

AGUA

CAPTACIÓN, TRATAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y DEPURACIÓN DEL AGUA Y SU IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

AÑO XXXI - NÚM. 331 - JULIO-AGOSTO 2011 - I.S.S.N.: 211/8173

En este número:

Incertidumbre en la valoración de la eficiencia energética de los sistemas de bombeo de agua
Página 32

Aprovechamiento de la energía cinética del agua bruta en su llegada a las ETAP
Página 40

Optimización del control en las impulsiones de agua para el ahorro energético. Aplicación del sistema Optipump al abastecimiento de Granada
Página 48

Proceso de diseño de bombas centrífugas
Página 54

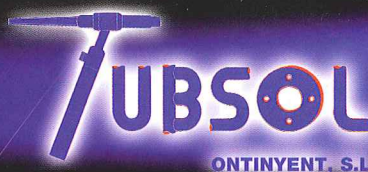
Principios y aplicación de la restauración fluvial
Página 58

Sistemas de canalizaciones de fundición dúctil
Página 64

Tuberías de PVC orientado aplicadas a la conducción de agua potable a presión
Página 72

Tuberías plásticas: una apuesta por la calidad de los materiales y de su instalación
Página 76

Reportaje: Resumen y conclusiones de las XXXI Jornadas Técnicas de la AEAS
Página 80



SERVICIO INTEGRAL PARA LA CALDERERÍA INDUSTRIAL

Soldadura especializada para todo tipo de material y con cualquier procedimiento.
Soldadores homologados.



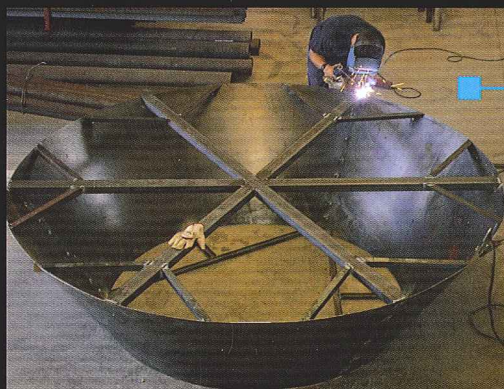
Tubería Industrial

Instalación de tuberías metálicas de acero al carbono, acero inoxidable, de fundición y PVC, para conducción de agua, gas, vapor, aceite, productos químicos, etc.



Estructuras Metálicas

Atornilladas, soldadas, polipastos, carros - contenedores, entreplantas - plataformas.



Calderería Industrial

De acero al carbono y acero inoxidable.

Tubsol Ontinyent, S.L.

Pol. Ind. L'Altet. C/ Dels Caus nº4 | Apdo. correos 722 | 46870 Ontinyent (Valencia)
Telf: +34.615 94 33 93 | Fax: +34.962 383 512 | info@tubsol.es | www.tubsol.es

Resumen

Ante la creciente necesidad de optimizar la gestión energética en todo el ciclo urbano del agua, se presenta la posibilidad aprovechar la energía cinética que en algunos casos dispone el agua bruta a su llegada a las estaciones de tratamiento de agua potable (ETAP). Dicha energía puede ser recuperada mediante una turbina que, unida a un generador, es transformada en corriente eléctrica para su consumo en la propia ETAP o empresa, o también para ser vendida a terceros. En este trabajo se presentan los nueve pasos que se han aplicado para determinar la posible viabilidad técnica y económica del proyecto.

Palabras clave:

Energía cinética, agua bruta, ETAP, aprovechamiento energético, estudio económico.

Abstract*Use of kinetic energy of untreated water when arrives to DWTP*

Because of the increasing need to optimize the energetic management in water urban cycle, one exists the possibility to use the kinetic energy that, in some cases, the untreated water has when arrives to drinking water treatment plants (DWTP). This energy can be recovered by a turbine that, joined a generator, is transformed into electrical current for its consumption into the own DWTP or company, or also to be sold to third parties. This work presents nine steps that have been applied to determine the possible technical and economic viability of the project.

Keywords:

Kinetic energy, untreated water, DWTP, energetic use, economic study.

Aprovechamiento de la energía cinética del agua bruta en su llegada a las ETAP

Por: **Juan Sánchez Bejarano**, ingeniero técnico del Área de Ingeniería, Mantenimiento e Instrumentación de Emacsa

Empresa Municipal de Aguas de Córdoba, S.A. (Emacsa)

C/ Los Plateros, 1

14006 Córdoba

Tel.: 957 222 535

E-mail: jbs@emacsa.es

www.emacsa.es

1. Introducción

Una mañana entre las mañanas el gerente de la empresa se fijó en que el agua de la entrada a la estación de tratamiento de agua potable (ETAP) llegaba con una notable velocidad y empuje, por tanto con una significativa energía cinética que se disipaba al impactar el agua contra un grueso muro de hormigón. Inmediatamente me asignó como 'voluntario' para la labor de determinar su posible aprovechamiento energético. Así, se inició a partir de cero un largo y complejo camino de actuaciones con el fin de estudiar todo el amplio mundo del turbinado y, así, definir un proyecto de recuperación energética, lo que se ha dado en llamar una central minihidráulica, y al final determinar su viabilidad económica, factor clave en todo este planteamiento.

2. Aprovechamientos minihidráulicos

La denominación de central minihidráulica se refiere, en España

y países de nuestro entorno, como aquella central que aprovecha la energía de un caudal determinado de agua al pasar de un nivel superior a otro, inferior, sin superar los 10 MW de potencia instalada. Estas centrales se pueden instalar para el aprovechamiento de caudales circulantes en cursos de agua, caudales sobrantes en una presa ya construida o, como en este caso de estudio, caudales que se sirven para un propósito y a los que les sobra una energía cinética, recuperable. Para diseñar una central de este tipo se debe definir y seguir una serie de pasos, sin saber si todo este esfuerzo que supone elaborar un proyecto hasta el final servirá para alguna cosa práctica, puesto que dependerá de su rentabilidad económica. Seguidamente, se relacionan cada uno de dichos pasos que van conformando el proyecto.

2.1. Disponibilidad de agua a presión

El agua hacia la ETAP se transporta por medio de conducciones,

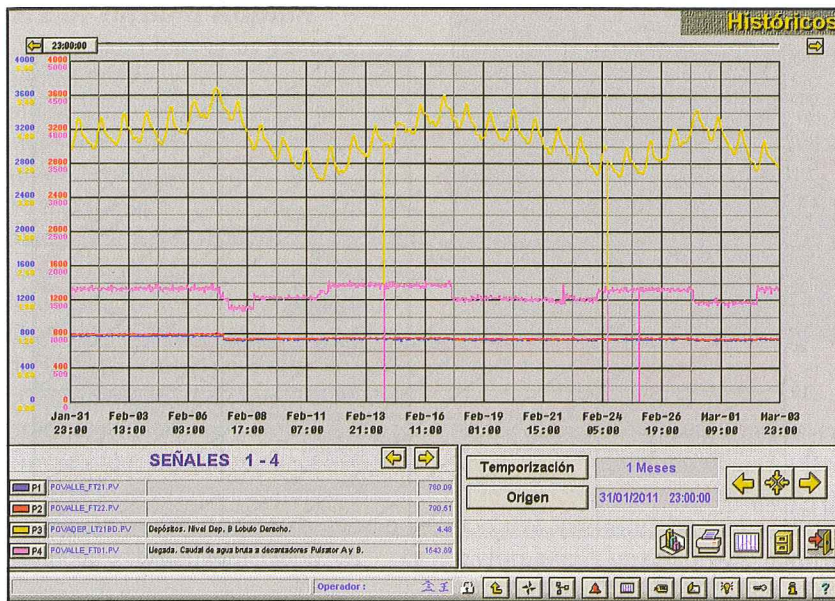


Figura 1. Evolución del caudal de entrada a una ETAP medido por tres caudalímetros y nivel de los depósitos de regulación (en amarillo).

de mayor o menor longitud y entidad en función de la distancia de la fuente de agua, la altura relativa y el caudal a conducir. El control del caudal se realiza, fundamentalmente, de dos formas:

- Válvula al inicio de la conducción: la rotura de carga se hace al principio, la conducción circula a presión atmosférica y sin llenado completo, permitiendo la aireación del agua y la oxidación de ciertos contaminantes del agua, pero dificulta el control del caudal debido al retraso en los cambios e impide el aprovechamiento en la central de la energía del agua. O sea, el aprovechamiento energético no es posible.
- Válvula al final de la conducción, en la propia ETAP: permite el cambio relativamente rápido del caudal de la conducción, obliga a emplear tuberías a presión, impide la aireación del agua y favorece el proyecto, al mantener la presión hasta la ETAP.

La disponibilidad de agua, imprescindible en otros estudios, está ya resuelta en este caso, ya que se empleará el caudal que ingresa en la planta para su tratamiento. Solo se deben recopilar datos sobre el caudal a lo largo del año, si es posible

de varios, así como la presión que se tiene antes de la válvula reguladora, también a lo largo de esos años.

Un punto muy importante en las centrales minihidráulicas es el canon sobre el uso del agua, bien público como ya se sabe. Las autoridades del agua se resisten a ceder usos privativos del agua, lo que puede ocasionar retrasos en la puesta en marcha que erosionan la rentabilidad de las instalaciones. Tampoco es problema un en este caso, ya que se tiene cedido el uso del agua para consumo humano y un uso alternativo, sin menoscabo del principal, no afecta a la concesión.

En las centrales habituales se deben agrupar los datos en función del tipo de año hidrológico (muy húmedos, húmedos, normales, secos y muy secos), y se tomará un año centrado en el periodo de años normales como año tipo. En el caso que

ocupa, dado que los consumos de agua tienden a aumentar levemente con el tiempo, se toman los datos de un periodo razonable de los últimos años, esperando que el caudal suba, no baje. En la Figura 1 se muestra la evolución del caudal de entrada a una ETAP, que en este caso dispone de tres caudalímetros, en función del nivel de los depósitos de regulación (en amarillo), observando que el caudal es muy estable en el periodo. Recopilando los datos, se puede calcular la media, el máximo y el mínimo, que son los que realmente interesan (Tabla 1). En este ejemplo, el caudal máximo en el periodo de enero a mayo de 2011 es de 4.469 m³/h y el mínimo, de 3.014 m³/h.

2.2. Elección de la turbina

La elección del tipo de turbina se realiza en función de la presión y del caudal disponible. Las turbinas, como las bombas, se clasifican en función de la velocidad específica. La velocidad específica, representada por n_s , se denomina también velocidad específica absoluta, o velocidad angular específica, y corresponde al número de revoluciones por minuto que daría una turbina semejante (de la misma forma, pero de dimensiones reducidas) que, instalada en un salto de agua de 1 m, proporcione una potencia de 1 CV. Es decir:

$$n_s = \frac{n}{H} \times \sqrt{\frac{P}{\sqrt{H}}} \quad \text{Ec. 1}$$

o, también:

$$n_s = \frac{n \times \sqrt{P}}{H \times \sqrt[4]{H}} \quad \text{Ec. 2}$$

Caudal	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Máximo	3.899,59	3.399,3	3.407,7	3.752,03	4.469,04
Mínimo	3.014,18	2.867,18	2.876,14	2.534,14	2.796,57
Medio	3.199,34	3.103,38	3.147,3	3.272,07	3.470,17

Tabla 1. Determinación de la media, máximo y mínimo de los caudales.

en la que:

- n_s = velocidad específica en rpm;
- n = velocidad de sincronismo en rpm;
- p = potencia de la turbina en CV; y
- H = altura del salto en m.

La potencia que se obtiene del salto se consigue con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\rho g Q H \eta}{1000} \quad \text{y} \quad P_E = P \eta_G \quad \text{Ec. 3}$$

donde:

- P = Potencia al eje de la turbina, kW;
- ρ = Densidad del agua, 1.000 kg/m³;
- g = valor de la gravedad;
- Q = Caudal de la turbina en m³/s;
- H = Salto neto en m;
- η = Eficiencia de la turbina, adimensional;
- P_E = Potencia en los bornes del generador, kW; y
- η_G = Eficiencia del generador, adimensional.

Para una altura determinada y una potencia dada, se puede elegir el tipo de rodete en función de las revoluciones del mismo. La **Figura 2** permite examinar los tres tipos fundamentales de turbinas que se pueden instalar en el aprovechamiento.

2.2.1. Turbina Pelton

Estas turbinas son ideales en saltos de gran altura (hasta 200 m o mayores, según diseño) y para caudales relativamente pequeños (hasta 10 m³/s). Son turbinas de presión, de chorro libre, de impulsión, de admisión parcial, tangenciales y de acción. Son sencillas de construir, (con uno, dos, cuatro o seis inyector, verticales u horizontales) y tienen un buen rendimiento en un amplio margen de caudal (entre el 10 y el 100% del nominal). No son útiles para este caso, ya que la presión de llegada a las plantas suele ser bastante menor y el caudal es muy constante a lo largo del año, por lo que no es necesario mantener el rendimiento en un rango muy amplio.

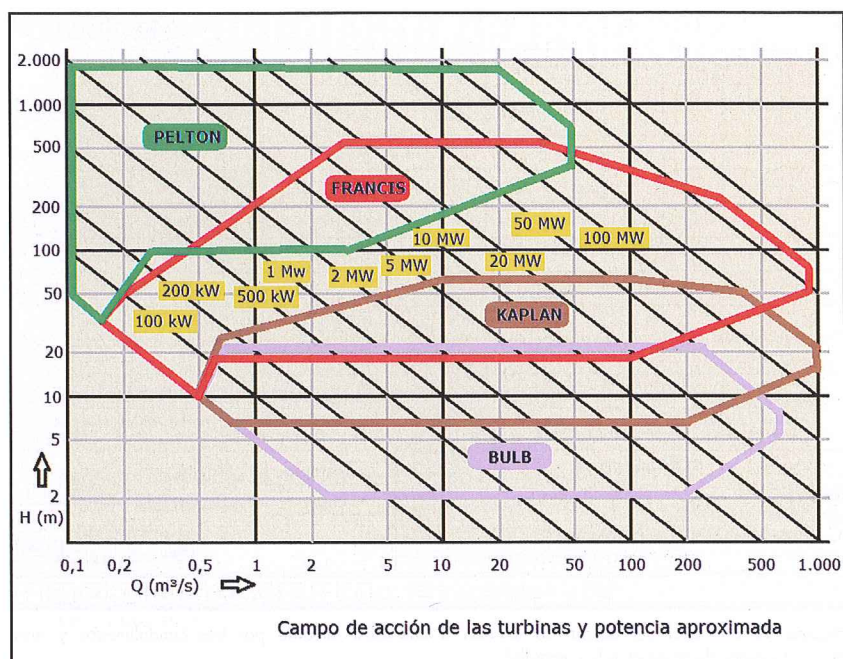


Figura 2. Campo de turbinas que puede instalarse en el aprovechamiento.

2.2.2. Turbina Francis

Las turbinas Francis cubren un amplio rango tanto en caudal, desde 2 hasta 200 m³/s, como en altura. Se clasifican en función de la velocidad específica del rodete, dependiendo el número de revoluciones del mismo, y de las características del salto. Así, las turbinas Francis lentas cubren saltos de más de 200 m; las normales, entre 20 y 200 m; y las rápidas y extrarrápidas cubren los saltos

de menos de 20 m. Son turbinas de sobrepresión, de admisión total, radial-axiales y de reacción, según la clasificación elegida. Como principal inconveniente, el rendimiento es óptimo solo en un rango de caudales entre el 100 y el 60% del caudal nominal, aunque pueden funcionar hasta el 25% de este. El caudal del caso de estudio no se sale de ese rango, así que, por ahora, es la turbina seleccionada (**Figura 3**).

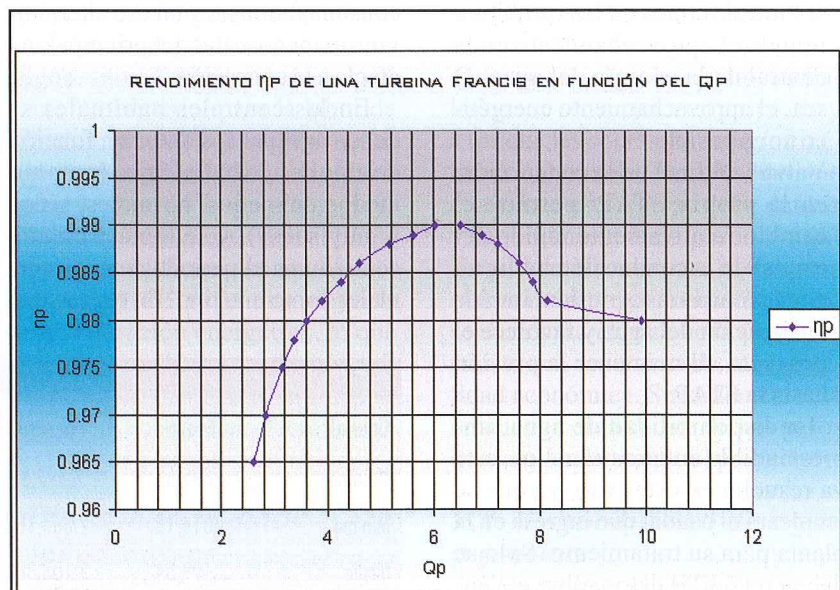


Figura 3. Rendimiento de una turbina Francis.

2.2.3. Turbina Kaplan

Son parecidas a las Francis, de admisión total y de reacción. Se emplean para caudales relativamente elevados, superiores a 15 m³/s y en saltos de pequeña altura, menores de 50 m. El rango de caudales admisible abarca desde el 40 al 100% del caudal de diseño. El mantenimiento del rendimiento exige que tanto los alabes del distribuidor como los del rodete sean orientables, lo que complica la instalación y las hace prácticas solo para potencias más elevadas que las que se pueden obtener en modestas conducciones. Salvo modelos especiales, en principio tampoco es la mejor elección.

2.3. Elección del tamaño de la turbina

Elegido el tipo de turbina, es necesario ahora la curva elaborada en la **Figura 1**. También se debe escoger la máquina que aproveche el mayor porcentaje de la energía disponible. Para ello, se parte del mayor valor previsible del caudal (**Tabla 1**) y se comprueba si el rendimiento con el caudal menor no se degrada. Los milagros de la técnica microinformática permiten, si el rendimiento cae demasiado, calcular cuál es el caudal nominal que hace máxima la energía aprovechada.

Si la variación de caudales excede el campo de la turbina, hay que sopesar si el aumento de coste de la instalación compensa los días de caudal máximo, teniendo en cuenta factores como el aumento de caudal previsible (aumento de la población o industrias o aumento de la dotación por habitante/día), la energía despreciada por bajo caudal frente a la obtenida a caudales altos, etc.

2.4. Elección del generador

El elemento que transforma en energía el giro de la turbina es el generador. En grandes saltos, con gigantescas potencias en juego, los generadores trabajan con tensiones muy elevadas, refrigerando los bobinados con agua, con ventilación al exterior y con muchísimos elemen-



Figura 4. Generador síncrono.

tos de control. Para las potencias en juego en las minicentrales, el generador se conforma con refrigeración por aire, sensores de temperatura y vibración y un cuadro de control gobernado por un PLC. La elección crítica es entre generador síncrono o asíncrono.

2.4.1. Generador síncrono

El generador síncrono (**Figura 4**) es el único equipo que puede generar energía reactiva, en lugar de consumirla. Toma el nombre de la velocidad de funcionamiento, que es síncrona con la frecuencia de la red donde se conecte. El sistema de excitación del rotor complica la instalación y el arranque del equipo, que debe llevarse a la velocidad de sincronismo tanto en velocidad como en fase antes de conectarlo. Las compañías eléctricas emplean este tipo de generador para compensar la reactiva de la red, teniendo menos éxito entre los pequeños productores, como es este caso.

2.4.2. Generador asíncrono

El generador asíncrono (**Figura 5**) funciona a velocidad muy cercana a la de sincronismo, pero afectada por el correspondiente deslizamiento. Obviamente, al contrario que los motores del mismo nombre, el deslizamiento es positivo, es decir, la velocidad de giro es 1.015, 1.520, 3.040, etc., en función del número



Figura 5. Generador asíncrono.

de polos y del deslizamiento de cada máquina. Para potencias inferiores a 1 MW, los generadores asíncronos son los preferidos y, probablemente, este va a ser el generador que equipe la instalación.

2.5. Determinación de la energía obtenible

Elegida la turbina, gracias al fabricante se conoce el rendimiento de la misma, por lo se dispone de la curva de caudales anual en una hoja de cálculo, del rendimiento del generador y el del transformador para inyectar la energía en la red. Un simple cálculo puede indicar la energía que se obtiene anualmente, cortando por encima en la potencia máxima del conjunto generador turbina y, por debajo, en el caudal mínimo de la turbina. Este paso es fácil, pero habrá que guardar estos cálculos, ya que será necesario repetirlos varias veces para comprobar otros generadores, otras turbinas, etc. Es conveniente, en este paso, indagar a qué precio compraría la energía que producimos, a cuál la pagamos, las posibles subvenciones del Estado, de nuestra comunidad y de la provincia.

Sin afinar demasiado, en el caso tomado como ejemplo, se tiene un caudal medio de 3.238 m³/h, a una presión media de 25 mca. La energía disponible se obtiene multiplicando el caudal (m³/s) por g, por la altura (mca), y por el rendimiento de la turbina, el generador y el transformador:

$$E = \frac{3.238,45 \times 9,81 \times 25 \times 0,92 \times 0,97 \times 0,98}{3.600} = 192,94 \text{ kW} \quad \text{Ec. 4}$$

Según el resultado, ahora parece que la instalación tiene posibilidades.

2.6. Determinación de los costes

Es el momento de determinar cuánto cuesta instalar la minicentral. Para ello se confecciona una lista con los costes de todos los elementos que afecten a la instalación. No es necesario que sea demasiado exhaustiva, pues se pretende obtener una aproximación al tiempo de retorno del capital empleado para poder decidir sobre la idoneidad de la inversión.

2.6.1. Turbina

La velocidad elegida para el rotor determinará el tamaño de la turbina para una potencia concreta, así como las dimensiones de la obra civil. Una velocidad elevada acelerará el desgaste de las partes rozantes y aumentará los problemas de embalamiento en caso de falta de carga.

2.6.2. Generador

El tamaño del generador es directamente proporcional al par que soporta, no a la potencia. Una velocidad elevada redundará directamente en un generador más pequeño, razón por la que en las pequeñas instalaciones puede ser beneficioso el empleo de un reductor de velocidad entre la turbina y el generador. No obstante, la inclusión de elementos mecánicos entre ambos aparatos dará lugar a una reducción del rendimiento, aumento de los costes de mantenimiento y disminución de la disponibilidad global de la instalación. Esta es otra razón para elegir una turbina de alta velocidad, acoplando ambos aparatos directamente.

2.6.3. Transformador

El coste del generador aumenta con la tensión de trabajo. Aunque disminuye la cantidad de cobre, al circular menor intensidad, se complica el aislamiento de los devanados, la refrigeración, las cajas de conexiones, etc., por lo que para equipos de menos de 1 MW se emplean

tensiones inferiores a 1000 V. Si se quiere emplear la corriente producida en las propias instalaciones, hay que adoptar 3x400 VAC~; si se quiere vender la producción, o el excedente, es necesario elevarla hasta la tensión que indique la compañía suministradora, usualmente 20 kV.

2.6.4. Obra civil

En este caso, la disponibilidad de terreno no es ningún problema a la hora de colocar la nueva instalación antes de la arqueta de rotura de carga, cámara de aireación o lo que sea que haya en la ETAP. Como los caudales no son muy elevados, los equipos se soportan en estructuras metálicas, robustas dadas las potencias en juego, pero mucho más sencillas de diseñar y construir. La obra civil se reduce a una solera que soporte a todos los equipos, un pequeño edificio que lo proteja y las obras auxiliares de drenajes, canalizaciones eléctricas, dotación de agua, etc.

2.6.5. Canalizaciones

Este punto incluye el coste de las canalizaciones necesarias para el aprovechamiento. Este capítulo puede ser bastante gravoso, incluye la conexión de la derivación, el *bypass*, las válvulas de aislamiento, etc. La válvula de regulación actual puede emplearse para el *bypass*, pero es necesaria otra válvula de apertura rápida que desvíe el caudal en caso de falta de carga en el generador y cierre la entrada a la turbina.

2.6.6. Protecciones

El sistema eléctrico debe prevenir tanto una falta de caudal como la desconexión del generador, un fallo interno, bloqueos, etc. Se monitorizará la temperatura de los bobinados, de los cojinetes, de la refrigeración, etc. También se colocarán sensores de vibración en los cojinetes, medidores de caudal de entrada a la turbina, aparatos de protección de los equipos auxiliares (bombas de engrase, ventiladores, bombas de agua,...). Todos estos datos se enviarán al PLC de control

y determinarán las condiciones de funcionamiento correcto, alarmas por sobrevelocidad o sobrecarga y condiciones de parada controlada, bien por los datos de que dispone el PLC, bien por alarmas exteriores, pulsadores de parada, etc.

2.6.7. Control y regulación

El PLC de la minicentral estará conectado con el Scada de control de la ETAP, recibiendo desde este las consignas. Dado que el caudal de agua está supeditado a las necesidades de la ETAP, suele ser la consigna que se le envía a la turbina para su funcionamiento. Los costes que se asignan a este capítulo, a menudo olvidados, son los de modificación del Scada, la obtención de licencias si se precisa, las conexiones entre ambos elementos y la formación del personal de gestión de la ETAP en los nuevos aparatos. También se debe asignar aquí la instrumentación de las nuevas instalaciones, los cuadros de control y comunicaciones, el cuadro del autómatas, etc., ya que en el apartado de seguridad solo se hará con las condiciones extraordinarias. Por definición, los equipos de seguridad no deberían funcionar nunca, pero cuando lo hagan deben hacerlo perfectamente.

2.6.8. Otros costes

Por último, se deben considerar los costes administrativos: permisos del Ministerio de Industria, agencias de control del agua, estudios medioambientales, formación de los operarios, aumento del tiempo de mantenimiento, costes derivados de la parada de la central durante las obras, etc. No se ha considerado la instalación de una red eléctrica para evacuar la energía producida, que puede ser muy importante en las minicentrales a pie de presa o de agua fluyente, por ejemplo, ya que se supone que existe una red de alimentación a la ETAP capaz de absorber esta energía. Si la proporción entre energía producida y energía consumida fuera muy elevada, habría que estudiar también este episodio.

La amortización de las centrales minihidráulicas suele extenderse en el tiempo, más de lo deseable, por lo que hay que calcular el coste de su funcionamiento. La vida de la obra civil es elevada, pero los demás equipos pueden estar sujetos a desgaste, precisando mantenimiento preventivo, reparaciones, reposiciones, etc., además del propio consumo de aceites, refrigerantes, grasas y demás consumibles.

2.7. Subvenciones, ayudas y primas

En este punto juega un papel importante la comunidad donde se quiera instalar el aprovechamiento. Por poner un ejemplo, la Comunidad Valenciana subvenciona a fondo perdido hasta el 45% del coste elegible del proyecto, pudiendo aumentar la ayuda en un 10% para las medianas empresas y hasta un 20% para las pequeñas, los particulares, ayuntamientos, entidades públicas y entidades e instituciones sin ánimo de lucro, con límite de la potencia instalada a 500 kW.

La generación de energía minihidráulica no recibe primas estatales, tratándose igual que a la gran hidráulica o a la nuclear. La razón está en el funcionamiento del mercado eléctrico: la generación no controlable de energía eólica o solar hace que deba inyectarse en la red al precio que sea, bajando el precio general de la energía y por ende su propia rentabilidad. Se supone que la energía hidráulica puede generarse a placer, y que si no se genera se guarda en los pantanos y embalses, por lo que no puede primarse por distorsiones del mercado. Se ha despreciado el valor de las ventajas secundarias de la instalación, no por no ser importantes sino por la dificultad de valoración. Entre ellas resaltan el aumento de duración de los sistemas de regulación de presión existentes, la descarga de los transformadores de potencia si se opta por emplear la energía producida y la disminución de la huella de carbono producida por la planta.

$$E = \frac{4.469,04 \times 9.81 \times 25 \times 0,92 \times 0,97 \times 0,98}{3.600} = 266,26 \text{ kW} \quad \text{Ec. 5}$$

$$E = 192,94 \times 365 \times 24 \times 0.92 = 1.554,94 \frac{\text{MW}}{\text{h}} \text{ año} \quad \text{Ec. 6}$$

$$\text{Coste} = 450.000 + (60.000 + 15.548,4) \text{ años} = \quad \text{Ec. 7}$$

$$\text{Venta} = 1.554,94 \frac{\text{MW}}{\text{h}} \text{ anuales} \times 85 \text{ €} \frac{\text{MW}}{\text{h}} = 132.169,9 \frac{\text{€}}{\text{año}} \quad \text{Ec. 8}$$

2.8. Estudio de viabilidad

Sumados estos términos, se obtiene el coste total de la instalación. Toda inversión se rige por el principio de la economía que dice "si un proyecto cuesta más de lo que produce, es mejor estarse quieto". Ahora, hay que intentar establecer la situación del mercado financiero actual y futuro, ámbito muy inestable, si bien es posible establecer la previsión suponiendo diversas hipótesis, para escoger y ajustar finalmente la más plausible.

2.8.1. Cálculo inicial

Desarrollando este ejemplo, se calcula la energía máxima (ver **Ecuación 5**). Teniendo en cuenta que este caudal puede aumentar, se elige un generador de 300 kW. Se calcula ahora la energía a producir anualmente, contando con un 8% de parada por mantenimiento o averías ocasionales (**Ecuación 6**).

Una vez calculado el coste de la obra, se estima, al carecer de canalización de entrada, de salida, de urbanización, etc., un coste aproximado de 1.500 €/kW instalado, es decir, 300 x 1.500 = 450.000 €. El coste de las revisiones (0,01 €/kW/h) se estima en 15.548 €/año. Además, el personal de mantenimiento, pese a que las funciones se asumirán por el propio de la planta, supondrá un coste aproximado de 60.000 € anuales, que se sumarán al coste de la planta. No se tendrá en cuenta el canon de disposición del agua, que oscila alrededor de 0,014

€/kW, puesto que ya se paga al tratarla para su consumo. Así, los costes totales son los que se aprecian en la **Ecuación 7**.

El ingreso procedente de la venta es más difícil de estimar, ya que si se emplea para la propia planta el precio será el que efectivamente se paga por la energía, mientras que si se vende hay que atenerse al precio mínimo garantizado cada año. Si se hace esto, que es el peor escenario posible, se obtiene la **Ecuación 8**.

Igualando estas variables se puede averiguar el ratio de retorno, que en este caso es de 7,94 años (rentabilidad 12,5%), muy favorable. La cifra obtenida indica que la instalación puede ser viable, por lo que se estudiarán detalladamente los costes reales, el lugar de implantación, ampliar el estudio a más años basándose en la curva de demanda de años pasados para extrapolar la demanda esperada en años futuros, etc.

2.8.2. Afinando los cálculos

Para afinar el cálculo se debe tener un listado del caudal medio diario en un periodo amplio (uno o dos años), así como de la presión disponible para la generación. Para elegir la turbina idónea se suelen organizar estos datos de mayor a menor, eligiendo la turbina que cubra un mayor espacio de la curva resultante dentro de la zona de rendimientos aceptables. En este caso, y dado que una turbina normal cubrirá todo el campo de variación de caudal, no es necesario este paso.

Con la habilidad que otorga la experiencia, se colocarán los datos en dos columnas adyacentes de la hoja de cálculo preferida, y se añadirá a la derecha otra columna con el rendimiento de la turbina, afinando cuanto el tiempo permita. Así mismo, en una columna más se añadirá la potencia obtenida ese día, simplemente multiplicando la altura en mca, por el caudal en m³/s y por el valor de g (9,81). La suma de los datos de esta columna indicará cuánta energía se habría obtenido en ese periodo.

El rendimiento de la turbina se obtiene de la expresión:

$$\eta_t(\%) = \frac{P_a + \delta_a + \delta_v + \delta_c + \delta_g}{\rho \cdot g \cdot Q_t \cdot H_n} \cdot 100 \quad \text{Ec. 8}$$

donde:

- P_a = potencia en barras del alternador, en kW;
- δ_a = pérdidas del alternador, en kW;
- δ_v = pérdidas en volantes de inercia, en kW;
- δ_c = pérdidas en cojinetes, en kW;
- δ_g = pérdidas en engranajes, en kW;
- ρ = densidad del agua, en kg.m⁻³;
- g = aceleración local de la gravedad, en m.s⁻²;
- Q_t = caudal turbinado, en m³.s⁻¹;
- H_n = salto neto, en m.

También se pueden usar las curvas estándar que publican los fabricantes, de las que, gracias al Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental, se dispone de un ejemplo (Figura 6).

2.9. Resumen del estudio

En resumen, con el problema estudiado se obtienen los siguientes datos:

- Caudal medio disponible anual: 3.238 m³/h.
- Potencia máxima: 266 kW.
- Potencia instalada: 300 kW.
- Potencia media: 193 kW.
- Energía anual prevista: 1.555 MW/h.
- Costes de instalación: 450.000 €.
- Costes anuales de mantenimiento: 75.550 €.

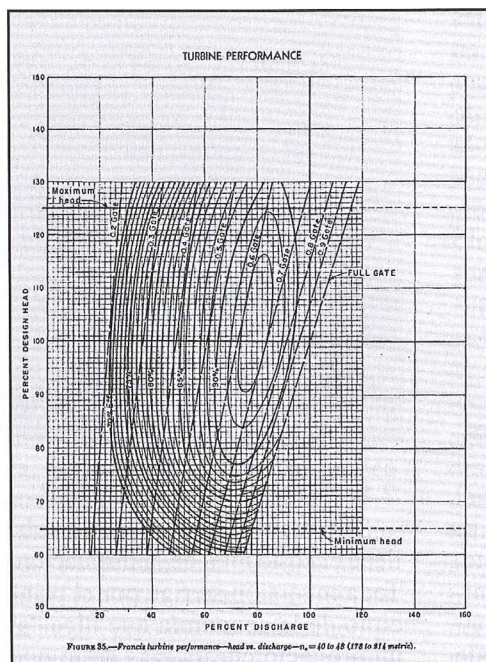


Figura 6. Curva estándar de rendimiento de una turbina.

- Ingresos anuales previstos: 132.170 €.
- Tiempo de retorno esperado: < 8 años.

3. Conclusiones

La entrada de agua en la ETAP suele hacerse por nivel, lo que tiene la ventaja de poder mantener el tratamiento en ausencia de energía eléctrica, o casi. Este flujo hidráulico en la entrada puede contener una cierta cantidad de energía cinética, que será muy poca cuando el agua se obtenga de un pozo, de un bombeo o de un canal abierto, o puede ser mucha cuando provenga de una conducción cerrada que se inicie a una cota elevada. En este último caso la energía residual se disipa en la llamada cámara de rotura e carga

La energía obtenida en una ETAP puede consumirse en la propia instalación o venderse a terceros

o por medio del estrangulamiento parcial de una válvula de control y que puede, paradójicamente, dar lugar a diversos problemas.

En este artículo se ha pretendido dar una visión general de las posibilidades de aprovechar esta fuente de energía, estableciendo un conjunto de nueve pasos que definen, entre las diversas alternativas posibles, las que son de aplicación a un caso concreto, y que establecen la viabilidad técnica y económica del proyecto a realizar.

La energía obtenida puede consumirse en la propia ETAP o empresa, o alternativamente venderse a terceros, si bien en España la estructura de precios por subasta de la energía es desfavorable para las minihidráulicas, ya que estas no tienen prima alguna al ser tratadas como las de gran hidráulica.

4. Bibliografía

- [1] Área de Formación del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental.
- [2] Empresa Municipal de Aguas de Córdoba. Datos de explotación.
- [3] Agüera Soriano, J. 'Mecánica de fluidos incomprensibles y turbomáquinas hidráulicas'. ISBN: 9788495391018.
- [4] <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/suplementos/minihidraulica/minihidraulica.htm>.
- [5] <http://www.revolucionenergetica.info/>.
- [6] <http://www.revolucionenergetica.info/2009/05/introduccion-1-parte-como-funciona-el.html>.
- [7] <http://www.revolucionenergetica.info/2009/05/introduccion-2-parte-costes-ocultos-de.html>.
- [8] <http://www.revolucionenergetica.info/search?updated-min=2011-01-01T00%3A00%3A00%2B01%3A00&updated-max=2012-01-01T00%3A00%3A00%2B01%3A00&max-results=49>.