

MINIHIDRÁULICA EN NAVARRA

MINI WATERWORKS IN NAVARRA

FRANCISCO J. GALÁN SORALUCE. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Ingeniero en actividad libre, responsable de las centrales hidroeléctricas de Energía Hidroeléctrica de Navarra S.A.
galansora@telefonica.net

RESUMEN: El aprovechamiento hidroeléctrico de los ríos de Navarra se inició a finales del siglo XIX, habiéndose construido un total de 232 centrales, de las que 63 seguían en funcionamiento en 1980. A partir de esta fecha y, como consecuencia de la Normativa de fomento de energías renovables, se han reacondicionado muchas de las centrales antiguas, normalmente de pequeño caudal y saltos importantes, situadas en las cabeceras de los ríos y se han construido otras nuevas, de caudales muy importantes y saltos reducidos, en las partes bajas de los grandes ríos. Aunque existe un número elevado de centrales que sería rentable construir, los criterios ambientales actuales hacen que sea muy difícil su aprobación, peso a su interés energético y a la creación de riqueza que suponen. Muchos de estos criterios ambientales parecen excesivos e incluso hubiesen impedido la construcción de centrales antiguas, que hoy se encuentran perfectamente integradas.

PALABRAS CLAVE: MINIHIDRÁULICA, NAVARRA, APROVECHAMIENTO DE LOS RÍOS, MEDIO AMBIENTE, LEGISLACIÓN SOBRE FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

ABSTRACT: The hydroelectric harnessing of the rivers in Navarra was started towards the end of the 19th century and some 63 plants still remained in operation in 1980 out of the 232 plants which were built. From this moment on and as a result of the regulations on the promotion of renewable energy, many of the old plants have been reconditioned. These old plants tended to be of small flow and high drop and were set at the river heads, while the new plants which have subsequently been constructed have very large flows and smaller drops and are set at the lower parts of large rivers. While a large number of new power plants could be built today there is little chance than these would be approved in the light of current environmental criteria, this in spite of the energy production and the wealth created by the same. Many of these environmental criteria appear to be excessive and would have prevented the construction of the older power plants which are now fully intergrated within their surroundings.

KEYWORDS: MINI WATERWORKS, NAVARRA, HARNESSING OF RIVERS, ENVIRONMENT, LEGISLATION ON DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY

OBJETO DE ESTE ARTÍCULO

El objeto de este artículo es exponer el desarrollo de la minihidráulica en Navarra, que puede ser una buena referencia de la evolución de este tipo de energía a lo largo de toda su historia. Se termina el texto con algunas opiniones sobre el futuro de la minihidráulica.

OBJECT OF THE ARTICLE

This article describes the development of mini waterworks in the province of Navarra in Northern Spain and aims to serve as a source of reference regarding the evolution of this type of energy. The article concludes with a number of opinions regarding the future of mini waterworks.

¿QUÉ ES MINIHIDRÁULICA?

Se llama minihidráulica a las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia. Su límite superior es muy relativo e incluso ha cambiado a lo largo del tiempo. En las primeras normativas (Ley 30-12-1980) se estableció en 5 MW, pero en

WHAT ARE MINI WATERWORKS?

Mini waterworks are small scale hydroelectric power stations. The upper power limits of these plants are very relative and have changed over the years. Earlier legislation (Law 30.12.1980) established a limit of 5 MW but this was

Se admiten comentarios a este artículo que deberán remitirse a la Redacción de las OBRAS al 30 de octubre de 2004

Recibido: junio/2004 Aprobado: junio/2004



Presa y Central de Irabia en construcción en 1945. A la derecha, Acueducto de la Central de Betolegui, en construcción. en 1945/ Irabia Dam and Power Station under construction in 1945. To the right, Construction of the aqueduct to the Betolegui Power station in 1945.

el R.D. 2366/1994 se amplió el límite a 10 MW y en el reciente R.D. 436/2004 por el que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se incluyen las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW.

Este planteamiento de dividir la energía hidroeléctrica en minihidráulica y grandes centrales es, en mi opinión, artificial e ilógico. Tan renovable y tan sin emisiones de CO₂ es la energía generada en la Central de Alcántara, de 950 MW, como en una mini de 100 kW, aunque, eso sí, la primera genera energía a mucho menor costo y con posibilidades de garantizar energía ajustando su producción a la demanda de la red y permitir la estabilidad eléctrica. Nunca he entendido esa distinción, que incluso da un carácter despectivo a la gran hidráulica. Quizá se base en la psicosis, en mi opinión equivocada, de atropello ambiental, que en este momento tienen, no sé porque, las grandes presas y sin las que, paradójicamente, no se podría vivir en España.

Dentro de esta limitación nos vamos a referir a lo que administrativamente se llama minihidráulica, en las condiciones de potencia indicadas.

PRIMERAS CENTRALES Y DESARROLLO HASTA 1980

Los primeros aprovechamientos energéticos de los ríos fueron los molinos, batanes etc. Todavía quedan en Navarra algunos molinos hidráulicos en condiciones de funcionar (Etxalar, Ibero etc) o recientemente restaurados como el de Zubietta. Actualmente se está recuperando el antiguo batán de Villava.

Los primeros aprovechamientos hidroeléctricos de los ríos fueron pequeñas centrales destinadas al alumbrado, muy próximas al lugar de consumo. En 1888 se puso en funcio-



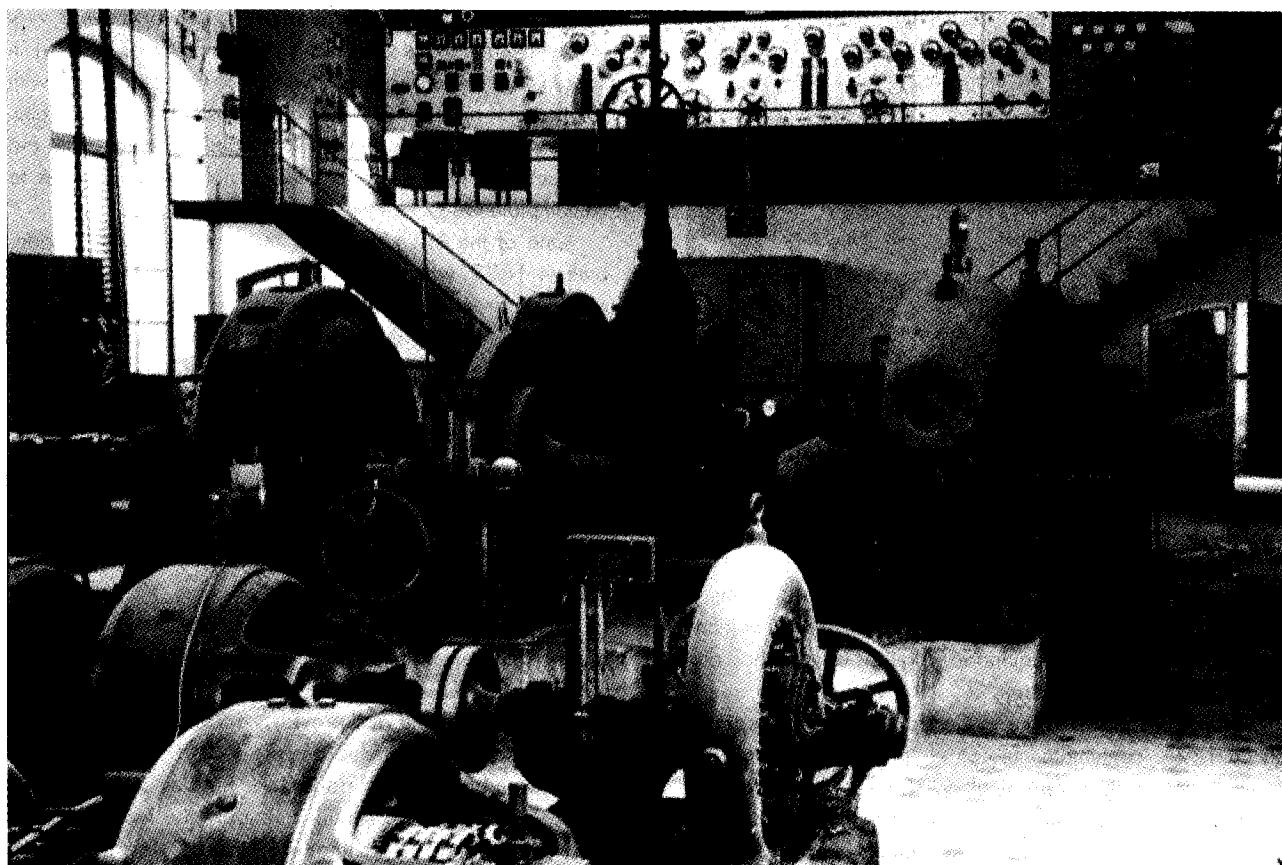
extended to 10 MW in 1994 (Royal Decree 2366/1994) and in the present year this was further extended to 50 MW by Royal Decree 436/2004 which establishes the methods for updating and systematizing the legal and economic framework for electricity production under the special system.

The author of this article considers the idea of dividing hydroelectric energy into mini waterworks and large scale power stations to be artificial and illogical. The energy generated by the 950 MW Alcantara Power Station is just as renewable and free of CO₂ emission as any mini power station of just 100 kW though, it must be said, that the former generates energy at a far lower cost and has the possibility of guaranteeing energy and adjusting production to suit consumer demand and, thereby, provides more stable electricity distribution. I have never been able to understand this difference which tends to be somewhat contemptuous towards large scale power stations. I may well be wrong in thinking that this decision is based on the prevailing psychosis regarding the environmental abuse of large dams though it is a paradox that Spain would not be able to survive without these dams.

This article shall then refer to mini waterworks in accordance with the state's definition and restrictions of the same in terms of power output.

EARLY POWER PLANTS AND DEVELOPMENT UP TO 1980

The first methods of harnessing rivers for energy were made in the form of water and fulling mills, etc. Some water mills still remain in Navarra in working condition (Etxalar, Ibero, etc.) and others such as the Zubietta Mill have recently been restored while the old Villava fulling mill is currently undergoing renovation.



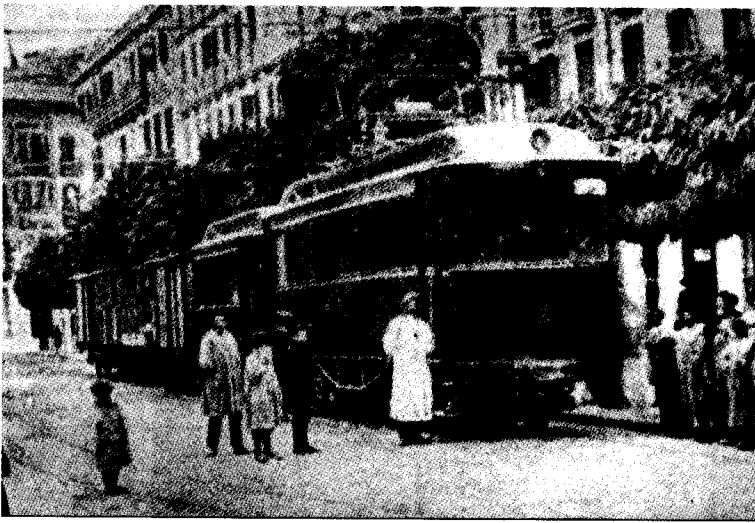
Central de Aoiz, en el río Irati, iniciada en 1902/
Aoiz Power Station on the River Irati, opened in 1902.

namiento el alumbrado público eléctrico de Pamplona con la energía, en corriente continua, generada en la central del Molino de Santa Engracia de 2,2 m de salto y 5000 l/s de caudal con 2 turbinas de 150 CV (110 kW) de potencia total. Resulta curioso y significativo que tuviesen que completar la instalación con una máquina de vapor de 40 CV, a la que se añadió otra de 80 CV en 1896, a fin de asegurar el suministro en los meses de estiaje, en los que el caudal del Arga es notablemente inferior a los 5.000 l/s de dimensionamiento de la minicentral. Puede verse que desde el primer momento se puso de manifiesto la falta de seguridad de la energía de caudales fluyentes. En 1890 el alumbrado constaba de 450 lámparas incandescentes.

Al final del siglo XIX ya se conocía la corriente alterna y la posibilidad de transportar la energía en alta tensión con bajas pérdidas, lo que permitió construir centrales alejadas de los puntos de consumo y dio lugar a la ejecución de numerosas centrales en las partes altas de los ríos, con grandes desniveles y caudales reducidos. Constaban de azud de toma, canal de derivación a media ladera, hasta una cámara de carga en la que se inicia la tubería de carga, normalmente de acero roblonada vista, que termina en las turbinas de la central. Las turbinas suelen ser Francis de eje horizontal, aunque en algunos casos, de grandes desniveles, son Pelton. Fueron obras que requirieron grandes esfuerzos, ex-

The first hydroelectric harnessing of rivers was made in the form of small plants which provided energy for lighting in the immediate vicinity. Public electric lighting was first introduced in Pamplona in 1888 using a direct current generated at the Santa Engracia Mill which had a 2.2m head and 5000 l/s flow and employed two 150 CV (110 kW) turbines. It is curious and of some note that the installation had to be supplemented by a 40 CV steam engine, and later by a further 80 CV engine in 1896, in order to guarantee distribution during low water months and when the flow of the river Argo fell below the established 5000 l/s of the plant. It may then be seen that from the very outset there was a clear lack of constant delivery flow. In 1890 the lighting system consisted of 450 incandescent lamps.

Alternating current was already available by the end of the 19th century and, with this, the possibility of transporting high voltage energy with little loss of power. This enabled the construction of power plants far removed from the final distribution points and gave rise to the building of numerous stations at the high parts of rivers with large heads and reduced flows. These plants consisted of a intake weir or dam, a diversion channel leading to a surge chamber and on to a riveted steel pipe or penstock connecting to the turbine. The turbines are usually horizontal shaft Francis turbines though Pelton turbines are occasionally employed



**Tren eléctrico
Pamplona-
Sangüesa/
Electric train
running
between
Pamplona and
Sangüesa.**

cavar canales en roca, en laderas de fuertes pendientes y malos accesos, colocar tuberías muy pesadas y casi verticales y todo ello casi sin maquinaria. Algunas de ellas hoy día serían imposibles de construir.

Una de las primeras fue la Central de Eguillor, construida en 1895 conjuntamente con el primer abastecimiento domiciliario de agua de Pamplona. Tiene un salto de 120 m, la potencia inicial fue de 640 kW, que más tarde se amplió en varias ocasiones teniendo actualmente 3.900 kW. Esta central fue una gran obra y, como la mayor parte de las instalaciones del abastecimiento del que formaba parte, aún esta en funcionamiento. Suministraba prioritariamente a usuarios de Pamplona y sus titulares tuvieron que instalar una central térmica para garantizar los suministros en los estiajes. Se repetía el problema de falta de garantía de la energía hidroeléctrica de caudales fluyentes.

El mayor conjunto hidroeléctrico se situó en el río Irati, entre su cabecera y Aoiz. Entre los años 1902 y 1945 se construyeron un total de 8 centrales en serie con una potencia total de 15.000 kW en un desnivel de 330 m y una producción anual de 60 GWH. Algunas de ellas las construyeron empresas papeleras guipuzcoanas para su autoabastecimiento y otras se destinaron al suministro de energía al conjunto industrial maderero (serrerías y proceso de destilación) de Aoiz así como al primer tren eléctrico de España, El Irati, que hacía el recorrido Pamplona-Aoiz-Lumbier-Sangüesa. Este conjunto de centrales tenía una pequeña regulación en cabecera con la Presa de Irabia, de 41 m de altura y 13 Hm³ de capacidad, que permite la optimización de la producción del conjunto de las centrales.

Una actuación hidroeléctrica singular fue la construcción en 1930 de la Presa de Alloz. Se trata de una gran bóveda de 67 metros de altura y 84 Hm³ de capacidad de embalse, la segunda de España en tamaño de su época, equipada con una central de pie de presa de 6.758 kW, con posibili-

where large heads are available. These works were very labour intensive and required the excavation of channel in rock in very steep slopes and with poor access together with the placement of very heavy and almost vertical turbines. These works were almost entirely carried out without the aid of machinery and many of these would be impossible to contemplate today.

One of the first plants was the Eguillor Power Station, built in 1895, which was built in association with the first public water supply system in Pamplona. The site has a 120 m head and the initial output of 640 kW has been gradually increased over the years up to its current power of 3,900 kW. This power station was very well built and this together with the majority of the supply installations forming the same are still operational today. The station mainly distributed energy to the Pamplona area and the owners had to install a thermal power plant to guarantee supply in low water months. This subsequently repeated the problem of an inconsistent delivery flow.

The largest hydroelectricity production area is set on the River Irati, between the headwaters and Aoiz. Between 1902 and 1945 eight power stations were built in series below a 330 m head and provided a total output of 15,000 kW and an annual production of 60 GWH. Some of these plants were built by local paper mills for their own electricity supply and others were built to supply the wood industry (sawmills and wood distillation) in Aoiz. The plant also supplied the first electric train in Spain, El Irati, which covered the route from Pamplona-Aoiz-Lumbier-Sangüesa. The supply to these plants was regulated at the headwaters by the 41 m high Irabia Dam with a 13 Hm³ capacity which optimized production from the group of plants.

One of the major hydroelectric works in this area is the Alloz Dam which was built in 1930. This is a large arch dam 67 m high with a 84 Hm³ reservoir capacity which made it the second largest in Spain in its day. A 6,758 kW capacity power station is set at the foot of the dam which is capable of generating energy to suit demand on account of the associated compensating reservoir. A further power station, the 4,800 kW capacity Mañeru station, is connected by a diversion channel which includes an aqueduct designed by Eduardo Torroja of exceptional structural design. This plant was the only one in Navarra with a regulating dam and, subsequently, the only plant capable of guaranteeing full energy supply during low water periods. As a result of this situation, the plant's promoters, Fuerzas Electricas de Navarra, gained significant advantage over the rest of the electricity distributors in the province.

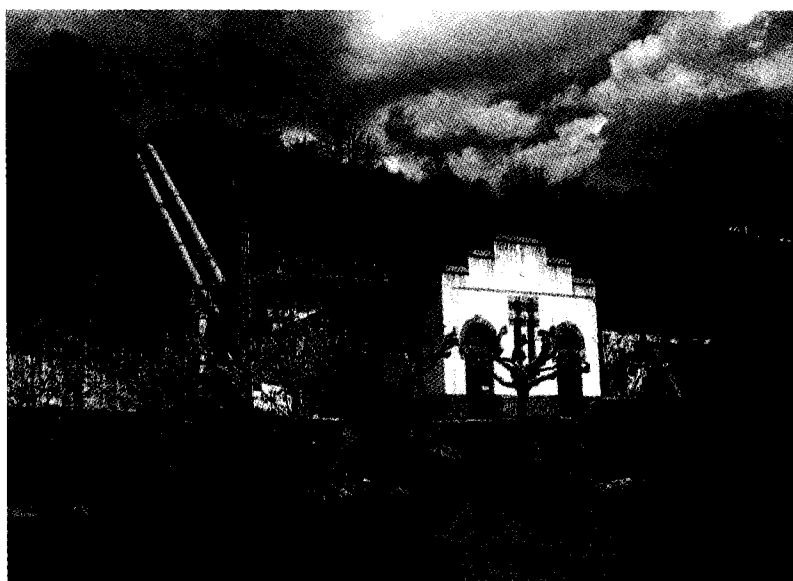
One inexplicable and unfortunate aspect of Navarra's energy policy was the lack of provision of a power station at the Yesa dam (opened in 1960) in spite of the evident possibilities and yield of the same.

dades de generar potencia ajustada a la demanda, gracias a que dispone de un contraembalse de regulación y otra central, en Mañeru, de 4.800 kW con un canal de derivación, en que existe un acueducto proyectado por Eduardo Torroja con un diseño estructural excepcional. Esta central era la única de Navarra con regulación y que, por tanto, que podía asegurar la potencia en los estiajes de los ríos y gracias a ello sus promotores, Fuerzas Eléctricas de Navarra, tuvieron una situación de privilegio frente al resto de los suministradores eléctricos de Navarra.

Un hecho inexplicable y lamentable de la política energética de Navarra fue que la presa de Yesa, inaugurada en 1960, no tuvo central, a pesar de su evidente interés y rentabilidad.

En 1910 había en Navarra 76 centrales hidroeléctricas con una potencia total de 5.061 kW, con una potencia media de 67 kW. La mayor parte eran pequeñas electras destinadas al alumbrado público o empresas rurales (harineras, aceiteras etc) que se convirtieron en autoproductoras de energía. En 1927 había un total de 217 centrales con una potencia instalada de 32.356 kW. La portencia media era de 149 kW. La de mayor potencia (2.160 kW) era la de Almandoz, construida en 1913, y que, hoy día sigue funcionando en las mismas condiciones en que se construyó, aunque claro está con los beneficios que la tecnología actual permite como su automatización y su telemando. En 1945 había 232 centrales con una potencia instalada de 60.850 kW, siendo la media de 262. En 1980 el número de centrales en servicio se había reducido a 63 con una potencia total de 77.000 kW y una producción de 300 GWh/año, siendo la media de 1.222 kW. Puede verse como ha ido aumentando el tamaño de la central media

Casi todas utilizaban caudales fluyentes con un dimensionado relativamente reducido que permitía el funcionamiento de muchas horas al año con potencia máxima. La falta de agua en el verano y, por tanto, la limitación de potencia garantizada motivo que se fuesen concentrando en una única empresa comercializadora (Fuerzas Eléctricas de Navarra, integrada en Iberduero, en 1944) que contaba con suministros de otras zonas de España. En estas condiciones se mantuvieron las centrales que eran rentables, normalmente las de mayor potencia, con las pequeñas mejoras que iba imponiendo la evolución de la técnica, pero tenían necesariamente el carácter de complementarias de la energía garantizada por otros medios. En 1980 aportaban al sistema un 15 % del consumo eléctrico anual de Navarra. En general pertenecían a Fuerzas Eléctricas de Navarra, aunque algunas eran propiedad de empresas que las utilizaban para su autoconsumo, complementado con el de la red eléctrica, así Papelera española seguía teniendo centrales en el Irati en la cuenca Norte de Navarra, Cementos Portland tenía la de Zudaire etc.



**Central de Betolegui, en el río Irati, rehabilitada en 1991/
Betolegui Power station on the River Irati, rehabilitated in 1991.**

There were 76 hydroelectric plants in Navarra by 1919, providing a total output of 5,061 kW and an average power of 67 Kw. The majority of these were small electrical power stations destined for public lighting or self-generation plants for rural companies (flour mills, oil producers, etc.). By 1927 there were 217 plants with an installed capacity of 32,356 kW. The average output was 149 kW and the plant with the greatest capacity was the Almandoz station (2,160 kW) built in 1913 and which continues to operate today under the same conditions in which it was built, though obviously with all the benefits of modern technology inasmuch as automation and remote control. In 1945 there were 232 stations with an installed capacity of 60,850 kW and an average capacity of 262 kW. By 1980 the number of plants still in operation had fallen to 63 with a total capacity of 77,000 kW (average 1,222 kW) and an annual production of 300 GWh. The average size of the plants may then be seen to have grown progressively throughout the years.

Almost all of these plants employed a relatively small scale flow in order to ensure operation at maximum output over many hours a year. The lack of water in the summer, and the ensuing restriction of guaranteed output, led to the amalgamation of these plants into a single producing company (Fuerzas Electricas de Navarra, which later became part of Iberduero in 1944) which also received supplies from other parts of Spain. This system maintained those plants with greater yield, and normally those of greater output, and while these were gradually updated with the introduction of new technology, they essentially retained their nature as supplementary energy providers to that guaranteed by other means. In 1980 these plants provided 15% of the annual electricity supply to Navarra. The plants generally formed part of Fuerzas Electricas de Navarra,



Central de Oroz-Mugaire, rehabilitada en 1992/Oroz-Mugaire Power Station rehabilitated in 1992.

El hecho de que tantas centrales sigan en funcionamiento, hace ver lo acertado de este tipo de centrales con duraciones más que centenarias y sin consumo de combustibles, pese a su carácter de complementarias de otras que den garantía al sistema. Sin embargo, es posible que si su construcción hubiese estado condicionada a la TIR (tasa interna de recuperación) algunas no se hubiesen promovido por falta de rentabilidad. Tampoco se hubiesen construido de existir en aquella época las actuales limitaciones ambientales pese a que la mayoría están perfectamente integradas en su entorno.

LEY 82/1980 SOBRE CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA Y LEY 54/1997 DEL SECTOR ELÉCTRICO

El 30 de diciembre de 1980 se aprobó la Ley 82/1980 sobre Conservación de la energía, que tenía entre otros objetivos «Potenciar la adopción de fuentes de energía renovables, reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia exterior de combustibles».

Podían acogerse a los beneficios de la Ley las personas físicas y jurídicas que promoviesen, entre otras iniciativas: «Construir, ampliar o adaptar para su utilización instalaciones de producción hidroeléctrica con una potencia de hasta cinco mil KVA, ya se destine la energía producida a consumo propio o a su conexión con la red eléctrica».

La Ley establecía el derecho de los autogeneradores y de los titulares de concesiones hidroeléctricas de conectar sus grupos a la red, utilizar conjunta o alternativamente la energía autogenerada y la suministrada por la compañía y transferir a la compañía suministradora sus excedentes de

though some were owned by companies and employed for self-supply, supplemented with the electricity grid. In this regard the paper manufacturer Papelera Española has power stations at Irati in the Northern basin of Navarra and Cementos Portland held a plant at Zudaire, etc.

The fact that so many plants continue in operation today reveals the appropriate nature of these non-fuel consuming stations which in many cases date back over a century. This in spite of their supplementary nature to fuel-burning plants which guaranteed the grid. However, it is very possible that if their construction had been subject to IRR (internal rate of return), many of these would not have been built due to lack of yield. In a similar vein, many of these would not have been built under current environmental restrictions, in spite of the fact that the vast majority are perfectly integrated within their surroundings.

THE ENERGY CONSERVATION ACT 82/1980 AND THE ELECTRICITY SECTOR ACT 54/1997

The Energy Conservation Act 82/1980 was passed on 30 December 1980 and one of its main aims was to "Promote the use of renewable energy sources, reducing oil consumption to the utmost and diminishing dependency on foreign fuel".

The Act provides special initiatives to those individuals or companies that "build, enlarge or adapt installations for hydroelectric production with an output of up to 5000 kVa, for self-generation purposes or for connection to the national grid".

The Act establishes the right to self-suppliers and holders of hydroelectric concessions to connect generators to the grid, to employ self-generated energy and that supplied by the company alternatively or in conjunction and to transfer surplus energy to the supplying company in exchange for the "regulatory price". The law does not allow unconsumed electricity surplus to be passed on to third parties.

The Act thereby established the basis for the development of self-generation and the construction of mini power stations while permitting the adaptation of old plants. In this way plans were drafted to include duly modernized power plants within the new legal framework.

Several investment benefits were established in the form of subsidies of up to 15% the investment, which in certain cases could rise to 30%, together with preferential access to official loans, etc. The Act also establishes a declaration of public utility and allows forced expropriation of property and the necessary rights for the establishment or expansion of these installations.

The law is developed by Royal Decrees 1217/1981 on the Development of hydroelectrical production in small power stations, 907/1982 on the development of self-

energía percibiendo por ello «el precio que reglamentariamente se determine». No se permitía, en cambio, ceder a terceros los excedentes de energía eléctrica no consumida.

La Ley sentaba pues las bases para el desarrollo de la autogeneración y la construcción de minicentrales, también permitía la adaptación de centrales antiguas y con este título se redactaron proyectos para incluir antiguas centrales, debidamente modernizadas, en el nuevo marco legal.

La Ley establecía además diversos beneficios fiscales a las inversiones en estas actividades, subvenciones de hasta el 15 % de las inversiones, que en algunos casos podían llegar al 30 %, acceso preferente al crédito oficial etc. También establecía la declaración de utilidad pública y el derecho a la expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para el establecimiento o ampliación de estas instalaciones.

La Ley se desarrolló en los Reales Decretos 1217/1981 de Fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales, 907/1982 de Fomento de la autogeneración de energía eléctrica y 1544/1982 de Fomento de construcción de centrales hidroeléctricas.

El Real Decreto 1217/1981 establecía que la energía de las minicentrales acogidas a la Ley 82/1980 quedaba exenta de la tarifa correspondiente a los costos de combustibles y de deducción de la participación de OFICO y señalaba que las Entidades que recibiesen esa energía la abonarán a los precios que se determinen por el Ministerio de Industria y Energía, que será el adecuado para fomentar dichas minicentrales.

El Real Decreto 907/1982 detallaba las energías renovables, como solar eólica, hidráulica, mareomotriz y otras. Clasificaba la energía de los autogeneradores entregada a la red en garantizada (con contratos de suministro de dos años), programada (en base a programas semanales de entrega de energía) y eventual, correspondiente a excedentes no programables. Para cada calidad de energía se establecía un coeficiente corrector del precio, que también tenía en cuenta la discriminación horaria. Toda la energía excedentaria de los autogeneradores sería absorbida por las Empresas Eléctricas, salvo que técnicamente no fuese posible.

El real Decreto 1544/1982 establece que las centrales hidroeléctricas y ampliación de existentes de nueva construcción de más de 5.000 KVA podrán acogerse a los beneficios de la Ley 82/1980.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que establecía el actual sistema de liberalización de la energía eléctrica, indicaba en su disposición transitoria decimosexta que se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables con el objetivo de que en el año 2010 las fuentes renovables cubran el 12 del total de la demanda energética de España.

El Plan, que fue aprobado por el Consejo de Ministros en 30/12/99, reconocía las posibilidades hidroeléctricas existentes e indicaba medidas ambientales, administrativas y

generation of electricity and 1544/1982 on the Construction of hydroelectric power plants.

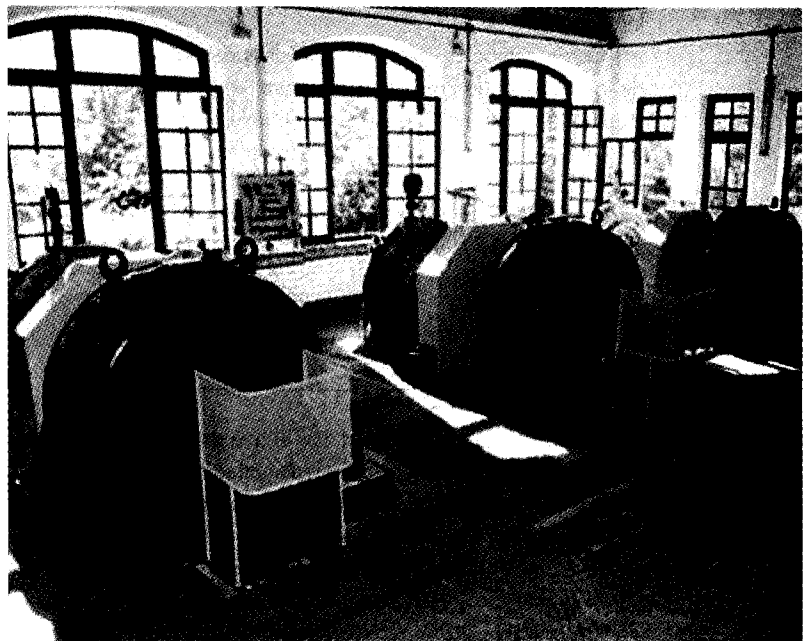
Royal Decree 1217/1981 establishes that the energy supplied by mini power stations protected by Act 82/1980 is exempt from corresponding tax on fuel costs and deductions corresponding to OFICO (Electricity Compensation Office). The decree similarly stipulates that the companies receiving this energy pay the rates established by the Ministry of Industry and Energy which shall be sufficient to develop the said mini power stations.

Royal Decree 907/1982 establishes renewable energy as solar, wind, water, tidal energy and others. The decree classifies self-generated energy provided to the grid in accordance with guaranteed production (on the basis of two-yearly supply contracts), scheduled production (in accordance with weekly energy production programmes) and final production corresponding to non-scheduled surplus. A price adjustment ratio is established for each range of energy in accordance with hourly bands. All surplus self-generated energy is absorbed by the Electricity Companies except that which cannot be received for technical reasons.

Royal Decree 1544/1982 establishes that those hydroelectric power plants and enlarged existing plants of over 5,000 kVA may receive the benefits stipulated in the 1980 Energy Conversation Act.

The Electricity Sector Act 54/1997 established the current system of electricity liberalization. Provisional article 16 of the Act refers to the establishment of a Renewable Energy Development Plan with the objective of ensuring that 12% of the total energy demand in Spain be covered by renewable energy sources by the year 2010.

Central de Oroz-Mugaie, vista interior/
Interior view of the Oroz-Mugaie Power Station.



de financiación que podrían facilitar su desarrollo. Preveía que en Navarra, en el periodo 1999-2010, se construyesen 65 centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, con una potencia total de 71.500 kW y también una central de 19.200 kW.

El nuevo marco de ambas leyes y sus Reglamentos, unido a las posibilidades técnicas de automatización de las centrales posibilitó el desarrollo del sector. Estableció lo que se llama el régimen especial para este tipo de energía, con la ventajas indicadas de mayor precio y derecho a su venta prioritaria a la red.

Gracias a esta Normativa se han ejecutado dos tipos de centrales. Por una parte se han renovado centrales de las partes altas de los ríos procediendo a su automatización y telecontrol. En 1980 todavía había centrales que requerían presencia permanente de operarios las 24 horas del día, para ajustar manualmente la regulación. En este sentido cabe señalar las mejoras de las centrales de los ríos Irati y Bidasoa.

Otro grupo importante de centrales han sido las construidas en los tramos bajos de los grandes ríos. Se trata de centrales de poco salto (entre 2 y 10 metros) con grandes caudales de diseño (entre 60 y 200 m³/s), equipadas con turbinas tipo kaplan. Constan de azud de toma, grandes canales excavados en tierra y edificio de la central. La potencia suele oscilar entre 1000 y 6000 kW. De este tipo se han construido 10 centrales en el Ebro, 5 en el Aragón, 4 en el Arga etc. Algunas de ellas son de pie de presa, sin canal de derivación. Estas centrales requieren grandes movimientos de tierras, que con la maquinaria actual son fáciles y económicos de ejecutar. Se adecuan a las circunstancias técnicas de este momento. Puede considerarse unos ratios económicos de 750 a 1.200 euros/kw y de 0,24 a 0,70 euros kWh/año.

Como actuación singular cabe destacar la construcción de la central de la Presa de Eugui, que, en 1970, cuando se terminó la presa, no se consideró rentable.

La potencia total instalada actualmente asciende a 195.182 kW, con una producción de 423 GWh/año. En este periodo se construyó además la central del Berbel, en el río Ebro de 17.040 kW, que quedaba fuera de la normativa de minicentrales.

REAL DECRETO 436/2004

El Real Decreto 436/2004 por el que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, aprobado por el Gobierno de Aznar en 12-03-04 y publicado en el B.O.N. de 27-03-04 plantea, como dice su título, lo que puede ser una situación estable para el régimen especial, dentro de la com-

The Plan was approved by order of the Council of Ministers on 30.12.99 which acknowledged the existing hydroelectric possibilities and recommended the environmental, administrative and financial measures necessary for the development of the same. The plan considered the construction of 65 hydroelectric station of less than 10 MW from 1999-2010, with a total capacity of 71,500 kW and one plant of 19,200 kW.

The new framework of both laws and their regulations, together with the technical possibilities regarding the automation of power stations, encouraged development in the sector. This type of energy was established under what was known as the "special system" with advantages in the form of improved prices and the right to priority sales to the grid.

Two types of power plant have been established in the light of these Acts. Power stations at the headwaters of rivers have been renovated and are now working by automation and remote control. Up to 1980 there were still power stations that required the presence of operators around the clock to manually adjust the intake. In this regard we should underline the improvements made to the power stations on the Irati and Bidasoa rivers.

The second major group of power stations were built on the lower stretches of large rivers. These are plants with little head (between 2 and 10 metres) with large design flows (between 60 and 200 m³/s) equipped with Kaplan type turbines. These plants consist of an intake weir or dam, large excavated channels and power station with capacities of between 1000 and 6000 kW. Ten power plants of this type have been built on the River Ebro, 5 in Aragon and 4 on the Arga. Some of these plants are set at the foot of the dam without a deviation channel. These plants required huge earthworks, though with modern machinery they may be built with relatively ease and at no great cost and may readily suit the technical circumstances prevailing at the time. The economics of these plants range from 750 to 1,200 Euros/kw and from € 0.24 to € 0.70 kWh/year.

By way of example we may refer to the construction of the power station at the Eugi dam which was not originally considered to be a profitable option when the dam was completed in 1970.

The total installed capacity is currently set at 195,183 kW and production at 423 GWh/year. During this time the Berbel power station was built in the River Ebro, though with its 17,040 kW output this station falls outside the scope and regulations of mini power plants.

ROYAL DECREE 437/2004

Royal Decree 436/2004 set out the means of modernising and systematizing the legal and economic



**Central de Goizueta, rehabilitada en 1991/
Goizueta Power Station rehabilitated in 1991.**

plejidad del sistema eléctrico, en que deben conjuntarse objetivos e intereses muy diferentes e incluso contradictorios.

Este Decreto pretende que en el año 2010 un tercio de la demanda eléctrica esté cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables, sin incrementar el coste de producción del sistema eléctrico.

A tal fin mantiene el Real Decreto los derechos de los productores en régimen especial de poder transferir al sistema su producción o excedentes siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red así como percibir la retribución económica por la misma que fija el Decreto.

Incluye entre las centrales con derecho al régimen especial a las que tengan modificaciones sustanciales de instalaciones preexistentes, entendiéndose por tales las que requieran inversiones que superen el 50 % de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición.

Dentro de las energías renovables incluye las centrales hidroeléctricas que clasifica en dos grupos:

- Grupo b.4 de potencia no superior a 10 MW
- Grupo b.5 de potencia superior a 10 MW y no superior a 50 MW

Las centrales del grupo b.4 podrán elegir entre vender su energía a la empresa distribuidora de energía eléctrica al 90 % de la tarifa media los 25 primeros años desde su puesta en marcha y al 80 % a partir de entonces, en todos los periodos de programación o vender al mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, con una prima del 40 % y un incentivo del 10 %, sobre el precio horario del mercado.

Las del grupo b.5 de más de 10 MW y no más de 25 MW tienen condiciones similares, salvo que la tarifa del 90 % se mantiene sólo en 15 años.

system concerning energy production under the special system. The decree, passed by the former government on 12.03.04 and published in the Official Gazette on 27.03.04, aimed to create a stable situation for the special energy system, when considered within the complexity of the electrical supply network, and one which attempted to appease very different and sometimes contradictory objectives and interests.

The decree envisages that by 2010 a third of electricity demand will be covered by high efficiency energy technologies and renewable energies without increasing production costs of the electricity system.

To this end, the decree maintains the rights of electricity producers under the special system to transfer production or surplus to the grid when it is technically viable to absorb the same and to receive payment established by decree in return.

This special system includes those power stations which have undergone substantial modification to installations and where these have required investment in excess of 50% the total investment of the plant in accordance with replacement criteria.

Two types of hydroelectric power stations are included under the classification of renewable energies:

- Group b4 plants with capacities of below 10 MW
- Group b5 plants with capacities of between 10 and 50 MW

Group b4 plants may opt to sell energy to an electricity distributing company throughout all scheduled periods at 90% the average rate over the first 25 years from the time of operation and thereafter at 80% or, alternatively, sell on the market by means of the supply system administered by the market operator, at a premium of 40% and with an incentive of 10% over the hourly market rate.

Similar conditions apply to group b5 plants of over 10 MW and no more than 25 MW, though in this case the 90% rate only applies for 15 years.

In the case of plants of between 25 MW and 50 MW, an 80% rate applies from the very outset together with a 30% premium.

The rates, incentives and premium will be reviewed in 2006 and every subsequent four years and when group b.4 plants reach a 2,400 MW installed capacity. The decree does not establish any capacity restrictions with regards to b.5 plants in terms of rate reviews.

The 2,400 MW limit may then be seen to be the energy objective for these mini power plants and is far



Central de Viana III, en el río Ebro, construida en 1996/ Viana III Power Station on the River Ebro, built in 1996.

En las centrales de más de 25 MW y no más de 50 MW tienen, la tarifa es desde el primer momento del 80 % y la prima del 30 %.

En 2006, cada cuatro años y cuando el grupo b.4 alcance los 2.400 MW de potencia instalada se procederá a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas. No establece el Real Decreto limitaciones de potencia para el grupo b.5 a efectos de revisiones.

El límite de 2.400 MW es pues un objetivo energético para las minicentrales, muy alejado de los 13.000 MW previstos para los parques eólicos.

Se fija en el Real Decreto que la tarifa media de 2004 es de 0,072072 €/kWh. Con un precio medio del pool de 0,03 €/kWh los importes de venta de la energía son los reflejados en la tabla 1.

En todos los casos es más rentable la opción de prima más incentivo sobre el precio medio del pool, por lo que presumiblemente todas las minicentrales hidroeléctricas elegirán esta opción, ya que es fácilmente previsible la potencia que se va a generar en las próximas 30 horas y se pue-

removed from the 13,000 MW established for the wind parks.

The Royal Decree establishes an average rate of 0.072072 €/kWh for 2004. The energy sales prices are indicated in table 1 for an average pool price of 0.03 €/kWh.

In all cases the most profitable option is that of premium plus incentive over the average pool price and it is therefore to be expected that all the mini hydroelectric plants will go for this option. It is very simple to establish the energy to be generated over the next 30 hours and plants may readily inform the distributor of the same pursuant to that established in the decree for all installations with capacities over 10 MW.

This recent Royal Decree has given stability to the sector as it establishes the tariffs to be received for energy sales over long periods of time and without the risk of retroactive price adjustments. This then allows a clear knowledge of returns on investment which up to now have always been subject to a degree of uncertainty. In this regard the Royal Decree is positive and may well encourage the development of all renewable energies including mini waterworks.

POSSIBILITY OF NEW HYDROELECTRIC POWER STATIONS IN NAVARRA

A Hydroelectric Study of Navarra was published in 1993 which gave a detailed analysis of the possibilities of new plants from an energy perspective. The theoretical hydroelectric potential in Navarra was estimated at 868 MW with a theoretical production of 2,422 GWh/year. A total of 133 new plants were considered with a capacity of 253 MW and an annual production of 993 GWh. This information is reiterated in a forecast contained in the Navarra Energy Plan for 2000 approved by the Commission of Industry, Work, Trade and Tourism of the Navarra Regional Government on 31 January 1996. Out of the total number of projected stations, some 25 plants have been constructed to date.

A further 45 plants could currently be built and offer guaranteed returns. These plants would provide a total capacity of 100 MW and an annual production of 400 GWh which would double current production figures. This additional production would have an annual value of 26,700,000 and would generate a further 4,300,000 in V.A.T., which are by no means insignificant amounts.

In addition to these plants it is necessary to consider those at the Itoiz Dam with a capacity of 50 MW and an annual production of 135 GWh, together with those at the heightened Yesa Dam with a total capacity of 50 MW and where the production will be very much conditioned

TABLA 1/TABLE 1

	Años Years	Tarifa Rate €/kWh	Pool + prima + incentivo Pool+premium+incentive €/kWh
Potencia 10 MW 10 MW capacity	1 a(to) 25 > 25	0,06486 0,05766	0,06604 0,06604
Potencia entre 10 y 25 MW 10 – 25 MW capacity	1 a(to) 15 > 15	0,06486 0,05766	0,06604 0,06604
Potencia entre 25 y 50 MW 25 – 50 MW capacity		0,05766	0,05883



Central de Santacara, en el río Aragón, construida en 1998/
Santacara Power Station on the River Aragón, built in 1998.

de, por tanto, hacer las previsiones de comunicación a la distribuidora que obliga el Real Decreto para todas las instalaciones de potencia superior a 10 MW.

Este reciente Real Decreto ha dado estabilidad al sector ya que fija las tarifas a percibir por la venta de energía en largos plazos de tiempo y sin riesgos de retroaplicaciones de bajadas de precios, lo que permite conocer la rentabilidad que tendrán las inversiones, que, hasta ahora, tenían una cierta incertidumbre. En este sentido el Real Decreto es positivo y puede potenciar el desarrollo de todas las energías renovables incluida la minihidráulica.

POSIBILIDAD DE NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN NAVARRA

En 1993 se redactó un Estudio Hidroeléctrico de Navarra en el que se analizó detalladamente, desde el punto de vista energético, todas las posibilidades de nuevas centrales. El potencial hidroeléctrico teórico de Navarra se estimó en 868 MW con una producción teórica de 2.422 GWh/año. Se consideraron un total de 133 nuevas centrales posibles con una potencia total de 253 MW y 993 GWh de producción

by the reservoir operating system but which may range between 130 and 220 GWh/year.

The construction of new plants is entirely subject to environmental approval and this is very difficult to obtain. In 2003 the Department of the Environment issued Guidelines for the management and sustainable use of water in Navarra. These guidelines considered all aspects of water in great detail with the sole exception of hydroelectric plants. The paper includes statements along the lines that "given the great development of wind energy in this region, it shall not be necessary to build all the hydroelectric infrastructures which were originally considered", though in my opinion these factors do not bear any relation to each other.

The environmental reasons for opposing hydroelectric plants are based on the removal of water by the main channels in the case of plants with deviation channels and the changes in natural flow in the case of reservoir plants. As in many other cases, the environmental criteria purely considers the natural medium and aims to prevent any possible alteration to the same by the plants. This is a complex matter as in the majority of Spanish rivers the so-called natural system does not exist as these are totally

anual. Estos datos se recogieron como previsión, en el Plan Energético de Navarra para el año 2000 aprobado por la Comisión de Industria, Trabajo, Comercio y Turismo del Parlamento Foral de Navarra, en sesión del 31 de enero de 1996. De todas la previstas se han construido hasta la fecha unas 25.

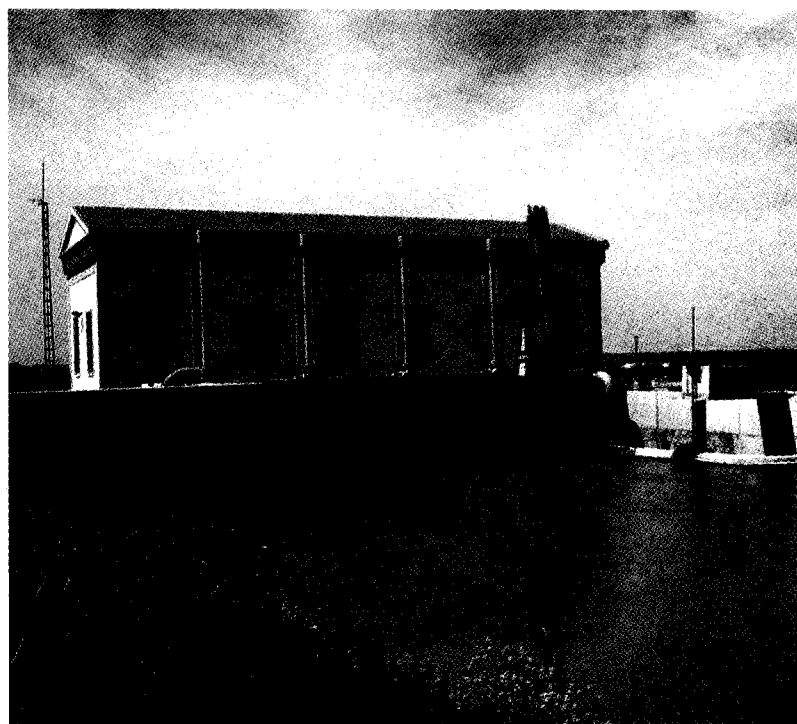
Actualmente podrían construirse, con rentabilidad económica, otras 45, con 100 MW de potencia total y 400 GWh de producción anual, que sería duplicar la producción actual. Esta producción adicional tendría un valor anual de 26.700.000 euros, a los que habría que añadir otros 4.300.000 de IVA, que suponen cantidades importantes.

A estas centrales hay que añadir las de la Presa de Itoiz, con una potencia de 50 MW y 135 GWh/año de producción y las de la Presa de Yesa recrecida con una potencia total de unos 50 MW y cuya producción estará muy condicionada por el régimen de explotación del embalse, pudiendo oscilar entre 130 y 220 GWh/año.

La construcción de nuevas centrales está totalmente condicionada a las necesarias aprobaciones ambientales, que son difíciles de conseguir. El Departamento de Medio Ambiente del Gobierno de Navarra elaboró en el año 2003 unas Directrices para la gestión y el uso sostenible del agua en Navarra en las que analizaban con detalle todos los aspectos del agua, salvo, casualmente, los hidroeléctricos e incluía manifestaciones como que «dado el alto desarrollo de la energía eólica en nuestra Comunidad no se van a construir todas las infraestructuras hidroeléctricas que estaban potencialmente contempladas», sin que, en mi opinión, una cosa tenga nada que ver con la otra.

Las razones ambientales contrarias a las centrales hidroeléctricas son la detracción de caudales en el cauce principal, en el caso de centrales con canal de derivación y la alteración de la circulación natural en el caso de centrales de embalse. Como en muchos otros casos el criterio ambientalista tiene como objetivo el medio natural, evitando las alteraciones causadas por las centrales, que según este criterio suponen degradaciones. El tema es complejo ya que en la mayor parte de los ríos españoles el llamado régimen natural no es tal, al estar totalmente condicionado por los grandes embalses de regulación. Un caso claro es el Ebro, cuyo caudal de estiaje no es el natural sino, en la parte alta, el del desembalse de los pantanos del Ebro (540 Hm³), de Yesa (471 Hm³), Alloz (84 Hm³) etc. y en la baja el de Mequinzenza (1.534 Hm³), Ribaroja (210 Hm³) etc. En una interpretación estrictamente ambientalista los caudales de estiaje procedentes de embalses de regulación no debieran considerarse para determinar el caudal «ecológico», que debiera ser el natural, que incluso sería casi nulo en bastantes ocasiones.

Este criterio ambientalista es contrario a la construcción de las nuevas centrales e incluso al mantenimiento de algunas de las existentes. Mi punto de vista es energético y de creación de riqueza y creo que deberían tenerse criterios



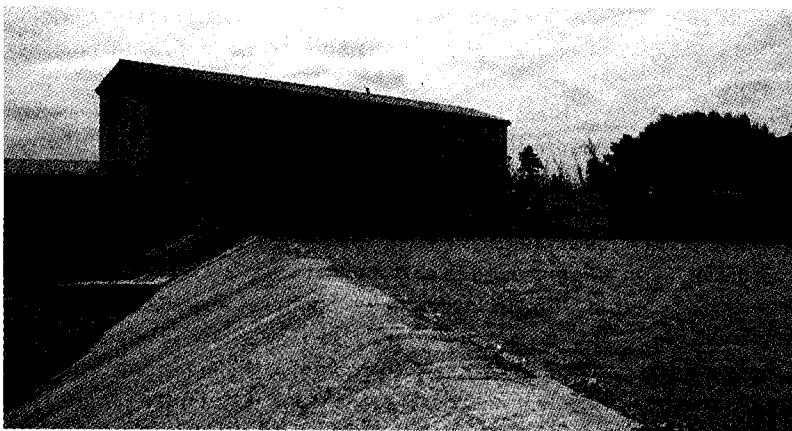
Central de Caparrosa, en el río Aragón, construida en 2000/ Caparrosa Power Station on the River Aragon, built in 2000.

conditioned by large reservoirs. A case in point is the River Ebro where the carry over flow is not a natural flow and is subject at the high waters to the run off from the Ebro (540 Hm³), Yesa (471 Hm³) and Alloz (84 Hm³) reservoirs and at low waters from the Mequinzenza (1,534 Hm³), and Ribaroja (210 Hm³) reservoirs, etc. From a strictly environmental point of view the carry over flows from the reservoirs should not be considered when establishing the ecological flow, and this should be the natural flow which on many occasions would be next to nothing.

This environmental criteria opposes the construction of new plants and even the maintenance of certain existing plants. The author considers these matters from an energy focus and in terms of creating wealth and feels that the environmental criteria should be more in tune with the hydroelectric wealth that may still be generated in Navarra.

ENERGY PRICES AND FUTURE DEVELOPMENT OF MINI POWER STATIONS

Energy under the "special system" is more expensive than the average price in the electricity sector ever since the introduction of the 1980 Act. As we have already indicated, Royal Decree 435/2004 established a premium plus incentive of 0.0366/kwh over the average pool price.



ambientales más acordes con la riqueza hidroeléctrica que todavía puede generarse en Navarra.

PRECIO DE LA ENERGÍA DE LAS MINICENTRALES Y SU DESARROLLO FUTURO

Desde la ley de 1980 la energía en régimen especial se paga a un precio superior al medio de generación del sector eléctrico. Como ya he indicado el Real Decreto 436/2004 establece una prima más incentivo de 0,0366 €/kwh sobre el precio medio del pool.

La energía del régimen especial tiene además el derecho preferente de entrada en al red, pese a que no tiene garantía. El sistema eléctrico tiene que estar dimensionado para cuando no se puede contar con esa energía, es decir que apenas se reduce la necesidad de potencia instalada por la existencia de los 195.182 kW de minicentrales en Navarra, ya que apenas tienen garantía de potencia en os estiajes.

Frente a estos inconvenientes no emiten CO₂, ni otros contaminantes ambientales, ni consumen materias no renovables, crean riqueza repartida en toda Navarra etc.

Existen opiniones económicas en contra de primar a las energías renovables en general y a la minihidráulica en particular. El tema es muy complejo ya que el mundo eléctrico tiene muchos matices de interpretación.

Están por ejemplo la subvención al carbón nacional y el porcentaje sobre la tarifa para el pago de las centrales nucleares que no han entrado en servicio (Valdecaballeros y Lemóniz) en contra de toda idea de la rentabilidad económica. Tampoco se tienen en cuenta todos los costos ambientales de cada solución, habrá que ver la repercusión que lleguen a tener de los acuerdos de Kyoto en cada tipo de energía.

Por otra parte se está usando el mercado eléctrico para solucionar problemas ambientales ajenos a la generación, como son las primas a las plantas de eliminación de purines, a la incineración de basuras urbanas etc. No se entiende porque estos costos no se traducen en un mayor precio de la carne de

Central de Tudela, en el río Ebro, construida en 2002/The Tudela Power Station on the River Duero built in 2002.

Energy under the special system also has the preferential right of supply to the grid in spite of the fact that this is not guaranteed energy. The electricity system has to be scaled in accordance with a regular supply of energy and, as such, the need for installed capacity is scarcely reduced by the presence of the 195,182 kW capacity of the mini power stations in Navarra as there is hardly any guaranteed capacity during low water periods.

In a more positive light, these power plants do not emit carbon dioxide or other harmful pollutants, they do not consume non-renewable materials and they create wealth throughout Navarra.

Certain economists oppose the priority given to renewable energies in general and mini waterworks in particular. The matter is very complex as the electricity sector may be interpreted in many different lights according to each person's perspective.

One may consider the subsidies given to national coal and the surcharge paid for the construction of nuclear power stations which have never started operation (Valdecaballeros and Lemoniz) which goes against all possible ideas of economic yield. In a similar fashion, it is common to ignore all the environmental costs imposed on each solution and, in this regard, it will be interesting to observe the repercussions of the Kyoto agreements on each type of energy.

However, the electricity market is also being employed to solve certain environmental problems beyond the pure generation of energy as is the case of the subsidies given to purine /manure elimination plants or for the incineration of rubbish, etc. It is impossible to comprehend

Central de Tudela, vista interior/Interior view of Tudela Power Station.



cerdo o de la tasa municipal de basuras correspondiente en vez de un mayor costo del kilowatio hora.

Subyace además el hecho de que los combustibles fósiles alguna vez se acabarán (aunque siempre faltan 50 años) y de que, aunque no lo entiendo, se tiene un rechazo a la energía nuclear, quizá por su pecado original de Hiroshima.

El mercado eléctrico está liberalizado, pero en realidad es un oligopolio de pocos productores, situación que durará hasta que haya realmente conexiones eléctricas suficientes con Europa, lo que hace que se tenga que mirar con recelo los precios ofertados al pool.

Si a esto se añade el riesgo político que supone la dependencia energética de los países productores se comprende que sea razonable propiciar energías renovables autóctonas, dentro de unos sobrecostos razonables.

No cabe criticarlos sin considerar el resto de las circunstancias indicadas, no puede buscarse una solución estricta para una parte de un mundo tan complejo.

La solución real es, en mi opinión, seguir propiciando el desarrollo de todas las fuentes de energía y, entre ellas, las renovables, con unas primas que las hagan posibles, sin distorsionar excesivamente el precio final del kilowatio hora medio.

La prima establecida en el Real Decreto 436/2004 para la minihidráulica es, en mi opinión razonable y podría permitir, si no hubiese un criterio ambientalista tan rígido, el desarrollo en Navarra de las 43 centrales que antes he comentado.

De esta forma se conseguiría el aprovechamiento para Navarra de una de sus fuentes autóctonas creando riqueza, que es la base del desarrollo y del bienestar. ■

why this is not reflected by higher pork prices or a raising of municipal rates instead of an increased cost per kilowatt hour.

There is also the underlying fact that fossil fuels will eventually be exhausted (though they are always considered to last a further 50 years) and there is a similar rejection of nuclear energy, that the author does not understand, though which is perhaps based on the original outrage at Hiroshima.

The electricity market has been liberalized, but in all reality is an oligopoly of just a few producers. This situation is likely to remain until there are true and sufficient electricity connections with Europe, which will then imply a certain review of the prices offered to the pool.

If one adds to this the political risk imposed by energy dependency on producer countries, it may then be considered more reasonable to promote domestic renewable energies at a reasonable cost.

The true solution, in my opinion, is the ongoing promotion of all energy sources including renewable energies and with premiums which do not excessively distort the final average kWh price.

The premium established by Royal Decree 436/2002 for mini waterworks is reasonable and, if there were not such a strict environmental criteria, would allow the development of the 43 plants still pending in Navarra.

This would then allow Navarra to harness one of its own energy sources and create wealth which is the cornerstone of development and wellbeing. ■

REFERENCIAS/REFERENCES

- JOSEAN GARRUÉS IRURZÚN. Empresas y empresarios en Navarra. La industria eléctrica 1888-1986.
- LEY 82/1980 sobre Conservación de la energía.

- REAL DECRETO 1217/1981 de Fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales.
- REAL DECRETO 907/1982 de Fomento de la autogeneración de energía eléctrica.
- REAL DECRETO 1544/1982 de Fomento de construcción de centrales hidroeléctricas
- LEY 54/1997 del Sector Eléctrico.

- REAL DECRETO 436/2004 por el que establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- ESTUDIO HIDROELÉCTRICO DE NAVARRA (Energía Hidroeléctrica de Navarra 1993)