

Proyecto AQUAMAC

MAC 2.3/C58

Paquete de tareas P1.PT1

PROPUESTAS DE ACCIÓN PARA OPTIMIZAR LA AUTOSUFICIENCIA
ENERGÉTICA DE LOS CICLOS DEL AGUA

Tareas PT1-T1

Establecimiento de metodología y especificaciones técnicas
para los estudios de potencial y auditorías energéticas.
Localización de los ámbitos de trabajo por parte de los socios

Entregable 2

Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía hidráulica en abastecimientos urbanos

Entidad responsable: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Fecha realización: Septiembre 2003

Fecha última actualización: 17 de Septiembre de 2003

1	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1	El proyecto AQUAMAC	3
1.2	Binomio Agua – Energía	3
1.3	Introducción a la Energía Hidráulica.....	5
1.4	Antecedentes del aprovechamiento de la energía hidráulica en los ciclos del agua en la Azores, Madeira y Canarias	6
2	OBJETO Y CONTENIDOS DE LA GUÍA	7
3	VIABILIDAD TÉCNICA	7
3.1	Hipótesis de partida	7
3.2	Pasos a seguir	8
3.2.1	Estudio inicial	8
3.2.2	Trabajo de campo	9
3.2.3	Estudio de caudales	9
4	Legislación	10
5	Viabilidad económica	13
5.1	Gastos e Inflación	14
5.2	Amortización	14
5.3	Coste del capital.....	15
5.4	Aspectos fiscales	15
5.5	Gastos financieros	16

1 INTRODUCCIÓN

1.1 El proyecto AQUAMAC

Este proyecto titulado TÉCNICAS Y MÉTODOS PARA LA GESTIÓN SOSTENIBLE DEL AGUA EN LA MACARONESIA ha sido aprobado en el marco de la Iniciativa Comunitaria INTERREG III B, Espacio **Açores-Madeira-Canarias**. En él participan socios como *Investimentos e Gestão da Água, S.A.* (Madeira), *Direcção Regional do Ordenamento do Território e Recursos Hídricos* (Açores), *Mancomunidad del Norte de Tenerife*, *Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria*, *Consejo Insular de Aguas de Lanzarote*, *Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria*, *Universidade da Madeira* y el *Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.* como Jefe de Fila.

Dentro de dicho proyecto, uno de los paquetes de tarea contemplados es: "*Propuestas de acción para optimizar la autosuficiencia energética de los ciclos del agua*". Dicho paquete de tareas se concretó en estudiar medidas de gestión y eficiencia energética, así como la sustitución de fuentes de energías convencionales (red eléctrica general) por el aprovechamiento de energías renovables asociadas al ciclo del agua (minihidráulica) o en las instalaciones vinculadas con los abastecimientos (estaciones de bombeo, edificios, captaciones, líneas de conducción, plantas de producción y tratamiento de aguas,...) y potenciar la minimización de la factura energética de los ciclos integrales de agua. El objetivo final de este paquete de tareas es demostrar las posibilidades de mejora de la eficiencia y autonomía energética de nuestros sistemas insulares de gestión de aguas y promover el intercambio de experiencias en toda la Macaronesia.

1.2 Binomio Agua – Energía

La gestión del agua en nuestras sociedades requieren cada vez más recursos energéticos para acciones como la captación de aguas de pozos y sondeos, el transporte y distribución hasta los puntos de consumo, así como para su tratamiento en los sistemas

de depuración convencionales. A medida que las demandas de agua se incrementan y se extienden a zonas cada vez más amplias y con menos recursos, se hace necesario introducir las tecnologías de desalación de agua de mar. Por otro lado, el deterioro de la calidad de los recursos subterráneos y la necesidad de reutilización de las aguas depuradas en algunas zonas requiere introducir sistemas de desalinización para posibilitar su aprovechamiento.

Todo este sistema puede llegar a suponer unos costes energéticos (y económicos) muy importantes para los sistemas de abastecimiento. Quizás el caso más extremo de esta situación se vea reflejado en algunas de las Islas Canarias, donde se puede establecer casi una equivalencia directa entre **el incremento de la demanda eléctrica con el incremento en desalación**. La gestión del agua en nuestras sociedades requiere cada vez más recursos energéticos destinados a acciones como: la captación de aguas de pozos y sondeos, el transporte y distribución hasta los puntos de consumo, así como para su tratamiento en los sistemas de depuración convencionales. A medida que las demandas de agua se incrementan y se extienden a zonas cada vez más amplias, los recursos naturales renovables y no renovables son incapaces de satisfacerlas, y se hace necesario por tanto, introducir recursos exógenos. Estos recursos vienen de la mano de las tecnologías de desalación de agua de mar y de la recuperación de recursos subterráneos de calidad deficiente introduciendo sistemas de desalinización.

Haciendo un pequeño ejercicio de cálculo, podríamos trasladar estas demandas a equivalentes en energía: Conociendo el consumo específico de los sistemas eléctricos de cada una de las islas, se pueden establecer equivalencias entre m³ de agua y toneladas métricas (Tm) del fuel-oil que es necesario importar y quemar cada año para producir y gestionar el agua demandada. Esta situación pone en constante riesgo la sostenibilidad de muchos sistemas de abastecimiento de agua. Pero por otra parte, el agua también

puede ser fuente de energía como así se destaca en Madeira, Azores y algunas de las islas Canarias.

Es por ello que resulta interesante desde el punto de vista estratégico, profundizar en las posibilidades de eficiencia y ahorro energético en la gestión del agua, así como en el máximo aprovechamiento de las energías renovables endógenas.

1.3 Introducción a la Energía Hidráulica

La energía hidráulica es una energía renovable, siendo una de las formas más limpias de producir energía eléctrica. Posee dos ventajas principales respecto a los combustibles de origen fósil y nuclear, una de ellas es que el agua, es decir el combustible, no se consume ni empeora la calidad, únicamente es explotada y otra de las ventajas es que no tiene problemas de producción de desechos y por tanto no tiene el problema de su eliminación.

Los aprovechamientos minihidráulicos han permitido el desarrollo de regiones aisladas en todo el mundo. Estos pequeños proyectos están diseñados para utilizar el caudal de un río o arroyo mediante la desviación del total o de parte del caudal hacia un canal y posteriormente conducirlo a una turbina por medio de una tubería.

En España se define las centrales minihidráulicas como aquellas con una potencia menor a los 10 MW.

1.4 Antecedentes del aprovechamiento de la energía hidráulica en los ciclos del agua en la Azores, Madeira y Canarias

En Canarias, las peculiares características geográficas de las islas sugieren interesantes posibilidades de aprovechamiento; de hecho existen varios ejemplos de antiguos usos de pequeños saltos de agua.

En Gran Canaria antiguamente los agricultores instalaban pequeñas ruedas de molino en los barrancos para aprovechar la energía de las corrientes de aguas de lluvia. En la isla de Gran Canaria el mayor potencial reside en la energía almacenada en las grandes presas de la zona sur y noroeste. Actualmente no existe ninguna instalación en funcionamiento, aunque se encuentra en fase de ejecución una minicentral de 100 kW entre las presas de Chira y Soria.

En Tenerife existen grandes posibilidades de aprovechamiento minihidráulico. Hasta hace algún tiempo funcionaban tres minicentrales que tenían una potencia instalada de 196 kW. Actualmente está en servicio la central de Vergara –La Guancha, de 360 kW, y está en estudio la instalación de tres nuevas centrales de potencia 280, 325 y 380 kW. Las elevadas cotas de la isla y la relativa abundancia de galerías con caudales constantes hacen pensar que pueden existir otros aprovechamientos.

En Tenerife, hay una amplia red de galerías que en algunos casos proporcionan caudales de más de 100 l/s. A este fenómeno hay que unirle las elevadas cotas de ambas islas, lo que posible un gran número de aprovechamientos.

En cuanto a La Palma, antiguamente la Central Hidroeléctrica de El Mulato, con la Central Hidroeléctrica de Tazacorte –Barranco de las Angustias de Queduy (400 kW), y

la Central Hidroeléctrica de El Remolino (100 kW), generaban energía suficiente para suministrar toda la energía eléctrica de la isla.

La mayor minicentral en Canarias que se encuentra en servicio en la actualidad es la central de El Mulato, en la isla de La Palma, con una potencia de 820 kW, gestionada por la compañía eléctrica de UNELCO, S.A.

2 OBJETO Y CONTENIDOS DE LA GUÍA

El objeto de la Guía es aportar información básica sobre los pasos a seguir para realizar estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones minihidráulicas insertadas en sistemas de transporte de agua para abastecimiento urbano.

En el documento se exponen los datos necesarios para realizar un estudio de viabilidad técnico-económica relativa a la instalación de una central minihidráulica con el fin de aprovechar energéticamente los sistemas de transporte y distribución de los abastecimientos urbanos de agua. Se presenta dividido en tres apartados, el primero relativo a la viabilidad técnica de la instalación, en el segundo se hace un breve resumen de la legislación en España que regula las centrales minihidráulicas, y en el tercero se presentan los parámetros principales a analizar para desarrollar un estudio de viabilidad económica.

3 VIABILIDAD TÉCNICA

3.1 Hipótesis de partida

Teniendo en cuenta que va a estar orientado a abastecimiento urbano se parte de la hipótesis de que el agua viene de un depósito de distribución, lo normal en estos casos, o directamente de alguna galería, pero en ambos casos el agua discurre canalizada mediante tubería. Se conoce el material y diámetro de todas las tuberías así como, el

caudal que pasa por cada ramificación y en caso de no conocerse este último, habría que instalar caudalímetros.

Una cosa a tener en cuenta es que la central se comportaría como de tipo “agua fluyente”, en la que no se puede controlar la producción energética debido a que ésta es función del consumo.

Se parte, además, del supuesto de que se tiene toda la conducción cartografiada, y por lo tanto se pueden conocer alturas, longitudes y diferencias de altura.

3.2 Pasos a seguir

3.2.1 Estudio inicial

Lo primero, es estudiar con la cartografía, todos los tramos de la tubería eligiendo aquellos de mayor altura, mayor caudal y menor longitud de tubería. Esto permitirá que se elijan indirectamente los tramos de mayor potencial minihidráulico y, por lo tanto, los de menor coste.

Los tramos a utilizar deberán ser únicos, es decir, la conducción se deberá utilizar antes de cualquier derivación, porque de este modo se dispone del mayor caudal. En caso de que haya habido cualquier derivación previa, habrá que conocer el caudal de ese tramo en concreto.

El estudio del trazado de toda la conducción es esencial para saber si hay zonas de poca pendiente o zonas de mucha pendiente, de manera que se deben utilizar sólo los tramos de tubería más pendientes, con esto se asegura que si hubiera que renovar la tubería el coste de esta sea el menor posible. Si el coste de la tubería no es condicionante para la instalación hay que considerar que las pérdidas de energía aumentan con la longitud de la conducción.

3.2.2 Trabajo de campo

Una vez elegidos los tramos más rentables, hay que visitar la zona para ver el estado de la conducción y su complejidad. Además, se deberá elegir el lugar de ubicación de la central hidroeléctrica, es decir, la obra civil, que conlleva la instalación del edificio de la central y las turbinas hidráulicas.

En caso de no disponerse de datos de caudales habrá que instalar caudalímetros digitales, de manera que puedan obtener datos de caudales al menos con frecuencia horaria y de un período lo suficientemente largo como para poder realizar previsiones de consumo.

3.2.3 Estudio de caudales

El siguiente paso es realizar un estudio de los caudales de los tramos elegidos. También y dado que las conducciones utilizadas derivan aguas para consumo, habrá que hacer previsiones de consumos de agua. Esto es importante para determinar la correcta potencia de la turbina hidráulica. Los datos de caudal necesarios serán horarios y al menos, de un año completo.

1.2.4.- Elementos a instalar

Tubería forzada, si hiciera falta; edificio de la central; turbina hidráulica.

3.2.3.1 Turbinas Hidráulicas

La turbina debe elegirse de manera que no se produzcan períodos en que no esté operativa por no cumplir sus condiciones de caudal mínimo de funcionamiento. También hay que el tipo de turbina elegida proporcione el mayor rendimiento posible para esas condiciones.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que las turbinas, para instalaciones minihidráulicas, no se fabrican en serie, por lo que hay que solicitar presupuesto a

aquellas empresas que puedan realizar turbinas de baja potencia. Esto, además, repercutirá en un mayor coste de la misma. Una vez se disponga de la oferta, es importante hacer un estudio de viabilidad económica que determine el período de recuperación de la inversión.

Aparte de esto, es necesario identificar un punto de enganche a la red eléctrica próximo a la turbina, si se tiene la intención de vender la energía en régimen especial a la red principal.

4 Legislación

A continuación se relaciona la legislación básica española, intentando seguir un orden cronológico:

Ley 82/80, de 30 de diciembre, sobre conservación de la energía, en la que se establece como uno de sus objetivos potenciar la adopción de fuentes de energía renovables y en consecuencia reducir el consumo de hidrocarburos, quedando expresamente acogida a los beneficios de esta Ley, la construcción, ampliación o adaptación de instalaciones de producción hidroeléctrica con potencia de hasta 5000 KVA.

Orden de 5 de septiembre de 1985, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando también el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen

especial. Tendrá carácter de régimen especial aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor a 50 MW y estas instalaciones gozarán de los siguientes derechos; incorporar la energía excedente al sistema, percibiendo la retribución que se determina conforme a lo dispuesto en la presenta Ley, así como poder conectar en paralelo sus instalaciones a la red de la correspondiente empresa distribuidora o de transporte.

Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de Regulación del Sector Eléctrico Canario, se desarrolla la ley en el ámbito de Canarias teniendo dicha ley el objeto del suministro a los clientes en sus diferentes fases de generación, transporte, distribución y comercialización; garantizando la regularidad en calidad y precio.

Real decreto 2818/1998, del 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración desarrolla la Ley 54/1997 en este aspecto, estableciendo un nuevo marco de funcionamiento para este tipo de fuentes energéticas, entre las que se encuentra la energía minihidráulica. La producción de energía eléctrica mediante renovables se impulsa mediante la creación de un marco favorable, que incluye un sistema de primas que permite situarse en posición de competencia en el mercado libre. Las centrales hidroeléctricas están encuadradas en el grupo b.4 y b.5 de la clasificación de instalaciones de régimen especial en el Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre:

b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia no sea superior a 10 MW

b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia sea superior a 10 MW y no supere los 50 MW.

Los procedimientos administrativos para la inclusión en el régimen especial vienen explicitados en dicho Real Decreto.

Los titulares de las centrales hidroeléctricas recogidas en la clasificación b.4 y b.5 tienen derecho a vender la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica (así podrán tomar alternativamente los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado) complementado por una prima o incentivo.

Esta prima será de 0.0327 €/kWh para las instalaciones b.4 y para las b.5 se calcularán mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Prima} = b (50 - P) / 40$$

siendo b la prima correspondiente a instalaciones del grupo b.4, y P la potencia de la instalación, expresada en MW. La prima debe expresarse mediante redondeo con dos cifras decimales.

Las primas del grupo b.4 se actualizarán anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima. Para ello, el Ministerio de Industria y Energía deberá, asimismo, estimar el precio de mercado medio anual. A estos efectos se define precio medio de venta de electricidad como:

$$PM = I / E$$

donde:

I = ingresos previstos derivados de la facturación por suministro de electricidad, excluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido y cualquier otro tributo que grave el consumo de electricidad.

E = energía suministrada prevista.

Las instalaciones de los grupos b.4 podrán optar por no aplicar las primas establecidas en los apartados anteriores y aplicar en todas las horas un precio total a percibir, de 0.0673 €/kWh.

En el Real decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, se establece la tarifa eléctrica para el 2003, y por tanto se actualiza los precios de las instalaciones en régimen especial, la prima pasa a ser de 0,029464 €/kWh, siendo el precio fijo de 0,064909 €/kWh para el 2003.

5 Viabilidad económica

Aunque el coste real de la instalación deberá ser suministrado por el fabricante, se puede realizar una primera aproximación utilizando las curvas que publicó I.D.A.E en el año 1996¹.

Normalmente, en las centrales que nos ocupa habrá que considerar los costes de la tubería forzada, el edificio de la central, la turbina, el generador, el transformador, la línea eléctrica y los accesos.

Los criterios a utilizar para medir la rentabilidad de la inversión son:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Período de retorno de la inversión (Pay-back)

En cuanto a la vida útil de la instalación, para centrales mihidráulicas se puede considerar entre 20 y 25 años.

¹ I.D.A.E (1996). Manual de minicentrales hidroeléctricas. Cuadernos de energías renovables.

5.1 Gastos e Inflación

Uno de los gastos que se ha de considerar en el estudio es el gasto ocasionado por la explotación de la central. Los gastos de explotación de una central hidráulica son función del kWh producido. Se recomienda utilizar entorno a las 0,01 €/kWh, que es un poco menor al gasto de mantenimiento de un parque eólico.

Se propone suponer un aumento de los gastos de explotación del 3% anual, debido a la inflación.

Por otro lado, también hay que considerar gastos en seguros y gastos por canon de arrendamiento. El Gasto en seguros se puede considerar entorno a un 2% de los ingresos, produciéndose incrementos anuales del 2%. En cuanto al canon de arrendamiento, se sugiere utilizar el 3% sobre los ingresos.

5.2 Amortización

El fin de las amortizaciones es evitar la descapitalización de la empresa, recuperando el valor del bien. La recuperación de este capital a lo largo de la vida útil del bien nos permitirá tener los recursos para sustituir el elemento por otro nuevo al final de su vida económica, sustituyendo la parte desgastada del equipo productivo y asegurando la continuidad de la empresa.

En el cómputo de estas amortizaciones entran todas las partes correspondientes a las instalaciones, tanto la obra civil como la eléctrica.

Para determinar correctamente los flujos hay que conocer el importe en origen de los bienes amortizables, la legislación fiscal sobre amortizaciones (tabla de coeficientes de amortización), periodo de amortización, valor residual de los bienes amortizables, y método de amortización elegido.

Se recomienda utilizar una amortización lineal repartida durante los años de vida del proyecto.

5.3 Coste del capital

En la estimación del coste de capital, o tasa a la que se descuentan los flujos para calcular el VAN, hay que tener en cuenta que esta tasa depende del tipo de interés del banco central, este valor ya incluye la inflación, y actualmente es bastante bajo. Se podría elegir como valor más probable de la tasa de descuento a aplicar a los flujos, el de 5,5%. Aunque en este valor se podría también diferenciar entre financiación propia o ajena, en una primera aproximación se podría no hacer distinciones.

5.4 Aspectos fiscales

En el análisis de proyectos de inversión, los flujos generados deben ser calculados después de impuestos. La amortización tiene un efecto fiscal ya que es un gasto que desgrava y supone un ahorro fiscal que hay que ver como un flujo positivo. El ahorro de impuesto derivado del cargo de las amortizaciones equivale a un ingreso, que hay que tener en cuenta en la determinación de los flujos esperables del proyecto. La inversión en el inmovilizado da lugar a un flujo negativo, y el ahorro de impuesto derivado de su amortización da lugar a flujos positivos.

Hay que recordar que el Impuestos de Sociedades es el 35 % si es una sociedad, y 0 % si es un organismo público. Además, en el marco del REF existen una serie de incentivos fiscales en Canarias como son la Reserva de Inversiones en Canarias (RIC), que permiten reducir la base imponible del Impuesto de Sociedades, y modifican la tasa efectiva del impuesto a pagar.

5.5 Gastos financieros

En el cálculo de los flujos a esperar del proyecto no debe deducirse ningún coste financiero, ni en concepto de intereses de la deuda, ni en concepto de coste de oportunidad del capital propio. No debe hacerse porque precisamente, se trata de averiguar si los flujos esperados del proyecto, después de impuestos y antes de deducir ningún coste financiero, serían suficientes para atender a la devolución de la financiación total con su coste. Por lo tanto, cargar flujos con los costes financieros (netos de esta carga), y ver si estos son suficientes para pagar el coste financiero, sería duplicar el coste de capital.

Además, ver los flujos sin costes financieros presupone no tomar ninguna decisión previa sobre la política de financiación, que debe de ser independiente de la política de inversiones que es lo que trata de establecer el presente estudio.

Las Palmas de G.C a 17 de septiembre de 2003

Celia Bueno

Ingeniera Industrial