
**PROPUESTAS PARA OPTIMIZAR LA AUTOSUFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS CICLOS DEL AGUA EN
CANARIAS, MADEIRA Y AÇORES**

S Velázquez*, C. Bueno*, G. Martel*, J. Conde*, A. Blasco*, L. Ramos*, L. Vera*, G. Piernavieja*, B. Peñate*, R. Sánchez** y C. Caballero**

*Instituto Tecnológico de Canarias, S.A., Playa de Pozo Izquierdo s/n, POZO IZQUIERDO - E-35119 - Santa Lucía (Gran Canaria) Las Palmas – ESPAÑA (E-mail: gmartel@itccanarias.org)

**Mancomunidad Intermunicipal del Sureste de Gran Canaria C/ Los Cactus, s/n - Polígono Industrial de Arinaga - 35118 - Agüimes - Gran Canaria – España (E-mail: agenda21.cati@canarias.org)

Abstract

Management of water in our society requires increasing energy resources for actions like water extraction, transport and distribution to consumption points, purification and waste water treatment and, more recently, advanced treatments in order to can use resources from contaminated aquifers, seawater desalination and tertiary treatment of purified waters. All this process can lead to important energetic and economic costs. The AQUAMAC project, with the objective of improving the energy self-sufficiency in the water cycles of islands as a key factor of sustainability, has undertaken a series of practical works aiming at increasing energy efficiency and renewable energy exploitation at installations dealing with water treatment and transport. This article focuses on the used methodologies and on the results obtained in several study cases.

Keywords: desalination, waste water treatment and purification, energy saving, energy audits, wind energy, solar photovoltaic energy, minihydro energy

Resumen

La gestión del agua en nuestras sociedades requiere cada vez más recursos energéticos para acciones como la captación de aguas, el transporte y distribución hasta los puntos de consumo, la potabilización, la depuración de aguas residuales y, más recientemente, tratamientos avanzados para poder hacer uso de recursos de acuíferos contaminados, desalación de agua de mar y el tratamiento terciario de las aguas depuradas. Todo este proceso puede llegar a suponer unos costes energéticos y económicos muy importantes. El proyecto AQUAMAC con el objetivo de mejorar la autosuficiencia energética de los ciclos del agua en islas, como factor clave de la sostenibilidad, ha emprendido una serie de trabajos prácticos para mejorar el la eficiencia energética y el aprovechamiento de energía renovables en las instalaciones relacionadas con el tratamiento y transporte del agua. El artículo hace hincapié en las metodologías utilizadas y los resultados obtenidos de varios casos ejemplo.

Palabras clave: desalación, depuración, ciclo del agua, eficiencia energética, auditorías energéticas, energía eólica, energía solar fotovoltaica, energía minihidráulica

La gestión del agua en nuestras sociedades requiere cada vez más recursos energéticos para acciones como la captación de aguas de pozos y la realización de sondeos, el transporte y la distribución hasta los puntos de consumo, así como para su tratamiento en los sistemas de depuración intensivos. A medida que los recursos naturales acusan las consecuencias de la sobreexplotación ocasionada por el incremento de las demandas de agua y estos se extienden a zonas cada vez más amplias y con menos recursos naturales, se hace necesario introducir tecnologías para la 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 comarcas, requieren la introducción de tecnologías de tratamiento y de depuración avanzada para posibilitar su aprovechamiento. Todo este proceso puede llegar a suponer unos costes energéticos y económicos muy importantes. Quizás el ejemplo más extremo de esta situación se muestra en algunas de las Islas Canarias, donde se puede establecer una equivalencia casi directa entre barriles de petróleo y agua potable disponible.

En las comarcas socias del proyecto AQUAMAC las islas de Lanzarote y Gran Canaria destacan por su elevada dependencia energética para la gestión del agua. La isla de Lanzarote, por ejemplo, emplea el 27% de la energía que se consume en la isla en el ciclo del agua, y de este porcentaje el 75% se destina a desalar agua (de mar). En el caso de Gran Canaria, tan sólo la capacidad de desalación de agua de mar registrada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria puede llegar a suponer el uso de más de 300 toneladas de combustible fósil al

día para posibilitar su funcionamiento. La desalación de aguas salobres es creciente tanto por la práctica de seguir utilizando las aguas procedentes de acuíferos costeros contaminados por intrusión marina, como por la necesidad de aplicar tratamientos terciarios por membranas a las aguas depuradas biológicamente, de cara a su reutilización. A todas estas demandas energéticas habría que añadir los importantes recursos acuíferos que todavía, son bombeados desde los múltiples pozos y sondeos de la isla, así como las crecientes demandas de bombeo de agua potable desde la costa hacia cotas del interior que pueden llegar hasta los 600 ó 900 metros de altitud. En el archipiélago de Madeira, la isla de Porto Santo también tiene una importante dependencia energética asociada al agua, marcada por la estacionalidad de las demandas del sector hostelero.

Sin embargo, el agua también puede ser fuente de energía como ocurre en Madeira, Azores y en algunas de las islas Canarias. En el norte de Tenerife, Madeira y Açores el abastecimiento de agua no supone, en general, un coste energético importante, ya que las zonas de producción, principalmente manantiales y galerías, están a cotas suficientemente altas como para no requerir bombeos importantes. Esta circunstancia propicia el aprovechamiento hidráulico de la energía potencial de estos caudales, incluso en la propia red urbana de abastecimiento de agua ya potabilizada, como en el caso de la red de distribución de Funchal (Madeira). De todas formas, en cada uno de estos enclaves existen situaciones actuales y futuras que suponen un incremento constante de las necesidades energéticas asociadas al agua. En el Norte de Tenerife existen comarcas costeras como la denominada Isla Baja, dónde las particularidades climatológicas y las demandas agrícolas y turísticas están propiciando la introducción de la desalación de agua de mar y, a su vez, los fenómenos asociados a la actividad volcánica provocan procesos de contaminación natural de las aguas subterráneas que precisan en muchos casos, tratamientos de desalación por membranas para eliminar iones y adaptar el agua a las exigencias de calidad de agua potable.

Estas circunstancias ponen en constante riesgo la sostenibilidad ambiental y económica a largo plazo de muchos sistemas de abastecimiento de agua por lo que, desde el punto de vista estratégico, resulta interesante 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 asociadas a los ciclos del agua. El proyecto AQUAMAC, para ayudar a mejorar las tendencias existentes, plantea una serie de acciones demostrativas y de aplicación de metodologías que persiguen reducir la dependencia energética y económica del sector del agua de los combustibles fósiles y aportar, en último término, mayor estabilidad a las garantías de suministro y a los precios del agua ante futuras crisis energéticas. Para ello se han planteado medidas de gestión y eficiencia energética, así como de sustitución de fuentes de energía convencionales (red eléctrica general) por el aprovechamiento de fuentes renovables asociadas al ciclo del agua o a las instalaciones vinculadas con los abastecimientos (estaciones de bombeo, edificios, captaciones, líneas de conducción, plantas de producción y tratamiento de aguas,...). Como objetivo último está el minimizar la factura energética de los ciclos integrales de agua y extrapolar la metodología y el intercambio de experiencias a toda la Macaronesia.

Asimismo, en el marco del proyecto se han desarrollado diversas guías metodológicas con el objeto de promover la autosuficiencia energética en los ciclos del agua. Concretamente se dispone de los siguientes documentos, accesibles desde la página web del proyecto (<http://www.itccanarias.org/aquamac>):

1. Guía para la realización de auditorias energéticas en edificios e instalaciones ligados a los ciclos del agua.
2. Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica en los ciclos del agua.
3. Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica como apoyo a los ciclos del agua.
4. Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía hidráulica en abastecimientos urbanos de agua.

Desde el punto de vista metodológico, a la hora de abordar la mejora de la eficiencia energética de cualquier tipo de instalación o edificio asociado a la producción, tratamiento o distribución del agua se deberán tener como objetivos los siguientes:

1. Identificar y cuantificar el potencial de ahorro de energía en las instalaciones y equipamiento energético.

2. Analizar las condiciones reales de funcionamiento de los principales equipos.
3. Identificar y evaluar las alternativas de mejora viables técnica y económicamente.

En el desarrollo de la metodología de trabajo se han establecido las siguientes fases, desarrolladas en el diagrama de flujo:

1º Fase: Pre-diagnóstico

2ª Fase: Diagnóstico

3ª Fase: Propuestas de mejora

Como elemento fundamental de este proceso destaca la caracterización del sistema de consumo (desaladora, depuradora, estación de bombeo, etc.,...). Este trabajo requiere recabar, mediante mediciones de campo y consultas tanto a los usuarios como a los técnicos responsables, toda aquella información de las instalaciones, equipos y otros aspectos del sistema que pueden incidir en el consumo y/o nivel de servicio y como consecuencia, en su mayor o menor eficiencia. Con esta finalidad, es necesario confeccionar un inventario exhaustivo de las instalaciones energéticas, incluyendo características técnicas y observaciones sobre el estado de conservación y sistema de mantenimiento de los equipos instalados, así como sobre su funcionamiento y regulación. También es necesario determinar la curva diaria media de consumo y el modelo teórico de utilización. En la práctica, obtener la caracterización del consumo de un determinado uso energético es complicado, porque normalmente no existe una relación unívoca entre los contadores que contabilizan el consumo y el uso energético (en otras palabras un único contador puede registrar los consumos de varios usos energéticos distintos) y porque la complejidad de los datos de utilización de las instalaciones, al ser variables, implican fluctuaciones de consumo de difícil apreciación. Por tanto, se deberán poner todos los medios disponibles para que la caracterización del consumo se ajuste lo más posible a la realidad. Para el consumo eléctrico, la potencia real consumida o absorbida por el sistema se determina a través de mediciones eléctricas, ya sean puntuales o continuas, con aparatos de medida portátiles (analizadores de redes eléctricas, amperímetros, voltímetros u otros equipamientos específicos). Las mediciones continuas de los consumos energéticos se deben realizar a lo largo de un periodo de tiempo que sea representativo y que refleje la posible estacionalidad de los consumos (invierno / verano, por ejemplo). Generalmente, midiendo un ciclo completo de 24 horas será suficiente para representar la evolución del consumo si el uso de la instalación es relativamente continuo y uniforme, como es el caso de las desaladoras de agua de mar. Si la utilización es más variable, procede hacer medidas más de una vez en distintos periodos de tiempo, como en el caso de depuradoras y estaciones de bombeo.

Como ejemplos representativos de la aplicación de la metodología propuesta se han realizado auditorías energéticas a la planta desaladora de agua de mar (EDAM) y la estación depuradora de aguas residuales (EDAR) del sureste de Gran Canaria. La información obtenida en estos casos puede ser útil para animar a desarrollar este tipo de trabajos de forma sistemática en el sector del agua. A continuación, se expresa la metodología y resultados obtenidos¹.

Ejemplo 1: Estudio del consumo energético de la estación depuradora de aguas residuales de la Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria

La EDAR del Sureste de Gran Canaria se encuentra situada en el Polígono Industrial de Arinaga, y trata un caudal medio diario de 12.000 m³/día (figura 1). Además, esta estación dispone de un Tratamiento Terciario Físicoquímico-Osmosis Inversa con capacidad de producción de 6.000 m³/día.

¹ Los datos completos de los estudios están disponibles en el CD.



Figura 1. EDAR del Sureste de Gran Canaria.

La EDAR es una estación clásica de tratamiento de aguas residuales urbanas. Inicialmente, el agua llega a la planta a través de colectores, la mayor parte actúan por gravedad dada la orografía de la zona, y el resto proviene de bombeos de las áreas bajas de los tres municipios. Al llegar a la EDAR el agua residual es sometida a un *Pretratamiento*, que consiste en un desbaste de grueso y otro de finos, desarenado y desengrase. Posteriormente, el efluente pasa al *Depósito de homogeneización* y de ahí se hace pasar al *Tratamiento Primario*, donde se procede a una *Decantación Primaria*; que permite la reducción del contenido en materia en suspensión y decantable. A continuación el efluente primario accede al *Tratamiento Secundario* donde se produce la depuración biológica del agua depurada que a continuación se clarifica en un *Decantador Secundario*. Parte de los fangos que se concentran en esta etapa de clarificación son recirculados al tratamiento biológico. Finalmente, el agua clarificada se dirige a la cuba de cloración para su desinfección.

Se dispone también de una estación de *Tratamiento Terciario*, que permite obtener un efluente de mayor calidad acorde con los parámetros exigidos para su reutilización en la agricultura. Este *Tratamiento Terciario* consiste en un tratamiento físico-químico de coagulación-floculación donde se añade un coagulante-floculante para mejorar la eliminación de especies coloidales en un sistema de decantación lamelar. A continuación, el agua clarificada es llevada a un proceso de microfiltración con objeto de retener aquellos coloides más finos que aún estén en contacto con el agua, salvaguardando así las membranas de ósmosis inversa que se disponen en la última etapa. Los módulos de ósmosis inversa eliminan las sales disueltas en el agua que finalmente, se almacena en una balsa acumuladora desde donde, mediante bombeos, se transporta a los puntos de utilización.

2.1.1 Datos energéticos globales

Los datos siguientes fueron extraídos de la facturación eléctrica correspondiente al periodo comprendido entre 08/06/03 y 04/06/04, así como de la producción de agua del tratamiento terciario para el mismo periodo anual. Los datos de potencia eléctrica instalada fueron obtenidos tras hacer un inventario de los equipos de la planta.

- Fuente de energía:	Energía eléctrica
- Potencia contratada:	800 kW
- Potencia total instalada en la EDAR:	1.608 kW
- Potencia instalada en depuración:	854 kW
- Potencia instalada en tratamiento terciario:	754 kW
- Potencia máxima simultánea de la EDAR:	1.099 kW

- Potencia simultánea en depuración: 517 kW
- Potencia máxima simultánea en tratamiento terciario: 581 kW
- Potencia máxima registrada por el maxímetro: 924 kW
- Consumo energético anual: 5.176.000 kWh/año

El consumo total del periodo de estudio fue de 5.176.000 kWh/año, siendo el consumo medio mensual de 431.333 kWh/mes. El consumo energético máximo coincide con la temporada de la zafra del tomate, a partir de septiembre, siendo los meses de mayor consumo septiembre, noviembre, diciembre y marzo en los que se superan los 500.000 kWh/mes (figura 2). Los meses de menos consumo fueron junio y julio con 144.000 kWh/mes.

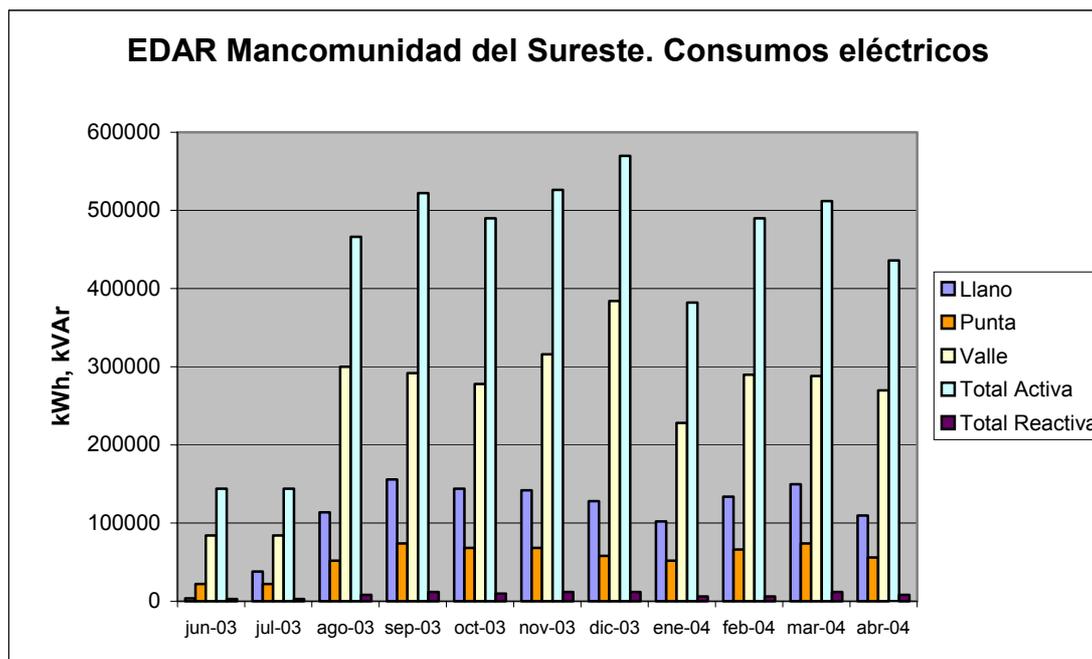


Figura 2. Evolución temporal de los consumos eléctricos de la EDAR de la mancomunidad del Sureste de GC

2.1.2 Estudio del proceso de depuración

Se realizó una relación de todos los equipos instalados y se analizó la potencia instalada y simultánea en depuración, pudiéndose obtener el coeficiente de simultaneidad de la instalación. Se muestran los resultados de forma resumida en la tabla 1:

Tabla 1. Relación de equipos instalados en EDAR de Mancomunidad del Sureste de GC

	Potencia instalada (kW)	Coficiente de simultaneidad	Potencia simultánea (kW)	% de la potencia simultánea
Potencia en funcionamiento las 24 h/día	624,47	0,61	381,19	73,7%
Potencia variable	188,58	0,72	135,83	26,3%
Potencia asociada al funcionamiento de la centrifugadora	61,00	0,80	48,75	9,4%
Potencia con un funcionamiento temporizado	9,99	1,00	9,99	2,0%
Potencia asociada al funcionamiento del terciario	45,00	0,33	15,00	2,9%
Potencia según demanda del sistema	51,98	0,80	41,48	8,0%
Potencia para el lavado de filtros	20,61	1,00	20,61	4,0%

Potencia con poco uso o fuera de servicio	40,51	0,00	0,00	0,0%
Total depuradora (sin terciario)	853,56	0,61	517,02	100,0%

Los resultados obtenidos indican que la potencia total instalada en la depuración (sin contar la correspondiente al terciario) asciende a 853,56 kW. La potencia máxima simultánea es de 517 kW, lo que da un coeficiente de simultaneidad de 0,61. De esta potencia total simultánea, aproximadamente el 74% corresponde a los equipos que están funcionando 24 horas.

En la figura 3 se representan la potencia instalada y simultánea en las distintas etapas del proceso de depuración. Esta gráfica permite apreciar que el tratamiento secundario es la etapa que cuenta con mayor potencia instalada. Esta etapa incluye el tratamiento biológico y la decantación secundaria, que representan respectivamente, con relación a la potencia total de la etapa, el 94,2% y el 5,8%. Se observa también que el Tratamiento Secundario es también el de mayor consumo energético de todo el proceso de depuración, ya que los soplantes de aireación que intervienen en el tratamiento biológico tienen un funcionamiento permanente de 24 horas diarias.

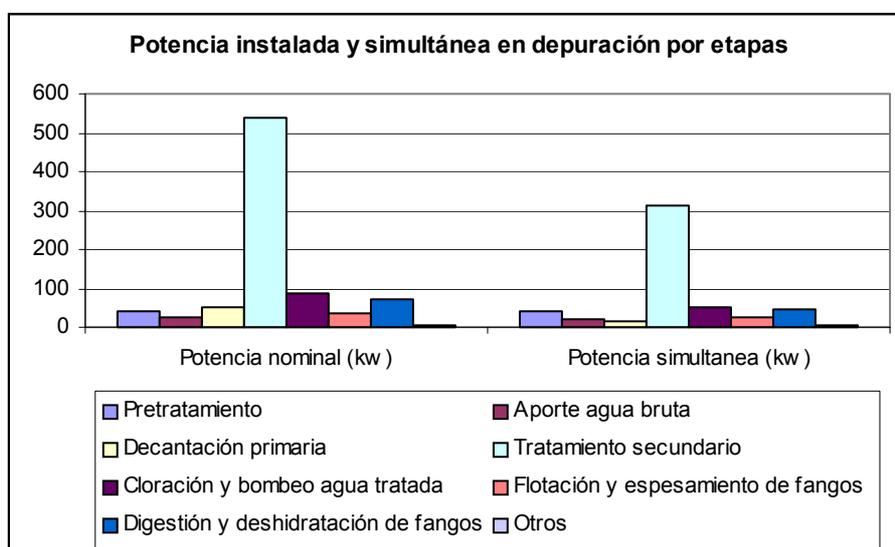


Figura 3. Potencia instalada y simultánea en las diferentes etapas de la depuración de la EDAR del Sureste de GC

Dentro del estudio se calcularon el consumo teórico por etapas y se estudiaron en detalle los principales equipos consumidores del proceso de depuración, analizándose el consumo real de los mismos.

2.1.3 Estudio del Tratamiento Terciario

Respecto al Tratamiento Terciario, se realizó un estudio similar al planteado para el proceso de depuración. El tratamiento terciario tiene un consumo variable con la demanda de agua, si bien, existen determinados equipos que funcionan permanentemente las 24 horas. En la tabla 2 se indican la potencia total instalada y simultánea del Tratamiento Terciario.

Tabla 2. Potencia total instalada y simultánea del Tratamiento Terciario de la EDAR

	Potencia instalada (kW)	Coficiente de simultaneidad	Potencia simultánea (kW)	% de la potencia simultánea
Potencia en funcionamiento las 24 h/día	114,27	0,98	112,16	19,3%
Potencia temporizada	61,5	0,82	50,5	8,7%

Potencia variable que depende de la demanda	562,43	0,74	418,19	72,0%
Potencia con poco uso o fuera de servicio	15,19	0,00	0	0,0%
Total terciario	753,39	0,77	580,85	100,0%

La figura 4 representa la potencia instalada y simultánea de cada etapa del tratamiento terciario. Se observa que el 82% de la potencia máxima simultánea corresponde a los equipos de bombeo de agua bruta, clarificada, agua a alta presión y el bombeo de agua desalada a Agüimes.

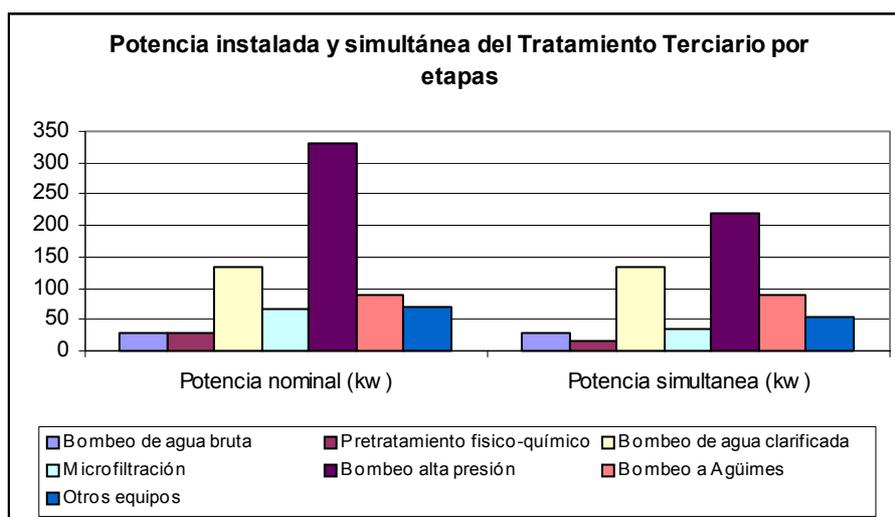


Figura 4. Potencia instalada y simultánea de cada etapa del tratamiento terciario

Del mismo modo que en depuración, se calculó el consumo teórico por etapas y se estudiaron en detalle los principales equipos consumidores del tratamiento terciario, que como se indicó anteriormente son las bombas de agua bruta, agua clarificada, de alta presión y de impulsión a Agüimes, analizándose el consumo real de los mismos.

Caso ejemplo 2: Estudio de auditoría energética en la producción de agua de la planta desaladora del sureste

La estación desaladora del Sureste, situada en Punta Tenefé en Pozo Izquierdo, realiza un proceso de desalación mediante ósmosis inversa y atiende las demandas de agua potable de la mayor parte de los habitantes de la comarca del sureste de Gran Canaria, la demanda industrial y, de forma parcial complementada con los recursos subterráneos de aguas salobres del acuífero, la demanda agrícola (figura 5). Para ello dispone de una red de distribución hasta los diferentes depósitos municipales generales que supera los 50 Km. de longitud.



Figura 5. Vista general de la EDAM de la Mancomunidad del Sureste

La EDAM, tal y como existe en la actualidad, ha sido ampliada con el objetivo de adaptar su producción a la demanda de agua y mejorar al mismo tiempo su eficiencia energética (Fig. 6). Estas ampliaciones se han desarrollado en dos fases distintas, de modo que la producción inicial de diseño de la planta, que ascendía a 10.000 m³/día, aumentó en una primera fase a una producción de 25.000 m³/día, y en una segunda fase a 33.000 m³/día, que es la capacidad actual de la planta, mejorando su factor de conversión hasta el 55% mediante la utilización de bombas booster. En la actualidad dispone de 4 líneas de producción independientes (dos de 7.500 m³/día y dos de 9.000 m³/día), que se corresponde cada una con un bastidor de membrana. El caudal medio horario es de 1.375 m³/h y la salinidad del agua producto es de 0,4 gr/l.

El proceso de desalación de agua de mar se desarrolla en varias etapas. En primer lugar, se realiza la *captación de agua de mar*, extrayéndose la misma de perforaciones realizadas próximas a la costa, de donde se obtiene filtrada de forma natural. Un total de 14 bombas (4 bombas de impulsión vertical en la cántara y 10 bombas sumergidas en los pozos) permiten alcanzar un caudal unitario de las bombas de impulsión vertical de 550 m³/h y el de las bombas sumergidas de 265 m³/h. Todas las bombas disponen de variador de velocidad para ajustarse a las necesidades de producción y optimizar su consumo eléctrico.



Figura 6. Esquema descriptivo de la EDAM de la Mancomunidad del Sureste

A continuación, el agua se hace pasar por unos filtros de arena, se añade bisulfito sódico para inactivar el cloro libre presente en el agua procedente de las cántaras² que previamente es clorada para evitar la proliferación de microorganismos, y por último, se somete a microfiltración a través microfiltros de bujía para garantizar que no lleguen partículas abrasivas, ni colmatantes a las membranas de ósmosis inversa.

Posteriormente, se realiza el *bombeo a alta presión*, del agua hacia los bastidores de membranas mediante turbobombas de alta presión con diseño de cámara partida y con turbina de recuperación tipo PELTON. La planta dispone de 4 bastidores de ósmosis, correspondientes a cuatro líneas independientes de producción: dos de 7.500 m³/día y dos de 9.000 m³/día de producción unitaria. Existen un total de seis turbobombas, una por línea y dos de reserva. Las líneas de 7.500 m³/día son alimentadas por turbobombas de 950 kW de potencia unitaria y las líneas de 9.000 m³/día por turbobombas de 1.100 kW.

En el proceso de *Ósmosis Inversa*, las membranas trabajan con una conversión final teórica del 55% a una presión máxima de 65 kg/cm². El elevado valor de conversión se debe al empleo de cuatro bombas booster, una por línea, que incrementan la presión del agua de rechazo de la primera etapa, a fin de pasarla por la segunda etapa de membrana, recuperando la energía y logrando una cantidad adicional de agua producto. El agua desalada se almacena en un depósito de 10.600 m³ de capacidad y antes de ser bombeada a los distintos depósitos reguladores y para obtener condiciones óptimas en cuanto a pH y dureza, se le añade hidróxido sódico y CO₂. Por último, se realiza la *distribución de agua* hacia los depósitos de almacenamiento desde donde se realiza la distribución a la red de abasto.

2.2.1 Datos energéticos globales

Los datos siguientes fueron extraídos de la facturación eléctrica correspondiente al año 2003 y de la producción de agua desalada para el mismo periodo anual, aportados ambos por la empresa gestora de la planta. El dato de la potencia eléctrica instalada se ha obtenido del inventario de los equipos existentes.

- Fuente de energía: Energía eléctrica
- Tensión de acometida: 20 kV
- Potencias contratadas: 5.700, 4.600 y 5.700 kW
- Potencia total instalada: 11.950 kW
- Factor de potencia media: 0,999
- Consumo energético anual: 39.245.272 kWh/año
- Precio medio del kWh (incluyendo impuestos): 0,042188 €/kWh
- Producción anual de agua desalada: 8.048.852 m³/año
- Consumo específico de energía: 4,876 kWh/m³
- Coste eléctrico medio por m³ de agua desalada: 0,206 €/m³

Tabla 3. Resumen de la potencia instalada por etapas en la EDAM de la Mancomunidad del Sureste

	kW	%
Captación	1.429,1	11,9%
Pretratamiento	11,7	0,1%
Bombeo alta presión y Ósmosis	7.763,3	64,9%
Postratamiento	10,8	0,1%
Bombeo agua tratada	2.350,0	19,6%
Equipos auxiliares	297,5	2,5%
Paneles+trafo+iluminación	50,0	0,4%
Grupo hidroneumático	8,0	0,1%
Puentes grúa	45,3	0,4%
Total	11.965,5	100,0%

² Captación de agua de mar.

En la Tabla 3 se puede apreciar que la potencia nominal instalada de los equipos directamente relacionados con la producción de agua desalada asciende a 11.565 kW, lo que representa el 96,65% del total.

2.2.2 Consumo eléctrico de la planta

En la figura 7 se muestra el consumo eléctrico de la planta correspondiente al año 2003 desglosado por meses. Este consumo se corresponde con el general de la planta, abarcando los producidos en las distintas etapas del proceso de desalación y el bombeo al depósito de Sardina que se encuentra a una cota de 200 metros.

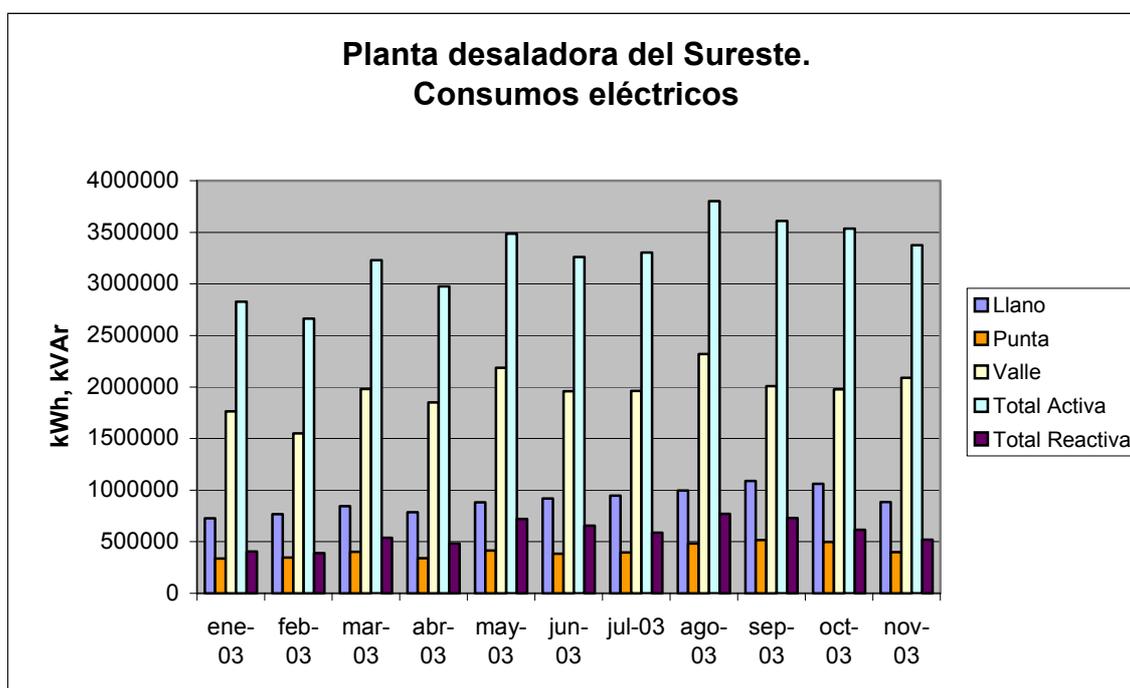


Figura 7. Evolución del consumo eléctrico de la EDAM de la Mancomunidad del Sureste

El consumo eléctrico en el año 2003 fue de 39.245.272 kWh/año, siendo el consumo medio mensual de 3.270.439 kWh/mes. El consumo mínimo se produjo en el mes de febrero con 2.662.312 kWh, lo que representa el 6,8 % del consumo total y el máximo se produjo en agosto siendo de 3.802.268 kWh (el 9,7% del total consumido).

2.2.3 Producción de Agua Desalada

La evolución mensual de la producción de agua desalada en el año 2003 se puede ver en la figura 8, donde se muestra, en metros cúbicos, los datos de producción de cada bastidor de ósmosis. Los bastidores A2 y B2 corresponden a las dos líneas de producción de 9.000 m³/día y los bastidores A y B a las líneas de 7.500 m³/día.

La producción de agua desalada en el 2003 ascendió a 8.048.852 m³, con una producción media diaria de 22.051 m³/día, lo que supone un factor de utilización medio de la planta con relación a su capacidad máxima de aproximadamente el 67%. En concordancia con los consumos generales de energía eléctrica de la planta, la producción máxima se produjo en agosto con 793.403 m³ (9,9% de la producción total) y el mínimo de 563.466 m³ en el mes de febrero

(7,0% de la producción).

En la gráfica siguiente se observa que los bastidores A2 y B2 tienen una producción mucho mayor que la de A y B. Esto es debido a que los bastidores A y B se suelen poner a funcionar dependiendo de la demanda.

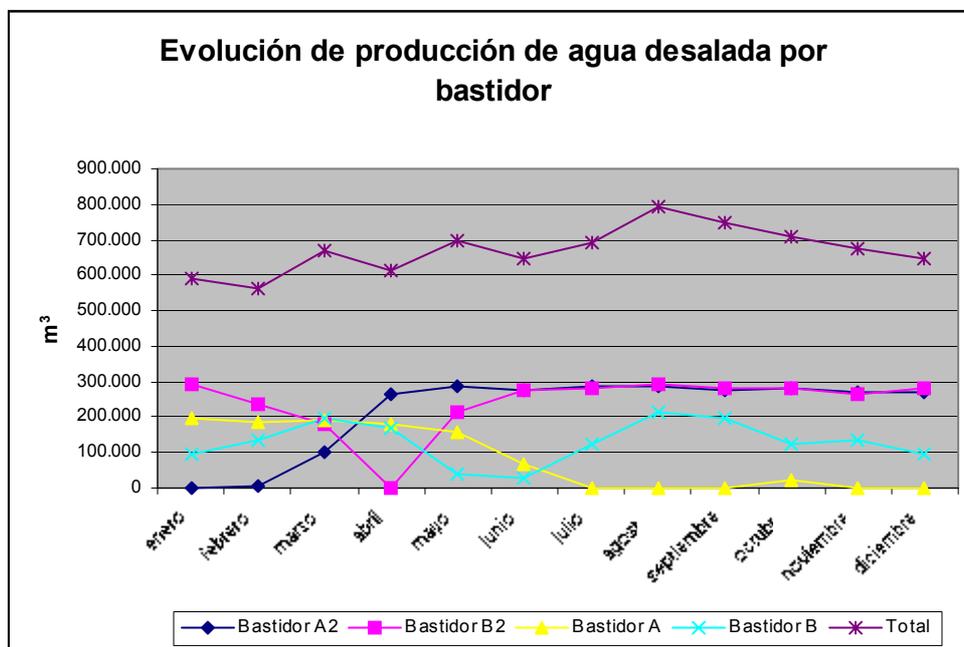


Figura 8. Evolución mensual de la producción de agua desalada por bastidor

2.2.4 Índice de eficiencia energética

El consumo específico de la planta que relaciona el consumo energético de total (incluyendo el bombeo a Sardina a cota de 200 m.) por metro cúbico de agua desalada, para el año 2003 fue alcanzó el valor de 4,88 kWh/m³.

Para evaluar el índice de eficiencia energética de la planta, entendiéndose como tal el consumo energético invertido en producir un m³ de agua desalada, sin incluir el bombeo de impulsión a Sardina, se tomaron los registros semanales de consumo eléctrico y de producción de agua aportados por la empresa gestora. Fueron analizados los casos de dos o tres bastidores funcionando a plena capacidad de producción, no encontrándose diferencias significativas entre el uso de dos bastidores (B y B2) o de tres (B, A2 y B2), siendo la misma de 0,13 kWh/m³, lo que representa un 3,4%.

Por otra parte, se realizaron medidas eléctricas puntuales durante un día, en las distintas etapas del proceso de desalación, con la obtención de los siguientes resultados:

- Consumo en la fase de producción por m³ de agua desalada producida: 3,28 kWh/m³
- Consumo específico para cada línea de producción:
 - Línea de 9000: 3.19 kWh/m³
 - Línea de 7500: 3.40 kWh/m³
- Consumo específico en la fase de impulsión: 1,2 kWh/m³
- Consumo específico en la fase de captación: 0,66 kWh/m³
- Total consumo específico: 5,14 kWh/m³

Se realizó también el análisis del rendimiento de los principales equipos consumidores, obteniéndose en todos los casos, rendimientos bastante elevados.



Figura 9. Esquema de las etapas de las auditorías energéticas llevadas a cabo

Auditorías energéticas en estaciones depuradoras: posibles mejoras³

En general, las posibilidades de mejora de la eficiencia energética en las estaciones depuradoras de aguas residuales, apuntan hacia las siguientes medidas:

- Optimización de la factura eléctrica
- Optimización del sistema de bombeo
- Mejora de los sistemas de aportación de oxígeno en los procesos de depuración
- Optimización de los motores eléctricos (bombas, compresores)
- Cogeneración
- Secado de fangos
- Incineración de fangos
- Sistemas de gestión de la energía
- Digestión anaerobia con valorización energética del biogás
- Desplazamiento de servicios a las horas valle
- Desplazamiento de servicios auxiliares (iluminación interior y exterior y otros)

2.3.1 Optimización de la factura eléctrica

Es la primera de las acciones de mejora a realizar, dado su bajo coste y alta rentabilidad económica. Entre las posibles medidas se pueden citar:

MEJORAS EN CONTRATACIÓN DE BAJA INVERSIÓN

- Corrección de errores de facturación
- Cambio de tarifa
- Cambio de potencia contratada

MEJORAS QUE REQUIEREN INVERSIONES MEDIAS

- Cambio de discriminación horaria
- Corrección del factor de potencia

No se pueden establecer criterios generales acerca de los tipos de contratación óptima, pero a la luz de los resultados en un estudio realizado en 25 EDAR urbanas de tipo medio, pueden efectuarse las siguientes recomendaciones:

- Los errores de facturación suelen ser frecuentes
- La potencia contratada suele ser muy elevada con relación a la potencia efectiva en particular en las pequeñas depuradoras o los bombeos, efecto que se agrava por cuanto carecen en general de máxímetro.
- Tanto las tarifas como las discriminaciones horarias óptimas pueden modificarse con el tiempo, en particular en las depuradoras con marcado índice estacional (localidades turísticas o zonas residenciales).

2.3.2 Mejora del bombeo

Otro punto importante en la mejora de la eficiencia energética de las estaciones depuradoras de aguas residuales es la optimización del sistema de bombeo, básicamente a través de la modificación del punto de trabajo de la bomba.

³ Información aportada por Lloyd's Register

La utilización de variadores de velocidad permite modificar la velocidad de la bomba en función del caudal que pase en cada momento; de esta manera se consigue un ahorro energético bastante importante, que se puede situar entre un 10% y un 20% del consumo, dependiendo del diseño y del tipo de bomba, así como del funcionamiento de los equipos. La inversión es reducida y el período de retorno se sitúa alrededor de los tres años.

2.3.3 Aportación de oxígeno

Un aspecto singular de las plantas depuradoras es la aportación de oxígeno en las aguas residuales, lo que representa casi el 50% del consumo de energía eléctrica de estas instalaciones. Hay que tener en cuenta que el oxígeno se requiere en las etapas de pre-aireación, homogeneización, tratamiento secundario o biológico, desnitrificación, post-aireación y tratamiento aeróbico de los fangos, en su caso. Los ahorros de energía pueden realizarse mediante:

- Cambio de los equipos de aportación y distribución de oxígeno.
- Mejora del control de esta aportación en función de los caudales, de las cargas o del tiempo de funcionamiento.

Para la primera solución, en la tabla 4 se muestran los consumos específicos estándar para distintas tecnologías:

Tabla 4. Consumos específico estándar de diferentes tecnologías de depuración de aguas residuales

TECNOLOGÍA	ENERGÍA kWh/KgDBO ₅
Aireación prolongada	2 – 4
Fangos activados convencionales	1 – 3
Lagunas aireadas	0,5 – 1
Filtros percoladores de alta carga	0,2 – 0,3
CBR	0,06 – 0,1
Filtros percoladores de baja carga	0 – 0,1
Lagunaje	0 – 0,05

En los equipos de aportación de oxígeno, se pueden distinguir los de difusión de aire y los de aireación mecánica, por agitación. Los difusores de aire distribuyen el aire a su través y pueden ser de burbuja gruesa o fina, siendo estos últimos mucho más eficientes energéticamente que los primeros. Asimismo, los aireadores mecánicos pueden ser de conducto vertical u horizontal; los de conducto vertical, a su vez, pueden ser sumergidos o de superficie.

Recientemente, se están implantando sistemas de agitación mixtos que combinan sistemas de difusión de aire con una agitación mecánica mediante hélices sumergidas. El sistema tiene como ventaja que la aportación y transferencia de oxígeno es máxima, gracias a la formación de pequeñas burbujas; la buena distribución de las burbujas de aire y de la carga contaminante a través de la agitación hace que la homogeneización y el tiempo de contacto de los contaminantes y el aire sea muy elevado. Sin embargo, hay que advertir que la implantación de estos nuevos equipos es compleja y de elevada inversión; también son elevados los costos de explotación dadas las frecuentes limpiezas que hay que realizar. Como contrapartida, los ahorros energéticos se pueden situar entre el 10% y el 40% del consumo, en función del régimen de funcionamiento y de los equipos.

En cuanto al control de la aireación, los sistemas que existen en las estaciones depuradoras se basan en la detección de oxígeno o en la temporización del funcionamiento de los elementos de aireación. En la actualidad, se puede mejorar este control mediante sistemas de monitorización a través de respirómetros, DQO, TOC en línea, y utilizando variadores de velocidad en los motores de los elementos de aireación. Igual que en el caso anterior, la implantación de esta medida es compleja y cara. No obstante, los ahorros de energía que se pueden obtener son muy altos. La mejor actuación con respecto al control de la aireación consiste en ajustar de modo continuo la capacidad, ya que ésta al igual que la de los aireadores, se dimensiona para las necesidades máximas, situación que sólo se presenta durante un cierto número de horas al año. El resto del tiempo únicamente se requiere una

parte de la capacidad instalada en m³/h o Kg./h. Esta variación puede efectuarse disminuyendo el número de escalones en servicio o cuando esto no es posible con válvulas de regulación.

La utilización de reguladores de velocidad permite ajustar de modo más preciso la capacidad de los equipos, puesto que permite reducir la misma en el último escalón de potencia. Por último, en determinadas circunstancias, puede ser aconsejable la utilización de oxígeno líquido directamente, en lugar de ampliar la capacidad de los sistemas de aireación. En este caso, el ahorro energético varía según el grado de utilización del oxígeno líquido.

2.3.4 Secado de fangos

En la mayor parte de los países, los lodos finales de la depuración son acumulados tradicionalmente, en vertederos o arrojados al mar, aunque la aparición de legislaciones cada vez más restrictivas que persiguen la protección del medio ambiente han potenciado la utilización agrícola y forestal de los lodos, así como otras aplicaciones de tipo medioambiental. No obstante, los lodos presentan una serie de problemas de manejo y almacenamiento debido a dos factores principales:

- Su fermentabilidad (debido a su alto contenido en materia orgánica), atenuada cuando han sido estabilizados.
- El gran volumen que ocupan (relacionado con su alto contenido en agua).

La reducción de volumen de los lodos puede realizarse por medio de sistemas de deshidratación basados en la filtración, en la práctica, no logran superar el 50% de sequedad, y aún en este caso, el filtro prensa es muy costoso y de funcionamiento cíclico. Los sistemas de secado permiten elevar la concentración de sólidos en la torta hasta un 90%, con la finalidad de reducir su peso y volumen antes de su transporte y disposición en un vertedero o planta de reaprovechamiento. Asimismo, el secado térmico permite una cierta estabilización biológica del fango por efecto del calor, y la desinfección del mismo.

Los procesos térmicos de secado se aplican al fango una vez ha recibido una deshidratación previa por medios mecánicos (filtros prensa, filtros banda, centrifugas, etc.) ya que el secado comporta la aportación de grandes cantidades de energía para poder evaporar el agua que contienen (el consumo energético se estima en aproximadamente 1000 kcal/kg de agua evaporada). Con respecto al secado térmico de los lodos, cabe indicar que únicamente es rentable cuando se dispone de fuentes de calor de bajo costo, como puede ser aprovechando los gases de escape de un motor alternativo, el cual puede alimentarse con el biogás producido con un aporte suplementario de otro combustible.

Para el secado del fango pueden utilizarse las siguientes tecnologías:

- Flash-dryers, secado instantáneo.
- Secado por pulverización.
- Secador de lecho fluido.
- Secador de pisos múltiples.
- Secador rotativo (trommel).
- Secador cerrado a vapor.
- Secador con bomba de calor.

Los lodos pueden tener numerosas aplicaciones, entre ellas:

- Fertilizante (compost)
- Producción de energía eléctrica por combustión
- Fabricación de biocombustibles.
- Fabricación de ladrillos cerámicos y materiales de construcción.
- (A nivel todavía experimental hasta ahora) para la fabricación de piensos para la alimentación animal.

La aplicación más extendida es precisamente la de fertilizante de suelos, aunque deben tenerse en cuenta las limitaciones legales al respecto y, en particular, las que atañen al contenido en metales pesados de los mismos.

La posible implantación de sistemas de cogeneración en las estaciones depuradoras viene determinada por la demanda térmica. En la actualidad, esta demanda de calor es casi nula, pero se podría ver incrementada de forma muy importante incorporando sistemas de secado de fangos por vía térmica. También es posible la utilización de los equipos de cogeneración como sistema de emergencia, a la vez que su funcionamiento durante las horas punta podría abaratar la factura eléctrica. Por otra parte, los sistemas de cogeneración se pueden implantar en el caso de que se combinen con un tratamiento de incineración de fangos; en este caso, se necesitaría una turbina de vapor de media – alta presión. Pero quizás la aplicación más interesante, consiste en la cogeneración mediante sistemas convencionales con combustibles fósiles o biogás combinado con el secado térmico de lodos.

2.3.5 Sistema de gestión de la energía

Se trata de una propuesta bastante viable que, sin embargo, comporta una cierta complejidad y un período de tiempo relativamente largo para su plena implantación. No obstante, goza de unos costes de inversión y explotación relativamente bajos, con un período de retorno muy rápido. El ahorro económico se estima en un 5% del consumo de energía eléctrica de la planta.

2.3.6 Conclusiones

En general, puede afirmarse que para depuradoras de tamaño medio (hasta unos 30000 m³/d) el potencial de ahorro puede situarse entre el 15% y el 40% del costo energético. Tan sólo la mejora de la aireación puede comportar ahorros entre un 20 y un 30% del consumo total, aunque también son importantes aquellas medidas que sirven para optimizar la factura eléctrica, la recuperación energética de los fangos o la mejora del bombeo.

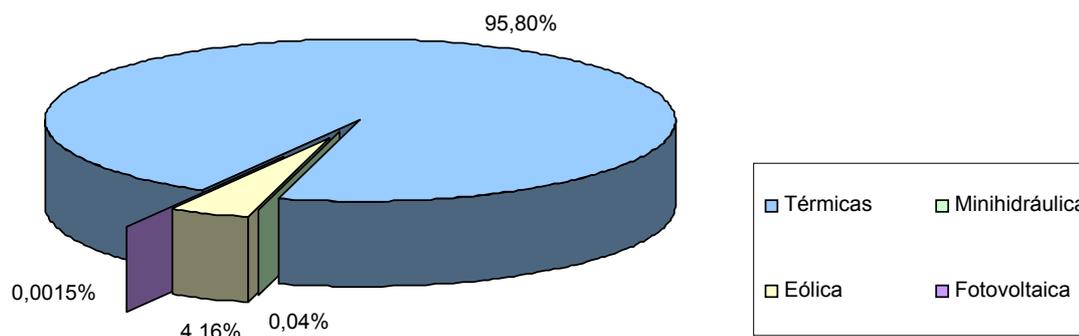
Tabla 5. Resumen de las mejoras estudiadas

MEJORA	INVERSIÓN	POTENCIAL DE AHORRO
Optimización de la factura eléctrica	Baja	Alto (pero sólo económico)
Mejora del bombeo	Alta	Medio
Optimización de la aireación	Alta	Alto
Cogeneración	Alta	Alto
Secado de fangos	Alta	Medio
Mejora de la iluminación	Baja	Medio
Optimización de motores	Media	Bajo
Gestión de centros de transformación	Media	Medio

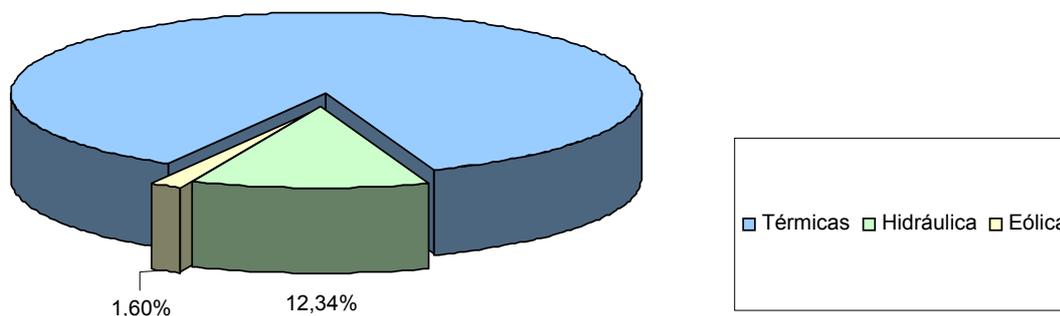
3 Estudios de potencial y viabilidad de aplicación de energías renovables a los ciclos de agua

En general, las Energías Renovables en las islas de la Macaronesia europea tienen un desigual avance según los recursos locales, el desarrollo de las infraestructuras eléctricas, los niveles de consumo y la legislación local. Mientras en las islas Canarias la energía eólica se destaca como la fuente renovable preponderante, en Madeira es la energía hidráulica y en Açores la geotérmica (figura 10).

Distribución de la producción eléctrica en Canarias



Distribución de la producción eléctrica en Madeira



Distribución de la producción eléctrica en Açores

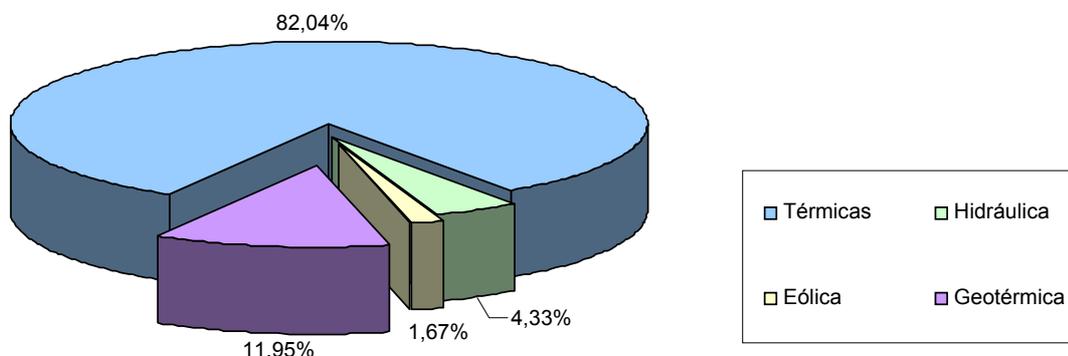


Figura 10. Distribución de origen de energías desarrolladas en los archipiélagos de la Macaronesia

Independientemente del nivel de su desarrollo, lo que sí parece razonable es que, en los lugares dónde el coste energético de la producción y gestión de agua es importante, se intente aprovechar al máximo las oportunidades que ofrecen las energías renovables para recuperar los costes de la gestión del agua y garantizar unos precios asequibles y caudales mínimos de suministro. Con esta apuesta también se trata de reducir las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero asociadas al sector del agua, potenciar la reinversión de los beneficios obtenidos por la venta de energía en innovación, eficiencia y ahorro, así como permitir, dada la estabilidad de las demandas energéticas asociadas al agua, un mayor desarrollo de las energías renovables, como la eólica, sin perturbar los sistemas eléctricos insulares. Asimismo, en el campo de la investigación, sigue siendo una meta alentadora generar sistemas de producción, transporte y tratamiento de aguas basados exclusivamente en energías renovables a fin de garantizar, de forma sostenible, el suministro de un recurso tan básico y vital como es el agua.

3.1 Aplicación de energía eólica a los ciclos del agua

En el campo de la energía eólica se han desarrollado diversos trabajos desde el Instituto Tecnológico de Canarias en coordinación con los socios: Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria, Mancomunidad del Norte de Tenerife y Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, donde se ha emprendido la instalación de equipamiento específico para evaluar el recurso eólico y se ha estudiado la viabilidad técnico económica de apoyar con energía eólica, las demandas energéticas asociadas al agua. Se ha estudiado la potencia eólica necesaria para abastecer la demanda de diversas instalaciones con diferentes alcances geográficos y condiciones eólicas. Uno de los ámbitos ha sido el insular, correspondiente a la isla de Gran Canaria y otros dos de ámbito comarcal, uno en el norte de la isla de Tenerife y otro en el Sureste de la Isla de Gran Canaria. De los casos prácticos de aplicación se puede extraer una idea de las potencias eólicas necesarias para abastecer, por aprovechamiento de la energía eólica, las demandas eléctrica derivadas de las instalaciones de tratamiento de aguas. Las estimaciones se apoyan en valores reales de eficiencia de los parques eólicos actualmente instalados en las respectivas islas y en la experiencia acumulada por el Instituto Tecnológico de Canarias sobre evaluación de potenciales eólicos en distintas zonas de las Islas Canarias.

Un paso fundamental para poder decidir si los consumos energéticos de distintas instalaciones pueden o no ser abastecidos por energía eólica, es conocer el potencial eólico en cada zona de estudio. Con este fin se han establecido una serie de estaciones de toma de datos en puntos próximos a las zonas de consumo.

3.1.1 **Obtención de los datos eólicos**

Para la generación de las series de datos eólicos suficientes para estimar el potencial eólico de las zonas en estudio, se tomaron los datos eólicos registrados en las estaciones anemométricas instaladas a tal efecto, así como de otros datos eólicos que dispone el *Instituto Tecnológico de Canarias* dentro del ámbito del archipiélago canario, y que sirven de patrón para las estimaciones estadísticas.

En cuanto al equipamiento necesario, en el caso particular de una estación de 10 metros de altura, se dispondría, como mínimo, de un sensor de velocidad y otro de dirección del viento, anemómetro y veleta respectivamente, que se ubican en una torre con los accesorios adecuados. Éstos serán los encargados de medir los parámetros fundamentales del viento que serán almacenados en un registrador de datos. Estos datos se trasladan posteriormente al lugar de trabajo donde pasan por un control de calidad para su posterior incorporación a la base de datos eólica del *Instituto Tecnológico de Canarias*. Finalmente se procede a su tratamiento. En la figura 11 se muestra uno de los registradores de datos utilizado en los estudios.



Figura 11. Registrador de datos eólicos

La configuración utilizada para el registro de las medias de los parámetros eólicos analizados es la siguiente:

- Media de Velocidad y dirección: horaria

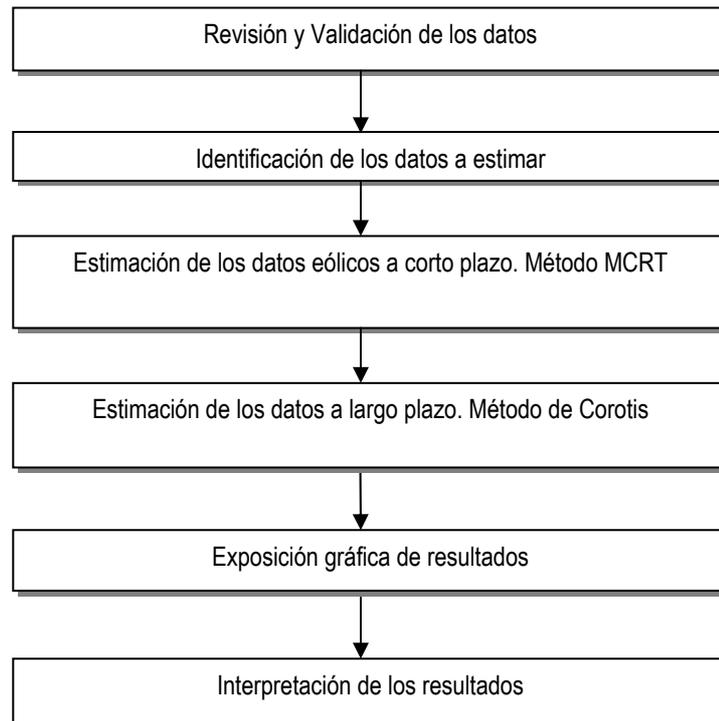
- Desviación típica: horaria
- Rachas y valores mínimos: diaria

3.1.2 Análisis del recurso eólico

3.3.2.1 Tratamiento Estadístico de los datos eólicos

3.3.2.2 Metodología

Una vez analizados los datos disponibles se procede a su tratamiento estadístico a fin de obtener los valores más significativos. El procedimiento a seguir es el siguiente:



3.1.2.3 Bases teóricas para el tratamiento estadístico de los datos⁴

Ley de distribución de frecuencias

A partir de los diagramas de frecuencias trazados para cada mes se puede tener una visión gráfica del comportamiento del viento alrededor del valor más frecuente. Se utilizan para simular la distribución de frecuencias del viento la distribución de Weibull, ya que la calidad del ajuste entre los datos teóricos (obtenidos de la expresión matemática) y los experimentales (obtenidos de las muestras de viento tomadas), así lo aconseja.

Esta ley de distribución (densidad de probabilidad) de Weibull se expresa por medio de la relación:

Estimación de las velocidades medias a largo plazo

Se ha utilizado para el cálculo de una serie larga y completa de datos de viento a partir de los datos de los que se dispone. Se ha empleado el método de Corotis para la previsión de la velocidad del viento a largo plazo. Este método se basa en la correlación entre las velocidades medias del viento para lugares cercanos, aportando así la corrección necesaria. Considera que las velocidades se distribuyen siguiendo una ley normal.

Variación del viento con la altura

Los métodos de cálculo son los siguientes:

1. Formulación para la proyección de perfiles verticales de vientos instantáneos (entre un minuto y una hora):

El modelo utilizado en este caso es el potencial modificado propuesto por Mikhail y Justus.

2. Formulación para la proyección vertical de las velocidades medias de periodos largos (velocidades medias mensuales):

En este caso, el valor de longitud de rugosidad es imprescindible para el cálculo de los valores de velocidad y rachas de viento a la altura del buje de la máquina, necesarios para el cálculo energético de la producción eléctrica.

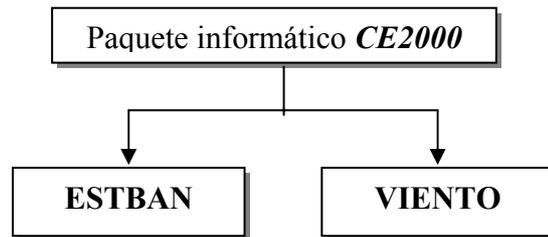
Energía del viento

A partir de los datos de velocidad instantánea del viento o, en su caso, las velocidades medias y desviaciones típicas se obtiene la energía que desarrolla el viento a través diversas expresiones matemáticas, según los casos y la información disponible.

3.1.3 Software utilizado para el tratamiento estadístico

El Paquete informático CE2000 está constituido por una serie de programas dentro de los cuales existen dos, VIENTO y ESTBAN, directamente relacionados con el análisis del recurso eólico. Este paquete informático ha sido desarrollado por el *Instituto Tecnológico de Canarias*. Los desarrollos implementados en los mismos han considerado, entre otras, las bases teóricas expuestas.

⁴ Información detallada de las bases teóricas y la formulación planteada es posible encontrarla en el CD.



ESTBAN: Programa de gestión de estaciones anemométricas, en el cual se almacenan datos de interés relativos a cada estación. Entre éstos cabe destacar:

- Nombre del emplazamiento
- Coordenadas geográficas del emplazamiento
- Código de la estación
- Altura/s de la estación
- Nombre del equipo de medida instalado
- Configuración del equipo de medida
- Fecha de instalación de la estación
- Fecha de última recogida de datos
- Sistema de control para la recogida de datos, el cual avisará de la fecha de la próxima vez que habrá de ir a recoger los mismos.
- ...

VIENTO: Programa para la evaluación del potencial eólico de un emplazamiento determinado. El programa permite extraer datos en modo gráfico tales como:

- Velocidades medias para diferentes intervalos de tiempo (hora, día, mes, año)
- Distribuciones de frecuencias velocidades. Ajuste de Weibull
- Distribuciones de direcciones. Rosa de los vientos
- Densidad de potencia media del viento (W/m²)
- Densidad de energía del viento (kWh/m²)
- Estimación de velocidades medias a corto plazo (método MCRT) y largo plazo (Método de Corotis).
- Cálculo de correlaciones Interestacionales
- ...

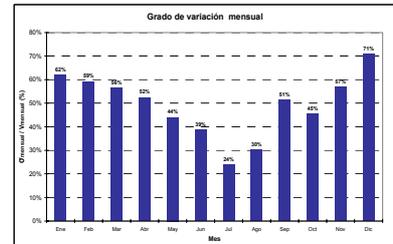
3.1.4 Tablas y Gráficos representativos del análisis del recurso eólico

3.1.4.1 Gráficos representativos de la velocidad del viento

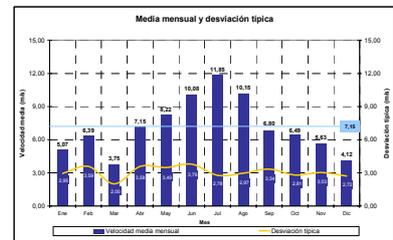
Los gráficos pertenecientes a este grupo muestran el comportamiento de un factor tan importante del viento, como es su velocidad. Con estos gráficos se determina el potencial real del viento, así como su variación en el tiempo.

- Variación de la velocidad media mensual en un año
Se representa la variación de la velocidad mensualmente, junto a la media anual, de modo que se observen las fluctuaciones del viento para cada mes.

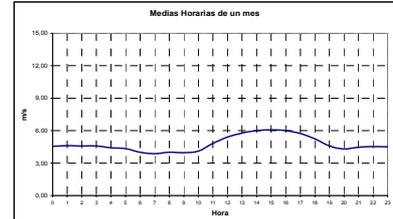
También se grafica la velocidad media mensual para distintas alturas, de modo que se compruebe su variación en función de este parámetro (distribución espacial de la velocidad del viento).



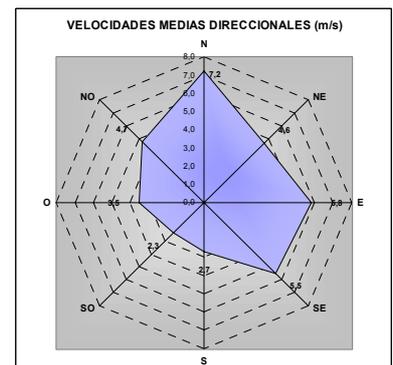
- Grado de variación mensual del viento
La variación mensual del viento da una idea de la constancia del mismo a lo largo del periodo. Para un grado de variación menor, tendremos vientos con la velocidad más constante. Se mide en porcentaje como el cociente entre la desviación típica media mensual y la velocidad media mensual.



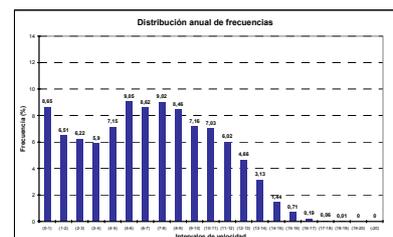
- Variación de la velocidad media horaria estacional
Se compara para cada estación la velocidad media del viento a lo largo del día, comprobándose así su comportamiento horario.



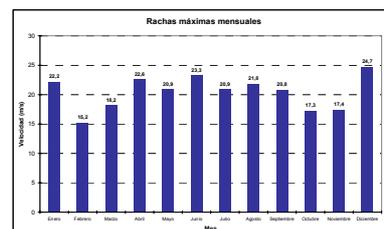
- Velocidad media direccional
Se determina con su estudio la velocidad media en cada dirección del viento, analizándose así si existen velocidades medias altas en alguna dirección no predominante, para su aprovechamiento. Se detecta también de este modo, la posible presencia de variaciones en la rugosidad del terreno para determinadas direcciones.



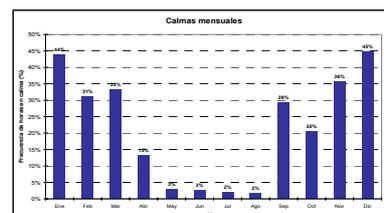
- Distribución de frecuencias de velocidades (anual y estacional)
Este gráfico refleja el rango de velocidades de viento predominante en el emplazamiento de estudio. Se analiza este parámetro anual y estacionalmente. Es de interés para la elección de la máquina eólica más adecuada para el emplazamiento concreto.



- ❑ **Rachas de viento**
Se representan en este gráfico los valores máximos de velocidad recogidos en cada mes.



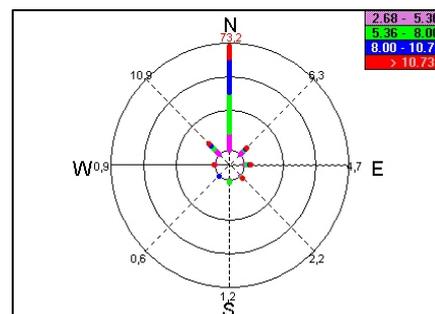
- ❑ **Calmas de viento**
Representa el porcentaje de horas en que la velocidad del viento se encuentra por debajo de un valor tomado como umbral. En términos generales se toma como valor umbral la velocidad de arranque del aerogenerador que se pretenda instalar.



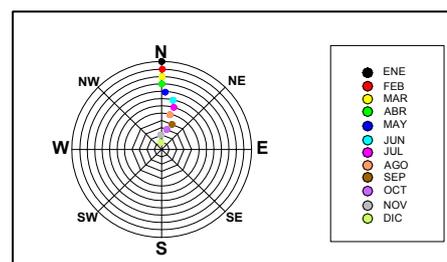
3.1.4.2 Gráficos representativos de la dirección del viento

Indican mensual o anualmente la dirección predominante del viento y el rango de velocidades de viento dentro de cada sector de direcciones analizado (Rosa de los vientos).

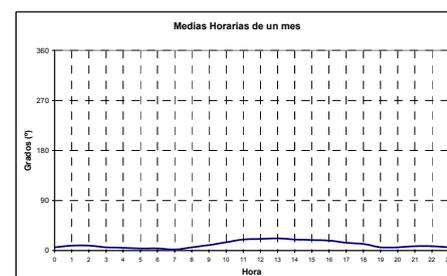
- ❑ **Rosa de los vientos (anual y estacional)**
Refleja la distribución porcentual de la dirección del viento. Permite conocer la frecuencia con que sopla el viento en una dirección determinada y la intensidad con que lo hace.



- ❑ **Dirección media mensual**
Representa el valor de la dirección media para cada mes del periodo.



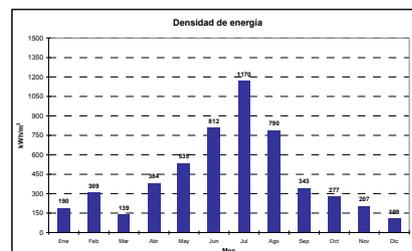
- ❑ **Dirección media horaria estacional**
Refleja el comportamiento de la dirección media del viento para cada hora del día. Para el análisis estacional, tanto de este parámetro como del resto, se estudia un mes representativo de cada estación.



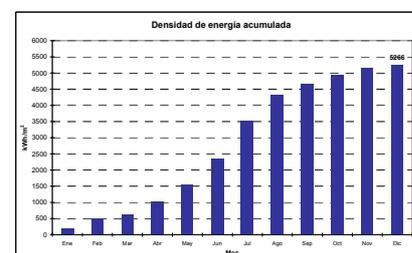
3.1.4.3 Gráficos representativos de la energía del viento

Representan la energía contenida en el viento susceptible de ser aprovechada.

- Densidad de energía mensual en un año
Representa la variación mensual de la densidad de energía (kWh/m²) durante un año



- Densidad de energía acumulada
Energía máxima anual contenida en el viento.



3.1.5 Legislación. Caso particular de Canarias

En el caso particular de Canarias, la legislación que afecta directamente a las instalaciones eólicas se resume en los siguientes puntos:

- Decreto 53/2003 de 30 de abril, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la comunidad Autónoma de Canarias.
- Orden de 9 de septiembre de 2004 por la que se regulan las condiciones técnico-administrativas de las instalaciones eólicas en Canarias.

Una de las formas de explotación de las instalaciones eólicas, para el caso de particular de su asociación con instalaciones de tratamiento de aguas, es la de consumos asociados. En este sentido, El Decreto 53/2003 **limita la potencia eólica posible a instalar a 2 veces la potencia contratada e instalada en receptores propios**. Por otro lado, las instalaciones eólicas con consumos asociados **no pueden tener un excedente de energía eléctrica anual (producción – demanda), relativo a la producción, superior al 50%**. Por otro lado, la Orden de 9 de septiembre, establece las normas administrativas, las normas técnicas y las condiciones relativas a la red eléctrica que deben cumplir las instalaciones eólicas para poder acceder al sistema eléctrico insular y poder inyectar en él la energía eléctrica excedentaria.

3.1.6 Potencia eólica necesaria para cubrir las demandas energéticas del ciclo del agua

Una de las formas de equilibrar la demanda energética ocasionada por el ciclo del agua dependiente de instituciones o asociado a comarcas concretas, es estimar la potencia eólica necesaria para cubrir las demandas ocasionadas por el ciclo del agua y emprender proyectos de parque eólicos de propósito comercial que sean capaces de cubrir, con la energía generada, la demanda global. Los ingresos por venta de energía de alguna forma sirven para equilibrar los costes asociados a la producción, transporte y tratamiento de agua y apoyan la sostenibilidad financiera de los sistemas. Esta práctica ya se lleva a cabo en las islas. Ejemplos de ello son el caso de Insular de Aguas de Lanzarote, S.A. y el Consorcio de Abastecimiento de Aguas de Fuerteventura (CAAF) (figura 12). En el caso del CAAF los datos son los siguientes⁵:

Potencia eólica instalada (kW) en parque conectado a la red eléctrica:	10.260 kW
Nº de aerogeneradores y potencia unitaria:	27 x 180kW + 18 x 300kW
Potencia de demanda instalada (kW):	6.750 kW
Plantas desaladoras (capacidad total 25.600 m ³ /día):	5.850 kW
Estaciones de bombeo:	900 kW

Balance energético:

Período de muestra :	año 2003
Media de Horas equivalentes eólicas en el emplazamiento:	2.270 horas
Producción de energía eléctrica en el período:	23.396.707 kWh
Demanda de energía eléctrica en el período:	33.122.000 kWh
% de cobertura de la demanda:	71%



⁵ Datos aportados por Consorcio de Abastecimiento de Aguas de Fuerteventura para el año 2003

Observando esta estrategia se puede plantear, a modo de ejemplo, la estimación de la potencia eólica necesaria para abastecer la demanda del conjunto de instalaciones en los tres casos siguientes:

- Instalaciones adscritas al Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, organismo dependiente del Cabildo de Gran Canaria.
- Instalaciones dependientes de la Mancomunidad Intermunicipal del Sureste de Gran Canaria.
- Instalaciones ubicadas dentro del ámbito geográfico de la Mancomunidad de municipios del Norte de Tenerife

A efectos de cálculo se considera una eficiencia de los parques eólicos, medida en término de horas equivalentes, de 3.395 horas para la isla de Gran Canaria, valor promedio durante 2003 de acuerdo con los datos de la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias, y de 3.000 horas para la isla de Tenerife.

Caso 1: Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria

El Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria dispone de instalaciones repartidas por toda la geografía de la isla. Los datos de potencia instalada suministrados por este organismo, agrupados por tipos, se presentan en la tabla 5 y figura 13:

Tabla 5. Potencia instalada por Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria

Tipo consumo	Nº puntos de consumo	Potencia instalada (kW)
Depuradoras y bombeos asociados	43	1.680
Red reutilización	15	4.096,8
Terciarios	5	2.455
Presas: bombeos y otras inst.	7	301,8
Desaladoras y bombeos asociados	12	10.600
Total		19.133

Distribución de la potencia instalada por tipos de consumo en instalaciones dependientes del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria

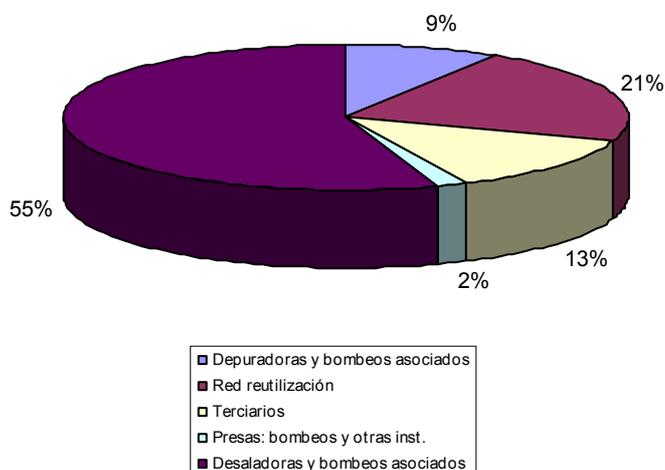


Figura 13. Potencia instalada por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria

La demanda total de energía estimada tomando como referencia un tiempo medio de utilización de las instalaciones de 4000 horas equivalentes, es de **76.532 MWh/año**. Con las condiciones eólicas de Gran Canaria la potencia eólica necesaria para abastecer esta demanda sería de unos **22,5 MW**.

Caso 2: *Ámbito geográfico de la Mancomunidad del Norte de Tenerife*

En el análisis de la demanda se han utilizado los datos de los puntos de consumo ubicados en el ámbito geográfico de los municipios de la Mancomunidad del Norte de Tenerife. Se han tomado los datos de potencia eléctrica instalada actualmente. En este sentido el perfil de los diferentes consumos se presenta en Tabla 6:

Tabla 6. Consumos asociados a EDARs en municipios de la Mancomunidad del Norte de Tenerife

Tipo consumo	Nº puntos de consumo	Potencia instalada (kW)
Depuradoras y bombeos asociados	18	616,1
Desaladoras y bombeos asociados	5	3.320,0
Total		3.936,1

Se estima que la demanda total de energía de los consumos anteriores es de **20.641 MWh/año**. Para los hipotéticos parques eólicos se consideran 3.000 horas equivalentes. Por tanto la potencia eólica necesaria para abastecer esta demanda sería de unos 7 MW.

Caso 3: *Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria*

En el análisis de la demanda se han utilizado los datos de los puntos de de las instalaciones que posee la Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria. Se han tomado los datos de potencia eléctrica instalada actualmente. En este sentido el perfil de los diferentes consumos se presenta en tabla 7:

Tabla 7. Consumos asociados a EDAR en Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria

Tipo consumo	Nº puntos de consumo	Potencia instalada (kW)
Depuradoras	1	1.608
Desaladoras	1	11.950
Bombeos	9	520
Total		14.074

Se estima que la demanda total de energía de 48.112 MWh/año. La potencia eólica necesaria para abastecer esta demanda sería de unos 15,7 MW

Tabla 8. Resumen de la potencia eólica necesaria para cubrir las demandas energéticas del ciclo del agua

Ámbito	Potencia de consumo instalada (kW) ligada al ciclo del agua	Demanda energética estimada ligada al ciclo del agua (MW ·h)	Potencia eólica necesaria para cubrir la demanda energética del ciclo del agua (MW)
Instalaciones dependientes del Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria	19.133	76.532	22.5
Instalaciones dependientes de la Mancomunidad del Sureste de Gran Canaria	14.074	48.112	15,7
Instalaciones ubicadas en el ámbito geográfico de la Mancomunidad del Norte de Tenerife	3.936	20.641	7

3.1.7 Potencia eólica instalable en cada instalación ligada al ciclo del agua en régimen de autoconsumo

Otra de las estrategias a abordar sería dotar a cada instalación, en su propia parcela o en el entorno, de la instalación eólica necesaria funcionando en régimen de autoconsumo⁶. En la actualidad ya comienzan a surgir varias propuestas de instalaciones de este tipo ligadas al ciclo del agua. Dentro de las áreas de estudio destaca el ejemplo llevado a cabo por la empresa *Soslares Canarias, S.L.*, para dar alimentación a una planta desalinizadora de agua de mar para la agricultura con capacidad de producción de 5.000 m³/día. Asociada a esta instalación se ha instalado un parque eólico de 4 aerogeneradores. La totalidad de la instalación está conectada a la red general de distribución de energía eléctrica (22 kV) de forma que según la velocidad del viento, los aerogeneradores conectados y los consumos activos en cada instante, se puede dar un balance positivo o negativo que habrá de ser absorbido o suministrado por red eléctrica general. A continuación se exponen algunos datos de la instalación y sus resultados durante 2003 y 2004:

Potencia eólica instalada (kW):	2.500 kW
Potencia de demanda instalada (kW):	1.010 kW
Balance energético:	
Período de muestra :	año 2003 año 2004

⁶ También denominado *Consumos asociados*.

Media de Horas equivalentes eólicas en el emplazamiento:	4.084	3.810
Producción de energía eléctrica en el período (GWh):	10, 210	9,525
Demanda de energía eléctrica en el período(GWh):	2,228	2,478
% de cobertura de la demanda:	458 %	384%

Como se puede observar, la demanda energética de la instalación no es tan alta como cabría esperar en una instalación de este tipo, que suelen tener regímenes permanentes de funcionamiento, debido a una reducción importante en la demanda de agua prevista por la importante incidencia de las plagas en el cultivo del tomate que ha acortado los períodos de recolección. Todo ello unido a las magníficas características eólicas del emplazamiento ya que la planta desalinizadora de este caso ejemplo cuenta con numerosas medidas de eficiencia energética que reducen notablemente el consumo energético respecto a otras de las mismas características. Con una calidad del agua desalada del orden de 310 ppm, el consumo energético del sistema logra ratios de hasta 2 kWh/m³. Las medidas de ahorro energético incluyen variadores de frecuencia, sistemas de recuperación de energía del rechazo de salmuera, el sobredimensionado de las conducciones para reducir rozamientos y mayor número de bastidores de ósmosis inversa reduciendo las presiones necesarias de funcionamiento.

Para el caso de las áreas de estudio incorporadas al AQUAMAC se han detectado numerosas instalaciones que podrían aplicar esta sistemática. A continuación, se exponen algunos de estos emplazamientos y las potencias eólicas que podrían albergar⁷ (tabla 9):

Tabla 9. Instalaciones que podrían ser objeto de instalaciones eólicas asociadas en el marco de AQUAMAC

Entidad / Ubicación	Instalación	Pot. demandada (MW)	Consumo anual (MWh)	Pot. Eólica necesaria ⁸ (MW)	Pot. Eólica máx. según Decreto 53/2003 ⁹ (MW)
Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria	Desaladora La Aldea	1,36	4.461,34	1,31	2,6
	Desaladora Roque Prieto	1,19	4.898,54	1,40	2,38
	Desaladora Arucas-Moya	2,37	11.196,30	3,30	4,74
	Desaladora Salinetas	3,20	14.000,00	4,12	6,40
Mancomunidad del Sureste Gran Canaria	Desaladora M. Sureste GC	11,95	40.740,43	12,00	24,0
	Depuradora M. Sureste GC	1,61	5.176,00	1,52	3,0
	Bombeos M. Sureste GC	0,52	2.195,93	0,65	1,04
Mancomunidad del Norte Tenerife	Desaladora Comunidad de regantes La Monja Buenavista del Norte	1,0	4.375,00	1,46	2,0
	Depuradora Buena Vista del Norte	0,015	60	0,02	0,03

⁷ Más información sobre los resultados de los estudios en el CD.

⁸ Estimación de la potencia eólica necesaria para abastecer el Consumo Anual de energía eléctrica

⁹ Potencia eólica máxima instalable en cumplimiento del artículo 8 del Decreto 53/2003 del Gobierno de Canarias.

3.2 Aplicación de energía solar fotovoltaica a los ciclos del agua

Tanto en España como en Portugal existe legislación vigente enfocada al fomento o regularización del uso de las energías renovables. La producción de energía eléctrica utilizando fuentes de energías renovables, como la fotovoltaica, tiene la consideración de producción en régimen especial. Ello implica que se rige por unas disposiciones específicas que incluyen unos derechos y obligaciones. Entre los principales derechos se encuentran el de conectar en paralelo un grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, transferir al sistema su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red, y percibir por su producción o excedentes de energía eléctrica la retribución prevista en el régimen económico vigente. Por tanto, 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. Esta circunstancia posibilita que se puedan aprovechar superficies ligadas al ciclo integral del agua, como por ejemplo cubiertas de depósitos de agua, edificios en depuradoras, plantas de potabilización, desaladoras, estaciones de bombeo, etc., para la producción de energía eléctrica por sistemas fotovoltaicos y ligar los rendimientos que se produzcan por la venta de energía eléctrica a la sostenibilidad de la gestión del agua.

La energía solar fotovoltaica en las islas de Açores, Madeira y Canarias no ha alcanzado un gran desarrollo, debido por una parte a su alto coste y, por otro, al elevado nivel de electrificación alcanzado en las islas. Una gran parte de la potencia instalada se dedica a electrificación rural y, el resto, a alumbrado público, sistemas de bombeo, etc. Canarias presenta la mayor radiación de los tres archipiélagos y es dónde ha habido un mayor desarrollo de la utilización de este tipo de energía, aunque todavía es marginal. La tabla 10 muestra la potencia instalada, tanto conectada a red como en aislado a final de 2003:

Tabla 10. Potencia instalada en canarias a red y en aislado durante 2003

ISLA	Potencia	Potencia	Potencia	Potencia en funcionamiento a 31/12/03			Potencia
	Instal. años	Instalada	Instalada	Aislada	Conectada		en trámite
	anteriores	año 2002	año 2003	de red	a red	Total	a 31/12/03
Gran Canaria	115,901	55,435	51,748	84,134	138,95	223,084	90,235
Tenerife	80,649	5,16	50,247	117,856	18,2	136,056	10,258
Lanzarote	83,114	3,33	9,31	95,754	0	95,754	2,65
Fuerteventura	26,941	3,4	3,73	34,071	0	34,071	0
La Palma	54,084	5,225	0,75	29,619	30,44	60,059	0
El Hierro	9,983	1,3	0,93	12,213	0	12,213	0
La Gomera	11,525	0	0	11,525	0	11,525	0
Total Islas	293,693	73,85	116,715	385,172	187,59	572,762	103,143

Se prevé a corto plazo un incremento significativo de la potencia fotovoltaica instalada, sobretudo en instalaciones conectadas a red, debido a las primas que se han establecido, tanto el Portugal, como en España.

Como casos demostrativos en el marco del proyecto AQUAMAC se han realizado diversos estudios tanto para dotar las demandas energéticas vinculadas al agua, aisladas de la red eléctrica general, como para el aprovechamiento de las superficies ociosas disponibles en infraestructuras del ciclo integral del agua como cubiertas de depósitos, desaladoras, depuradoras o estaciones de bombeo.

Para abordar la viabilidad técnica de este tipo de instalaciones se realiza a priori, un estudio del potencial solar de la zona en que está ubicada cada instalación. Los datos de radiación solar se obtienen del proyecto Mapa Solar de Canarias, realizado por el *Instituto Tecnológico de Canarias*, a través de una red de más de 20 estaciones meteorológicas repartidas por todas las islas del archipiélago canario.

Ejemplo 1: Sistema fotovoltaico para suministro de un depósito aislado de la red eléctrica en el Norte de Tenerife

Para el estudio de un sistema aislado se han planteado cubrir las necesidades energéticas correspondientes a un depósito situado en el municipio de los Realejos (norte de Tenerife). Las necesidades energéticas se basan en la energía necesaria para conectar una bomba de dosificación de cloro y un sistema de radio control (GPS, módem, etc.).

En este tipo de estudio, una vez seleccionados los paneles que se emplearán y atendiendo a los datos de partida necesarios para iniciar los cálculos, tales como, datos recopilados de la instalación, los valores de radiación media de la zona, el ángulo de inclinación seleccionado, entre otros, se procede al cálculo de la producción energética estimada del sistema a proyectar. El sistema se dimensiona de manera que cubra el 100% de la energía demandada. Por otro lado, se han de considerar las pérdidas globales valoradas para un sistema fotovoltaico que suelen aportar un coeficiente global de rendimiento de la instalación del 0,75. La potencia máxima instalable del sistema fotovoltaico en régimen de autoconsumo queda determinada por el mes de menor radiación solar (diciembre) (figura 14). Por último señalar que una vez dimensionada la instalación es necesario tener en cuenta, además, la superficie útil disponible.

Las Horas de Sol Pico características de la zona de los Realejos asciende a 4,5, este valor corresponde a los promedios mensuales (un año) de irradiación global diaria recibida en cada m² de superficie horizontal, y están expresados en kWh/(m²·día).

En este caso se observa que el balance anual de la demanda se cubre en un 96 % por sistemas de energías renovables, siendo la demanda de aproximadamente 0.32 MWh y la producción del sistema fotovoltaico de 0.31 MWh. Si se analiza el balance mensual se concluye que prácticamente se cubre la demanda mensual en todos los meses excepto en algunos meses de invierno en los que existe un pequeño porcentaje que tiene que ser cubierto por la batería. La energía excedentaria se utiliza para cargar la batería.

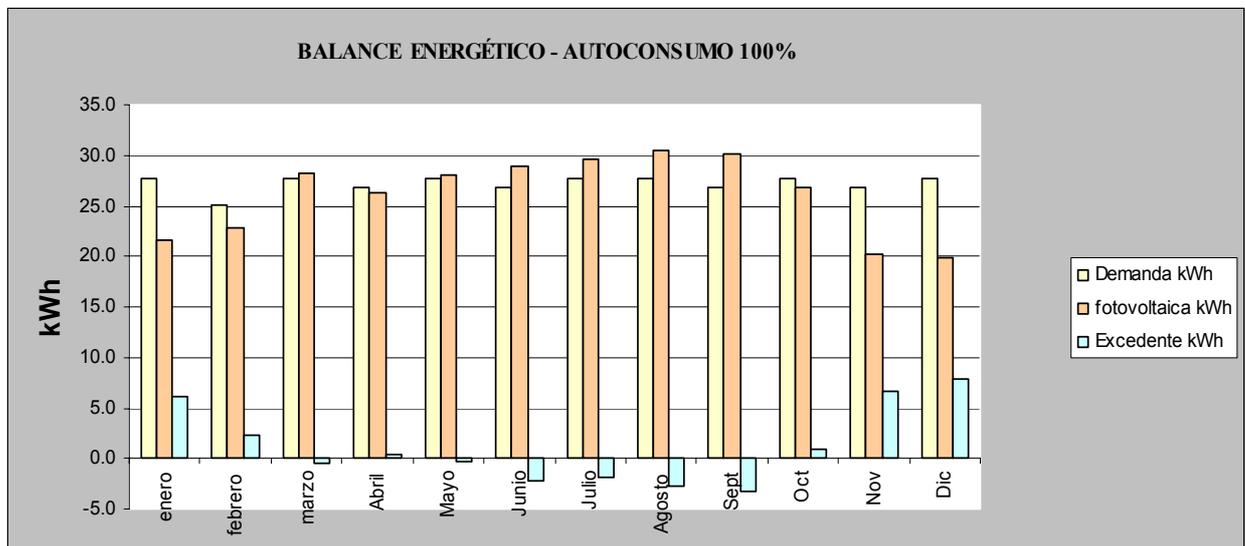


Figura 14. Balance energético en una instalación tipo de un depósito aislado de la red eléctrica y suministrado con energía solar fotovoltaica autónomamente

Las características de la instalación necesaria serían las siguientes (tabla 11):

Tabla 11. Sistema fotovoltaico propuesto

Potencia Total a instalar (kW)	0.24
Nº de paneles	2
Superficie Ocupada (m ²)	3
Energía Anual Estimada (kWh)	310

Desde el punto de vista económico es necesario considerar los siguientes parámetros:

- Inversión: En este caso hay que considerar una inversión mayor que en las instalaciones conectadas a red. Según la experiencia el coste de la instalación puede ser del orden de los 1.700 – 1.800 €.
- Costes de mantenimiento: Según un informe desarrollado por ASIF a finales de 2003 se ha determinado que el coste anual de mantenimiento de una instalación fotovoltaica es menor al 0.7 % del coste de inversión con un mínimo de 200 €/año. Siendo el coste del seguro de 0.3% del coste de la inversión.
- Ingresos: Al tratarse de una instalación aislada sólo se puede considerar como ingresos los ahorros en coste de la factura eléctrica y el ahorro en el coste de la línea eléctrica en que habría que incurrir el dueño de la instalación si quisiera conectarla a la red eléctrica.

Para el caso de estudio se obtienen los siguientes resultados. Se observa que sin subvención el sistema resulta rentable desde el punto de vista económico (tabla 12).

Tabla 12. Estudio económico

VAN (€)	TIR (%)	PAYBACK (años)
5.760 €	33 %	4 años

Ejemplo 2: Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica general aprovechando la cubierta de un depósito cerrado.

Este tipo de instalación debe estar ubicada en zonas urbanas que disponen de una red eléctrica y su función es producir energía eléctrica para verterla a la red eléctrica. Este sistema constaría de:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor
- Cuadro de protecciones y contadores

Su instalación no requiere de ocupación de espacio adicional (ya que se pueden instalar en azoteas o en cubiertas de grandes superficies como es el caso de los depósitos de agua), aprovechando espacio ya construido. En instalaciones conectadas a la red eléctrica la inversión puede estar entre 5,5 a 6,5 €/W_p¹⁰.

¹⁰ Información aportada por el proyecto ERAMAC: www.eramac.org

En este caso se expone el estudio de viabilidad para 2 depósitos tipo ubicados, uno en zona norte de las islas, y otra en zona sureste.

La dimensión de la instalación vendrá determinada por dos limitaciones:

- ❑ Superficie de cubierta realmente aprovechable del depósito en estudio.
- ❑ Problemas estructurales que se pueden producir en la cubierta del depósito debido al peso de la instalación fotovoltaica.

A partir de los datos del Mapa Solar de Canarias se obtiene la tabla de Horas de Sol Pico (HSP), imprescindible para efectuar el correcto dimensionado de la instalación. Las Horas de Sol Pico correspondientes a los promedios mensuales (un año) de irradiación global diaria recibida en cada m² de superficie horizontal, para cada una de las zonas en estudio son las siguientes (tabla 13):

Tabla 13. HSP disponibles

	Norte	Sureste
HSP (kWh/(m ² día))	4,65	5,71

Se ha propuesto realizar los cálculos para el caso de un depósito tipo de 3.000 m³ que tendrían una superficie de unos 100 m² de cubierta disponible. En ese depósito se podría instalar hasta 10 kWp, sin embargo, para no sobrecargar la cubierta del mismo con paneles se va a proponer una instalación con 5 kWp.

Suponiendo un coeficiente global de rendimiento de la instalación del 0.75, la energía que puede producir la instalación en la zona norte puede ser de 6.831 kWh anuales, mientras que en la zona sureste sería de 7.670 kWh.

Para realizar el estudio de viabilidad se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- ❑ Inversión: Como se estableció en la Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica¹¹ como apoyo a los ciclos del agua, se pueden estimar para Canarias un precio medio de 6.37 €/Wp para instalaciones de menos de 10 kWp.
- ❑ Costes de mantenimiento: Según un informe desarrollado por ASIF a finales de 2003 se ha determinado que el coste anual de mantenimiento de una instalación fotovoltaica es menor al 0.7 % del coste de inversión con un mínimo de 200 €/año. Siendo el coste del seguro de 0.3% del coste de la inversión.
- ❑ Ingresos: Como se estableció en la Guía para la realización de estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica como apoyo a los ciclos del agua, la venta de la energía eléctrica para instalaciones fotovoltaicas cuya potencia sea inferior a 100 kWp se hará a un precio total fijo de 0,4144 €.

¹¹ Publicada en www.itccanarias.org/aquamac

A continuación se presenta en la Tabla 14 los resultados del estudio de viabilidad técnico-económico:

Tabla 14. Resumen del estudio de viabilidad técnico-económico

	Norte		Sureste	
	Sin sub*	Con sub	Sin Sub	Con sub
VAN (€)	18.480	28.154	24.340	34.014
TIR (%)	4%	10%	6%	11%
PAYBACK (años)	16	10	14	9

* Sin subvención

Se observa que sin subvención el sistema resulta rentable desde el punto de vista económico. El módulo fotovoltaico se estima que tiene una vida útil superior a 30 años, siendo la parte más fiable de la instalación. De hecho, a menudo se encuentran en el mercado módulos con garantías de 10, 15 y 20 años¹².

Aprovechamientos del potencial mini hidráulico de las redes de abastecimiento de aguas.

La energía hidráulica es una de las formas más limpias de producir energía eléctrica de forma estable. Tiene como ventaja añadida que el agua, como vector energético, no se consume ni empeora de calidad, únicamente es explotada. Ello lleva a plantear la posibilidad de utilizar los abastecimientos urbanos de agua ya potabilizada para realizar pequeños aprovechamientos mini o micro hidráulicos, allá donde sea posible y viable económicamente.

En la isla de Madeira ya existen aplicaciones de este tipo dentro de las propias redes de abastecimiento de agua, aprovechando las fuertes pendientes y la necesidad de reducir las presiones que se pueden llegar a alcanzar. IGA, *Investimentos e Gestão da Água, S.A.*, socio del proyecto AQUAMAC, dispone de la *Minihidrica da Terça* ubicada dentro del entramado urbano de Funchal (Figura 15). Esta instalación con una potencia de 700 kW está conectada a la red eléctrica general. Durante el año 2003, esta estación llegó a generar 3.982 MWh con un factor de utilización de unas 5.560 horas.



Figura 15 .Minihidráulica de Terça insertada en la red de abastecimiento de aguas de Funchal (Madeira)

¹² En España existen ayudas por parte de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético) que consisten en créditos blandos y ayudas directas a la inversión. También hay ventajas fiscales, como deducciones: <http://www.idae.es>

En Canarias, las peculiares características geográficas de las islas sugieren interesantes posibilidades de aprovechamiento. De hecho, desde los primeros momentos después de la incorporación de Canarias a al Corona de Castilla y hasta la actualidad se han utilizado los pequeños saltos de agua para diferentes aplicaciones. En la isla de Gran Canaria existe toda una red de molinos de agua, la mayoría en desuso o en ruinas, asociada a los cauces de agua o al trasiego en canales de aguas de las zonas altas hacia la costa. Actualmente, el mayor potencial reside en la energía almacenada en las grandes presas de la zona sur y noroeste. Aunque no existe ninguna instalación en funcionamiento, se encuentra en fase de ejecución una minicentral de 100 kW entre las presas de Chira y Soria. En lo que respecta a 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 Guanchara, 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 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.

En el marco de AQUAMAC se pretende divulgar información básica sobre los pasos a seguir para realizar estudios de viabilidad técnico-económica de instalaciones minihidráulicas con el fin de aprovechar energéticamente los sistemas de transporte y distribución de los abastecimientos urbanos de agua. En estos casos, el agua suele proceder de un depósito de distribución o directamente de alguna planta de potabilización, con lo que el agua discurre canalizada mediante tubería. Conocidos el material y diámetro de todas las tuberías, el conocimiento preciso de los caudales es un factor clave. Para su estudio es preciso caudalímetros si no se conocen con exactitud estos datos. Un aspecto importante a considerar en estos casos 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 de la demanda de agua.

Como paso previo para detectar los puntos de posible aprovechamiento, es necesario estudiar por medio de la cartografía todos los tramos de tubería, eligiendo aquellos de mayor altura, mayor caudal y menor longitud. Esto permitirá que se elijan indirectamente los tramos de mayor potencial minihidráulico y, por lo tanto, los que generarían menores costes. 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 posible. El estudio del trazado de toda la conducción es esencial para conocer las variaciones de pendiente de manera, que se utilicen sólo los tramos de mayor pendiente, todo ello con el objeto de asegurar que si hubiera que renovar la tubería para la instalación de una minicentral el coste sea el menor posible. Si el coste de renovación de la tubería no es condicionante para la instalación, hay que considerar que las pérdidas de energía aumentan con la longitud de la conducción.

Una vez elegidos los tramos más rentables es necesario un trabajo exhaustivo de campo para determinar el estado de la conducción y su complejidad. En caso de no disponerse de datos de caudales habrá que instalar caudalímetros digitales, de manera que se puedan obtener datos de caudales al menos con frecuencia horaria y de un período lo suficientemente largo como para poder realizar previsiones de consumo.

La turbina hidráulica 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 tener en cuenta que el tipo de turbina elegida proporcione el mayor rendimiento posible para las condiciones específicas de cada emplazamiento. 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. Esta circunstancia previsiblemente repercutirá en un mayor coste de la instalación. Desde el punto de vista económico, habrá que considerar, también, los costes de la tubería forzada, el edificio de la central, la turbina, el generador, el transformador, la línea eléctrica y los accesos. En cuanto a la vida útil de la instalación, para centrales minihidráulicas se considera entre 20 y 25 años, aunque pueden llegar a 40 años.

Ejemplo 1: Instalación minihidráulica insertada en la red de abastecimiento de agua de los Realejos (Tenerife)

La instalación objeto de este ejemplo corresponde a una minihidráulica tipo que se insertaría entre dos depósitos utilizados para la red de abastecimiento urbano del municipio de Los Realejos (Tenerife). Se trata de aprovechar la energía potencial disponible en el agua para producir energía eléctrica y de esta forma mejorar la eficiencia y rendimiento económico del ciclo del agua en la comarca.

Los factores que determinan un buen aprovechamiento hidráulico son los siguientes:

- Que exista una buena diferencia de altura.
- Que exista suficiente caudal por la tubería de interconexión entre los dos depósitos.
- Que la tubería de interconexión no tenga demasiado recorrido.
- Que la tubería de interconexión soporte la presión del salto.

Los datos de partida aportados por la Mancomunidad de municipios del Norte de Tenerife son los siguientes:

- Distancia entre el depósito Arenitas y el depósito Cruz Santa I: 3.996 metros
- Caudal medio en la conducción: 21,33 litros/seg.
- Altitud/Cota depósito Arenitas: 1.145 m.
- Altitud/Cota depósito Cruz Santa: 500 m.
- Tubería de fundición dúctil de 200 mm diámetro.
- Variación de caudales: en verano aumenta de 2,6 l/seg. a 4 l/seg durante dos meses, por aumentar la demanda de consumo (riego, piscinas, etc.).
- En principio no existen otras conexiones en el trayecto de tubería entre los dos depósitos (al menos no oficiales y no conocidos por los operarios)

En este caso la potencia a instalar sería de 110 kW. Si el régimen de caudales fuera constante la energía producida en un año podría llegar a 880 MWh. Para realizar el estudio de viabilidad económica se tendrían que tomar en consideración los siguientes parámetros:

- Inversión: El coste de inversión por kW instalado desciende cuanto mayor es la dimensión de la central ya que existen economías de escala. Los costes considerados han de ser el coste del edificio de la central y los costes de la turbina, del generador y del transformador.
- Coste de mantenimiento: Se presuponen unos costes de mantenimiento similares a los de la energía eólica en función del kWh producido.
- Ingresos: Las tarifas, primas e incentivos vienen definidos en el artículo 32 del Real Decreto 436/2004 para el caso de instalaciones en España.

Para el caso de estudio, desde el punto de vista económico, se obtienen los resultados expuestos en la tabla 15:

Tabla 15. Estudio económico

VAN (€)	TIR (%)	PAYBACK (años)
406.000 €	5 %	15 años

- ❑ La energía es un coste ambiental y económico cada vez más importante de los ciclos del agua en general y con mayor incidencia en los entornos insulares.
- ❑ Aplicando las metodologías desarrolladas en los trabajos realizados y sustituyendo fuentes de energía convencionales es posible reducir la factura energética y ambiental a corto plazo de las instalaciones ligadas a ciclo del agua.
- ❑ A largo plazo el ahorro, la eficiencia energética y la eficiencia hídrica de los sistemas, así como el aprovechamiento de energías renovables endógenas pueden ser un apoyo importante para la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas de abastecimiento y tratamiento de aguas.
- ❑ Los costes de captación, producción, transporte y gestión también se pueden ver reducidos de forma importante. Este hecho apoya el principio de recuperación de costes promulgado por la Directiva Marco de Aguas sin que ello suponga un encarecimiento excesivo del agua para el usuario final, sobre todo en los entornos donde el coste energético asociado al agua es muy alto.
- ❑ Desde el punto del vista del ahorro y la eficiencia energética se concluye que:
 - Las instalaciones de desalación de agua de mar suelen estar optimizadas energéticamente siendo escaso el margen de ahorro posible, excepto en el caso de actualizaciones tecnológicas.
 - La correcta gestión de los bombeos de agua procedentes de sistemas de desalación en el litoral y la capacidad de almacenamiento de los depósitos de distribución, pueden ser muy importantes para reducir los costes asociados a la energía en un sistema de abastecimiento de aguas.
 - En los sistemas de tratamiento y depuración de aguas residuales es posible introducir múltiples mejoras que seguramente apoyaran la reducción de los costes energéticos y la optimización de los sistemas.
 - Todas las medidas de eficiencia y ahorro energético deben ir acompañadas de un control exhaustivo de las pérdidas físicas de agua en las redes de transporte y distribución de agua, para que las medidas tomadas sean realmente efectivas a largo plazo.
- ❑ Desde el punto del vista de la aplicación de la energías renovables se concluye que:
 - La energía eólica puede cubrir, atendiendo al balance energético anual, las necesidades energéticas globales asociadas a los ciclos del agua en todos los casos estudiados.
 - La energía eólica puede aprovecharse en régimen de consumos asociados a instalaciones relacionadas con el ciclo del agua, cubriendo la demanda y aportando excedentes que pueden ser suministrados a la red eléctrica general.
 - En general, las necesidades de suministro en régimen aislado de dispositivos de cloración de agua y sistemas de comunicaciones pueden ser cubiertas por pequeños sistemas de solar fotovoltaica.
 - Las cubiertas de depósitos y otros edificios ligados al ciclo del agua pueden ser utilizadas para la producción de energía eléctrica con sistemas de energías solar fotovoltaica conectados a la red eléctrica general. Dados los sistemas de primas en la tarifa eléctrica para este tipo de energía en España y Portugal las rentabilidades son razonables.
 - Se hace necesario realizar estudios de potencial específicos de las redes de distribución de aguas con el objeto de analizar el potencial minihidráulico en los sistemas de abastecimiento urbano, investigando las tecnologías disponibles de microturbinas.
- ❑ Los recursos generados a partir del aprovechamiento del potencial energético de los emplazamientos ligados al ciclo del agua puede ser reinvertidos en mejoras de eficiencia y promoción del ahorro en el ciclo del agua, estableciendo sinergias hacia la sostenibilidad.

¹³ Para ampliar la información sobre energías renovables y ahorro energético en general consultar www.eramac.org

Para ampliar la información sobre los estudios realizados en el marco del proyecto AQUAMAC consultar: www.itccanarias.org/aquamac

Agradecimientos:

Los autores del artículo quieren agradecer la colaboración de:

- Mancomunidad del Norte de Tenerife
- Excmo. Ayuntamiento de Buenavista del Norte
- Excmo. Ayuntamiento de El Tanque
- Excmo. Ayuntamiento de Garachico
- Excmo. Ayuntamiento de Icod de los Vinos
- Excmo. Ayuntamiento de Los Realejos
- Excmo. Ayuntamiento de Puerto de la Cruz
- Excmo. Ayuntamiento de Santa Úrsula
- Excmo. Ayuntamiento de la Victoria de Acentejo
- Excmo. Ayuntamiento de la Matanza de Acentejo
- Excmo. Ayuntamiento de Agüimes
- Excmo. Ayuntamiento de Ingenio
- Excmo. Ayuntamiento de Santa Lucía
- Fundación Instituto Tecnológico de Canarias
- Consorcio de Abastecimiento de Aguas a Fuerteventura
- Soslares Canarias SL
- SOLARUC, S.L.
- AGENER Canarias, S.L.