.



2.4.4 Canales, túneles y tuberías

Según el tipo de minicentral que vayamos a construir, se necesita una red mayor o menor de conducciones. Las instalaciones situadas a pie de presa no tienen cámara de carga (es el propio embalse), al contrario que las centrales en derivación donde el agua tiene que hacer un recorrido más largo: primero desde la toma a la cámara de carga, y después hasta la turbina.

El primer tramo que recorre el agua se realiza a través de canales, túneles o tuberías. En el segundo tramo hasta la turbina, se utilizan siempre tuberías.

Los canales que transportan el agua de la toma a la cámara de carga pueden realizarse a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión:



Las conducciones superficiales pueden realizarse excavando el terreno, sobre la propia ladera o mediante estructura de hormigón. Normalmente se construyen sobre la propia ladera, con muy poca pendiente, ya que el agua debe circular a baja velocidad para evitar al máximo las pérdidas de carga. Éstas conducciones, que siguen las líneas de nivel, tienen una pendiente de aproximadamente el 0,5 por mil. Al realizar estos trazados hay que procurar que el movimiento de tierras sea el mínimo posible, adaptándose al terreno.

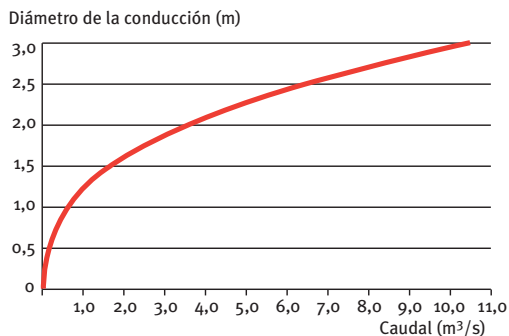
Los *túneles* son conducciones bajo tierra que se excavan en el terreno y aunque tienen un coste más elevado, se adaptan mejor a éste. El túnel suele ser de superficie libre y funciona como un canal abierto (es decir, el agua no circula en presión).

Las tuberías también se emplean en las conducciones bajo tierra, pero si son del tipo sin superficie libre, el fluido estará sometido a presión. Cuando la presión interna es muy alta, se incluye un armazón metálico como refuerzo.

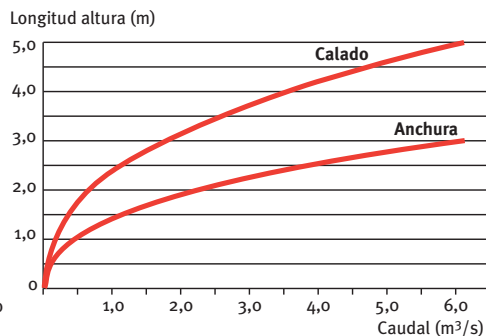
La sección transversal a adoptar dependerá de la clase de terreno, ya que habitualmente se utiliza la sección rectangular para canales en roca y la sección trapezoidal para canales en tierra. Para conducciones en lámina libre enterradas se suelen utilizar tuberías prefabricadas de hormigón.

Los siguientes gráficos dan una estimación del calado (altura de la lámina de agua) y del ancho de la solera del canal en función del caudal para canales rectangulares y trapezoidales, respectivamente. El gráfico a la derecha nos da el diámetro de una conducción circular en lámina libre en función del caudal. Para la representación de estas curvas, se han fijado valores de taludes, pendientes y rugosidades habituales en este tipo de construcción.

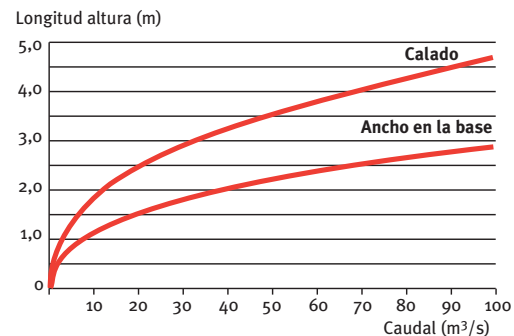
Diámetro de una conducción circular en lámina libre en función del caudal



Canal rectangular. Ancho y calado en función del caudal



Canal trapezoidal. Ancho de la base y calado en función del caudal



2.4.5 Cámara de carga

La cámara de carga es un depósito localizado al final del canal del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias.

Cuando la conducción entre la toma de agua y la cámara de carga se realiza en presión, ésta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, para amortiguar las variaciones de presión y protegerla de los golpes de ariete.

Al diseñar la geometría de la cámara hay que evitar al máximo las pérdidas de carga y los remolinos que puedan producirse, tanto aguas arriba como en la propia cámara. Si la tubería forzada no está suficientemente sumergida, un flujo de este tipo puede provocar la formación de vórtices que arrastren aire hasta la turbina, produciendo una fuerte vibración que bajaría el rendimiento de la minicentral.

La cámara de carga debe contar además con un aliviadero, ya que en caso de parada de la central el agua no turbinada se desagua hasta el río o arroyo más próximo. También es muy útil la instalación en la cámara de una reja con limpia-rejas y compuertas de desarenación y limpieza.

2.4.6 Tubería forzada

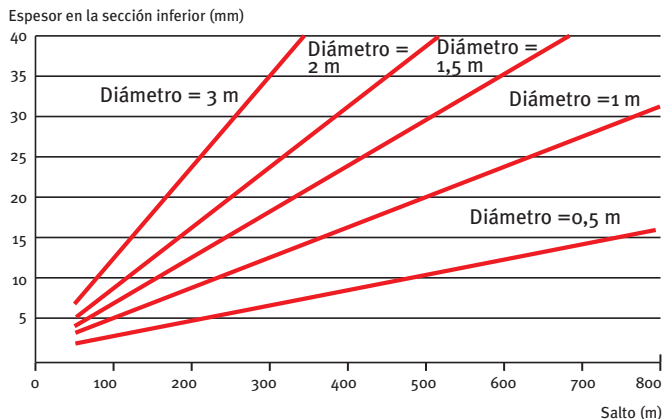
Es la tubería que se encarga de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Debe estar preparada para soportar la presión que produce la columna de agua, además de la sobrepresión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la minicentral.

- Dependiendo de la orografía del terreno y de los factores medioambientales, la *colocación* de la tubería forzada será enterrada o aérea. En este último caso, será necesario sujetar la tubería mediante apoyos, además de los anclajes necesarios en cada cambio de dirección de ésta y la instalación de juntas de dilatación que compensen los esfuerzos originados por los cambios de temperatura.

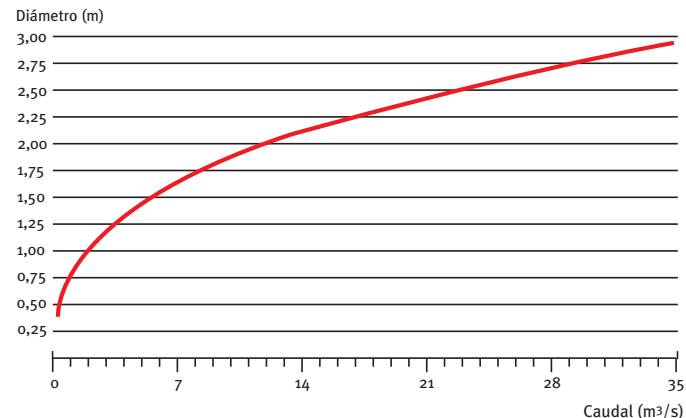


- En la opción de *tubería enterrada*, se suele disponer de una cama de arena en el fondo de la zanja sobre la que apoya la tubería, y se instalan anclajes de hormigón en los cambios de dirección de la tubería. En este caso estará sometida a menos variaciones de temperatura, por lo que no será necesario, en general, la instalación de juntas de dilatación, aunque en función del tipo de terreno sí pueden sufrir problemas de corrosión. Para contrarrestarlo se suele instalar protección catódica.
- Los *materiales* más utilizados para la construcción de este tipo de tuberías son el acero, la fundición, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio, en función del desnivel existente.
- El *espesor* de la tubería forzada suele ser como mínimo de unos 6 mm. Esta medida se calcula en función del tipo de salto y el diámetro.
- El *diámetro* suele ir en función del caudal, como se puede ver en el gráfico.

Espesor de la tubería forzada en la sección inferior en función del salto y el diámetro



Diámetro de la tubería en función del caudal



2.4.7 Edificio de la central

Es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de la minicentral: turbinas, bancadas, generadores, alternadores, cuadros eléctricos, cuadros de control, etc.

La ubicación del edificio debe analizarse muy atentamente, considerando los estudios topográficos, geológicos y geotécnicos, y la accesibilidad al mismo. El edificio puede estar junto al azud o presa, situarse al pie de éste, estar separado aguas abajo cuando hay posibilidad de aumentar la altura del salto, e incluso puede construirse bajo tierra. Esta última opción se realiza cuando las excavaciones van a ser más económicas, además de evitar el impacto visual que acompaña a este tipo de construcciones, o bien cuando la central se construye al mismo tiempo que la presa (en grandes presas).

Independientemente del lugar donde se ubique, el edificio contará con las conducciones necesarias para que el agua llegue hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles. Además, hay que realizar el desagüe hacia el canal de descarga.

El proyecto final del edificio va a depender del tipo de maquinaria que vaya a ser utilizado, que a su vez depende del caudal de equipamiento y del salto del aprovechamiento. Es muy importante que en el diseño de la minicentral los costes económicos se minimicen al máximo, así como el impacto visual.

2.4.8 Elementos de cierre y regulación

En caso de parada de la central es imprescindible la existencia de dispositivos que aíslen la turbina u otros órganos de funcionamiento. Aunque estos dispositivos han sido ya mencionados a lo largo del texto, recordamos cuales son:

- Ataguías. Se emplean para cerrar el acceso de agua a la toma cuando es necesario realizar una limpieza de la instalación o reparaciones en las conducciones.



- Compuertas. En las centrales de pequeño salto se suelen emplear las compuertas verticales, que cortan el paso del agua a la minicentral, donde se encuentra la turbina.
- Válvulas. Pueden ser de compuerta, de mariposa o esférica. Las válvulas ofrecen una mayor fiabilidad que las compuertas, pero producen mayores pérdidas de carga y se utilizan principalmente en centrales donde el salto es considerable.

2.5 EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÍNICO

La tecnología desarrollada hasta ahora en el área de la energía hidroeléctrica es muy avanzada, ya que se han aplicado los avances logrados en los últimos 150 años. Las turbinas y el resto de equipos de una central presentan actualmente una alta eficiencia, cubriendo toda la gama de caudales desde 0,1 a 500 m³/s, pudiendo utilizarse hasta 1.800 m de salto neto con rendimientos buenos mecánicos.

Los equipos asociados, como reguladores de velocidad, son de tecnología electrónica, lo que permite alcanzar una gran precisión en la regulación y el acoplamiento de grupos, y el control y regulación de las turbinas se gestiona por autómatas de última generación.

2.5.1 Turbinas hidráulicas

La turbina hidráulica es el elemento clave de la minicentral. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica. Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

En una turbina de acción la presión del agua se convierte primero en energía cinética. En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.



a) Turbinas de acción

Son aquellas que aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar. El tipo más utilizado es el denominado turbina Pelton, aunque existen otros como la Turgo con inyección lateral y la turbina de doble impulsión o de flujo cruzado, también conocida por turbina Ossberger o Banki-Michell.

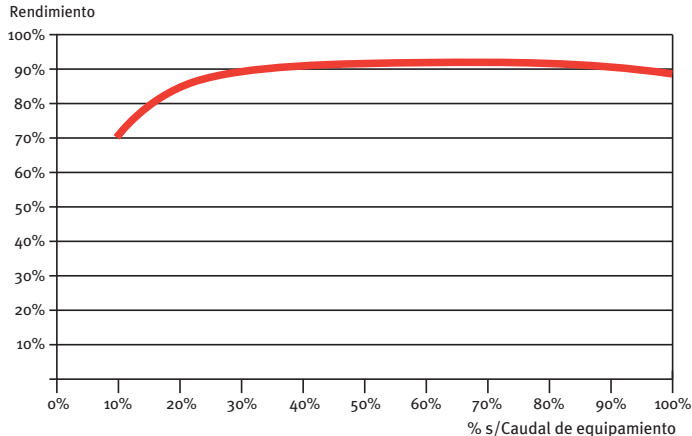
- **Pelton.** Esta turbina se emplea en saltos elevados que tienen poco caudal. Está formada por un rodete (disco circular) móvil con álabes (cazoletas) de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina.

La potencia se regula a través de los inyectores, que aumentan o disminuyen el caudal de agua. En las paradas de emergencia se emplea un deflector que dirige el chorro directamente al desagüe, evitando el embalamiento de la máquina. Esto permite un cierre lento de los inyectores, sin golpes de presión en la tubería forzada.

Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento, además de que su rendimiento es bastante alto (superior al 90% en condiciones de diseño: presenta una curva de rendimiento bastante plana con un rendimiento superior al 80% para un caudal del 20% del nominal).

Las posibilidades que ofrece este tipo de máquina hacen que sea muy apropiada para operar con carga parcial, además de permitir una amplia variación de caudales en su funcionamiento. Se puede instalar con eje horizontal o

Rendimiento turbina Pelton



vertical, y con uno o varios inyectores. Por lo general se combinan:

Eje horizontal en las máquinas con uno o dos inyectores.

Eje vertical en las máquinas con más de dos inyectores. Esta solución encarece el coste del generador.

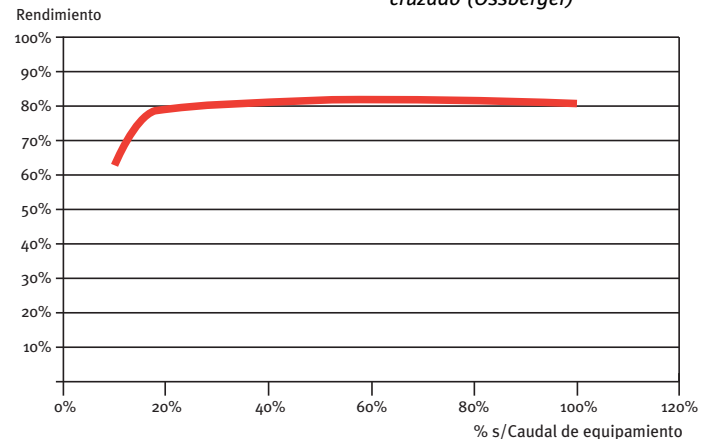
- **Turbina de flujo cruzado**, también conocida como de doble impulsión, Ossberger o Banki-Michell. Está constituida por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina, y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales.

El primer impulso se produce cuando el caudal entra en la turbina orientado por el álabe del inyector hacia las palas del rodete. Cuando este caudal ya ha atravesado el interior del rodete proporciona el segundo impulso, al salir del mismo y caer por el tubo de aspiración.

Este tipo de turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, ya que se pueden instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande.

La potencia unitaria que puede instalar está limitada aproximadamente a 1 MW. El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente el 85%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal.

Rendimiento turbina de flujo cruzado (Ossberger)



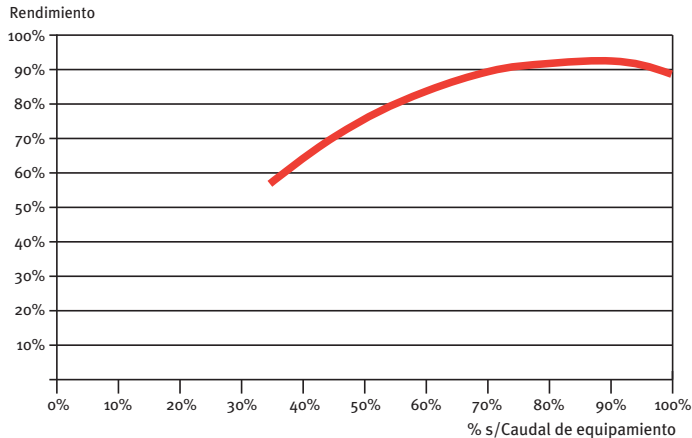
b) Turbinas de reacción

Este tipo de turbinas cuentan con un diseño de rotor que permite aprovechar la presión que aún le queda al agua a su entrada para convertirla en energía cinética. Esto hace que el agua al salir del rotor tenga una presión por debajo de la atmosférica.

Las turbinas de reacción más utilizadas son las Francis y la Kaplan. La mayoría de estas turbinas se componen casi siempre de los siguientes elementos:

- Carcasa o caracol. Estructura fija en forma de espiral donde parte de la energía de presión del agua que entra se convierte en energía cinética, dirigiendo el agua alrededor del distribuidor.
- Distribuidor. Lo componen dos coronas concéntricas; el estator (corona exterior de álabes fijos) y el rotor (corona de álabes móviles).
- Rodete. Es un elemento móvil que transforma la energía cinética y de presión del agua en trabajo.
- Difusor. Tubo divergente que recupera parte de la energía cinética del agua.

Rendimiento turbina Francis



- **Francis.** Esta turbina se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales, y cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que ésta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial.

El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y el 125% del nominal.

Los elementos que componen este tipo de turbinas son los siguientes:

- Distribuidor. Contiene una serie de álabes fijos y móviles que orientan el agua hacia el rodete.
 - Rodete formado por una corona de paletas fijas, con una forma tal que cambian la dirección del agua de radial a axial.
 - Cámara de entrada. Puede ser abierta o cerrada, y tiene forma espiral para dar una componente radial al flujo de agua.
 - Tubo de aspiración o de salida de agua. Puede ser recto o acodado, y cumple la función de mantener la diferencia de presiones necesaria para el buen funcionamiento de la turbina.
- **Turbinas Hélice, Semikaplan y Kaplan.** Las instalaciones con turbina hélice se componen básicamente de una cámara de entrada abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 ó 5 palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración.

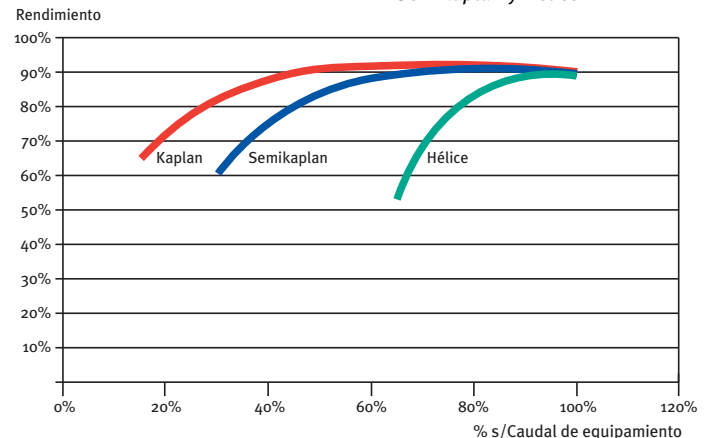
Las turbinas Kaplan y Semikaplan son variantes de la Hélice con diferentes grados de regulación. Ambas poseen el rodete con palas ajustables que les proporciona la posibilidad de funcionar en un rango mayor de caudales.

La turbina Kaplan incorpora un distribuidor regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un coste más elevado.

El rendimiento es de aproximadamente el 90% para el caudal nominal y disminuye a medida que nos alejamos de él (ver gráfico).

Este tipo de turbinas se emplean generalmente para

Rendimiento turbinas Kaplan, Semikaplan y Hélice





saltos pequeños y caudales variables o grandes. ¿Cuándo se usa un tipo y otro? En función de las características del aprovechamiento y de los aspectos técnicos y económicos.

- Para una central de tipo fluyente, con un salto prácticamente constante y un caudal muy variable, es aconsejable la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.
- La turbina de hélice se utiliza en centrales con regulación propia que funcionan con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse.

La variación admitida en el salto en estos tres tipos de turbina es del 60% al 140% del diseño, y en caudal, del 40% al 105% del caudal nominal para la Hélice, del 15% al 110% para las Kaplan, situándose la Semikaplan entre ambas.

La implantación de este tipo de turbinas suele ser con eje vertical, en cámara abierta o cerrada, aunque en ocasiones es más conveniente otro tipo de instalaciones con eje horizontal o ligeramente inclinado, como las turbinas tubulares o bulbo.

- **Tubular.** Se denominan turbinas tubulares o en “S”. Su implantación puede ser de eje horizontal, inclinado o vertical, y tiene un rendimiento ligeramente superior a las Kaplan en cámara, de entre un 1% o 2%.
- **Bulbo.** El generador está inmerso en la conducción protegido por una carcasa impermeable. El rendimiento es aproximadamente un 1% superior al de la turbina tubular. Tiene la ventaja de que la obra civil necesaria se reduce pero los equipos son más complejos y esto dificulta el mantenimiento.

c) Rangos de utilización y rendimientos de las distintas turbinas

En función del salto (grande o pequeño) y del caudal (variable o constante, alto o bajo), es más conveniente usar un tipo u otro de turbina. Esto es lo que nos indica el rango de utilización.

Además, hay que tener en cuenta la curva de rendimiento de cada turbina, que varía según sea el caudal de funcionamiento. En general, la turbina a utilizar sería:

- Kaplan. Saltos pequeños y caudales variables.
- Francis. Saltos más elevados y variaciones de caudal moderadas.
- Pelton. Grandes saltos, independientemente de la variación de caudal.

También varía el rendimiento en función del salto donde vayamos a instalar la minicentral. Esta variación es menos acusada, pero conviene analizarla, ya que para obtener una estimación correcta de la energía producida en un aprovechamiento hay que analizar el rendimiento de la turbina en cada régimen de funcionamiento.

También es importante tener en cuenta que las turbinas de reacción grandes ofrecen mejores rendimientos que las pequeñas, ya que el rendimiento aumenta cuando aumenta el diámetro de salida. Las curvas de rendimiento dadas en los apartados anteriores corresponden a un rodete de tamaño medio. Para rodetes de gran tamaño, superiores a los 3 metros de diámetro, se produce un incremento de rendimiento.

Potencia nominal: es la máxima potencia producida por el generador en condiciones de diseño. Viene expresada por la siguiente fórmula

$$P_n = 9,81 \cdot Q_n \cdot H_n \cdot R_t \cdot R_g$$

P_n = Potencia nominal en KW

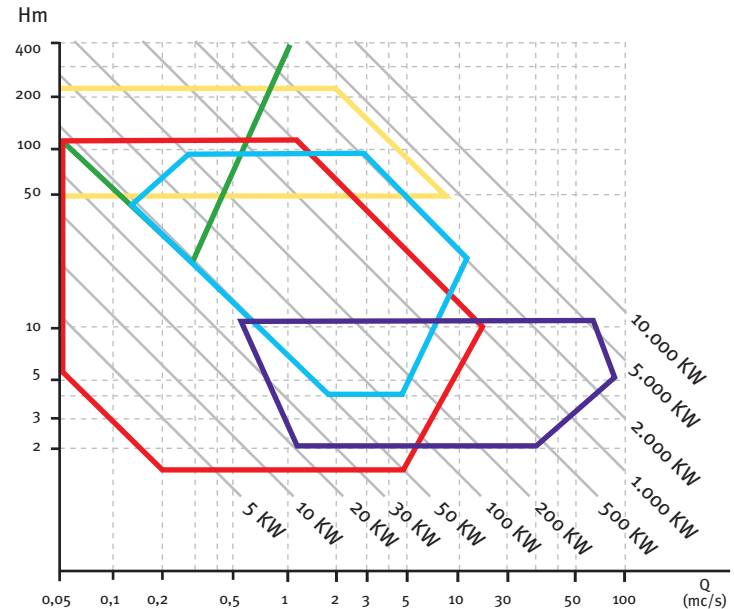
Q_n = Caudal de equipamiento en m^3/s

H_n = Salto neto de diseño en metros

R_t = Rendimiento de la turbina para H_n y Q_n de diseño

R_g = Rendimiento nominal del generador

Campo de utilización de los diferentes tipos de turbinas



Turbinas ■ Pelton ■ Turgo ■ Ossberger ■ Francis ■ Kaplan



A falta de datos más precisos se puede estimar el rendimiento del generador en un 95% para condiciones de funcionamiento nominal.

A veces, para aumentar la velocidad de giro del rotor del generador puede instalarse un **multiplicador de velocidad** entre la turbina y éste. Si se coloca este aparato, el tamaño del generador disminuye y también su coste, ya que el número de polos del generador disminuye al aumentar la velocidad de giro. Hay que considerar que el multiplicador de velocidad produce pérdidas mecánicas, alcanzando un rendimiento próximo al 98%, que hay que tener en cuenta en el cálculo de la potencia nominal así como en la conveniencia técnica-económica de instalarlo o no.

2.5.2 El generador

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

El generador, o alternador, está compuesto de dos partes fundamentales:

- Rotor o inductor móvil. Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.
- Estátor o inducido fijo. Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.

En centrales menores de 1000 KW la tensión de trabajo del generador es de 400 ó 660 voltios. Para potencias más elevadas la generación se produce en media tensión (3.000, 5.000 ó 6.000 voltios).

El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono.

Síncrono. En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce

a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo, que viene dada por la expresión

$$N_s = \frac{60 \cdot f}{p}$$

N_s = velocidad de sincronismo expresada en r.p.m.

f = frecuencia en Hz (50 Hz en España)

p = número de pares de polos del generador

Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua pueden emplearse diferentes sistemas de excitación:

- Autoexcitación estática. La corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de alterna en continua.
- Excitación con diodos giratorios. Se crea una corriente alterna invertida, con polos en el estátor y se rectifica por un sistema de diodos, situado en el eje común.
- Excitación auxiliar. La corriente necesaria se genera mediante una dinamo auxiliar regulada por un reostato.

Asíncrono. Debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, éstos han venido utilizándose como generadores eléctricos sobre todo en centrales de pequeña potencia. Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.



El generador toma la corriente de la red para la creación del campo magnético. También es necesaria la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada.

El uso de este tipo de generadores no precisa regulador de velocidad en la turbina. Para arrancar el grupo se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad superior a la de sincronismo (aunque próxima a la misma) y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.

2.5.3 Equipo eléctrico general y línea

El equipamiento eléctrico es necesario en la central hidroeléctrica, ya que es el encargado de la transformación de la tensión, de la medición de los diferentes parámetros de la corriente eléctrica, de la conexión a la línea de salida y de la distribución de la energía.

El **transformador de tensión** es uno de los elementos fundamentales de este equipamiento. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión. El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.

El transformador debe contar con un sistema de refrigeración que puede lograrse por convección natural o por circuito cerrado de aceite o silicona. Atendiendo a sus características constructivas existen varios tipos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Transformador encapsulado seco. Normalmente se instalan en el interior del edificio de la central, minimizando la obra civil asociada a la subestación. Presenta una menor capacidad



de evacuación del calor de pérdidas por lo que es importante tener en cuenta en el diseño un sistema de refrigeración, mediante circulación de aire natural o forzado.

- Transformador en aceite. Requieren la construcción de un cubeto para prever la recogida de aceite ante una fuga o derrame. Al estar sumergido en aceite y disponer de sistemas de radiadores para la evacuación del calor de pérdidas pueden alcanzar mayores potencias nominales que los secos.

Los **equipos eléctricos** necesarios se disponen en cuadros eléctricos situados en el interior del edificio central, y básicamente son:

- Disyuntores y seccionadores, que se emplean para la conexión y desconexión a la red.
- Transformadores de medida, tanto de tensión como de intensidad, que facilitan los valores instantáneos de estas magnitudes en diversas partes de la instalación.
- Transformadores de equipos auxiliares, que suministran la tensión adecuada para el correcto funcionamiento de los equipos.
- Pararrayos o autoválvulas, que actúan como descargadores a tierra de las sobreintensidades que se producen.

La **línea eléctrica** necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución es otro de los puntos importantes a la hora de diseñar y presupuestar el proyecto. El coste de esta línea puede encarecer notablemente el proyecto, dependiendo de su longitud y de la orografía del terreno.





Las características de la red que hay que conocer son frecuencia y tensión:

- Frecuencia. Dato conocido de partida (50 Hz).
- Tensión. Los valores normalizados varían desde 3 kV hasta 66 kV, 72 kV o incluso 132 kV, dependiendo de las condiciones del punto de conexión. La tensión nominal de la red existente tiene gran importancia ya que implica una transformación al mismo nivel, que puede suponer un coste elevado si se estuviera condicionado a conectar a una línea de alta tensión.

2.5.4 Elementos de regulación, control y protección

La instalación de estos elementos es necesaria para regular y controlar el buen funcionamiento de la central, además de los dispositivos de protección que deben colocarse en la central y la línea eléctrica, y que actuarán cuando se produzca algún fallo en la central.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando para una minicentral hidroeléctrica son:

Para el control de la turbina:

- Regulador de velocidad en instalaciones con grupos síncronos.
- Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red.
- Regulador de potencia generada para centrales en red aislada.
- Regulador de caudal turbinado.

Para el control del generador:

- Regulador de tensión para grupos síncronos.
- Equipo de sincronización, cuando existen grupos síncronos funcionando conectados a la red.
- Baterías de condensadores y un relé taquimétrico, cuando existan grupos asíncronos funcionando conectados a la red.

Para el control de la turbina y el generador se pueden distinguir tres casos, en función del tipo de generador utilizado y del funcionamiento previsto:

- *Central con generador síncrono funcionando conectado a la red.* Aunque el control de la turbina no necesita un regulador de velocidad porque la frecuencia está mantenida por la red, es conveniente su instalación. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo-oleohidráulico, y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.

El control del generador es una regulación del factor de potencia, ya que al estar conectado a la red está fija la tensión, y la variación de la excitación modifica la potencia reactiva suministrada por el grupo.

El equipo automático de sincronización estará provisto de ajuste de velocidad y tensión del grupo, a través de un relé de sincronismo.

- *Central con generador síncrono funcionando aislado.* Se necesita un sistema de regulación de velocidad y de potencia, para que el control de la turbina asegure el mantenimiento de la frecuencia de la red en cualquier condición de carga.

El control del generador necesita un regulador de tensión que actúe sobre la excitación del alternador, con el fin de mantener la tensión dentro de los límites admisibles.

- *Central con generador asíncrono funcionando conectada a la red.* No es necesario el control de la turbina al estar mantenida la frecuencia por la red. El mando del distribuidor se realiza mediante un servo-oleohidráulico, y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.

Una batería de condensadores estáticos, controlados de forma continua por medio de tiristores, efectúa el control del generador.

Para realizar la conexión del grupo a la red se necesita un detector de velocidad que proporcione una señal cuando el grupo llegue a la velocidad de sincronismo, utilizándose un relé taquimétrico mecánico o eléctrico.

La instalación de elementos de regulación, control y protección son necesarios para el buen funcionamiento de la central

Las protecciones de los sistemas que componen la minicentral actúan al producirse un hecho anormal en su funcionamiento, provocando una alarma, la parada de algún grupo e incluso la parada total de la central. Esto depende del motivo que haya provocado dicha irregularidad. Las principales causas que pueden accionar las protecciones son:

Protecciones mecánicas

- Embalamiento de turbina y generador.
- Temperatura de eje y cojinetes.
- Nivel de circulación del fluido de refrigeración.
- Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad.
- Nivel mínimo hidráulico.
- Desconexión de la bomba del aceite de regulación.

Protecciones eléctricas del generador y transformador

- Intensidad máxima.
- Retorno de potencia (máxima admitida 5% de la nominal).
- Calentamiento del generador y/o del transformador.
- Derivación en el estátor.
- Producción de gases en el transformador (Buchholz).
- Nivel de tensión (entre el 85 y el 100% de la tensión nominal).
- Nivel de frecuencia (entre 47,5 y 51 HZ).

Protecciones de la línea de media tensión

- Derivación de una fase de tierra.
- Cortocircuito o inversión de fases.
- Sobreintensidad.
- Red de tierra, para limitar la tensión con respecto al terreno.

*Las protecciones
de los sistemas
que componen
la minicentral
actúan al producirse
un hecho anormal*

2.5.5 Automatización

La automatización de una minicentral permite reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.

El *grado de automatización* va a depender principalmente de la ubicación y el tipo de central, de las posibilidades reales de regulación, y del presupuesto, incluyendo el coste del personal de trabajo. La automatización será total cuando incluya el arranque, regulación y parada de la central, y será parcial cuando mande solamente parada y alarma, en caso de que actúen las protecciones de la central.

En la actualidad todas las centrales de nueva construcción son totalmente automatizadas. De hecho, una de las actuaciones que se viene realizando en el sector hidroeléctrico consiste en la modernización de antiguas instalaciones en explotación para automatizar todos sus equipos y sistemas con objeto de obtener mayores rendimientos energéticos y menores gastos de explotación.

En cuanto a la tecnología se puede distinguir entre:

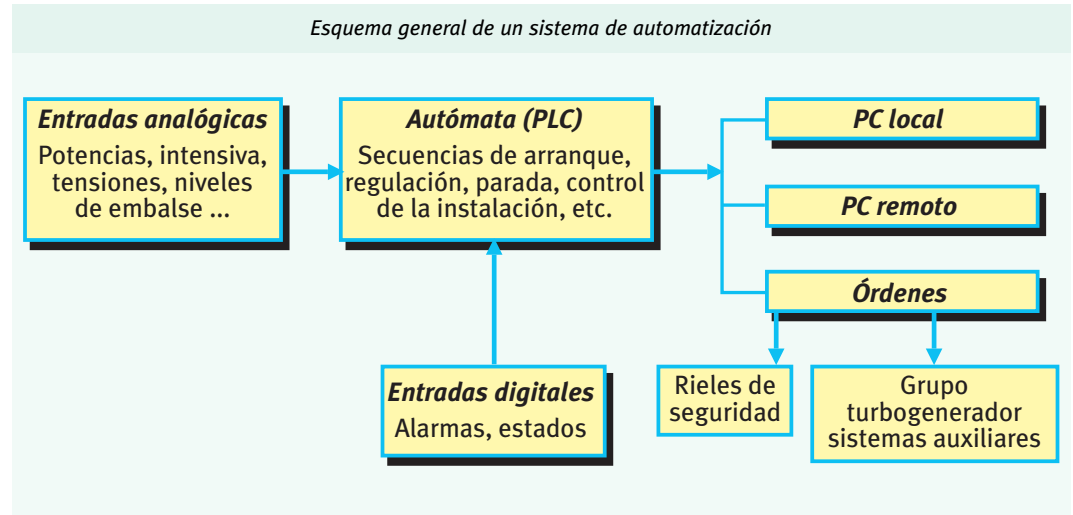
Convencional. Basada en los relés electromecánicos o estáticos. La utilización de relés convencionales es la forma más sencilla y económica de automatizar una central, aunque tiene la desventaja de ser más limitada. Esta tecnología permite automatizar

- secuencias de arranque
- secuencias de parada por protecciones

Digital. Se refiere a técnicas informáticas que permiten la gestión de todas las funciones de la central. Los equipos de automatización que funcionan con microprocesadores ofrecen un abanico mayor de posibilidades de automatización, siendo posible la programación de distintas secuencias

La automatización de una minicentral permite reducir los costes

- arranque y parada normal de grupo
- parada de emergencia de grupo
- regulación del grupo por nivel o caudal
- optimización de funcionamiento del conjunto de la instalación



Los centros de control remoto sirven para gestionar una o varias centrales automatizadas a través de técnicas de telemando. Para poder emplear esta opción es imprescindible contar con los equipos informáticos y el software adecuados, que se instalarán en paralelo en la central y el centro de control.

2.5.6 Sistemas auxiliares

Los equipos más comunes que se pueden considerar como auxiliares dentro de la central son:

- Ventilación.
- Alumbrado normal y de emergencia.
- Equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del disyuntor y otras bobinas de relés y contactores.
- Bombas para el drenaje de posibles fugas o achique en caso de inundación.
- Batería de condensadores, en caso de que exista grupo asíncrono, para mejorar el factor potencia.
- Puente grúa, aunque en algunos casos pueda ser suficiente una grúa portátil durante el montaje y operaciones de mantenimiento.
- Reja y limpiarrejas.
- Protección contra incendios.
- Agua refrigeración.
- Caudalímetro.

2.6 USOS Y APLICACIONES

El alto grado de rendimiento que se obtiene en la transformación de la energía en electricidad, contenida en los ríos y cauces de agua, es muy alto. Por eso, la energía hidráulica como fuente de energía se utiliza casi exclusivamente en la producción de electricidad.

Las minicentrales hidroeléctricas tienen aplicaciones muy diferentes según las necesidades energéticas que existan en la zona donde se instala, aunque fundamentalmente se emplean en



la generación de electricidad con la finalidad de venderla a la red general. En cuanto al potencial para la instalación de minicentrales hidroeléctricas se puede dividir en:

- Rehabilitación de viejas centrales inactivas o antiguos molinos.
- Ampliación de centrales existentes (paradas o en explotación).
- Construcción de nuevas minicentrales sobre conducciones de agua potable o en instalaciones de aguas residuales.
- Integración en canales de riego.
- Nueva construcción en tramos de río libre o pie de grandes presas existentes.
- Aprovechamiento de los caudales ecológicos de grandes presas.

Las minicentrales hidroeléctricas instaladas en las tuberías/conducciones de agua potable para el abastecimiento a poblaciones requieren una menor obra civil y presentan menores problemas administrativos.

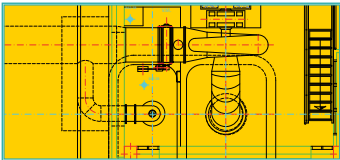
La actual implantación progresiva de un caudal de mantenimiento a pie de presa en los embalses antiguos, no existente anteriormente, supone una energía perdida que puede ser aprovechable mediante la instalación de una nueva central hidroeléctrica cuyo caudal de diseño sería el correspondiente al caudal ecológico o de mantenimiento.





3

**Factores
económicos,
administrativos
y medio-
ambientales**



3

Factores económicos, administrativos y medio-ambientales

3.1 ASPECTOS ECONÓMICOS

El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la orografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión. Además, hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costes que implica cada una: primero está la fase de proyecto, después viene la fase de ejecución y por último, la fase de funcionamiento.

En primer lugar se elabora el proyecto de construcción e instalación de la minicentral hidroeléctrica, donde se define el volumen de obra, el equipamiento y la potencia a instalar.

En segundo lugar se realiza la fase de ejecución del proyecto, en la que se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el coste: obra civil, grupo turbogenerador, sistema eléctrico y de control. Los porcentajes correspondientes a cada partida varían según el tipo de actuación (ya sea rehabilitación o nueva construcción) y según el tipo de central (fluyente, pie de presa o canal de riego o abastecimiento).

A continuación se muestra la distribución porcentual de la inversión en una minicentral hidroeléctrica:

Grupo turbogenerador	30%
Equipos Eléctricos, Regulación, Control y Línea	22%
Ingeniería y Dirección de Obra	8%
Obra Civil	40%

La puesta en funcionamiento implica costes de explotación, mantenimiento y reparación

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



Los principales parámetros que definen las centrales tipo en el área hidroeléctrica se recogen en la tabla que se muestra a continuación:

	Central fluyente	Central pie de presa
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.000 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	6,89 c€/kWh (1 ^{os} 25 años) 6,12 c€/kWh (resto)	6,89 c€/kWh (1 ^{os} 15 años) 6,12 c€/kWh (resto)
Coste mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kW	280.000 €/año 0,007 €/kW
Canon hidráulico		0,014 €/kW Grupo

Para realizar una estimación del coste de generación eléctrica con energía hidroeléctrica hemos considerado las mismas hipótesis que en los casos tipo. Con estos datos se obtiene el coste de generación del kWh hidroeléctrico a lo largo de la vida operativa de la instalación.

En las siguientes tablas se muestran los rangos en los que se encuentra el coste de generación anual del kWh hidroeléctrico para los proyectos de centrales menores de 10 MW y centrales entre 10 y 50 MW:

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de generación (cent €/kWh)	4,5 - 6,1	4,1 - 5,6

Notas del cálculo:

Para C.H. menores de 10 MW se ha considerado un ratio de 1500 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 3.500 y 2.600 horas netas de funcionamiento equivalente.

Para C.H. entre 10 y 50 MW se ha considerado un ratio de 700 €/kW (evolucionando al 1,4% anual hasta el 2010) y un abanico entre 2.500 y 1.800 horas netas de funcionamiento equivalente.



En una primera estimación, la rentabilidad de una minicentral puede valorarse utilizando los siguientes índices:

Período de retorno simple: es el tiempo que se tarda en recuperar la inversión.

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

Índice de energía: es el costo del kWh generado.

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

Índice de potencia: es el coste del kW instalado.

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

Se puede considerar como rentables, de forma aproximada, aquellos aprovechamientos que tiene valores comprendidos en los siguientes intervalos:

Período de retorno:	8 – 12 años
Índice de energía:	40 – 70 cent€/kWh
Índice de potencia:	1.500 – 2.000 €/kW

En cualquier caso, si se decide acometer un proyecto de minicentral hidroeléctrica es necesario realizar un estudio económico-financiero en profundidad (VAN, TIR, etc.).

1. Término de potencia	17 kW x 1 mes x 220,5746 cent.€/kW mes	37,50
2. Término de energía	7.302 kWh x 7,3853 cent.€/kWh	539,27
3. Complemento por Reactiva (factor potencia 0,89)	0,8% s/576,77 €	4,61
4. Comp. discriminación horaria *	522,8 kWh x 6,737 cent.€/kWh	35,22
5. Impto. sobre Electricidad	4,864% s/616,6 x 1,05113	31,52
6. Alquiler equipos de medida	1 mes x 6.400 cent.€/mes	64,00
7. IVA	16% s/712,12	113,94



3.2 ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y NORMATIVOS

3.2.1 Procedimiento para la obtención de concesiones de agua para aprovechamientos hidroeléctricos

En el Texto Refundido de la Ley de Aguas y el Reglamento del Dominio Público Hidráulico se establece el carácter público del agua sea cual sea su origen, constituyendo un recurso unitario subordinado siempre al interés general.

El plazo para resolver y notificar, desde la entrada en vigor de la Ley 46/1999 de modificación de la Ley de Aguas, es de 18 meses, en procedimientos relativos a concesiones del Dominio Público Hidráulico, aunque en el caso de aprovechamientos hidroeléctricos no se cumple por las dificultades del procedimiento administrativo, resultando plazos de entre 2 y 3 años.

El otorgamiento de concesiones y resoluciones de adjudicación de concursos de los aprovechamientos hidroeléctricos cuya potencia sea superior a 5.000 KVA corresponderá al Ministerio de Medio Ambiente. En el resto de aprovechamientos, dicha competencia corresponde al Organismo de Cuenca.

Concesión de aguas: para realizar un uso público del agua se requiere una concesión de aguas, en la que se fija su finalidad, plazo y caudal máximo concedido, además de las características técnicas de los equipos y la longitud del tramo ocupado.

Plazos concesionales: conforme a la Ley de Aguas, las concesiones se otorgarán según las previsiones de los Planes Hidrológicos, con carácter temporal y plazo no superior a 75 años.

Cambio de titularidad: al cambiar el titular de una concesión, el nuevo titular deberá solicitar la oportuna inscripción de transferencia en el Registro de Aguas.

Modificaciones de características de las concesiones: toda modificación de las características de una concesión requerirá previa autorización administrativa del órgano competente. En algunos supuestos no es necesaria nueva competencia de proyectos en la tramitación de la modificación como, por ejemplo, cuando las modificaciones no supongan alteración del destino de aguas, del caudal o del tramo del río ocupado por el aprovechamiento.

Revisión de las concesiones: las concesiones pueden ser revisadas por modificación de los supuestos determinantes de su otorgamiento, causa de fuerza mayor a petición del concesionario o exigencia de la adecuación a los Planes Hidrológicos.

Extinción de las concesiones: el derecho al uso privativo de las aguas puede extinguirse por el término del plazo concesional, la caducidad de la concesión, la expropiación forzosa y la renuncia del concesionario.

Al extinguirse el derecho concesional, revertirán al Estado gratuitamente y libre de cargas, cuantas obras hubieran sido construidas dentro del dominio público hidráulico para su explotación.

Registros de Aguas: los Organismos de cuenca poseen un Registro de Aguas en el que se inscriben de oficio las concesiones de agua, así como los cambios autorizados que se produzcan en su titularidad o en sus características. Dado el carácter público del Registro de Aguas, cuantos tengan interés podrán examinar sus libros, tomar notas y solicitar certificación sobre su contenido.

La inscripción registral es prueba de la existencia y situación de la concesión.

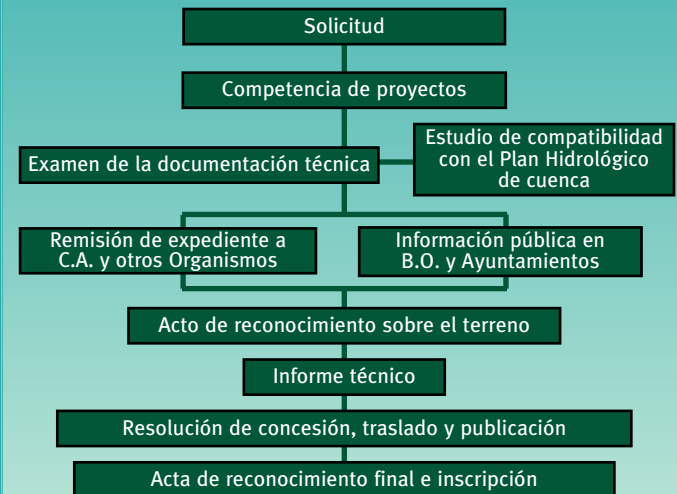
Protección del dominio público hidráulico: toda tramitación de concesiones y autorizaciones que afecten al dominio público hidráulico y pudieran implicar riesgos para el medio ambiente, será preceptiva la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental.

Tramitación del expediente: se realiza a través del Organismo de cuenca en cuya demarcación se encuentra el aprovechamiento, donde se presentará toda la documentación necesaria.

Tramitación de concesiones. Procedimiento (I)

“El procedimiento...se ajustará a los principios de publicidad y tramitación en competencia...”

(Art.79.2 del TRLA)



Pasos más importantes que contiene el procedimiento

(Véase RD 916/1985 de 25 de mayo, RD 849/1986 de 11 de abril Art.104 y RD 249/1988 de 18 de marzo)

- 1 Presentación de una instancia en el Organismo de cuenca solicitando la concesión.
- 2 Anuncio de la solicitud en el Boletín Oficial de la provincia donde van a realizarse las obras.
- 3 Presentación de la documentación requerida y proyectos en competencia.
- 4 Examen por la Comisaría de Aguas de la documentación presentada.
- 5 Informe de compatibilidad con los planes hidrológicos.
- 6 Publicación del anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia.
- 7 Remisión de expediente a la Comunidad Autónoma para que ésta emita informe en las materias de su competencia, y se solicitan otros informes preceptivos a otros organismos.
- 8 Remisión por parte de los Ayuntamientos a la Comisaría de Aguas de las reclamaciones presentadas, que a su vez remite al Órgano de Industria las de su competencia.
- 9 Se informa al peticionario de las reclamaciones para que pueda contestarlas ante el Órgano correspondiente.
- 10 Confrontación del proyecto sobre el terreno por la Comisaría de Aguas con los afectados.
- 11 Informe de la Comisaría de Aguas sobre el proyecto de aprovechamiento, proponiendo las modificaciones necesarias para la concesión.
- 12 Informe del Órgano competente en materia de industria y energía.
- 13 Audiencia de los reclamantes.
- 14 Informe de la abogacía del Estado.
- 15 Notificación al peticionario de las condiciones bajo las cuales puede otorgarse la concesión, si es procedente.
- 16 Respuesta del interesado a las condiciones.
- 17 Publicación en el B.O.P de la concesión.

De acuerdo con el Artículo 14.1 del RD 249/1988, de 18 de marzo, se prescindirá del trámite de competencia de proyectos para los titulares de concesiones de aprovechamientos hidroeléctricos en períodos de ejecución o explotación, que pretendan realizar una ampliación o modernización de los mismos, siempre que la potencia total no exceda de 5.000 KVA.

Aprovechamientos en infraestructuras del estado

Los aprovechamientos hidroeléctricos que se apoyan en infraestructuras construidas mediante aportación económica del Estado, con grandes desniveles como son las presas o las rápidas y saltos en canales, requieren una adjudicación previa mediante concurso.

El artículo 132 del Reglamento de Dominio Público Hidráulico, indica que “cuando exista la posibilidad de utilizar con fines hidroeléctricos presas de embalse o canales, construidos total o parcialmente con fondos del Estado o propios del Organismo de cuenca, podrá sacarse a concurso público la explotación de dicho aprovechamiento”.

El procedimiento sustituye la fase de competencia de proyectos por la del concurso redactándose un Pliego de Bases en el que se indica el objeto del mismo, obras que pueden ser aprovechables, régimen normal de explotación del embalse o del canal y cuantos datos se consideren de interés. Para la adjudicación se tiene en cuenta la idoneidad del proyecto, máxima utilización de la energía, mejor canon y plazo de concesión entre otras cuestiones.

Una vez adjudicado el concurso a la mejor o más idónea de las proposiciones a juicio de la Administración, se continúa la tramitación del expediente concesional en la forma descrita en el apartado anterior “procedimiento”.

Al adjudicatario se le fija un plazo de seis meses para formalizar la solicitud de concesión, que deberá ir acompañada del proyecto de construcción y de la fianza que equivale al 1% del presupuesto de las obras, junto con el resto de la documentación que se solicite.

*Los
aprovechamientos
hidroeléctricos que
se apoyan en
infraestructuras del
Estado requieren
una adjudicación
previa mediante
concurso*

3.2.2 Procedimiento para la autorización de instalaciones electromecánicas y líneas

Es necesario tramitar la autorización de la instalación electromecánica y línea eléctrica paralelamente a la tramitación correspondiente a la concesión de aguas, ante los correspondientes órganos competentes de las Comunidades Autónomas en materia de industria y energía, según procedimiento regulado por RD 1955/2000, de 1 de diciembre.

Solicitud: Instancia acompañada de la documentación que acredite la capacidad legal, técnica y económica del solicitante y el proyecto o anteproyecto electromecánico y de la línea.

Aprobación: una vez obtenida la autorización de la instalación y aprobado el proyecto para su ejecución, se pueden iniciar la ejecución de las instalaciones electromecánicas.

Conexión a la red de distribución: es necesario cumplir con el procedimiento establecido para la conexión a la red de distribución de energía eléctrica, según lo previsto en la Orden Ministerial de 05/09/85. Este trámite depende mucho de la compañía eléctrica distribuidora en la zona, aunque básicamente consiste:

- Solicitud del titular de la central a la empresa eléctrica del punto de interconexión, los datos y las condiciones técnicas para poder realizar la conexión a la red.
- La elección del punto de conexión se hará tratando de que la inversión sea lo más reducida posible. Si hay desacuerdo entre las partes, se estará a lo que decida el Órgano Competente de la Administración.
- Según el Artículo 17 del RD 436/2004, de 12 de marzo, la empresa distribuidora tendrá obligación de suscribir un contrato de compra-venta de energía, incluso aunque no se produzcan excedentes eléctricos en la instalación, en un plazo máximo de un mes desde el momento en que quede determinado el punto y las condiciones de conexión.
- Realizadas la instalación de interconexión, el titular solicitará de la empresa eléctrica la conexión a la red, verificando antes de su puesta en marcha la corrección de las instalaciones.



3.2.3 Procedimiento para obtener el reconocimiento de instalación en Régimen Especial

En el artículo 27 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se enumeran las características de aquellas instalaciones que pueden acogerse al Régimen Especial. El Régimen Económico y Jurídico de estas unidades de generación eléctrica se recoge en el RD 436/2004 de 12 de marzo.

La condición de instalación en régimen especial será otorgado por el Organismo competente en materia energética de la Comunidad Autónoma en la que se encuentre ubicada la instalación.

La solicitud debe ir acompañada de:

- una memoria resumen de la instalación con las principales características técnicas y de funcionamiento.
- una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red de servicio público.
- una memoria con los datos de identificación y situación económica de la entidad peticionaria.

La inscripción en el Registro General de Instalaciones de Producción de Régimen Especial del Ministerio de Industria y Energía, y de las Comunidades Autónomas, es un requisito imprescindible para el adecuado seguimiento de las instalaciones y para la aplicación a dicha instalación del régimen especial.

El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva. La inscripción previa en este registro se producirá de oficio una vez haya sido otorgada la condición de instalación de producción acogida al régimen especial.

La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma competente acompañada de:

- Contrato con la empresa distribuidora.
- Documento de opción de venta de la energía producida, que puede ser a tarifa o a mercado libre.



- Certificado emitido por el encargado de la medida (compañía distribuidora), que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida.

El contrato reflejará los siguientes puntos:

- Punto de conexión y medida, características de los equipos de control, seguridad y medida.
- Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida.
- Causas de recesión o modificación del contrato.
- Condiciones económicas.
- Condiciones de explotación de la interconexión.
- Cobro del importe correspondiente a la energía suministrada, que deberá producirse dentro del período de 30 días posteriores a la recepción de la factura.

3.2.4 Declaración de Impacto Ambiental

La Declaración de Impacto Ambiental es el pronunciamiento de la Autoridad competente medioambiental, respecto a la conveniencia o no de realizar la actividad proyectada.

Se distinguen varios grupos para determinar la necesidad de aplicar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental, destacando a continuación las actuaciones que afectan a la energía hidroeléctrica:

En el Grupo I, se incluyen los Proyectos y actuaciones que han de someterse necesariamente a Evaluación de Impacto Ambiental:

- Presas, con capacidad de embalse superior a 10 millones de m³.
- Líneas aéreas para transporte de energía, a más de 220 kV y longitud superior a 15 Km.

Asimismo y dentro de este grupo, se consideran otras actuaciones cuando estén situadas en zonas sensibles (son las designadas en aplicación de las Directivas del Consejo

de Europa, de conservación de las aves silvestres y de conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres o en humedales incluidos en el Convenio de Ramsar):

- Instalaciones para producción de energía hidroeléctrica.
- Líneas aéreas para transporte de energía con longitud superior a 3 Km.

En el Grupo II, se incluyen los Proyectos y actuaciones que sin estar incluidas en el Grupo I, deben someterse a Evaluación de Impacto Ambiental, cuando así lo decida el Órgano Ambiental competente, en cada caso concreto, por lo que habrá que realizar la consulta:

- Producción de energía hidroeléctrica.
- Líneas aéreas para transporte de energía, con longitud superior a 3 Km.

En aquellos proyectos en los que la normativa de las Comunidades Autónomas, dentro del ámbito de sus competencias, ha establecido o fijado con umbrales de aplicación la necesidad de su sometimiento al proceso de evaluación de impacto ambiental, se les incluirá en el Grupo I, sin necesidad de nuevo estudio.

Los aprovechamientos hidroeléctricos pertenecientes a las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Extremadura, Madrid, Murcia, País Vasco y Valencia, deben someterse preceptivamente a dicho procedimiento, sea cual sea su potencia, de acuerdo con su respectiva norma autonómica.

Si la competencia para autorizar medioambientalmente el proyecto pertenece a la Administración General del Estado, el Órgano que formulará la Declaración de Impacto Ambiental es la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente. Si las competencias están transferidas a la Administración Autonómica, la Declaración la formulará el Órgano de Medio Ambiente.



TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

Central

- Concesión de aguas (Confederación u Organismo de Cuenca)
- Procedimiento reglado de impacto ambiental (DGCEA)
- Autorización administrativa de industria (Consejería de Industria)
- Régimen Especial (Consejería de Industria)
- Licencia de obras (Ayuntamientos y Consejería de Urbanismo)
- Licencia de Actividad (Ayuntamientos y Consejería de Medio Ambiente)

Línea

- Autorización y reserva del punto de conexión
- Procedimiento reglado de impacto ambiental (Consejería de Medio Ambiente o DGCEA)
- Autorización administrativa de industria (Consejería de Industria)
- Licencia de obras (Ayuntamientos y Consejería de Urbanismo)

Procedimiento expropiatorio

- Utilidad pública
- Acuerdos de terrenos
- Declaración de la urgente ocupación

3.3 ASPECTOS AMBIENTALES

3.3.1 Distintos sistemas de generación de electricidad

Según el estudio *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica* (IDAE 2000), el sistema energético que produce menores impactos sobre el medio ambiente es el de las minicentrales hidroeléctricas. El objetivo de este informe es la estimación de los impactos ambientales asociados a la generación de un kWh, a partir de ocho sistemas energéticos distintos como son: lignito, carbón, petróleo, gas natural, nuclear, fotovoltaico, eólico e hidroeléctrico.

Los procesos de transformación de la energía, y en concreto de la generación de electricidad en sus diversas formas, constituyen una de las actividades energéticas de mayor impacto. Los daños más importantes derivados de la utilización, transformación y transporte de la energía están asociados a:

- las emisiones atmosféricas que provocan el calentamiento global del planeta, la disminución de la capa de ozono, la niebla de invierno y niebla fotoquímica.
- la contaminación de los medios acuático y terrestre, que producen acidificación y eutrofización.
- la generación de residuos, como sustancias carcinógenas, residuos radiactivos y metales pesados liberados en la atmósfera.

La necesidad de que los precios de la electricidad reflejen la totalidad de los costes asociados a su producción, transporte y distribución ha sido también, y de manera reiterada, puesta de manifiesto por la Comisión Europea. El Libro Blanco (1997) señala que deben abordarse las directrices sobre el precio que deberá pagarse a los productores de electricidad con fuentes renovables que, entiende, debe ser al menos igual al coste evitado de la electricidad más una prima que refleje las ventajas sociales y ecológicas de estas fuentes.



Los combustibles fósiles provocan un mayor daño a los ecosistemas naturales y a la salud

Como resultado de este estudio se concluye que los sistemas de generación eléctrica basados en la utilización del lignito como energía primaria tienen un impacto medioambiental 300 veces superior al de menor impacto: las minicentrales hidroeléctricas. Otra de las conclusiones afirma que los sistemas de generación basados en los combustibles fósiles provocan un mayor daño a los ecosistemas naturales y a la salud humana que las fuentes renovables, de baja incidencia ambiental.

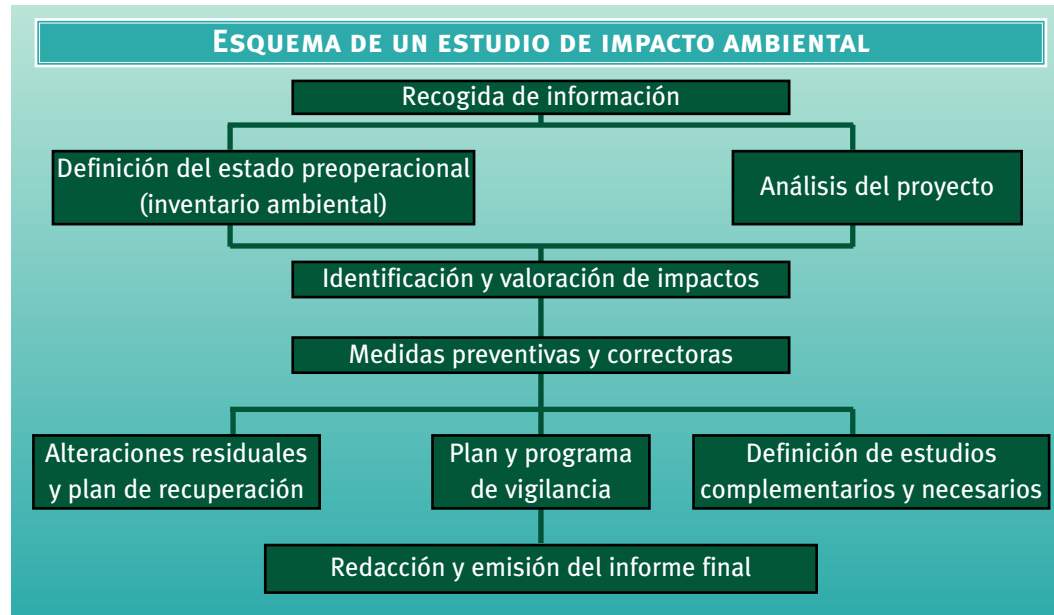
Los resultados finales del estudio se presentan en “ecopuntos”, que se interpretan como un nivel de penalización ambiental. La tabla que se muestra a continuación indica el total de ecopuntos alcanzado por cada sistema de generación, especificando además las categorías de impacto.

Impactos/ Sistemas Energéticos	Lignito	Carbón	Petróleo	Gas natural	Nuclear	Fotovoltaico	Eólico	Minihidráulica
Calentamiento global	135,00	109,00	97,00	95,80	2,05	15,40	2,85	0,41
Disminución capa de ozono	0,32	1,95	53,10	0,86	4,12	3,66	1,61	0,05
Acidificación	920,00	265,00	261,00	30,50	3,33	97,00	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	11,60	9,76	6,97	0,28	1,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	728,00	244,00	46,60	25,00	167,00	40,70	2,58
Sustancias carcinógenas	25,70	84,30	540,00	22,10	2,05	75,70	9,99	0,76
Niebla de invierno	519,00	124,00	135,00	3,08	1,50	53,30	1,48	0,15
Niebla fotoquímica	0,49	3,05	36,90	3,47	0,32	3,03	1,25	0,06
Radiaciones ionizantes	0,02	0,05	0,02	0,00	2,19	0,12	0,01	0,00
Residuos	50,90	12,90	0,62	0,58	0,28	1,84	0,29	0,52
Residuos radiactivos	5,28	10,60	7,11	1,34	565,00	34,90	1,83	0,32
Agotamiento recursos energéticos	5,71	5,47	13,60	55,80	65,70	7,06	0,91	0,07
TOTAL	1.735,16	1.355,92	1.398,11	267,11	671,82	460,98	64,687	5,43

3.3.2 Estudio de Impacto Ambiental en minicentrales hidroeléctricas

Los Estudios de Impacto Ambiental (E.I.A.) tienen por objeto analizar la relación de incidencia entre un proyecto determinado y el entorno afectado por dicho proyecto en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y desmantelamiento. El IDAE cuenta entre sus publicaciones con la *Guía metodológica de evaluaciones de impacto ambiental en pequeñas centrales hidroeléctricas*.

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



Lista orientativa de los impactos ambientales y sus medidas correctoras

A continuación se presenta una lista orientativa de los posibles impactos que puede causar una minicentral en el medio donde se aloja, y las medidas correctoras para minimizarlos.



1 SISTEMA ACUÁTICO

Efectos

- a) El agua es el factor más importante y su principal característica es que constituye un ecosistema extremadamente frágil. La alteración que va a sufrir el caudal de agua crea el impacto más fuerte.
- b) La interrupción de la corriente de agua se traduce en una alteración directa sobre la población piscícola, disminuyendo además la capacidad de autodepuración del cauce en el tramo interrumpido.
 - Aguas arriba: existirá una disminución de la velocidad de flujo que desencadenará la deposición de los materiales transportados en suspensión. Esto puede afectar incluso al nivel de la capa freática.
 - Aguas abajo: el curso de agua tendrá una mayor capacidad erosiva.
 - En el tramo donde se ha construido la minicentral: los efectos serían de menor importancia, pero alteran igualmente el ecosistema. Según la magnitud de la presa o los diques, se alterará el microclima por las aguas remansadas (estratificación de temperatura, evaporación, formación de neblinas, etc).
- c) Pérdida de calidad de las aguas a consecuencia de vertidos accidentales al río como consecuencia de las labores de construcción, movimientos de tierra, etc. o por la proliferación de algas en el embalse.
- d) Efectos barrera para la población piscícola por la construcción de la presa o azud.

SISTEMA ACUÁTICO

Medidas correctoras

- a) Mantenimiento de caudales ecológicos y de servidumbre.
- b) Restituir al cauce el agua utilizada y mantenimiento del cauce ecológico.
- c) Impedir que se produzcan vertidos al río, además de controlar el aporte de sedimentos y nutrientes del embalse.
- d) Instalar pasos de peces en la presa o azud: son estructuras hidráulicas destinadas a romper la discontinuidad que introduce en el río la presa o azud empleados para la toma de agua, que hace posible que los peces puedan circular, en ambos sentidos, ascendente y descendente, a través de la misma. Estas estructuras consumen un volumen de agua que contribuyen al caudal residual o de servidumbre.

Existe una amplia tipología: los más comunes usados en minicentrales son los denominados “escalas de peces” que dividen la altura a salvar mediante una serie de estanques comunicados entre sí por tabiques con vertederos, orificios o escotaduras verticales, aunque también hay tipo canal fijado en diagonal sobre el dique, esclusas y ascensores.



2 PÉRDIDA DE SUELO Y EROSIÓN

Efectos

- a) Invasión del terreno al levantar las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la minicentral, y al abrir los caminos de acceso.
- b) Erosión del suelo al desaparecer la cubierta vegetal en aquellas zonas donde ha habido movimiento de tierras para levantar el edificio principal, caminos de acceso, tuberías, canales, etc.

Medidas correctoras

- a) Minimizar los impactos en el diseño de la minicentral para respetar al máximo el entorno durante su construcción.
- b) Repoblar con las especies vegetales autóctonas y enterrar las tuberías y conductos en la medida de lo posible.



3 DESTRUCCIÓN DE LA VEGETACIÓN

Efectos

- a) Pérdida de cobertura vegetal por los movimientos de tierra que se derivan de las obras de construcción e inundación de márgenes por la construcción de presas y azudes.
- b) Cambios en los tipos y/o la estructura de las comunidades ripícolas por la modificación del flujo de caudal, aguas abajo de la central.

Medidas correctoras

- a) Identificación y valoración de las comunidades vegetales con el fin de poder prever cuáles se verán más afectadas y proceder a su reposición o incluso protección si son endémicas.
- b) Revegetación de las zonas afectadas, con una proyección a medio y largo plazo, preferiblemente con especies autóctonas y plantas jóvenes.



4 ALTERACIONES SOBRE LA FAUNA

Efectos

- a) La fauna piscícola es la más afectada por la minicentral, ya que la presa o azud representa cambios muy notables en las condiciones de su hábitat, además del efecto barrera de las presas y azudes sobre las migraciones de peces, que remontan los ríos para desovar.
- b) Pérdida del hábitat de algunas especies terrestres debido a la desaparición de parte de la cobertura vegetal durante la fase de construcción y por la inundación de zonas para la creación de la presa o azud.
- c) Dificultad en la movilidad de determinadas especies que no puedan cruzar la superficie de agua embalsada.
- d) Aumento de la mortandad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- e) Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.

Medidas correctoras

- a) Evitar al máximo la pérdida de calidad de las aguas, y construir pasos y escalas de peces con el objetivo de que especies como el salmón, la trucha, los reos o anguilas puedan remontar el río y completar su ciclo reproductor.
- b) Creación de zonas alternativas a los hábitats desaparecidos.
- c) Creación de pasos alternativos.
- d) Diseño de apoyos e instalación de “salvapájaros”.
- e) Insonorización del edificio y las turbinas.



5 ALTERACIONES EN LA ATMÓSFERA

Efectos

- a) Polvo en suspensión provocado durante las tareas de construcción, movimiento de tierras, extracción de materiales, etc.

Medidas correctoras

- a) El foco contaminante de las partículas en suspensión terminará cuando finalicen las obras.
- b) Mientras duren las obras, se procederá a realizar de forma periódica el riego de los caminos de tierra de acceso a las obras.



6 ALTERACIONES DEL MEDIO SOCIAL

Efectos

- a) Aquí se engloban todas aquellas alteraciones que puedan sufrir tanto los usos existentes como los futuros, y que se relacionan directa o indirectamente con el curso del agua. Por ejemplo, invasión de vías pecuarias y pasos tradicionales de ganado.

Medidas correctoras

- a) Reposición de las servidumbres que existían antes de la construcción de la central, para que ninguno de los afectados vea conculcados sus derechos.



7 CAMBIOS EN EL PAISAJE

Efectos

- a) Desaparición de alguno de los elementos que caracterizan la zona.
- b) Aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

Medidas correctoras

- a) Revegetación de taludes y terraplenes, y enterramiento de tuberías y canales en la medida de lo posible.
- b) Elección de materiales y tipología acordes con las construcciones tradicionales de la zona, y plantaciones para ocultar estructuras discordantes.
- c) Creación de zonas alternativas, en caso de verse afectados usos recreativos o deportivos.





4

Ventajas de las Minicentrales Hidroeléctricas



4

Ventajas de las Minicentrales Hidroeléctricas

4.1 BENEFICIOS AMBIENTALES

La utilización de combustibles fósiles es la principal fuente de emisión de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático y otros impactos negativos sobre el medio ambiente. El 78% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kioto tienen origen energético (Fuente: Ministerio de Medio Ambiente).

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO₂ únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia previsto de la energía hidroeléctrica entre 2005-2010, y tomando como referencia una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54% (372 t CO₂ por GWh producido).

Emisiones CO ₂ evitadas	tCO ₂
Minihidráulica (menor de 10 MW)	472.812
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	255.490

Las energías renovables constituyen una fuente inagotable de recursos energéticos

Las energías renovables, por el contrario, constituyen una fuente inagotable de recursos energéticos que no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera. Las energías verdes, por ser unidades de producción no emisoras, contribuyen a la reducción de los impactos medioambientales que provoca el sistema de producción de electricidad, como la lluvia ácida o el calentamiento global del planeta. Se estima que las emisiones de CO₂ evitadas en 2004 por el parque renovable de generación actual ascienden aproximadamente a 17 millones Tn de CO₂.

La energía obtenida en minicentrales hidroeléctricas ofrece, además, los siguientes beneficios para nuestro entorno:

- *uso no consuntivo del agua*, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformada su energía en energía eléctrica a su paso por la turbina.
- *carácter autóctono*, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior y el refuerzo de la seguridad del suministro.
- *energía limpia, no produce residuos contaminantes*, excepto en la fase de construcción, en que deben extremarse las medidas minimizadoras de impactos ambientales.
- *carácter de generación distribuida*, ya que en muchas ocasiones las unidades de producción renovables se encuentran cerca de los puntos de consumo. La distancia entre los lugares de generación y consumo final provoca unas pérdidas al sistema de aproximadamente el 10% de la producción neta de electricidad.
- *es respetuosa con el medio ambiente*, porque los impactos que genera son pequeños y fácilmente minimizables, incluso muchos son evitables si se toman las medidas adecuadas (escalas para peces, caudal ecológico, soterramiento de tuberías, etc).
- es *inagotable* gracias al ciclo hidrológico natural.

4.2 BENEFICIOS SOCIOECONÓMICOS

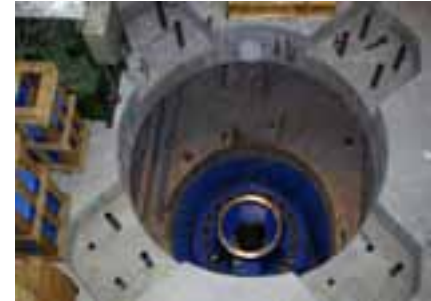
Numerosos estudios han demostrado que a igual potencia instalada, las unidades de producción de energía de fuentes renovables generan hasta cinco veces más puestos de trabajo que las tecnologías convencionales. Por lo tanto, el sector de las energías verdes contribuye de forma eficiente a la creación de empleo, incluyendo la generación de empleo directo durante la fabricación, construcción y operación de sus instalaciones; y la generación de empleo indirecto, derivado de la demanda de bienes de otro tipo que generan esas actividades.

El desarrollo de las energías renovables contribuye además a la cohesión regional, ya que en la mayoría de los casos las nuevas instalaciones han de situarse en áreas rurales.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 contempla una valoración actual de la generación de empleo producida como consecuencia del desarrollo de la energía hidroeléctrica, para la cual utiliza el concepto de “hombres-año” como unidad de empleo. En términos cuantitativos este concepto es equivalente al trabajo necesario para acometer los objetivos del sector hidroeléctrico previstos en el Plan, suponiendo 1.800 horas de trabajo por hombre y año.

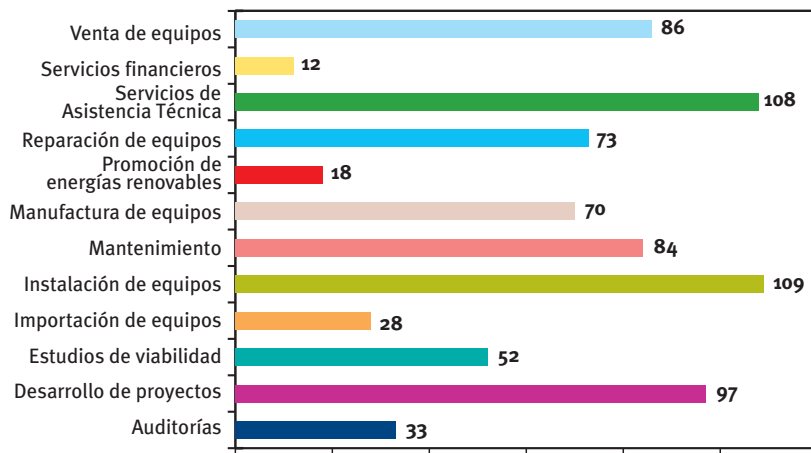
La siguiente tabla contiene los ratios utilizados para la estimación del empleo generado en el área hidroeléctrica a finales de 2010, para las fases de construcción e instalación y operación y mantenimiento:

Ratios de generación de empleo	Área hidroeléctrica
Fase de construcción e instalación	18,6 hombres - año/MW (40% directos)
Operación y mantenimiento	1,4 hombres - año/MW (directos)



A partir de estos ratios, la generación de empleo estimada a finales de 2010 para los incrementos de potencia previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, para el sector hidroeléctrico entre 10 y 50 MW, es la que figura en el siguiente cuadro:

Ratios de generación de empleo		Área minihidráulica (menor 10 MW)	Área hidráulica (entre 10 y 50 MW)	Total área hidroeléctrica
Fase de construcción e instalación	(hombres - año)	8.370	6.696	15.066
Operación y mantenimiento	(hombres - año)	612	517	1.129
Total empleo generado	(hombres - año)	8.982	7.213	16.195



Actualmente existen cerca de 150 empresas relacionadas con el Sector Hidroeléctrico en España. Destaca la diversificación respecto al tipo de actividades que desarrollan las empresas que componen el sector de las energías renovables, ya que muchas de ellas llevan a cabo más de una actividad. Desde el suministro, el montaje y mantenimiento de los equipos, hasta el desarrollo global del proyecto y los estudios previos sobre viabilidad económica e impactos ambientales.

An aerial photograph of a river with white water rapids. In the foreground, the dark, structural beams of a bridge are visible, crossing the river. The water is a mix of green and white, indicating turbulent flow.

5

Instalaciones más representativas



5

Instalaciones más representativas

5.1 LAS MINICENTRALES EN ESPAÑA

España es un país que cuenta con una larga tradición en el área de la energía hidráulica. Desde mediados del siglo XIX y principios del XX se forjaron las bases para la generación de electricidad en las zonas rurales, con pequeñas centrales de ámbito local. El desarrollo tecnológico de las líneas de alta tensión y equipos asociados para el transporte de electricidad a grandes distancias, así como el desarrollo de nuevas tecnologías de transformación de energía basadas en combustibles fósiles a mediados del siglo XX, fue desplazando a las minicentrales hasta llegar al abandono de las mismas.

Fue como consecuencia de la crisis energética de 1973 y 1979 cuando se puso de relieve la necesidad de diversificar las fuentes de energía primaria que se utilizaban. A partir de aquí se empezó a valorar nuevamente el papel tan importante que juegan las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia en el conjunto del sistema de producción energética.

Debido además a los problemas medioambientales a los que se enfrenta actualmente el conjunto del planeta, las minicentrales, ya sean de nueva construcción o rehabilitadas, se plantean como una de las opciones más razonable y viable.



5.2 SELECCIÓN DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1	Central Hidroeléctrica Huesna	104
2	Central Hidroeléctrica Los Hurones	106
3	Central Hidroeléctrica Murias	108
4	Central Hidroeléctrica Purón	110
5	Central Hidroeléctrica Virgen de las Viñas	112
6	Central Hidroeléctrica Selga de Ordás	114
7	Central Hidroeléctrica Porma	116
8	Central Hidroeléctrica Lanzahita	118
9	Central Hidroeléctrica Xerta	120
10	Central Hidroeléctrica Jerte	122
11	Central Hidroeléctrica Portodemouros	124
12	Central Hidroeléctrica Tambre III	126
13	Central Hidroeléctrica El Barco	128
14	Central Hidroeléctrica Antella-Escalona	130
15	Central Hidroeléctrica Molino de Suso	132
16	Central Hidroeléctrica Berberín	134



1 Central Hidroeléctrica Huesna

Identificación

Ubicación:	Presa de Huesna, T.M. Constantina
Provincia:	Sevilla
Río:	Rivera de Huesna
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Confederación Hidrográfica del Guadalquivir
Año de p.m.:	1997

Descripción general:

La presa de Huesna, propiedad de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG), se construyó para abastecer a un conjunto de poblaciones y para regadío. Esta presa evacuaba diariamente un caudal para satisfacer esa demanda, y la central se construyó para turbinar dichos caudales, aprovechando el salto existente, además de mejorar la calidad del agua de abastecimiento.

En 1996 la CHG y el IDAE firmaron un convenio de colaboración por el cual este Organismo se hacía cargo de la financiación y gestión del proyecto de la central.

Desde la torre de toma a la central va la tubería forzada, de 1.300 mm de diámetro y 240 m de longitud. La central dispone de un by-pass completo, formado por tubería de 600 mm y válvula de mariposa, que deriva en la tubería de toma y desagua en el canal de restitución. El diseño de esta instalación mantiene el estilo típico de las construcciones de la zona.



Como la conexión de la central a la línea de Sevillana a 15 kV provocaba variaciones en la tensión de la red, superiores a las permitidas en la legislación, se montó un regulador de tensión (autotransformador regulable) que mantiene de forma automática y continua la tensión deseada en la red, independiente de las fluctuaciones de carga de la línea. El funcionamiento es completamente automático.

Ficha técnica

Caudal:	1,61 m ³ /s
Salto:	55 m
Potencia instalada:	900 kW
Producción estimada:	4.353 MWh/año

Equipamiento:

Una turbina Francis de eje horizontal, con distribuidor regulable y 1000 r.p.m. acoplada a un generador síncrono trifásico de 900 kW y 660 V.



2 Central Hidroeléctrica Los Hurones

Identificación

Ubicación:	Presa de Los Hurones, T.M. Algar
Provincia:	Cádiz
Río:	Majaceite
Tipología:	Pie de presa, rehabilitación y ampliación
Concesionario:	Confederación Hidrográfica del Guadalquivir
Año de p.m.:	2002

Descripción general

La presa de Los Hurones es propiedad del Estado y se sitúa sobre el río Majaceite, que cuenta con un trasvase desde el río Guadairo, lo que ha posibilitado la ampliación del equipamiento inicial de la central. En 1997 la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) y el IDAE firmaron un convenio de colaboración por el cual este Organismo se hacía cargo de la financiación y gestión del proyecto de la central.

El proyecto consistía en la revisión y adaptación de los dos grupos existentes, ampliación de la central con un tercer grupo, renovación total de las instalaciones eléctricas y automatización de la central.

La presa cuenta con dos tomas de medio fondo que alimentan: una los Grupos I y II y la otra el Grupo III. La primera se realiza mediante una torre de toma adosada al paramento de la presa, que cuenta con tres compuertas a distintos niveles que permiten optimizar la calidad del agua extraída del embalse. La segunda toma parte de una conducción de 1.400 mm que se bifurca al llegar a la central.



El Grupo I funciona con el caudal consigna dado por la CHG, ya que el agua turbinada va a alimentar la red de abastecimiento de la zona de Cádiz. Para asegurar este suministro de agua existe un by-pass con capacidad para dar el total o parte del caudal, según el grupo esté parado o trabajando a carga parcial. Todas las instalaciones están totalmente automatizadas.

Ficha técnica

Caudal:	12,5 m ³ /s
Salto:	33,9 – 48,9 m
Potencia instalada:	5.430 kW
Producción estimada:	12.450 MWh/año

Equipamiento:

Dos turbinas Francis de eje horizontal a 750 r.p.m. acopladas a sendos generadores síncronos de 900 kVA y 1.594 kVA.

Una turbina Francis de eje vertical a 600 r.p.m. acoplada a generador síncrono de 3.591 kVA.



3 Central Hidroeléctrica Murias

Identificación

Ubicación:	T.M. Aller
Provincia:	Asturias
Río:	Negro y Los Tornos
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Hidroastur, S.A.
Año de p.m.:	1992

Descripción general

La sociedad Hidroastur, S.A. se constituyó en el año 1987 con el objetivo fundamental de promover la energía hidroeléctrica, mediante la realización de toda clase de actividades relacionadas con este sector. La sociedad está participada por los siguientes socios con el mismo porcentaje de participación (25%): Sociedad Regional de Promoción del Principado de Asturias, S.A., Generaciones Especiales, S.A., Navarro Generación, S.A. e IDAE. En la actualidad, la sociedad tiene tres centrales en explotación, entre las que se encuentra la central hidroeléctrica Murias, que se describe a continuación.

El agua turbinada por la central es captada de dos cauces distintos, los ríos Negro y Los Tornos. En ambas tomas se ha construido un azud para derivar el agua hacia los canales de derivación de 4.770 m y 2.570 m de longitud, respectivamente, que convergen en la cámara de carga. De ella parte una tubería forzada de 450 m de longitud y 1,1 m de diámetro que finaliza en el edificio de la central.



El edificio de la central alberga los dos grupos electromecánicos, el sistema eléctrico general y de control y los equipos auxiliares. El sistema de regulación y automatismo basado en el funcionamiento de la central conectada a la red y que controla el nivel de la cámara de carga para aprovechar al máximo el caudal disponible. La línea de evacuación de energía tiene una longitud de 3,3 Km a 30 kV de tensión, hasta conectar con la red de distribución.

Las emisiones de CO₂ evitadas por esta central para un año medio se pueden cifrar en 7.031 toneladas, tomando como referencia una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%.

Ficha técnica

Caudal:	3,5 m ³ /s
Salto:	220 m
Potencia instalada:	6.600 kW
Producción estimada:	18.900 MWh/año

Equipamiento:

Dos Turbinas Pelton de 3.300 kW acopladas a dos generadores síncronos de 3.600 kVA (c/u) y tensión 6.000 V.



4 Central Hidroeléctrica Purón

Identificación

Ubicación:	Purón. T.M. Llanes
Provincia:	Asturias
Río:	Purón
Tipología:	Fluyente, rehabilitación y ampliación
Concesionario:	Excmo. Ayuntamiento de Llanes
Año de p.m.:	2001

Descripción general

La primera concesión del aprovechamiento hidroeléctrico del río Purón data del año 1915 y se construyó a partir de otra central existe creada en 1900. En 1997 el Ayuntamiento de Llanes y el IDAE firmaron un contrato de arrendamiento sobre la concesión administrativa del Ayuntamiento, a favor de éste último, para la modernización y ampliación de la central.

Del azud parte un canal de 82 m de longitud, que finaliza en una balsa de remanso, de uso compartido para la central y una piscifactoría (que dispone de un caudal garantizado de 175 l/s). De la balsa parte el canal de derivación, que cruza a la otra margen del río y se prolonga durante 1 Km, a media ladera, hasta la cámara de carga, de donde parte la tubería forzada de 71 m.

En el edificio de la central se ubican el grupo de generación, cuadros eléctricos y de control, el equipo transformador, grupo oleohidráulico y equipos auxiliares. La central consta de los automatismos suficientes para funcionar de manera desasistida.



Existe un caudal ecológico de 115 l/s que durante los meses de noviembre, diciembre y enero se duplica para favorecer la freza de las truchas.

Ficha técnica

Caudal: 2,25 m³/s

Salto: 27,3 m

Potencia instalada: 413 kW

Producción estimada: 1.600 MWh/año

Equipamiento:

Una turbina Francis de eje horizontal de 413 kW acoplada a generador asíncrono de 480 kVA y 380 V.



5 Central Hidroeléctrica Virgen de las Viñas

Identificación

TUbicación:	Finca Cantaburros. T.M. Aranda de Duero
Provincia:	Burgos
Río:	Duero
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	IDAE
Año de p.m.:	1995

Descripción general

Este aprovechamiento consta de una presa de gravedad de 17 m de altura y 26 m de longitud, concebida para crear un salto y turbinar los caudales procedentes del río, con una toma hacia el edificio de la central, que se sitúa en el cuerpo de la misma presa, en su margen derecha. La presa dispone de dos compuertas que vierten directamente sobre un cuenco de 19 m de longitud provisto de dientes amortiguadores. Asimismo, también dispone de tres desagües de fondo de 1,25 m de diámetro.

El embalse de nivel fijo, gracias a la regulación automática de las compuertas, alberga 1,2 millones de m³ y mide 4,6 Km de longitud con una anchura media de 60 m.

El edificio de la central, por requerimientos en la implantación del grupo de generación y sus sistemas auxiliares, consta de varias plantas y, tras el grupo, se dispone el conducto de aspiración y el canal de desagüe al río.



El edificio de la central alberga el grupo de generación, sistema eléctrico de potencia a 13.200 V y 6.000 V, sistema de control, sistemas auxiliares de accionamiento, grupo electrógeno de emergencia para las compuertas de la presa, puente grúa y complementos de seguridad y vigilancia.

Cuenta con una escala de peces en la margen izquierda de 32,5 m y el diseño y la construcción de la instalación se realizaron respetando escrupulosamente el entorno natural.

Ficha técnica

Caudal:	24,5 m ³ /s
Salto:	8,5 m
Potencia instalada:	1.670 kW
Producción estimada:	6.600 MWh/año

Equipamiento:

Una turbina Kaplan doble regulación, multiplicador cónico de relación 245,2/700 r.p.m. y generador síncrono trifásico de 2.290 kVA.



6 Central Hidroeléctrica Selga de Ordás

Identificación

TUbicación:	Presa Selga de Ordás, T.M. Santa María de Ordás
Provincia:	León
Río:	Luna
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	IDAE
Año de p.m.:	1999

Descripción general

El embalse de Selga de Ordás es propiedad del Estado y está en explotación desde 1963. La presa es de gravedad con una altura de 14,4 m y una longitud de 232 m. Su función es ser el contraembalse del embalse de Barrios de Luna, situado 19 Km aguas arriba, el abastecimiento de aguas a León y el riego de 45.000 hectáreas.

La Confederación Hidrográfica del Duero otorgó al IDAE la concesión de aprovechamiento hidroeléctrico del caudal desembalsado en esta presa en 1994. En 1999 se produjo el acoplamiento del generador a la red, momento en que se inició la explotación industrial de la central.

La toma se realiza en el estribo del margen derecho de la presa, sin afectar a la Acequia de La Plata. En la central se ha instalado una tubería de by-pass que deriva de la tubería de toma y que desagua en el canal de restitución. La central turбина en cada momento el caudal impuesto por la Confederación y con un régimen de explotación basado en regulación de caudal y con vigilancia de la cota del nivel del embalse.



El control de la central puede realizarse in situ y a distancia, y la acometida al centro de transformación se realiza desde la nueva línea eléctrica aérea que une el pueblo de Selga de Ordás y la central, con una longitud de 241 m.

Ficha técnica

Caudal: 2 - 6 m³/s

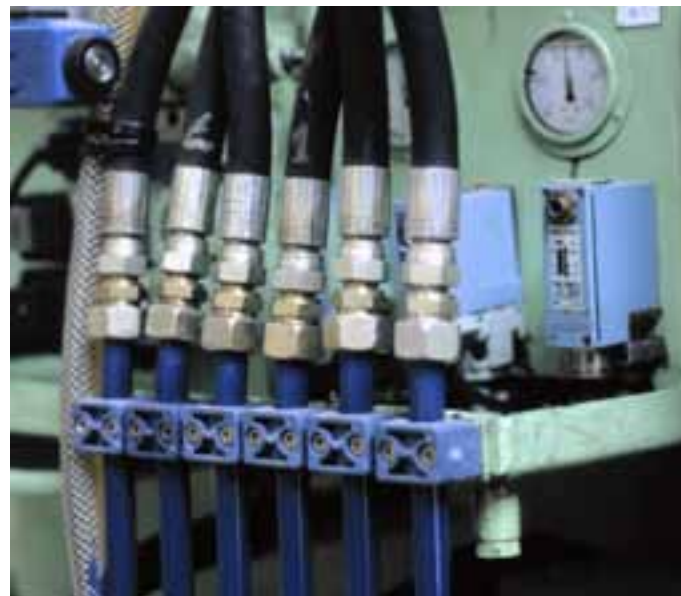
Salto: 8,5 - 5,8 m

Potencia instalada: 450 kW

Producción estimada: 2.000 MWh/año

Equipamiento:

Una turbina Kaplan de eje vertical, doble regulación de 450 kW acoplada mediante multiplicador a generador síncrono de 450 kW a 380 V.



7 Central Hidroeléctrica Porma

Identificación

Ubicación:	Presa de Juan Benet, Embalse del Porma. T.M. Boñar
Provincia:	León
Río:	Porma
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Naturener, S.A.
Año de p.m.:	2004

Descripción general

La central consta de las siguientes instalaciones: toma de agua, tubería forzada y repartidor, edificio de la central, canales de restitución y sistema by-pass. Es importante recalcar las labores que se han llevado a cabo para la rehabilitación del camino de acceso y servicio, así como de todo el terreno e instalaciones afectadas por las obras.

La toma de agua se efectúa en el cuerpo de la presa, a través de la conducción forzada de 35 m de longitud realizada mediante la perforación de la presa y dispone de una compuerta en el paramento de aguas arriba, así como una válvula de mariposa junto al pie de aguas abajo de la presa, alojada en una caseta adosada a la presa. De esta caseta parte la tubería forzada de acero diámetro 2800 mm, que conecta con el edificio mediante un repartidor que se bifurca en tres ramales de entrada a las tres turbinas de 1700 mm de diámetro y otro ramal de 1200 mm de diámetro para el sistema by-pass. Se incluye un caudalímetro por ultrasonidos en la tubería de 2800 mm para medida de velocidad, caudal y volumen.



El edificio alberga en su interior todo el equipamiento electromecánico y sistema eléctrico y de control, distribuido en tres niveles (de abajo a arriba): sala de turbinas, sala de generadores y nivel de acceso (cuadros eléctricos y de control). Anexo al edificio se dispone la caseta para el by-pass, compuesto por dos válvulas de chorro-hueco, cuya misión es la de evacuar los caudales no turbinados.

Ficha técnica

Caudal:	30 m ³ /s
Salto:	71,01 m
Potencia instalada:	18.564 kW
Producción estimada:	45.700 MWh/año

Equipamiento:

Dos turbinas Francis de eje vertical de 13 m³/s y potencia 7.869 kW acopladas a dos generadores síncronos trifásicos de 8.656 kVA.

Una turbina Francis de eje horizontal de 5 m³/s y potencia 3.017 kW acoplado a un generador síncrono trifásico de 3.315 kVA.



8 Central Hidroeléctrica Lanzahita

Identificación

Ubicación:	T.M. Lanzahita
Provincia:	Ávila
Río:	Garganta de la Eliza
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Excmo. Ayuntamiento de Lanzahita
Año de p.m.:	1996



Descripción general

El Ayuntamiento de Lanzahita es titular de una concesión de aguas para el aprovechamiento hidroeléctrico de una presa en la Garganta de La Eliza, construida para el abastecimiento de agua al pueblo.

En 1993 IDAE y el Ayuntamiento de Lanzahita firmaron un contrato de arrendamiento (F.P.T.), por el cual IDAE realizaba la financiación y gestión del proyecto.

Se aprovechó la infraestructura de la presa existente, perforando ésta por la margen derecha, donde se ubica la toma. De aquí sale la tubería forzada de 1 m de diámetro y 1.280 m de longitud que llega hasta el edificio de la central. En el diseño y trazado de la tubería se intentó que ésta fuera enterrada la mayor parte posible para respetar al máximo el medio ambiente, igual que con el resto de la instalación. La ubicación del edificio en la margen derecha de la garganta hizo necesaria la construcción de un puente que la cruza, para unirlo con el camino existente en la margen izquierda.

La central está totalmente automatizada para funcionar de manera desasistida. Todos los sistemas de control, eléctricos y transformación se encuentran en el interior de la central con el propósito de conseguir una integración entre la central y su entorno.

Ficha técnica

Caudal:	2,1 m ³ /s
Salto:	108,8 m
Potencia instalada:	1.970 kW
Producción estimada:	5.000 MWh/año

Equipamiento:

Una turbina Francis de eje horizontal, cámara espiral de potencia 1.970 kW acoplado a un generador asíncrono trifásico de 1970 kW y 6.000 V de tensión.



9 Central Hidroeléctrica Xerta

Identificación

Ubicación:	Azud de Xerta. T.M. Xerta
Provincia:	Tarragona
Río:	Ebro
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Hidroeléctrica de Xerta, S.L.
Año de p.m.:	2001

Descripción general

Central de agua fluyente, situada en el salto conocido como Azud de Xerta, que dispone de cuatro grupos generadores iguales. Aprovecha la infraestructura de un molino existente y el azud, con la característica de haber tenido que rehabilitar un canal de navegación comercial para remontar la presa.

El diseño de esta central puede ser considerado como minimalista. Cuenta con máquinas automatizadas de forma independiente, entrando en producción cuando el caudal circulante por el río lo permite o realizando la parada si el caudal desciende.

La energía generada se evacua de la central mediante una línea subterránea de circuito simple de una longitud total de 400 m. La estación receptora está formada por un parque intemperie de 110 kV, con transformador de potencia 110/13,2 kV de 18 MVA y resto de instalaciones, desde donde se evacua a la línea de 110 kV Ascó-Torrosá.



Ficha técnica

Caudal: 112 m³/s

Salto: 5,40 m

Potencia instalada: 18.000 kW

Producción estimada: 93.550 MWh/año

Equipamiento:

Cuatro turbinas Semikaplan de 4,5 MW(c/u) y 81,1 r.p.m., acopladas directamente a cuatro generadores síncronos de 4,5 MW y 13,2 kV de tensión.



10 Central Hidroeléctrica Jerte

Identificación

Ubicación:	Presa de Plasencia. T.M. Plasencia
Provincia:	Cáceres
Río:	Jerte
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Naturener, S.A.
Año de p.m.:	2002

Descripción general

La central hidroeléctrica de Jerte aprovecha energéticamente la diferencia de cota creada por la presa de Plasencia. Respetando en todo momento los caudales ordenados por la Confederación Hidrográfica del Tajo, la central transforma la energía que tiene el agua, al pasar por la turbina, en energía eléctrica. Las características de la electricidad posibilitan su transporte hasta los puntos de consumo mediante una pequeña subestación de transformación.

El edificio de la central alberga los cuatro grupos turbogeneradores, el sistema eléctrico y de control. El transformador de potencia es de 7.600 kVA y relación de transformación 0,66/6/45 kV.

La línea eléctrica de conexión tiene una longitud aproximada de 350 m desde la subestación hasta la línea de derivación a 45 kV de la estación de tratamiento de agua de Plasencia.



Ficha técnica

Caudal:	23 m ³ /s
Salto:	18,5 – 27,5 m
Potencia instalada:	5.415 kW
Producción estimada:	12.000 MWh/año

Equipamiento:

Grupo I	Turbina Francis horizontal de potencia 2.633 kW (q = 11 m ³ /s)
Grupo II	Turbina Francis horizontal de potencia 1.680 kW (q = 7 m ³ /s)
Grupo III	Turbina Francis horizontal de potencia 962 kW (q = 4 m ³ /s)
Grupo IV	Turbina Mitchell-Banki, flujo cruzado, de potencia 140 kW (q = 1 m ³ /s)



11 Central Hidroeléctrica Portodemouros

Identificación

Ubicación:	Presa de Portodemouros. T.M. Vila de Cruces
Provincia:	Pontevedra
Río:	Ulla
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Generación Peninsular, S.L.
Año de p.m.:	2004

Descripción general

Las obras de la central se desarrollaron en el interior de la central existente de Portodemouros entre junio de 2002 y noviembre de 2003, comenzando su explotación comercial en el año 2004.

La nueva central se ha diseñado para turbinar el caudal ecológico de la presa, ya que éste no podía ser aprovechado por la central existente porque estaba fuera del rango de funcionamiento de sus grupos.

La toma de caudal se realizó a partir de un injerto en la tubería forzada existente destinada al grupo II. La conexión se localiza justo aguas arriba de la válvula de guarda de dicho grupo, para no afectar las maniobras de apertura y cierre de éste. De este punto parte una tubería forzada de 17 m de longitud que termina en la central existente, en el mismo lugar en el que se encontraba el foso de desmontaje del rotor. En este pozo, además, están ubicados los órganos de regulación de la turbina, así como el generador.



La turbina descarga mediante una tubería de acero que pasa de 2 m de diámetro interior en el inicio hasta 3 m de diámetro en su parte final. La conducción parte de la cámara de descarga de la turbina y se prolonga hasta confluir con el túnel de descarga de los grupos I y II, justo aguas debajo de las ataguías de aislamiento de estos grupos.

Ficha técnica

Caudal:	15 m ³ /s
Salto:	9,24 m
Potencia instalada:	9.800 kW
Producción estimada:	47.910 MWh/año
Equipamiento:	

Una turbina Francis de eje vertical de potencia 9.749 kW acoplado a un generador síncrono trifásico de 9.559 kW y 6.000 V de tensión.



12 Central Hidroeléctrica Tambre III

Identificación

Ubicación:	T.M. Brión
Provincia:	La Coruña
Río:	Tambre
Tipología:	Pie de presa, nueva construcción
Concesionario:	Generación Peninsular, S.L.
Año de p.m.:	2002

Descripción general

La central se encuentra en el canal existente al pie de la ladera izquierda del valle de Tambre, inmediatamente aguas debajo de la Presa Barrié de la Maza. La toma aprovecha las dos tuberías existentes que atraviesa el cuerpo de hormigón de la presa y vierten al canal que abastece a Tambre I. Estas conducciones se unen a través de un pantalón que desemboca en la turbina principal (grupo A), encargada de aprovechar el caudal que se destina a la central Tambre I.

Una vez turbinada el agua se envía al capturadero de peces a través de una tubería forzada de acero de unos 70 m de longitud, para así aprovechar un mayor desnivel hasta este lugar de restitución.

Para permitir la operación de la central Tambre I, mientras no se encuentra operativo el grupo A, se proyectó un by-pass, al final del cual se reinstaló una de las válvulas de chorro hueco existentes, que vierte al canal de forma similar a como lo hacía antes de construir la central, mientras que la segunda válvula de chorro hueco vierte directamente a río, a la altura del cuenco amortiguador del aliviadero de la presa.



Ficha técnica

Caudal: 27,3 m³/s (22,3 + 5)

Salto: 33,37 – 37,94 m

Potencia instalada: 8.430 kW

Producción estimada: 20.830 MWh/año

Equipamiento:

Grupo A: Turbina Kaplan, eje vertical de potencia 6.761 kW acoplado a generador síncrono trifásico de 8.200 kW y 6.000 V de tensión.

Grupo B: Turbina Francis, eje horizontal de potencia 1.671 kW acoplado a generador síncrono trifásico de 1.787 kW y 6.000 V de tensión.



13 Central Hidroeléctrica El Barco

Identificación

Ubicación:	T.M. Fuenmayor
Provincia:	La Rioja
Río:	Ebro
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Hidroeléctrica El Barco, S.L.
Año de p.m.:	2004

Descripción general

Esta central está instalada colindante a un antiguo molino harinero existente, respetándose el mismo y aprovechando el azud de derivación existente. Se ha dispuesto un caudal ecológico de $10 \text{ m}^3/\text{s}$, fluyente a través del azud, adecuado a la conservación de los procesos ecológicos e hidrológicos de la zona. Asimismo se ha dispuesto de un paso para peces en las inmediaciones del edificio de la central y una escala de artesas sobre el azud de la central.

Desde el inicio del proyecto se realizaron una serie de estudios y trabajos de adecuación medioambiental dentro de la zona de influencia de la central, como un estudio previo de la calidad ambiental de la zona y estudios de seguimiento y vigilancia ambiental en las distintas fases: inicio de obras, final de obras y primer año de explotación comercial.

Por todo ello, la central hidroeléctrica El Barco ha sido una de las primeras centrales de Europa que obtiene y opera desde su construcción con la norma ISO 14001, que certifica el establecimiento de un Sistema de Gestión Medioambiental.



Respecto a su sistema de control, todos los parámetros de la minicentral son recogidos y procesados por un autómata situado en el armario de control, lo que permite un funcionamiento desasistido de la instalación.

Ficha técnica

Caudal: 100 m³/s

Salto: 3,80 m

Potencia instalada: 3.200 kW

Producción estimada: 11.980 MWh/año

Equipamiento:

Dos turbinas Semi-Kaplan de eje vertical de 1.600 kW, acopladas mediante sendos multiplicadores a dos generadores asíncronos de 1.600 kW (c/u).



14 Central Hidroeléctrica Antella-Escalona

Identificación

Ubicación:	Presa de Antella. T.M. Antella
Provincia:	Valencia
Río:	Júcar
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Hidroeléctrica de Antella-Escalona, S.L.
Año de p.m.:	1997

Descripción general

Esta central hidroeléctrica, situada a unos 3 km aguas abajo de la Presa de Tous, fue realizada mediante contrato firmado entre Hidroeléctrica de Antella-Escalona, S.L. y el IDAE, por el cual este Organismo realizó la financiación total y gestión del proyecto, el cual quedó resuelto en el año 2001.

La toma de la central se localiza en el estribo izquierdo de la presa actual de Antella-Escalona, de longitud 149 m y altura 9 m, para lo que fue necesario demoler parte de la misma para disponer los conductos hidráulicos de la toma que permiten trasladar los caudales a turbinar desde el río hasta el edificio. Se configuró un sistema de compuertas con by-pass instantáneo para mantener en todo momento el caudal de riegos aguas abajo (Acequia Real del Júcar) y el ecológico, en caso de parada de la central.

El diseño de esta central se realizó de forma que el edificio queda integrado como una prolongación propia del mismo azud, reduciéndose con ello el impacto visual desde cualquier ángulo.



En un futuro está previsto que la presa de Antella pueda convertirse en el contraembalse de la futura central hidroeléctrica de la presa de Tous. En este caso, la presa actual se recrecería 1,9 m aproximadamente, con lo que el nivel del agua variaría entre el máximo resultante y el nivel de las tomas existentes para regadío. Estos planes se han tenido en cuenta en el diseño y equipamiento de la central.

Ficha técnica

Caudal:	40 m ³ /s
Salto:	9-11 m
Potencia instalada:	3.936 kW
Producción estimada:	20.000 MWh/año

Equipamiento:

Dos Turbinas Kaplan de eje vertical, doble regulación, acopladas mediante sendos multiplicadores (que elevan la velocidad de giro de 210 r.p.m. a 7560 r.p.m.) a dos generadores síncronos trifásicos de 1.986 kW (c/u).



15 Central Hidroeléctrica Molino de Suso

Identificación

Ubicación:	TT.MM. Labastida y Haro (estribo derecho presa)
Provincia:	Álava y La Rioja, respectivamente.
Río:	Ebro
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Centrales Eléctricas J.R., S.L.
Año de p.m.:	2002

Descripción general

Centrales Eléctricas J.R. es titular de una concesión de aguas en el río Ebro para aprovechamiento hidroeléctrico. En 1999, IDAE y esta sociedad, firmaron un contrato mercantil de arrendamiento, por el cual, IDAE realizaba la financiación y gestión del proyecto.

Esta central hidroeléctrica presenta dos características destacables, por un lado localizarse en el río Ebro, que es el más caudaloso de España y, por otro lado, disponer de un sistema de compuertas móviles denominado “Presa Inflable”, consistente en una membrana tubular de caucho y nylon de 1,6 m de altura, 187 m de longitud y espesor de 12,5 mm, anclada al azud de hormigón, cuya misión es regular el nivel del agua del embalse de forma automática. En caso de avenida, la presa se desinfla completamente en un tiempo de 16 minutos.

El aprovechamiento se completa con las siguientes instalaciones: obra de toma (incluidas compuertas, reja y limpiarejas móvil giratorio), edificio de la central y canal de descarga.



En la margen izquierda del azud se ejecutó una escala de peces, de tipo artesas, para facilitar el remonte de migratorios. El caudal ecológico, fijado en $11 \text{ m}^3/\text{s}$, se distribuye entre el circulante por la escala de peces y el resto vertiendo por encima de la presa inflable.

Ficha técnica

Caudal:	100 m^3/s
Salto:	3,78 m
Potencia instalada:	3.280 kW
Producción estimada:	11.000 MWh/año

Equipamiento:

Dos turbinas Semikaplan de eje vertical de 1640 kW, acopladas mediante multiplicadores de 2.300 kVA, a dos generadores síncronos de 2.220 kVA y 6.000 V de tensión.



16 Central Hidroeléctrica Berberín

Identificación

Ubicación:	Acequia de Berberín. T.M. Calasparra
Provincia:	Murcia
Río:	Segura
Tipología:	Fluyente, nueva construcción
Concesionario:	Hidroeléctrica de Calasparra, S.A.
Año de p.m.:	2006 (en pruebas)

Descripción general

Hidroeléctrica de Calasparra, S.A. e IDAE firmaron un contrato de arrendamiento de la concesión administrativa para la construcción y puesta en marcha de la central. El objetivo del proyecto es conducir el agua del río Segura desde la actual presa de Rotas hasta la futura central, para su aprovechamiento para la producción de energía eléctrica y para la dotación de los regadíos que hasta la puesta en marcha de la central abastecía la acequia de Berberín.

Los trabajos de obra civil consistieron en la demolición de parte del azud existente en su margen derecha, para dar cabida a la nueva toma de la central, dotada de compuertas y rejas de gruesos, de la cual parte el canal de derivación, que conduce el agua hacia la cámara de carga, de sección rectangular, dimensiones interiores 7,5 x 3,2 m y longitud 1.414 m aproximadamente. Para evitar el efecto barrera que provoca el canal, se han ejecutado varios pasos superiores provistos de barandillas para permitir la salida en los puntos que fuera necesario, incluyendo cadenas, escaleras de patés y rampas de animales.



La cámara de carga es de sección trapezoidal, partiendo del ancho del canal de 7,5 m hasta el ancho final de 18 m de la captación de los tres grupos del edificio de la central. Anexa al edificio de la central se ha dispuesto una reja de finos con limpiarrejas, y tras la reja se dispondrán las tres compuertas de accionamiento oleohidráulico para regular la entrada del agua a las turbinas. Asimismo, la cámara de carga está dotada de un aliviadero lateral en su muro izquierdo, para poder desaguar los caudales circulantes por el canal en caso de parada total de la central.

El edificio de la central alberga en su interior los tres grupos turbogeneradores, el sistema eléctrico general y de control, centro de transformación y equipos auxiliares. La energía eléctrica producida es vertida a la red de distribución mediante línea aérea de 20 kV.

Ficha técnica

Caudal:	36 m ³ /s
Salto:	7,73 m
Potencia instalada:	2,334 kW
Producción estimada:	9,250 MWh/año

Equipamiento:

Tres turbinas Semikaplan de eje vertical de 12 m³/s y 813,2 kW (c/u) acopladas directamente a tres alternadores síncronos de 778 kW y tensión de generación 660 V.



A nighttime photograph of a city street. The scene is illuminated by streetlights and building lights. In the foreground, there's a traffic light showing a green light and a circular sign with a white arrow pointing up. The street is lined with parked cars and some buildings with lit-up windows and signs. The overall atmosphere is urban and vibrant.

6

Perspectivas futuras



6

Perspectivas futuras

6.1 EL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (PER) 2005-2010

En agosto de 2005 se aprobó el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, que constituía la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999-2010. Con esta revisión se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, objetivo propuesto en 1997 por el Libro Blanco de las Energías Renovables de la Comisión Europea.

Los objetivos hidroeléctricos establecidos en el Plan se basan en la existencia de potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar, viable técnica y medioambientalmente, y poseer una tecnológica de alto nivel de madurez con fabricación nacional.

El potencial hidroeléctrico a desarrollar en este período se ha fijado sobre la base de los aprovechamientos hidroeléctricos que se encuentran en fase de ejecución y en trámite de concesión o proyecto por parte de la Administración, considerando su posible puesta en marcha en dicho período.

Esto supone unas previsiones de incremento de la potencia de las minicentrales hidroeléctricas de 450 MW entre 2005-2010, con lo que se alcanzaría una potencia global de 2.199 MW en esta área.

Para el área de centrales hidroeléctricas entre 10 y 50 MW se establece el objetivo de un incremento de potencia de 360 MW en el período 2005-2010, lo que supondría alcanzar una potencia global de 3.257 MW.

Para alcanzar los objetivos del Plan el crecimiento del área de las minicentrales hidroeléctricas tendría casi duplicarse. Algo que será posible si se incrementa la oferta de aprovechamientos nuevos e infraexplotados, para lo que es imprescindible la estrecha colaboración de las diferentes Administraciones central y autonómicas.



Área Minihidráulica (menor de 10 MW)

Comunidad Autónoma	Situación año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
Andalucía	198	30	228
Aragón	194	40	234
Asturias	90	10	100
Baleares	0	0	0
Canarias	1	1	2
Cantabria	54	5	59
Castilla y León	264	90	354
Castilla - La Mancha	105	40	145
Cataluña	232	50	282
Extremadura	25	7	32
Galicia	215	102	317
Madrid	46	3	49
Murcia	18	4	22
Navarra	161	34	195
La Rioja	46	10	56
Comunidad Valenciana	45	13	58
País Vasco	55	11	66
Total	1.749	450	2.199

Área Hidráulica (entre 10 y 50 MW)

Comunidad Autónoma	Situación año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
Andalucía	285	47	332
Aragón	476	33	509
Asturias	153	0	153
Baleares	0	0	0
Canarias	0	0	0
Cantabria	43	0	43
Castilla y León	378	65	443
Castilla - La Mancha	154	30	184
Cataluña	679	25	704
Extremadura	112	0	112
Galicia	432	86	518
Madrid	53	0	53
Murcia	14	0	14
Navarra	20	28	48
La Rioja	0	0	0
Comunidad Valenciana	69	46	115
País Vasco	29	0	29
Total	2.897	360	3.257

6.2 BARRERAS Y MEDIDAS

Durante décadas, la evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica hace tiempo que viene disminuyendo. Actualmente la generación de electricidad de origen hidráulico sigue encontrando importantes barreras de tipo administrativo que dificultan su desarrollo y avanza más despacio de lo previsto.

A continuación se relacionan las principales barreras al desarrollo de las centrales hidroeléctricas detectadas en los distintos ámbitos de aplicación:

<i>Ámbito de aplicación</i>	<i>Barreras</i>
Aprovechamiento del recurso eléctrico	Incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar.
Aspectos administrativos	<p>Procedimiento de tramitación concesional largo y complicado.</p> <p>Paralización de expedientes concesionales sin resolver.</p> <p>CC.HH. paradas y abandonadas desde hace años.</p> <p>Lentitud administrativa en autorizaciones e informes de CC.AA.</p> <p>Problemas con Ayuntamientos y Entidades locales.</p>
Aspectos sociales y medioambientales	<p>Oposición de grupos ecologistas locales.</p> <p>Abandono medioambiental de medidas correctoras.</p> <p>Falta de criterios específicos para establecer medidas correctoras.</p> <p>Graves demoras en las resoluciones sobre Declaración de Impacto Ambiental.</p>
Aspectos normativos	<p>Normativa de conexión, acceso a la red y condiciones de operación obsoleta.</p> <p>Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.</p>



En base al importante potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable que existe en España y sus favorables efectos medioambientales, sería necesario poner en marcha una serie de medidas que facilitarían un mayor ritmo de implantación de nuevas instalaciones de forma que se incrementase el aprovechamiento de este tipo de energía en el territorio nacional.

Las medidas a adoptar, de muy diversa índole, hacen referencia a los recursos hidroeléctricos, a los aspectos administrativos, a los aspectos sociales y medioambientales y a los normativos.

En síntesis, las principales medidas para alcanzar los objetivos propuestos en el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, en el área hidroeléctrica, son las siguientes:

- Mantenimiento del apoyo tarifario.
- Fomento de concursos públicos en infraestructuras del Estado.
- Aprovechamiento hidroeléctrico de los caudales ecológicos.
- Activar la tramitación y resolución de expedientes administrativos concesionales.
- Nuevo Real Decreto sobre acceso a la red

6.3 COLABORACIÓN CIUDADANA

Las ventajas que aportan las energías renovables como la minihidroeléctrica son poco conocidas entre la mayoría de la sociedad, que debido en muchos casos a la desinformación, han frenado su desarrollo. Está en manos de la ciudadanía darle el valor que le corresponde a la utilización de las minicentrales hidroeléctricas y al resto de energías renovables, debido a los elevados beneficios ambientales que reporta, como la no emisión de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático, y los efectos derivados de éste.

La obtención de energía a través de minicentrales hidroeléctricas es uno de los sistemas de producción energética más limpio y respetuoso con el medio ambiente, como indica el estudio Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica (IDAE 2000). Como toda actividad humana provoca alteraciones sobre el entorno donde se desarrolla, pero si se realizan adecuadamente todas las medidas minimizadoras de los impactos ambientales que produce, la energía minihidroeléctrica resulta una alternativa completamente viable y necesaria en el futuro.





7

Saber más



7

Saber más

7.1 ORÍGENES DE LAS MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La energía siempre ha sido imprescindible para el ser humano, y gracias a ella puede cocinar, obtener calor, desplazarse grandes distancias, emplear electrodomésticos, máquinas, etc. Al igual que la energía, el agua es un recurso necesario para la vida en la Tierra, además de que el hombre ha aprovechado la fuerza de los ríos desde tiempo inmemorial, como molinos de agua y norias.

Gracias al descubrimiento de la electricidad y su aplicación generalizada a finales del siglo XIX, el hombre empieza a considerar el agua como una de las fuentes más importantes de producción de energía eléctrica. Aquí comienza la carrera de la industria eléctrica mundial, que generó los primeros vavios en las centrales hidroeléctricas recién inventadas. Éstas se encontraban cerca de los centros de consumo, debido a las dificultades que suponía por aquel entonces el transporte efectivo de electricidad.

La central hidroeléctrica creada en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña, se puede considerar la primera instalación que transformó la energía del agua de un salto en electricidad. En España hubo que esperar hasta 1901 para ver funcionar las dos primeras centrales hidroeléctricas de El Porvenir en el río Duero, provincia de Zamora, y el Molino de San Carlos en el río Ebro, Zaragoza.

En otoño de 1891 la Compañía alemana AEG pone en servicio la línea Lauffen-Frankfurt demostrando la posibilidad del transporte de energía eléctrica a gran distancia mediante

transformadores. Dicha línea tenía una longitud de 175 km, funcionaba a una tensión de 15 kV y alcanzó una potencia de 180 CV con un rendimiento superior al 75%. A partir de aquí entran en juego las grandes iniciativas empresariales, que se encargan de crear y gestionar la producción de energía eléctrica a gran escala. Este hecho coincide con el crecimiento del consumo y la demanda de electricidad, construyéndose en la primera década de este siglo las primeras grandes centrales hidroeléctricas en España. La central de El Molinar, construida por Hidroeléctrica Española en el río Júcar, contaba con una línea de 250 kilómetros que transportaba la energía hasta Madrid. En esa época era la de mayor extensión y longitud de toda Europa.

En los años 20 se planteó el aprovechamiento integral de las cuencas hidrográficas españolas, y paulatinamente se fueron construyendo centrales y presas en todas ellas. En la década de 1950 la energía hidroeléctrica alcanzó mayor expansión, y a partir de aquí frenó su desarrollo debido a la aparición de nuevas fuentes de producción energética, como la energía térmica y posteriormente la nuclear.



1928. Construcción C.H. Puente Nuevo (Ávila)

Actualmente el parque hidroeléctrico español se caracteriza por una gran diversidad de tamaños y potencia de las instalaciones, y esta fuente ha pasado de ser una energía de base a ser una energía de calidad que sirve para hacer frente a las puntas de demanda y para el seguimiento de la curva de carga.

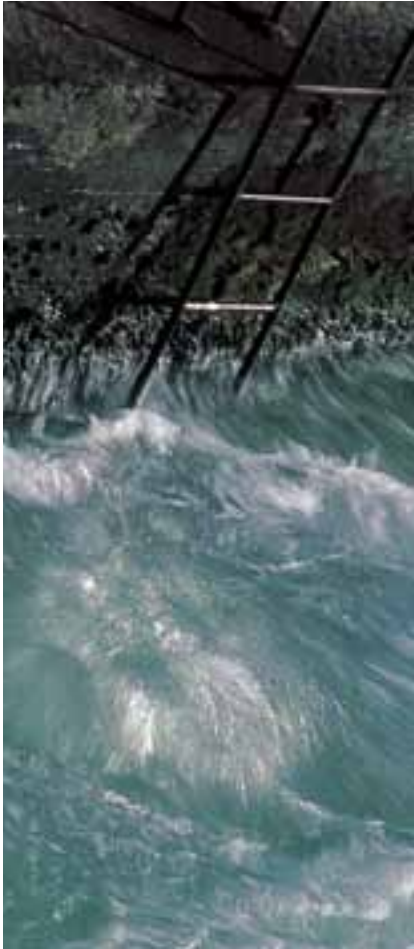
7.2 CURIOSIDADES

“La energía no se crea ni se destruye, solamente se transforma”

(Principio de conservación de la energía)

- La rueda hidráulica, gran rueda montada sobre un eje horizontal provista de cangilones en la corona, se conoció en Egipto y Mesopotamia en torno al año 1000 a.C., por lo que se puede suponer que la *energía hidráulica* fue la primera forma de energía ajena a la de origen humano o animal.
- Leonardo da Vinci (1452-1519) estableció diversos principios sobre el empleo de la energía hidráulica: la potencia depende de la altura y parte se pierde por fricción y la mayor eficiencia de una rueda hidráulica se logra al chocar el agua con las paletas según un ángulo de 90°.
- La palabra *“electricidad”* proviene del griego “elektron” que significa ámbar y fue acuñada por el inglés William Gilbert (1544-1603).
- La palabra *Turbina* la inventó el ingeniero francés Claude Burdin (1790-1873)”, viene del latín *turbo-inem*, que significa rotación o giro. Burdin fue un ingeniero teórico, pero su discípulo Fourneyron (1802-1867) fue un ingeniero práctico y logró en 1827 construir la primera turbina hidráulica experimental a la que dio su nombre.





- La primera población del mundo iluminada con electricidad fue Godalming, en el condado inglés de Surrey, en el año 1881.
- Una de las primeras centrales del mundo, de producción hidroeléctrica a gran escala, la instaló George Westinghouse en las Cataratas del Niágara, cuya construcción comenzó en 1886, duró diez años y en 1896 transmitió electricidad a la ciudad de Buffalo a una distancia de 35 Km.
- Aparte de pequeñas centrales eléctricas, la transmisión de corriente alterna se inició en 1886, con una línea de 27 Km, con la cual se alimentó a Roma.
- La hidroelectricidad tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial, ya que impulsó las industrias textil, del cuero y talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX y ayudó al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América.
- La central hidroeléctrica más grande en el mundo es la de Itapú, situada sobre el río Paraná, en la frontera entre Brasil y Paraguay. Esta central está compuesta por 18 unidades generadoras de 700 MW cada una, lo que significa una potencia instalada de 12,6 GW. Se inauguró en 1982.
- Ley de Lee sobre las reparaciones eléctricas: Cuanto más simple parece, más problemas oculta.

*Si no se contara con la energía hidroeléctrica,
habría que quemar más de 400 millones de toneladas extra
de petróleo al año, en el mundo*

7.3 GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acequia: Canal o zanja artificial cavada en el terreno por donde se conducen las aguas, para ser utilizadas principalmente para riego.

Aforador: Dispositivo para la medición del caudal circulante por un río, canal o tubería.

Aliviadero (o vertedero): Estructura diseñada para evacuar el exceso de caudal circulante, que puede ser causa de desbordamientos, hacia el río, barranco o canal, debidamente encauzados para evitar problemas de erosión.

Aliviadero Pico de Pato: Vertedero de labio fijo y gran longitud que se intercala en los canales de riego.

Alta Tensión: Tensión por encima de 1.000 V.

Año hidrológico: Período de un año que comienza el 1 de octubre y acaba el 30 de septiembre.

Autoprodutor (de energía eléctrica): Persona física o jurídica que genera electricidad, fundamentalmente, para su propio uso.

Azud: Muro dispuesto transversalmente al curso del agua que sirve para producir una pequeña elevación de nivel y provocar un remanso en el río que facilite el desvío del agua hacia la toma.

Baja Tensión: Tensión por debajo de 1.000 V.

Bombeo: Operación por la cual se eleva el agua con la ayuda de bombas y se almacena para su uso posterior.

Cámara de carga: Depósito de dimensiones suficientes para poner en carga la tubería forzada, evitando la entrada de aire.





Canal de derivación: Conducción artificial abierta que sirve para conducir el agua (en el caso de una central hidroeléctrica, desde la obra de toma a la cámara de carga).

Cauce natural: Terreno cubierto por las aguas en las máximas crecidas ordinarias.

Caudal del río: Flujo de agua superficial que proviene de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación.

Caudal ecológico: Caudal mínimo circulante por el río, capaz de mantener el funcionamiento, composición y estructura del ecosistema fluvial.

Caudal medio diario: Media de los caudales instantáneos medidos a lo largo del día.

Caudal mínimo técnico: Caudal mínimo de funcionamiento del grupo turbogenerador sin comprometer la degradación de su vida útil.

Caudal de equipamiento: Caudal de diseño de la central.

Caudal de servidumbre: Caudal a dejar en el río por su cauce normal, que engloba el caudal ecológico más el caudal necesario para otros usos.

Central hidroeléctrica: Conjunto de instalaciones necesarias para transformar la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica disponible.

Central de bombeo: Central hidroeléctrica que dispone de un embalse superior y un embalse inferior que permite el bombeo repetido y la generación de ciclos.

Concesión de aguas: Acto administrativo, por el que se crea el derecho a usar privativamente un bien de dominio público, como es el agua.

Compuerta: Elemento de cierre y regulación que aísla la turbina o algún otro órgano del aprovechamiento en caso de parada de la central o para realizar limpieza o reparaciones en las conducciones.

Corriente eléctrica: Es el flujo de electricidad que pasa por un material conductor. Su intensidad se mide en amperios (A).

Cuenca hidrográfica: Superficie de terreno, cuya escorrentía superficial fluye en su totalidad a través de una serie de corrientes, ríos y eventualmente lagos hacia el mar por una única desembocadura, estuario o delta.

Chimenea de equilibrio: Conducción o depósito de agua de superficie abierta que disminuye los efectos de las ondas de presión de choque en la tubería forzada.

Desarenador: Instalación de obra civil que elimina por sedimentación parte del caudal sólido que entra por la toma del canal.

Dominio Público Hidráulico: Constituido por las aguas continentales, tanto superficiales como subterráneas y el terreno que ocupan los cauces, lagos, lagunas y embalses superficiales.

Disyuntor: Interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas de las instalaciones eléctricas.

Embalse: Depósito que se forma artificialmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o presa y donde se almacenan las aguas de un río o arroyo, a fin de utilizarlas para riego de terrenos, abastecimiento de las poblaciones, producción de energía eléctrica, regulación de avenidas, etc.

Energía eléctrica: Energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos (al ponerlos en contacto por medio de un conductor eléctrico) y obtener trabajo.

Energía cinética: Energía que posee un cuerpo en movimiento. $E_c = \frac{1}{2}(mv^2)$ siendo m la masa y v la velocidad.





Energía mecánica: Suma de las energías cinética y potencial gravitatoria.

Energía potencial: Energía que posee un cuerpo por su posición respecto a otra de referencia en el campo gravitatorio terrestre.

Energía primaria: Fuente de energía que se obtiene directamente de la Naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, el agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, etc.

Energía renovable: Fuente de energía cuyo potencial es inagotable por provenir de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria del Sol y de la Luna. Son energías renovables la energía solar, eólica, hidráulica, mareomotriz y biomasa.

Escorrentía: Parte del agua precipitada que corre por la superficie de la tierra constituyendo el río en sí (el resto se evapora o se filtra por el interior de la tierra).

Estator (o inducido fijo): Parte del alternador sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.

Estiaje: Nivel más bajo o caudal mínimo que en ciertas épocas del año tienen las aguas de un río por causa de la sequía. Período que dura ese nivel.

Impacto ambiental: Alteración favorable (impacto positivo) o desfavorable (impacto negativo) en el medio natural producido por una acción o actividad.

Interruptor: Aparato o sistema de corte destinado a efectuar la apertura y/o cierre de un circuito eléctrico.

Generador (o alternador): Máquina basada en la inducción electromagnética que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación, que proporciona la turbina, en energía eléctrica.

Hidroelectricidad: Energía eléctrica obtenida de la transformación de la energía mecánica de un curso de agua.

Línea eléctrica: Instalación cuya finalidad es la transmisión de energía eléctrica, la cual se realiza con elementos de conducción (conductores, aisladores y accesorios) y elementos de soporte (postes, fundaciones y puesta a tierra).

Minicentral hidroeléctrica: Central hidroeléctrica de potencia inferior a 10 MW en España y Europa.

Multiplicador de velocidad: Equipo que se puede instalar entre la turbina y el generador, para aumentar la velocidad de giro del rotor del generador en condiciones normales de funcionamiento

Obra hidráulica: Construcción de bienes que tengan naturaleza inmueble destinada a la captación, extracción, desalación, almacenamiento, regulación, conducción, control y aprovechamiento de las aguas.

Paso de peces (o escala de peces): Estructura hidráulica destinada a romper la discontinuidad que introduce en el río la presa o azud empleados para la toma del agua, que hace posible que los peces puedan circular, en ambos sentidos, ascendente y descendente, a través de la misma.

Pérdidas de carga: Son proporcionales al cuadrado de la velocidad ($P=k v^2$). Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y son consecuencia de las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y tubería forzada, pero también de las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla, etc.

Presa: Estructura construida transversalmente al curso del agua para retener las aportaciones de la cuenca, creando un embalse que permitirá regular esas aportaciones en función de su uso específico.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watios (W). En el área hidroeléctrica se utilizarán los múltiplos de esta unidad de medida: Kilo watios (kW), Megawatios (MW) o Gigawatios (GW).





Potencial hidroeléctrico: Capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica.

Régimen especial: Conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica, de potencia instalada igual o inferior a 50 MW, procedentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

Rotor (o inductor móvil): Parte del alternador que se encarga de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.

Salto bruto: Desnivel existente entre el nivel de agua en el aliviadero del azud y el nivel normal del río en el punto donde se descarga el caudal turbinado.

Salto útil: Desequilibrio existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.

Salto neto: Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones.

Subestación eléctrica: Conjunto de equipos e instalaciones necesarios para la transformación de la tensión de la corriente eléctrica. Se ubica en las inmediaciones de la central para elevar la tensión a la salida del generador, realizando el transporte de energía eléctrica a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Voltios (V).

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un equipo o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

Toma de la central: Obra de ensanchamiento al inicio del canal que facilita la entrada del agua retenida por el azud o la presa.

Transformador de potencia: Equipo que permite aumentar la tensión de trabajo del generador al nivel de la línea eléctrica existente sin excesivas pérdidas.

Tubería forzada: Conducción en presión que lleva el agua desde la cámara de carga hasta la turbina de la central.

Turbina hidráulica: Elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación.

Turbina de acción: Turbina que aprovecha únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerla girar (el agua actúa por efecto de su energía cinética).

Turbina de reacción: Turbina que además de aprovechar la velocidad del flujo de agua, aprovecha la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto (el agua actúa por efecto de su energía cinética y potencial).

Válvula: Dispositivo de cierre y/o regulación que aísla la turbina u otra instalación del aprovechamiento en caso de parada de la central o para realizar limpieza o reparaciones en las conducciones.





Anexos



Anexos

ANEXO I. LEGISLACIÓN

AI.1 Legislación europea

- COM (2005) 627 final, diciembre de 2005. Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.
- COM (2005) 265 final, junio de 2005. Libro Verde sobre eficiencia energética o cómo hacer más con menos.
- Directiva 2001/77/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre, por el que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.

- COM (97) 599 final, noviembre de 1997. “Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”.

Al.2 Legislación nacional

- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial (BOE nº 53, de 03/03/06).
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 315, de 31/12/04).
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE nº 311, de 29/12/03).
- Real Decreto 606/2003, de 23 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico (BOE nº 135, de 6/06/03).
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (BOE nº 313, de 31/12/02).

- Real Decreto 1433/2002, de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en régimen especial (BOE nº 313, de 31/12/02).
- Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica (BOE nº 115, de 14/05/02).
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Aguas (BOE nº 176, de 24/07/01).
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE nº 111, de 09/05/01).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE nº 310, de 27/12/00).
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (BOE nº 151, de 24/06/00).
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia (BOE nº 92, de 17/04/99).
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica (BOE nº 312, de 30/12/97).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285, de 28/11/97).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción (BOE nº 256, de 25/10/97).

- Orden de 12 de marzo de 1996 por la que se aprueba el Reglamento Técnico sobre Seguridad de Presas y Embalses (BOE nº 78, de 30/03/1996).
- Resolución de 31 de enero de 1995, de la Secretaría de Estado de Interior, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se aprueba la Directriz Básica de Planificación de Protección Civil ante el Riesgo de Inundaciones (BOE nº 38, de 14/02/95).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (BOE nº 269, de 10/11/95).
- Real Decreto 249/1988, de marzo, por el que se modifican los artículos 2º, 9º y 14º del Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, que estableció un procedimiento abreviado de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (BOE nº 70, de 22/03/88).
- Real Decreto 849/1986, de 11 de abril, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas (BOE de 30/04/86). Corrección de errores (BOE de 2/07/86).
- Real Decreto 916/1985, de 25 de mayo, que establece el procedimiento de tramitación de concesiones y autorizaciones administrativas para la instalación, ampliación o adaptación de aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kVA (BOE nº 149, de 22/06/85).
- Orden de 5 de septiembre de 1985, por el que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica (BOE nº 219, de 12/09/85).

Al.3 Legislación autonómica

Aragón

- Decreto 148/1990, de 9 de noviembre, sobre procedimiento para la declaración de impacto ambiental (BOA nº 143, de 5/12/90).
- Decreto 118/1989, de 19 de septiembre, sobre procedimiento de evaluación de impacto ambiental (BOA nº 103, de 2/10/89).

Canarias

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario (BOC nº 21, 28/01/98).

Cantabria

- Decreto 142/2004, de 22 de diciembre, por el que se regula la formulación del Plan Energético de Cantabria para el periodo 2005-2011 (BOC nº 4, de 7/01/05).
- Decreto 50/1991, de 29 de abril, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOC nº 98, de 15/05/91).

Cataluña

- Decreto 114/1988, de 7 de abril de 1988, de Evaluación de Impacto Ambiental (DOGC nº 1000, de 3/06/88).
- Ley 13/1987, de 9 de julio, de seguridad de las instalaciones industriales (DOGC de 27/07/87).
- Decreto 351/1987, de 23 de noviembre, por el que se determinan los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

Castilla y León

- Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León (BOE nº 215, de 5/11/03).
- Decreto Legislativo 1/2000, de 18 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental (BOCL nº 209, de 27/10/00).
- Orden de 23, de mayo de 1995, de la Consejería de Economía y Hacienda, por la que se crea el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.
- Ley 6/1992, de 18 de diciembre, de Protección de los ecosistemas Acuáticos y Regulación de la Pesca en Castilla y León (BOE nº 29, de 3/02/93).

Comunidad Valenciana

- Decreto 162/90, de 15 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de Impacto Ambiental (DOGV nº 1412, de 30/10/90).
- Ley 2/1989, de 3 de marzo, de Estudios de Impacto Ambiental (DOGV nº 1021, de 01/03/89).

Extremadura

- Decreto 45/1991, de 16 de abril, de Medidas de protección del ecosistema (DOE nº 31, de 25/04/91).

Galicia

- Ley 5/2006, de 30 de junio, para la protección, la conservación y la mejora de los ríos gallegos (BOE nº 198, de 19/08/06).
- Decreto 63/1997, de 14 de marzo, por el que se regula el ejercicio de determinadas funciones en relación con la tramitación de los aprovechamientos hidroeléctricos con potencia nominal no superior a 5.000 kW en la cuenca de Galicia Costas (DOG nº 62, de 2/4/97).
- Decreto 442/1990, de 13 de septiembre de 1990, de Evaluación de Impacto Ambiental (DOG nº 188, de 25/09/90).

Madrid

- Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid (BOCM nº 154, de 01/07/02).

Murcia

- Ley 1/1995, de Protección del Medio Ambiente de la Región de Murcia (BOM nº 78, de 03/04/95). (Corrección de errores: BOM nº 83, de 08/04/95).

Navarra

- Decreto Foral 229/1993, de 19 de julio, por el que se regulan los Estudios sobre afecciones Medioambientales de los planes y proyectos de obras a realizar en el medio natural (BONA nº 95, de 4/08/93).
- Decreto Foral 129/1991, de 4 de abril, por el que se establecen normas de carácter técnico para las instalaciones eléctricas con objeto de proteger a la avifauna (BONA nº 53, de 26/04/91).
- Orden Foral 400/1991, de 23 de mayo, por la que se especifican los caudales de referencia para determinados tramos de ríos, en relación con los mínimos a respetar y los máximos de concesión, en el funcionamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas (BONA, de 2/08/91).
- Decreto Foral 344/1990, de 20 de diciembre, por el que se determinan los aspectos ambientales de proyectos de instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas y se establecen los caudales mínimos a respetar en los cauces fluviales afectados (BONA nº6, de 14/01/91).

País Vasco

- Orden de 30 de noviembre de 2001, del Consejero de Industria, Comercio y Turismo, sobre Control y Seguimiento en las plantas de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.
- Ley 3/1998, de 27 de febrero, General de Protección del Medio Ambiente del País Vasco (BOPV nº 59, de 27/03/98).



ANEXO II. DIRECCIONES DE INTERÉS

Agencias y organismos de gestión de la energía de ámbito nacional

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE
C/ de la Madera, 8
28004 Madrid
Tel.: 914 564 900 Fax: 915 230 414

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)
<http://www.ciemat.es>

Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)
<http://www.cener.com>

Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)
<http://www.cdti.es>

Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
<http://www.omel.es>

Red Eléctrica de España (REE)
<http://www.ree.es>

Comisión Nacional de Energía (CNE)
<http://www.cne.es>

Asociaciones

Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía, EnerAgen
C/ de la Madera, 8
28004 Madrid
Tel.: 914 564 900 / Fax: 915 230 414

APPA - Asociación de Productores de Energías Renovables
<http://www.appa.es>

Greenpeace
<http://www.greenpeace.es/>

Ecologistas en acción
<http://www.ecologistasenaccion.org/>

WWF/Adena
<http://www.wwf.es/>

European Small Hydropower Association (ESHA)
<http://www.esha.be>

Agencias y organismos de ámbito regional

Andalucía

ANDANER

Asociación Andaluza de Agencias de Gestión de la Energía
c/ Isaac Newton, s/n. (Pabellón Portugal)
Isla de la Cartuja
41092 SEVILLA
Tel.: 954 460 966 / Fax: 954 460 628
sodean@sodean.es
<http://www.sodean.es/andaner.htm>

AAE

Agencia Andaluza de la Energía (antigua SODEAN)
c/ Isaac Newton, s/n. (Pabellón Portugal)
Isla de la Cartuja
41092 SEVILLA
Tel.: 954 786 335 / Fax: 954 460 628
informacion.aae@juntadeandalucia.es
<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>

Asturias

FAEN

Fundación Asturiana de la Energía
c/ Fray Paulino, s/n
33600 MIERES (Asturias)
Tel.: 985 467 180 / Fax: 985 453 888
faen@faen.info
<http://www.faen.info>

Castilla-La Mancha

AGECAM, S.A.

Agencia de Gestión de la Energía de Castilla-La Mancha, S.A.
c/ Tesifonte Gallego, 10 -1º
02002 ALBACETE
Tel.: 967 550 484 / Fax: 967 550 485
agecam@agecam.jccm.es
<http://www.agecam.es>

Castilla y León

EREN

Ente Regional de la Energía de Castilla y León
Avda. Reyes Leoneses, 11
24008 LEÓN
Tel.: 987 849 393 / Fax: 987 849 390
eren@cict.jcyl.es
<http://www.eren@jcyl.es>

Canarias

ITC

Instituto Tecnológico de Canarias
c/ Cebrián, 3
35003 Las Palmas de Gran Canarias
Tel.: 928 452 000 / Fax: 928 452 007
itc@itccanarias.org
<http://www.itccanarias.org>

Cataluña

ICAEN

Institut Català d'Energia
Avda. Diagonal, 453 Bis, Atic.
08036 BARCELONA
Tel.: 936 220 500 / Fax: 934 197 253
icaen@icaen.es
<http://www.icaen.es>

Agència d'Energia de Barcelona
c/ Torrent de l'Olla, 218-220 -3^a
08012 BARCELONA
Tel.: 932 914 111 / Fax: 932 173 987
agencia@barcelonaenergia.com
<http://www.barcelonaenergia.com>

Comunidad de Madrid

CAEEM

Centro de Ahorro y Eficiencia Energética
de la Comunidad de Madrid
c/ Valentín Beato, 16
28037 MADRID
Tel.: 91 327 27 36 / Fax: 91 327 19 74
lab.caem@clysims.com
<http://www.madrid.org>

Comunidad Foral de Navarra

AEMPA

Agencia Energética Municipal de Pamplona
c/ Mayor, 20 bajo
31001 PAMPLONA (Navarra)
Tel.: 948 229 572 / Fax: 948 212 679
agencia.energetica@ayto-pamplona.es
<http://www.aempa.com>

Comunidad Valenciana

AVEN

Agencia Valenciana de la Energía
Colón, 1. Planta 4^a
46004 VALENCIA
Tel.: 963 427 906 / Fax: 963 427 901
info_aven@gva.es
<http://www.aven.es>

Extremadura

AGENEX

Agencia Extremeña de la Energía-Badajoz
Sede en Badajoz
C/ Sor Agustina, s/n
06002 BADAJOZ
Tel.: 924 262 161 / Fax: 924 258 421
agenex@dip-badajoz.es
<http://www.dip-badajoz.es/organismos/eae/actividades.htm>

Galicia

INEGA

Instituto Enerxético de Galicia
Rúa Ourense, 6. A Rosaleda
15701 SANTIAGO DE COMPOSTELA (A Coruña)
Tel.: 981 541 500 / Fax: 981 541 515
info@inega.es
<http://www.inega.es>

País Vasco

EVE

Ente Vasco de la Energía
San Vicente, 8 - Edificio Albia I - Planta 14
48001 BILBAO (Bizkaia)
Tel.: 944 035 600 / Fax: 944 249 733
publicaciones@eve.es
<http://www.eve.es>

Región de Murcia

ARGEM

Fundación Agencia Regional de Gestión de la Energía de Murcia
c/ Pintor Manuel Avellaneda (antigua Montijo), 1-1º Izda.
30001 MURCIA
Tel.: 968 223 831 / Fax: 968 223 834
info@argem.regionmurcia.net
<http://www.argem.regionmurcia.net>



ANEXO III. BIBLIOGRAFÍA

- AUMA. *Impactos ambientales de la producción eléctrica: "análisis del ciclo de vida" de ocho tecnologías de generación eléctrica*. Madrid: IDAE, 2000 (Informes).
- Boletín IDAE: eficiencia energética y energías renovables, núm. 6. Madrid: IDAE, 2004.
- Castro Gil, M.A. y Sánchez Naranjo, C. *Energía Hidráulica*. Sevilla: (Progensa) Promotora General de Estudios, 1997-2005. (Monografías técnicas de energías renovables; 2).
- Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI). *Pequeñas centrales hidráulicas*. Madrid: CDTI. Ministerio de Industria y Energía, 1982.
- Comisión de las Comunidades Europeas. *Energía para el futuro: fuentes de energía renovables: Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios*. COM(1997) 599 final. Luxemburgo: Comisión de las Comunidades Europeas, 1997.
- European Small Hydropower Association (ESHA). *Layman's guidebook on how to develop a small hydro site*. Estudio realizado para la Comisión de las Comunidades Europeas. Bruselas: ESHA, 1995.
- Gulliver, J. S. y Arndt, R. E. A. *Hidropower Engineering Handbook*. Nueva York: McGraw-Hill, 1991.
- Heinrich, D. y Hergt, M. *Atlas de ecología*. Versión española de P. Aguayo Ortiz de Lejarazu y F. González-Fierro, Marcilla. Madrid: Alianza Editorial, 1997.
- Infopower: *actualidad y tecnología de producción y uso eficiente de energía*. Madrid: InformaNews Iberia, 2004-2005. ISSN: 1138- 5073.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Guía metodológica de evaluaciones de impacto ambiental en pequeñas centrales hidroeléctricas*. Madrid: IDAE, 1989.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Guía práctica de la energía: consumo eficiente y responsable*. Madrid: IDAE, cop. 2004.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Manual de minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: Cinco Días, 1996. (Manuales de Energías Renovables; 1).
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* [Documento electrónico]. Madrid: IDAE, 2005.

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *Renewable energy yearbook 93: 100 representative projects in the European Communities*. Estudio realizado para la Comisión de las Comunidades Europeas. Madrid: IDAE, 1994.
- Merino, L. *Las energías renovables*. Madrid: Revista Energías Renovables, 2003. (Energías renovables para todos).
- Soria, E. *Energía hidráulica*. Madrid: Revista Energías Renovables, 2003. (Energías renovables para todos).
- Villarroya Aldea, C. *La actuación administrativa y ambiental en los aprovechamientos hidroeléctricos*. Madrid: Ministerio de Medio Ambiente, 2005.





c/ Madera, 8 - 28004 Madrid
Tel.: 91 456 49 00. Fax: 91 523 04 14
comunicacion@idae.es
www.idae.es