

# Z DZIEJÓW ENERGETYKI WODNEJ NA ZIEMIACH POLSKICH – CZĘŚĆ II



FOT. 5 ELEKTROWNIA WODNA DĘBE

Fot. Janusz Steller

**Stulecie uruchomienia najstarszych polskich elektrowni wodnych – EW Struga i EW Kamienna – stało się w roku 1998 okazją do uroczystej sesji Towarzystwa Elektrowni Wodnych oraz opracowania monografii „100 lat energetyki wodnej na ziemiach polskich” pod redakcją mgra inż. Jerzego Spoza [1]. Materiały zawarte w tej monografii są kanwą artykułu przeglądowego, którego pierwsza część ukazała się w poprzednim numerze Energetyki Wodnej<sup>1</sup>. Omówiono w niej rozwój energetyki wodnej na ziemiach należących dziś do państwa polskiego do wybuchu II wojny światowej.**

**W** przededniu tragicznego września 1939 roku na przyznanych później Polsce terenach III Rzeszy funkcjonowały już liczne zawodowe elektrownie wodne. Liczba i moc elektrowni na terenie II Rzeczypospolitej była znacznie mniejsza, lecz od 4 lat trwała budowa EW Rożnów (50 MW). Rozpoczęto też budowę stopnia Czchów z elektrownią o mocy 8 MW. Po wyjściu z wielkiego kryzysu rozwój gospodarczy kraju nabrał tempa i w planach były już kolejne projekty hydroenergetyczne.

## W POLSKIEJ RZECZPOSPOLITEJ LUDOWEJ

Krótko przed zakończeniem II wojny światowej moc zainstalowana w elektrowniach wodnych, które w następstwie wojny znalazły się na terytorium państwa polskiego, przekraczała 250 MW. Około 50 % tej mocy pochodziło z dwóch dużych elektrowni: EW Rożnów (50 MW) i EW Dychów (75 MW). Zniszczenia infrastruktury hydrotechnicznej

energetyki wodnej okazały się niewielkie. Niemniej, w wyniku demontażu niektórych urządzeń przez wycofujące się siły niemieckie, dewastacji niektórych obiektów w trakcie i bezpośrednio po działaniach wojennych, a przede wszystkim wskutek akcji reparacyjnej podjętej przez władze radzieckie na zajętych terytoriach III Rzeszy, w roku 1945 moc ta uległa radykalnemu zmniejszeniu. Największy uszczerbek wynikał ze skutecznego unieruchomienia 2 hydrozespołów EW Rożnów przez siły niemieckie oraz z wywiezienia wszystkich hydrozespołów EW Dychów na terytorium Związku Radzieckiego. O ile odzyskanie pełnej mocy EW Rożnów wymagało tylko zainstalowania 2 nowych regulatorów turbin, co nastąpiło już w roku 1946, o tyle wznowienie pracy EW Dychów okazało się możliwe dopiero po usunięciu zniszczeń i instalacji podstawowego wyposażenia technologicznego. W pierwszym okresie (1946-1949) odbudową kierował inż. A. Hoffmann [9]. Ostatecznie w elektrowni zainstalowano turbiny i generatory wykonane odpowiednio w zakładach LMZ oraz Elektrosiła w Leningradzie (dziś: St. Petersburg).

W latach 1951-52 uruchomiono hydrozespoły nr 1 i 3, zaś w roku 1961 – hydrozespół nr 2. Rok później, na drugim końcu Polski, uruchomiono EW Myczkowce (8 MW).

Można przyjąć umownie, że uruchomienie ostatniego hydrozespołu EW Dychów zakończyło nie tylko okres odbudowy energetyki wodnej na terenie powojennej Polski, ale także realizacji inwestycji przerwanych wskutek działań wojennych. Łączna moc zainstalowana elektrowni wodnych osiągnęła wartość 311 MW, z czego 79,5 MW przypadało na EW Dychów. Uruchomiono też szereg zupełnie nowych obiektów, w tym EW Wały na Odrze (9,7 MW) oraz EW Smukała (4 MW) i Koronowo (26 MW) na Brdzie. Projektowaniem dwóch pierwszych obiektów zajmowało się Warszawskie Biuro Projektów Siłowni Wodnych. Elektrownie Myczkowce, Koronowo i uruchomioną w 1962 roku EW Tryszczyn na Brdzie projektowało BSiPE ENERGOPROJEKT z Warszawy. Od pierwszej połowy lat pięćdziesiątych trwała też budowa stopni wodnych z elektrowniami w Dąbiu na Wiśle oraz w miejscowości Dębe na Narwi.

<sup>1</sup> Steller J.: Z dziejów energetyki wodnej na ziemiach polskich – część 1., Energetyka Wodna, 4/2013, s. 31-35.

Stopnie zostały zaprojektowane przez Biuro Projektów Siłowni Wodnych i warszawski „Energoprojekt”. Dostawcą turbin wodnych na początku lat 50. XX w. była firma Voith St Pölten z Austrii okupowanej wówczas przez wojska radzieckie. Później rolę tę przejmują firmy Ganz Mavag (Węgry) i ČKD Blansko (Czechosłowacja). Ta ostatnia firma utrzymała pozycję wiodącego dostawcy na rynku polski aż do transformacji ustrojowej.

Na początku lat 60. XX w. daleko zaawansowane były kompleksowe studia nad dalszym rozwojem energetyki wodnej w Polsce. Do najważniejszych należą prace zespołu prof. A. Hoffmanna, pod którego kierunkiem opracowano „teoretyczny i techniczny kataster sił wodnych Polski”. Opracowaniem objęto wszystkie rzeki lub ich odcinki o potencjale jednostkowym przekraczającym 100 kW/km. Uzyskany wynik wskazywał na potencjał teoretyczny 23 TWh/rok oraz potencjał techniczny bliski 12 TWh/rok. Około połowa tego potencjału (6177 GWh/rok) okazuje się być związana z Wisłą, duży potencjał reprezentują też jej dopływy prawobrzeżne, w tym Dunajec (814 GWh/rok), San (714 GWh/rok) i Bug (309 GWh/rok). Potencjał hydroenergetyczny Odry jest zdecydowanie niższy od potencjału Wisły i wynosi około 10% potencjału krajowego (1273 GWh/rok). Niektórzy specjaliści uważają, że w ciekach nieuwzględnionych w katastrze tkwi potencjał techniczny wynoszący 1,7 TWh/rok. Autorowi nie są jednak znane prace dokumentujące tę ocenę.

Niezależnie od prac nad oceną potencjału hydroenergetycznego Polski prowadzone były też zaawansowane studia projektowe dotyczące konkretnych przedsięwzięć. Już w roku 1945 przedstawiono koncepcję zabudowy Wisły 41 stopniami wodnymi o łącznej mocy 1203 MW i produkcji rocznej 5244 GWh [10], a w latach 1956-57 CBSiPBW Hydroprojekt - działając we współpracy z PAN - przygotowało koncepcję Kaskady Dolnej Wisły obejmującą wraz ze stopniem Warszawa Północ 9 stopni o łącznej mocy 820 MW [11]. To samo biuro opracowało w latach 50. XX w. projekt Kaskady Dolnego Bugu, na podstawie którego zrealizowano tylko stopień Dęba na odcinku końcowym, uznawanym dziś za część Narwi. W tym samym czasie opracowano też projekty koncepcyjne kaskady Sanu, która – łącznie z Soliną i Myczkowcami – miała liczyć 17 stopni, oraz kaskady Wisłoka, składającej się z 10 stopni [12, 13].

A w roku 1960 rozpoczęły się prace przy budowie EW Solina z najwyższą w Polsce zaporą o wysokości 81,8 m.

Dziesięciolecie między rokiem 1961 a 1971 to okres burzliwego rozwoju polskiej energetyki wodnej, charakteryzujący się podwojeniem jej mocy zainstalowanej w elektrowniach pracujących na dopływie naturalnym oraz uruchomieniem pierwszej klasycznej elektrowni pompowej (rys. 4). Do ważnych obiektów uruchomionych w tym czasie należą EW Myczkowce na Sanie (8 MW), EW Dęba na Narwi (20 MW) i EW Tresna

*Dziesięciolecie między rokiem 1961 a 1971 to okres burzliwego rozwoju polskiej energetyki wodnej, charakteryzujący się podwojeniem jej mocy zainstalowanej w elektrowniach pracujących na dopływie naturalnym oraz uruchomieniem pierwszej klasycznej elektrowni pompowej.*

na Sole (21 MW). Okres ten kończą uruchomienia największych polskich elektrowni wodnych pracujących na dopływie naturalnym - EW Solina na Sanie (136 MW) w roku 1969 [12] i EW Włocławek na Wiśle (160,2 MW) w roku 1970 – oraz pierwszej klasycznej elektrowni pompowej zlokalizowanej w miejscowości Żydowo na Pomorzu (150 MW) w roku 1970.

Dokumentacja projektowa zapory i elektrowni w Solinie została opracowana w BSiPE ENERGOPROJEKT w Warszawie, który przejął zlikwidowane w 1958 roku Warszawskie

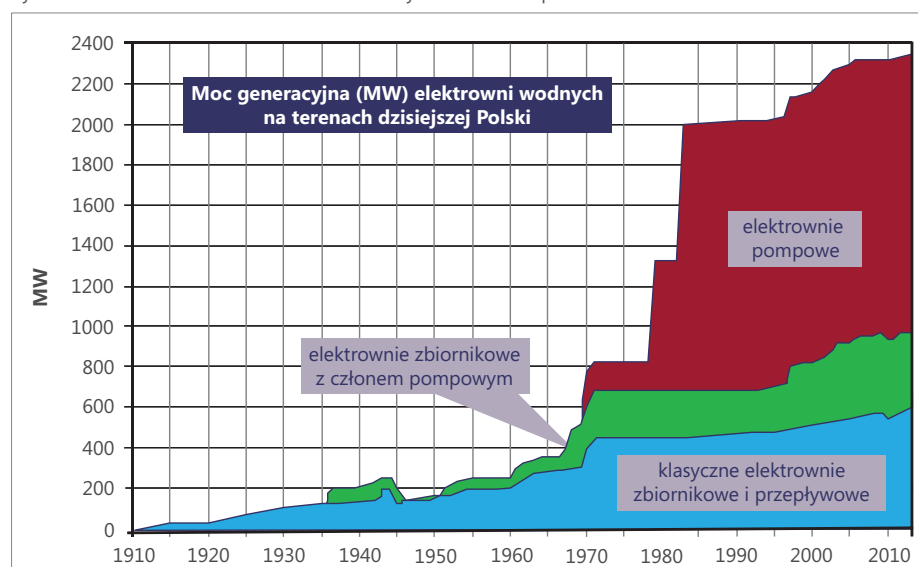
Biuro Projektów Siłowni Wodnych. Budowę stopnia prowadziło przedsiębiorstwo ZEW Solina-Myczkowce w Budowie z inż. Michałem Chwiejem jako dyrektorem. Prototypowe pompoturbiny (2 x 20 MW) oraz klasyczne turbiny wodne Francisa (2 x 48 MW) zostały dostarczone przez firmę ČKD Blansko. Hydrogeneratory pochodziły z dostawy Škoda Pilzno.

Dokumentacja stopnia wodnego Włocławek (fot. 6) opracowana została przez HYDROPROJEKT Warszawa-Włocławek we współpracy z biurami projektowymi ENERGOPROJEKT i TRANSPROJEKT. Inwestorem był Centralny Urząd Gospodarki Wodnej, w imieniu którego inwestycję poprowadził Zarząd Inwestycji Budowy Kaskady Dolnej Wisły we Włocławku. Elektrownię wyposażono w 6 hydrozespołów z turbinami Kaplana produkcji Charkowskich Zakładów Turbinowych (ChTZ) oraz generatorami z dostawy Uralelektrotiazmasz w Swierdłowsku (dziś: Niżnyj Nowgorod).

Projektując elektrownię pompową Żydowo wykorzystano dogodnie położenie jezior Kwiecko i Kamienne na środkowym Pomorzu. Jeziora te wykorzystano w charakterze naturalnych zbiorników elektrowni zapewniających spadek około 80 m. Elektrownię wyposażono w dwa hydrozespoły odwracalne o mocy po 50 MW i jeden hydrozespół z klasyczną turbiną Francisa tej samej mocy. Podobnie, jak w przypadku Soliny, dostawcą maszyn hydraulicznych było ČKD Blansko, zaś hydrogeneratorów - Škoda Pilzno.

Po kryzysie politycznym z grudnia 1970 r. i przejściu władzy przez ekipę Edwarda Gierka polityka gospodarcza Polski uległa

Rys. 4 Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych na ziemiach polskich w latach 1910-2012



Źródło: opracowanie własne





FOT. 6 EW WŁOCŁAWEK

Źródło: ENERGA Wytwarzanie Sp. z o.o.

zmianie. Rozpoczął się okres ekstensywnego rozwoju kraju i szybkiego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, co w końcu doprowadziło do deficytu mocy w sieci. Stało się tak, mimo podjęcia poważnych inwestycji w energetyce ciepłej, którą zamierzano rozwijać nie tylko w oparciu o krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, ale również o technologię jądrową. Zdając sobie sprawę z ograniczonego potencjału hydroenergetycznego kraju, uznano od początku, że rola energetyki wodnej w systemie elektroenergetycznym polegać będzie przede wszystkim na usługach systemowych, a zwłaszcza na utrzymywaniu stałej częstotliwości i napięcia sieci poprzez kompensację fluktuacji obciążenia w dolinach nocnych i w godzinach szczytu oraz na zapewnieniu rezerwy mocy w sytuacjach awaryjnych. W istniejących okolicznościach oznaczało to celowość podjęcia budowy kolejnych z 10 planowanych elektrowni szczytowo-pompowych. W rezultacie doprowadzono do uruchomienia elektrowni Porąbka-Żar (500 MW) w Beskidzie Małym, doprowadzono budowę EW Żarnowiec (680 MW) na Pomorzu Gdańskim do fazy końcowej oraz poważnie zaawansowano budowę EW Młoty (750 MW) w pobliżu Bystrzycy Kłodzkiej. Kierując się głównie koniecznością zapewnienia ochrony przeciwpowodziowej już w roku 1971 podjęto decyzję o budowie zbiornika wodnego w pobliżu Czorsztyna na Dunajcu z elektrownią pompowo-szczytową zgodnie z założeniami zatwierdzonymi rok wcześniej przez Centralny

Urząd Gospodarki Wodnej. Przygotowania do budowy kolejnego stopnia na Dolnej Wiśle podjęto dopiero pod koniec dekady po zatwierdzeniu opracowanego w latach 1963-72 programu pn. „Projekt kompleksowego rozwoju systemu wodnego rzeki Wisły” (tzw. program Wisła). W ramach tego projektu oraz późniejszych studiów HYDROPROJEKTU i ENERGOPROJEKTU zakładano budowę 20 do 25 elektrowni w trzech kaskadach o łącznej mocy 2040 MW i produkcji rocznej 6142 GWh. W pierwszym rządzie przewidywano budowę Kaskady Dolnej Wisły z 8 stopniami o łącznej mocy

*Po zakończeniu budowy EW Żarnowiec w 1983 roku nastąpił dla tzw. wielkiej energetyki wodnej kilkusetletni okres zastoju.*

zainstalowanej 1339 MW i produkcji rocznej 4 293 GWh [14]. Kaskada miała tworzyć strukturę wielozadaniową służącą celom energetycznym (zwłaszcza regulacji sieci podczas pracy w systemie przewalowym), transportowi rzeczemu, ochronie przeciwpowodziowej i retencji wody. Równolegle przewidywano budowę licznych oczyszczalni ścieków wzdłuż rzeki oraz rozważano budowę elektrowni ciepłych przy powstałych zbiornikach z możliwością zaopatrzenia w paliwo drogą wodną. Kaskada miała być inwestycją samofinansującą się z przychodów przynoszonych przez wybudowane już

stopnie. Celem realizacji inwestycji powołano przedsiębiorstwo ZEW Dolna Wisła w Budowie z inż. Stanisławem Cicholskim, jako jej dyrektorem naczelnym. Zakładano, że elektrownia przy każdym kolejnym stopniu wyposażona będzie w 6 hydrozespołów rurowych. Rozważano zarówno dostawy z firm Escher Wyss, Voest Alpine i Neyrpic<sup>2</sup>, jak i uruchomienie produkcji licencyjnej w zakładach ZAMECH w Elblągu [14].

Pośród wszystkich tych ambitnych zamierzeń, w dekadzie gierkowskiej udało się doprowadzić do końca jedynie budowę elektrowni pompowej Porąbka-Żar (fot. 7). Jest to do dziś elektrownia o najwyższym w Polsce spadzie (440 m), z halą maszyn w kawernie wydrążonej w masywie góry Żar, na której szczycie zbudowano zbiornik górny. Zbiornikiem dolnym jest Jezioro Międzybrodzkie utworzone przez spiętrzenie wód Soły zaporą w Porąbce. Elektrownię wyposażono w 4 pompoturbiny konstrukcji nieistniejącej już firmy brytyjskiej Boving (wyprodukowane we współpracy z ČKD Blansko) oraz silnikogeneratory produkcji General Electric i DOLMEL Wrocław.

Liczne błędy, a przede wszystkim woluntarystyczne zarządzanie wielkimi inwestycjami i procesami gospodarczymi, doprowadziły w drugiej dekadzie lat siedemdziesiątych

<sup>2</sup> Wszystkie te firmy działają dziś pod innymi nazwami. Po licznych transformacjach dwie pierwsze wchodziły w skład grupy Andritz Hydro, zaś ostatnia tworzy trzon hydroenergetyczny grupy Alstom.



XX w. do nadmiernego zadłużenia kraju i narastającego niedoboru dóbr konsumpcyjnych. Efektem był wybuch niezadowolenia społecznego w roku 1976 i powstanie zorganizowanych struktur opozycji demokratycznej, dążącej do zmiany ustrojowej. Bezpośrednią konsekwencją doniosłych wydarzeń sierpnia 1980 roku okazało się nie tylko odsunięcie ekipy Edwarda Gierka od władzy, ale również wyhamowanie wielu procesów inwestycyjnych, w tym – dalszego rozwoju zawodowej energetyki wodnej. W ramach tych działań wstrzymano zarówno budowę EW Młoty, jak i realizację programu „Wisła”.

Budowa EW Żarnowiec była w tym czasie już na tyle zaawansowana, że rok później można było rozpocząć pierwsze próby ruchowe, a w roku 1983 oddać cały obiekt do eksploatacji. Elektrownia wyposażona została w cztery pompoturbiny produkcji ČKD Blansko oraz silnikogeneratory produkcji Elektrotiazmasz z Charkowa. Obiekt usytuowano na południowo-wschodnim skraju Jeziora Żarnowieckiego stanowiącego jednocześnie zbiornik wody dolnej elektrowni. Zbiornik górny o powierzchni 135 ha usytuowano na szczycie sąsiadującego z jeziorem wzgórza morenowego. Priorytetowe znaczenie tej inwestycji wynikało nie tylko z dużego zapotrzebowania na moc regulacyjną i interwencyjną pod koniec lat 70. XX w., ale również z budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej, prowadzonej po przeciwnej stronie jeziora. Elektrownia jądrowa i wodna miały tworzyć zespół, w którym EW Żarnowiec byłaby członem regulacyjnym. Jak wiadomo, mimo poniesionych nakładów finansowych i włożonego wysiłku, od budowy elektrowni jądrowej odstąpiono na początku lat 90. XX w. pod silnym naciskiem organizacji proekologicznych, które już wtedy dawały znać o swoich wpływach.

Po zakończeniu budowy EW Żarnowiec nastąpił dla tzw. wielkiej energetyki wodnej kilkunastoletni okres zastoju, w którym przy dużych trudnościach finansowych i silnym sprzeciwie ujawniających się stopniowo organizacji proekologicznych prowadzono tylko budowę zespołu zbiorników Czorsztyn-Niedzica (fot.8). Realizowano w ten sposób zamierzenia sięgające jeszcze czasów prof. G. Narutowicza. Ostatecznie ruch elektrowni przeprowadzono w roku 1996, a w połowie 1997 roku oddano do eksploatacji zespół zbiorników łącznie



FOT. 7 ZBIORNIK GÓRNY ELEKTROWNI POMPOWEJ PORĄBKA-ZAR

Źródło: PGE Energia Odnawialna SA

z wszystkimi urządzeniami towarzyszącymi. Ponieważ wydarzeniu temu towarzyszyło przejście fali kulminacyjnej wody tysiącletniej, wyrażano opinię, że inwestycja ta spłaciła się w ciągu jednego dnia chroniąc dolinę Dunajca przed niespotykaną dotąd powodzią. Elektrownia Wodna Niedzica została wyposażona w 2 hydrozespoły o mocy po 46 MW z pompoturbinami typu Deriaza zamówionymi jeszcze w 1978 roku w firmie ČKD Blansko oraz silnikogeneratorami pochodzącymi z dostawy Škoda Pilzno. Obiekt pozostaje do dziś ostatnią dużą elektrownią

wodną zbudowaną w powojennej Polsce. Liczba klasycznych elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW pozostaje niezmienną od roku 1970 (tabela 1).

Mimo zatrzymania programu „Wisła” oraz programu budowy kolejnych elektrowni pompowych, związane z nimi zagadnienia stały się w latach osiemdziesiątych XX w. przedmiotem studiów w ramach programów badawczo-rozwojowych PR-8 oraz CPBR 5.1 pod wspólną nazwą „Kompleksowy rozwój energetyki”. Liczono wciąż



FOT. 8 WIDOK Z ZAMKU W NIEDZICY NA ZAPORĘ I ZAMKI WODNE EW NIEDZICA. W GŁĘBI: ZBIORNIK DOLNY Z UJĘCIEM WODY DLA EW SROMOWCE

Fot. J. Bühler

jeszcze na wznowienie budowy Kaskady Dolnej Wisły. Do roku 2020 przewidywano też budowę 5 elektrowni pompowo-szczytowych o łącznej mocy 4490 MW (EW Młoty, Rożnów II, Kadyny, Niewistka, Sobel) [15]. Zbiornikami dolnymi dla elektrowni Rożnów II (700 MW) i Sobel (1000 MW) miały być jeziora zaporowe na Dunajcu, gdzie planowano również uruchomienie elektrowni klasycznej Dunajec III o mocy 150 MW. Elektrownia Niewistka (700 MW) miała korzystać z jeziora zaporowego kaskady Sanu, zaś zbiornikiem wody dolnej dla elektrowni Kadyny (1040 MW) miał być Zalew Wiślany. W pracach nad tymi i innymi projektami lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX w. aktywnie uczestniczyli przedstawiciele warszawskiego ENERGOPROJEKTU – Ryszard Malinowski, Mieczysław Przekwas, Andrzej Sowiński, Edward Binkiewicz i inni.

Jak wiadomo, poza EW Niedzica żadna z wielkich inwestycji rozpatrywanych jeszcze na przełomie lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych ub. wieku nie doczekała się realizacji, a podejmowana przez koncern ENERGA próba budowy pojedynczego stopnia poniżej zapory we Włocławku napotyka dziś z jednej strony zdecydowany opór ze strony pozarządowych organizacji proekologicznych i wspierających je mediów (również publicznych), a z drugiej - brak należytego wsparcia ze strony rządowej. Zwraca uwagę odmienne stanowisko społeczności lokalnych, silnie zainteresowanych ożywieniem gospodarczym w dolinie Wisły.

Ten nieswoły obraz stagnacji rozświetlają w ograniczonej mierze kroki podjęte celem odtworzenia oraz rozwoju sektora małej energetyki wodnej, a zwłaszcza jego części

niepublicznej. W następstwie ogólnostanowowego kryzysu energetycznego pierwszej połowy lat siedemdziesiątych XX w., a następnie deficytu mocy w krajowej sieci elektroenergetycznej, już w roku 1974 zaniechano zamykania małych zawodowych elektrowni wodnych, których eksploatacja okazywała się nierentowna. Jednym z argumentów były druzgocące skutki wyłączeń zasilania elektrycznego dobrze rozwijających się ferm drobiu i ogrodnictw zlokalizowanych często na peryferyjnych obszarach sieci. W drugiej połowie lat siedemdziesiątych XX w. zagadnienia małej energetyki wodnej pojawiły się w centralnie sterowanych międzyresortowych programach badawczo-rozwojowych, a w roku 1981 zapalone zostało „zielone światło” dla rozwoju niepublicznego sektora MEW w postaci uchwały Rady Ministrów nr 192 „w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej” [16]. Wiadomo, że inicjatorem tej uchwały był ówczesny specjalista ds. energetyki wodnej w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki, mgr inż. Marian Hoffmann, syn niezjącego już prof. A. Hoffmanna oraz założyciel i długoletni prezes Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. Efektem zmiany nastawienia władz centralnych do rozwoju MEW było wprowadzenie do programu rządowego PR-8 prac nad inwentaryzacją stopni wodnych nadających się do wykorzystania energetycznego. Inwentaryzację taką przeprowadziło w latach 1980-1983 BSPIE ENERGOPROJEKT [15,17]. W jej rezultacie wytypowano 1026 istniejących i planowanych stopni piętrzących pozwalających na instalację małych elektrowni wodnych o łącznej mocy 200 MW i produkcji rocznej około 1000 GWh. Do programu PR-8, a następnie CPBR 5.1 wprowadzono również

kompletację typowego wyposażenia elektromechanicznego MEW. Prace obejmowały wdrożenie do produkcji krajowej nowych typoszeregów turbin przeznaczonych dla małej energetyki wodnej, a także urządzeń pomocniczych. Ostatecznie opracowano m.in. 2 typoszeregi turbin o przepływie poprzecznym (Banki-Michella) i 3 typoszeregi turbin rurowych [18]. Kolejne konstrukcje powstawały w ramach projektów badawczych realizowanych już po transformacji ustrojowej w latach 1989-1991. Wśród licznych zaangażowanych ośrodków naukowych i badawczo-rozwojowych wymienić należy w pierwszym rzędzie Instytut Energetyki, Politechnikę Gdańską i Instytut Maszyn Przepływowych PAN, na których spoczywały również obowiązki koordynacyjne. Z ośrodkami tymi współpracowały między innymi GBPISE ENERGOPROJEKT, przedsiębiorstwa energetyki zawodowej oraz związane z energetyką przedsiębiorstwa, takie jak ZRE Gdańsk, DOZAMET Nowa Sól, EMIT Żychlin, ELMOR Gdańsk, DOLMEL Wrocław, OBR CHEMKOP. Ze strony resortu energetyki prace nadzorował mgr inż. M. Hoffmann.

Efekty podjętych wysiłków nie od razu były widoczne. W ciągu 40 lat warunki ekonomiczne, a zwłaszcza niska cena energii elektrycznej, oraz państwowa doktryna o wyższości własności uspołecznionej nad własnością prywatną doprowadziły praktycznie do likwidacji zdecydowanej większości prywatnych zakładów hydroenergetycznych. Z 6330 zakładów czynnych jeszcze w roku 1953, na początku lat 80. XX w. użytkowano jedynie 300 obiektów, z których tylko kilkadziesiąt było wyposażonych w turbiny wodne. W 4 lata po wejściu w życie uchwały nr 192 czynnych było wciąż tylko 12 prywatnych elektrowni wodnych [17,18]. Turbiny pochodziły zwykle z odzysku, czasem były to turbiny Francisca porzucone dziesiątki lat wcześniej. Mimo to, już w roku 1990 było takich obiektów 67, a ponad 100 znajdowało się w budowie. Na straży interesów właścicieli i inwestorów stało powołane w 1988 roku Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW).

### W III RZECZPOSPOLITEJ

Transformacja ustrojowa przyniosła urealnienie cen energii i sprawiła, że na rynku pojawili się zagraniczni dostawcy wyposażenia elektrowni wodnych – wśród nich wytwórcy turbin i kompaktowych hydrozespołów rurowych dla sektora MEW: Mavel, Mecamidi, Gugler, Kössler, a niedawno także



FOT. 9 NISKOSPADOWA ELEKTROWNIA WODNA LUBOSZYCE  
WYPOSAŻONA W HYDROZESPOŁ ZŁ ZE SRUBA ARCHIMEDESA

Fot. Janusz Steller



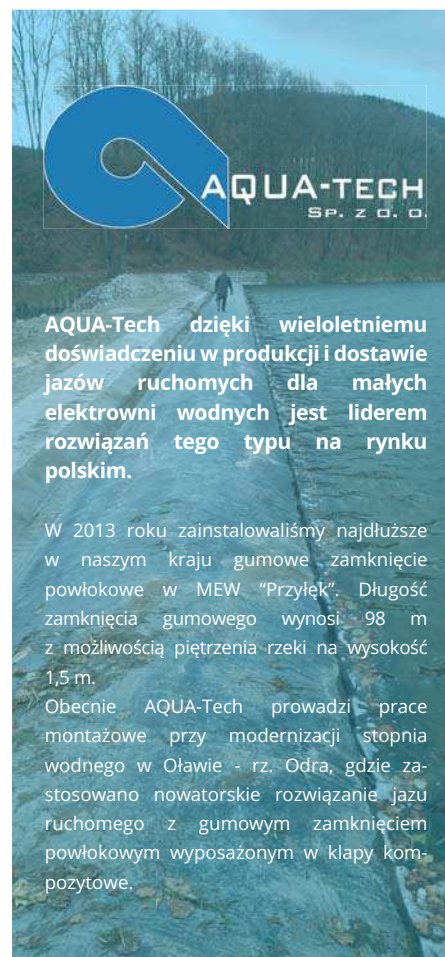
Gess. Obok funkcjonujących już od dłuższego czasu krajowych wytwórców turbin wodnych, takich jak ZRE Gdańsk, czy Wodel (niegdyś DOZAMET Nowa Sól), uaktywnili się i inni krajowi dostawcy, m.in. Gajek Engineering Group (GEG), MEW Sc, WTW, Dr Ząber, czy Hydrex. Firma GEG skutecznie dziś konkuruje z Mavelem, jako wiodącym dostawcą turbin rurowych. Wzrosła też liczba doświadczonych biur projektowych i firm oferujących budowę elektrowni „pod klucz”. Ostatnio do grupy liczących się krajowych dostawców hydrozespołów dla MEW dołączyła również Hydroergia oferująca niewielkie hydrozespoły rurowe typu straflo, z generatorami z magnesami trwałymi, pozwalającymi na pracę ze zmienną szybkością obrotową.

*Odejście od pracy szczytowej i podszczytowej oraz od pracy w systemie ARCzM w zdecydowanej większości polskich elektrowni wodnych, a także wysokie ceny zielonych certyfikatów, sprawiły, że podstawowym kryterium dla ustalania zasad prowadzenia ruchu stała się maksymalizacja produkcji energii elektrycznej.*

Już w 1995 roku liczba prywatnych elektrowni wodnych sięgnęła 235 instalacji, a moc zainstalowana wzrosła z 4,5 MW w roku 1991 do 17 MW w roku 1995, by osiągnąć wartość 44 MW z końcem dekad. Z czasem zaczęły pojawiać się obiekty o mocy sięgającej kilku megawatów. W pierwszej połowie lat 90. XX w. inwestycje modernizacyjne i odtworzeniowe, a następnie budowę nowych obiektów podjął również sektor publiczny. Szczególnie znaczące działania tego rodzaju przeprowadzono w latach 90. ub. wieku w Zespole Elektrowni Wodnych Dychów wchodzącym w skład spółki ESP SA (obecnie PGE Energia Odnawialna). W rezultacie już w tym czasie można obserwować systematyczny przyrost mocy zainstalowanej w klasycznych elektrowniach przepływowych i zbiornikowych (rys. 4). W latach 1995-2013 średnie tempo tego przyrostu wynosiło około 5,8 MW/rok. W drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych XX w., kiedy to oddano ostatecznie do eksploatacji zespół zbiorników Czorsztyn-Niedzica, doszło też do wznowienia procesów inwestycyjnych w tzw. wielkiej energetyce wodnej. Z powodu spadku zaintere-

sowania usługami systemowymi, a także bardzo już silnymi wpływami środowisk proekologicznych, sankcjonowanymi coraz bardziej rygorystycznymi regulacjami prawno-administracyjnymi, nie udało się już powrócić do żadnego z wielkich projektów wstrzymanych u progu lat osiemdziesiątych XX w. Siły i środki skierowano na modernizację z ewentualnym zwiększeniem mocy istniejących obiektów. Jeszcze w latach 90. ub. wieku w wielu elektrowniach przystąpiono do instalacji nowych układów nadzoru i sterowania. Podstawowe wyposażenie technologiczne, łącznie z układami przepływowymi maszyn hydraulicznych, zmodernizowano w latach następnych, m.in. w EW Rożnów, Żarnowiec, Myczkowce, Solina, Dębe, Dychów, Żur i w wielu innych. Dostawcami nowych układów przepływowych turbin i pompoturbin były: firma Escher Wyss występująca pod nazwą swoich kolejnych właścicieli (Sulzer, VATech, Andritz), grupa Voith Hydro, firmy powstałe z rozpadu dawnego ČKD Blansko (ČKD Strojirny i ČBE) oraz ZRE Gdańsk. W roku 2013 zakończono uroczyste modernizację ESP Żydowo. Równolegle, już od wielu lat prowadzone są modernizacje wielu mniejszych obiektów obejmujące bardzo często wymianę przestarzałych niskospadowych turbin Francisa na kompaktowe hydrozespoły z turbinami rurowymi. Hydrozespoły rurowe instalowane są również w większości nowych obiektów niskospadowych. Wyhodując naprzeciw rosnącym wymaganiom ekologicznym inwestorzy małych elektrowni tego rodzaju coraz częściej sięgają po rozwiązania niekonwencjonalne, w tym hydrozespoły ze śrubami Archimedes'a (fot. 9), a także hydrozespoły VLH produkowane przez francuską firmę MJ2<sup>3</sup> [19]. Jak wskazują liczne badania, oba rozwiązania są przyjazne dla ryb spływających w dół rzeki. Inwestycje poczynione w ciągu ostatniego dwudziestolecia sprawiły, że od przemiany ustrojowej moc zainstalowana w polskiej hydroenergetyce wzrosła o blisko 340 MW i pod koniec 2013 roku wynosiła blisko 2350 MW. Prawie cały ten przyrost związany jest z obiektami zaliczanymi do sektora OZE (Odnawialnych Źródeł Energii), lecz tylko 120 MW przypada na klasyczne elektrownie wodne. Przyrost mocy instalowanej w hydroenergetyce klasycznej wynika prawie całkowicie z inwestycji w nowe małe elektrownie wodne. Produkcja nor-

<sup>3</sup> Nazwa firmy pochodzi od imion twórców tej wysoce innowacyjnej i zaawansowanej technologicznie konstrukcji – Marca Leclerca i Jacquesa Fonkenella.



**AQUA-Tech dzięki wieloletniemu doświadczeniu w produkcji i dostawie jazów ruchomych dla małych elektrowni wodnych jest liderem rozwiązań tego typu na rynku polskim.**

W 2013 roku zainstalowaliśmy najdłuższe w naszym kraju gumowe zamknięcie powłokowe w MEW „Przyłęk”. Długość zamknięcia gumowego wynosi 98 m z możliwością piętrzenia rzeki na wysokość 1,5 m.

Obecnie AQUA-Tech prowadzi prace montażowe przy modernizacji stopnia wodnego w Oławie - rz. Odra, gdzie zastosowano nowatorskie rozwiązanie jazu ruchomego z gumowym zamknięciem powłokowym wyposażonym w kłapy kompozytowe.



Więcej informacji znajdą Państwo na naszej stronie internetowej:

[www.aqua-tech.info.pl](http://www.aqua-tech.info.pl)

AQUA-Tech Sp. z o.o.  
ul. Plonów 21  
41-200 Sosnowiec

tel. 32 441 77 17 | kom. 602 121 128

Tab.1 Krajowe elektrownie wodne o mocy powyżej 5 MW wg stanu na koniec 2013 roku<sup>4</sup>

Lp.	Elektrownia	Typ	Rzeka/ zb. naturalny	Rok uruchom.	Moc MW	Produkcja GWh	Właściciel/ Operator
1.	Żarnowiec	pompowa	Jezioro Żarnowieckie	1983 2009	680 716	1413 347,3	PGE EO
2.	Żar-Porąbka		Soła	1979	500	511 157,2	PGE EO
3.	Żydowo		J. Kwiecko/ J. Kamienne	1970-71 2013	152 162	172 45,9	Energa Wytwarzanie
4.	Solina	z członem pompowym	San	1969 2003	136 199	105 112,5	PGE EO
5.	Niedzica		Dunajec	1997	92	87,2	ZEW Niedzica SA
6.	Dychów		Bóbr	1936 2007	75 90	51 67,7	PGE EO
7.	Włocławek	klasyczna zbiornikowa/ przepływowa	Wisła	1970-71	160	847,1	Energa Wytwarzanie
8.	Rożnów		Dunajec	1941-43	50	148,3	Tauron Ekoenergia
9.	Koronowo		Brda	1960-61	26	46,8	ENEA Wytwarzanie
10.	Tresna		Soła	1967	21	29,6	PGE EO
11.	Dębe		Narew	1963	20	117,2	PGE EO
12.	Porąbka		Soła	1953	13	24,7	PGE EO
13.	Wały Śląskie		Odra	1958	9,7	45,7	Tauron Ekoenergia
14.	Myczkowce		San	1962	8,3	34,2	PGE EO
15.	Czchów		Dunajec	1951-54	8,1	40,0	Tauron Ekoenergia
16.	Żur		Wda	1929	8,0	12,3	ENEA Wytwarzanie
17.	Pilchowice I		Bóbr	1912	7,5	30,4	Tauron Ekoenergia
18.	Bielkowo	Radunia	1925	6,7	14,8	Energa Wytwarzanie	
Elektrownie pompowe razem					1378	550,4	
Elektrownie w sektorze OZE razem					719,3	1658,5	
Wszystkie elektrownie o mocy ponad 5 MW					2097,3	2208,9	

Źródło: Materiały TEW pozyskane w ramach projektu SHP STREAMMAP

<sup>4</sup> W kolumnie „rok uruchomienia” wskazano datę pierwszego rozruchu i ostatniej modernizacji związanej ze zwiększeniem mocy. W tabeli „produkcja” podano średnioroczną produkcję za okres 2007-2011, a w przypadku elektrowni pompowych – poprzedzono ją produkcją w roku 1989 [15]

malizowana [20] z dopływu naturalnego osiągnęła już w roku 2011 pułap 2400 GWh i była o blisko 1000 GWh wyższa niż na początku lat 90. ubiegłego stulecia (rys. 5). Chociaż w roku 2013 energia ta była wytwarzana w 784 elektrowniach wodnych, to co trzecia kilowatogodzina pochodziła z elektrowni wodnej we Włocławku. Znamienne jest, że tylko około 48 % wskazanego wyżej przyrostu produkcji rocznej można przypisać inwestycjom w sektorze MEW oraz uruchomieniu nowej dużej elektrowni w Niedzicy. Pozostała część przyrostu wynika z poprawy własności energetycznych modernizowanych bądź remontowanych urządzeń, a przede wszystkim ze zmiany sposobu prowadzenia ruchu w energetyce zawodowej. Uwiarygodnione w tabeli 1 wyniki produkcyjne wskazują, że zmiana ta nie ominęła również elektrowni pompowych.

Nie ulega wątpliwości, że ożywieniu w branży hydroenergetycznej, ale również w całym sektorze OZE sprzyjały dotąd regulacje noweli Prawa Energetycznego z roku 2004, wprowadzającej system zielonych certyfikatów, a także wysoki poziom opłaty zastępczej uiszczanej przez zobowiązane podmioty, które nie były w stanie nabyć certyfikatów celem ich umorzenia. Odejście od pracy szczytowej i podszczytowej oraz od pracy w systemie ARCzM w zdecydowanej większości polskich elektrowni wodnych, a także wysokie ceny zielonych certyfikatów sprawiły, że podstawowym kryterium dla ustalania zasad prowadzenia ruchu stała się maksymalizacja produkcji energii elektrycznej. Dziś trudno powiedzieć, na ile sytuacja ta jest trwała. Z całą pewnością oznacza ona rezygnację z wykorzystywania atutów energetyki wodnej istotnych w porównaniu z innymi technologiami OZE.

W przypadku powrotu do dawnych zasad należy liczyć się ze spadkiem ilości energii elektrycznej wytwarzanej przez polską hydroenergetykę.

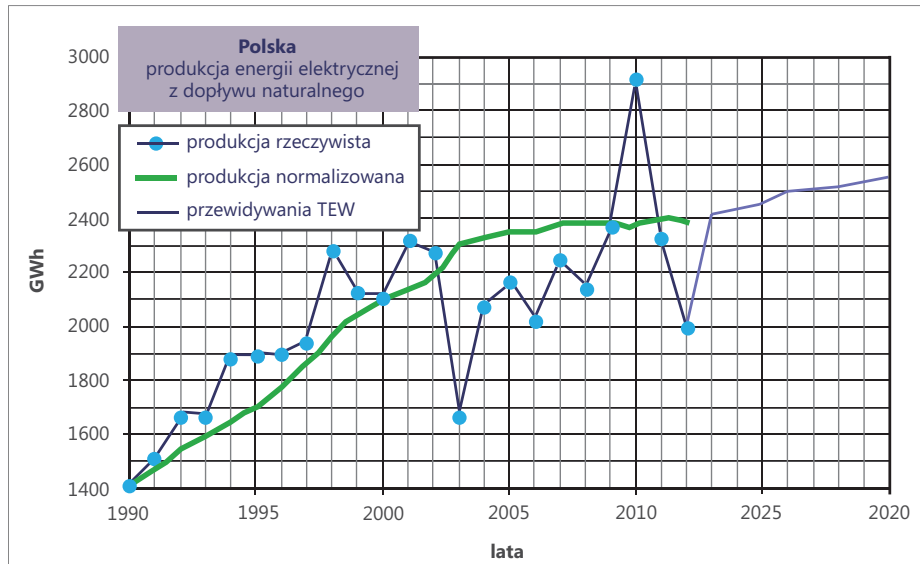
Kierując się troską o przyszłość polskiej hydroenergetyki w nowej rzeczywistości gospodarczej kraju, w roku 1992 grupa osób związanych z tzw. zawodową energetyką wodną powołała Towarzystwo Elektrowni Wodnych (TEW) z siedzibą we Włocławku i inż. Stanisławem Cicholskim, jako jego pierwszym prezesem. Zgodnie z zapisem statutowym, podstawowym celem Towarzystwa jest „podejmowanie działań na rzecz wszechstronnego rozwoju oraz racjonalnego wykorzystania zasobów wodno-energetycznych kraju” [21]. Z biegiem czasu do TEW dołączyli przedstawiciele przemysłu i instytucji naukowych działających na rzecz polskiej hydroenergetyki. Celem realizacji wspólnych zadań statutowych TEW i TRMEW nawiązały bliską współpracę. Połączają się w niej obecnością w strukturach organizacji międzynarodowych – w Europejskim Stowarzyszeniu MEW (ESHA) i Międzynarodowym Stowarzyszeniu Energetyki Wodnej (IHA).

## TRUDNE DZIŚ I NIEPEWNE JUTRO

W chwili pisania niniejszego tekstu przyszłość energetyki wodnej w Polsce jest znów niepewna. Największe nowe inwestycje realizowane są obecnie przez gospodarkę wodną i dotyczą elektrowni o mocy nieprzekraczającej 10 MW powstających przy zbiorniku Świnna Poręba na Skawie (4,7 MW) oraz przy budowanym od lat stopniu wodnym Malczyce na Odrze (9 MW). Tymczasem zakończono największe inwestycje modernizacyjne w dużych elektrowniach wodnych, a każda próba inwestowania w nowe obiekty napotyka na zdecydowany opór środowisk przekonanych o szkodliwości tego rodzaju działań. Mimo podjętej uchwały sejmowej i starań inwestora trudno określić termin rozpoczęcia budowy drugiego stopnia wodnego na Dolnej Wiśle. Z drugiej strony ograniczony dostęp do już istniejących stopni piętrzących stanowi od dawna istotną barierę rozwojową MEW, zaś zasady postępowania środowiskowych, systematycznie zaostrzane pod wpływem „zielonego lobby”, coraz skuteczniej blokują rozwój całego sektora. Próby debaty przedstawicieli organizacji pozarządowych, reprezentujących energetykę wodną i środowisk określających się jako proekologiczne, są niezwykle trudne, najeżone licznymi



Rys. 5 Produkcja energii elektrycznej w z dopływu naturalnego w latach 1990-2012 wraz z prognozą do roku 2020



Źródło: opracowanie własne

uprzedzeniami oraz brakiem zaufania. Jednym z nielicznych optymistycznych prognozyków dla sektora energetyki wodnej są sygnały świadczące o zamiarze wznowienia budowy Elektrowni Szczytowo-Pompowej Młoty – tym razem przez Electricité de France, obecnego właściciela terenu budowy. Decyzjom inwestycyjnym w klasycznej energetyce wodnej źle służy narastająca niepewność dotycząca nie tylko mechanizmów wsparcia, ale również długofalowych intencji władz dotyczących rozwoju całego sektora OZE. Po trzech latach utrzymywania stałego poziomu celu wskaźnikowego dla udziału OZE w konsumpcji energii elektrycznej brutto, nadmiar zielonych certyfikatów spowodował na początku 2013 roku gwałtowne załamanie ich cen rynkowych. Publikowane do jesieni ubiegłego roku kolejne projekty ustawy o OZE budziły rosnący niepokój i wstrzymywały decyzje inwestycyjne. Projekt przyjęty 6 lutego br. przez Komitet Stały Rady Ministrów likwiduje wsparcie dla elektrowni o mocy powyżej 5 MW i zdecydowanie ogranicza wspar-

cie dla elektrowni pozostałych. Przyszłość energetyki wodnej w Polsce stoi pod znakiem zapytania stanowiąc zarazem kolejne wyzwanie dla organizacji, środowisk i osób upatrujących w hydroenergetyce nie tylko istotny składnik całego sektora OZE oraz ważne narzędzie w ręku operatora systemu elektroenergetycznego, ale i ważny czynnik szeroko rozumianego rozwoju kraju.



Janusz Steller  
Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szwalskiego  
Polskiej Akademii Nauk  
Towarzystwo Elektrowni Wodnych

#### Literatura

1. Spoz J.: 100 lat energetyki wodnej na ziemiach polskich. Towarzystwo Elektrowni Wodnych, sierpień 1998
2. Encyklopedia Gdańska, Fundacja Gdańska, 2012

3. Powstanie i pierwsze zastosowanie na świecie turbin wodnych Girarda, <http://mew.pl/wydarzenia/turbiny-girarda/>
4. Raabe J.: *Hydraulische Maschinen und Anlagen*. Zweite Auflage. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1989
5. Gschwandtner M.: *Gold aus den Gewässern*. Viktor Kaplans Weg zur schnellsten Wasserturbine. GRIN Verlag, 2. Auflage, Salzburg 2011
6. Pussel H., Pester K.: *Das Boberkraftwerk*, Siemens-Zeitschrift, Bd.18, Dez.1938, H.12, S.515-528
7. Cardinal von Widdern H.: *Die Rohrturbine*, Escher Wyss Mitteilungen, 1953, S. 22-33
8. Nyczanka M.: *Gabriel Narutowicz – patron zbiorników i elektrowni w Pieninach*. *Gospodarka Wodna* 8, 2007, s. 329-330
9. Domzalski T. (red.): *Profesor Alfons Hoffmann 1855-1963. Pionier i współtwórca polskiej elektroenergetyki*. Stowarzyszenie Elektryków Polskich – Oddział Bydgoski, Bydgoszcz 2008
10. Piskozub A. (red.): *Wisła. Monografia rzeki*, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 1982
11. Groniek D., Ankiersztajn I.: *Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego Dolnej Wisły w świetle 60-letniego doświadczenia firmy HYDROPROJEKT*. *Energetyka Wodna* 1/2012, s.7-12
12. Kozicki Z.: *Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce*. Seria Hydroenergetyka w Polsce. Agencja Paweł Janik, Zielonczyn 2011
13. Głodek J.: *Jeziora zaporowe świata*, PWN, Warszawa 1985
14. HYDROFORUM. Konferencja naukowo-techniczna na temat „Problemy rozwoju hydraulicznych maszyn wirowych ze szczególnym uwzględnieniem potrzeb energetyki”, Anrąbka-Kozubnik, 20-23 września 1980, I posiedzenie dyskusyjne nt. „Elektrownie Wodne Dolnej Wisły”. *Prace IMP PAN*, z.83-84, 1983, s.237-253
15. Steller K.: *Energetyka wodna w Polsce. Stan obecny i kierunki rozwoju*. [w:] „Problemy energetyki wodnej ze szczególnym uwzględnieniem hydraulicznych maszyn wirnikowych”. HYDROFORUM, Sympozjum '91, Gdynia Orłowo/Zarnowiec, Wybór referatów, Wyd. IMP PAN, Gdańsk, maj 1994
16. Uchwała nr 192 Rady Ministrów z dnia 7 września 1981 r. w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej. *Monitor Polski*, 25 września 1981, nr 24, poz. 214
17. Wilski T.: *Odbudowa i budowa małych elektrowni wodnych w Polsce*. Sesja Naukowo-Techniczna CPBR 5.1. Sympozjum nt. „Mała energetyka. Stan i perspektywy rozwoju”, Gdańsk, 28 września 1990, Wyd. IMP PAN 1990, s. 169-178
18. Wilski T., Steller J.: *Turbozespoły dla małej energetyki wodnej – wyniki wybranych prac badawczo-rozwojowych*. Ogólnopolskie Forum „Mała Energetyka '96”, Chańcza, 28-30 maja 1996
19. Drzewiecki M.: *Wykorzystywanie niskich spadów rzek do produkcji energii – hydrozespół VŁH*. *Energetyka Wodna* 2/2012, s.16-18
20. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. *Dziennik Urzędowy UE*, 5.06.2009, L 140/16-62
21. Steller J.: *XX lat Towarzystwa Elektrowni Wodnych*. *Energetyka Wodna* 4/2012, s.4-6

## Generalny wykonawca Małych Elektrowni Wodnych



### BUDOWA ELEKTROWNI „POD KLUCZ”

Doradztwo techniczne, obsługa formalnoprawna

### MODERNIZACJE I REMONTY MEW

Montaż urządzeń i uruchamianie elektrowni

### DOSTAWA URZĄDZEŃ TECHNOLOGICZNYCH

Dobór optymalnych rozwiązań dopasowanych do indywidualnych lokalizacji

[www.enerko.pl](http://www.enerko.pl) | [biuro@enerko.pl](mailto:biuro@enerko.pl) | tel. 41 301 00 27