

## ANEXO I

### PERSPECTIVA DE LA DEPURACIÓN DE AGUAS Y EERR

#### 1. Introducción

Este anexo, sirve de apoyo para corroborar la necesidad de disponer de instalaciones de generación de energía eléctrica renovable en la isla. El utilizar como recurso el agua residual depurada implica el estudio del panorama actual y futuro en esta materia. El “Plan hidrológico de Tenerife” supone una herramienta muy útil para valorar el estado de la gestión y planificación de los recursos hídricos de Tenerife.

El Consejo Insular de Aguas de Tenerife cuya misión es la de dirigir, ordenar, planificar y gestionar de manera unitaria las aguas de la isla ha elaborado un proyecto de actividad económica relativo a la, “Realización y gestión de obras hidráulicas de carácter supramunicipal en la isla de Tenerife y creación de empresa (GESTA)”, en el cual se redactan algunas acciones relevantes que deben ser mencionadas para la correcta definición del estudio de la instalación hidroeléctrica en la estación depuradora de Buenos Aires, así como aspectos relativos a la financiación de la obra.

Por otro lado, es importante estudiar los planes estatales cuyo fin es incentivar y mejorar la inclusión de sistemas de energía renovable en el aparato eléctrico nacional. Los documentos más relevantes son el “Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)” y el “Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (PAE)”.

#### 2. Plan hidrológico de Tenerife (PHT)

##### 2.1 Presentación

Los habitantes de Tenerife se han caracterizado desde hace siglos por su carácter emprendedor y pionero en la búsqueda, aprovechamiento y fórmulas originales en los usos y gestión del agua, hasta el punto de configurar una cultura hídrica propia.

El Cabildo de Tenerife ha canalizado e impulsado muchas de estas iniciativas y pronto tuvo conciencia de la necesidad de la planificación hidráulica para disponer de pautas para el medio y largo plazo.

Tras la realización de diversos instrumentos planificadores en Canarias (*SPA-15* en 1979 y *MAC-21* en 1982), se aprobó, con amplio consenso la Ley 12/1990 de Aguas Canarias, en donde se creaban los Consejos Insulares de Aguas.

Como consecuencia de la aplicación de dicha ley, se redactó el Plan Hidrológico Insular (PHI) de Tenerife vigente desde 1997 (primer PH aprobado en España).

La revisión del PHI, tras casi 13 años de vigencia, la adaptación de la nueva planificación hidrológica insular a la Directiva Marco de Aguas y las figuras de ordenación territorial previstas en el PIOT como planes territoriales especiales, es una empresa muy compleja, más en Tenerife que en otras latitudes, pero se ha venido resolviendo metodológicamente en un plan único o de síntesis, lo que resumidamente se define como PHT y del que el presente documento constituye su avance.

## **2.2 Especificidad hidrográfica de Tenerife**

La Isla de Tenerife es una cuenca hidrográfica intracomunitaria que configura una demarcación hidrográfica en sí misma cuya gestión se encuentra encomendada al Consejo Insular de Aguas de Tenerife.

La orografía volcánica caracteriza la isla, donde las grandes alturas favorecen una zonificación climática altitudinal que condiciona la ubicación poblacional: gran número de centros poblacionales dispersos en el territorio, pero de alta densidad, concentrados en altitudes menores de 100 m.

De entre todos los recursos hídricos destaca el agua subterránea, constituyendo el caudal aflorado aproximadamente el 87 % del total del balance hidráulico. Las aguas alumbradas, no obstante su naturaleza jurídica genérica como dominio público hidráulico, han sido tradicionalmente gestionadas por agentes privados en base a concesiones y autorizaciones administrativas.

La planificación hidrológica de Tenerife ha de partir necesariamente de una valoración integral de su especificidad respecto a otros territorios y/o demarcaciones hidrográficas. Esta especificidad puede sintetizarse en cuatro aspectos fundamentales:

### **a) Singularidad territorial**

La Isla de Tenerife, la de mayor extensión del Archipiélago Canario (2.034 km<sup>2</sup>), tiene un 48% de su superficie declarada Espacio Natural Protegido, y el 52% restante transformado por la actividad antrópica y ocupado (casi un millón de habitantes en la actualidad) con una densidad de hecho (sobre superficie con pendiente menor del 30%) de más de 1000 hab/km<sup>2</sup>.

El agua, clave en toda sociedad, ha sido determinante en Tenerife para responder a las exigencias de esta presión territorial por el desarrollo en un sistema cerrado, con los necesarios equilibrios y compromisos entre usos y actividades a lo largo de su historia.

### **b) Singularidad hidro-funcional**

Tenerife es una cuenca hidrográfica intracomunitaria, con demarcación propia, totalmente autárquica en recursos hídricos, sin masas de agua superficiales equiparables a los ríos o lagos permanentes, y con el recurso del agua subterránea como dominante (aproximadamente el 87% del

total del balance hidráulico) y en proceso de reducción por la intensa explotación del sistema acuífero. La limitación cuantitativa de los recursos subterráneos y la demanda creciente han llevado a la necesidad de disponer de nuevos recursos (reutilización de aguas regeneradas y desalación de agua de mar). Tenerife ha sido pionera en reutilizar aguas depuradas.

**c) Singularidad jurídico-económica de su sistema hídrico**

En Tenerife ha sido tradicional la implicación de una amplia base poblacional en el aprovechamiento del agua. Con una legislación diferencial al resto del Estado (Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas Canarias), las aguas alumbradas han sido tradicionalmente gestionadas por agentes privados con base a concesiones y autorizaciones administrativas, cuyos derechos se conservan durante un plazo máximo de setenta y cinco años. La existencia de mercados de aguas privadas es mayoritaria, lo que ha venido incidiendo en una práctica implantada de internalización de todos los costes del agua.

**d) Singular arraigo jurídico y social de la planificación integral**

La novedosa caracterización de los Planes Hidrológicos como Planes Territoriales Especiales se deriva de una parte, de la Directriz 27 de las de Ordenación General, aprobadas por Ley 19/2003, de 14 de abril y, de otra, del Plan Insular de Ordenación de Tenerife (PIOT) el cual prevé la formulación de los planes territoriales especiales hidrológicos de Tenerife y de ordenación del agua como instrumentos de desarrollo de su propia ordenación.

### **2.3 Planificación y gestión integral del ciclo hidrológico de Tenerife**

La gestión tradicional del agua en Tenerife, tanto pública como privada, se ha limitado prácticamente a aumentar la disponibilidad para su aprovechamiento de acuerdo a una demanda antropogénica creciente. En la actualidad, tal y como recoge la Ley de Aguas de Canarias 12/1990, de 26 de julio, la planificación hidrológica tiene como principal objetivo, además de la satisfacción de las demandas de agua, la racionalización del empleo de los recursos hídricos de la Isla, protegiendo su calidad y economizándolos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales. Se trata de una estrategia de desarrollo que se alinea con los principios operativos de ámbito europeo. Esta perspectiva prioriza la conservación del capital natural básico de la isla, de modo que la degradación de sus funciones esenciales no llegue a comprometer a largo plazo la continuidad de los procesos económicos.

El agua, considerada uno de los recursos escasos en el Archipiélago, es un recurso del que, dependen la ecología natural y ecosistemas ambientales. Observar sus funciones productivas, ambientales y sociales implica no sólo mantener las tasas de extracción en niveles de sostenibilidad, reducir las pérdidas de la red, o comenzar tareas de recarga directa o de mejoras de la capacidad de recarga,

sino también, identificar de forma precisa los servicios asociados al recurso y su relación con la valoración marginal en los distintos usos.

Una de las aportaciones más innovadoras que recoge la Estrategia Ambiental Canaria de Desarrollo Sostenible (EACDS, 2003) es la propuesta de sistemas de Planificación y Gestión Integral de los Recursos para la gestión de los recursos hídricos.

Así, el sistema de planificación y gestión integral propuesto en el PHT consiste en un desarrollo combinado de opciones de oferta y de gestión de demanda hídrica para proporcionar **los** servicios asociados a los recursos al mínimo coste, incluyendo los costes ambientales y sociales mediante sistemas de tarificación y de gestión de servicios más adecuados y valoración a largo plazo de las alternativas tecnológicas de provisión de los distintos servicios que proporcionan los recursos. El protocolo de reflexión y de toma de decisiones bajo un sistema de planificación y gestión integral del ciclo hidrológico, trata de integrar todas estas funciones en la planificación, aumentando su eficiencia social.

La gestión del ciclo hidrológico en Tenerife debe abarcar el conjunto de instituciones, modelos organizativos y procesos de decisión relacionadas con la satisfacción de las demandas sociales del recurso, la minimización de los impactos ambientales, la preservación de las funciones ambientales asociadas, y la eficiencia de los dispositivos y procesos de producción desarrollados a lo largo de las diferentes fases del ciclo.

En el caso de Tenerife, la complejidad de un histórico marco institucional de planificación y gestión del agua, que combina entorno a un 86% de los recursos en manos de agentes privados, y una creciente intervención del sector público en la producción, transporte y distribución, ha generado una industria del agua basada en un complejo sistema de producción y distribución que presenta múltiples singularidades y una gran diversidad a lo largo del territorio insular con respecto a otras regiones y otros recursos. En concreto, la gestión de la calidad del agua implica la necesidad de integrar otros factores en su planificación y gestión, como son el consumo energético que determina la calidad disponible o final del recurso y sus usos y la generación de residuos.

## 2.4 Objetivos generales del PHT

Este documento se ha actualizado utilizando como referencias cuatro “planes componentes” que son, el Plan Hidrológico Insular, la Ley de Aguas de Canarias, la Directiva Marco del Agua 2000/60 CE – DMA y por último el Plan Territorial Especial Hidrológico de Tenerife y el Plan Territorial Especial de Ordenación del Agua. Se parte de un sistema múltiple de criterios y objetivos, cada uno con sus respectivos enfoques (sectoriales y/o territoriales).

### a) **Objetivos medioambientales**

#### ***Para las aguas superficiales***

Prevenir el deterioro del estado cualitativo de las masas de agua costeras, protegiéndolas, mejorándolas y regenerándolas. Así, como reducir la contaminación procedente de sustancias prioritarias e interrumpir o suprimir los vertidos, las emisiones y las pérdidas de sustancias peligrosas prioritarias

#### ***Producción industrial***

Fomentar las iniciativas de carácter público y privado para la producción industrial de agua, aprovechando las economías de escala.

#### ***Reutilizar las aguas residuales para su aprovechamiento en el riego agrícola y de zonas verdes.***

Apoyar la construcción y gestión supramunicipal de instalaciones de producción industrial de agua y completar el desarrollo de conducciones de transporte específicas, tanto de aguas desaladas, como depuradas.

### b) **Objetivos Económicos**

Plantear los cálculos relativos al principio de la recuperación de costes, analizando en qué medida se cumple el mismo. También se requieren cuadros de medidas que contribuyan a la recuperación de los costes de los servicios relacionados con el agua.

## 2.5 Demarcación hidrográfica que comprende el territorio insular y las aguas costeras asociadas

La notable variedad ambiental y de recursos se concentra en una superficie muy reducida, 2.033 km<sup>2</sup>, mayoritariamente árida, y de elevadísima pendiente. Su máxima altura se sitúa en 3.718 m. La mitad de la Isla posee una pendiente superior al 25%, y casi un tercio superior al 40%.

Sólo en un 17% de la superficie encontramos pendientes inferiores al 10%; es en esta porción del territorio donde se sitúan aquellos usos que necesitan de grandes superficies de suelo llano, como la agricultura, la trama urbana residencial y turística, los centros comerciales, las actividades industriales y de almacenamiento, y los proyectos de infraestructuras.

La elevada altura del edificio insular establece una zonificación climática altitudinal bien diferenciada. Asimismo la orientación de cada vertiente respecto a su exposición a los vientos Alisios, introduce importantes variaciones climáticas en la zonificación entre la vertiente Norte, relativamente húmeda, y las orientadas al Sur, de carácter mucho más árido.

La naturaleza volcánica de la Isla da lugar además a otro factor de diversidad en función de la edad de los materiales; los más modernos, escasamente meteorizados, no han dado origen a suelos, que sí se han formado sobre los materiales de mayor antigüedad, y por otra parte, como ya se ha citado, las elevadas pendientes del terreno determinan el aprovechamiento del suelo. La acción de este conjunto de factores da como resultado una gran variedad de morfologías, suelos y condiciones bioclimáticas que se traducen en claras diferencias en cuanto a capacidad productiva y de soporte de actividades; además da origen a una riqueza ecológica muy notable.

Asimismo, se encuentran presentes otras limitaciones como son las que conciernen a la disponibilidad de agua, a los suelos cultivables e incluso al espacio vital, al territorio en que se desarrolla la actividad de sus habitantes; unas limitaciones que hacen más problemático el desarrollo territorial, muy por encima de los niveles habituales en los espacios continentales. Estas limitaciones, que afectan a la capacidad de uso del territorio, se agudizan por factores como la sobreexplotación que se hace de los recursos y por su degradación, en muchos casos por actividades inadecuadas.

## **2.6 Población y crecimiento demográfico**

El desarrollo demográfico soportado en los últimos años ha supuesto que, en el año 2005, Tenerife contase con 838.877 habitantes residentes y 116.481 turistas de media (con una capacidad de alojamiento de 184.708 camas), lo que supone una población conjunta de 955.358 habitantes, desarrollando su actividad principalmente sobre el territorio insular no protegido. Ello conlleva un elevado grado de presión sobre el territorio con densidades medias de más de 927 hab/km<sup>2</sup>, superiores a las soportadas en otras comunidades de la España peninsular (p.e. Madrid 749 hab/km<sup>2</sup>, Barcelona 687 hab/km<sup>2</sup>) y muy por encima de la media nacional (88 hab/km<sup>2</sup>) Este crecimiento demográfico se ve acrecentado en el presente por el fenómeno de la inmigración. De los 31 municipios de la demarcación, 13 tienen menos de 10.000 habitantes, y sólo uno tiene menos de 2.000 habitantes.

Las tasas de crecimiento de población, del 1,2% entre 1981 – 1991, y del 2% en el periodo 1991 – 2001, han alcanzado un 3% para el cuatrienio 2001 – 2005. Asimismo, el número de viviendas

principales ha pasado de las 171.000 del año 1991 hasta las más de 260.000 del año 2005, aumentando en mayor proporción que la tasa de población, lo que queda reflejado en un descenso del grado de ocupación, desde los 3,65 del año 1991, hasta los 3,21 del 2005.

La distribución de la población sobre el territorio es desigual, y con distintos ritmos de crecimiento, debido principalmente a la mayor actividad turística del Sur frente a la del Norte. Esto ha propiciado desequilibrios de la estructura demográfica, que se encuentra caracterizada por un elevado nivel de dispersión. Atendiendo a su localización en altitud, el 26 % de la población residente se sitúa en los primeros 100 metros, estableciéndose el 80% por debajo de los 500 metros de altitud.

Respecto a la población turística, entre 1990 y 2005, se observa un incremento del 36,2% respecto a las 134.190 existentes en 1991, ascendiendo a 182.814 en 2005. Las pernoctaciones superaron dicho año los 41,97 millones, lo que supone un índice de ocupación media del 62,9%. Todo esto supone el incremento puntual de hasta cinco veces la población habitual en algunos núcleos del Sur de la Isla, con una tasa anual media hasta 2000 en torno al 3,5%, reducida al 2% en los últimos años.

## **2.7 Reutilización de las aguas residuales: Aguas regeneradas**

El volumen de aguas regeneradas reutilizadas en la Isla alcanzó los 7,6 hm<sup>3</sup> en 2005, mayoritariamente, procedente de las estaciones depuradoras de Santa Cruz y Adeje-Arona.

El consumo de agua regenerada para el riego de zonas verdes en ámbitos urbanos, supone tan sólo el 0,4% del abastecimiento, ceñido actualmente al centro de Santa Cruz y Costa del Silencio en Arona.

### **- Aguas residuales generadas por uso urbano-turístico**

Al efecto de determinar el volumen de agua residual generada por la población residencial y turística, se ha procedido a considerar éste a partir del volumen de agua potable facturado, aplicándole un coeficiente de recuperación, que se sitúa entre el 70 y el 85%.

En base a ello, el volumen de aguas residuales generadas en 2005 se situó en los 60,2 hm<sup>3</sup> (165.000 m<sup>3</sup>/día). Cerca del 75% de este volumen corresponde a la población residencial. Los volúmenes más importantes se localizan en el Área Metropolitana Santa Cruz – Laguna (35%), vértice Sur de la Isla (31%) y valle de La Orotava (16%).

### **- Redes de saneamiento interior municipal**

Las redes de saneamiento interior municipal alcanzan una longitud de 1.630 km, de las que no todas se encuentran operativas o en funcionamiento. Por otro lado, existen 780 estaciones autorizadas de tratamiento de aguas residuales domésticas y otras 33 que no lo están, con una capacidad conjunta de 74.306 m<sup>3</sup>/día (52,0% del agua residual generada).

Se tiene constancia de la existencia de alrededor de 116 conducciones de vertido, 82 (70,7%) conducciones de desagüe, y 25 (21,6%) emisarios submarinos; 40 de ellas (34,5%) sin tratamiento previo, y 65 (56,0%) sin autorización.

Actualmente tan solo se reutilizan 7,48 hm<sup>3</sup>/año de aguas regeneradas (11,8% de las aguas residuales generadas), procedentes de las EDAR de Buenos Aires y Adeje-Arona.

### 3. Memoria económica de la isla de Tenerife, año 2010

#### 3.1 La depuración de las aguas residuales

Obviamente el saneamiento de las aguas residuales (tanto urbanas, como turísticas e industriales) antecede como necesidad ambiental y sanitaria a la consideración de éstas como recurso. Especial importancia tiene cumplir la normativa (Directiva 271/91) en materia de depuración de las aguas residuales de nuestros núcleos urbanos. Las redes de alcantarillado de todos estos núcleos, sus colectores que recogen y transportan hasta las estaciones depuradoras, los emisarios para transporte o vertido de los efluentes y todos los elementos complementarios que son preceptivos, no están suficientemente desarrollados en Tenerife.

Los datos siguientes ponen de manifiesto lo anterior:

- Aguas residuales generadas: ..... 62,7 hm<sup>3</sup>/año    54,6 % del abastecimiento.
- Aguas residuales recogidas: ..... 38,6 hm<sup>3</sup>/año    61,6 % de las generadas.
- Aguas residuales depuradas: .... 24,6 hm<sup>3</sup>/año    63,6 % de las recogidas.
- Aguas reutilizadas: ..... 8,9 hm<sup>3</sup>/año    36,2 % de las depuradas.

Para adecuarse a la Directiva 271/91 el Plan Hidrológico de Tenerife pretende ampliar, rehabilitar o construir al menos 11 EDAR (**Buenos Aires**, El Chorrillo, Valle de Güímar, Granadilla, Arona Este – San Miguel, Adeje – Arona Oeste, Isora, Icoden, Valle de la Orotava, Acentejo, NordEste) comarcales que aprovechando las economías de escala consigan unos costes de inversión y operación asumibles por los usuarios. El objetivo es que, al menos en 2015, estén funcionando estos sistemas y cumplir así con la mentada Directiva.

#### 3.2 Insuficiencia de la financiación pública

Los recursos económicos que las Administraciones (Estado, Comunidad Autónoma, Cabildo y Ayuntamientos) incluyen en sus presupuestos para invertir en obras hidráulicas son notoriamente insuficientes para poner en marcha las medidas estructurales indicadas y resolver el complejo y grave problema actual. La confirmación más evidente ha sido el nuevo Convenio para ejecución de obras hidráulicas de interés general en la isla. Desde 2004 se esperaba por dicho instrumento financiero y



tras su firma en diciembre de 2008 resulta que sólo se aplicarán en Tenerife unos 100 millones de euros (del orden de un tercio del importe total), que apenas alcanza a cubrir la cuarta parte de las necesidades financieras expuestas.

### 3.3 Un nuevo modelo económico hidráulico

Las anteriores condiciones de contorno llevan a la necesidad de introducir un modelo nuevo de colaboración público – privada, que permita aglutinar todos los recursos financieros de todas las Administraciones Públicas implicadas con los fondos de inversores privados que vean en este proyecto una oportunidad de materializar beneficios fiscales o/y obtener una renta razonable de su inversión, en un sector que tiene una amplia tradición en Tenerife de las inversiones privadas. Las inversiones nuevas corresponderían a obras e instalaciones, cuya construcción no está contemplada por el Estado como “obras de interés general” ni por la Comunidad Autónoma en el Convenio específico a tal efecto. En principio el campo temático previsto para estas obras se reduce:

- Otras estaciones *desaladoras de agua de mar*, de ámbito supramunicipal.
- Estaciones *desalinizadoras de aguas subterráneas salobres*, también de ámbito comarcal.
- Estaciones *depuradoras de aguas residuales* previstas en el PHT.
- *Conducciones de transporte* relacionadas con las anteriores para garantizar su mejor funcionamiento.

Dichas actuaciones estructurales además de ser construidas deben ser **gestionadas** por tiempo suficiente para conseguir su plena implantación y el retorno de las inversiones realizadas. Esa gestión debe ser orientada y sujeta a control por el CIATF, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de la nueva planificación hidrológica y en el ejercicio de las competencias que tiene atribuidas como Administración.

Asimismo, la gestión de las obras de interés general que se entregarán al Cabildo Insular y por éste al CIATF, debe seguir pautas similares, aunque en este caso no sea preciso el retorno de la inversión. Además, para posibilitar que se respeten *principios de equidad y equilibrios territoriales*, así como conseguir *economías de escala* que disminuyen los costes. Por todo ello es recomendable que la gestión esté centralizada, aunque la operación, mantenimiento, conservación y la propia construcción, puedan estar fragmentadas.

Lo anterior no está reñido con que la entidad gestora de las nuevas infraestructuras debe actuar en el sistema hidráulico sin gozar de una posición dominante, con plena transparencia y en competencia

con otras opciones cuando las hubiere. En particular debe cuidarse las condiciones de las ofertas de los productos o servicios que ofrece a los gestores de los servicios municipales de agua.

Finalmente, el servicio de depuración de aguas residuales se prestará en régimen de monopolio, siguiendo lo establecido en la normativa aplicable (sectorial de aguas y régimen local). También en este caso el precio base de este servicio que se prestará a los gestores de los servicios municipales se planteará como único para todas las depuradoras, sin perjuicio de que puedan establecerse penalizaciones o bonificaciones a los gestores de los servicios municipales de agua según resulten las características de las aguas afluentes a las instalaciones. Estas condiciones deben ser respaldadas por convenios específicos de colaboración del CIATF con los Ayuntamientos correspondientes.

Las tarifas para los usuarios urbanos de los servicios públicos municipales son ajenas a este modelo y competen a las Corporaciones municipales según establece su normativa específica. Los suministros y servicios que se han indicado anteriormente serán costes internos insumidos en las mismas, con otros componentes y criterios que corresponde decidir a los Ayuntamientos respectivos.

Con los criterios expuestos y su aplicación en fórmulas más desarrolladas se considera que no se producirán efectos sociales adversos sobre el mercado de agua y que por el contrario se inducirán mejoras en su transparencia y competitividad. Con carácter de previsión se incluye una relación de las obras que se pretenden ejecutar, con sus presupuestos (evaluados muchos de ellos de proyectos ya redactados), así como aquellas de interés general que está previsto ejecutar en base al Convenio recientemente suscrito entre el Estado y la Comunidad Autónoma; todas las cuales se plantean gestionar de forma centralizada.

#### **4. Resumen del “Plan de Energías Renovables 2011-2020”**

El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y, posteriormente, Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020.

Este es el objetivo global que se recoge en el PER 2011-2020, que da respuesta, a su vez, al artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que fija los mismos objetivos de la Directiva 2009/28/CE como los objetivos nacionales mínimos de energías renovables en 2020, estableciendo además que el Gobierno aprobará planes de energías renovables que hagan posible el cumplimiento de los objetivos fijados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.



La Directiva 2009/28/CE es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Igualmente, la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, entendida como un instrumento de prevención que permita la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones de los planes y programas públicos. Así, de acuerdo con la ley, se ha elaborado un Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA) del PER 2011-2020 y una Memoria Ambiental. Esta última valora la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de Plan. Asimismo, contiene las determinaciones finales que se incorporan al Plan de Energías Renovables 2011-2020, siendo preceptiva y de obligada consideración previo a la aprobación definitiva del presente Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Por otro lado, el Informe de Sostenibilidad Ambiental del PER 2011-2020 contempla lo siguiente: diagnóstico ambiental del ámbito territorial de aplicación del PER 2011-2020; consideración de la normativa vinculante y de relevancia en el marco de la planificación de las energías renovables; identificación de los aspectos ambientales relevantes para la planificación de las energías renovables con un horizonte a 2020; planteamiento y análisis de las alternativas del PER 2011-2020, con la selección de la alternativa final y efectos significativos en el Medio Ambiente; acciones previstas para prevenir, reducir y eliminar, probables efectos negativos sobre el Medio Ambiente; seguimiento ambiental del Plan, etc.

Las fuentes de energía renovables a las que se refiere este Plan son las siguientes: biocarburantes y biolíquidos, biogás, biomasa, energías del mar, eólica, geotermia y otras energías del ambiente, hidroeléctrica, residuos (municipales, industriales y lodos de EDAR) y solar (fotovoltaica, térmica y termoeléctrica). *Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020* .

Como resultado de la política de apoyo a las energías renovables, en el marco del Plan de Energías Renovables 2005-2010, el crecimiento de éstas durante los últimos años ha sido notable, y así, en términos de consumo de energía primaria, han pasado de cubrir una cuota del 6,3% en 2004 a alcanzar el 11,3% en 2010. Este porcentaje correspondiente al año 2010 se eleva al 13,2% si se calcula la contribución de las energías renovables sobre el consumo final bruto de energía, de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE. El gráfico siguiente muestra la estructura de este consumo.

#### **4.1 Energía hidroeléctrica en régimen especial**

La energía hidroeléctrica es una de las fuentes principales de electricidad del país, transformándose en una de las tecnologías más maduras a nivel nacional, resultado del elevado aprovechamiento de los recursos existentes. En 2004, el PER 2005-2010 reconocía que “la evolución de la energía hidroeléctrica en España en las últimas décadas ha sido siempre creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica producida ha ido disminuyendo”.

En este contexto, el sector mini hidráulico ha experimentado un crecimiento casi nulo respecto a la capacidad instalada. La generación de este tipo de energía se encuentra muy sujeta a la pluviosidad específica de cada año.

Asimismo, se reconoce que este sector ha alcanzado un elevado desarrollo tecnológico, con equipos con una eficiencia superior al 95%. En contra de lo que se pensaría, considerando el alto rechazo social que existe, las centrales hidroeléctricas son la tecnología renovable que menor impacto medioambiental produce actualmente. Esta razón, ligada a la dificultad y plazos necesarios para obtener permisos y licencias, se encuentra en la base de la explicación de que, a pesar de encontrarse relativamente extendida, la energía hidroeléctrica no ha conseguido cumplir con los objetivos establecidos en el PER 2005-2010.

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

Los retos tecnológicos en el área hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología consolidada, van todos encaminados a obtener la máxima eficiencia, mejorar los rendimientos y reducir los costes, sin

olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático.

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

#### **4.2 Objetivos energéticos , periodo 2011-2020**

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 , mismo objetivo que para la media de la UE, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año. Objetivos que, a su vez, han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

A continuación se presenta una tabla resumen que recoge tanto los objetivos obligatorios, como la senda indicativa de las cuotas de energía procedente de fuentes de energía renovables en el consumo final bruto, según marca la Directiva 2009/28/CE . En la misma se muestra también el grado de cumplimiento de dichos objetivos, teniendo en cuenta las previsiones de consumo final bruto de energía procedente de fuentes de energía renovables, las cuales se basan en la aplicación de las diferentes iniciativas propuestas en este Plan. Es importante destacar que en las cuatro tablas siguientes, la metodología de cálculo empleada es la estipulada por la mencionada Directiva 2009/28/CE.

#### **4.3 Propuestas relativas a la ayuda pública en la inversión de proyectos y actuaciones**

- a) Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos.
- b) Programa de ayudas públicas a la inversión en las fases de exploración e investigación previas al desarrollo de un aprovechamiento de geotermia profunda.
- c) Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocombustibles y combustibles renovables.
- d) Programa de IDAE de ayudas públicas a la inversión para proyectos de demostración tecnológica con generación eléctrica.
- e) Programa de ayudas públicas a la inversión para proyectos que no reciben apoyo económico del régimen especial.
- f) Programas de ayudas públicas a la inversión de energías renovables térmicas mediante convenios con las CCAA.
- g) Programa de ayudas públicas a la inversión para la generación de biogás agroindustrial

#### **4.4 Propuestas relativas a la financiación**

- a) Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos e innovación.
- b) Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables.
- c) Proyectos en fase comercial, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo.
- d) Programas de entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo del IDAE.
- e) Líneas de financiación para instalaciones de generación eléctrica distribuida de  $P < 10$  kW para autoconsumo.
- f) Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas.

#### **4.5 Actuaciones en infraestructuras eléctricas**

A continuación se recogen las líneas de actuación más relevantes que se pretende llevar a cabo de cara a conseguir una mayor y mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico:

##### **a) Requisitos técnicos a las instalaciones de generación renovable**

En el horizonte 2020 se prevé el desplazamiento paulatino de generadores síncronos (fundamentalmente en centrales convencionales) por otros basados en electrónica de potencia (eólica y solar fotovoltaica principalmente). Es necesario adaptar los procedimientos de operación para que las nuevas instalaciones aporten similares prestaciones, capacidades y servicios esenciales para garantizar la seguridad del sistema, cuando técnicamente sea posible.

##### **b) Gestión de la demanda**

Actualmente, los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.

En el Plan se propone potenciar la modulación del consumo industrial, prestar atención al papel del vehículo eléctrico, tanto a través de la introducción de una discriminación horaria supervalle como de la introducción de la figura del gestor de cargase impulsar el acceso a los contadores inteligentes.

##### **c) Sistemas de acumulación**

La energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo será un pilar importante para posibilitar la gestión técnica del sistema en relación a la incorporación en la red de la energía renovable prevista en los objetivos de este PER. Actualmente es, sin duda, el más importante de los métodos de almacenamiento, ya que no sólo es la más competitiva y madura de entre las tecnologías de almacenamiento potencialmente aptas para España, sino que constituye una solución idónea para compensar las variaciones de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Ahora bien, sería conveniente que la energía hidráulica de bombeo tuviera las correctas señales económicas y un enfoque en la gestión de estos bombeos que priorice la integración en la red de las energías renovables no gestionables y minimice los vertidos de éstas.

Por otro lado, la evolución tecnológica y la reducción de costes en los sistemas de almacenamiento por baterías podrían hacer que estas tecnologías jugaran un papel en la gestión del sistema eléctrico y facilitar la incorporación creciente de la generación de electricidad con energías renovables.

Otra posible opción, dependiendo de su evolución tecnológica futura, sería el almacenamiento en hidrógeno.

#### **d) Las interconexiones**

Claves para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. Por ello es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia.

#### **e) Propuestas administrativas**

En especial con relación a la planificación específica de las infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas a los proyectos marinos, y en todo lo relativo a la integración de la generación distribuida. Hay un grupo de tecnologías que pueden tener competitividad con el mercado eléctrico en el período de aplicación del PER 2011-2020. Éstas son la **minihidráulica** y la eólica terrestre a partir de 2015 y 2017 respectivamente y la eólica marina en 2020. Lo más significativo será, sin duda, la entrada en competencia de la eólica terrestre, por la potencia instalada actualmente (alrededor de 22 GW) y por el objetivo fijado para 2020 (35 GW). Buena parte de los nuevos 13 GW que se deben promover en el marco del PER 2011-2020 van a tener una contribución muy pequeña a los costes del sistema eléctrico.

El hecho de que exista este potencial energético tan importante, que pueda entrar en competitividad en los próximos 10-15 años, confirma la conveniencia de mantener la apuesta de España por el desarrollo de las energías renovables iniciada hace ya 30 años.

### **4.6 Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, y los posteriores acuerdos y negociaciones para intensificar la lucha contra el calentamiento global, especialmente en el seno de la Unión Europea, muestran la preocupación política y social por el cambio climático. La generación de energía es responsable del 80% de las emisiones de efecto invernadero, por lo que la incorporación de energías renovables en este sector ayudará, sin duda, a reducir sus emisiones. En este apartado se valora la contribución de las energías renovables a la limitación de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La metodología de cálculo para evaluar las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> difiere en función del área a la que afectan las instalaciones de energías renovables, de la naturaleza de la energía renovable



incorporada y de la energía convencional desplazada, y de la tecnología utilizada para la transformación de la energía primaria en energía disponible para el consumidor final.

Los cálculos de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas que se recogen en este plan son cálculos efectuados ad hoc para el mismo de acuerdo con la metodología que en cada caso se describe, y no tiene por qué coincidir con los realizados con enfoques o bases contables distintos, y en particular con los correspondientes a los informes periódicos realizados en relación con la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En el caso de generación eléctrica, se asume que de no haberse producido la electricidad con fuentes renovables se hubiera generado con las fuentes fósiles disponibles. Se asume el criterio más conservador: que la generación eléctrica se hubiera realizado mediante centrales de ciclo combinado con gas natural con unos rendimientos medios del 50%.

Para la generación de energía térmica, se consideran de forma separada los sectores de industria, transporte y usos diversos, compuesto este último por las ramas de residencial, servicios y agricultura. En cada sector se ha determinado el tipo de energía fósil sustituida por las energías renovables, calculando de esta forma las emisiones evitadas. Es importante reseñar el potencial de los usos térmicos de las energías renovables para reducir las emisiones en los sectores difusos.

Para el área de transporte, en los biocarburantes, se considera la sustitución de gasolina por bioetanol y gasóleo por biodiesel. Al objeto de no realizar dobles contabilizaciones, no se determinan las emisiones evitadas por el consumo eléctrico renovable derivado de la incorporación de vehículos híbridos enchufables y eléctricos al parque móvil, al encontrarse ya contabilizado en el área de generación eléctrica. En lo que respecta al balance de las energías renovables en términos de emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, la incorporación de nuevas instalaciones de EE.RR dará lugar a una reducción de emisiones acumulada a lo largo del periodo 2011-2020 de algo más de 170 Mt, con un reparto por áreas del 74 % para la generación eléctrica, 10 % en producción de calor y frío y 16 % en el sector transporte.

#### **4.7 Necesidades de I+D+i**

Para alcanzar los objetivos establecidos para el año 2020, así como para allanar el camino para que la cuota de energía renovable sea mucho más elevada de 2020 en adelante, es preciso intensificar los esfuerzos en el ámbito de la I+D+i energética. Durante los últimos años el marco nacional de apoyo a la I+D+i ha facilitado que España alcance una posición de liderazgo en energías renovables, con grandes empresas y centros tecnológicos de investigación y desarrollo de prestigio internacional, como el CIEMAT y el CENER. Para el impulso del I+D+i en energía en el inmediato futuro se cuenta con la recientemente creada ALINNE, Alianza para la Investigación e Innovación Energéticas, un gran pacto nacional público-privado que pretende responder a los grandes retos de las actividades de I+D+i en el ámbito del sector energético, contribuir a la definición de una estrategia nacional que ordene las políticas y programas públicos con las prioridades y necesidades de España en la materia, y jugar un papel protagonista en la fijación de una posición española común ante cada una de las situaciones que se planteen en materia de ciencia e innovación energética.

### **5. Plan de ahorro y eficiencia energética (PAE 2011-2020)**

#### **5.1 Resumen del plan de acción**

El Plan de Acción 2011-2020 presenta un conjunto de medidas y actuaciones coherente con los escenarios de consumo de energía final y primaria incorporados en otros instrumentos de planificación en materia de energías renovables (de acuerdo con las obligaciones que se derivan de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) y de planificación de los sectores de electricidad y gas. De esta forma, la planificación en materia energética constituye un conjunto coherente, conducente al objetivo de mejora de la intensidad final del 2% interanual en el período 2010-2020.

El escenario considerado como objetivo de este Plan y escenario, por tanto, de eficiencia, presenta un consumo-objetivo de energía primaria de 142.213 ktep en 2020, lo que supone un incremento interanual del 0,8% desde el año 2010 y una mejora de la intensidad primaria del 1,5% anual entre ambos años.

## 6. Conclusiones

Las conclusiones más importantes que se deducen del contenido de este anexo se resumen en los siguientes puntos:

- Necesidad de disponer de sistemas de generación de energía adicionales a las dos centrales térmicas de la isla, debido sobre todo a la especificidad de los recursos y el aumento de la demanda energética.
- El campo de las energías alternativas en el estado español están por debajo de las previsiones marcadas por las directivas europeas. Se necesita urgentemente el incremento de la utilización de dichas energías, con lo que el papel de las instalaciones minihidráulicas es de vital importancia.
- La tecnología hidroeléctrica es una alternativa altamente eficiente y con un significativo potencial sin explotar en Tenerife. Esto, unido a las singularidades del territorio insular, incita el estudio de del aprovechamiento energético de las EDAR.
- La energía minihidráulica es una energía que pretende ser muy competitiva en los próximos años, hecho que ratifica la conveniencia de implantación de estos sistemas.
- Existe una escasa y decreciente financiación de las Administraciones del estado en materia de depuración de aguas y energía renovable, con lo que se necesita de la creación de nuevos modelos económicos de inversión que faciliten el desarrollo de estas tecnologías.
- Se prevé una remodelación de la EDAR de Buenos Aires, hecho que puede ser relevante porque podría aumentar el caudal de diseño de nuestra instalación y en consecuencia, la energía generada.
- Las aportaciones en I+D+i, se prevén fundamentales para mejorar los sistemas de aprovechamiento de agua residual depurada como recurso energético.
- Los beneficios medioambientales derivados de este tipo de energía ayudan en gran medida al cumplimiento de las directrices marcadas por la Unión Europea y la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y efecto invernadero”.

## ANEXO II

### DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES

#### 1. Estación depuradora de aguas residuales del barrio de Buenos Aires

La Estación Depuradora de Aguas Residuales de Santa Cruz de Tenerife, fue construida por el Servicio Hidráulico de la ciudad entre 1966 y 1969 y puesta en marcha por la empresa Emmasa en 1980. En esta estación, se trata un caudal medio de 30.000 m<sup>3</sup>/día procedentes de la parte alta y baja de la ciudad, además de 15.000 m<sup>3</sup>/día que llegan desde San Cristóbal de La Laguna. En total, la EDAR trata una población equivalente de alrededor de 150.000 habitantes.

La EDAR dispone de tres líneas de depuración, con una capacidad de 30.000 m<sup>3</sup>/día cada una. Se utilizan dos líneas de servicio que permiten tratar 60.000 m<sup>3</sup>/día, y una línea de reserva. Dichas líneas se alternan una o dos veces al año para garantizar la continuidad del proceso durante las labores de mantenimiento, reparaciones y conservación de los elementos que la componen.

#### 2. Estación de pretratamiento y bombeo de Cabo Llanos

Ocupa una superficie de 5.000 m<sup>2</sup> y a ella se vierte un caudal medio de 20.000 m<sup>3</sup>/día, provenientes de los colectores de la zona baja de la ciudad y de los bombeos de los barrios de Cueva Bermeja y María Jiménez. Los procesos a los que se somete el agua residual son los siguientes:

- Desbaste de gruesos con reja de limpieza automática
- Tamizado de finos con rejilla de 3 mm. de diámetro de paso
- Desengrasado y desarenado



Después del pretratamiento el agua se transporta a un depósito de aspiración de 500 m<sup>3</sup> desde donde se bombean los 20.000 m<sup>3</sup>/día a la EDAR de Buenos Aires, a través de una tubería de impulsión de 100 mm de diámetro, 2.700 metros de longitud y 110 metros de altura. El resto se bombea al emisario submarino.

Los equipos de bombeo utilizados son los siguientes:

- Bombeo a la EDAR (110 metros)
- 3 bombas de 400 l/sg - 6.000 V
- 2 bombas de 200 l/sg – 380 V
- Bombeo al emisario submarino (21 metros)
- 4 bombas de 400 l/sg

### 3. Presupuesto de coste de tratamiento y vertido de las aguas residuales de Santa Cruz de Tenerife

Para determinar el presupuesto del coste anual que se emplea para la depuración de aguas, tanto para la EDAR como para la EPB, se han utilizado los datos presentados en un estudio del Departamento de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de La Laguna en colaboración con la empresa encargada del tratamiento del agua en la capital tinerfeña, para el año 2001. Hay que tener en cuenta que la antigüedad de los datos obliga a extrapolar los resultados de manera que se asemeje lo más posible a los valores actuales.

Para estimar el coste anual de explotación y mantenimiento de la EDAR, al valor de consumo debemos sumarle los costes de personal y los gastos fijos y variables a los que está sometida la instalación. Por otra parte, hay que tener en cuenta los beneficios cobrados por la empresa encargada en concepto de subvenciones, además de la posible reducción del presupuesto de la contrata.

De manera estimada, los costes totales son los siguientes:

GASTOS FIJOS	
Concepto	Costes anuales
Personal	661.869,66
Mantenimiento	149.304,48
Seguridad y salud	52.679,83
Imprevistos	12.773,27
Reposiciones	15.867,42
Amortizaciones	12.459,82
Decremento	-134.119,34
<b>Subtotal</b>	<b>770.835,14</b>

Tabla 2.1 "Relación de gastos fijos de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

Los únicos costes considerados dentro del grupo de costes variables son los que se refieren al tratamiento de los residuos que se generan a lo largo del propio proceso de depuración, puesto que cuánta más agua se depura más residuos se generan, y los de energía que son proporcionales al funcionamiento de la EDAR y a los metros cúbicos bombeados.

<b>GASTOS VARIABLES</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Costes anuales</b>
<b>Energía eléctrica</b>	599.627,47
<b>Retirada de residuos</b>	92.738,42
<b>Tratamiento de fangos</b>	24.794,23
<b>Gastos de cloración</b>	12.422,45
<b>Subtotal</b>	<b>729.582,57</b>

Tabla 2.2 "Relación de gastos variables de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

<b>GASTOS TOTALES</b>	
<b>Total gastos fijos y variables</b>	1.500.417,71
<b>Gastos generales</b>	240.390,10
<b>Total</b>	<b>1.740.807,81</b>

Tabla 2.3 "Relación de gastos totales de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

## ANEXO III

### 1. CÁLCULOS HIDRÁULICOS DE LA TURBINA

#### 1.1 La energía hidroeléctrica

Esta energía proviene indirectamente de la incidencia del sol sobre la superficie terrestre, que es la responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación proveniente de las fusiones nucleares que ocurren en el sol, calienta la superficie terrestre, océanos, ríos y lagos, provocando la evaporación del agua. El aire caliente traslada dicha agua evaporada en forma de nubes y niebla a los distintos puntos del planeta, donde vuelve a la tierra en forma de lluvia y nieve. Una proporción de la energía emitida por el sol se almacena en la superficie de los ríos, los lagos y los glaciares del planeta.

Las centrales y minicentrales hidroeléctricas tienen la función de transformar la energía en electricidad, aprovechando la diferencia de desnivel entre dos puntos. Primero, la turbina hidráulica transforma la energía potencial en energía mecánica, luego se activa el generador, que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, óptima para ser consumida a través de las líneas de transmisión.

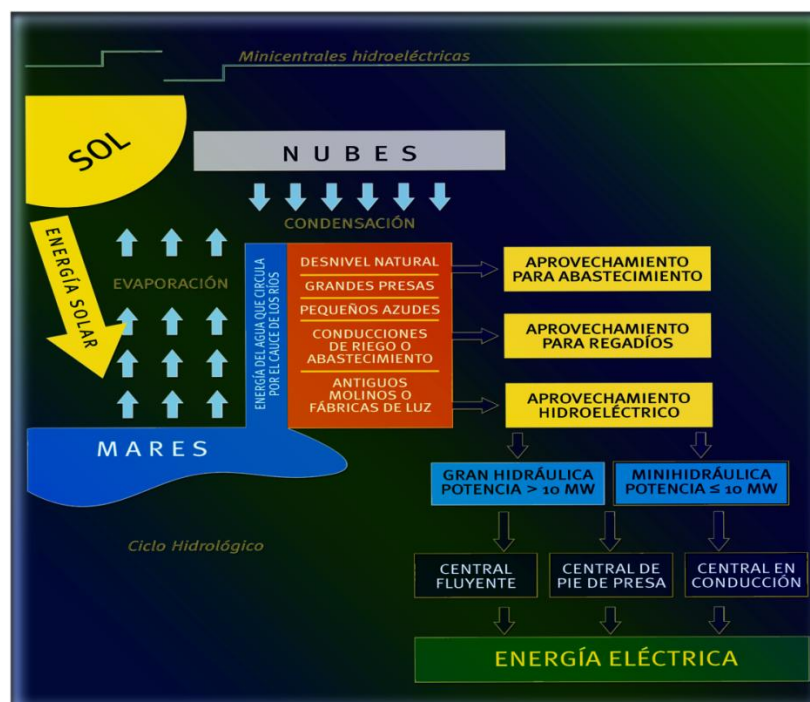


Imagen 3.1 "Ciclo hidrológico" (Fuente: IDAE)

Aunque no existe un consenso a nivel europeo sobre las características que debe tener una central para ser calificada como minicentral hidroeléctrica, se va a considerar como tal las que no sobrepasen los 10 MW de potencia máxima instalada, que es el límite aceptado por la Comisión Europea, la UNIPEDA (Unión de Productores de Electricidad), y por lo menos seis de los países miembros de la Comunidad Económica Europea. Por otro lado, existen países, 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 se considera el criterio básico para diferenciar una minicentral de una central hidroeléctrica convencional. Una minicentral no es una central convencional a escala reducida debido a que una turbina de cientos de kilovatios tiene un diseño completamente diferente del de otra que posea cientos de megavatios. Aparte, desde el punto de vista de obra civil, una pequeña central obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por embalses.

## 1.2 Las diferentes minicentrales hidroeléctricas

Tanto las centrales como las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el emplazamiento donde vayan a ser ubicadas. Al poner en marcha una instalación de este tipo hay que considerar que la topografía del terreno va a definir la toma de decisiones, 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.



### 1.2.1 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.



Imagen 3.2 "Central hidroeléctrica de agua fluyente"

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

- 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.

### **1.2.2 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.

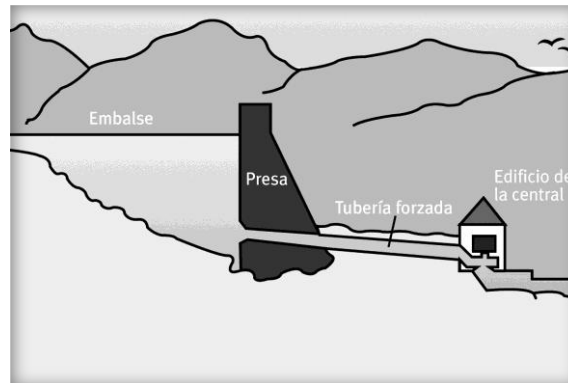


Imagen 3.3 "Central hidroeléctrica de pie de presa"

También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego 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 riego o abastecimientos, e incluso los caudales ecológicos.

Las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa que ya existen 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.

### 1.2.3 Central 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.

### **1.3 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.

#### **1.3.1 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 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.

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.

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.

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

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.)

### 1.3.2 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 de un salto de agua.
- 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.

El la siguiente figura se muestra de forma gráfica todas las alturas nombradas anteriormente:

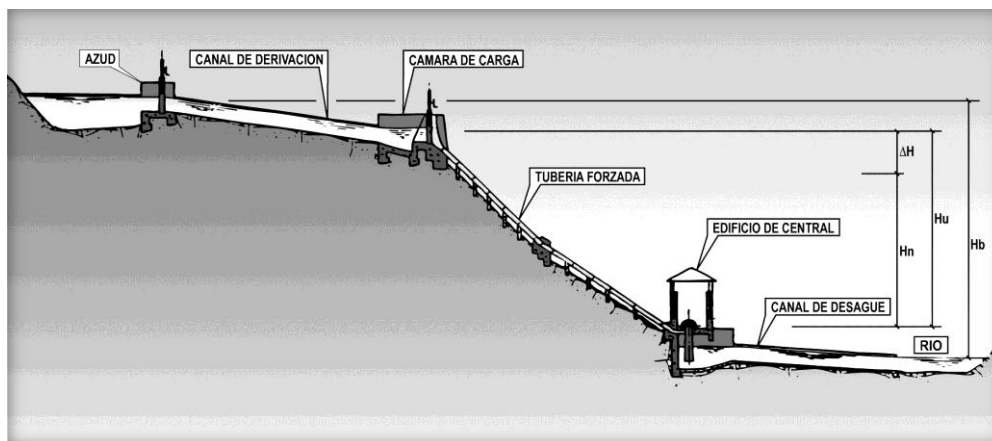


Imagen 3.4 "Diferentes alturas de un salto de agua"

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.

### 1.3.3 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 potencia disponible varía en función del caudal.

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

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

donde,

- P = Potencia en kW
- Q = Caudal de equipamiento en m<sup>3</sup>/s
- H<sub>n</sub> = 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:

$$e = R_t * R_g * R_s$$

donde,

- R<sub>t</sub> = Rendimiento de la turbina
- R<sub>g</sub> = Rendimiento del generador
- R<sub>s</sub> = Rendimiento del transformador de salida

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 0,90.

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:

$$E(kWh) = 9,81 * Q * H_n * T * e$$

donde,

- T = nº de horas de funcionamiento (con H<sub>n</sub> y Q fijos)
- e = 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).

#### 1.4 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:

##### 1.4.1 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.

Tipos de azudes:

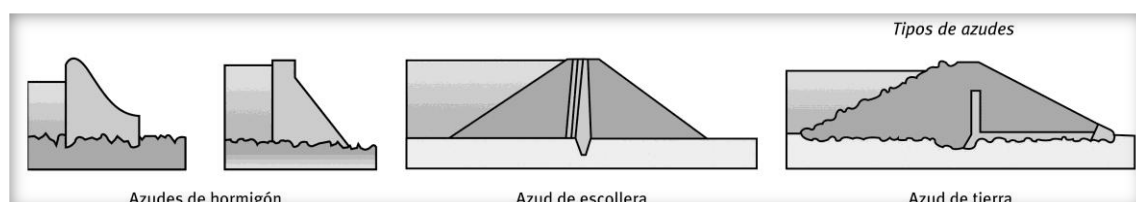


Imagen 3.5 "Tipos de azudes"



- Presa. 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 contrafuertes o la de bóveda, requieren mayor complejidad en su construcción y no suelen ser de aplicación en las minicentrales: no así los siguientes tipos:

1. Presa 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 dos grupos. Presa 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. Presa de gravedad propiamente dicha. Se construye de hormigón y el terreno que la sujeta tiene que ser muy consistente.

2. Presa 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 que se explica a continuación.

3. 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.

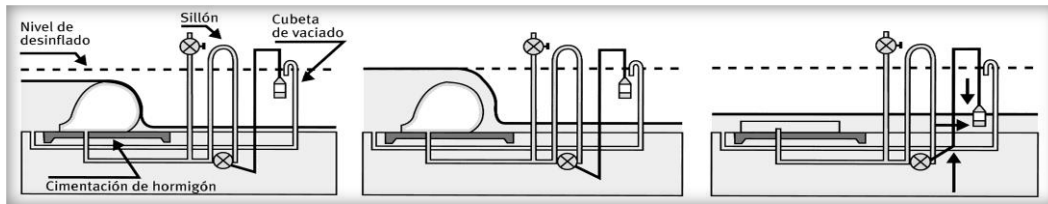


Imagen 3.5 "Esquema de funcionamiento de una presa inflable" (IDAE)

#### 1.4.2 Aliviaderos, compuertas y válvulas de control

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 reforzada 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 rejillas protectoras en la entrada de la válvula. Estas rejillas deben contar a su vez con un dispositivo limpiador que las mantenga libres de cualquier obstrucción.

### 1.4.3 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.

### 1.4.4 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.

#### **1.4.5 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.

#### **1.4.6 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 sobre-presión 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.

#### **1.4.7 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.

#### **1.4.8 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.

#### **1.5 Equipamiento electromecánico**

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 m<sup>3</sup>/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.

### 1.5.1 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.

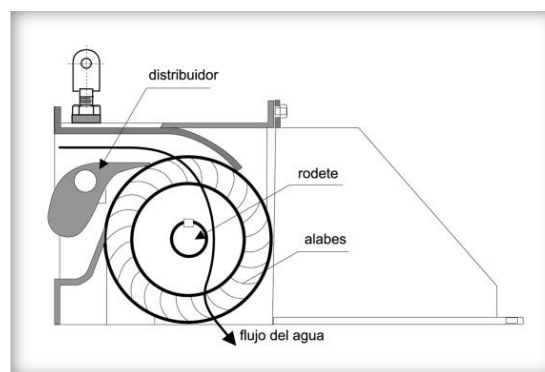


Imagen 3.6 "Turbina de acción"

#### 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).

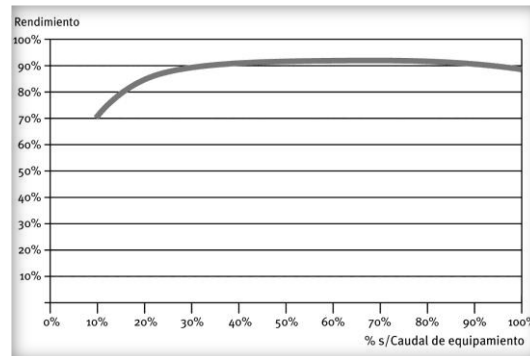


Gráfico 3.1 "Rendimiento de una turbina Pelton" (Fuente: IDAE)

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

1. Eje horizontal en las máquinas con uno o dos inyectoros.
2. Eje vertical en las máquinas con más de dos inyectoros. Esta solución encarece el coste del generador.

#### - Turbinas Turgo

La turbina Turgo puede trabajar con saltos de altura comprendidos entre 15 y 300 metros. Al igual que la Pelton se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete, entrando por un lado del disco y saliendo por el otro. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Su menor diámetro conduce, para igual velocidad periférica, a una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador, con lo que al eliminar el multiplicador reduce el precio del grupo y aumenta su fiabilidad.



- 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.

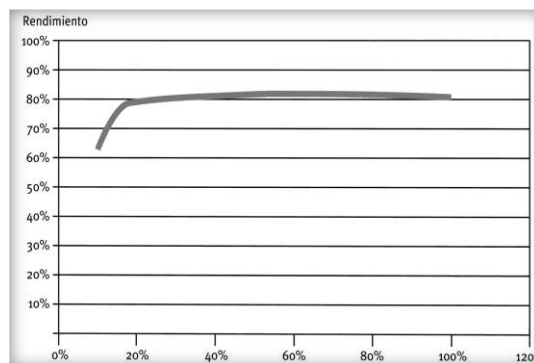


Gráfico 3.2 "Rendimiento de una turbina de flujo cruzado" (Fuente: IDAE)

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.

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.

## b) Turbinas de reacción

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.

### 1. 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.

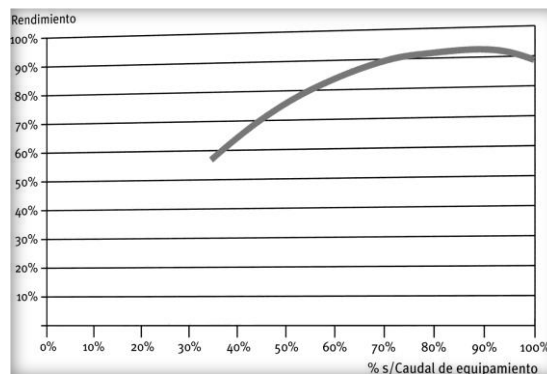


Gráfico 3.3 "Rendimiento turbina Francis"

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.

## 2. 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. Este tipo de turbinas se emplean generalmente para saltos pequeños y caudales variables o grandes.

La elección del tipo de turbina se realiza 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.

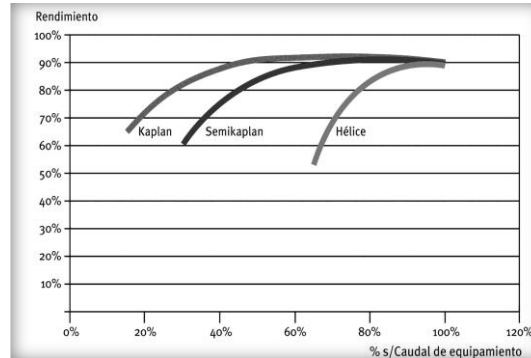


Grafico 3.4 "Rendimiento turbina KAPLAN"

3. 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%.

4. 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.

### **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.

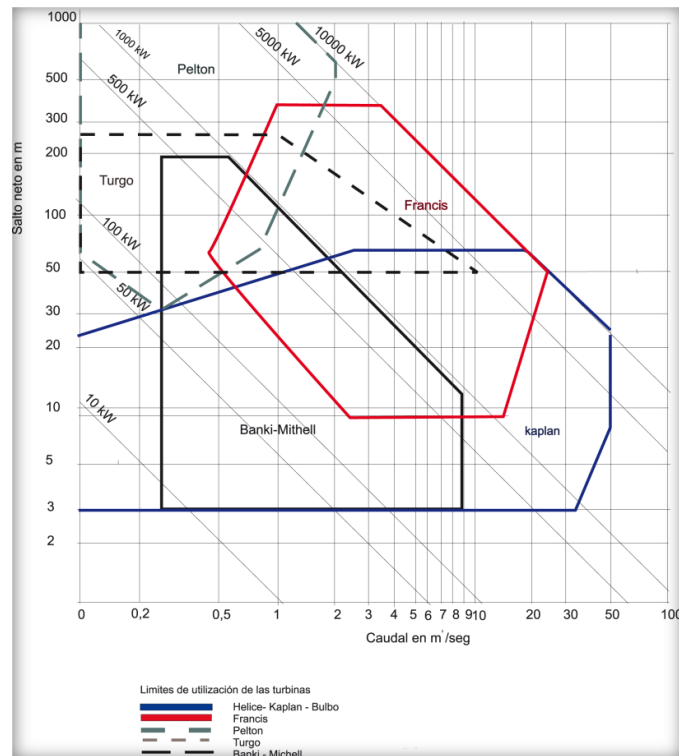


Imagen 3.5 "Gráfico de selección de turbinas" (Fuente: Voith)

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.

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.

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.

## 1.5.2 Mantenimiento de las turbinas

### *Mantenimiento de las turbinas Kaplan*

Se debe comprobar periódicamente la estanqueidad de las palas del rodete para evitar pérdidas de aceite hacia el exterior y la entrada de agua hacia el núcleo. Según el tamaño de la turbina, se tolera un nivel máximo de pérdidas de aceite que oscila entre los 10 y los 100 litros al año, y superar estos valores lleva a la contaminación del río. Si el nivel de aceite aumenta significará que ha entrado agua en su interior. También se debe comprobar que no ha existido cavitación revisando el nivel de corrosión que presenta el rodete y la envolvente del mismo. Los cojinetes desgastados implican pérdidas considerables de potencia y deterioro de las piezas que rozan con ellos y que no deberían hacerlo.

Las turbinas que sólo poseen álabes móviles requieren más revisiones que las que además pueden regularse mediante un distribuidor móvil, dado que sufrirán un mayor desgaste al realizar más movimientos para reglar el caudal. Un álabe desgastado permitirá la entrada de agua al núcleo, de forma que se producirán deterioros en el sistema de regulación. Por último, también se deben comprobar otros aspectos como el nivel de fugas y el funcionamiento de las diferentes válvulas.

### *Mantenimiento de las turbinas Francis*

Las turbinas Francis sufren los mayores deterioros por la presencia de arena arrastrada con el agua. En saltos de menos de veinte metros se realizarán revisiones cada cuatro o cinco años si el agua es de buena calidad. Por el contrario, si el agua arrastra mucha arena, estas revisiones deberán realizarse cada dos años. Para saltos mayores se recomiendan revisiones anuales, si bien la primera revisión tras la puesta en servicio permitirá fijar el intervalo de revisiones más adecuado. Los dos aspectos que se deben comprobar en las revisiones son los siguientes:

- Juego existente entre el rodete y el distribuidor. Estado de los laberintos circulares, de los álabes móviles, del tubo de aspiración y de la envolvente de la turbina.



- Estado de los anillos de protección del distribuidor y de la superficie de los álabes distribuidores. En caso de anillos desgastados, se puede equipar la turbina con anillos cambiables o mediante soldadura darles de nuevo sus dimensiones iniciales. Si los juegos de álabes distribuidores presentan desgastes de más de medio milímetro, también deberán sustituirse. También se deberá comprobar la zona de salida del rodete y el principio del tubo de aspiración en busca de corrosión. Estos elementos deberán estar revestidos de materiales resistentes a la corrosión o ser intercambiables.

#### *Mantenimiento de las turbinas Pelton*

La acción abrasiva de la arena presente en el agua produce desgastes en la aguja, la boca de la tobera, los cazos del rodete y el deflector. Estos elementos se revisarán cada año, dada la importancia de que conserven sus características iniciales. Un ligero desgaste en el inyector y la aguja provoca que el chorro se disperse. Las gotas sueltas deterioran el rodete al chocar con él y las caídas de rendimiento son importantes. Muchas de las irregularidades que se generan en las turbinas Pelton tienen su origen en la introducción de cuerpos extraños. Por ello es importante que haya bocas de inspección en los tubos de conducción para poder retirar dichos objetos. Tras el montaje de la turbina de debe comprobar que el deflector queda tangente al chorro pero sin llegar a tocarlo.

También habrá que comprobar antes de la puesta en marcha que no queda aire en el cilindro del servomotor, dado que podría provocar un cierre brusco y el consiguiente golpe de ariete. Por último, se deberán lubricar convenientemente los distintos órganos de movimiento y articulaciones.

### 1.5.3 El generador



Imagen 3.8 "Generador Síncrono"

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:

$$N_s = 60 * f * p$$

donde,

- $N_s$  = 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.

#### **1.5.4 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.



*Imagen3.9 "Torres de línea eléctrica"*

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.

### 1.5.5 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.

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 estator
- 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.

### **1.5.6 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 de:

- 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.

### **1.5.7 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.

### 1.6 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.

## 1.7 Criterios de selección de turbinas

### ***Caudal***

Un valor aislado del caudal no tiene ninguna significación. Lo que interesa es el régimen de caudales preferiblemente representado por la curva de caudales clasificados (CCC), obtenida de los datos procedentes de la estación de aforos de los estudios hidrológicos, previos a la elección de la turbina.

No todo el caudal representado en una CCC puede utilizarse para producir energía eléctrica.

En primer lugar hay que descartar el caudal ecológico que tiene que transitar todo el año por el cauce cortocircuitado. En segundo lugar, cada tipo de turbina solo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para el que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable.

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

### ***Altura útil***

El salto bruto es la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga, en las turbinas de reacción, o el eje de toberas en las de turbinas de acción.

Conocido el salto bruto, para calcular el neto, basta deducir las pérdidas de carga, a lo largo de su recorrido tal y como se hizo en el anexo anterior. En la Tabla se especifica, para cada tipo de turbina, la horquilla de valores de salto neto dentro con la que puede trabajar. Obsérvese que hay evidentes solapamientos, de modo que para una determinada altura de salto pueden emplearse varios tipos de turbina.

El problema es particularmente crítico en el caso de los aprovechamientos de baja altura que, para que sean rentables, necesitan turbinar grandes volúmenes de agua. Se trata de aprovechamientos de 2 a 5 m de altura de salto y un caudal que puede variar entre 10 y 100 m<sup>3</sup>/seg. Utilizan turbinas con un diámetro de rodete entre 1,6 m y 3,2 m de diámetro, acoplada a un generador asíncrono, a través



de un multiplicador. Los conductos hidráulicos tienen unas dimensiones muy superiores a las requeridas por los aprovechamientos con saltos de media o gran altura, lo que conlleva la realización de importantes trabajos de obra civil cuyo costo llega a superar al de los grupos turbo-generadores. Para reducir el costo global (obra civil + equipos), y en particular reducir el volumen de obra civil, se han concebido un cierto número de configuraciones que han llegado a ser consideradas como clásicas. Todas ellas hacen uso de uno de los dos tipos de turbinas aplicables a estos saltos: la kaplan y la semi-kaplan.

### ***Velocidad específica***

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección, más preciso sin duda que el más convencional y conocido de las envolventes operacionales que acabamos de mencionar.

Por ejemplo, si queremos generar energía eléctrica en un aprovechamiento con un salto neto de 100 metros, utilizando una turbina de 800 kW directamente acoplada a un generador standard de 1500 rpm, empezaremos por calcular la velocidad específica, de lo que se deduce que la única elección posible es una turbina Francis. Si, por el contrario admitimos la instalación de un multiplicador con una relación de hasta 1:3, la turbina podría girar entre 500 y 1.500 rpm, con lo que su velocidad específica podría situarse entre 45 y 134 rpm. De esta forma la elección podría recaer, además de en la Francis, en una Turgo, una Ossberger o una Pelton de dos toberas.

Supongamos ahora que queremos instalar una turbina de 1500 kW de potencia en un aprovechamiento con un salto de 400 m, directamente acoplada a un generador a 1000 rpm. Calcularemos primero la velocidad específica “ $n_s$ ”, que nos confirma debemos seleccionar una Pelton de una tobera, cuyo diámetro, de acuerdo con la ecuación (6.8) ser  $D= 38567800$ .

### ***Cavitación***

Cuando la presión ejercida sobre un líquido en movimiento, desciende por debajo de su presión de vaporización, éste se evapora formando gran número de pequeñas burbujas, que al ser arrastradas a zonas de mayor presión, terminan por estallar. La formación de estas burbujas y su subsiguiente estallido, es lo que constituye la cavitación.

La experiencia demuestra que el estallido de esas burbujas genera impulsos de presión muy elevados, que van acompañados de fuertes ruidos (una turbina en cavitación suena como si a través

de ella pasasen montones de grava), y que la acción repetitiva de esos impulsos produce una especie de corrosión difusa, formando picaduras en el metal (pitting). Con el tiempo esas picaduras, degeneran en verdaderas grietas con arrancamiento de metal. Las elevadas temperaturas generadas por esos impulsos y la presencia frecuente de gases ricos en oxígeno, agravan la corrosión. Un alabe sometido a cavitación aparece al cabo de cierto tiempo lleno de cavidades, lo que obliga a sustituirlo o, si aún se está a tiempo, a repararlo recargándolo por soldadura.

Conviene subrayar que la altura de instalación varía sensiblemente con la altitud de la central. Como es sabido  $H_{atm}$  disminuye aproximadamente 1,1 m por cada 1000 m, desde los 10,3 m de columna de agua al nivel del mar a los 7 m a una altitud de 3000 m.

### ***Velocidad de rotación***

La velocidad de rotación de una turbina es función de su velocidad específica, de su potencia y de la altura del aprovechamiento. En los pequeños aprovechamientos suelen emplearse generadores standard, por lo que hay que seleccionar la turbina de forma que, bien sea acoplada directamente o a través de un multiplicador, se alcance una velocidad de sincronismo.

### ***Velocidad de embalamiento***

Cuando, trabajando a plena potencia hidráulica, desaparece súbitamente la carga exterior, bien sea por corte del interruptor o por fallo en la excitación del alternador, la turbina aumenta su velocidad hasta alcanzar lo que se conoce como velocidad de embalamiento. Esa velocidad varía con el tipo de turbina, el ángulo de apertura del distribuidor y la altura de salto. En las turbinas Kaplan la velocidad de embalamiento puede llegar a ser 3,2 veces superior a la nominal. En las Francis, Pelton, Banki y Turgo, esa relación varía entre 1,8 y 2. Hay que tener en cuenta que al aumentar la velocidad de embalamiento, se encarecen el multiplicador y el generador, que habrán de diseñarse para poder resistir las fuerzas de aceleración centrífuga correspondiente.

## 2. CÁLCULO HIDRÁULICO DE LA CONDUCCIÓN

### 2.1 Objetivo general del cálculo

El objetivo principal de este capítulo es hacer un estudio detallado de las condiciones de funcionamiento de la conducción proyectada, que va desde el depósito de regulación situado en la depuradora a 96,8 metros de cota, hasta la nave donde irá colocada la central hidroeléctrica, a 5,5 metros del nivel del mar.

Se debe prestar especial atención a las pérdidas de carga que pueda sufrir la conducción, ya que un mal diseño puede provocar un error de cálculo de la potencia que genera la turbina. Por otro lado, se deben vigilar las sobrepresiones en la conducción de manera que no se produzca golpe de ariete, con el consecuente peligro de degradación o incluso rotura de la tubería y accesorios.

### 2.2 Introducción

La tubería forzada es la conducción que lleva el agua hasta la turbina, salvando la diferencia de alturas que se presente en cada recurso hidráulico. Debe ser capaz de soportar la presión del agua tanto en condiciones normales como de sobrepresión debida a transitorios, que pueden dar lugar a golpes de ariete, perjudiciales en las instalaciones.

Si se opta por instalar la tubería enterrada, deberá protegerse de la corrosión mediante pinturas adecuadas y recubrimientos de otras clases. Una buena protección evitará realizar un mantenimiento. Enterrar la tubería forzada lleva asociado un aumento de la sostenibilidad medioambiental de la instalación.

### 2.3 Materiales empleados en la tubería forzada

- Acero

Es una solución barata y eficaz, dado que se pueden conseguir tuberías forzadas de cualquier diámetro y espesor. El empleo de acero resistente a la corrosión evitará recubrimientos protectores cuando sea necesario y al mismo tiempo aumentará la resistencia a la rotura y la tenacidad.

Las tuberías forzadas de acero en general se construyen mediante tramos rectos, que van simplemente apoyados sobre pilares coincidiendo con los cambios de dirección. Entre dos anclajes

consecutivos se intercala una junta de dilatación. Las paredes deben resistir tensiones combinadas correspondientes a su trabajo como viga y a su condición de recipiente cilíndrico sometido a presión interna. El momento flector será el correspondiente al de una viga continua. Las reacciones sobre los apoyos se transmiten por esfuerzo cortante entre la chapa y los anillos de soporte, que se diseñan basándose en el comportamiento elástico de los cilindros de débil espesor. Dichos anillos se sueldan a la chapa mediante soldaduras continuas y se rigidizan mediante diafragmas.

Los bloques de anclaje tienen que resistir la componente longitudinal del peso de la tubería llena de agua más las fuerzas de fricción correspondientes a los movimientos de expansión y contracción. Esto lleva a que se recomiende cimentarlos, en la medida de lo posible, sobre roca. También pueden utilizarse tuberías de hormigón con revestimiento interior de chapa de acero, armadas si es necesario con redondos de acero, o incluso presentadas con alambres de alta resistencia y provistas de uniones de enchufe y cordón. Dado su elevado peso, resultan difíciles de transportar y manejar en obra, pero en cambio no exigen ningún tratamiento de protección contra la corrosión.

- Polietileno

El polietileno de baja y media densidad se aprovecha desde hace años en centrales con baja altura de salto. El polietileno de altas prestaciones, en cambio, puede utilizarse en saltos de hasta 160 m. Este material es pesado pero muy robusto.

- PVC

Este material resulta competitivo en alturas de salto que pueden llegar a los 200 m. Resulta más barato que el acero, su manipulación en obra es más sencilla y no requiere ninguna protección contra la corrosión. Si se someten únicamente a esfuerzos longitudinales pueden soldarse empleando disolventes o también pueden unirse empleando conexiones mecánicas. Como contrapartida, este material resulta sensible a la radiación ultravioleta, por lo que las tuberías deberán enterrarse o recubrirse con cinta. Además su coeficiente de dilatación y su fragilidad son mayores que en el acero. No son aptas para ser instaladas en terrenos rocosos.

- Aleaciones de plástico

Recientemente ha salido al mercado una tubería fabricada con una mezcla de PVC y derivados acrílicos. Se puede utilizar en saltos de hasta 160 m, su espesor es menor que el de las tuberías equivalentes de PVC y sus propiedades mecánicas son similares a las del polietileno de altas prestaciones. A diferencia del PVC, se comporta dúctilmente bajo carga, por lo que carece de sus problemas de rotura frágil.

- Refuerzos de fibra de vidrio

Las tuberías reforzadas de fibra de vidrio poseen una elevada resistencia, su peso es un 20% inferior al del acero y sus costos son competitivos.

- Polietileno de alta densidad

Sólo se suministran para diámetros de hasta 30 cm. Pueden ser instaladas al aire libre y se pueden curvar del orden de cuarenta veces su diámetro (para curvas más pronunciadas se puede recurrir a elementos prefabricados). Soportan temperaturas menores de cero grados centígrados.

Su densidad menor que la del agua facilita su transporte al permitir arrastrar los tramos de tubería flotando y tirados por un cable. Las uniones deben ser realizadas mediante soldadura de fusión.

- Madera

Material empleado en los países en vías de desarrollo en los que abunda la madera y la mano de obra. Para diámetros de tubería de 1,5 m, puede ser instalada en alturas de salto de hasta 120 m. Estas tuberías se construyen con dovelas de madera creosotada y zunchadas con flejes de acero, no necesitan juntas de dilatación ni soporte de anclaje y resisten a la corrosión. Sin embargo, sufren dilataciones y fugas, requieren que el tubo esté siempre lleno de agua y el mantenimiento debe ser frecuente.

## 2.4 Presiones a régimen permanente

Para un estudio correcto de la conducción, se deben tener en cuenta tanto, las presiones a régimen permanente que se dan por la existencia de circulación de un fluido en la tubería, como las debidas al régimen variable provocadas por la manipulación de válvulas u otros elementos del sistema.

La presión en régimen permanente es la considerada en cualquier punto de la conducción, siempre y cuando el fluido sea constante en el tiempo. Para el cálculo de la presión se partirá de los datos de caudal estimados en el apartado de demanda de agua. La fórmula es la siguiente:

$$Q = V \times S$$

donde,

- Q , caudal de agua que circula por la tubería por unidad de tiempo ( $m^3/sg$ )
- V , velocidad media del agua en el interior del tubo (m/sg)
- S, sección interior del tubo (metros)

La sección de la tubería es función del diámetro interior del tubo y se calcula con la siguiente fórmula:

$$S = \pi \times \frac{\phi^2}{4}$$

donde,

- $\Phi$  , diámetro interior del tubo (metros)

El estudio de las presiones en todos los puntos de la conducción se realiza por la Ecuación de Bernoulli que corresponde con la siguiente expresión general:

$$Z_a + \frac{P_a}{\gamma} + \frac{V_a^2}{2 \cdot g} = Z_b + \frac{P_b}{\gamma} + \frac{V_b^2}{2 \cdot g} + J_{ab}$$

donde,

- $Z_n$ , cota geométrica del punto considerado (metros)
- $\frac{P_n}{\gamma}$  , corresponde con la altura representativa de la presión en el punto considerado (metros)
- $\frac{V_a^2}{2 \cdot g}$  , es la altura representativa de la velocidad (metros)
- $J_{ab}$  , es el conjunto de las pérdidas de carga considerada entre los dos puntos que se sometan a estudio (metros)

Esta expresión la podemos simplificar de varias maneras, según sea el caso de estudio, en nuestro caso se trata de una tubería a presión y de diámetro constante. Como el caudal va a ser uniforme, la velocidad de circulación del fluido será constante a lo largo de la conducción, podremos simplificar los términos de altura de la velocidad.

$$Z_a + \frac{P_a}{\gamma} = Z_b + \frac{P_b}{\gamma} + J_{ab}$$

Osborne Reynolds observó en el siglo pasado que, cuando se hace circular agua con un hilo de tinta en un tubo de cristal, a una velocidad suficientemente baja, el flujo exhibe un comportamiento típicamente laminar. El agua fluye en forma de tubos múltiples concéntricos, de pared muy delgada. El tubo virtual exterior se adhiere a la pared del tubo real, mientras que cada uno de los siguientes se desplaza a una velocidad ligeramente mayor que el anterior, hasta alcanzar un máximo en el centro del tubo. La distribución de la velocidad toma la forma de un paraboloide de revolución cuya velocidad media es el cincuenta por ciento del valor máximo en el eje del tubo.

Si se aumenta la velocidad llega un momento en el que el hilo de tinta se rompe bruscamente. Las partículas cercanas a la pared, frenan a las que circulan a mayor velocidad por el interior. En ese momento el flujo pasa a ser turbulento, y la distribución de velocidad es más plana. Reynolds encontró que el punto de transición de flujo laminar a flujo turbulento venía determinado por un número adimensional  $NR$  (número de Reynolds) que, en el caso de un tubo de sección circular, viene dado por el producto de la densidad del fluido ( $\rho$ ), el diámetro del tubo ( $m$ ), y la velocidad media  $V$  ( $m/seg$ ), dividido por el coeficiente de viscosidad del líquido ( $\mu$ ). En la fórmula,  $\nu$  es la viscosidad cinemática del fluido ( $m^2/seg$ ).

Se ha encontrado experimentalmente que, en un fluido que circula por un tubo de sección circular y paredes lisas, la transición de flujo laminar a flujo turbulento ocurre aproximadamente cuando  $NR$  alcanza el valor 2000. En realidad esta transición no siempre ocurre exactamente para  $Nr = 2000$ , sino que varía con las condiciones en que se realiza el experimento, de forma que más que un punto de transición lo que realmente existe es una zona de transición.

La viscosidad hace que el agua, circulando por el interior de un tubo, experimente una pérdida de energía  $h_f$  que es debida a:

1. La fricción contra las paredes del tubo.
2. La disipación viscosa como consecuencia de la fricción interna del flujo

La fricción contra las paredes viene condicionada por su rugosidad y por el gradiente de velocidad  $(dv/dr)$  en sus proximidades. Se puede observar, que el gradiente de velocidad, en las cercanías de la pared, es mayor en el flujo turbulento que en el laminar. Por tanto al aumentar el número de Reynolds debe esperarse un aumento de la fricción. Al mismo tiempo, al aumentar la turbulencia aumenta el entremezclado de partículas, y por lo tanto la disipación viscosa en el flujo. Por todo ello, la pérdida de carga en régimen turbulento es siempre mayor que en régimen laminar.

## 2.5 Pérdidas de carga en tuberías

La fricción del agua con las paredes y accesorios de la tubería forzada produce una serie de pérdidas que implican que en la turbina no se tenga la altura bruta del embalse. El estudio de las pérdidas de presión en las tuberías debe atenderse de manera especial, su estimación determina el éxito del funcionamiento y durabilidad de la instalación.

Dentro de los estudios hidráulicos se consideran dos tipos de pérdidas de carga:

- Las debidas al rozamiento ordinario del fluido con las paredes de la tubería, denominadas pérdidas de carga generales o continuas y vienen determinadas por el coeficiente de rozamiento interior de la tubería, que a su vez, está determinado por el tipo de material de la conducción utilizada.
- Las producidas por los accesorios de la tubería, llamadas pérdidas de carga singulares o accidentales, producida por los elementos de unión, regulación, control, etc... que poseen las tuberías, así como el trazado que determina la orografía del terreno. Generalmente esta pérdida de carga es de mayor magnitud que las generales, de manera que si no existen tramos de mucha longitud de tubería sin ningún accesorio, estas se consideran despreciables.

### 2.5.1 Causas generales de las pérdidas de carga en tuberías

Los principales motivos de la pérdida de carga y energía en conducciones de agua fluyente se dividen en dos grupos, como se comentó anteriormente. Ahora, se describirán las acciones susceptibles de producir pérdidas, que se producen dentro de la tubería.

### 2.5.2 Pérdidas generales

Suelen ser de baja magnitud y vienen determinadas por el rozamiento entre el fluido y la pared interior de la tubería. Existen dos tipos de fricción:

- 1) Los frotamientos parietales, es decir, rozamientos o acciones entre el agua y las paredes laterales, a lo largo de toda la superficie mojada de la conducción. Estas pérdidas son de mayor magnitud que las que ahora se definen.

Los frotamientos interiores que son producidos por las acciones y reacciones de una determinada masa de agua con la que tiene alrededor. Aquí se engloban, el rozamiento debido a la viscosidad del líquido, las acciones de la diferencia de velocidad entre masas de agua y por último, la turbulencia de la masa líquida motivada por la diferente dirección de velocidades, aunque esta se de baja magnitud. El rozamiento entre el fluido y la tubería, viene determinado por el coeficiente  $\lambda$ , y depende de la rugosidad en las paredes interiores del tubo. La “rugosidad absoluta” es la altura de las asperezas de tipo medio que presentan las paredes de la conducción, que depende del material que se utilice. La “rugosidad relativa” es la relación entre la rugosidad absoluta y el diámetro del tubo.



La ecuación de Darcy Weisbach formula dichas pérdidas. Se observa que aumentan con la longitud del conducto y la velocidad del fluido en su interior y disminuyen según aumenta el diámetro.

Además son proporcionales a un coeficiente adimensional, conocido como el factor de fricción.

$$h_f = F * \frac{D}{L} * \frac{V^2}{2g}$$

donde,

- $h_f$ , pérdidas de carga por fricción
- $F$ , coeficiente de pérdidas por fricción (m)
- $D$ , diámetro de la tubería (m)
- $L$ , longitud de la tubería (m)
- $V$ , velocidad del flujo (m/sg)
- $g$ , aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )

### 2.5.3 Pérdidas singulares

#### 2.5.3.1 Introducción y concepto

Además de las pérdidas de carga continuas o generales, se tiene que tener en cuenta, que en las conducciones se produce otro tipo de pérdidas debido a fenómenos de turbulencia que se originan al paso de líquidos por puntos singulares de las tuberías como son, cambios de dirección, codos, derivaciones, acoples, juntas, etc., y que se conocen como pérdidas de carga accidentales, localizadas o singulares ( $h_L$ ,  $h_S$ ). La suma de estas pérdidas de carga, más las continuas ( $h_C$ ) dan las pérdidas de carga totales ( $h_T$ ).

#### 2.5.3.2 Cálculo de las pérdidas de carga localizadas

Las pérdidas de carga continuas son de mayor magnitud que las singulares, pudiendo éstas despreciarse cuando supongan menos del 5% de las totales, y en la práctica, cuando la longitud entre singularidades sea mayor de mil veces el diámetro interior de la tubería.

Salvo casos excepcionales, las pérdidas de carga localizadas sólo se pueden determinar de forma experimental, y puesto que son debidas a una disipación de energía motivada por las turbulencias, pueden expresarse en función de la altura cinética corregida mediante un coeficiente empírico. El coeficiente  $K$  es adimensional y depende del tipo de singularidad y de la velocidad media en el interior de la tubería. En la práctica y para cálculos rápidos que no precisen de gran exactitud, se suelen adoptar los siguientes valores aproximado del coeficiente:

ACCESORIOS	K	L/D
Válvula esférica (totalmente abierta)	10	350
Válvula en ángulo recto (totalmente abierta)	5	175
Válvula de seguridad (totalmente abierta)	2,5	-
Válvula de retención (totalmente abierta)	2	135
Válvula de compuerta (totalmente abierta)	0,2	13
Válvula de compuerta (abierta ¼)	1,15	35
Válvula de compuerta (abierta ½)	5,6	160
Válvula de compuerta (abierta ¾)	24	900
Válvula de mariposa (totalmente abierta)	-	40
“T” por la salida lateral	1,8	67
Codo a 90º de radio corto (con bridas)	0,9	32
Codo a 90º de radio normal (con bridas)	0,75	27
Codo a 90º de radio grande (con bridas)	0,6	20
Codo a 45º de radio corto (con bridas)	0,45	-
Codo a 45º de radio normal (con bridas)	0,4	-
Codo a 45º de radio grande (con bridas)	0,35	-

Tabla 3.1 “valores comunes de K”

Para determinar el valor de la pérdida es el resultante del producto entre el valor del coeficiente por la carga a velocidad del conducto, tal y como muestra la siguiente ecuación:

$$h_s = K * \frac{V^2}{2g}$$

### 2.5.3.3 Longitud equivalente de la conducción

Un método no completamente exacto pero válido a efectos de estimar las pérdidas de carga localizadas, consiste en expresarlas en forma de longitud equivalente ( $L_e$ ), es decir, valorar cuántos metros de tubería recta del mismo diámetro producen una pérdida de carga continua que equivale a la pérdida que se produce en el punto singular. Por tanto, la longitud equivalente de una singularidad puede determinarse igualando las fórmulas para el cálculo de  $h_s$  y  $h_c$ .

A efectos prácticos, en muchos casos se simplifica el cálculo suponiendo que las  $h_s$  suponen un porcentaje del orden del 5 – 20 % de las pérdidas de carga continuas, según el número y tipo de singularidades.

En estos casos, por tanto, la pérdida de carga total será la producida en una tubería por rozamiento incrementando su longitud entre un 5–20%.

#### **2.5.4 Pérdidas localizadas de mayor importancia cuantitativa.**

- **Pérdidas localizadas en un ensanchamiento brusco de sección**

Aunque la tubería se ensanche bruscamente, el flujo lo hace de forma gradual, de manera que se forman torbellinos entre la vena líquida y la pared de la tubería, que son la causa de las pérdidas de carga localizadas.

Aunque en la mayoría de los casos las pérdidas de carga localizadas, se calculan a partir de la ecuación, obteniéndose  $K$  empíricamente, en este caso pueden deducirse de forma analítica.

- **Pérdidas localizadas en un ensanchamiento gradual de sección**

Son los difusores, en los que se producen, además de las pérdidas de carga por rozamiento como en cualquier tramo de tubería, otras singulares debido a los torbellinos que se forman por las diferencias de presión (al aumentar la sección disminuye la velocidad, y por lo tanto el término cinético, por lo que la presión debe aumentar).

A menor ángulo de conicidad ( $q$ ), menor pérdida de carga localizada, pero a cambio se precisa una mayor longitud de difusor, por lo que aumentan las pérdidas de carga continuas. Se trata de hallar el valor de  $q$  para el que la pérdida de carga total producida sea mínima.

- **Pérdidas localizadas en un estrechamiento brusco de sección**

En este caso, el flujo continúa convergiendo después de la embocadura durante una cierta distancia, a partir de la cual se produce su ensanchamiento. Por tanto, se formarán turbulencias entre el flujo y las paredes de la tubería, y también entre éstas y la vena líquida contraída, como se indica en la figura.

- **Pérdidas localizadas en un estrechamiento gradual de sección (tobera)**

Puesto que el líquido aumenta su velocidad al pasar por la tobera, también disminuye su presión. Por tanto, las condiciones no favorecen la formación de torbellinos, siendo casi la totalidad de las

pérdidas de carga que se producen debidas al rozamiento. Los valores de K suelen oscilar entre 0.02 y 0.04, por lo que, en la práctica, estas pérdidas de carga se desprecian.

### **2.5.5 Consideraciones prácticas para evaluar las pérdidas accidentales**

1. Para válvulas, puede tomarse como equivalente la pérdida de carga por rozamiento en una tubería recta de 10 m de longitud y de igual diámetro que el accesorio.

2. En ocasiones, puede tomarse una longitud total de tubería incrementada en un 5 – 20 %, dependiendo de la longitud y el mayor o menor número de puntos singulares.

3. Las pérdidas localizadas en general pueden despreciarse cuando, por término medio, haya una distancia de 1000 diámetros entre dos puntos singulares.

### **2.6 Regímenes transitorios**

Cuando se produce un cambio brusco de régimen en una tubería, debido por ejemplo al cierre rápido de una válvula, la fuerza generada por el cambio de velocidad de la masa de agua implicada en el fenómeno puede producir un incremento de presión en el tubo que aunque transitorio, es de un orden de magnitud muy superior al de la presión hidrostática. A esta onda de presión se la conoce por el nombre de golpe de ariete y sus efectos pueden ser catastróficos: la tubería puede estallar por sobrepresión o aplastarse por vacío relativo.

Manning es el resultado de un ajuste de curvas y es por tanto completamente empírica. El coeficiente “n” no es adimensional, por lo que lo que aquí se expone al respecto solo es válido en unidades del sistema internacional. Asimismo, hay que tener en cuenta que estas ecuaciones son solo válidas para canales de fondo plano. En canales aluviales, con diversas formas de fondo, el análisis es mucho más complejo.

Aun cuando desde el punto de vista hidráulico la sección óptima minimiza la sección necesaria para hacer pasar un cierto caudal, el volumen de excavación exigido puede hacerla inapropiada.

## ANEXO IV

### IMPACTO AMBIENTAL

#### 1. Objetivo

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

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

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

Según el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de Enero, modificado por la ley 6/2010, de 24 de marzo y la Ley 4/2008 autonómica, de 12 de Noviembre, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, de evaluación de impacto ambiental “la persona física o jurídica, pública o privada que se proponga realizar un proyecto de los comprendidos en la ley, acompañará la solicitud de un documento comprensivo del proyecto con al menos el siguiente contenido”:

- La definición, características y ubicación del proyecto.
- Las principales alternativas que se consideran y análisis de los potenciales impactos de cada una de ellas.
- Un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado por el proyecto.

Esta ley tiene como objeto promover un desarrollo sostenible, conseguir un elevado nivel de protección del medio ambiente y contribuir a la integración de los aspectos ambientales en la preparación y adopción de planes y programas, mediante la realización de una evaluación ambiental de aquellos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente. También, en esta ley, se incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de Junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

En los proyectos que deban ser autorizados y aprobados por la Administración General del Estado, la solicitud y la documentación a la que se refiere este apartado, se presentarán ante el órgano de competencia sustantiva.

## 2. Metodología general

Un impacto ambiental identificado por una acción simple de un proyecto sobre un factor ambiental queda determinado por su signo y su valor. El signo puede ser positivo o benéfico y negativo o perjudicial. Su valor viene determinado por la magnitud del impacto y de su incidencia. La magnitud representa la cantidad y calidad del factor modificado.

La incidencia se refiere al grado o intensidad de la alteración producida, a la severidad del daño causado por lo negativo, y a una serie de atributos de tipo cualitativo que caracterizan la alteración.

Los atributos más significativos, son los siguientes:

- La intensidad y grado de incidencia
- La extensión o área del efecto en relación con el total del entorno considerado
- El momento o periodo de tiempo que transcurre entre la acción y la aparición del efecto.
- La persistencia y tiempo de permanencia del efecto.

El problema de la valoración gira en torno a la definición de los conceptos de calidad y fragilidad, que se explican a continuación:

### Calidad

Se entiende como el grado de excelencia o mérito para no ser alterado, o de otra manera, mérito para que su estructura anual se conserve. Además el concepto de calidad está relacionado con muchos otros, como son:

- Valor naturalístico, que se entiende por el mérito de una unidad debido al estado de conservación de los ecosistemas que contiene la presencia de especies notables.
- Valores relacionados con la productividad, tanto agraria como ecológica, medida en términos de energía fijada por unidad de superficie y tiempo.
- Valores preceptuales y culturales, abarcan aquellos valores subjetivos derivados del paisaje

### **Fragilidad**

Se conoce como el grado de susceptibilidad al deterioro, de un determinado sistema, ante la incidencia de determinadas actuaciones sobre él. Está relacionada con:

- Nivel de degradación, estima el grado de conservación de la biocenosis vegetal indicando el punto de empobrecimiento sufrido por la influencia humana.
- Reversibilidad, expresa el grado de dificultad que una unidad degradada tiene para volver naturalmente al estado anterior del impacto.

El impacto total o agregado del proyecto va a depender de los impactos parciales producidos sobre cada factor ambiental afectado y de la importancia o peso relativo de dichos factores.

### **3. Definición del espacio pre-operacional**

La ubicación precisa de la instalación que se pretende llevar a cabo en el presente proyecto, pertenece al término municipal de Santa Cruz de Tenerife. Dicho municipio es la capital de la provincia que lleva el mismo nombre. El barrio de Buenos Aires se encuentra en la parte alta de la ciudad y forma parte del polígono industrial Costa Sur, el cual abarca gran parte de la actividad industrial de la ciudad, con lo que la inclusión de la instalación que se quiere proyectar no debe suponer un gran impacto.

El terreno susceptible de impacto, comprende la planicie de la montaña donde está situada la EDAR, el acantilado donde irá colocada la conducción y el terreno a nivel del mar donde colocaremos la nave que albergará los equipos.

### **4. Descripción del proyecto**

El “Aprovechamiento hidroeléctrico del Agua Residual Tratada de la Estación Depuradora del Barrio de Buenos Aires” pretende generar electricidad por medio de una turbina hidroeléctrica que aprovecha el agua residual depurada, y el desnivel existente entre la depuradora y el nivel del mar. La potencia instalada será de 272 kW que estarán conectados a la red de abastecimiento insular de energía eléctrica.

## 5. Actividades susceptibles de impacto

Ya se han comentado las medidas correctoras a aplicar según sea el factor que se altera, ahora se trata de dividir dichas de medidas de aplicación en las diferentes fases que va a tener la instalación de la central hidroeléctrica.

### 5.1 Fase de preparación del terreno y construcción

#### *Actividades a realizar*

#### 1. Preparación del terreno

Al comienzo de la obra, en la fase de preparación del terreno que va a albergar la nave y las conducciones, se debe retirar cubierta vegetal de las zonas donde se van a implantar los elementos de la instalación además de preparar una zona de tránsito que asegure evitar el contacto con otras zonas. Se deben utilizar los caminos de servicio existentes en la zona, excepto que no exista, en ese caso se habilitará un camino nuevo. En cuanto al cableado eléctrico, se debe intentar siempre construir enterrado.

El desbroce de vegetación a lo largo de la zona de servidumbre es el trabajo inicial de instalación de los elementos de la central, que implicará pérdidas de cubierta vegetal en el área de la franja de servidumbre, debido a las excavaciones para colocar la nave que alberga los equipos y el depósito de regulación.

#### 2. Transporte y movilización

Los vehículos pesados motorizados (volquetes, tractor, grúa, etc.) a ser usados en las obras de instalación producirán emisiones de gases de combustión (NO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>) y material particulado durante el desarrollo de trabajos de obras civiles y mecánicas, trayendo consigo un impacto temporal y mínimo al ambiente, alterando la calidad del aire. El presente impacto a generarse es considerado como mínimo debido a lo pequeño del proyecto. Los gases de combustión si bien contaminan el aire, el impacto es mínimo debido a su volumen relativamente bajo y a la rápida dilución por efecto del viento y la lluvia: la generación de ruido es temporal y puntual. Asimismo es posible la ocurrencia de derrames de aceites, lubricantes y/o combustible como consecuencia del desplazamiento de vehículos que presentes desperfectos mecánicos, lo que ocasionaría la contaminación del suelo. Por otro lado, el transporte de equipos y materiales puede ocasionar riesgos de accidentes en el transporte y manejo de equipos pesados en la ruta que seguirán los vehículos entre los puntos de acopio y el área del proyecto.



### 3. Construcción y emplazamiento de obra civil

La construcción de la central y sus instalaciones anexas incluye básicamente, excavaciones, preparación del terreno, colocación de encofrados y mallas, vaciado y curado del concreto y retiro de encofrados: asimismo construcción de pisos, vigas, columnas, paredes y techos de naves y sus acabados.

El impacto de dichas obras está relacionado mayormente con emisiones de ruido de maquinaria (concretera, apisonadoras, rodillos, etc.), así como posibles accidentes personales de quienes trabajan en las demoliciones, excavaciones por causas de derrumbamientos, caídas, entre otros, en las maniobras de encofrados y vaciados de concreto: asimismo accidentes por caídas, golpes, contusiones en trabajos en altura (techos, paredes, etc.).

Asimismo, la habilitación del terreno para la conducción, implica remoción de suelo y roca, generación de polvo, erosión, así como restos de rocas desprendidas cercanas al acantilado donde se pretende ubicar, se deberá colocar un mallado de protección en todo el tramo de conducción, de manera que se evite la caída de cualquier tipo de objeto.

Como consecuencia de esta actividad, se generará un impacto en el aire por la generación de polvo, e impacto en el suelo, con la afectación principalmente sobre la vegetación existente en las áreas próximas a la zona de trabajo. Otro posible impacto será la generación de ruido por las maquinarias y trabajos de corte. De acuerdo a valores prácticos típicos, se prevé que el ruido no alcanzará los niveles nocivos determinados para zonas industriales.

### 4. Montaje y pruebas de equipos electromecánicos

En esta tarea es importante asegurar debidamente la zona de trabajo, de manera que ningún imprevisto ocasione incidentes. Cuando se disponga el montaje de la conducción principal hay riesgos de caídas o desprendimientos ya que nos encontramos en una zona de acantilado.

## 5. Manejo de residuos

El manejo de los residuos que se generen en la preparación del terreno y en la instalación del proyecto podrían producir impactos si no se manejan adecuadamente, tales como:

- En el almacenamiento: contaminación del suelo si se ponen en contacto con suelo desnudo.
- En el transporte de tierra y otros residuos: emisiones de polvo del material transportado: emisiones de escape de los vehículos de transporte (volquetes, etc.): emisiones de ruido.
- En la disposición: contaminación del suelo de no disponerse adecuadamente en un relleno sanitario.

Se tiene que tener especial cuidado en disponer adecuadamente algunos residuos de tipo peligroso como restos de solventes y pinturas, baterías, latas de productos químicos, etc. Otros residuos como chatarra, madera, papeles, cartones, plásticos, etc., tendrán un potencial de contaminación nulo, que incluso podrían reciclarse. Los residuos de tierra y concreto no se consideran peligrosos si no están contaminados con hidrocarburos al retirarlos.

La medida más importante que se debe aplicar, al término de esta fase, es la de restituir la cubierta vegetal de las zonas de tránsito y de los caminos creados para facilitar el traslado y montaje.

### 5.2 Fase de explotación y abandono

#### *Actividades a realizar*

#### 1. Operación de la casa de máquinas y la subestación

El factor más importante a analizar es nivel de ruido que produce la operación de la turbina y los equipos anexos. En nuestro caso, la nave que alberga el equipo se ubica lejos de cualquier núcleo poblacional con lo que se prevé que este impacto no será de mucha importancia.

#### 2. Mantenimiento

En esta fase, factor más importante a tener en cuenta, viene dado por el crecimiento de la vegetación existente en los alrededores de la instalación, que puede llegar a ponerse en contacto, con el consecuente peligro de incendio. Por otro lado, se debe respetar, en la máxima medida de lo posible, a la fauna local en todas las acciones que se lleven a cabo en la central y en las instalaciones anexas.

Las necesidades de operación y mantenimiento deberán satisfacerse por el personal disponible, el cual tiene que tener la formación y experiencia suficiente.

### 3. Cierre de operaciones y abandono

Los impactos que podrían presentarse son básicamente sobre la salud de las personas, en virtud de situaciones inseguras que puedan presentarse por falta de observación de procedimientos seguros al momento de desmontar las instalaciones.

Las principales acciones a realizar son la demolición de las obras civiles, el desmontaje de los equipos electromecánicos y el relleno de las excavaciones, que mayormente producirán ruido y polvo con impacto muy localizado y breve.

En caso de llegar a este punto, se debe asegurar la retirada de todo tipo de escombros y cualquier resto de las instalaciones respetando así, la fauna y flora local. Los cimientos de la nave serán retirados y/o enterrados dada su naturaleza no contaminantes.

## 6. Valoración de impactos

La metodología de evaluación de impactos ambientales aplicada en el presente EIA es una modificación de la Matriz de Leopold propuesta por Vicente Conesa-Fernández en su obra "Guía Metodológica para la evaluación del impacto ambiental".

La valorización es de tipo cualitativa y se efectúa a partir de una matriz de impactos que tiene la misma estructura de columnas (acciones impactantes) y filas (factores impactados).

Cada casilla de cruce en la matriz o elemento tipo, dará una idea del efecto de cada acción impactante sobre cada factor ambiental impactado. Al ir determinando la importancia del impacto, de cada elemento tipo, se estará construyendo la matriz de importancia.

Los elementos de la matriz de importancia o contenido de una celda, identifican el impacto ambiental generado por una acción simple de una actividad sobre un factor ambiental considerado.

Siguiendo lo expuesto por Vicente Conesa, se propone que los elementos tipo estarán ocupados por la valoración correspondiente a once características del efecto producido por la acción sobre el factor considerado. Estas once características corresponden a:

- Carácter (+/-), el signo del impacto hace alusión al carácter benéfico (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.
- Magnitud (M), este término se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor ambiental en que actúa.

- Extensión (EX), se refiere al área de influencia del impacto en relación con el entorno del proyecto (% de área respecto al entorno en que se manifiesta el efecto).
- Duración (D), el plazo del manifiesto del impacto alude al tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado.
- Persistencia (PE), se refiere al tiempo que, supuestamente, permanecería el efecto desde su aparición y, a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o mediante la introducción de medidas correctivas.
- Reversibilidad (RV), se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor ambiental afectado por el proyecto, es decir, a la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales.
- Recuperabilidad (MC), se trata de la posibilidad de reconstrucción, parcial o total, del factor ambiental afectado como consecuencia del proyecto, es decir, a la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción por medio de la intervención humana.
- Sinergia (SI), este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. La componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que podría esperarse de las acciones cuando ocurrieran individualmente.
- Acumulación (AC), este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando la acción que lo genera persiste de forma continua o reiterada.
- Efecto (EF), este atributo se refiere a la relación causa-efecto. El efecto puede ser directo o primario, siendo en este caso la repercusión de la acción consecuencia directa de ésta. En el caso de que el efecto no sea consecuencia directa de la acción, se considera como secundario.
- Periodicidad (PR), se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico), de forma impredecible en el tiempo (efecto irregular), o constante en el tiempo (efecto continuo).

A continuación se muestran los criterios de clasificación junto con el rango de valores que pueden tomar los diferentes efectos según sea el grado de la alteración:

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS					
Atributo	Clasificación	VALOR	Atributo	Clasificación	VALOR
<b>Carácter</b>	Positivo	+	Recuperabilidad	Recuperable	1-2
	Neutro	0		Mitigable	4
	Negativo	-		Irreparable	8
<b>Extensión</b>	Directa	1	Sinergia	No sinérgico	1
	Local	2		Moderado	2
	Regional	4		Alto	4
<b>Duración</b>	Corto plazo	1	Acumulación	No acumulativo	1
	Medio plazo	2		acumulativo	4
	Largo plazo	4	Efecto	Directo	1
<b>Magnitud</b>	Ninguna	1		Primario	4
	Baja	6	Discontinuos	1	
	Alta	12	Periodicidad	Periódicos	2
<b>Persistencia</b>	Fugas	1		Continuo	4
	Temporal	2			
	Permanente	4			
<b>Reversibilidad</b>	Corto plazo	1			
	Medio plazo	2			
	Irreversible	4			

Tabla 4.1 "Criterios de clasificación y valoración de impactos" (Conesa)

- Importancia (I), este índice marca la importancia del impacto, o sea, la importancia del efecto de una acción sobre el factor ambiental. La importancia se estima de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I = +/- (3 * M + 2 * EX + D + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC)$$

Los impactos con valores de importancia inferiores a 25 son irrelevantes. Los impactos moderados presentan una importancia entre 25 y 50. Finalmente, los impactos se consideran severos cuando la importancia se encuentre entre 50 y 75 y críticos cuando ésta rebase los 75 puntos.



Para cada etapa que comprende el estudio “Aprovechamiento Hidroeléctrico del Agua Residual Tratada de la Estación Depuradora de Aguas Residuales del barrio de Buenos Aires”, (Preparación del Terreno y Construcción, Explotación y Abandono) se ha desarrollado una Matriz de Valoración de Impactos, cuyos detalles se muestran en el siguiente apartado.

### **6.1 Resolución de la matriz de impacto**

Primero se muestra la matriz con los valores finales de “importancia” para los factores ambientales que se ha considerado que son susceptibles de impacto y más adelante, el origen de los resultados.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTO			PREPARACIÓN Y CONSTRUCCIÓN					EXPLOTACIÓN Y ABANDONO			Sumatoria de I
			Transporte y movilización	Preparación del terreno	Construcción y emplazamiento de obra civil	Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	Manejo de residuos	Operación de la casa de máquinas y la subestación	Mantenimiento	Cierre de operaciones y abandono	
Componente ambiental	Indicadores de cambio		I	I	I	I	I	I	I	I	
MEDIO FÍSICO	AIRE	Calidad del aire/Emisiones	-19	-21	-27	0	-15	0	-19	-17	-118
		Niveles de ruido y vibraciones	-16	-24	-26	-13	0	-20	-23	-22	-144
	AGUA	Calidad de agua superficial	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad del agua de mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SUELO	Erosión	-23	-25	-32	0	0	0	-18	-25	-123
		Afectación del hábitat	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad de suelo por desechos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIO BIOLÓGICO	FLORA	Flora terrestre	-17	-25	-32	-13	-18	0	-24	-21	-150
		Flora acuática	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	FAUNA	Fauna terrestre	-17	-24	-29	-13	-18	0	-20	-22	-143
		Fauna acuática	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIO SOCIO-ECONÓMICO Y CULTURAL	SOCIAL	Número de visitantes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad visual y paisaje	0	-24	-33	-12	0	0	0	-16	-85
		Generación de empleo	29	24	33	26	14	43	43	29	241
		Infraestructuras/Servicio eléctrico	22	17	30	20	14	42	23	28	196
		Servidumbre de la tierra y mejora	22	25	30	0	0	52	30	31	190
		Calidad de vida de población	0	14	17	16	0	42	0	16	105
EVALUACIÓN	Sumatoria de índices de impacto ambiental (I)		-19	-63	-69	11	-23	159	-8	-19	-31
	Número de impactos positivos		3	4	4	3	2	4	3	4	
	Número de impactos negativos		5	6	6	4	3	1	5	6	

#### CALIDAD DEL AIRE Y EMISIONES

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	1	1	1	1	4	1	1	-19
Preparación del terreno	3	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-21
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	2	1	4	4	1	1	-27
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	3	2	1	1	2	2	1	1	1	1	-15
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	1	1	1	-19
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17

#### FLORA TERRESTRE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	2	-25
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	4	-32
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	-13
Manejo de residuos	3	2	1	2	1	2	1	4	1	1	-18
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	4	2	2	-24
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	3	1	1	4	1	1	-21

#### NIVELES DE RUIDO Y VIBRACIONES

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	1	1	1	4	1	1	-16
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	1	1	4	4	1	1	-26
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	0	0	2	1	1	0	4	1	1	-13
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	6	2	2	2	4	1	0	1	1	1	-20
Mantenimiento	3	2	2	4	2	1	4	1	2	2	-23
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	-22



#### FAUNA TERRESTRE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	1	-29
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	2	1	0	1	1	1	-13
Manejo de residuos	3	2	1	2	2	2	0	4	1	1	-18
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	1	2	1	-20
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	-22

#### EROSIÓN

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	2	1	1	4	1	1	-23
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	2	-25
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	4	-32
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	1	1	4	1	1	1	-18
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	4	1	1	4	1	1	-25

#### CALIDAD VISUAL Y PAISAJE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Preparación del terreno	6	2	2	4	1	1	1	4	1	2	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	4	2	-33
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	0	1	1	1	-12
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	1	1	1	1	1	1	-16

#### GENERACIÓN DE EMPLEO

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	12	2	1	4	2	1	1	4	1	1	29
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	24
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	4	2	1	4	4	1	1	33
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	6	2	2	4	1	1	4	4	1	1	26
Manejo de residuos	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	4	1	4	4	2	4	43
Mantenimiento	12	4	2	4	4	1	4	4	4	4	43
Cierre de operaciones y abandono	12	2	1	4	2	1	1	4	1	1	29

#### CALIDAD DE VIDA

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Preparación del terreno	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Construcción y emplazamiento de obra civil	3	2	2	1	1	1	4	1	1	1	17
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	4	1	1	1	16
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	4	4	1	4	4	1	42
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	1	1	1	1	1	1	16

#### INFRAESTRUCTURAS Y SERVICIO ELÉCTRICO

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	22
Preparación del terreno	6	2	2	1	1	1	1	1	1	1	17
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	2	1	1	4	4	1	1	30
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	2	1	1	1	4	4	1	1	20
Manejo de residuos	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	1	4	4	4	1	4	42
Mantenimiento	6	4	2	2	1	1	4	1	1	1	23
Cierre de operaciones y abandono	12	2	1	4	1	1	1	4	1	1	28

SERVIDUMBRE DE LA TIERRA Y MEJORA DE ACCESOS											
Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	22
Preparación del terreno	12	4	2	1	1	1	1	1	1	1	25
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	2	1	1	4	4	1	1	30
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	8	4	4	4	4	4	4	4	4	52
Mantenimiento	6	8	2	4	2	1	1	1	1	4	30
Cierre de operaciones y abandono	12	4	2	4	1	1	1	4	1	1	31

Primero se muestra la matriz con los valores finales de “importancia” para los factores ambientales que se ha considerado que son susceptibles de impacto y más adelante, el origen de los resultados. En la matriz se observa que el valor final del sumatorio de la importancia “I”, es de -31, con lo que el impacto se considera moderado y muy cerca de ser insignificante.

La actividad que produce mayor impacto negativo es la construcción y emplazamiento de la obra civil que afecta moderadamente a los factores ambientales en riesgo. Con la aplicación de las medidas correctoras que se exponen en el siguiente apartado, conseguiremos asegurar la viabilidad ambiental del estudio de la central hidroeléctrica. La razón principal es que la zona del estudio se sitúa en terreno industrial y muy lejos de núcleos de población a los que se pueda afectar de manera directa.

## 6.2 Factores ambientales en riesgo

Los factores ambientales, se definen como factores del medio susceptible de recibir impactos, los elementos, cualidades y procesos del entorno que pueden ser afectados por el proyecto. Se deben aplicar los siguientes criterios de evaluación:

- Ser relevantes, es decir, portadoras de información significativa sobre el estado y funcionamiento del medio.
- Ser excluyentes, por tanto, sin solapamientos ni redundancias que puedan dar lugar a repeticiones en la identificación de impactos.
- Ser cuantificable en la medida de posible, directamente o indirectamente a través de algún indicador.

- Ser fácilmente identificables, es decir, susceptibles de una definición nítida y de una percepción fácil sobre campo, mapas o información estadística.

A continuación, se definen los efectos y medidas correctoras a aplicar, de los factores ambientales, que son susceptibles de impacto, en obras de construcción de pequeñas centrales hidráulicas. Hay que considerar, que en nuestro proyecto, no se afecta a la fauna piscícola, que es uno de los impactos más perjudiciales en obras de este tipo, debido a que el recurso que se aprovecha es agua residual depurada y no un curso natural de agua.

### **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.

### **Afección a la flora terrestre**

#### *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.

### **Alteraciones sobre la fauna**

#### *Efectos*

- a) 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.
- b) Aumento de la mortandad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- c) Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.

#### *Medidas correctoras*

- a) Creación de zonas alternativas a los hábitats desaparecidos.
- b) Diseño de apoyos e instalación de “salvapájaros”.
- c) Insonorización del edificio y las turbinas.

### **Las alteraciones debidas a las emisiones**

#### *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. Mientras duren las obras, se procederá a realizar de forma periódica el riego de los caminos de tierra de acceso a las obras.

### **Alteraciones producidas por el ruido y vibraciones**

#### *Efectos*

- a) Caída de partículas de tierra o piedras mientras duren los trabajos de colocación de la conducción y de la casa de máquinas, ya que se encuentran ubicados bajo la influencia de un acantilado.

#### *Medidas correctoras*

- b) Colocación de mallas de protección a la hora de realizar trabajos con maquinaria pesada y/o intentar evitar en la medida de lo posible que el personal de la obra trabaje bajo el comentado peligro de desprendimiento.

### **Cambios en la calidad visual y 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.

### **Alteraciones del medio social y cultural**

#### *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.

#### *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.

### **6.3 Programa de vigilancia ambiental**

El Programa de Vigilancia Ambiental debe entenderse como el conjunto de criterios de carácter técnico que, en base a la predicción realizada sobre los efectos ambientales del proyecto, permitirá realizar a la Administración un seguimiento eficaz y sistemático tanto del cumplimiento de lo estipulado en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), como de aquellas otras alteraciones de difícil previsión que pudieran aparecer.

Presenta una doble vertiente, representa un contrato del promotor con la Administración que le obliga a llevar a cabo lo dicho en el estudio de impacto ambiental y le hace responsable. La Administración no se hace cargo de las medidas correctoras ni del Plan pero atenderá a los informes derivados del plan de seguimiento.

Por tanto, los objetivos de dicho plan podrían enumerarse como sigue:

- Verificación, cumplimiento y efectividad de las medidas del EIA.
- Seguimiento de impactos residuales e imprevistos que se produzcan tras el comienzo de la explotación, así como afecciones desconocidas, accidentales, indirectas...
- Base para la articulación de nuevas medidas en función de la eficacia y eficiencia de las medidas correctoras pertinentes que aparezcan en la DIA.
- Fuente de datos para futuros EIA, útil para el propio promotor también si se tienen experiencias sistematizadas.

Para cada medida correctora habremos de elaborar una ficha con unas características mínimas:

- Medida correctora a la que hace referencia.
- Indicadores, tanto de realización como de efectividad de la medida.
- Método de control, con un calendario de medida, unos puntos de muestreo fijos y un sistema de medición.
- Datos de referencia o establecimiento de umbrales (mínimos en cuanto a umbrales de intolerancia, umbrales de alerta y umbrales inadmisibles).
- Medidas de urgencia.
- Formación necesaria por parte de la persona que hace el control.

Dentro del Plan no sólo hay que analizar la medida correctora sino su influencia en elementos adyacentes para descubrir posibles sistemas afectados. Hay que hacer uso de indicadores representativos, fiables y relevantes de la influencia en el sistema, así como fáciles de medir y de número reducido.

La retroalimentación consiste en la reconsideración de objetivos, si no ha habido efectos se puede decidir eliminar actividades del plan de seguimiento, para reducir costes, o se pueden incluir revisiones para impactos no previstos. Debe existir cierta flexibilidad pero con compromiso, hay que trabajar con los objetivos.



## 7. Conclusión

El proyecto, a priori, no presenta ningún factor que sufra un impacto ambiental grave en ninguna de las fases. Por lo tanto, con las medidas correctoras que se deben aplicar, no se esperan grandes problemas de tipo medioambiental. El hecho de que la zona sensible de impacto, se encuentre situada en terreno industrial aminora el riesgo de todo tipo de impacto, ya que la zona en cuestión no presenta a penas masa vegetal. Tampoco existen núcleos urbanos cercanos a la explotación. En conclusión, la evaluación del impacto ambiental en este proyecto debe centrarse en cumplir los siguientes criterios, que a priori, se previenen que son los que más alteración pueden causar a la hora de llevar a cabo las instalaciones:

- Mínimo impacto visual
- Regeneración del terreno



## ANEXO V

### INVESTIGACIÓN DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

#### 1. Introducción

El objetivo de este estudio es valorar la incorporación de un sistema de aprovechamiento energético hidroeléctrico que utilizará como recurso el agua residual depurada de la EDAR de Santa Cruz de Tenerife. Las singularidades del territorio insular, vistas en el primer anexo del estudio, animan el fomento de este tipo de iniciativas ya que favorecen el desarrollo e innovación de una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente. Este proyecto incorpora como recurso energético un agua que no compite con otros usos, ya que normalmente se vierte al medio marino, y cuya dotación es continua, debido a que no dependen de la climatología.

En nuestro país se están realizando varios planes de acción estratégica definidos para impulsar las iniciativas de I+D+i para todos los sectores, en adecuación con los programas europeos. El Programa de Trabajo 2011 publicado por la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología, se engloba dentro del Plan Nacional de I+D+i y tiene como objetivo agrupar y coordinar los distintos programas en una estrategia común para mejorar la transferencia del conocimiento y la excelencia científica, y favorecer la coordinación con los programas europeos y con los programas de las Comunidades Autónomas.

En el ámbito energético el plan contempla el favorecer proyectos con las finalidades que se tratan en este trabajo, específicamente en el grupo que se detalla a continuación:

- **Proyectos específicos de I+D+i en energía y cambio climático**, cuyos objetivos son favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

En el archipiélago también se han realizado planes para fomentar e incrementar las iniciativas en esta temática, como el Plan Canario Integrado de I+D+i 2007-2011. Actualmente se está elaborando la ampliación del plan hasta 2015, cuyo borrador ya está disponible. El objetivo principal del plan será “Constituir el instrumento básico para promover un nuevo modelo de crecimiento inteligente basado en el conocimiento, mejorando así la competitividad de los sectores productivos”.

Este capítulo tiene como objetivo definir los mecanismos de Investigación, desarrollo e innovación que pueden ser aplicables a la idea elaborada en este estudio.

## **2. El Proceso de Transferencia Tecnológica**

La transferencia tecnológica es el conjunto de acciones encaminadas a facilitar el rendimiento comercial en el mercado de los resultados de las actividades de I+D que realizan las universidades y centros de investigación. Corresponde a una etapa del proceso global de comercialización de la tecnología y engloba la transferencia de Capital Intelectual y Know- How entre organizaciones.

La transferencia de tecnología es un proceso mediante el cual se identifican, categorizan y caracterizan las necesidades y demandas tecnológicas de los productores de un sector determinado y se formulan soluciones. Mediante la planificación estratégica, la estructura organizacional y la innovación, se busca satisfacer necesidades a nivel interno para optimizar resultados a nivel externo. La transferencia tecnológica hace énfasis en el sector, el medio ambiente y la profesión.

Esta transferencia, se da no solo por la compra de equipos relacionados con las nuevas tecnologías. También tiene que ver con el recurso humano y con otras áreas organizacionales, para efectuarse, se cumplen diferentes etapas que definirán su labor positiva o no de acuerdo con las características de cada organización. No existe una determinada secuencia de etapas, esto depende del sistema que adopte la transferencia como tal. Entre tales etapas se encuentra la identificación de necesidades, la generación de tecnología o su adquisición, asimilación y difusión, la innovación, el análisis de mercado y de factibilidad.

## **2.1 Innovación Tecnológica**

La innovación de la tecnología se define como la transformación de una idea en un nuevo o mejor producto que se pueda introducir en el mercado, en un proceso innovador dirigido a la industria. Se caracteriza por ser un proceso global, implica toma de decisiones e integración de la tecnología a la empresa. La estrategia innovadora se debe interrelacionar con la competitividad y no permitir que la I+D se aísle del resto del planeamiento.

## **2.2 Breve descripción de la innovación planteada en el proyecto**

El presente estudio introduce la idea del aprovechamiento energético de las aguas residuales tratadas en una estación depuradora, antes de su vertido al medio marino. Este concepto, ya ha sido utilizado en muchos países, pero es una iniciativa innovadora en España y en mayor medida, en las Islas Canarias.

Este documento pretende definir la manera más adecuada de abordar la instalación de una pequeña turbina, que generará energía eléctrica, aprovechando los 96,8 metros de desnivel existentes entre la depuradora y el nivel del mar, y un caudal variable de agua residual de aproximadamente 30.000 m<sup>3</sup>/día. La utilización de un recurso renovable y autóctono para la generación de energía eléctrica es la mejor forma de buscar una solución inteligente, sostenible y acorde con el medio ambiente.

## **3. Herramientas de transferencia tecnológica aplicables al proyecto**

Es muy importante disponer de determinadas herramientas tecnológicas que nos permitan apoyar las estrategias de operación y de instalación de todos los componentes estudiados, por ello, se debe recurrir a las instituciones de investigación homologadas que trabajen en el ámbito de aplicación del proyecto.

### **3.1 Herramientas en el Archipiélago Canario**

Los principales agentes del sistema público de I+D+i en el archipiélago, son las dos universidades canarias (con sus Centros de Investigación y los Centros de Investigación y Tecnología dependientes de la Administración Canaria, como el Instituto Canario de Ciencias Marinas (ICCM), el Instituto Canario de Investigaciones Agrarias (ICIA), el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) y la Fundación Canaria de Investigación Sanitaria (FUNCIS).



Estas instituciones juegan un importante papel por su labor en la formación de investigadores y generación de conocimientos científicos, y también por constituir una fuente de tecnología para el tejido productivo, tecnología que es transferida directamente desde estas entidades o a través de los organismos de intermediación. Otro agente del sistema público es la propia Administración en su papel de planificador, financiador y dinamizador, facilitando, entre otros, servicios de apoyo e infraestructuras de soporte a la innovación. Por último, forman parte del sistema de I+D+i las empresas que invierten en innovación, los proveedores de financiación y los servicios privados especializados en dar apoyo a instituciones y empresas.

#### **4. Vigilancia tecnológica**

Para asegurar futuras mejoras del total de las instalaciones estudiadas en este documento, se recurrirá a Vigilancia Tecnológica, que consiste en llevar un control sistemático del sistema basado en la captación y análisis de la información científico- tecnológica que sirve de gran apoyo en los procesos de toma de decisiones.

A través de este tipo de estudios, se pueden detectar fuentes de información esenciales para hacer frente a las decisiones tecnológicas que tienen que ver con la instalación explotada. Hay que actualizar toda la información relevante sobre las tendencias, novedades, invenciones, potenciales socios o competidores, aplicaciones tecnológicas emergentes, a la vez que se contemplan aspectos regulatorios y de mercado que pueden condicionar el éxito de una innovación tecnológica. Toda esta información codificada y analizada brinda a los encargados de la explotación, ya sea empresa o institución científica, la posibilidad de trazar planes y formular estrategias tecnológicas, minimizando la incertidumbre.

## **ANEXO VI**

### **ESTUDIO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS DEL TERRITORIO INSULAR**

#### **1. Introducción**

La isla de Tenerife se encuentra enfrentada actualmente al problema del aumento de la demanda energética debido al aumento poblacional y turístico. Para cumplir con las necesidades energéticas del territorio se hace atractiva la incorporación de instalaciones que aprovechen la energía renovable. En este anexo se especifica la situación energética de Canarias y en especial de la isla de Tenerife, analizando la aportación de la energía hidráulica, las infraestructuras presentes en la isla y las proyecciones futuras de la planificación energética insular, tal y como presenta en el avance del nuevo “Plan Energético de Canarias 2011-2015”.

#### **2. Aportación de las energías renovables a la cobertura de demanda eléctrica**

Para analizar la contribución de las diversas energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica hay que estudiar las tecnologías que hoy en día aportan tensión a la red en Canarias, se trata de la eólica on-shore, la fotovoltaica y en menor medida, la minihidráulica, así como el resto de renovables.

##### **2.1 Aportación de la minihidráulica**

Hasta el momento son dos las centrales minihidráulicas instaladas en Canarias, una en Tenerife y otra en La Palma, con una potencia total de 1,26 MW. En la isla de La Palma se encuentra la central de El Mulato, primera central de estas características de Canarias, con una potencia instalada de 800 kW. Sin embargo, desde el año 2005 se encuentra inoperativa, estando prevista su repotenciación para alcanzar una potencia total de 5.400 kW.

En la isla de Tenerife, la primera central minihidráulica instalada fue la de Vergara-La Guancha, con una potencia de 463 kW, si bien actualmente están inscritas en el Registro de Instalaciones de producción en régimen especial, además de la citada instalación, la de Altos de Icod- El Reventón, con una potencia instalada de 757 kW.

Las nuevas previsiones apuntan a que además de la citada repotenciación del Mulato, la capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en Tenerife, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el Plan Energético de Canarias (PECAN) para el 2015.

Dicho plan fijaba un objetivo de reducción del peso de la generación convencional en el cómputo global de producción de energía eléctrica, pasando del 93% al inicio del horizonte de planificación al 66,6% al final del periodo. Ello se lograría con la mayor participación de las energías renovables, cuya previsión consistía en un aumento progresivo desde el 3,9% en 2005 hasta alcanzar el 30% en 2015.

## **2.2 Infraestructuras de generación eléctrica necesarias**

Uno de los principales objetivos de la planificación energética es la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar la cobertura de la demanda de energía prevista para todo el horizonte de planificación. En el sector eléctrico, este punto es de una especial relevancia, debido a la particularidad de la demanda de electricidad, que debe ser atendida en el mismo instante en que se origina.

La garantía de suministro en las adecuadas condiciones de calidad y continuidad exige que, en cada momento, exista una capacidad de generación suficiente para hacer frente a la demanda eléctrica. El dimensionamiento y tamaño del parque generador debe ser tal que dicha garantía de suministro incluya aquellas situaciones en las que los consumos alcanzan los valores extremos, es decir, las situaciones de punta en cada sistema.

A efectos de determinar la potencia instalada necesaria en la isla para afrontar la punta de demanda, el análisis de cobertura debe realizarse tomando en consideración la previsión de puntas de demanda elaborada por REE, considerando el criterio de seguridad determinista, de acuerdo con lo recogido en la Orden ITC/914/2006, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, empleando para ello los valores de índices de cobertura máximos en los diferentes sistemas insulares recogidos en dicha orden. Asimismo, se ha tenido en cuenta los niveles de reserva de regulación necesarios en para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumos reales.

Además, como criterio de prudencia, se considera que la potencia instalada en cada sistema debe ser al menos, igual a la potencia horaria disponible más una potencia adicional en función del tamaño máximo de grupo estimado, para tener en cuenta las indisponibilidades fortuitas de los grupos y/o los descargos de grupos por mantenimiento.

A continuación se recoge la valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Tenerife, teniendo en cuenta las necesidades mínimas y máximas de potencia en función de los parámetros de cobertura definidos en los procedimientos de operación y en la Orden ITC/914/2006, respectivamente, previendo generación adicional en los años en que ésta es necesaria, y en su caso, las fechas previstas de baja de grupos:

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	630,0	906,1	1,44	114,8	70	917,7	1,46	945,0	1,50
2012	659,0	935,1	1,42	-	70	987,7	1,50	988,5	1,50
2013	684,0	960,1	1,40	-	-	987,7	1,44	1.026,0	1,50
2014	707,0	983,1	1,39	-	-	987,7	1,40	1.060,5	1,50
2015	733,0	1.009,1	1,38	-	70	1.057,7	1,44	1.099,5	1,50

Tabla 6.1 "Necesidades mínimas y máximas de potencia" (REE)

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas por la caducidad de los grupos generadores y considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico, el índice de cobertura real estimado para el año 2011 es algo inferior al mínimo, situación que se corrige a partir del 2012, siendo necesaria, al final del horizonte de planificación (2015) una potencia máxima adicional de 210 MW.

Por otro lado, la potencia minihidráulica, instalada y prevista, en Canarias es la siguiente:

Año	CANARIAS (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1,26	1,26	0,2%			
2006	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	423,8%	-423,8%
2007	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2009	2,02	6,60	-69,4%	59,9%	0,0%	59,9%
2010	2,02	10,60	-80,9%	0,0%	60,6%	-60,6%
2011	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	9,4%	-9,4%
2012	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	2,30	12,60	-81,7%	13,9%	8,6%	5,2%
2014	8,26	12,60	-34,5%	259,1%	0,0%	259,1%
2015	8,96	13,60	-34,1%	8,5%	7,9%	0,6%

Tabla 6.2 "Potencia minihidráulica en Canarias" (Fuente: REE)

Recientemente, el Consejo Insular de aguas anunció que uno de los puntos del nuevo plan hidrológico que pretende presentar, recaba en la construcción de varias centrales hidroeléctricas reversibles en la isla, con el objetivo de paliar las necesidades energéticas en diversos puntos de la isla.

### **2.3 Infraestructuras de transporte de energía eléctrica**

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la planificación eléctrica en los sistemas eléctricos insulares de Canarias debe llevarse a cabo de conformidad con lo establecido en el art. 4 y la disposición adicional decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de regulación del sector eléctrico y realizarse de acuerdo con esta Comunidad Autónoma, de forma coordinada con la planificación general que corresponde al Estado. Por tanto, existe una clara corresponsabilidad entre las administraciones de la Comunidad Autónoma de Canarias y la del Estado, en lo que respecta a la definición de la planificación energética.

En cuanto al sistema eléctrico de Tenerife, a raíz del impacto de la tormenta tropical Delta sobre la red de 66 kV de Tenerife, se planificó la reconstrucción de los ejes dañados de 66 kV (Candelaria-Granadilla y Candelaria-Geneto) preparados para funcionar a 220 kV, previéndose el cambio efectivo de tensión para 2010 y 2012 respectivamente. Este refuerzo, junto con el resto de las actuaciones incluidas en la revisión de la planificación de infraestructuras 2005-2011 de marzo de 2006, motivó la necesidad de planificar únicamente un pequeño número de actuaciones adicionales respecto a lo ya planificado con anterioridad.

### **3. Necesidad de fomento de las energías renovables**

La producción de electricidad a partir de estas fuentes es una de las principales aplicaciones, fijándose como objetivo básico, del ya comentado, PECAN para el año 2015 alcanzar un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables, frente al 3,9% al inicio del periodo de planificación.



Para lograr este objetivo, se prevé una senda de penetración progresiva de las energías renovables para la generación de electricidad a lo largo del periodo de planificación, debiendo haber alcanzado en 2009 una participación del 14% del total, mientras que la generación de electricidad mediante generación convencional debería haber tenido una contribución del 82,6%.

En cuanto a las energía hidroeléctrica se pretende fomentar el aprovechamiento de otras fuentes renovables, distintas de las tradicionales (eólica y solar), fijando un objetivo de alcanzar los 13,6 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.

#### **4. Definición de un marco legislativo y económico**

El aislamiento y tamaño de los sistemas eléctricos canarios dan lugar a una serie de factores diferenciales respecto al sistema eléctrico peninsular, especialmente en cuanto a las exigencias de los grupos de generación, que ha motivado la existencia en Canarias de una reglamentación singular. Como consecuencia de ello, la actividad de producción eléctrica desarrollada en los territorios insulares canarios está excluida de un mercado de ofertas similar al implantado en el sistema peninsular, articulándose un sistema alternativo para retribuir las instalaciones de generación en régimen ordinario, sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado por una prima por funcionamiento y por el concepto de garantía de potencia.

Este sistema de retribución da lugar a que el coste de la generación en régimen ordinario en Canarias sea superior al peninsular. A ello se añade que tras la publicación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, el extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares pasa a financiarse a través de los presupuestos generales del Estado de forma escalonada, dejando de formar parte de los costes permanentes de sistema.

Por otro lado, la existencia de costes reconocidos para la retribución de la generación en régimen ordinario no favorece la introducción de competencia en generación. Ello obliga a plantear alternativas al actual sistema de retribución en Canarias, que incentive de alguna manera la incorporación al despacho de generación de instalaciones acogidas al régimen especial.

Por todo ello, el Gobierno de Canarias, en atención a las características de insularidad y de región ultraperiférica que concurren en la Comunidad Autónoma, buscará la adopción de acuerdos con el Estado para definir un marco legislativo y económico específico para el sector energético canario,

que favorezca la implantación en Canarias de las energías renovables e incentive a los promotores de este tipo de instalaciones a realizar inversiones en Canarias.

Para ello, el modelo económico específico para Canarias podrá contemplar un aumento de la retribución a la que actualmente tienen derecho las instalaciones acogidas al régimen especial, superior a la retribución reconocida para este tipo de instalaciones en el sistema eléctrico peninsular, siempre y cuando el coste total resultante sea inferior al coste actual de producción de la energía eléctrica en Canarias.

## 5. Conclusiones

Las nuevas previsiones apuntan a finales de 2015 sería necesaria una potencia máxima adicional de 210 MW para cubrir la evolución de la demanda energética. La capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en la isla, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el Plan Energético de Canarias (PECAN) para el 2015. Dichas aportaciones pretenden ser cubiertas por con la construcción de varias centrales hidroeléctricas reversibles. Los altos costes de inversión de estas obras, hace más atractiva aún, la posibilidad de aprovechar la energía proveniente del agua residual depurada para cubrir parte de la demanda de la isla.

## ANEXO VII

### DOCUMENTACIÓN FOTOGRÁFICA



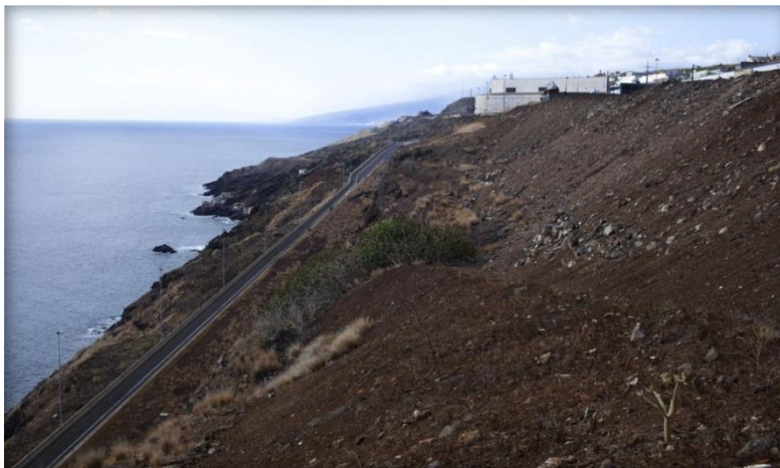
*Imagen 7.1 "Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos"*



*Imagen 7.2 "Estación Depuradora de Aguas Residuales del barrio de Buenos Aires"*



*Imagen 7.3 “Instalaciones de la refinería Cepsa, junto a la zona de estudio”*



*Imagen 7.4 “Ladera de materiales sueltos que atravesará la tubería forzada proyectada”*





*Imagen 7.5 "Conducción de vertido del agua de la EDAR de Buenos Aires"*



*Imagen 7.6 "Central Termoelectrica de Candelaria"*

## ANEXO I

### PERSPECTIVA DE LA DEPURACIÓN DE AGUAS Y EERR

#### 1. Introducción

Este anexo, sirve de apoyo para corroborar la necesidad de disponer de instalaciones de generación de energía eléctrica renovable en la isla. El utilizar como recurso el agua residual depurada implica el estudio del panorama actual y futuro en esta materia. El “Plan hidrológico de Tenerife” supone una herramienta muy útil para valorar el estado de la gestión y planificación de los recursos hídricos de Tenerife.

El Consejo Insular de Aguas de Tenerife cuya misión es la de dirigir, ordenar, planificar y gestionar de manera unitaria las aguas de la isla ha elaborado un proyecto de actividad económica relativo a la, “Realización y gestión de obras hidráulicas de carácter supramunicipal en la isla de Tenerife y creación de empresa (GESTA)”, en el cual se redactan algunas acciones relevantes que deben ser mencionadas para la correcta definición del estudio de la instalación hidroeléctrica en la estación depuradora de Buenos Aires, así como aspectos relativos a la financiación de la obra.

Por otro lado, es importante estudiar los planes estatales cuyo fin es incentivar y mejorar la inclusión de sistemas de energía renovable en el aparato eléctrico nacional. Los documentos más relevantes son el “Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)” y el “Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 (PAE)”.

#### 2. Plan hidrológico de Tenerife (PHT)

##### 2.1 Presentación

Los habitantes de Tenerife se han caracterizado desde hace siglos por su carácter emprendedor y pionero en la búsqueda, aprovechamiento y fórmulas originales en los usos y gestión del agua, hasta el punto de configurar una cultura hídrica propia.

El Cabildo de Tenerife ha canalizado e impulsado muchas de estas iniciativas y pronto tuvo conciencia de la necesidad de la planificación hidráulica para disponer de pautas para el medio y largo plazo.

Tras la realización de diversos instrumentos planificadores en Canarias (*SPA-15* en 1979 y *MAC-21* en 1982), se aprobó, con amplio consenso la Ley 12/1990 de Aguas Canarias, en donde se creaban los Consejos Insulares de Aguas.

Como consecuencia de la aplicación de dicha ley, se redactó el Plan Hidrológico Insular (PHI) de Tenerife vigente desde 1997 (primer PH aprobado en España).

La revisión del PHI, tras casi 13 años de vigencia, la adaptación de la nueva planificación hidrológica insular a la Directiva Marco de Aguas y las figuras de ordenación territorial previstas en el PIOT como planes territoriales especiales, es una empresa muy compleja, más en Tenerife que en otras latitudes, pero se ha venido resolviendo metodológicamente en un plan único o de síntesis, lo que resumidamente se define como PHT y del que el presente documento constituye su avance.

## 2.2 Especificidad hidrográfica de Tenerife

La Isla de Tenerife es una cuenca hidrográfica intracomunitaria que configura una demarcación hidrográfica en sí misma cuya gestión se encuentra encomendada al Consejo Insular de Aguas de Tenerife.

La orografía volcánica caracteriza la isla, donde las grandes alturas favorecen una zonificación climática altitudinal que condiciona la ubicación poblacional: gran número de centros poblacionales dispersos en el territorio, pero de alta densidad, concentrados en altitudes menores de 100 m.

De entre todos los recursos hídricos destaca el agua subterránea, constituyendo el caudal aflorado aproximadamente el 87 % del total del balance hidráulico. Las aguas alumbradas, no obstante su naturaleza jurídica genérica como dominio público hidráulico, han sido tradicionalmente gestionadas por agentes privados en base a concesiones y autorizaciones administrativas.

La planificación hidrológica de Tenerife ha de partir necesariamente de una valoración integral de su especificidad respecto a otros territorios y/o demarcaciones hidrográficas. Esta especificidad puede sintetizarse en cuatro aspectos fundamentales:

### **a) Singularidad territorial**

La Isla de Tenerife, la de mayor extensión del Archipiélago Canario (2.034 km<sup>2</sup>), tiene un 48% de su superficie declarada Espacio Natural Protegido, y el 52% restante transformado por la actividad antrópica y ocupado (casi un millón de habitantes en la actualidad) con una densidad de hecho (sobre superficie con pendiente menor del 30%) de más de 1000 hab/km<sup>2</sup>.

El agua, clave en toda sociedad, ha sido determinante en Tenerife para responder a las exigencias de esta presión territorial por el desarrollo en un sistema cerrado, con los necesarios equilibrios y compromisos entre usos y actividades a lo largo de su historia.

### **b) Singularidad hidro-funcional**

Tenerife es una cuenca hidrográfica intracomunitaria, con demarcación propia, totalmente autárquica en recursos hídricos, sin masas de agua superficiales equiparables a los ríos o lagos permanentes, y con el recurso del agua subterránea como dominante (aproximadamente el 87% del

total del balance hidráulico) y en proceso de reducción por la intensa explotación del sistema acuífero. La limitación cuantitativa de los recursos subterráneos y la demanda creciente han llevado a la necesidad de disponer de nuevos recursos (reutilización de aguas regeneradas y desalación de agua de mar). Tenerife ha sido pionera en reutilizar aguas depuradas.

**c) Singularidad jurídico-económica de su sistema hídrico**

En Tenerife ha sido tradicional la implicación de una amplia base poblacional en el aprovechamiento del agua. Con una legislación diferencial al resto del Estado (Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas Canarias), las aguas alumbradas han sido tradicionalmente gestionadas por agentes privados con base a concesiones y autorizaciones administrativas, cuyos derechos se conservan durante un plazo máximo de setenta y cinco años. La existencia de mercados de aguas privadas es mayoritaria, lo que ha venido incidiendo en una práctica implantada de internalización de todos los costes del agua.

**d) Singular arraigo jurídico y social de la planificación integral**

La novedosa caracterización de los Planes Hidrológicos como Planes Territoriales Especiales se deriva de una parte, de la Directriz 27 de las de Ordenación General, aprobadas por Ley 19/2003, de 14 de abril y, de otra, del Plan Insular de Ordenación de Tenerife (PIOT) el cual prevé la formulación de los planes territoriales especiales hidrológicos de Tenerife y de ordenación del agua como instrumentos de desarrollo de su propia ordenación.

### **2.3 Planificación y gestión integral del ciclo hidrológico de Tenerife**

La gestión tradicional del agua en Tenerife, tanto pública como privada, se ha limitado prácticamente a aumentar la disponibilidad para su aprovechamiento de acuerdo a una demanda antropogénica creciente. En la actualidad, tal y como recoge la Ley de Aguas de Canarias 12/1990, de 26 de julio, la planificación hidrológica tiene como principal objetivo, además de la satisfacción de las demandas de agua, la racionalización del empleo de los recursos hídricos de la Isla, protegiendo su calidad y economizándolos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales. Se trata de una estrategia de desarrollo que se alinea con los principios operativos de ámbito europeo. Esta perspectiva prioriza la conservación del capital natural básico de la isla, de modo que la degradación de sus funciones esenciales no llegue a comprometer a largo plazo la continuidad de los procesos económicos.

El agua, considerada uno de los recursos escasos en el Archipiélago, es un recurso del que, dependen la ecología natural y ecosistemas ambientales. Observar sus funciones productivas, ambientales y sociales implica no sólo mantener las tasas de extracción en niveles de sostenibilidad, reducir las pérdidas de la red, o comenzar tareas de recarga directa o de mejoras de la capacidad de recarga,



sino también, identificar de forma precisa los servicios asociados al recurso y su relación con la valoración marginal en los distintos usos.

Una de las aportaciones más innovadoras que recoge la Estrategia Ambiental Canaria de Desarrollo Sostenible (EACDS, 2003) es la propuesta de sistemas de Planificación y Gestión Integral de los Recursos para la gestión de los recursos hídricos.

Así, el sistema de planificación y gestión integral propuesto en el PHT consiste en un desarrollo combinado de opciones de oferta y de gestión de demanda hídrica para proporcionar **los** servicios asociados a los recursos al mínimo coste, incluyendo los costes ambientales y sociales mediante sistemas de tarificación y de gestión de servicios más adecuados y valoración a largo plazo de las alternativas tecnológicas de provisión de los distintos servicios que proporcionan los recursos. El protocolo de reflexión y de toma de decisiones bajo un sistema de planificación y gestión integral del ciclo hidrológico, trata de integrar todas estas funciones en la planificación, aumentando su eficiencia social.

La gestión del ciclo hidrológico en Tenerife debe abarcar el conjunto de instituciones, modelos organizativos y procesos de decisión relacionadas con la satisfacción de las demandas sociales del recurso, la minimización de los impactos ambientales, la preservación de las funciones ambientales asociadas, y la eficiencia de los dispositivos y procesos de producción desarrollados a lo largo de las diferentes fases del ciclo.

En el caso de Tenerife, la complejidad de un histórico marco institucional de planificación y gestión del agua, que combina entorno a un 86% de los recursos en manos de agentes privados, y una creciente intervención del sector público en la producción, transporte y distribución, ha generado una industria del agua basada en un complejo sistema de producción y distribución que presenta múltiples singularidades y una gran diversidad a lo largo del territorio insular con respecto a otras regiones y otros recursos. En concreto, la gestión de la calidad del agua implica la necesidad de integrar otros factores en su planificación y gestión, como son el consumo energético que determina la calidad disponible o final del recurso y sus usos y la generación de residuos.

## 2.4 Objetivos generales del PHT

Este documento se ha actualizado utilizando como referencias cuatro “planes componentes” que son, el Plan Hidrológico Insular, la Ley de Aguas de Canarias, la Directiva Marco del Agua 2000/60 CE – DMA y por último el Plan Territorial Especial Hidrológico de Tenerife y el Plan Territorial Especial de Ordenación del Agua. Se parte de un sistema múltiple de criterios y objetivos, cada uno con sus respectivos enfoques (sectoriales y/o territoriales).

### a) **Objetivos medioambientales**

#### ***Para las aguas superficiales***

Prevenir el deterioro del estado cualitativo de las masas de agua costeras, protegiéndolas, mejorándolas y regenerándolas. Así, como reducir la contaminación procedente de sustancias prioritarias e interrumpir o suprimir los vertidos, las emisiones y las pérdidas de sustancias peligrosas prioritarias

#### ***Producción industrial***

Fomentar las iniciativas de carácter público y privado para la producción industrial de agua, aprovechando las economías de escala.

#### ***Reutilizar las aguas residuales para su aprovechamiento en el riego agrícola y de zonas verdes.***

Apoyar la construcción y gestión supramunicipal de instalaciones de producción industrial de agua y completar el desarrollo de conducciones de transporte específicas, tanto de aguas desaladas, como depuradas.

### b) **Objetivos Económicos**

Plantear los cálculos relativos al principio de la recuperación de costes, analizando en qué medida se cumple el mismo. También se requieren cuadros de medidas que contribuyan a la recuperación de los costes de los servicios relacionados con el agua.

## 2.5 Demarcación hidrográfica que comprende el territorio insular y las aguas costeras asociadas

La notable variedad ambiental y de recursos se concentra en una superficie muy reducida, 2.033 km<sup>2</sup>, mayoritariamente árida, y de elevadísima pendiente. Su máxima altura se sitúa en 3.718 m. La mitad de la Isla posee una pendiente superior al 25%, y casi un tercio superior al 40%.

Sólo en un 17% de la superficie encontramos pendientes inferiores al 10%; es en esta porción del territorio donde se sitúan aquellos usos que necesitan de grandes superficies de suelo llano, como la agricultura, la trama urbana residencial y turística, los centros comerciales, las actividades industriales y de almacenamiento, y los proyectos de infraestructuras.

La elevada altura del edificio insular establece una zonificación climática altitudinal bien diferenciada. Asimismo la orientación de cada vertiente respecto a su exposición a los vientos Alisios, introduce importantes variaciones climáticas en la zonificación entre la vertiente Norte, relativamente húmeda, y las orientadas al Sur, de carácter mucho más árido.

La naturaleza volcánica de la Isla da lugar además a otro factor de diversidad en función de la edad de los materiales; los más modernos, escasamente meteorizados, no han dado origen a suelos, que sí se han formado sobre los materiales de mayor antigüedad, y por otra parte, como ya se ha citado, las elevadas pendientes del terreno determinan el aprovechamiento del suelo. La acción de este conjunto de factores da como resultado una gran variedad de morfologías, suelos y condiciones bioclimáticas que se traducen en claras diferencias en cuanto a capacidad productiva y de soporte de actividades; además da origen a una riqueza ecológica muy notable.

Asimismo, se encuentran presentes otras limitaciones como son las que conciernen a la disponibilidad de agua, a los suelos cultivables e incluso al espacio vital, al territorio en que se desarrolla la actividad de sus habitantes; unas limitaciones que hacen más problemático el desarrollo territorial, muy por encima de los niveles habituales en los espacios continentales. Estas limitaciones, que afectan a la capacidad de uso del territorio, se agudizan por factores como la sobreexplotación que se hace de los recursos y por su degradación, en muchos casos por actividades inadecuadas.

## **2.6 Población y crecimiento demográfico**

El desarrollo demográfico soportado en los últimos años ha supuesto que, en el año 2005, Tenerife contase con 838.877 habitantes residentes y 116.481 turistas de media (con una capacidad de alojamiento de 184.708 camas), lo que supone una población conjunta de 955.358 habitantes, desarrollando su actividad principalmente sobre el territorio insular no protegido. Ello conlleva un elevado grado de presión sobre el territorio con densidades medias de más de 927 hab/km<sup>2</sup>, superiores a las soportadas en otras comunidades de la España peninsular (p.e. Madrid 749 hab/km<sup>2</sup>, Barcelona 687 hab/km<sup>2</sup>) y muy por encima de la media nacional (88 hab/km<sup>2</sup>) Este crecimiento demográfico se ve acrecentado en el presente por el fenómeno de la inmigración. De los 31 municipios de la demarcación, 13 tienen menos de 10.000 habitantes, y sólo uno tiene menos de 2.000 habitantes.

Las tasas de crecimiento de población, del 1,2% entre 1981 – 1991, y del 2% en el periodo 1991 – 2001, han alcanzado un 3% para el cuatrienio 2001 – 2005. Asimismo, el número de viviendas

principales ha pasado de las 171.000 del año 1991 hasta las más de 260.000 del año 2005, aumentando en mayor proporción que la tasa de población, lo que queda reflejado en un descenso del grado de ocupación, desde los 3,65 del año 1991, hasta los 3,21 del 2005.

La distribución de la población sobre el territorio es desigual, y con distintos ritmos de crecimiento, debido principalmente a la mayor actividad turística del Sur frente a la del Norte. Esto ha propiciado desequilibrios de la estructura demográfica, que se encuentra caracterizada por un elevado nivel de dispersión. Atendiendo a su localización en altitud, el 26 % de la población residente se sitúa en los primeros 100 metros, estableciéndose el 80% por debajo de los 500 metros de altitud.

Respecto a la población turística, entre 1990 y 2005, se observa un incremento del 36,2% respecto a las 134.190 existentes en 1991, ascendiendo a 182.814 en 2005. Las pernoctaciones superaron dicho año los 41,97 millones, lo que supone un índice de ocupación media del 62,9%. Todo esto supone el incremento puntual de hasta cinco veces la población habitual en algunos núcleos del Sur de la Isla, con una tasa anual media hasta 2000 en torno al 3,5%, reducida al 2% en los últimos años.

## **2.7 Reutilización de las aguas residuales: Aguas regeneradas**

El volumen de aguas regeneradas reutilizadas en la Isla alcanzó los 7,6 hm<sup>3</sup> en 2005, mayoritariamente, procedente de las estaciones depuradoras de Santa Cruz y Adeje-Arona.

El consumo de agua regenerada para el riego de zonas verdes en ámbitos urbanos, supone tan sólo el 0,4% del abastecimiento, ceñido actualmente al centro de Santa Cruz y Costa del Silencio en Arona.

### **- Aguas residuales generadas por uso urbano-turístico**

Al efecto de determinar el volumen de agua residual generada por la población residencial y turística, se ha procedido a considerar éste a partir del volumen de agua potable facturado, aplicándole un coeficiente de recuperación, que se sitúa entre el 70 y el 85%.

En base a ello, el volumen de aguas residuales generadas en 2005 se situó en los 60,2 hm<sup>3</sup> (165.000 m<sup>3</sup>/día). Cerca del 75% de este volumen corresponde a la población residencial. Los volúmenes más importantes se localizan en el Área Metropolitana Santa Cruz – Laguna (35%), vértice Sur de la Isla (31%) y valle de La Orotava (16%).

### **- Redes de saneamiento interior municipal**

Las redes de saneamiento interior municipal alcanzan una longitud de 1.630 km, de las que no todas se encuentran operativas o en funcionamiento. Por otro lado, existen 780 estaciones autorizadas de tratamiento de aguas residuales domésticas y otras 33 que no lo están, con una capacidad conjunta de 74.306 m<sup>3</sup>/día (52,0% del agua residual generada).

Se tiene constancia de la existencia de alrededor de 116 conducciones de vertido, 82 (70,7%) conducciones de desagüe, y 25 (21,6%) emisarios submarinos; 40 de ellas (34,5%) sin tratamiento previo, y 65 (56,0%) sin autorización.

Actualmente tan solo se reutilizan 7,48 hm<sup>3</sup>/año de aguas regeneradas (11,8% de las aguas residuales generadas), procedentes de las EDAR de Buenos Aires y Adeje-Arona.

### 3. Memoria económica de la isla de Tenerife, año 2010

#### 3.1 La depuración de las aguas residuales

Obviamente el saneamiento de las aguas residuales (tanto urbanas, como turísticas e industriales) antecede como necesidad ambiental y sanitaria a la consideración de éstas como recurso. Especial importancia tiene cumplir la normativa (Directiva 271/91) en materia de depuración de las aguas residuales de nuestros núcleos urbanos. Las redes de alcantarillado de todos estos núcleos, sus colectores que recogen y transportan hasta las estaciones depuradoras, los emisarios para transporte o vertido de los efluentes y todos los elementos complementarios que son preceptivos, no están suficientemente desarrollados en Tenerife.

Los datos siguientes ponen de manifiesto lo anterior:

- Aguas residuales generadas: ..... 62,7 hm<sup>3</sup>/año    54,6 % del abastecimiento.
- Aguas residuales recogidas: ..... 38,6 hm<sup>3</sup>/año    61,6 % de las generadas.
- Aguas residuales depuradas: .... 24,6 hm<sup>3</sup>/año    63,6 % de las recogidas.
- Aguas reutilizadas: ..... 8,9 hm<sup>3</sup>/año    36,2 % de las depuradas.

Para adecuarse a la Directiva 271/91 el Plan Hidrológico de Tenerife pretende ampliar, rehabilitar o construir al menos 11 EDAR (**Buenos Aires**, El Chorrillo, Valle de Güímar, Granadilla, Arona Este – San Miguel, Adeje – Arona Oeste, Isora, Icoden, Valle de la Orotava, Acentejo, NordEste) comarcales que aprovechando las economías de escala consigan unos costes de inversión y operación asumibles por los usuarios. El objetivo es que, al menos en 2015, estén funcionando estos sistemas y cumplir así con la mentada Directiva.

#### 3.2 Insuficiencia de la financiación pública

Los recursos económicos que las Administraciones (Estado, Comunidad Autónoma, Cabildo y Ayuntamientos) incluyen en sus presupuestos para invertir en obras hidráulicas son notoriamente insuficientes para poner en marcha las medidas estructurales indicadas y resolver el complejo y grave problema actual. La confirmación más evidente ha sido el nuevo Convenio para ejecución de obras hidráulicas de interés general en la isla. Desde 2004 se esperaba por dicho instrumento financiero y

tras su firma en diciembre de 2008 resulta que sólo se aplicarán en Tenerife unos 100 millones de euros (del orden de un tercio del importe total), que apenas alcanza a cubrir la cuarta parte de las necesidades financieras expuestas.

### 3.3 Un nuevo modelo económico hidráulico

Las anteriores condiciones de contorno llevan a la necesidad de introducir un modelo nuevo de colaboración público – privada, que permita aglutinar todos los recursos financieros de todas las Administraciones Públicas implicadas con los fondos de inversores privados que vean en este proyecto una oportunidad de materializar beneficios fiscales o/y obtener una renta razonable de su inversión, en un sector que tiene una amplia tradición en Tenerife de las inversiones privadas. Las inversiones nuevas corresponderían a obras e instalaciones, cuya construcción no está contemplada por el Estado como “obras de interés general” ni por la Comunidad Autónoma en el Convenio específico a tal efecto. En principio el campo temático previsto para estas obras se reduce:

- Otras estaciones *desaladoras de agua de mar*, de ámbito supramunicipal.
- Estaciones *desalinizadoras de aguas subterráneas salobres*, también de ámbito comarcal.
- Estaciones *depuradoras de aguas residuales* previstas en el PHT.
- *Conducciones de transporte* relacionadas con las anteriores para garantizar su mejor funcionamiento.

Dichas actuaciones estructurales además de ser construidas deben ser **gestionadas** por tiempo suficiente para conseguir su plena implantación y el retorno de las inversiones realizadas. Esa gestión debe ser orientada y sujeta a control por el CIATF, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de la nueva planificación hidrológica y en el ejercicio de las competencias que tiene atribuidas como Administración.

Asimismo, la gestión de las obras de interés general que se entregarán al Cabildo Insular y por éste al CIATF, debe seguir pautas similares, aunque en este caso no sea preciso el retorno de la inversión. Además, para posibilitar que se respeten *principios de equidad y equilibrios territoriales*, así como conseguir *economías de escala* que disminuyen los costes. Por todo ello es recomendable que la gestión esté centralizada, aunque la operación, mantenimiento, conservación y la propia construcción, puedan estar fragmentadas.

Lo anterior no está reñido con que la entidad gestora de las nuevas infraestructuras debe actuar en el sistema hidráulico sin gozar de una posición dominante, con plena transparencia y en competencia

con otras opciones cuando las hubiere. En particular debe cuidarse las condiciones de las ofertas de los productos o servicios que ofrece a los gestores de los servicios municipales de agua.

Finalmente, el servicio de depuración de aguas residuales se prestará en régimen de monopolio, siguiendo lo establecido en la normativa aplicable (sectorial de aguas y régimen local). También en este caso el precio base de este servicio que se prestará a los gestores de los servicios municipales se planteará como único para todas las depuradoras, sin perjuicio de que puedan establecerse penalizaciones o bonificaciones a los gestores de los servicios municipales de agua según resulten las características de las aguas afluentes a las instalaciones. Estas condiciones deben ser respaldadas por convenios específicos de colaboración del CIATF con los Ayuntamientos correspondientes.

Las tarifas para los usuarios urbanos de los servicios públicos municipales son ajenas a este modelo y competen a las Corporaciones municipales según establece su normativa específica. Los suministros y servicios que se han indicado anteriormente serán costes internos insumidos en las mismas, con otros componentes y criterios que corresponde decidir a los Ayuntamientos respectivos.

Con los criterios expuestos y su aplicación en fórmulas más desarrolladas se considera que no se producirán efectos sociales adversos sobre el mercado de agua y que por el contrario se inducirán mejoras en su transparencia y competitividad. Con carácter de previsión se incluye una relación de las obras que se pretenden ejecutar, con sus presupuestos (evaluados muchos de ellos de proyectos ya redactados), así como aquellas de interés general que está previsto ejecutar en base al Convenio recientemente suscrito entre el Estado y la Comunidad Autónoma; todas las cuales se plantean gestionar de forma centralizada.

#### **4. Resumen del “Plan de Energías Renovables 2011-2020”**

El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y, posteriormente, Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020.

Este es el objetivo global que se recoge en el PER 2011-2020, que da respuesta, a su vez, al artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que fija los mismos objetivos de la Directiva 2009/28/CE como los objetivos nacionales mínimos de energías renovables en 2020, estableciendo además que el Gobierno aprobará planes de energías renovables que hagan posible el cumplimiento de los objetivos fijados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.



La Directiva 2009/28/CE es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Igualmente, la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, entendida como un instrumento de prevención que permita la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones de los planes y programas públicos. Así, de acuerdo con la ley, se ha elaborado un Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA) del PER 2011-2020 y una Memoria Ambiental. Esta última valora la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de Plan. Asimismo, contiene las determinaciones finales que se incorporan al Plan de Energías Renovables 2011-2020, siendo preceptiva y de obligada consideración previo a la aprobación definitiva del presente Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Por otro lado, el Informe de Sostenibilidad Ambiental del PER 2011-2020 contempla lo siguiente: diagnóstico ambiental del ámbito territorial de aplicación del PER 2011-2020; consideración de la normativa vinculante y de relevancia en el marco de la planificación de las energías renovables; identificación de los aspectos ambientales relevantes para la planificación de las energías renovables con un horizonte a 2020; planteamiento y análisis de las alternativas del PER 2011-2020, con la selección de la alternativa final y efectos significativos en el Medio Ambiente; acciones previstas para prevenir, reducir y eliminar, probables efectos negativos sobre el Medio Ambiente; seguimiento ambiental del Plan, etc.

Las fuentes de energía renovables a las que se refiere este Plan son las siguientes: biocarburantes y biolíquidos, biogás, biomasa, energías del mar, eólica, geotermia y otras energías del ambiente, hidroeléctrica, residuos (municipales, industriales y lodos de EDAR) y solar (fotovoltaica, térmica y termoeléctrica). *Resumen del Plan de Energías Renovables 2011-2020* .



Como resultado de la política de apoyo a las energías renovables, en el marco del Plan de Energías Renovables 2005-2010, el crecimiento de éstas durante los últimos años ha sido notable, y así, en términos de consumo de energía primaria, han pasado de cubrir una cuota del 6,3% en 2004 a alcanzar el 11,3% en 2010. Este porcentaje correspondiente al año 2010 se eleva al 13,2% si se calcula la contribución de las energías renovables sobre el consumo final bruto de energía, de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE. El gráfico siguiente muestra la estructura de este consumo.

#### **4.1 Energía hidroeléctrica en régimen especial**

La energía hidroeléctrica es una de las fuentes principales de electricidad del país, transformándose en una de las tecnologías más maduras a nivel nacional, resultado del elevado aprovechamiento de los recursos existentes. En 2004, el PER 2005-2010 reconocía que “la evolución de la energía hidroeléctrica en España en las últimas décadas ha sido siempre creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica producida ha ido disminuyendo”.

En este contexto, el sector mini hidráulico ha experimentado un crecimiento casi nulo respecto a la capacidad instalada. La generación de este tipo de energía se encuentra muy sujeta a la pluviosidad específica de cada año.

Asimismo, se reconoce que este sector ha alcanzado un elevado desarrollo tecnológico, con equipos con una eficiencia superior al 95%. En contra de lo que se pensaría, considerando el alto rechazo social que existe, las centrales hidroeléctricas son la tecnología renovable que menor impacto medioambiental produce actualmente. Esta razón, ligada a la dificultad y plazos necesarios para obtener permisos y licencias, se encuentra en la base de la explicación de que, a pesar de encontrarse relativamente extendida, la energía hidroeléctrica no ha conseguido cumplir con los objetivos establecidos en el PER 2005-2010.

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

Los retos tecnológicos en el área hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología consolidada, van todos encaminados a obtener la máxima eficiencia, mejorar los rendimientos y reducir los costes, sin

olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático.

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

#### **4.2 Objetivos energéticos , periodo 2011-2020**

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 , mismo objetivo que para la media de la UE, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año. Objetivos que, a su vez, han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

A continuación se presenta una tabla resumen que recoge tanto los objetivos obligatorios, como la senda indicativa de las cuotas de energía procedente de fuentes de energía renovables en el consumo final bruto, según marca la Directiva 2009/28/CE . En la misma se muestra también el grado de cumplimiento de dichos objetivos, teniendo en cuenta las previsiones de consumo final bruto de energía procedente de fuentes de energía renovables, las cuales se basan en la aplicación de las diferentes iniciativas propuestas en este Plan. Es importante destacar que en las cuatro tablas siguientes, la metodología de cálculo empleada es la estipulada por la mencionada Directiva 2009/28/CE.

#### **4.3 Propuestas relativas a la ayuda pública en la inversión de proyectos y actuaciones**

- a) Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos.
- b) Programa de ayudas públicas a la inversión en las fases de exploración e investigación previas al desarrollo de un aprovechamiento de geotermia profunda.
- c) Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocombustibles y combustibles renovables.
- d) Programa de IDAE de ayudas públicas a la inversión para proyectos de demostración tecnológica con generación eléctrica.
- e) Programa de ayudas públicas a la inversión para proyectos que no reciben apoyo económico del régimen especial.
- f) Programas de ayudas públicas a la inversión de energías renovables térmicas mediante convenios con las CCAA.
- g) Programa de ayudas públicas a la inversión para la generación de biogás agroindustrial

#### **4.4 Propuestas relativas a la financiación**

- a) Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos e innovación.
- b) Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables.
- c) Proyectos en fase comercial, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo.
- d) Programas de entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo del IDAE.
- e) Líneas de financiación para instalaciones de generación eléctrica distribuida de  $P < 10$  kW para autoconsumo.
- f) Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas.

#### **4.5 Actuaciones en infraestructuras eléctricas**

A continuación se recogen las líneas de actuación más relevantes que se pretende llevar a cabo de cara a conseguir una mayor y mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico:

##### **a) Requisitos técnicos a las instalaciones de generación renovable**

En el horizonte 2020 se prevé el desplazamiento paulatino de generadores síncronos (fundamentalmente en centrales convencionales) por otros basados en electrónica de potencia (eólica y solar fotovoltaica principalmente). Es necesario adaptar los procedimientos de operación para que las nuevas instalaciones aporten similares prestaciones, capacidades y servicios esenciales para garantizar la seguridad del sistema, cuando técnicamente sea posible.

##### **b) Gestión de la demanda**

Actualmente, los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.

En el Plan se propone potenciar la modulación del consumo industrial, prestar atención al papel del vehículo eléctrico, tanto a través de la introducción de una discriminación horaria supervalle como de la introducción de la figura del gestor de cargase impulsar el acceso a los contadores inteligentes.

##### **c) Sistemas de acumulación**

La energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo será un pilar importante para posibilitar la gestión técnica del sistema en relación a la incorporación en la red de la energía renovable prevista en los objetivos de este PER. Actualmente es, sin duda, el más importante de los métodos de almacenamiento, ya que no sólo es la más competitiva y madura de entre las tecnologías de almacenamiento potencialmente aptas para España, sino que constituye una solución idónea para compensar las variaciones de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Ahora bien, sería conveniente que la energía hidráulica de bombeo tuviera las correctas señales económicas y un enfoque en la gestión de estos bombeos que priorice la integración en la red de las energías renovables no gestionables y minimice los vertidos de éstas.

Por otro lado, la evolución tecnológica y la reducción de costes en los sistemas de almacenamiento por baterías podrían hacer que estas tecnologías jugaran un papel en la gestión del sistema eléctrico y facilitar la incorporación creciente de la generación de electricidad con energías renovables.

Otra posible opción, dependiendo de su evolución tecnológica futura, sería el almacenamiento en hidrógeno.

#### **d) Las interconexiones**

Claves para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. Por ello es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia.

#### **e) Propuestas administrativas**

En especial con relación a la planificación específica de las infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas a los proyectos marinos, y en todo lo relativo a la integración de la generación distribuida. Hay un grupo de tecnologías que pueden tener competitividad con el mercado eléctrico en el período de aplicación del PER 2011-2020. Éstas son la **minihidráulica** y la eólica terrestre a partir de 2015 y 2017 respectivamente y la eólica marina en 2020. Lo más significativo será, sin duda, la entrada en competencia de la eólica terrestre, por la potencia instalada actualmente (alrededor de 22 GW) y por el objetivo fijado para 2020 (35 GW). Buena parte de los nuevos 13 GW que se deben promover en el marco del PER 2011-2020 van a tener una contribución muy pequeña a los costes del sistema eléctrico.

El hecho de que exista este potencial energético tan importante, que pueda entrar en competitividad en los próximos 10-15 años, confirma la conveniencia de mantener la apuesta de España por el desarrollo de las energías renovables iniciada hace ya 30 años.

### **4.6 Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, y los posteriores acuerdos y negociaciones para intensificar la lucha contra el calentamiento global, especialmente en el seno de la Unión Europea, muestran la preocupación política y social por el cambio climático. La generación de energía es responsable del 80% de las emisiones de efecto invernadero, por lo que la incorporación de energías renovables en este sector ayudará, sin duda, a reducir sus emisiones. En este apartado se valora la contribución de las energías renovables a la limitación de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La metodología de cálculo para evaluar las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> difiere en función del área a la que afectan las instalaciones de energías renovables, de la naturaleza de la energía renovable

incorporada y de la energía convencional desplazada, y de la tecnología utilizada para la transformación de la energía primaria en energía disponible para el consumidor final.

Los cálculos de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas que se recogen en este plan son cálculos efectuados ad hoc para el mismo de acuerdo con la metodología que en cada caso se describe, y no tiene por qué coincidir con los realizados con enfoques o bases contables distintos, y en particular con los correspondientes a los informes periódicos realizados en relación con la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En el caso de generación eléctrica, se asume que de no haberse producido la electricidad con fuentes renovables se hubiera generado con las fuentes fósiles disponibles. Se asume el criterio más conservador: que la generación eléctrica se hubiera realizado mediante centrales de ciclo combinado con gas natural con unos rendimientos medios del 50%.

Para la generación de energía térmica, se consideran de forma separada los sectores de industria, transporte y usos diversos, compuesto este último por las ramas de residencial, servicios y agricultura. En cada sector se ha determinado el tipo de energía fósil sustituida por las energías renovables, calculando de esta forma las emisiones evitadas. Es importante reseñar el potencial de los usos térmicos de las energías renovables para reducir las emisiones en los sectores difusos.

Para el área de transporte, en los biocarburantes, se considera la sustitución de gasolina por bioetanol y gasóleo por biodiesel. Al objeto de no realizar dobles contabilizaciones, no se determinan las emisiones evitadas por el consumo eléctrico renovable derivado de la incorporación de vehículos híbridos enchufables y eléctricos al parque móvil, al encontrarse ya contabilizado en el área de generación eléctrica. En lo que respecta al balance de las energías renovables en términos de emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, la incorporación de nuevas instalaciones de EE.RR dará lugar a una reducción de emisiones acumulada a lo largo del periodo 2011-2020 de algo más de 170 Mt, con un reparto por áreas del 74 % para la generación eléctrica, 10 % en producción de calor y frío y 16 % en el sector transporte.

#### **4.7 Necesidades de I+D+i**

Para alcanzar los objetivos establecidos para el año 2020, así como para allanar el camino para que la cuota de energía renovable sea mucho más elevada de 2020 en adelante, es preciso intensificar los esfuerzos en el ámbito de la I+D+i energética. Durante los últimos años el marco nacional de apoyo a la I+D+i ha facilitado que España alcance una posición de liderazgo en energías renovables, con grandes empresas y centros tecnológicos de investigación y desarrollo de prestigio internacional, como el CIEMAT y el CENER. Para el impulso del I+D+i en energía en el inmediato futuro se cuenta con la recientemente creada ALINNE, Alianza para la Investigación e Innovación Energéticas, un gran pacto nacional público-privado que pretende responder a los grandes retos de las actividades de I+D+i en el ámbito del sector energético, contribuir a la definición de una estrategia nacional que ordene las políticas y programas públicos con las prioridades y necesidades de España en la materia, y jugar un papel protagonista en la fijación de una posición española común ante cada una de las situaciones que se planteen en materia de ciencia e innovación energética.

### **5. Plan de ahorro y eficiencia energética (PAE 2011-2020)**

#### **5.1 Resumen del plan de acción**

El Plan de Acción 2011-2020 presenta un conjunto de medidas y actuaciones coherente con los escenarios de consumo de energía final y primaria incorporados en otros instrumentos de planificación en materia de energías renovables (de acuerdo con las obligaciones que se derivan de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) y de planificación de los sectores de electricidad y gas. De esta forma, la planificación en materia energética constituye un conjunto coherente, conducente al objetivo de mejora de la intensidad final del 2% interanual en el período 2010-2020.

El escenario considerado como objetivo de este Plan y escenario, por tanto, de eficiencia, presenta un consumo-objetivo de energía primaria de 142.213 ktep en 2020, lo que supone un incremento interanual del 0,8% desde el año 2010 y una mejora de la intensidad primaria del 1,5% anual entre ambos años.

## 6. Conclusiones

Las conclusiones más importantes que se deducen del contenido de este anexo se resumen en los siguientes puntos:

- Necesidad de disponer de sistemas de generación de energía adicionales a las dos centrales térmicas de la isla, debido sobre todo a la especificidad de los recursos y el aumento de la demanda energética.
  
- El campo de las energías alternativas en el estado español están por debajo de las previsiones marcadas por las directivas europeas. Se necesita urgentemente el incremento de la utilización de dichas energías, con lo que el papel de las instalaciones minihidráulicas es de vital importancia.
  
- La tecnología hidroeléctrica es una alternativa altamente eficiente y con un significativo potencial sin explotar en Tenerife. Esto, unido a las singularidades del territorio insular, incita el estudio de del aprovechamiento energético de las EDAR.
  
- La energía minihidráulica es una energía que pretende ser muy competitiva en los próximos años, hecho que ratifica la conveniencia de implantación de estos sistemas.

  - Existe una escasa y decreciente financiación de las Administraciones del estado en materia de depuración de aguas y energía renovable, con lo que se necesita de la creación de nuevos modelos económicos de inversión que faciliten el desarrollo de estas tecnologías.

- Se prevé una remodelación de la EDAR de Buenos Aires, hecho que puede ser relevante porque podría aumentar el caudal de diseño de nuestra instalación y en consecuencia, la energía generada.
  
- Las aportaciones en I+D+i, se prevén fundamentales para mejorar los sistemas de aprovechamiento de agua residual depurada como recurso energético.
  
- Los beneficios medioambientales derivados de este tipo de energía ayudan en gran medida al cumplimiento de las directrices marcadas por la Unión Europea y la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y efecto invernadero”.



## ANEXO II

### DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES

#### 1. Estación depuradora de aguas residuales del barrio de Buenos Aires

La Estación Depuradora de Aguas Residuales de Santa Cruz de Tenerife, fue construida por el Servicio Hidráulico de la ciudad entre 1966 y 1969 y puesta en marcha por la empresa Emmasa en 1980. En esta estación, se trata un caudal medio de 30.000 m<sup>3</sup>/día procedentes de la parte alta y baja de la ciudad, además de 15.000 m<sup>3</sup>/día que llegan desde San Cristóbal de La Laguna. En total, la EDAR trata una población equivalente de alrededor de 150.000 habitantes.

La EDAR dispone de tres líneas de depuración, con una capacidad de 30.000 m<sup>3</sup>/día cada una. Se utilizan dos líneas de servicio que permiten tratar 60.000 m<sup>3</sup>/día, y una línea de reserva. Dichas líneas se alternan una o dos veces al año para garantizar la continuidad del proceso durante las labores de mantenimiento, reparaciones y conservación de los elementos que la componen.

#### 2. Estación de pretratamiento y bombeo de Cabo Llanos

Ocupa una superficie de 5.000 m<sup>2</sup> y a ella se vierte un caudal medio de 20.000 m<sup>3</sup>/día, provenientes de los colectores de la zona baja de la ciudad y de los bombeos de los barrios de Cueva Bermeja y María Jiménez. Los procesos a los que se somete el agua residual son los siguientes:

- Desbaste de gruesos con reja de limpieza automática
- Tamizado de finos con rejilla de 3 mm. de diámetro de paso
- Desengrasado y desarenado



Después del pretratamiento el agua se transporta a un depósito de aspiración de 500 m<sup>3</sup> desde donde se bombean los 20.000 m<sup>3</sup>/día a la EDAR de Buenos Aires, a través de una tubería de impulsión de 100 mm de diámetro, 2.700 metros de longitud y 110 metros de altura. El resto se bombea al emisario submarino.

Los equipos de bombeo utilizados son los siguientes:

- Bombeo a la EDAR (110 metros)
- 3 bombas de 400 l/sg - 6.000 V
- 2 bombas de 200 l/sg – 380 V
- Bombeo al emisario submarino (21 metros)
- 4 bombas de 400 l/sg

### 3. Presupuesto de coste de tratamiento y vertido de las aguas residuales de Santa Cruz de Tenerife

Para determinar el presupuesto del coste anual que se emplea para la depuración de aguas, tanto para la EDAR como para la EPB, se han utilizado los datos presentados en un estudio del Departamento de Economía Financiera y Contabilidad de la Universidad de La Laguna en colaboración con la empresa encargada del tratamiento del agua en la capital tinerfeña, para el año 2001. Hay que tener en cuenta que la antigüedad de los datos obliga a extrapolar los resultados de manera que se asemeje lo más posible a los valores actuales.

Para estimar el coste anual de explotación y mantenimiento de la EDAR, al valor de consumo debemos sumarle los costes de personal y los gastos fijos y variables a los que está sometida la instalación. Por otra parte, hay que tener en cuenta los beneficios cobrados por la empresa encargada en concepto de subvenciones, además de la posible reducción del presupuesto de la contrata.

De manera estimada, los costes totales son los siguientes:

GASTOS FIJOS	
Concepto	Costes anuales
Personal	661.869,66
Mantenimiento	149.304,48
Seguridad y salud	52.679,83
Imprevistos	12.773,27
Reposiciones	15.867,42
Amortizaciones	12.459,82
Decremento	-134.119,34
<b>Subtotal</b>	<b>770.835,14</b>

Tabla 2.1 "Relación de gastos fijos de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

Los únicos costes considerados dentro del grupo de costes variables son los que se refieren al tratamiento de los residuos que se generan a lo largo del propio proceso de depuración, puesto que cuánta más agua se depura más residuos se generan, y los de energía que son proporcionales al funcionamiento de la EDAR y a los metros cúbicos bombeados.

<b>GASTOS VARIABLES</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Costes anuales</b>
<b>Energía eléctrica</b>	599.627,47
<b>Retirada de residuos</b>	92.738,42
<b>Tratamiento de fangos</b>	24.794,23
<b>Gastos de cloración</b>	12.422,45
<b>Subtotal</b>	<b>729.582,57</b>

Tabla 2.2 "Relación de gastos variables de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

<b>GASTOS TOTALES</b>	
<b>Total gastos fijos y variables</b>	1.500.417,71
<b>Gastos generales</b>	240.390,10
<b>Total</b>	<b>1.740.807,81</b>

Tabla 2.3 "Relación de gastos totales de la EDAR y la EPB de Sta. Cruz de Tenerife"

## ANEXO III

### 1. CÁLCULOS HIDRÁULICOS DE LA TURBINA

#### 1.1 La energía hidroeléctrica

Esta energía proviene indirectamente de la incidencia del sol sobre la superficie terrestre, que es la responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación proveniente de las fusiones nucleares que ocurren en el sol, calienta la superficie terrestre, océanos, ríos y lagos, provocando la evaporación del agua. El aire caliente traslada dicha agua evaporada en forma de nubes y niebla a los distintos puntos del planeta, donde vuelve a la tierra en forma de lluvia y nieve. Una proporción de la energía emitida por el sol se almacena en la superficie de los ríos, los lagos y los glaciares del planeta.

Las centrales y minicentrales hidroeléctricas tienen la función de transformar la energía en electricidad, aprovechando la diferencia de desnivel entre dos puntos. Primero, la turbina hidráulica transforma la energía potencial en energía mecánica, luego se activa el generador, que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, óptima para ser consumida a través de las líneas de transmisión.

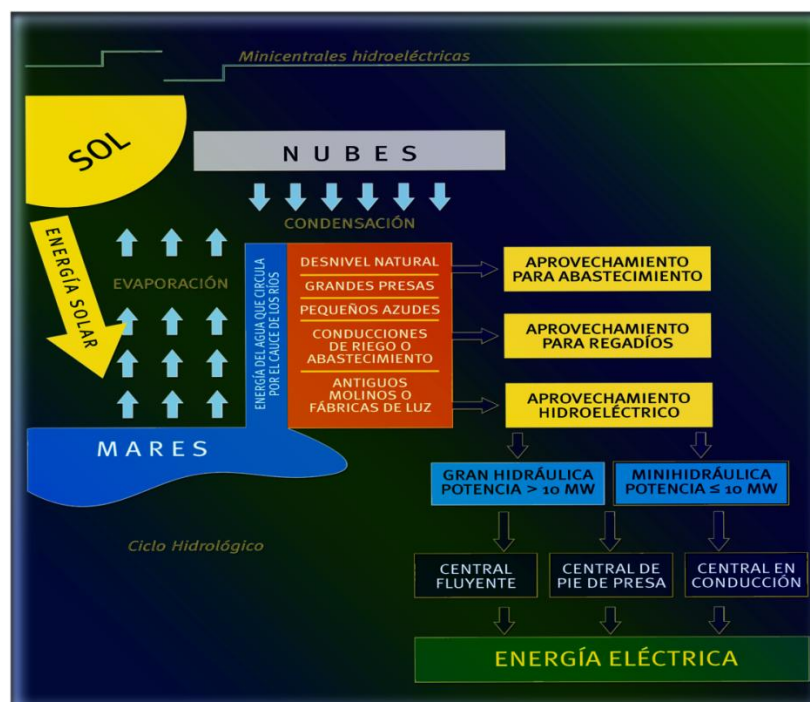


Imagen 3.1 "Ciclo hidrológico" (Fuente: IDAE)

Aunque no existe un consenso a nivel europeo sobre las características que debe tener una central para ser calificada como minicentral hidroeléctrica, se va a considerar como tal las que no sobrepasen los 10 MW de potencia máxima instalada, que es el límite aceptado por la Comisión Europea, la UNIPEDA (Unión de Productores de Electricidad), y por lo menos seis de los países miembros de la Comunidad Económica Europea. Por otro lado, existen países, 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 se considera el criterio básico para diferenciar una minicentral de una central hidroeléctrica convencional. Una minicentral no es una central convencional a escala reducida debido a que una turbina de cientos de kilovatios tiene un diseño completamente diferente del de otra que posea cientos de megavatios. Aparte, desde el punto de vista de obra civil, una pequeña central obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por embalses.

## 1.2 Las diferentes minicentrales hidroeléctricas

Tanto las centrales como las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el emplazamiento donde vayan a ser ubicadas. Al poner en marcha una instalación de este tipo hay que considerar que la topografía del terreno va a definir la toma de decisiones, 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.

### 1.2.1 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.



Imagen 3.2 "Central hidroeléctrica de agua fluyente"

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

- 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.

### **1.2.2 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.

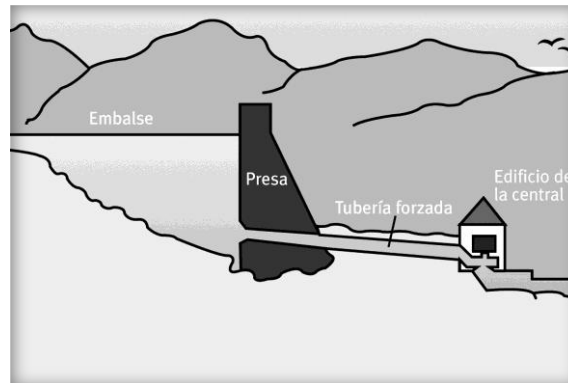


Imagen 3.3 "Central hidroeléctrica de pie de presa"

También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego 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 riego o abastecimientos, e incluso los caudales ecológicos.

Las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa que ya existen 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.

### 1.2.3 Central 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.

### **1.3 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.

#### **1.3.1 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 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.

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.

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.

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

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.)

### 1.3.2 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 de un salto de agua.
- 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.

En la siguiente figura se muestra de forma gráfica todas las alturas nombradas anteriormente:

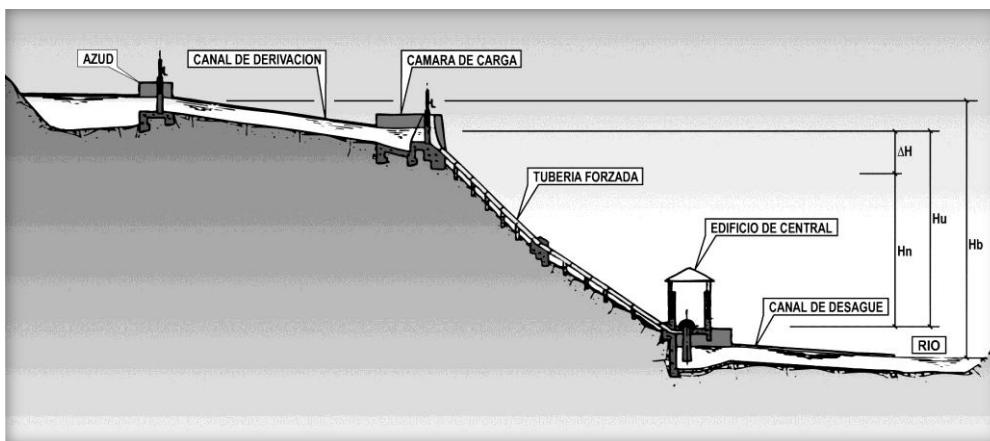


Imagen 3.4 "Diferentes alturas de un salto de agua"

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.

### 1.3.3 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 potencia disponible varía en función del caudal.

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

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

donde,

- P = Potencia en kW
- Q = Caudal de equipamiento en m<sup>3</sup>/s
- H<sub>n</sub> = 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:

$$e = R_t * R_g * R_s$$

donde,

- R<sub>t</sub> = Rendimiento de la turbina
- R<sub>g</sub> = Rendimiento del generador
- R<sub>s</sub> = Rendimiento del transformador de salida

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 0,90.

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:

$$E(kWh) = 9,81 * Q * H_n * T * e$$

donde,

- T = nº de horas de funcionamiento (con H<sub>n</sub> y Q fijos)
- e = 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).

#### 1.4 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:

##### 1.4.1 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.

Tipos de azudes:

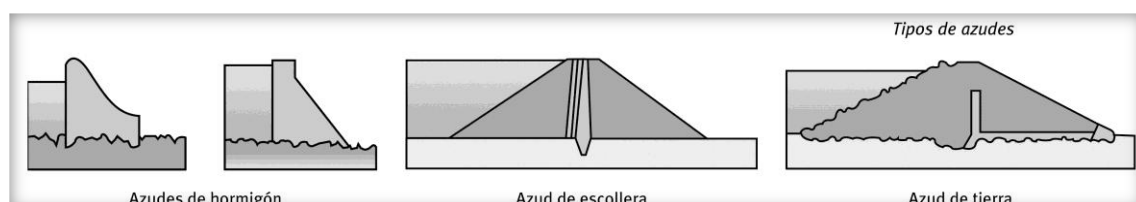


Imagen 3.5 "Tipos de azudes"

- Presa. 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 contrafuertes o la de bóveda, requieren mayor complejidad en su construcción y no suelen ser de aplicación en las minicentrales: no así los siguientes tipos:

1. Presa 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 dos grupos. Presa 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. Presa de gravedad propiamente dicha. Se construye de hormigón y el terreno que la sujeta tiene que ser muy consistente.

2. Presa 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 que se explica a continuación.

3. 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.

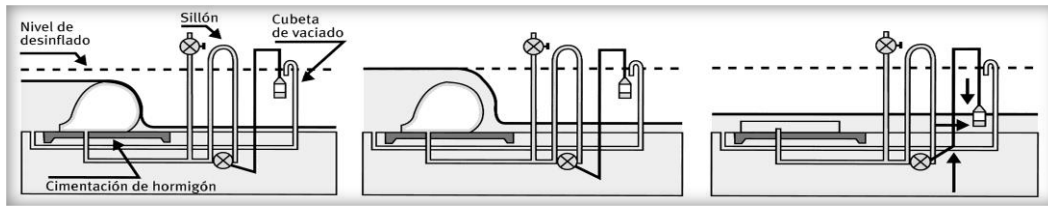


Imagen 3.5 "Esquema de funcionamiento de una presa inflable" (IDAE)

#### 1.4.2 Aliviaderos, compuertas y válvulas de control

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 rejillas protectoras en la entrada de la válvula. Estas rejillas deben contar a su vez con un dispositivo limpiador que las mantenga libres de cualquier obstrucción.

### 1.4.3 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.

### 1.4.4 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.

#### **1.4.5 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.

#### 1.4.6 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 sobre-presión 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.

#### 1.4.7 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.

#### **1.4.8 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.

#### **1.5 Equipamiento electromecánico**

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 m<sup>3</sup>/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.

### 1.5.1 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.

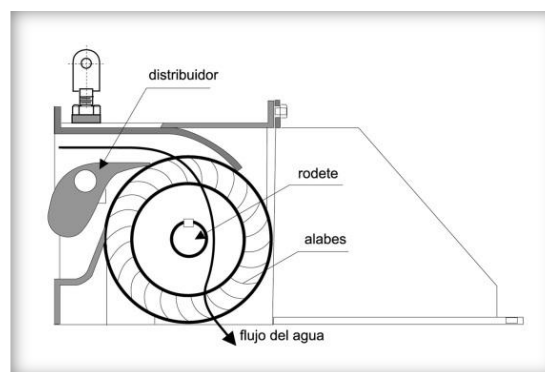


Imagen 3.6 "Turbina de acción"

#### 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).

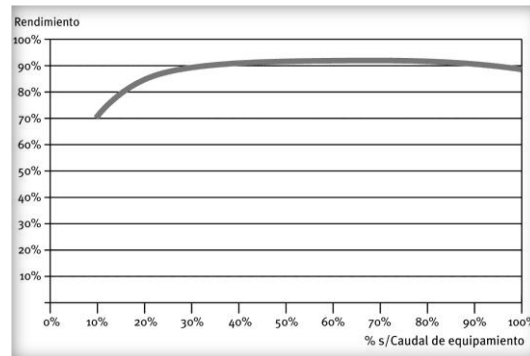


Gráfico 3.1 "Rendimiento de una turbina Pelton" (Fuente: IDAE)

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

1. Eje horizontal en las máquinas con uno o dos inyectores.
2. Eje vertical en las máquinas con más de dos inyectores. Esta solución encarece el coste del generador.

#### - Turbinas Turgo

La turbina Turgo puede trabajar con saltos de altura comprendidos entre 15 y 300 metros. Al igual que la Pelton se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete, entrando por un lado del disco y saliendo por el otro. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Su menor diámetro conduce, para igual velocidad periférica, a una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador, con lo que al eliminar el multiplicador reduce el precio del grupo y aumenta su fiabilidad.

- 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.

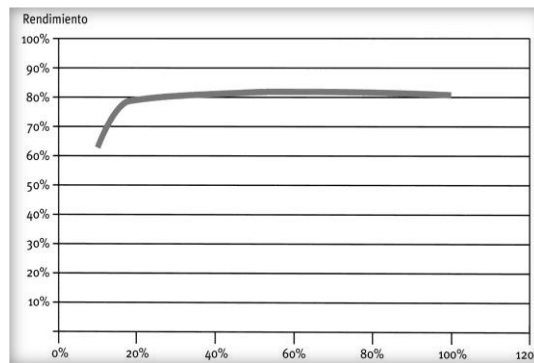


Gráfico 3.2 "Rendimiento de una turbina de flujo cruzado" (Fuente: IDAE)

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.

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.

## b) Turbinas de reacción

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.

### 1. 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.

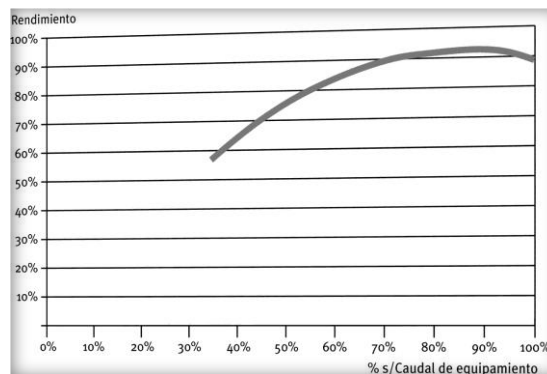


Gráfico 3.3 "Rendimiento turbina Francis"

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.

## 2. 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. Este tipo de turbinas se emplean generalmente para saltos pequeños y caudales variables o grandes.

La elección del tipo de turbina se realiza 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.

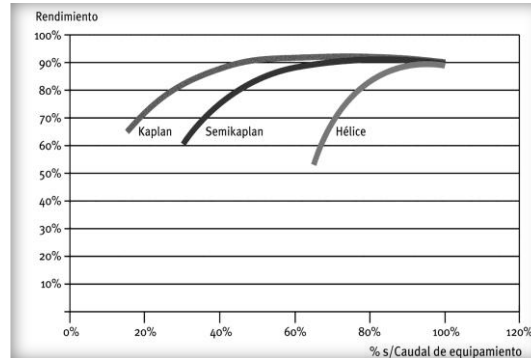


Grafico 3.4 "Rendimiento turbina KAPLAN"

3. 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%.

4. 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.

### **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.

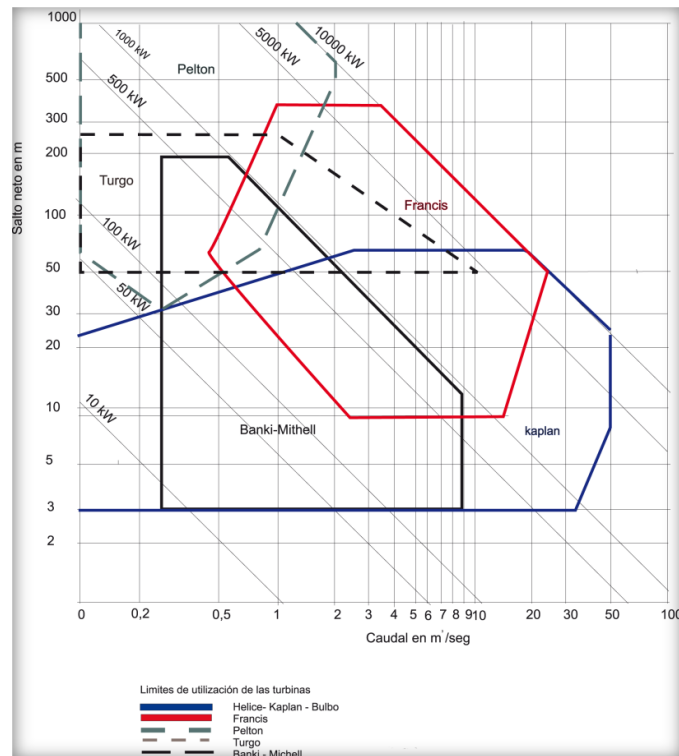


Imagen 3.5 "Gráfico de selección de turbinas" (Fuente: Voith)

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.

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.

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.

## 1.5.2 Mantenimiento de las turbinas

### *Mantenimiento de las turbinas Kaplan*

Se debe comprobar periódicamente la estanqueidad de las palas del rodete para evitar pérdidas de aceite hacia el exterior y la entrada de agua hacia el núcleo. Según el tamaño de la turbina, se tolera un nivel máximo de pérdidas de aceite que oscila entre los 10 y los 100 litros al año, y superar estos valores lleva a la contaminación del río. Si el nivel de aceite aumenta significará que ha entrado agua en su interior. También se debe comprobar que no ha existido cavitación revisando el nivel de corrosión que presenta el rodete y la envolvente del mismo. Los cojinetes desgastados implican pérdidas considerables de potencia y deterioro de las piezas que rozan con ellos y que no deberían hacerlo.

Las turbinas que sólo poseen álabes móviles requieren más revisiones que las que además pueden regularse mediante un distribuidor móvil, dado que sufrirán un mayor desgaste al realizar más movimientos para reglar el caudal. Un álabe desgastado permitirá la entrada de agua al núcleo, de forma que se producirán deterioros en el sistema de regulación. Por último, también se deben comprobar otros aspectos como el nivel de fugas y el funcionamiento de las diferentes válvulas.

### *Mantenimiento de las turbinas Francis*

Las turbinas Francis sufren los mayores deterioros por la presencia de arena arrastrada con el agua. En saltos de menos de veinte metros se realizarán revisiones cada cuatro o cinco años si el agua es de buena calidad. Por el contrario, si el agua arrastra mucha arena, estas revisiones deberán realizarse cada dos años. Para saltos mayores se recomiendan revisiones anuales, si bien la primera revisión tras la puesta en servicio permitirá fijar el intervalo de revisiones más adecuado. Los dos aspectos que se deben comprobar en las revisiones son los siguientes:

- Juego existente entre el rodete y el distribuidor. Estado de los laberintos circulares, de los álabes móviles, del tubo de aspiración y de la envolvente de la turbina.

- Estado de los anillos de protección del distribuidor y de la superficie de los álabes distribuidores. En caso de anillos desgastados, se puede equipar la turbina con anillos cambiables o mediante soldadura darles de nuevo sus dimensiones iniciales. Si los juegos de álabes distribuidores presentan desgastes de más de medio milímetro, también deberán sustituirse. También se deberá comprobar la zona de salida del rodete y el principio del tubo de aspiración en busca de corrosión. Estos elementos deberán estar revestidos de materiales resistentes a la corrosión o ser intercambiables.

#### *Mantenimiento de las turbinas Pelton*

La acción abrasiva de la arena presente en el agua produce desgastes en la aguja, la boca de la tobera, los cazos del rodete y el deflector. Estos elementos se revisarán cada año, dada la importancia de que conserven sus características iniciales. Un ligero desgaste en el inyector y la aguja provoca que el chorro se disperse. Las gotas sueltas deterioran el rodete al chocar con él y las caídas de rendimiento son importantes. Muchas de las irregularidades que se generan en las turbinas Pelton tienen su origen en la introducción de cuerpos extraños. Por ello es importante que haya bocas de inspección en los tubos de conducción para poder retirar dichos objetos. Tras el montaje de la turbina de debe comprobar que el deflector queda tangente al chorro pero sin llegar a tocarlo.

También habrá que comprobar antes de la puesta en marcha que no queda aire en el cilindro del servomotor, dado que podría provocar un cierre brusco y el consiguiente golpe de ariete. Por último, se deberán lubricar convenientemente los distintos órganos de movimiento y articulaciones.

### 1.5.3 El generador



Imagen 3.8 "Generador Síncrono"

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:

$$N_s = 60 * f * p$$

donde,

- $N_s$  = 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.

#### **1.5.4 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.



*Imagen3.9 "Torres de línea eléctrica"*

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.

### 1.5.5 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.

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 estator
- 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.

### **1.5.6 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 de:

- 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.

### **1.5.7 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.

### 1.6 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.

## 1.7 Criterios de selección de turbinas

### ***Caudal***

Un valor aislado del caudal no tiene ninguna significación. Lo que interesa es el régimen de caudales preferiblemente representado por la curva de caudales clasificados (CCC), obtenida de los datos procedentes de la estación de aforos de los estudios hidrológicos, previos a la elección de la turbina.

No todo el caudal representado en una CCC puede utilizarse para producir energía eléctrica.

En primer lugar hay que descartar el caudal ecológico que tiene que transitar todo el año por el cauce cortocircuitado. En segundo lugar, cada tipo de turbina solo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para el que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable.

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

### ***Altura útil***

El salto bruto es la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga, en las turbinas de reacción, o el eje de toberas en las de turbinas de acción.

Conocido el salto bruto, para calcular el neto, basta deducir las pérdidas de carga, a lo largo de su recorrido tal y como se hizo en el anexo anterior. En la Tabla se especifica, para cada tipo de turbina, la horquilla de valores de salto neto dentro con la que puede trabajar. Obsérvese que hay evidentes solapamientos, de modo que para una determinada altura de salto pueden emplearse varios tipos de turbina.

El problema es particularmente crítico en el caso de los aprovechamientos de baja altura que, para que sean rentables, necesitan turbinar grandes volúmenes de agua. Se trata de aprovechamientos de 2 a 5 m de altura de salto y un caudal que puede variar entre 10 y 100 m<sup>3</sup>/seg. Utilizan turbinas con un diámetro de rodete entre 1,6 m y 3,2 m de diámetro, acoplada a un generador asíncrono, a través

de un multiplicador. Los conductos hidráulicos tienen unas dimensiones muy superiores a las requeridas por los aprovechamientos con saltos de media o gran altura, lo que conlleva la realización de importantes trabajos de obra civil cuyo costo llega a superar al de los grupos turbo-generadores. Para reducir el costo global (obra civil + equipos), y en particular reducir el volumen de obra civil, se han concebido un cierto número de configuraciones que han llegado a ser consideradas como clásicas. Todas ellas hacen uso de uno de los dos tipos de turbinas aplicables a estos saltos: la kaplan y la semi-kaplan.

### ***Velocidad específica***

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección, más preciso sin duda que el más convencional y conocido de las envolventes operacionales que acabamos de mencionar.

Por ejemplo, si queremos generar energía eléctrica en un aprovechamiento con un salto neto de 100 metros, utilizando una turbina de 800 kW directamente acoplada a un generador standard de 1500 rpm, empezaremos por calcular la velocidad específica, de lo que se deduce que la única elección posible es una turbina Francis. Si, por el contrario admitimos la instalación de un multiplicador con una relación de hasta 1:3, la turbina podría girar entre 500 y 1.500 rpm, con lo que su velocidad específica podría situarse entre 45 y 134 rpm. De esta forma la elección podría recaer, además de en la Francis, en una Turgo, una Ossberger o una Pelton de dos toberas.

Supongamos ahora que queremos instalar una turbina de 1500 kW de potencia en un aprovechamiento con un salto de 400 m, directamente acoplada a un generador a 1000 rpm. Calcularemos primero la velocidad específica “ $n_s$ ”, que nos confirma debemos seleccionar una Pelton de una tobera, cuyo diámetro, de acuerdo con la ecuación (6.8) ser  $D= 38567800$ .

### ***Cavitación***

Cuando la presión ejercida sobre un líquido en movimiento, desciende por debajo de su presión de vaporización, éste se evapora formando gran número de pequeñas burbujas, que al ser arrastradas a zonas de mayor presión, terminan por estallar. La formación de estas burbujas y su subsiguiente estallido, es lo que constituye la cavitación.

La experiencia demuestra que el estallido de esas burbujas genera impulsos de presión muy elevados, que van acompañados de fuertes ruidos (una turbina en cavitación suena como si a través

de ella pasasen montones de grava), y que la acción repetitiva de esos impulsos produce una especie de corrosión difusa, formando picaduras en el metal (pitting). Con el tiempo esas picaduras, degeneran en verdaderas grietas con arrancamiento de metal. Las elevadas temperaturas generadas por esos impulsos y la presencia frecuente de gases ricos en oxígeno, agravan la corrosión. Un alabe sometido a cavitación aparece al cabo de cierto tiempo lleno de cavidades, lo que obliga a sustituirlo o, si aún se está a tiempo, a repararlo recargándolo por soldadura.

Conviene subrayar que la altura de instalación varía sensiblemente con la altitud de la central. Como es sabido  $H_{atm}$  disminuye aproximadamente 1,1 m por cada 1000 m, desde los 10,3 m de columna de agua al nivel del mar a los 7 m a una altitud de 3000 m.

### ***Velocidad de rotación***

La velocidad de rotación de una turbina es función de su velocidad específica, de su potencia y de la altura del aprovechamiento. En los pequeños aprovechamientos suelen emplearse generadores standard, por lo que hay que seleccionar la turbina de forma que, bien sea acoplada directamente o a través de un multiplicador, se alcance una velocidad de sincronismo.

### ***Velocidad de embalamiento***

Cuando, trabajando a plena potencia hidráulica, desaparece súbitamente la carga exterior, bien sea por corte del interruptor o por fallo en la excitación del alternador, la turbina aumenta su velocidad hasta alcanzar lo que se conoce como velocidad de embalamiento. Esa velocidad varía con el tipo de turbina, el ángulo de apertura del distribuidor y la altura de salto. En las turbinas Kaplan la velocidad de embalamiento puede llegar a ser 3,2 veces superior a la nominal. En las Francis, Pelton, Banki y Turgo, esa relación varía entre 1,8 y 2. Hay que tener en cuenta que al aumentar la velocidad de embalamiento, se encarecen el multiplicador y el generador, que habrán de diseñarse para poder resistir las fuerzas de aceleración centrífuga correspondiente.

## 2. CÁLCULO HIDRÁULICO DE LA CONDUCCIÓN

### 2.1 Objetivo general del cálculo

El objetivo principal de este capítulo es hacer un estudio detallado de las condiciones de funcionamiento de la conducción proyectada, que va desde el depósito de regulación situado en la depuradora a 96,8 metros de cota, hasta la nave donde irá colocada la central hidroeléctrica, a 5,5 metros del nivel del mar.

Se debe prestar especial atención a las pérdidas de carga que pueda sufrir la conducción, ya que un mal diseño puede provocar un error de cálculo de la potencia que genera la turbina. Por otro lado, se deben vigilar las sobrepresiones en la conducción de manera que no se produzca golpe de ariete, con el consecuente peligro de degradación o incluso rotura de la tubería y accesorios.

### 2.2 Introducción

La tubería forzada es la conducción que lleva el agua hasta la turbina, salvando la diferencia de alturas que se presente en cada recurso hidráulico. Debe ser capaz de soportar la presión del agua tanto en condiciones normales como de sobrepresión debida a transitorios, que pueden dar lugar a golpes de ariete, perjudiciales en las instalaciones.

Si se opta por instalar la tubería enterrada, deberá protegerse de la corrosión mediante pinturas adecuadas y recubrimientos de otras clases. Una buena protección evitará realizar un mantenimiento. Enterrar la tubería forzada lleva asociado un aumento de la sostenibilidad medioambiental de la instalación.

### 2.3 Materiales empleados en la tubería forzada

- Acero

Es una solución barata y eficaz, dado que se pueden conseguir tuberías forzadas de cualquier diámetro y espesor. El empleo de acero resistente a la corrosión evitará recubrimientos protectores cuando sea necesario y al mismo tiempo aumentará la resistencia a la rotura y la tenacidad.

Las tuberías forzadas de acero en general se construyen mediante tramos rectos, que van simplemente apoyados sobre pilares coincidiendo con los cambios de dirección. Entre dos anclajes



consecutivos se intercala una junta de dilatación. Las paredes deben resistir tensiones combinadas correspondientes a su trabajo como viga y a su condición de recipiente cilíndrico sometido a presión interna. El momento flector será el correspondiente al de una viga continua. Las reacciones sobre los apoyos se transmiten por esfuerzo cortante entre la chapa y los anillos de soporte, que se diseñan basándose en el comportamiento elástico de los cilindros de débil espesor. Dichos anillos se sueldan a la chapa mediante soldaduras continuas y se rigidizan mediante diafragmas.

Los bloques de anclaje tienen que resistir la componente longitudinal del peso de la tubería llena de agua más las fuerzas de fricción correspondientes a los movimientos de expansión y contracción. Esto lleva a que se recomiende cimentarlos, en la medida de lo posible, sobre roca. También pueden utilizarse tuberías de hormigón con revestimiento interior de chapa de acero, armadas si es necesario con redondos de acero, o incluso presentadas con alambres de alta resistencia y provistas de uniones de enchufe y cordón. Dado su elevado peso, resultan difíciles de transportar y manejar en obra, pero en cambio no exigen ningún tratamiento de protección contra la corrosión.

- Polietileno

El polietileno de baja y media densidad se aprovecha desde hace años en centrales con baja altura de salto. El polietileno de altas prestaciones, en cambio, puede utilizarse en saltos de hasta 160 m. Este material es pesado pero muy robusto.

- PVC

Este material resulta competitivo en alturas de salto que pueden llegar a los 200 m. Resulta más barato que el acero, su manipulación en obra es más sencilla y no requiere ninguna protección contra la corrosión. Si se someten únicamente a esfuerzos longitudinales pueden soldarse empleando disolventes o también pueden unirse empleando conexiones mecánicas. Como contrapartida, este material resulta sensible a la radiación ultravioleta, por lo que las tuberías deberán enterrarse o recubrirse con cinta. Además su coeficiente de dilatación y su fragilidad son mayores que en el acero. No son aptas para ser instaladas en terrenos rocosos.

- Aleaciones de plástico

Recientemente ha salido al mercado una tubería fabricada con una mezcla de PVC y derivados acrílicos. Se puede utilizar en saltos de hasta 160 m, su espesor es menor que el de las tuberías equivalentes de PVC y sus propiedades mecánicas son similares a las del polietileno de altas prestaciones. A diferencia del PVC, se comporta dúctilmente bajo carga, por lo que carece de sus problemas de rotura frágil.

- Refuerzos de fibra de vidrio

Las tuberías reforzadas de fibra de vidrio poseen una elevada resistencia, su peso es un 20% inferior al del acero y sus costos son competitivos.

- Polietileno de alta densidad

Sólo se suministran para diámetros de hasta 30 cm. Pueden ser instaladas al aire libre y se pueden curvar del orden de cuarenta veces su diámetro (para curvas más pronunciadas se puede recurrir a elementos prefabricados). Soportan temperaturas menores de cero grados centígrados.

Su densidad menor que la del agua facilita su transporte al permitir arrastrar los tramos de tubería flotando y tirados por un cable. Las uniones deben ser realizadas mediante soldadura de fusión.

- Madera

Material empleado en los países en vías de desarrollo en los que abunda la madera y la mano de obra. Para diámetros de tubería de 1,5 m, puede ser instalada en alturas de salto de hasta 120 m. Estas tuberías se construyen con dovelas de madera creosotada y zunchadas con flejes de acero, no necesitan juntas de dilatación ni soporte de anclaje y resisten a la corrosión. Sin embargo, sufren dilataciones y fugas, requieren que el tubo esté siempre lleno de agua y el mantenimiento debe ser frecuente.

## 2.4 Presiones a régimen permanente

Para un estudio correcto de la conducción, se deben tener en cuenta tanto, las presiones a régimen permanente que se dan por la existencia de circulación de un fluido en la tubería, como las debidas al régimen variable provocadas por la manipulación de válvulas u otros elementos del sistema.

La presión en régimen permanente es la considerada en cualquier punto de la conducción, siempre y cuando el fluido sea constante en el tiempo. Para el cálculo de la presión se partirá de los datos de caudal estimados en el apartado de demanda de agua. La fórmula es la siguiente:

$$Q = V \times S$$

donde,

- Q , caudal de agua que circula por la tubería por unidad de tiempo ( $m^3/sg$ )
- V , velocidad media del agua en el interior del tubo (m/sg)
- S, sección interior del tubo (metros)

La sección de la tubería es función del diámetro interior del tubo y se calcula con la siguiente fórmula:

$$S = \pi \times \frac{\phi^2}{4}$$

donde,

- $\Phi$  , diámetro interior del tubo (metros)

El estudio de las presiones en todos los puntos de la conducción se realiza por la Ecuación de Bernoulli que corresponde con la siguiente expresión general:

$$Z_a + \frac{P_a}{\gamma} + \frac{V_a^2}{2 \cdot g} = Z_b + \frac{P_b}{\gamma} + \frac{V_b^2}{2 \cdot g} + J_{ab}$$

donde,

- $Z_n$ , cota geométrica del punto considerado (metros)
- $\frac{P_n}{\gamma}$  , corresponde con la altura representativa de la presión en el punto considerado (metros)
- $\frac{V_a^2}{2 \cdot g}$  , es la altura representativa de la velocidad (metros)
- $J_{ab}$  , es el conjunto de las pérdidas de carga considerada entre los dos puntos que se sometan a estudio (metros)

Esta expresión la podemos simplificar de varias maneras, según sea el caso de estudio, en nuestro caso se trata de una tubería a presión y de diámetro constante. Como el caudal va a ser uniforme, la velocidad de circulación del fluido será constante a lo largo de la conducción, podremos simplificar los términos de altura de la velocidad.

$$Z_a + \frac{P_a}{\gamma} = Z_b + \frac{P_b}{\gamma} + J_{ab}$$

Osborne Reynolds observó en el siglo pasado que, cuando se hace circular agua con un hilo de tinta en un tubo de cristal, a una velocidad suficientemente baja, el flujo exhibe un comportamiento típicamente laminar. El agua fluye en forma de tubos múltiples concéntricos, de pared muy delgada. El tubo virtual exterior se adhiere a la pared del tubo real, mientras que cada uno de los siguientes se desplaza a una velocidad ligeramente mayor que el anterior, hasta alcanzar un máximo en el centro del tubo. La distribución de la velocidad toma la forma de un paraboloide de revolución cuya velocidad media es el cincuenta por ciento del valor máximo en el eje del tubo.

Si se aumenta la velocidad llega un momento en el que el hilo de tinta se rompe bruscamente. Las partículas cercanas a la pared, frenan a las que circulan a mayor velocidad por el interior. En ese momento el flujo pasa a ser turbulento, y la distribución de velocidad es más plana. Reynolds encontró que el punto de transición de flujo laminar a flujo turbulento venía determinado por un número adimensional NR (número de Reynolds) que, en el caso de un tubo de sección circular, viene dado por el producto de la densidad del fluido ( $\rho$ ), el diámetro del tubo ( $d$ ), y la velocidad media  $V$  (m/seg), dividido por el coeficiente de viscosidad del líquido ( $\mu$ ). En la fórmula,  $\nu$  es la viscosidad cinemática del fluido ( $m^2/seg$ ).

Se ha encontrado experimentalmente que, en un fluido que circula por un tubo de sección circular y paredes lisas, la transición de flujo laminar a flujo turbulento ocurre aproximadamente cuando NR alcanza el valor 2000. En realidad esta transición no siempre ocurre exactamente para  $Nr = 2000$ , sino que varía con las condiciones en que se realiza el experimento, de forma que más que un punto de transición lo que realmente existe es una zona de transición.

La viscosidad hace que el agua, circulando por el interior de un tubo, experimente una pérdida de energía  $h_f$  que es debida a:

1. La fricción contra las paredes del tubo.
2. La disipación viscosa como consecuencia de la fricción interna del flujo

La fricción contra las paredes viene condicionada por su rugosidad y por el gradiente de velocidad  $(dv/dr)$  en sus proximidades. Se puede observar, que el gradiente de velocidad, en las cercanías de la pared, es mayor en el flujo turbulento que en el laminar. Por tanto al aumentar el número de Reynolds debe esperarse un aumento de la fricción. Al mismo tiempo, al aumentar la turbulencia aumenta el entremezclado de partículas, y por lo tanto la disipación viscosa en el flujo. Por todo ello, la pérdida de carga en régimen turbulento es siempre mayor que en régimen laminar.

## 2.5 Pérdidas de carga en tuberías

La fricción del agua con las paredes y accesorios de la tubería forzada produce una serie de pérdidas que implican que en la turbina no se tenga la altura bruta del embalse. El estudio de las pérdidas de presión en las tuberías debe atenderse de manera especial, su estimación determina el éxito del funcionamiento y durabilidad de la instalación.

Dentro de los estudios hidráulicos se consideran dos tipos de pérdidas de carga:

- Las debidas al rozamiento ordinario del fluido con las paredes de la tubería, denominadas pérdidas de carga generales o continuas y vienen determinadas por el coeficiente de rozamiento interior de la tubería, que a su vez, está determinado por el tipo de material de la conducción utilizada.
- Las producidas por los accesorios de la tubería, llamadas pérdidas de carga singulares o accidentales, producida por los elementos de unión, regulación, control, etc... que poseen las tuberías, así como el trazado que determina la orografía del terreno. Generalmente esta pérdida de carga es de mayor magnitud que las generales, de manera que si no existen tramos de mucha longitud de tubería sin ningún accesorio, estas se consideran despreciables.

### 2.5.1 Causas generales de las pérdidas de carga en tuberías

Los principales motivos de la pérdida de carga y energía en conducciones de agua fluyente se dividen en dos grupos, como se comentó anteriormente. Ahora, se describirán las acciones susceptibles de producir pérdidas, que se producen dentro de la tubería.

### 2.5.2 Pérdidas generales

Suelen ser de baja magnitud y vienen determinadas por el rozamiento entre el fluido y la pared interior de la tubería. Existen dos tipos de fricción:

- 1) Los frotamientos parietales, es decir, rozamientos o acciones entre el agua y las paredes laterales, a lo largo de toda la superficie mojada de la conducción. Estas pérdidas son de mayor magnitud que las que ahora se definen.

Los frotamientos interiores que son producidos por las acciones y reacciones de una determinada masa de agua con la que tiene alrededor. Aquí se engloban, el rozamiento debido a la viscosidad del líquido, las acciones de la diferencia de velocidad entre masas de agua y por último, la turbulencia de la masa líquida motivada por la diferente dirección de velocidades, aunque esta se de baja magnitud. El rozamiento entre el fluido y la tubería, viene determinado por el coeficiente  $\lambda$ , y depende de la rugosidad en las paredes interiores del tubo. La “rugosidad absoluta” es la altura de las asperezas de tipo medio que presentan las paredes de la conducción, que depende del material que se utilice. La “rugosidad relativa” es la relación entre la rugosidad absoluta y el diámetro del tubo.

La ecuación de Darcy Weisbach formula dichas pérdidas. Se observa que aumentan con la longitud del conducto y la velocidad del fluido en su interior y disminuyen según aumenta el diámetro.

Además son proporcionales a un coeficiente adimensional, conocido como el factor de fricción.

$$h_f = F * \frac{D}{L} * \frac{V^2}{2g}$$

donde,

- $h_f$ , pérdidas de carga por fricción
- $F$ , coeficiente de pérdidas por fricción (m)
- $D$ , diámetro de la tubería (m)
- $L$ , longitud de la tubería (m)
- $V$ , velocidad del flujo (m/sg)
- $g$ , aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )

### 2.5.3 Pérdidas singulares

#### 2.5.3.1 Introducción y concepto

Además de las pérdidas de carga continuas o generales, se tiene que tener en cuenta, que en las conducciones se produce otro tipo de pérdidas debido a fenómenos de turbulencia que se originan al paso de líquidos por puntos singulares de las tuberías como son, cambios de dirección, codos, derivaciones, acoples, juntas, etc., y que se conocen como pérdidas de carga accidentales, localizadas o singulares ( $h_L$ ,  $h_S$ ). La suma de estas pérdidas de carga, más las continuas ( $h_C$ ) dan las pérdidas de carga totales ( $h_T$ ).

#### 2.5.3.2 Cálculo de las pérdidas de carga localizadas

Las pérdidas de carga continuas son de mayor magnitud que las singulares, pudiendo éstas despreciarse cuando supongan menos del 5% de las totales, y en la práctica, cuando la longitud entre singularidades sea mayor de mil veces el diámetro interior de la tubería.

Salvo casos excepcionales, las pérdidas de carga localizadas sólo se pueden determinar de forma experimental, y puesto que son debidas a una disipación de energía motivada por las turbulencias, pueden expresarse en función de la altura cinética corregida mediante un coeficiente empírico. El coeficiente  $K$  es adimensional y depende del tipo de singularidad y de la velocidad media en el interior de la tubería. En la práctica y para cálculos rápidos que no precisen de gran exactitud, se suelen adoptar los siguientes valores aproximado del coeficiente:

ACCESORIOS	K	L/D
Válvula esférica (totalmente abierta)	10	350
Válvula en ángulo recto (totalmente abierta)	5	175
Válvula de seguridad (totalmente abierta)	2,5	-
Válvula de retención (totalmente abierta)	2	135
Válvula de compuerta (totalmente abierta)	0,2	13
Válvula de compuerta (abierta ¼)	1,15	35
Válvula de compuerta (abierta ½)	5,6	160
Válvula de compuerta (abierta ¾)	24	900
Válvula de mariposa (totalmente abierta)	-	40
“T” por la salida lateral	1,8	67
Codo a 90º de radio corto (con bridas)	0,9	32
Codo a 90º de radio normal (con bridas)	0,75	27
Codo a 90º de radio grande (con bridas)	0,6	20
Codo a 45º de radio corto (con bridas)	0,45	-
Codo a 45º de radio normal (con bridas)	0,4	-
Codo a 45º de radio grande (con bridas)	0,35	-

Tabla 3.1 “valores comunes de K”

Para determinar el valor de la pérdida es el resultante del producto entre el valor del coeficiente por la carga a velocidad del conducto, tal y como muestra la siguiente ecuación:

$$h_s = K * \frac{V^2}{2g}$$

### 2.5.3.3 Longitud equivalente de la conducción

Un método no completamente exacto pero válido a efectos de estimar las pérdidas de carga localizadas, consiste en expresarlas en forma de longitud equivalente ( $L_e$ ), es decir, valorar cuántos metros de tubería recta del mismo diámetro producen una pérdida de carga continua que equivale a la pérdida que se produce en el punto singular. Por tanto, la longitud equivalente de una singularidad puede determinarse igualando las fórmulas para el cálculo de  $h_s$  y  $h_c$ .

A efectos prácticos, en muchos casos se simplifica el cálculo suponiendo que las  $h_s$  suponen un porcentaje del orden del 5 – 20 % de las pérdidas de carga continuas, según el número y tipo de singularidades.

En estos casos, por tanto, la pérdida de carga total será la producida en una tubería por rozamiento incrementando su longitud entre un 5–20%.

#### **2.5.4 Pérdidas localizadas de mayor importancia cuantitativa.**

- **Pérdidas localizadas en un ensanchamiento brusco de sección**

Aunque la tubería se ensanche bruscamente, el flujo lo hace de forma gradual, de manera que se forman torbellinos entre la vena líquida y la pared de la tubería, que son la causa de las pérdidas de carga localizadas.

Aunque en la mayoría de los casos las pérdidas de carga localizadas, se calculan a partir de la ecuación, obteniéndose  $K$  empíricamente, en este caso pueden deducirse de forma analítica.

- **Pérdidas localizadas en un ensanchamiento gradual de sección**

Son los difusores, en los que se producen, además de las pérdidas de carga por rozamiento como en cualquier tramo de tubería, otras singulares debido a los torbellinos que se forman por las diferencias de presión (al aumentar la sección disminuye la velocidad, y por lo tanto el término cinético, por lo que la presión debe aumentar).

A menor ángulo de conicidad ( $q$ ), menor pérdida de carga localizada, pero a cambio se precisa una mayor longitud de difusor, por lo que aumentan las pérdidas de carga continuas. Se trata de hallar el valor de  $q$  para el que la pérdida de carga total producida sea mínima.

- **Pérdidas localizadas en un estrechamiento brusco de sección**

En este caso, el flujo continúa convergiendo después de la embocadura durante una cierta distancia, a partir de la cual se produce su ensanchamiento. Por tanto, se formarán turbulencias entre el flujo y las paredes de la tubería, y también entre éstas y la vena líquida contraída, como se indica en la figura.

- **Pérdidas localizadas en un estrechamiento gradual de sección (tobera)**

Puesto que el líquido aumenta su velocidad al pasar por la tobera, también disminuye su presión. Por tanto, las condiciones no favorecen la formación de torbellinos, siendo casi la totalidad de las



pérdidas de carga que se producen debidas al rozamiento. Los valores de K suelen oscilar entre 0.02 y 0.04, por lo que, en la práctica, estas pérdidas de carga se desprecian.

### **2.5.5 Consideraciones prácticas para evaluar las pérdidas accidentales**

1. Para válvulas, puede tomarse como equivalente la pérdida de carga por rozamiento en una tubería recta de 10 m de longitud y de igual diámetro que el accesorio.

2. En ocasiones, puede tomarse una longitud total de tubería incrementada en un 5 – 20 %, dependiendo de la longitud y el mayor o menor número de puntos singulares.

3. Las pérdidas localizadas en general pueden despreciarse cuando, por término medio, haya una distancia de 1000 diámetros entre dos puntos singulares.

### **2.6 Regímenes transitorios**

Cuando se produce un cambio brusco de régimen en una tubería, debido por ejemplo al cierre rápido de una válvula, la fuerza generada por el cambio de velocidad de la masa de agua implicada en el fenómeno puede producir un incremento de presión en el tubo que aunque transitorio, es de un orden de magnitud muy superior al de la presión hidrostática. A esta onda de presión se la conoce por el nombre de golpe de ariete y sus efectos pueden ser catastróficos: la tubería puede estallar por sobrepresión o aplastarse por vacío relativo.

Manning es el resultado de un ajuste de curvas y es por tanto completamente empírica. El coeficiente “n” no es adimensional, por lo que lo que aquí se expone al respecto solo es válido en unidades del sistema internacional. Asimismo, hay que tener en cuenta que estas ecuaciones son solo válidas para canales de fondo plano. En canales aluviales, con diversas formas de fondo, el análisis es mucho más complejo.

Aun cuando desde el punto de vista hidráulico la sección óptima minimiza la sección necesaria para hacer pasar un cierto caudal, el volumen de excavación exigido puede hacerla inapropiada.

## ANEXO IV

### IMPACTO AMBIENTAL

#### 1. Objetivo

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

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

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

Según el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de Enero, modificado por la ley 6/2010, de 24 de marzo y la Ley 4/2008 autonómica, de 12 de Noviembre, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, de evaluación de impacto ambiental “la persona física o jurídica, pública o privada que se proponga realizar un proyecto de los comprendidos en la ley, acompañará la solicitud de un documento comprensivo del proyecto con al menos el siguiente contenido”:

- La definición, características y ubicación del proyecto.
- Las principales alternativas que se consideran y análisis de los potenciales impactos de cada una de ellas.
- Un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado por el proyecto.

Esta ley tiene como objeto promover un desarrollo sostenible, conseguir un elevado nivel de protección del medio ambiente y contribuir a la integración de los aspectos ambientales en la preparación y adopción de planes y programas, mediante la realización de una evaluación ambiental de aquellos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente. También, en esta ley, se incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de Junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

En los proyectos que deban ser autorizados y aprobados por la Administración General del Estado, la solicitud y la documentación a la que se refiere este apartado, se presentarán ante el órgano de competencia sustantiva.

## 2. Metodología general

Un impacto ambiental identificado por una acción simple de un proyecto sobre un factor ambiental queda determinado por su signo y su valor. El signo puede ser positivo o benéfico y negativo o perjudicial. Su valor viene determinado por la magnitud del impacto y de su incidencia. La magnitud representa la cantidad y calidad del factor modificado.

La incidencia se refiere al grado o intensidad de la alteración producida, a la severidad del daño causado por lo negativo, y a una serie de atributos de tipo cualitativo que caracterizan la alteración.

Los atributos más significativos, son los siguientes:

- La intensidad y grado de incidencia
- La extensión o área del efecto en relación con el total del entorno considerado
- El momento o periodo de tiempo que transcurre entre la acción y la aparición del efecto.
- La persistencia y tiempo de permanencia del efecto.

El problema de la valoración gira en torno a la definición de los conceptos de calidad y fragilidad, que se explican a continuación:

### Calidad

Se entiende como el grado de excelencia o mérito para no ser alterado, o de otra manera, mérito para que su estructura anual se conserve. Además el concepto de calidad está relacionado con muchos otros, como son:

- Valor naturalístico, que se entiende por el mérito de una unidad debido al estado de conservación de los ecosistemas que contiene la presencia de especies notables.
- Valores relacionados con la productividad, tanto agraria como ecológica, medida en términos de energía fijada por unidad de superficie y tiempo.
- Valores preceptuales y culturales, abarcan aquellos valores subjetivos derivados del paisaje

### **Fragilidad**

Se conoce como el grado de susceptibilidad al deterioro, de un determinado sistema, ante la incidencia de determinadas actuaciones sobre él. Está relacionada con:

- Nivel de degradación, estima el grado de conservación de la biocenosis vegetal indicando el punto de empobrecimiento sufrido por la influencia humana.
- Reversibilidad, expresa el grado de dificultad que una unidad degradada tiene para volver naturalmente al estado anterior del impacto.

El impacto total o agregado del proyecto va a depender de los impactos parciales producidos sobre cada factor ambiental afectado y de la importancia o peso relativo de dichos factores.

### **3. Definición del espacio pre-operacional**

La ubicación precisa de la instalación que se pretende llevar a cabo en el presente proyecto, pertenece al término municipal de Santa Cruz de Tenerife. Dicho municipio es la capital de la provincia que lleva el mismo nombre. El barrio de Buenos Aires se encuentra en la parte alta de la ciudad y forma parte del polígono industrial Costa Sur, el cual abarca gran parte de la actividad industrial de la ciudad, con lo que la inclusión de la instalación que se quiere proyectar no debe suponer un gran impacto.

El terreno susceptible de impacto, comprende la planicie de la montaña donde está situada la EDAR, el acantilado donde irá colocada la conducción y el terreno a nivel del mar donde colocaremos la nave que albergará los equipos.

### **4. Descripción del proyecto**

El “Aprovechamiento hidroeléctrico del Agua Residual Tratada de la Estación Depuradora del Barrio de Buenos Aires” pretende generar electricidad por medio de una turbina hidroeléctrica que aprovecha el agua residual depurada, y el desnivel existente entre la depuradora y el nivel del mar. La potencia instalada será de 272 kW que estarán conectados a la red de abastecimiento insular de energía eléctrica.

## 5. Actividades susceptibles de impacto

Ya se han comentado las medidas correctoras a aplicar según sea el factor que se altera, ahora se trata de dividir dichas de medidas de aplicación en las diferentes fases que va a tener la instalación de la central hidroeléctrica.

### 5.1 Fase de preparación del terreno y construcción

#### *Actividades a realizar*

#### 1. Preparación del terreno

Al comienzo de la obra, en la fase de preparación del terreno que va a albergar la nave y las conducciones, se debe retirar cubierta vegetal de las zonas donde se van a implantar los elementos de la instalación además de preparar una zona de tránsito que asegure evitar el contacto con otras zonas. Se deben utilizar los caminos de servicio existentes en la zona, excepto que no exista, en ese caso se habilitará un camino nuevo. En cuanto al cableado eléctrico, se debe intentar siempre construir enterrado.

El desbroce de vegetación a lo largo de la zona de servidumbre es el trabajo inicial de instalación de los elementos de la central, que implicará pérdidas de cubierta vegetal en el área de la franja de servidumbre, debido a las excavaciones para colocar la nave que alberga los equipos y el depósito de regulación.

#### 2. Transporte y movilización

Los vehículos pesados motorizados (volquetes, tractor, grúa, etc.) a ser usados en las obras de instalación producirán emisiones de gases de combustión (NO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>) y material particulado durante el desarrollo de trabajos de obras civiles y mecánicas, trayendo consigo un impacto temporal y mínimo al ambiente, alterando la calidad del aire. El presente impacto a generarse es considerado como mínimo debido a lo pequeño del proyecto. Los gases de combustión si bien contaminan el aire, el impacto es mínimo debido a su volumen relativamente bajo y a la rápida dilución por efecto del viento y la lluvia: la generación de ruido es temporal y puntual. Asimismo es posible la ocurrencia de derrames de aceites, lubricantes y/o combustible como consecuencia del desplazamiento de vehículos que presentes desperfectos mecánicos, lo que ocasionaría la contaminación del suelo. Por otro lado, el transporte de equipos y materiales puede ocasionar riesgos de accidentes en el transporte y manejo de equipos pesados en la ruta que seguirán los vehículos entre los puntos de acopio y el área del proyecto.

### 3. Construcción y emplazamiento de obra civil

La construcción de la central y sus instalaciones anexas incluye básicamente, excavaciones, preparación del terreno, colocación de encofrados y mallas, vaciado y curado del concreto y retiro de encofrados: asimismo construcción de pisos, vigas, columnas, paredes y techos de naves y sus acabados.

El impacto de dichas obras está relacionado mayormente con emisiones de ruido de maquinaria (concretera, apisonadoras, rodillos, etc.), así como posibles accidentes personales de quienes trabajan en las demoliciones, excavaciones por causas de derrumbamientos, caídas, entre otros, en las maniobras de encofrados y vaciados de concreto: asimismo accidentes por caídas, golpes, contusiones en trabajos en altura (techos, paredes, etc.).

Asimismo, la habilitación del terreno para la conducción, implica remoción de suelo y roca, generación de polvo, erosión, así como restos de rocas desprendidas cercanas al acantilado donde se pretende ubicar, se deberá colocar un mallado de protección en todo el tramo de conducción, de manera que se evite la caída de cualquier tipo de objeto.

Como consecuencia de esta actividad, se generará un impacto en el aire por la generación de polvo, e impacto en el suelo, con la afectación principalmente sobre la vegetación existente en las áreas próximas a la zona de trabajo. Otro posible impacto será la generación de ruido por las maquinarias y trabajos de corte. De acuerdo a valores prácticos típicos, se prevé que el ruido no alcanzará los niveles nocivos determinados para zonas industriales.

### 4. Montaje y pruebas de equipos electromecánicos

En esta tarea es importante asegurar debidamente la zona de trabajo, de manera que ningún imprevisto ocasione incidentes. Cuando se disponga el montaje de la conducción principal hay riesgos de caídas o desprendimientos ya que nos encontramos en una zona de acantilado.

## 5. Manejo de residuos

El manejo de los residuos que se generen en la preparación del terreno y en la instalación del proyecto podrían producir impactos si no se manejan adecuadamente, tales como:

- En el almacenamiento: contaminación del suelo si se ponen en contacto con suelo desnudo.
- En el transporte de tierra y otros residuos: emisiones de polvo del material transportado: emisiones de escape de los vehículos de transporte (volquetes, etc.): emisiones de ruido.
- En la disposición: contaminación del suelo de no disponerse adecuadamente en un relleno sanitario.

Se tiene que tener especial cuidado en disponer adecuadamente algunos residuos de tipo peligroso como restos de solventes y pinturas, baterías, latas de productos químicos, etc. Otros residuos como chatarra, madera, papeles, cartones, plásticos, etc., tendrán un potencial de contaminación nulo, que incluso podrían reciclarse. Los residuos de tierra y concreto no se consideran peligrosos si no están contaminados con hidrocarburos al retirarlos.

La medida más importante que se debe aplicar, al término de esta fase, es la de restituir la cubierta vegetal de las zonas de tránsito y de los caminos creados para facilitar el traslado y montaje.

### 5.2 Fase de explotación y abandono

#### *Actividades a realizar*

#### 1. Operación de la casa de máquinas y la subestación

El factor más importante a analizar es nivel de ruido que produce la operación de la turbina y los equipos anexos. En nuestro caso, la nave que alberga el equipo se ubica lejos de cualquier núcleo poblacional con lo que se prevé que este impacto no será de mucha importancia.

#### 2. Mantenimiento

En esta fase, factor más importante a tener en cuenta, viene dado por el crecimiento de la vegetación existente en los alrededores de la instalación, que puede llegar a ponerse en contacto, con el consecuente peligro de incendio. Por otro lado, se debe respetar, en la máxima medida de lo posible, a la fauna local en todas las acciones que se lleven a cabo en la central y en las instalaciones anexas.

Las necesidades de operación y mantenimiento deberán satisfacerse por el personal disponible, el cual tiene que tener la formación y experiencia suficiente.

### 3. Cierre de operaciones y abandono

Los impactos que podrían presentarse son básicamente sobre la salud de las personas, en virtud de situaciones inseguras que puedan presentarse por falta de observación de procedimientos seguros al momento de desmontar las instalaciones.

Las principales acciones a realizar son la demolición de las obras civiles, el desmontaje de los equipos electromecánicos y el relleno de las excavaciones, que mayormente producirán ruido y polvo con impacto muy localizado y breve.

En caso de llegar a este punto, se debe asegurar la retirada de todo tipo de escombros y cualquier resto de las instalaciones respetando así, la fauna y flora local. Los cimientos de la nave serán retirados y/o enterrados dada su naturaleza no contaminantes.

## 6. Valoración de impactos

La metodología de evaluación de impactos ambientales aplicada en el presente EIA es una modificación de la Matriz de Leopold propuesta por Vicente Conesa-Fernández en su obra "Guía Metodológica para la evaluación del impacto ambiental".

La valorización es de tipo cualitativa y se efectúa a partir de una matriz de impactos que tiene la misma estructura de columnas (acciones impactantes) y filas (factores impactados).

Cada casilla de cruce en la matriz o elemento tipo, dará una idea del efecto de cada acción impactante sobre cada factor ambiental impactado. Al ir determinando la importancia del impacto, de cada elemento tipo, se estará construyendo la matriz de importancia.

Los elementos de la matriz de importancia o contenido de una celda, identifican el impacto ambiental generado por una acción simple de una actividad sobre un factor ambiental considerado.

Siguiendo lo expuesto por Vicente Conesa, se propone que los elementos tipo estarán ocupados por la valoración correspondiente a once características del efecto producido por la acción sobre el factor considerado. Estas once características corresponden a:

- Carácter (+/-), el signo del impacto hace alusión al carácter benéfico (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.
- Magnitud (M), este término se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor ambiental en que actúa.



- Extensión (EX), se refiere al área de influencia del impacto en relación con el entorno del proyecto (% de área respecto al entorno en que se manifiesta el efecto).
- Duración (D), el plazo del manifiesto del impacto alude al tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado.
- Persistencia (PE), se refiere al tiempo que, supuestamente, permanecería el efecto desde su aparición y, a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o mediante la introducción de medidas correctivas.
- Reversibilidad (RV), se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor ambiental afectado por el proyecto, es decir, a la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales.
- Recuperabilidad (MC), se trata de la posibilidad de reconstrucción, parcial o total, del factor ambiental afectado como consecuencia del proyecto, es decir, a la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción por medio de la intervención humana.
- Sinergia (SI), este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. La componente total de la manifestación de los efectos simples, provocados por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que podría esperarse de las acciones cuando ocurrieran individualmente.
- Acumulación (AC), este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando la acción que lo genera persiste de forma continua o reiterada.
- Efecto (EF), este atributo se refiere a la relación causa-efecto. El efecto puede ser directo o primario, siendo en este caso la repercusión de la acción consecuencia directa de ésta. En el caso de que el efecto no sea consecuencia directa de la acción, se considera como secundario.
- Periodicidad (PR), se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico), de forma impredecible en el tiempo (efecto irregular), o constante en el tiempo (efecto continuo).

A continuación se muestran los criterios de clasificación junto con el rango de valores que pueden tomar los diferentes efectos según sea el grado de la alteración:

CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE IMPACTOS					
Atributo	Clasificación	VALOR	Atributo	Clasificación	VALOR
<b>Carácter</b>	Positivo	+	Recuperabilidad	Recuperable	1-2
	Neutro	0		Mitigable	4
	Negativo	-		Irreparable	8
<b>Extensión</b>	Directa	1	Sinergia	No sinérgico	1
	Local	2		Moderado	2
	Regional	4		Alto	4
<b>Duración</b>	Corto plazo	1	Acumulación	No acumulativo	1
	Medio plazo	2		acumulativo	4
	Largo plazo	4	Efecto	Directo	1
<b>Magnitud</b>	Ninguna	1		Primario	4
	Baja	6	Discontinuos	1	
	Alta	12	Periodicidad	Periódicos	2
<b>Persistencia</b>	Fugas	1		Continuo	4
	Temporal	2			
	Permanente	4			
<b>Reversibilidad</b>	Corto plazo	1			
	Medio plazo	2			
	Irreversible	4			

Tabla 4.1 "Criterios de clasificación y valoración de impactos" (Conesa)

- Importancia (I), este índice marca la importancia del impacto, o sea, la importancia del efecto de una acción sobre el factor ambiental. La importancia se estima de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I = +/- (3 * M + 2 * EX + D + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC)$$

Los impactos con valores de importancia inferiores a 25 son irrelevantes. Los impactos moderados presentan una importancia entre 25 y 50. Finalmente, los impactos se consideran severos cuando la importancia se encuentre entre 50 y 75 y críticos cuando ésta rebase los 75 puntos.



Para cada etapa que comprende el estudio “Aprovechamiento Hidroeléctrico del Agua Residual Tratada de la Estación Depuradora de Aguas Residuales del barrio de Buenos Aires”, (Preparación del Terreno y Construcción, Explotación y Abandono) se ha desarrollado una Matriz de Valoración de Impactos, cuyos detalles se muestran en el siguiente apartado.

### **6.1 Resolución de la matriz de impacto**

Primero se muestra la matriz con los valores finales de “importancia” para los factores ambientales que se ha considerado que son susceptibles de impacto y más adelante, el origen de los resultados.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTO			PREPARACIÓN Y CONSTRUCCIÓN					EXPLOTACIÓN Y ABANDONO			Sumatoria de I
			Transporte y movilización	Preparación del terreno	Construcción y emplazamiento de obra civil	Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	Manejo de residuos	Operación de la casa de máquinas y la subestación	Mantenimiento	Cierre de operaciones y abandono	
Componente ambiental	Indicadores de cambio		I	I	I	I	I	I	I	I	
MEDIO FÍSICO	AIRE	Calidad del aire/Emisiones	-19	-21	-27	0	-15	0	-19	-17	-118
		Niveles de ruido y vibraciones	-16	-24	-26	-13	0	-20	-23	-22	-144
	AGUA	Calidad de agua superficial	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad del agua de mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SUELO	Erosión	-23	-25	-32	0	0	0	-18	-25	-123
		Afectación del hábitat	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad de suelo por desechos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIO BIOLÓGICO	FLORA	Flora terrestre	-17	-25	-32	-13	-18	0	-24	-21	-150
		Flora acuática	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	FAUNA	Fauna terrestre	-17	-24	-29	-13	-18	0	-20	-22	-143
		Fauna acuática	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDIO SOCIO-ECONÓMICO Y CULTURAL	SOCIAL	Número de visitantes	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Calidad visual y paisaje	0	-24	-33	-12	0	0	0	-16	-85
		Generación de empleo	29	24	33	26	14	43	43	29	241
		Infraestructuras/Servicio eléctrico	22	17	30	20	14	42	23	28	196
		Servidumbre de la tierra y mejora	22	25	30	0	0	52	30	31	190
		Calidad de vida de población	0	14	17	16	0	42	0	16	105
EVALUACIÓN	Sumatoria de índices de impacto ambiental (I)		-19	-63	-69	11	-23	159	-8	-19	-31
	Número de impactos positivos		3	4	4	3	2	4	3	4	
	Número de impactos negativos		5	6	6	4	3	1	5	6	

#### CALIDAD DEL AIRE Y EMISIONES

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	1	1	1	1	4	1	1	-19
Preparación del terreno	3	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-21
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	2	1	4	4	1	1	-27
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	3	2	1	1	2	2	1	1	1	1	-15
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	1	1	1	-19
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17

#### FLORA TERRESTRE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	2	-25
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	4	-32
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	1	1	1	1	-13
Manejo de residuos	3	2	1	2	1	2	1	4	1	1	-18
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	4	2	2	-24
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	3	1	1	4	1	1	-21

#### NIVELES DE RUIDO Y VIBRACIONES

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	1	1	1	4	1	1	-16
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	1	1	4	4	1	1	-26
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	0	0	2	1	1	0	4	1	1	-13
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	6	2	2	2	4	1	0	1	1	1	-20
Mantenimiento	3	2	2	4	2	1	4	1	2	2	-23
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	-22

#### FAUNA TERRESTRE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	3	2	1	1	2	1	1	4	1	1	-17
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	1	-29
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	2	1	0	1	1	1	-13
Manejo de residuos	3	2	1	2	2	2	0	4	1	1	-18
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	2	1	4	1	2	1	-20
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	-22

#### EROSIÓN

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	2	1	1	4	1	1	-23
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	2	-25
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	1	4	-32
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	3	2	2	2	1	1	4	1	1	1	-18
Cierre de operaciones y abandono	6	2	1	4	4	1	1	4	1	1	-25

#### CALIDAD VISUAL Y PAISAJE

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Preparación del terreno	6	2	2	4	1	1	1	4	1	2	-24
Construcción y emplazamiento de obra civil	6	2	2	4	4	1	4	4	4	2	-33
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	0	1	1	1	-12
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	1	1	1	1	1	1	-16

#### GENERACIÓN DE EMPLEO

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	12	2	1	4	2	1	1	4	1	1	29
Preparación del terreno	6	2	2	4	2	1	1	4	1	1	24
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	4	2	1	4	4	1	1	33
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	6	2	2	4	1	1	4	4	1	1	26
Manejo de residuos	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	4	1	4	4	2	4	43
Mantenimiento	12	4	2	4	4	1	4	4	4	4	43
Cierre de operaciones y abandono	12	2	1	4	2	1	1	4	1	1	29

#### CALIDAD DE VIDA

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Preparación del terreno	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Construcción y emplazamiento de obra civil	3	2	2	1	1	1	4	1	1	1	17
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	1	1	1	1	4	1	1	1	16
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	4	4	1	4	4	1	42
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cierre de operaciones y abandono	3	2	1	4	1	1	1	1	1	1	16

#### INFRAESTRUCTURAS Y SERVICIO ELÉCTRICO

Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	22
Preparación del terreno	6	2	2	1	1	1	1	1	1	1	17
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	2	1	1	4	4	1	1	30
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	3	2	2	1	1	1	4	4	1	1	20
Manejo de residuos	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	14
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	4	4	4	1	4	4	4	1	4	42
Mantenimiento	6	4	2	2	1	1	4	1	1	1	23
Cierre de operaciones y abandono	12	2	1	4	1	1	1	4	1	1	28

SERVIDUMBRE DE LA TIERRA Y MEJORA DE ACCESOS											
Actividad realizada	3M	2EX	D	PE	RV	SI	AC	EF	PR	MC	I
Transporte y movilización	6	2	1	4	1	1	1	4	1	1	22
Preparación del terreno	12	4	2	1	1	1	1	1	1	1	25
Construcción y emplazamiento de obra civil	12	2	2	2	1	1	4	4	1	1	30
Montaje y pruebas de equipos electromecánicos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Manejo de residuos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de la casa de máquinas y la subestación	12	8	4	4	4	4	4	4	4	4	52
Mantenimiento	6	8	2	4	2	1	1	1	1	4	30
Cierre de operaciones y abandono	12	4	2	4	1	1	1	4	1	1	31

Primero se muestra la matriz con los valores finales de “importancia” para los factores ambientales que se ha considerado que son susceptibles de impacto y más adelante, el origen de los resultados. En la matriz se observa que el valor final del sumatorio de la importancia “I”, es de -31, con lo que el impacto se considera moderado y muy cerca de ser insignificante.

La actividad que produce mayor impacto negativo es la construcción y emplazamiento de la obra civil que afecta moderadamente a los factores ambientales en riesgo. Con la aplicación de las medidas correctoras que se exponen en el siguiente apartado, conseguiremos asegurar la viabilidad ambiental del estudio de la central hidroeléctrica. La razón principal es que la zona del estudio se sitúa en terreno industrial y muy lejos de núcleos de población a los que se pueda afectar de manera directa.

## 6.2 Factores ambientales en riesgo

Los factores ambientales, se definen como factores del medio susceptible de recibir impactos, los elementos, cualidades y procesos del entorno que pueden ser afectados por el proyecto. Se deben aplicar los siguientes criterios de evaluación:

- Ser relevantes, es decir, portadoras de información significativa sobre el estado y funcionamiento del medio.
- Ser excluyentes, por tanto, sin solapamientos ni redundancias que puedan dar lugar a repeticiones en la identificación de impactos.
- Ser cuantificable en la medida de posible, directamente o indirectamente a través de algún indicador.



- Ser fácilmente identificables, es decir, susceptibles de una definición nítida y de una percepción fácil sobre campo, mapas o información estadística.

A continuación, se definen los efectos y medidas correctoras a aplicar, de los factores ambientales, que son susceptibles de impacto, en obras de construcción de pequeñas centrales hidráulicas. Hay que considerar, que en nuestro proyecto, no se afecta a la fauna piscícola, que es uno de los impactos más perjudiciales en obras de este tipo, debido a que el recurso que se aprovecha es agua residual depurada y no un curso natural de agua.

### **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.

### **Afección a la flora terrestre**

#### *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.

### **Alteraciones sobre la fauna**

#### *Efectos*

- a) 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.
- b) Aumento de la mortandad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- c) Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.

#### *Medidas correctoras*

- a) Creación de zonas alternativas a los hábitats desaparecidos.
- b) Diseño de apoyos e instalación de “salvapájaros”.
- c) Insonorización del edificio y las turbinas.

### **Las alteraciones debidas a las emisiones**

#### *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. Mientras duren las obras, se procederá a realizar de forma periódica el riego de los caminos de tierra de acceso a las obras.

### **Alteraciones producidas por el ruido y vibraciones**

#### *Efectos*

- a) Caída de partículas de tierra o piedras mientras duren los trabajos de colocación de la conducción y de la casa de máquinas, ya que se encuentran ubicados bajo la influencia de un acantilado.

#### *Medidas correctoras*

- b) Colocación de mallas de protección a la hora de realizar trabajos con maquinaria pesada y/o intentar evitar en la medida de lo posible que el personal de la obra trabaje bajo el comentado peligro de desprendimiento.

### **Cambios en la calidad visual y 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.

### **Alteraciones del medio social y cultural**

#### *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.

#### *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.

### **6.3 Programa de vigilancia ambiental**

El Programa de Vigilancia Ambiental debe entenderse como el conjunto de criterios de carácter técnico que, en base a la predicción realizada sobre los efectos ambientales del proyecto, permitirá realizar a la Administración un seguimiento eficaz y sistemático tanto del cumplimiento de lo estipulado en la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), como de aquellas otras alteraciones de difícil previsión que pudieran aparecer.

Presenta una doble vertiente, representa un contrato del promotor con la Administración que le obliga a llevar a cabo lo dicho en el estudio de impacto ambiental y le hace responsable. La Administración no se hace cargo de las medidas correctoras ni del Plan pero atenderá a los informes derivados del plan de seguimiento.

Por tanto, los objetivos de dicho plan podrían enumerarse como sigue:

- Verificación, cumplimiento y efectividad de las medidas del EIA.
- Seguimiento de impactos residuales e imprevistos que se produzcan tras el comienzo de la explotación, así como afecciones desconocidas, accidentales, indirectas...
- Base para la articulación de nuevas medidas en función de la eficacia y eficiencia de las medidas correctoras pertinentes que aparezcan en la DIA.
- Fuente de datos para futuros EIA, útil para el propio promotor también si se tienen experiencias sistematizadas.

Para cada medida correctora habremos de elaborar una ficha con unas características mínimas:

- Medida correctora a la que hace referencia.
- Indicadores, tanto de realización como de efectividad de la medida.
- Método de control, con un calendario de medida, unos puntos de muestreo fijos y un sistema de medición.
- Datos de referencia o establecimiento de umbrales (mínimos en cuanto a umbrales de intolerancia, umbrales de alerta y umbrales inadmisibles).
- Medidas de urgencia.
- Formación necesaria por parte de la persona que hace el control.

Dentro del Plan no sólo hay que analizar la medida correctora sino su influencia en elementos adyacentes para descubrir posibles sistemas afectados. Hay que hacer uso de indicadores representativos, fiables y relevantes de la influencia en el sistema, así como fáciles de medir y de número reducido.

La retroalimentación consiste en la reconsideración de objetivos, si no ha habido efectos se puede decidir eliminar actividades del plan de seguimiento, para reducir costes, o se pueden incluir revisiones para impactos no previstos. Debe existir cierta flexibilidad pero con compromiso, hay que trabajar con los objetivos.



## 7. Conclusión

El proyecto, a priori, no presenta ningún factor que sufra un impacto ambiental grave en ninguna de las fases. Por lo tanto, con las medidas correctoras que se deben aplicar, no se esperan grandes problemas de tipo medioambiental. El hecho de que la zona sensible de impacto, se encuentre situada en terreno industrial aminora el riesgo de todo tipo de impacto, ya que la zona en cuestión no presenta a penas masa vegetal. Tampoco existen núcleos urbanos cercanos a la explotación. En conclusión, la evaluación del impacto ambiental en este proyecto debe centrarse en cumplir los siguientes criterios, que a priori, se previenen que son los que más alteración pueden causar a la hora de llevar a cabo las instalaciones:

- Mínimo impacto visual
- Regeneración del terreno

## ANEXO V

### INVESTIGACIÓN DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

#### 1. Introducción

El objetivo de este estudio es valorar la incorporación de un sistema de aprovechamiento energético hidroeléctrico que utilizará como recurso el agua residual depurada de la EDAR de Santa Cruz de Tenerife. Las singularidades del territorio insular, vistas en el primer anexo del estudio, animan el fomento de este tipo de iniciativas ya que favorecen el desarrollo e innovación de una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente. Este proyecto incorpora como recurso energético un agua que no compite con otros usos, ya que normalmente se vierte al medio marino, y cuya dotación es continua, debido a que no dependen de la climatología.

En nuestro país se están realizando varios planes de acción estratégica definidos para impulsar las iniciativas de I+D+i para todos los sectores, en adecuación con los programas europeos. El Programa de Trabajo 2011 publicado por la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología, se engloba dentro del Plan Nacional de I+D+i y tiene como objetivo agrupar y coordinar los distintos programas en una estrategia común para mejorar la transferencia del conocimiento y la excelencia científica, y favorecer la coordinación con los programas europeos y con los programas de las Comunidades Autónomas.

En el ámbito energético el plan contempla el favorecer proyectos con las finalidades que se tratan en este trabajo, específicamente en el grupo que se detalla a continuación:

- **Proyectos específicos de I+D+i en energía y cambio climático**, cuyos objetivos son favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

En el archipiélago también se han realizado planes para fomentar e incrementar las iniciativas en esta temática, como el Plan Canario Integrado de I+D+i 2007-2011. Actualmente se está elaborando la ampliación del plan hasta 2015, cuyo borrador ya está disponible. El objetivo principal del plan será "Constituir el instrumento básico para promover un nuevo modelo de crecimiento inteligente basado en el conocimiento, mejorando así la competitividad de los sectores productivos".

Este capítulo tiene como objetivo definir los mecanismos de Investigación, desarrollo e innovación que pueden ser aplicables a la idea elaborada en este estudio.

## **2. El Proceso de Transferencia Tecnológica**

La transferencia tecnológica es el conjunto de acciones encaminadas a facilitar el rendimiento comercial en el mercado de los resultados de las actividades de I+D que realizan las universidades y centros de investigación. Corresponde a una etapa del proceso global de comercialización de la tecnología y engloba la transferencia de Capital Intelectual y Know- How entre organizaciones.

La transferencia de tecnología es un proceso mediante el cual se identifican, categorizan y caracterizan las necesidades y demandas tecnológicas de los productores de un sector determinado y se formulan soluciones. Mediante la planificación estratégica, la estructura organizacional y la innovación, se busca satisfacer necesidades a nivel interno para optimizar resultados a nivel externo. La transferencia tecnológica hace énfasis en el sector, el medio ambiente y la profesión.

Esta transferencia, se da no solo por la compra de equipos relacionados con las nuevas tecnologías. También tiene que ver con el recurso humano y con otras áreas organizacionales, para efectuarse, se cumplen diferentes etapas que definirán su labor positiva o no de acuerdo con las características de cada organización. No existe una determinada secuencia de etapas, esto depende del sistema que adopte la transferencia como tal. Entre tales etapas se encuentra la identificación de necesidades, la generación de tecnología o su adquisición, asimilación y difusión, la innovación, el análisis de mercado y de factibilidad.

## **2.1 Innovación Tecnológica**

La innovación de la tecnología se define como la transformación de una idea en un nuevo o mejor producto que se pueda introducir en el mercado, en un proceso innovador dirigido a la industria. Se caracteriza por ser un proceso global, implica toma de decisiones e integración de la tecnología a la empresa. La estrategia innovadora se debe interrelacionar con la competitividad y no permitir que la I+D se aísle del resto del planeamiento.

## **2.2 Breve descripción de la innovación planteada en el proyecto**

El presente estudio introduce la idea del aprovechamiento energético de las aguas residuales tratadas en una estación depuradora, antes de su vertido al medio marino. Este concepto, ya ha sido utilizado en muchos países, pero es una iniciativa innovadora en España y en mayor medida, en las Islas Canarias.

Este documento pretende definir la manera más adecuada de abordar la instalación de una pequeña turbina, que generará energía eléctrica, aprovechando los 96,8 metros de desnivel existentes entre la depuradora y el nivel del mar, y un caudal variable de agua residual de aproximadamente 30.000 m<sup>3</sup>/día. La utilización de un recurso renovable y autóctono para la generación de energía eléctrica es la mejor forma de buscar una solución inteligente, sostenible y acorde con el medio ambiente.

## **3. Herramientas de transferencia tecnológica aplicables al proyecto**

Es muy importante disponer de determinadas herramientas tecnológicas que nos permitan apoyar las estrategias de operación y de instalación de todos los componentes estudiados, por ello, se debe recurrir a las instituciones de investigación homologadas que trabajen en el ámbito de aplicación del proyecto.

### **3.1 Herramientas en el Archipiélago Canario**

Los principales agentes del sistema público de I+D+i en el archipiélago, son las dos universidades canarias (con sus Centros de Investigación y los Centros de Investigación y Tecnología dependientes de la Administración Canaria, como el Instituto Canario de Ciencias Marinas (ICCM), el Instituto Canario de Investigaciones Agrarias (ICIA), el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) y la Fundación Canaria de Investigación Sanitaria (FUNCIS).





Estas instituciones juegan un importante papel por su labor en la formación de investigadores y generación de conocimientos científicos, y también por constituir una fuente de tecnología para el tejido productivo, tecnología que es transferida directamente desde estas entidades o a través de los organismos de intermediación. Otro agente del sistema público es la propia Administración en su papel de planificador, financiador y dinamizador, facilitando, entre otros, servicios de apoyo e infraestructuras de soporte a la innovación. Por último, forman parte del sistema de I+D+i las empresas que invierten en innovación, los proveedores de financiación y los servicios privados especializados en dar apoyo a instituciones y empresas.

#### **4. Vigilancia tecnológica**

Para asegurar futuras mejoras del total de las instalaciones estudiadas en este documento, se recurrirá a Vigilancia Tecnológica, que consiste en llevar un control sistemático del sistema basado en la captación y análisis de la información científico- tecnológica que sirve de gran apoyo en los procesos de toma de decisiones.

A través de este tipo de estudios, se pueden detectar fuentes de información esenciales para hacer frente a las decisiones tecnológicas que tienen que ver con la instalación explotada. Hay que actualizar toda la información relevante sobre las tendencias, novedades, invenciones, potenciales socios o competidores, aplicaciones tecnológicas emergentes, a la vez que se contemplan aspectos regulatorios y de mercado que pueden condicionar el éxito de una innovación tecnológica. Toda esta información codificada y analizada brinda a los encargados de la explotación, ya sea empresa o institución científica, la posibilidad de trazar planes y formular estrategias tecnológicas, minimizando la incertidumbre.

## **ANEXO VI**

### **ESTUDIO DE NECESIDADES ENERGÉTICAS DEL TERRITORIO INSULAR**

#### **1. Introducción**

La isla de Tenerife se encuentra enfrentada actualmente al problema del aumento de la demanda energética debido al aumento poblacional y turístico. Para cumplir con las necesidades energéticas del territorio se hace atractiva la incorporación de instalaciones que aprovechen la energía renovable. En este anexo se especifica la situación energética de Canarias y en especial de la isla de Tenerife, analizando la aportación de la energía hidráulica, las infraestructuras presentes en la isla y las proyecciones futuras de la planificación energética insular, tal y como presenta en el avance del nuevo “Plan Energético de Canarias 2011-2015”.

#### **2. Aportación de las energías renovables a la cobertura de demanda eléctrica**

Para analizar la contribución de las diversas energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica hay que estudiar las tecnologías que hoy en día aportan tensión a la red en Canarias, se trata de la eólica on-shore, la fotovoltaica y en menor medida, la minihidráulica, así como el resto de renovables.

##### **2.1 Aportación de la minihidráulica**

Hasta el momento son dos las centrales minihidráulicas instaladas en Canarias, una en Tenerife y otra en La Palma, con una potencia total de 1,26 MW. En la isla de La Palma se encuentra la central de El Mulato, primera central de estas características de Canarias, con una potencia instalada de 800 kW. Sin embargo, desde el año 2005 se encuentra inoperativa, estando prevista su repotenciación para alcanzar una potencia total de 5.400 kW.

En la isla de Tenerife, la primera central minihidráulica instalada fue la de Vergara-La Guancha, con una potencia de 463 kW, si bien actualmente están inscritas en el Registro de Instalaciones de producción en régimen especial, además de la citada instalación, la de Altos de Icod- El Reventón, con una potencia instalada de 757 kW.

Las nuevas previsiones apuntan a que además de la citada repotenciación del Mulato, la capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en Tenerife, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el Plan Energético de Canarias (PECAN) para el 2015.

Dicho plan fijaba un objetivo de reducción del peso de la generación convencional en el cómputo global de producción de energía eléctrica, pasando del 93% al inicio del horizonte de planificación al 66,6% al final del periodo. Ello se lograría con la mayor participación de las energías renovables, cuya previsión consistía en un aumento progresivo desde el 3,9% en 2005 hasta alcanzar el 30% en 2015.

## **2.2 Infraestructuras de generación eléctrica necesarias**

Uno de los principales objetivos de la planificación energética es la definición de las infraestructuras necesarias para garantizar la cobertura de la demanda de energía prevista para todo el horizonte de planificación. En el sector eléctrico, este punto es de una especial relevancia, debido a la particularidad de la demanda de electricidad, que debe ser atendida en el mismo instante en que se origina.

La garantía de suministro en las adecuadas condiciones de calidad y continuidad exige que, en cada momento, exista una capacidad de generación suficiente para hacer frente a la demanda eléctrica. El dimensionamiento y tamaño del parque generador debe ser tal que dicha garantía de suministro incluya aquellas situaciones en las que los consumos alcanzan los valores extremos, es decir, las situaciones de punta en cada sistema.

A efectos de determinar la potencia instalada necesaria en la isla para afrontar la punta de demanda, el análisis de cobertura debe realizarse tomando en consideración la previsión de puntas de demanda elaborada por REE, considerando el criterio de seguridad determinista, de acuerdo con lo recogido en la Orden ITC/914/2006, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, empleando para ello los valores de índices de cobertura máximos en los diferentes sistemas insulares recogidos en dicha orden. Asimismo, se ha tenido en cuenta los niveles de reserva de regulación necesarios en para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumos reales.

Además, como criterio de prudencia, se considera que la potencia instalada en cada sistema debe ser al menos, igual a la potencia horaria disponible más una potencia adicional en función del tamaño máximo de grupo estimado, para tener en cuenta las indisponibilidades fortuitas de los grupos y/o los descargos de grupos por mantenimiento.

A continuación se recoge la valoración de la garantía de suministro del sistema eléctrico de Tenerife, teniendo en cuenta las necesidades mínimas y máximas de potencia en función de los parámetros de cobertura definidos en los procedimientos de operación y en la Orden ITC/914/2006, respectivamente, previendo generación adicional en los años en que ésta es necesaria, y en su caso, las fechas previstas de baja de grupos:

Año	Punta (MW)	Pter ins mínima (MW)	1+fg Criterio cobert. mínimo	Bajas (MW)	Pot. Extra (tamaño máximo) (MW)	Pter inst (MW)	1+ fg. Índice cobertura	Pter ins máxima retribuable (MW)	1+fg Criterio cobert. máximo
2011	630,0	906,1	1,44	114,8	70	917,7	1,46	945,0	1,50
2012	659,0	935,1	1,42	-	70	987,7	1,50	988,5	1,50
2013	684,0	960,1	1,40	-	-	987,7	1,44	1.026,0	1,50
2014	707,0	983,1	1,39	-	-	987,7	1,40	1.060,5	1,50
2015	733,0	1.009,1	1,38	-	70	1.057,7	1,44	1.099,5	1,50

Tabla 6.1 "Necesidades mínimas y máximas de potencia" (REE)

Según se observa en la tabla anterior, bajo las hipótesis de evolución de demanda y bajas consideradas por la caducidad de los grupos generadores y considerando el tamaño máximo de grupo definido para este sistema eléctrico, el índice de cobertura real estimado para el año 2011 es algo inferior al mínimo, situación que se corrige a partir del 2012, siendo necesaria, al final del horizonte de planificación (2015) una potencia máxima adicional de 210 MW.

Por otro lado, la potencia minihidráulica, instalada y prevista, en Canarias es la siguiente:

Año	CANARIAS (MW)			Tasa de variación anual		
	Revisión	PECAN	Diferencia	Revisión	PECAN	Diferencia
2005	1,26	1,26	0,2%			
2006	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	423,8%	-423,8%
2007	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2008	1,26	6,60	-80,9%	0,0%	0,0%	0,0%
2009	2,02	6,60	-69,4%	59,9%	0,0%	59,9%
2010	2,02	10,60	-80,9%	0,0%	60,6%	-60,6%
2011	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	9,4%	-9,4%
2012	2,02	11,60	-82,6%	0,0%	0,0%	0,0%
2013	2,30	12,60	-81,7%	13,9%	8,6%	5,2%
2014	8,26	12,60	-34,5%	259,1%	0,0%	259,1%
2015	8,96	13,60	-34,1%	8,5%	7,9%	0,6%

Tabla 6.2 "Potencia minihidráulica en Canarias" (Fuente: REE)

Recientemente, el Consejo Insular de aguas anunció que uno de los puntos del nuevo plan hidrológico que pretende presentar, recaba en la construcción de varias centrales hidroeléctricas reversibles en la isla, con el objetivo de paliar las necesidades energéticas en diversos puntos de la isla.

### **2.3 Infraestructuras de transporte de energía eléctrica**

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, la planificación eléctrica en los sistemas eléctricos insulares de Canarias debe llevarse a cabo de conformidad con lo establecido en el art. 4 y la disposición adicional decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, de regulación del sector eléctrico y realizarse de acuerdo con esta Comunidad Autónoma, de forma coordinada con la planificación general que corresponde al Estado. Por tanto, existe una clara corresponsabilidad entre las administraciones de la Comunidad Autónoma de Canarias y la del Estado, en lo que respecta a la definición de la planificación energética.

En cuanto al sistema eléctrico de Tenerife, a raíz del impacto de la tormenta tropical Delta sobre la red de 66 kV de Tenerife, se planificó la reconstrucción de los ejes dañados de 66 kV (Candelaria-Granadilla y Candelaria-Geneto) preparados para funcionar a 220 kV, previéndose el cambio efectivo de tensión para 2010 y 2012 respectivamente. Este refuerzo, junto con el resto de las actuaciones incluidas en la revisión de la planificación de infraestructuras 2005-2011 de marzo de 2006, motivó la necesidad de planificar únicamente un pequeño número de actuaciones adicionales respecto a lo ya planificado con anterioridad.

### **3. Necesidad de fomento de las energías renovables**

La producción de electricidad a partir de estas fuentes es una de las principales aplicaciones, fijándose como objetivo básico, del ya comentado, PECAN para el año 2015 alcanzar un 30% de la generación eléctrica mediante fuentes de energía renovables, frente al 3,9% al inicio del periodo de planificación.

Para lograr este objetivo, se prevé una senda de penetración progresiva de las energías renovables para la generación de electricidad a lo largo del periodo de planificación, debiendo haber alcanzado en 2009 una participación del 14% del total, mientras que la generación de electricidad mediante generación convencional debería haber tenido una contribución del 82,6%.

En cuanto a las energía hidroeléctrica se pretende fomentar el aprovechamiento de otras fuentes renovables, distintas de las tradicionales (eólica y solar), fijando un objetivo de alcanzar los 13,6 MW de potencia eléctrica instalada en 2015.

#### **4. Definición de un marco legislativo y económico**

El aislamiento y tamaño de los sistemas eléctricos canarios dan lugar a una serie de factores diferenciales respecto al sistema eléctrico peninsular, especialmente en cuanto a las exigencias de los grupos de generación, que ha motivado la existencia en Canarias de una reglamentación singular. Como consecuencia de ello, la actividad de producción eléctrica desarrollada en los territorios insulares canarios está excluida de un mercado de ofertas similar al implantado en el sistema peninsular, articulándose un sistema alternativo para retribuir las instalaciones de generación en régimen ordinario, sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado por una prima por funcionamiento y por el concepto de garantía de potencia.

Este sistema de retribución da lugar a que el coste de la generación en régimen ordinario en Canarias sea superior al peninsular. A ello se añade que tras la publicación del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, el extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares pasa a financiarse a través de los presupuestos generales del Estado de forma escalonada, dejando de formar parte de los costes permanentes de sistema.

Por otro lado, la existencia de costes reconocidos para la retribución de la generación en régimen ordinario no favorece la introducción de competencia en generación. Ello obliga a plantear alternativas al actual sistema de retribución en Canarias, que incentive de alguna manera la incorporación al despacho de generación de instalaciones acogidas al régimen especial.

Por todo ello, el Gobierno de Canarias, en atención a las características de insularidad y de región ultraperiférica que concurren en la Comunidad Autónoma, buscará la adopción de acuerdos con el Estado para definir un marco legislativo y económico específico para el sector energético canario,



que favorezca la implantación en Canarias de las energías renovables e incentive a los promotores de este tipo de instalaciones a realizar inversiones en Canarias.

Para ello, el modelo económico específico para Canarias podrá contemplar un aumento de la retribución a la que actualmente tienen derecho las instalaciones acogidas al régimen especial, superior a la retribución reconocida para este tipo de instalaciones en el sistema eléctrico peninsular, siempre y cuando el coste total resultante sea inferior al coste actual de producción de la energía eléctrica en Canarias.

## 5. Conclusiones

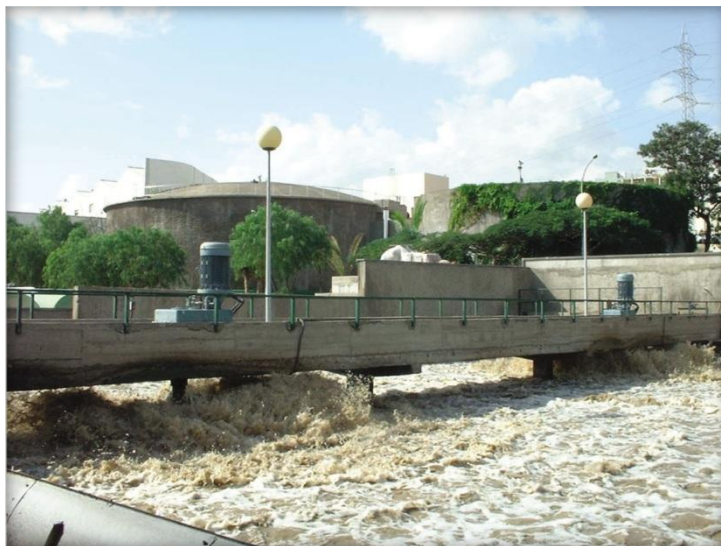
Las nuevas previsiones apuntan a finales de 2015 sería necesaria una potencia máxima adicional de 210 MW para cubrir la evolución de la demanda energética. La capacidad minihidráulica de Canarias se podrá ver incrementada con la aportación de nuevos saltos hidroeléctricos en Tenerife, elevando hasta 2,6 MW la potencia instalada en la isla, muy por debajo de los 6,2 MW que prevé el Plan Energético de Canarias (PECAN) para el 2015. Dichas aportaciones pretenden ser cubiertas por con la construcción de varias centrales hidroeléctricas reversibles. Los altos costes de inversión de estas obras, hace más atractiva aún, la posibilidad de aprovechar la energía proveniente del agua residual depurada para cubrir parte de la demanda de la isla.

## ANEXO VII

### DOCUMENTACIÓN FOTOGRÁFICA



*Imagen 7.1 "Estación de Pretratamiento y Bombeo de Cabo Llanos"*

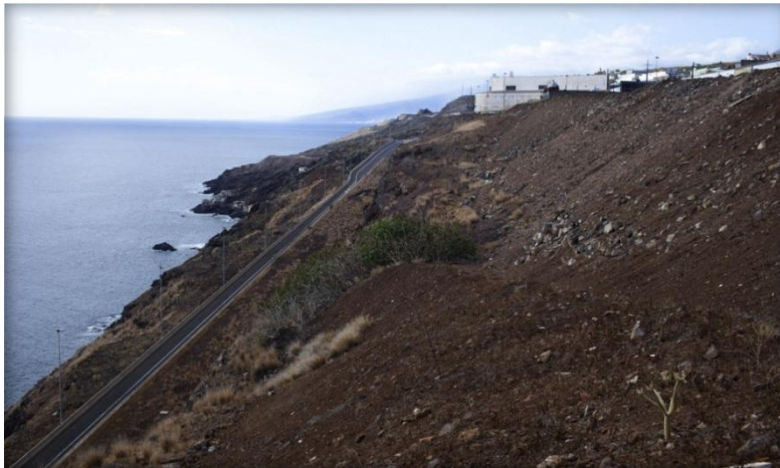


*Imagen 7.2 "Estación Depuradora de Aguas Residuales del barrio de Buenos Aires"*





*Imagen 7.3 “Instalaciones de la refinería Cepsa, junto a la zona de estudio”*



*Imagen 7.4 “Ladera de materiales sueltos que atravesará la tubería forzada proyectada”*



*Imagen 7.5 "Conducción de vertido del agua de la EDAR de Buenos Aires"*



*Imagen 7.6 "Central Termoelectrica de Candelaria"*