

Energetyka wodna – dojrzała technologia w odpowiedzi na współczesne wyzwania

Janusz Steller

**Instytut Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk
Towarzystwo Elektrowni Wodnych**

Postępujące zmiany klimatyczne oraz rosnące trudności, jakie napotyka pozyskiwanie surowców energetycznych, są źródłem troski o właściwy rozwój energetyki zarówno w skali globalnej, jak i lokalnej. Za jedną z podstawowych metod ograniczenia szkodliwego wpływu sektora na środowisko naturalne oraz zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego uważa się powszechnie rozwój energetyki opartej o odnawialne źródła energii.

Źródłami energii odnawialnej dla polskiej elektroenergetyki są obiekty wykorzystujące energię mechaniczną wody i wiatru, a także energię chemiczną zawartą w biomasie (w stanie surowym i przetworzonym - pelety, biokarbon) oraz w biogazie pozyskiwanym z różnego rodzaju odpadów. Jeszcze na początku bieżącej dekady energetyka wodna stanowiła podstawowe i praktycznie jedyne źródło „zielonej” energii elektrycznej w Polsce. W ostatnich latach stan ten ulega szybkim zmianom – udział energetyki wodnej w produkcji zielonej energii elektrycznej spadł w kraju do 60 % w roku 2005 i 49 % w roku 2006. Zakładając utrzymanie dotychczasowej tendencji należy zakładać, że w roku 2010 będzie on niewiele przekraczać poziom 20 %. Stan ten nie wynika wyłącznie z burzliwego wdrażania technologii alternatywnych w pogoni za celem indykatywnym wynikającym z zobowiązań podjętych wobec Unii Europejskiej, ale również z zupełnie świadomych zaniechań w zakresie rozwoju tzw. dużej energetyki wodnej i niedostatecznie zdecydowanych działań na rzecz budowy małych elektrowni wodnych (obiekty o mocy zainstalowanej poniżej 5 MW).

Do zatrzymania rozwoju dużej energetyki wodnej doszło w Polsce w wyniku kryzysu ekonomicznego drugiej połowy lat siedemdziesiątych. Jak wiadomo, kryzys ten zaowocował brzemieniami w skutki wydarzeniami roku 1980 i 81. Wkrótce potem rozpoczęto starania o wznowienie rozwoju małych elektrowni wodnych. Zauważalne efekty na mapie energetycznej kraju, w postaci elektrowni o mocach mierzonych w setkach kilowatów i w pojedynczych megawatach, można było jednak zaobserwować dopiero w kilka lat po zmianie ustrojowej na początku ubiegłej dekady. Obecnie moc zainstalowana w polskiej energetyce wodnej wynosi niecałe 2400 MW, z czego zdecydowana większość przypada na elektrownie pompowe lub z członem pompowym. Moc zainstalowana w elektrowniach klasycznych

wynosi zaledwie 560 MW. Przyrost mocy zainstalowanej w obiekty klasyczne wynosi w Polsce średnio nieco ponad 7 MW rocznie i dokonuje się za sprawą modernizacji elektrowni istniejących i inwestycji w tzw. małą energetykę wodną. Bez działań zmierzających do zaangażowania inwestorów z sektora energetyki w prowadzoną przez gospodarkę wodną budowę nowych piętrzeń można oczekiwać, że w najbliższych latach tempo to nie tylko nie ulegnie przyspieszeniu, ale może nawet osłabnąć w wyniku wyczerpywania się najbardziej atrakcyjnych lokalizacji przy piętrzeniach już istniejących.

Roczna produkcja zielonej energii elektrycznej z elektrowni wodnych wynosi od początku bieżącej dekady około 2100 GWh, co stanowi niecałe 1,4 % całkowitej produkcji energii elektrycznej kraju i oznacza wykorzystanie około 15 % technicznego potencjału hydroenergetycznego Polski. 1/3 produkcji polskiej hydroenergetyki pochodzi z Elektrowni Wodnej Włocławek. Z uwagi na zmienność warunków hydrologicznych, produkcja roczna krajowej energetyki wodnej wykazuje fluktuacje o amplitudzie około 200 GWh, co przy obecnym tempie inwestowania uniemożliwia doszukanie się tendencji wzrostowych w odcinkach czasowych nie przekraczających 10 lat. Radykalna zmiana tego stanu rzeczy jest niemożliwa bez wznowienia inwestycji w tzw. dużą energetykę wodną.

Zasadniczą przyczyną trwającego wciąż zastoju w budowie dużych elektrowni wodnych wydają się dzisiaj obawy czynników decyzyjnych przed nieuniknioną konfrontacją z pozarządowymi organizacjami proekologicznymi, które wybiórczo i jednostronnie oceniają wpływ działań człowieka na jego środowisko naturalne. Zjawiskiem powszechnym jest też bezkrytycznie przenoszenie na grunt krajowy wniosków wynikających z analizy sytuacji w krajach Europy Zachodniej i USA, które już dawno wykorzystały zdecydowaną większość swojego potencjału.

Tymczasem dalsze utrzymywanie obecnego stanu rzeczy oznacza nie tylko rezygnację z możliwości przynajmniej kilkukrotnego zwiększenia produkcji energii elektrycznej z bezemisyjnego źródła odnawialnego, jakim jest energetyka wodna, ale także z szeregu innych korzyści dla środowiska naturalnego i życia społeczno-gospodarczego kraju. Chodzi tu w szczególności o:

- regulację (utrzymanie) poziomu wód powierzchniowych i gruntowych;
- ochronę przeciwpowodziową;
- odciążenie dróg kołowych od transportu towarów masowych poprzez stworzenie odpowiednich warunków dla rozwoju żeglugi rzecznej;
- zmniejszenie zużycia paliw i odciążenie środowiska wskutek uruchomienia dróg kołowych prowadzących przez zapory;
- stworzenie nowych miejsc pracy zarówno na czas budowy, jak i eksploatacji obiektów hydroenergetycznych;
- stworzenie atrakcyjnych miejsc aktywnego wypoczynku.

Dla systemu elektroenergetycznego kraju zasadnicze znaczenie ma sprawa usług systemowych, w tym:

- udział w regulacji częstotliwości, mocy i napięcia sieci elektroenergetycznej;
- wzrost bezpieczeństwa sieci dzięki możliwości dostarczania mocy interwencyjnej, zapoczątkowania odbudowy sieci (black-start) lub pracy na sieć wydzieloną.

Należy zwrócić uwagę, że zapewnienie odpowiedniej ilości mocy regulacyjnej i interwencyjnej w systemie elektroenergetycznym warunkuje możliwość bezpiecznego rozwoju energetyki wiatrowej w kraju. Tym samym, nawet ta część sektora, którą trudno uznać za źródło energii odnawialnej (elektrownie pompowo-szczytowe), służy pośrednio rozwojowi OZE.

W przekonaniu autora, sukcesy, jakie mimo to odnoszą organizacje pozarządowe w blokowaniu inicjatyw zmierzających do ponownego uruchomienia programu rozwoju energetyki wodnej w Polsce wiążą się głównie z:

- postrzeganiem energetyki wodnej wyłącznie poprzez pryzmat produkcji energii elektrycznej,
- ignorowaniem współczesnych osiągnięć inżynierii środowiska, która pozwala w znacznym stopniu ograniczyć niepożądane skutki oddziaływania budowli piętrzących i sztucznych zbiorników wodnych na otoczenie.

W dalszej części niniejszego artykułu przedstawiono podstawowe informacje o środkach technicznych, jakie współczesna energetyka wodna oferuje dla realizacji następujących celów:

- produkcja „zielonej” energii elektrycznej;
- dostosowanie sieci elektroenergetycznej do współpracy z dużymi farmami wiatrowymi oraz urządzeniami prądotwórczymi OZE wyposażonymi w silniki asynchroniczne
- poprawa jakości i bezpieczeństwa zasilania obszarów wiejskich i usytuowanych na końcówkach sieci rozdzielczej

Zagadnienia te zostaną omówione ze szczególnym uwzględnieniem warunków krajowych.

I. ENERGETYKA WODNA W POLSCE – POTENCJAŁ I JEGO WYKORZYSTANIE

Potencjał hydroenergetyczny naszego kraju jest stosunkowo niewielki – potencjał teoretyczny ocenia się na 23 TWh/rok, potencjał techniczny – na 12 TWh/rok, natomiast ekonomiczny – na 8,5 TWh/rok. Dane dotyczące potencjału teoretycznego i technicznego pochodzą z „teoretycznego i technicznego katastru sił wodnych Polski” opracowanego przez działający w latach 1953-61 zespół specjalistów pod kierunkiem prof. A. Hoffmanna. Opracowaniem objęto wszystkie rzeki lub ich odcinki o potencjale jednostkowym przekraczającym 100 kW/km [1]. Ponieważ ocena potencjału technicznego odzwierciedla stan techniki z lat 50-tych, w środowisku hydroenergetyków coraz częściej mówi się dziś o potrzebie aktualizacji tych danych¹. Dane dotyczące potencjału ekonomicznego (potencjału, którego zagospodarowanie jest ekonomicznie uzasadnione) są z natury niepewne i wrażliwe na prowadzoną przez państwo politykę energetyczną i ekologiczną, a także przyjęte kierunki działania administracji państwowej w zakresie gospodarki wodnej, infrastruktury drogowej i żeglugowej oraz pozostałych dziedzin życia społeczno-gospodarczego kraju.

Jak pokazano w tabeli 1, potencjał hydroenergetyczny kraju rozmieszczony jest nierównomiernie – około połowa tego potencjału (6177 GWh/rok) związana jest 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).

Przedmiotem systematycznej zabudowy hydroenergetycznej w okresie przedwojennym były głównie rzeki na terenach należących wówczas do Niemiec (m.in. Bóbr, Kwisa, Gwda, Słupia), a także Pomorza Gdańskiego (Radunia, Wierzyca). Największymi elektrowniami zbudowanymi w terenie Polski przedwojennej były zlokalizowane na Wdzie EW Gródek (4 MW), EW Żur (8.8 MW). Największą inwestycję hydroenergetyczną Polski przedwojennej - rozpoczętą po wielkiej powodzi 1934 roku budowę elektrowni Rożnów na Dunajcu (50 MW) - ukończono w warunkach okupacyjnych w latach 1941÷43.

Po wojnie systematyczny rozwój klasycznej energetyki wodnej (wykorzystującej naturalny przepływ wody) obserwowano do roku 1971, kiedy to oddano do użytku Elektrownię Wodną Włocławek (160,2 MW). Rozpoczęte w ramach Programu Wisła prace przygotowawcze do budowy stopnia Ciechocinek przerwano bezpośrednio po roku 1980. Wkrótce potem przerwano również daleko zaawansowaną budowę Elektrowni Wodnej Młoty, zaś Elektrownię Wodną Niedzica przekazano do eksploatacji dopiero podczas wielkiej powodzi 1997 roku - z ponad 15-letnim opóźnieniem w stosunku do pierwotnych zamierzeń.

Zaniechano również realizacji szeregu innych obiektów, w tym 4 dalszych elektrowni pompowo-szczytowych, a także kaskad Sanu, Wisłoka i Bugu. W tej sytuacji od ponad 35 lat w naszym kraju funkcjonuje tylko 6 klasycznych elektrowni wodnych o mocy powyżej 10 MW (w tym dwie o mocy powyżej 50 MW) (tabela 2). Źródłem energii odnawialnej są także 3 elektrownie zbiornikowe z człosem pompowym, pracujące ostatnio głównie na dopływie naturalnym.

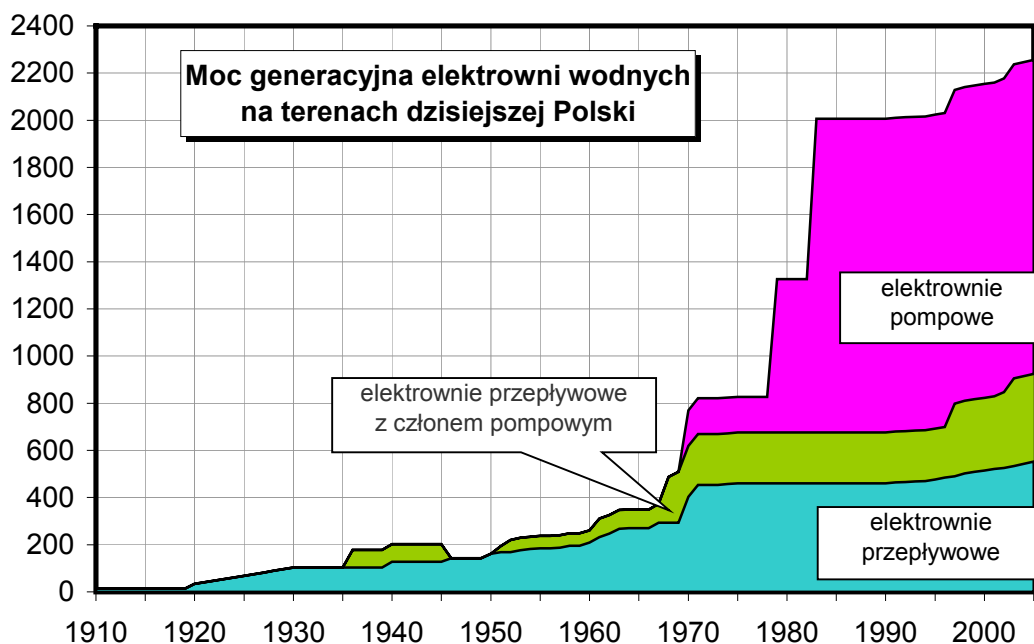
¹ Już od wielu lat część specjalistów uważa, że do potencjału 12 TWh/rok dodać należy potencjał 1.7 TWh/rok, związany z małymi rzekami i innymi ciekami, na których można instalować wyłącznie małe elektrownie wodne.

Tabela 1. Krajowy potencjał techniczny energetyki wodnej, GWh/rok [2]

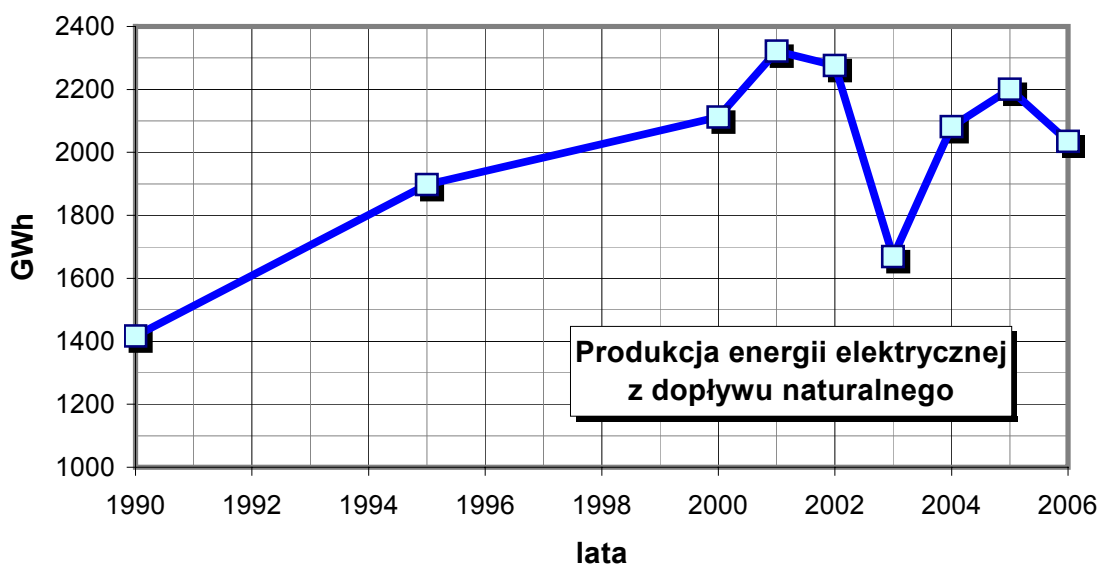
L.p.	System wodny	Potencjał	L.p.	System wodny	Potencjał
1	Wisła z dorzeczem	9270	27	Odra z dorzeczem	2400
2	Wisła	6177	28	Odra	1273
3	Wisła górna	518	29	Odra górna	429
4	Wisła środkowa	1067	30	Odra środkowa	596
5	Wisła dolna	4592	31	Odra dolna	248
6	Dopływy lewobrzeżne	513	32	Dopływy lewobrzeżne	619
7	Nida	38	33	Nysa Kłodzka	134
8	Pilica	170	34	Bóbr	320
9	Bzura	33	35	Kwisa	45
10	Brda	119	36	Nysa Łużycka	76
11	Wda	64	37	Pozostałe	44
12	Wierzyca	39	38	Dopływy prawobrzeżne	507
13	Pozostałe	50	39	Warta	351
14	Dopływy prawobrzeżne	2580	40	Gwda	43
15	Soła	90	41	Drawa	43
16	Skawa	66	42	Pozostałe	70
17	Raba	64	43	Rzeki przymorza	280
18	Dunajec	814	44	Rega	30
19	Wisłoka	126	45	Parsęta	29
20	San	714	46	Słupia	40
21	Wisłok	74	47	Pasłęka	40
22	Wieprz	66	48	Łyna	66
23	Bug	309	49	Pozostałe	75
24	Narew	179	50	RAZEM (poz. 1 + 27 + 43)	11950
25	Drwęca	60			
26	Inne małe rzeki	-			

Po latach niemal całkowitego zastoju, od kilkunastu lat obserwuje się znowu systematyczne przyrosty mocy zainstalowanej w energetyce wodnej (rys.1). Przyrosty te odbywają się jednak wyłącznie za sprawą modernizacji istniejących elektrowni oraz inwestycji w obiekty małej energetyki wodnej (< 5 MW), głównie przy piętrzeniach już istniejących. Największymi obiektami hydroenergetycznymi znajdującymi się obecnie w budowie są EW Świnna Poręba na Skawie (5 MW) i EW Malczyce na Odrze (9 MW).

Obserwowane przyrosty mocy zainstalowanej w elektrowniach klasycznych (pracujących wyłącznie na dopływie naturalnym) trudno jednak uznać za satysfakcjonujące. Coroczne fluktuacje produkcji energii elektrycznej wywołane naturalnymi zmianami warunków hydrologicznych uniemożliwiają dostrzeżenie tendencji wzrostowej w cyklach kilkuletnich.



Rys.1 Moc generacyjna elektrowni wodnych na terenach dzisiejszej Polski



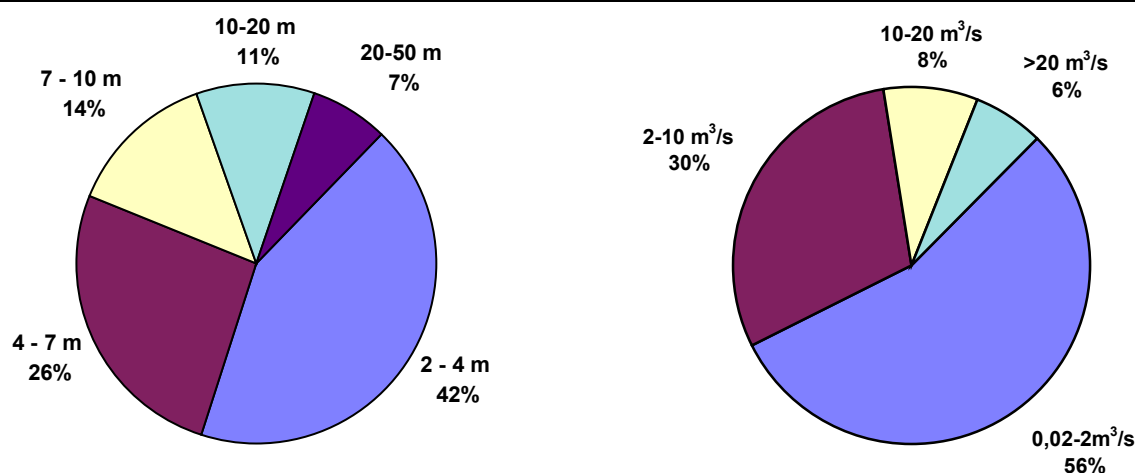
Rys.2 Produkcja energii z dopływu naturalnego w latach 2000-2006 (na podstawie materiałów ARE i URE)

Większość potencjału hydroenergetycznego kraju związana jest z piętrzeniami niskimi – do około 15 m. Świadectwem tego jest bardzo duży udział rzek nizinnych (dolnej i środkowej Wisły, Odry, Bugu i Warty). Warunki do budowy obiektów średnispadowych ($H = 15$ do 50 m) istnieją głównie na południu kraju. Obiektami wysokospadowymi są w Polsce elektrownie pompowo-szczytowe klasyczne (Żarnowiec, Żar–Porąbka, Żydowo) i wykorzystujące dopływ naturalny (Solina).

Dominacja piętrzeń niskospadowych jest szczególnie wyraźna w przypadku planowanych i już istniejących piętrzeń, nadających się do zagospodarowania przez tzw. małą energetykę wodną (elektrownie o mocy do 5 MW). Ilustracją tego stwierdzenia są wykresy kołowe opracowane na podstawie przeprowadzonej na początku lat osiemdziesiątych inwentaryzacji istniejących lub planowanych piętrzeń nadających się do zagospodarowania hydroenergetycznego (rys.3).

Tabela 2 Krajobowe elektrownie wodne o mocy powyżej 10 MW

L.p.	Elektrownia	Typ	Spad m	Moc MW	Produkcja 1997 GWh	Użytkownik/Właściciel
1.	Żarnowiec	pompowa	120	680	991,3	EW Żarnowiec (ESP)
2.	Żar-Porąbka		420	500	636,2	ZEW Żar-Porąbka (ESP)
3.	Solina	z członem pompowym	55 ÷ 60	200	131,3	ZEW Solina-Myczkowce (ESP)
4.	Włocławek	zbiornikowa klasyczna	8,8	160	769,6	EW Włocławek (Energia)
5.	Żydowo	pompowa	81	152	184,0	Elektrownie Wodne Słupsk (Energia)
6.	Niedzica	z członem pompowym	40,5	92	77,5	ZEW Niedzica
7.	Dychów		27	79	27,3	ZEW Dychów (ESP)
8.	Rożnów	zbiornikowa klasyczna	28,5	56	137,5	ZEW Rożnów-Czchów
9.	Koronowo		26	25	38,1	ZEW Koronowo (Energia)
10.	Tresna		20,5	21	34,8	ZEW Żar-Porąbka (ESP)
11.	Dębe		5,7	20	87,0	ZE Warszawa Teren
12.	Porąbka		21	13	28,4	ZEW Żar-Porąbka (ESP)



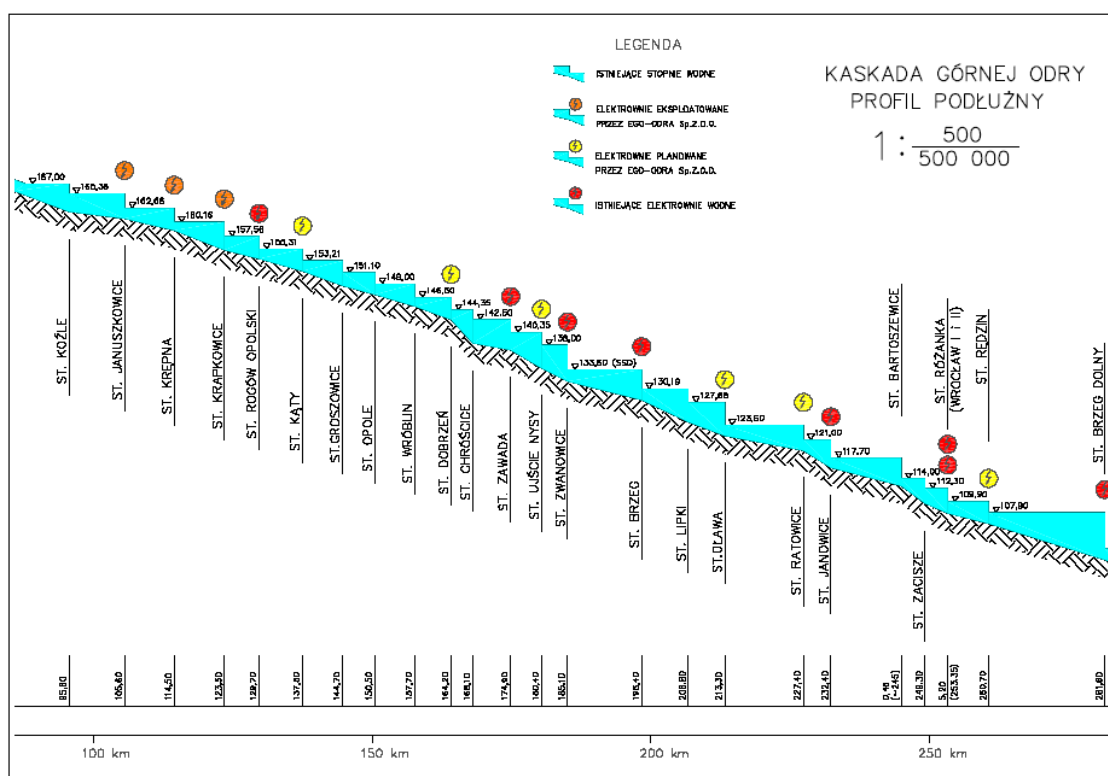
Rys.3 Rozkład piętrzeń nadających się do wykorzystania dla celów małej energetyki wodnej

2. RODZAJE ELEKTROWNI WODNYCH - ASPEKTY SYSTEMOWE I HYDROTECHNICZNE

Parametry ruchowe - moc i spadek - nie są oczywiście jedynymi kryteriami klasyfikacji elektrowni wodnych. Elektrownie budowane przy piętrzeniach bez możliwości retencji to tzw. elektrownie przepływowe, pracujące z reguły w sposób ciągły (w podstawie obciążenia), z mocą zależną od dopływu i własności zainstalowanych hydrozespołów (rys.4). W przypadku, gdy elektrownie te stanowią stopnie pośrednie kaskady rzecznej, z możliwością retencji na stopniu najwyższym, możliwy jest jednak ich udział w regulacji mocy systemu w trybie pracy przewałowej. W trybie tym każdy stopień przepływowy kaskady pracuje z przepływem równym sumie przepływu przez stopień wyższy i ewentualnych dopływów (rys.5). Ostatni stopień kaskady wyposażony jest z reguły w zbiornik wyrównawczy, co pozwala na uzyskanie stałego lub wolno zmiennego przepływu na odcinku nieumocnionym, poniżej kaskady. Z wielu względów – głównie pozaenergetycznych – pożądane jest, by zdolność retencji posiadały również stopnie pośrednie kaskady.



Rys.4 Przykład elektrowni wodnej przepływowej – elektrownia przy stopniu wodnym Malczyce na Odrze [3]



Rys.5 Projekt Kaskady Górnej Odry (Energoprojekt Warszawa)

Możliwość udziału w regulacji sieci elektroenergetycznej oraz regulacji przepływu wody poniżej stopnia wodnego jest ważnym atutem wszystkich elektrowni zbiornikowych. Elektrownie te bardzo często są przystosowane do pracy szczytowej lub podszczytowej - niekiedy w systemie automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCzM). W przypadku umiejscowienia ich przy stopniu wyrównawczym kaskady, zapewniają wyrównany przepływ poniżej stopnia, dostarczając sieci energii w trybie pracy podstawowej.

Innym ważnym kryterium klasyfikacji elektrowni wodnych stanowi sposób doprowadzenia wody do obiektu. Generalnie wyróżnia się elektrownie przyzaporowe i elektrownie derywacyjne - z doprowadzeniem wody poprzez derywację ciśnieniową (rurociąg) lub bezciśnieniową (kanał derywacyjny). W charakterze przykładu, na rys.6 pokazano widok elektrowni przyzaporowej Pilchowice I, zaś na

rys.7 – rurociągi derywacyjne elektrowni wodnej Koronowo. Derywacja ma bardzo często charakter mieszany – woda bywa doprowadzana do ujęcia wody (zamku wodnego) lub górnego zbiornika wyrównawczego kanałem derywacyjnym, skąd prowadzona jest derywacją ciśnieniową bezpośrednio do maszyn hydraulicznych. Przykłady takich rozwiązań można spotkać między innymi w EW Dychów, Żur czy Żydowo

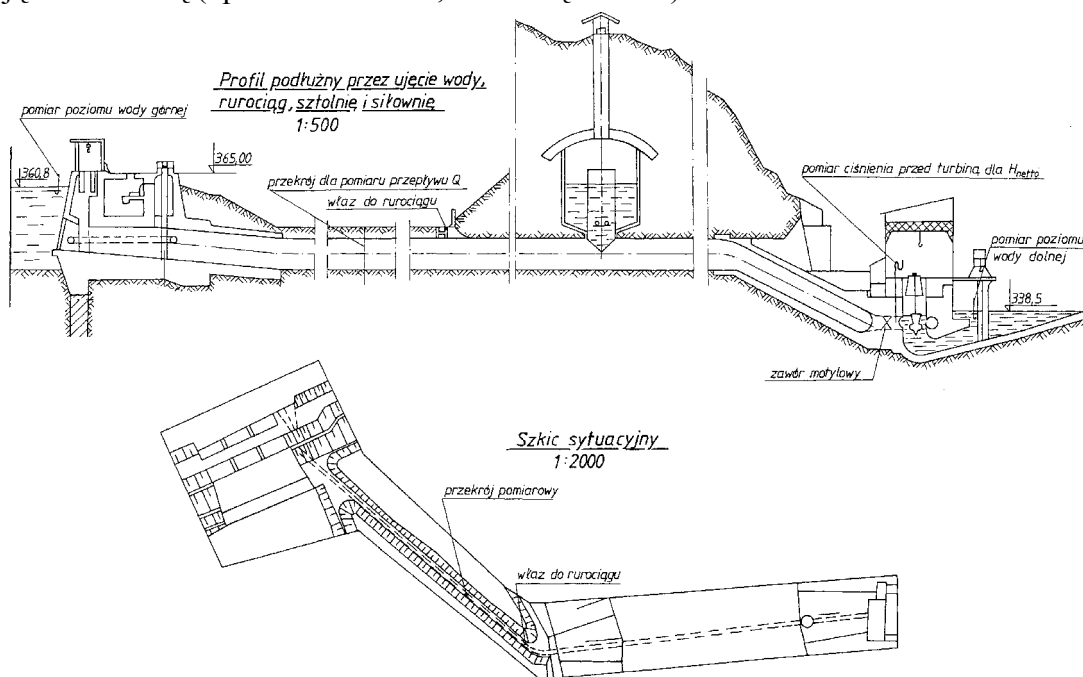


Rys.6 Elektrownia przyzaporowa Pilchowice I na Bobrze (moc: 7,6 MW; spad: 35 m)



Rys.7 Rurociągi derywacyjne Elektrowni Wodnej Koronowo na Brdzie (moc: 26 MW; spad: 26 m)

Zastosowanie derywacji umożliwia często tzw. koncentrację spadku w wyniku ścięcia zakoli rzeki, w których naturalny spadek poziomu wody rozłożony jest na dużym odcinku biegu rzeki. Typowe rozwiązanie z derywacją ciśnieniową zastosowano w EW Myczkowce, gdzie, wykorzystując piętrzenie wody w Jeziorze Myczkowieckim i ścinając kilkunastokilometrowe zakole Sanu, uzyskano spadek powyżej 20 m. Celem zabezpieczenia się przed skutkami uderzenia hydraulicznego w trakcie procesów przejściowych, a zwłaszcza w stanach awaryjnych, sztolnię derywacyjną wyposażono w wieżę z komorą wyrównawczą (rys.8). Podobne rozwiązania stosuje się we wszystkich elektrowniach z długą derywacją ciśnieniową (np. EW Bielkowo, EW Porąbka-Żar).



E.W. Myczkowce

Rys.8 Schemat elektrowni wodnej z wieżą wyrównawczą w derywacji ciśnieniowej - Elektrownia Wodna Myczkowce na Sanie (Energopomiar, 1961)



Rys.9 Profilowanie kanału doprowadzającego elektrowni wodnej w obejściu stopnia wodnego Januszkowice na Odrze



Rys.10 Mała elektrownia wodna zbudowana w świetle jazu - Elektrownia Wodna Pruszcz II na Raduni

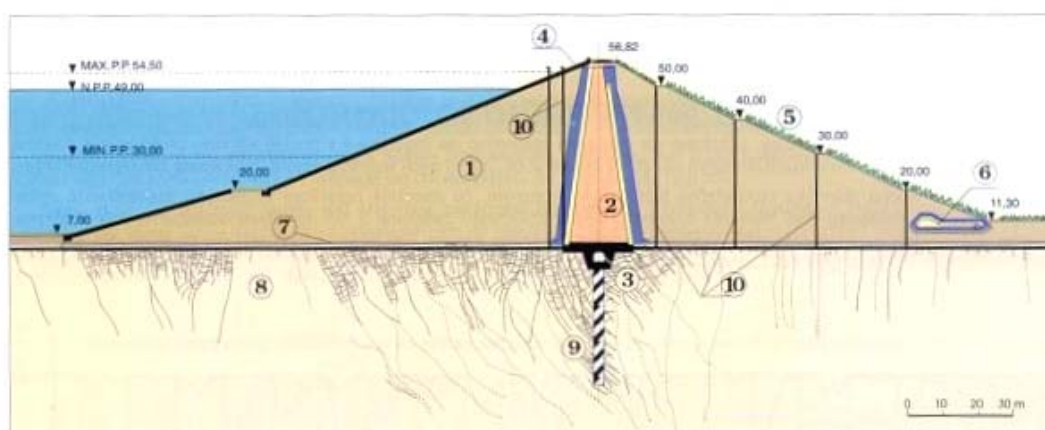
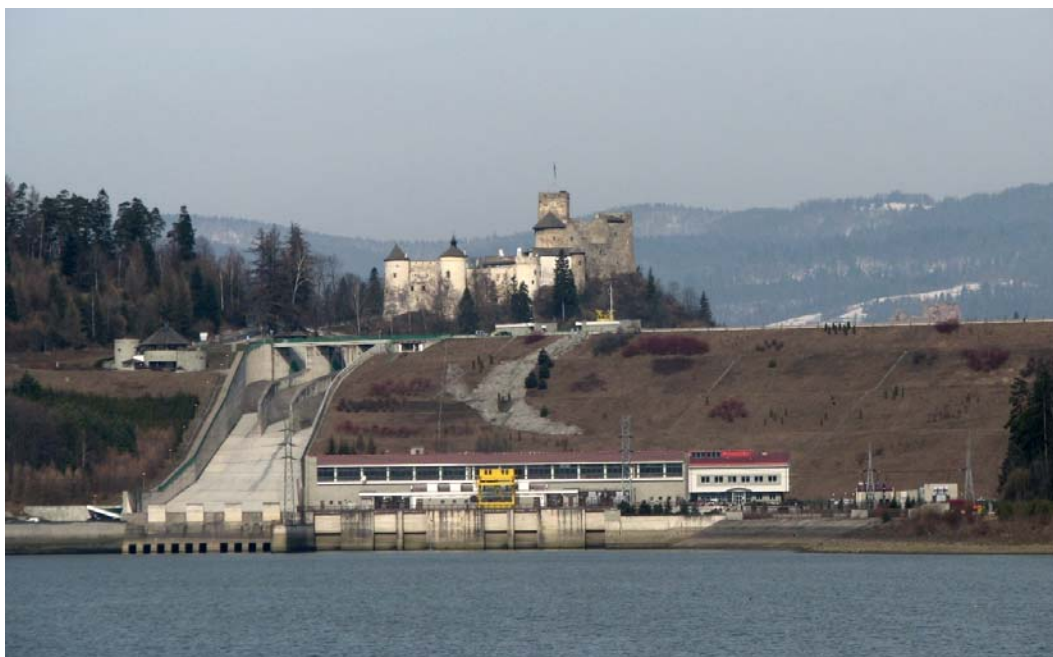


Rys.11 Hydrozespół z poziomą turbiną lewarową w małej elektrowni wodnej Jaracz na rzece Wełna w pobliżu Rogoźna Wielkopolskiego

Do typowych rozwiązań, stosowanych zwłaszcza w małej energetyce wodnej, należy budowa elektrowni wodnych w kanałach obejściowych istniejących stopni wodnych (rys.9) lub bezpośrednio w ich świetle (rys.10,11).

Najważniejszym elementem stopnia wodnego, przy którym zlokalizowana może być elektrownia, jest budowla piętrząca - zwykle w postaci zapory ziemnej (rys.12), narzutowej, kamiennej (rys.6) lub betonowej (rys.14). Zależnie od pełnionej funkcji i zastosowanej konstrukcji, budowle piętrzące dzieli się na cztery klasy ważności. Klasa I obejmuje budowle, których ewentualne uszkodzenie spowodowałoby katastrofę o najpoważniejszym zasięgu - chodzi tu m.in. o zapory o dużej wysokości piętrzenia oraz zapory przy elektrowniach dużej mocy. Klasa IV obejmuje budowle najmniej obciążone i których ewentualne uszkodzenie wiązałoby się ze stratami o zasięgu najbardziej ograniczonym.

Budowle piętrzące wodę dla potrzeb energetyki wodnej wyposażone są zawsze w urządzenia przepustowe umożliwiające bezpośredni przepływ wody z ominięciem maszyn hydraulicznych. Urządzenia te wykorzystywane są w warunkach postępu hydrozespółów oraz w przypadku konieczności przepuszczenia wielkich wód. Zalicza się do nich m.in. przelewy stokowe nieregulowane (rys.6, 12), przelewy z regulacją, a także upusty denne (rys.13). Do najczęściej stosowanych organów odcinających należą zasuw, zaś wśród organów regulacyjnych wymienić należy przede wszystkim zamknięcia klapowe (rys.13) i zastawki regulowane (rys.14). W ostatnim czasie, na piętrzeniach niskospadowych stosuje się także regulacje poziomu wody za pomocą jazów gumowych. Wysokość piętrzenia zależy wówczas od stopnia wypełnienia poduszki gumowej jazu sprężonym powietrzem.



PRZĘKÓJ POPRZĘCZNY ZAPORY

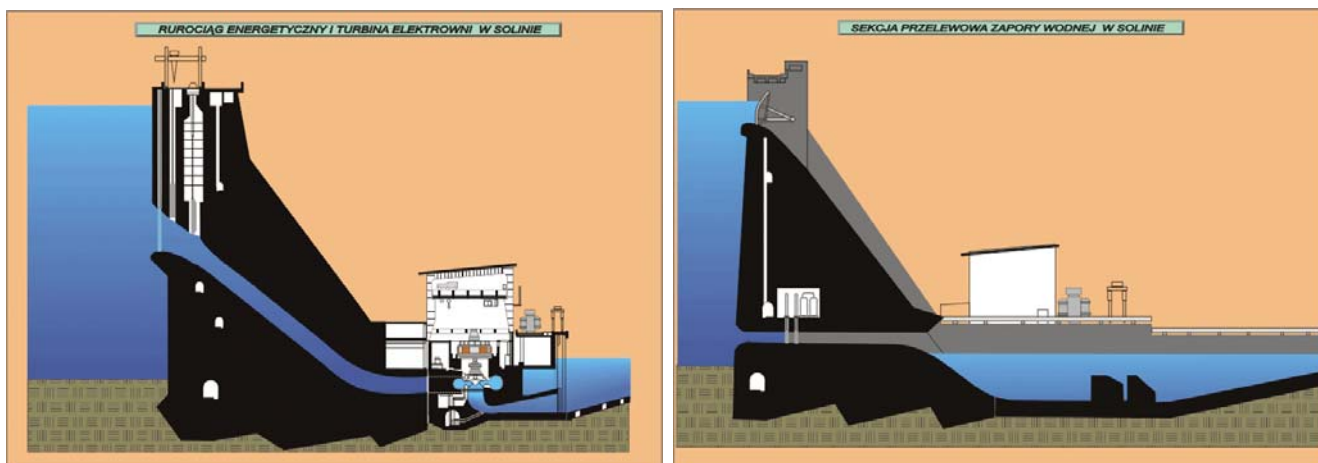
1. Korpus zapory (grunt gruboziarnisty) 2. Rdzeń uszczelniający zapory (głina z warstwą piasku i tłucznią) 3. Galeria kontrolno-zastrzykowa 4. Ubezpieczenie zapory (płyty betonowe) 5. Zielen na skarpie 6. Drenaż 7. Grunt rodzimy 8. Podłoże skalne 9. Przesłona cementacyjna uszczelniająca podłoże 10. Aparatura kontrolno-pomiarowa

Rys.12 Zapora ziemna Elektrowni Wodnej Niedzica (moc: 92 MW, spad: 40,5 m) - widok i przekrój poprzeczny [4]

Zastawki regulowane bywają również stosowane do odcinania przepływu na ujęciu wody do turbin niskospadowych (rys.14). Ujęcia wody turbin pracujących przy wyższych spadach i zasilanych z rurociągów derywacyjnych wyposażone są z reguły w zasuwy szybkospadowe (rys.13). Dodatkowo, na wlotach maszyn umieszcza się zawory odcinające – motylowe lub kulowe. Zawory różnego rodzaju stosuje się również jako organ odcinający w przypadku małych turbin niskospadowych o pojedynczej regulacji.

We współcześnie budowanych elektrowniach wodnych dużą wagę przykładą się do ograniczenia negatywnych skutków oddziaływania na środowisko naturalne. Szeroko rozpowszechnione jest stosowanie łożysk ślizgowych smarowanych wodą lub olejem biodegradowalnym. Nowe obiekty piętrzące wyposażane są też z reguły w przepławki dla ryb o różnej konstrukcji – kaskady schodkowe, kanały obejściowe sztuczne i półnaturalne.

Do sprawy skuteczności tych urządzeń przykładą się dziś dużą wagę – w przypadku niepowodzenia z reguły stosuje się sztuczne zarybianie cieku powyżej piętrzenia. Celem odtworzenia naturalnych warunków środowiskowych poniżej piętrzenia stosuje się dziś niekiedy praktykę generacji sztucznych wezbrań poprzez przejściowe upuszczanie zwiększonej ilości wody.



Rys.13 Zapora betonowa Elektrowni Wodnej Solina (moc: 200 MW, spad: 55 m) [5]

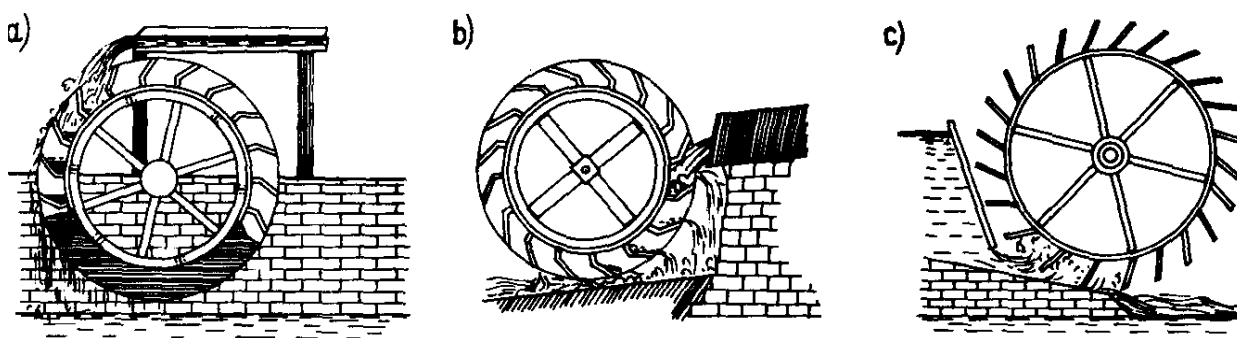


Rys.14 Zastawki na wlocie upustu regulowanego oraz na ujęciu wody hydrozespołu w EW Pilchowice II (moc: 824 kW, spad: 5,0 m). Zdjęcie po lewej wykonano przy wysokim poziomie piętrzenia – widoczny jest wypływ wody z przelewu nieregulowanego oraz nad zastawką upustu regulowanego.

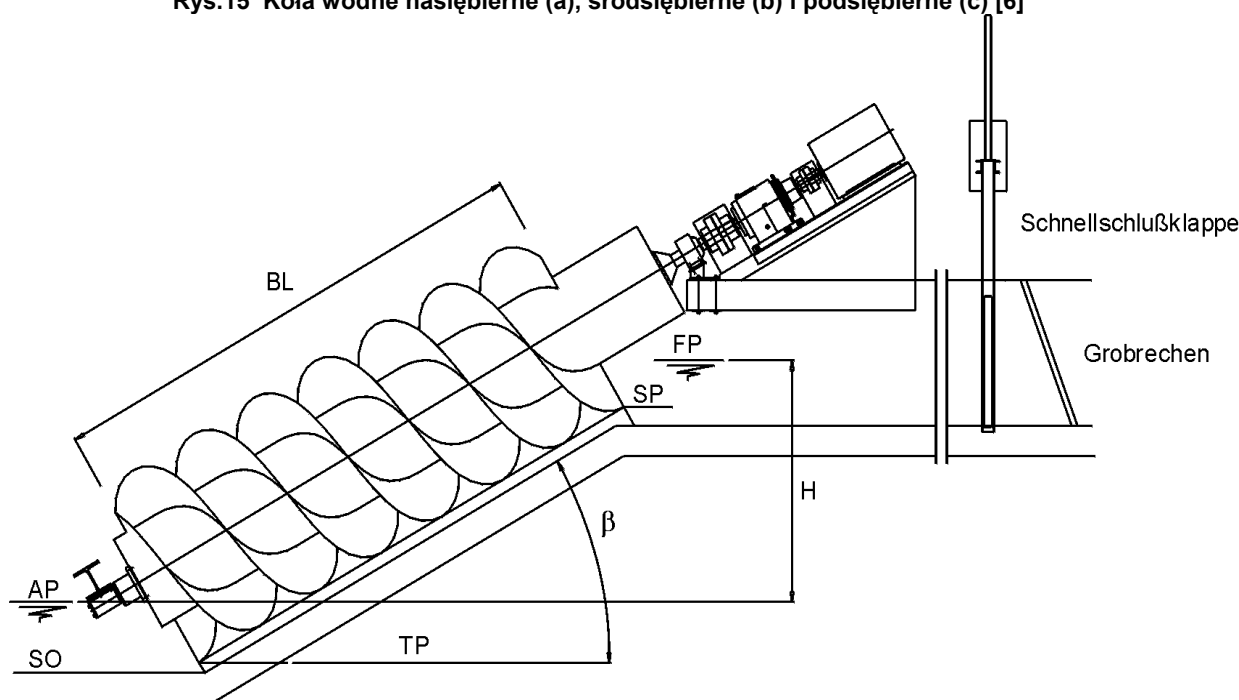
3. WODNE MASZYNY ENERGETYCZNE

Z uwagi na zasadę działania, wśród wodnych maszyn energetycznych wyróżnić należy maszyny grawitacyjne oraz turbiny i pompoturbiny. Zarówno maszyny grawitacyjne, jak i turbiny wodne należą do grupy silników wodnych – dokonują przemiany energii mechanicznej wody na energię użyteczną na wale urządzenia.

Zasada działania maszyn grawitacyjnych polega na zamianie energii potencjalnej wody na energię użyteczną. Do tej grupy urządzeń zaliczyć należy przede wszystkim koła wodne nasiębieczne i śród-siębieczne (rys.15) oraz niedawno wprowadzone ślimaki hydroenergetyczne (rys.16)



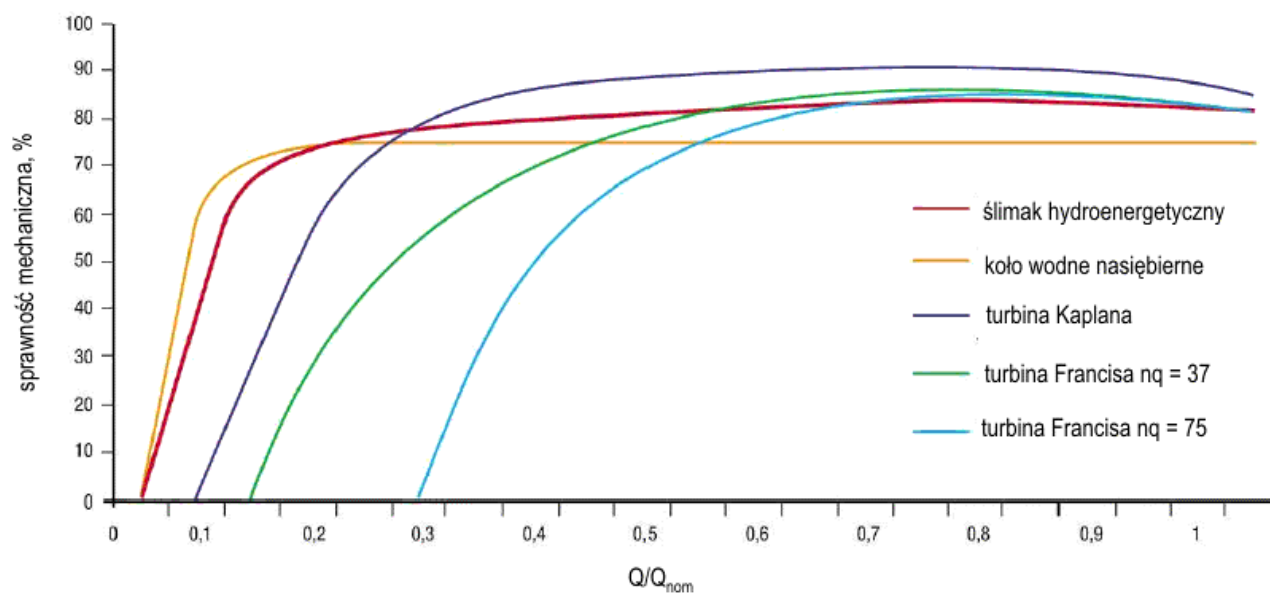
Rys.15 Koła wodne nasiębieczne (a), śródsiębierne (b) i podsębierne (c) [6]



Rys.16 Ślimakowa maszyna hydroenergetyczna [7]. Typowe kąty ustawienia ślimaka $\beta = 22^\circ, 26^\circ, 30^\circ, 33^\circ, 35^\circ$; BL – długość łopat, SO – rzędna posadowienia rynny spływowej; SP – rzędna odniesienia dla wysokości napływu, FP – poziom piętrzenia górnej wody, AP – poziom dolnej wody, H – spad netto

Wymienione wyżej maszyny posiadają sprawności porównywalne z turbinami klasycznymi (rys.17). Ich zasadniczą wadą są jednak duże rozmiary i niskie prędkości obrotowe. Użycie ich do napędu generatora wymaga zawsze użycia przekładni. Preferencje ekonomiczne stosowane w wielu krajach w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii sprawiły jednak, że maszyny te znajdują dziś nabywców, a ich producenci wypełnili powstałą niszę rynkową. Na rys.18 pokazano wirnik maszyny ślimakowej bawarskiej firmy *Ritz-Atro* zainstalowanej w małej elektrowni wodnej przy młynie Diebacher Rödermühle na Soławie Frankońskiej (Niemcy) oraz współczesne koło wodne na hali montażowej firmy BEGA z Bochum w Zagłębiu Ruhry.

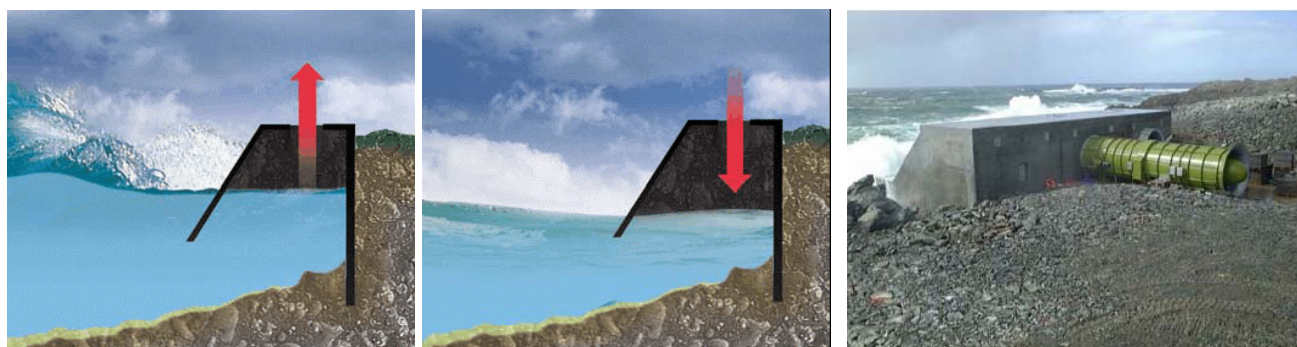
Do maszyn grawitacyjnych zaliczyć należy także większość silników wodnych wykorzystujących energię fal, a zwłaszcza urządzenia nabrzeżne typu LIMPET produkowane przez firmę Wavegen, należącą dziś do grupy kapitałowej Voith Siemens Hydro [9]. W urządzeniach tych energia mechaniczna podnoszącego się i opadającego słupa wody wykorzystywana jest do wydmuchiwania i zasysania powietrza zawartego w betonowej komorze i napędu dwustronnej turbiny powietrznej Wellsa (rys.19).



Rys.17 Krzywe sprawności ślimaka hydroenergetycznego, koła wodnego nasiębiernego oraz turbin wodnych o pojedynczej i podwójnej regulacji [8]

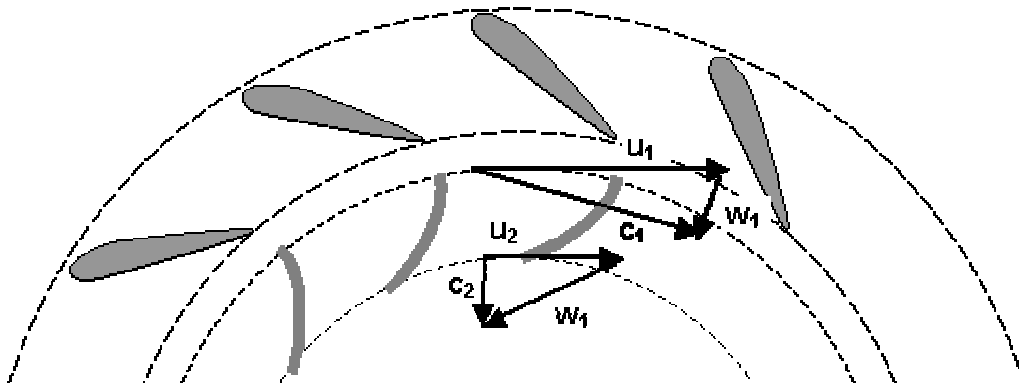


Rys.18 Ślimak hydroenergetyczny firmy Ritz-Atro[8] przy młynie Diebacher Rödermühle na Soławie Frankońskiej oraz współczesne koło wodne na hali montażowej firmy BEGA [9]



Rys.19 Zasada działania i widok prototypowego urządzenia LIMPET [10]

Działanie turbiny wodnej polega na wymianie momentu pędu napływającej cieczy z wirnikiem maszyny hydraulicznej. W tym celu w turbinach reakcyjnych (naporowych), charakteryzujących się różnymi ciśnieniami wody po stronie wlotowej i wylotowej, przed wirnikiem umieszcza się łopatki kierowniczy nadające cieczy odpowiedni kręt. W przypadku turbin o promieniowym lub promieniowo-osiowym napływie cieczy na kierownicę, straty związane ze zmianą kierunku przepływu cieczy można zdecydowanie zmniejszyć, gdy kręt ten nadawany jest już częściowo w komorze spiralnej, poprzedzającej palisadę łopat kierowniczych. W takim przypadku woda przepływa jeszcze dodatkowo przez palisadę łopat wsporczych po wewnętrznej stronie komory. Schemat przepływu przez palisadę łopat kierowniczych i łopat wirnika turbiny promieniowo-osiowej (Francisa) pokazano na rys.20.



Rys.20 Schemat rozkładu prędkości na wlocie i wylocie z wirnika turbiny Francisa w przekrojach poprzecznych. Prawo ciągłości przepływu jest zachowane dzięki różnym składowym osiowym na różnych promieniach

W turbinach akcyjnych (natryskowych), znamienych jednakowym ciśnieniem cieczy po stronie wlotowej i wylotowej wirnika, odpowiedni moment pędu na wlocie uzyskuje się dzięki wypływowi strugi wody z dyszy z silną składową równoległą do kierunku obwodowego.

Zasadę działania turbin wodnych wyraża równanie Eulera:

$$\eta E = u_1 c_{u1} - u_2 c_{u2} = \frac{u_1^2 + c_1^2 - w_1^2}{2} - \frac{u_2^2 + c_2^2 - w_2^2}{2} \quad (1)$$

w którym E oznacza jednostkową energię hydrauliczną zdefiniowaną jako różnica energii mechanicznej wody w przekroju wlotowym (wysokociśnieniowym) i wylotowym (niskociśnieniowym) turbiny, η jest sprawnością hydrauliczną turbiny zdefiniowaną jako stosunek energii przekazywanej na wał turbiny do energii traconej podczas przepływu wody między przekrojami odniesienia. Symbolami u , c i w oznaczono na rys.20 i w równaniu (1) odpowiednio prędkość obwodową wirnika oraz prędkość bezwzględną i względną cieczy. Wskaźniki 1 i 2 odnoszą się odpowiednio do warunków na wlocie i wylocie z wirnika, zaś wskaźnik u oznacza wartość składowej obwodowej wektora prędkości. Z równania (1) wynika, że maksymalną sprawność uzyskuje się w przypadku braku składowej obwodowej na wylocie z wirnika. W rzeczywistości, z uwagi na straty związane z oderwaniami i przepływami wtórnymi w części wylotowej maszyny, korzystnie jest jednak zachować pewną niewielką wartość tej składowej.

Zgodnie z definicją, jednostkową energię hydrauliczną cieczy liczy się ze wzoru

$$E = \frac{p_{abs1} - p_{abs2}}{\rho} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} + (z_1 - z_2) g, \quad (2)$$

w którym p_{abs} oznacza ciśnienie bezwzględne cieczy, ρ i v – gęstość i prędkość cieczy, z – rzędną punktu w którym dokonywany jest pomiar ciśnienia, zaś g – przyspieszenie ziemskie. Wskaźniki 1 i 2

odnoszą się tym razem do przekrojów odniesienia maszyny hydraulicznej. Przy zadanej wysokości piętrzenia, jednostkową energię hydrauliczną można podwyższyć zmniejszając wartość członu związanego z energią kinetyczną. Jest to powód, dla którego w turbinach reakcyjnych stosuje się dyfuzory wylotowe. Z uwagi na fakt, że ich działanie oznacza obniżenie ciśnienia bezpośrednio pod wirnikiem, powszechnie określa się je mianem rur ssących.

W praktyce, zamiast rekomendowanej przez niektóre normy jednostkowej energii hydraulicznej, powszechnie stosuje się pojęcie spadku netto, zdefiniowanego wzorem $H = E/g$. Stosowanie pojęcia jednostkowej energii hydraulicznej oraz spadku netto jest uzasadnione w przypadku opisu własności energetycznych turbiny lub hydrozespołu w granicach określonych położeniem przekrojów odniesienia. Do opisu własności ciągu technologicznego rozpoczynającego się ujęciem wody i kończącego się wylotem na dolną wodę, wystarczy pojęcie spadku niwelacyjnego (brutto), zdefiniowanego jako różnica poziomów wody górnej i dolnej. Różnica między spadkiem brutto i netto sprowadza się zwykle do strat na doprowadzeniu do przekroju wlotowego turbiny oraz strat energii kinetycznej na wylocie z rury ssącej.

Równanie Eulera odnosi się do pojedynczej linii prądu. Ma zasadnicze znaczenie praktyczne dla procesu projektowania turbin, lecz jego stosowanie wymaga założenia a priori sprawności turbiny. Dla sprawdzenia poprawności dokonanych założeń oraz dokonania optymalizacji układu przepływowego konieczne są obliczenia przepływu prowadzone metodami dwu-, a najlepiej trójwymiarowymi, i badania modelowe. Zaawansowane metody numerycznej analizy przepływu (CFD) są źródłem istotnego postępu w jakości uzyskiwanych rozwiązań konstrukcyjnych i pozwoliły zdecydowanie zmniejszyć zakres badań modelowych, a w niektórych przypadkach nawet je wyeliminować. Całkowita rezygnacja z badań modelowych nie wydaje się jednak możliwa.

Przy przenoszeniu wyników badań modelowych na prototyp korzysta się z praw podobieństwa uzupełnionych o formuły uwzględniające efekty skalowe, związane głównie ze stratami tarcia. Wyniki badań modelowych przedstawiane są często we współrzędnych zredukowanych na jednostkowy spadek i jednostkową średnicę charakterystyczną wirnika, co bardzo ułatwia przenoszenie ich na maszynę w naturalnej wielkości. Do najczęściej stosowanych wielkości podwójnie zredukowanych należą:

- prędkość obrotowa $n_{HD} = nD/\sqrt{H}$
- natężenie przepływu $Q_{HD} = Q/D^2\sqrt{H}$
- moc $P_{HD} = P/D^2H^{3/2}$

Z punktu widzenia ponoszonych kosztów inwestycyjnych, korzystne jest stosowanie maszyn o wysokiej przepływności wyrażonej maksymalną wartością parametru Q_{HD} . Z uwagi na kształt trójkątów prędkości wiąże się to zwykle z żądaniem odpowiednio wysokiej prędkości obrotowej. Możliwości maszyny w tym zakresie opisuje kinematyczny wyróżnik szybkobieżności zdefiniowany wzorem

$$n_Q = n_{HD} \sqrt{Q_{HD}} \quad (3)$$

i interpretowany jako prędkość obrotowa turbiny geometrycznie podobnej pracującej przy jednostkowym spadzie z jednostkowym natężeniem przepływu.

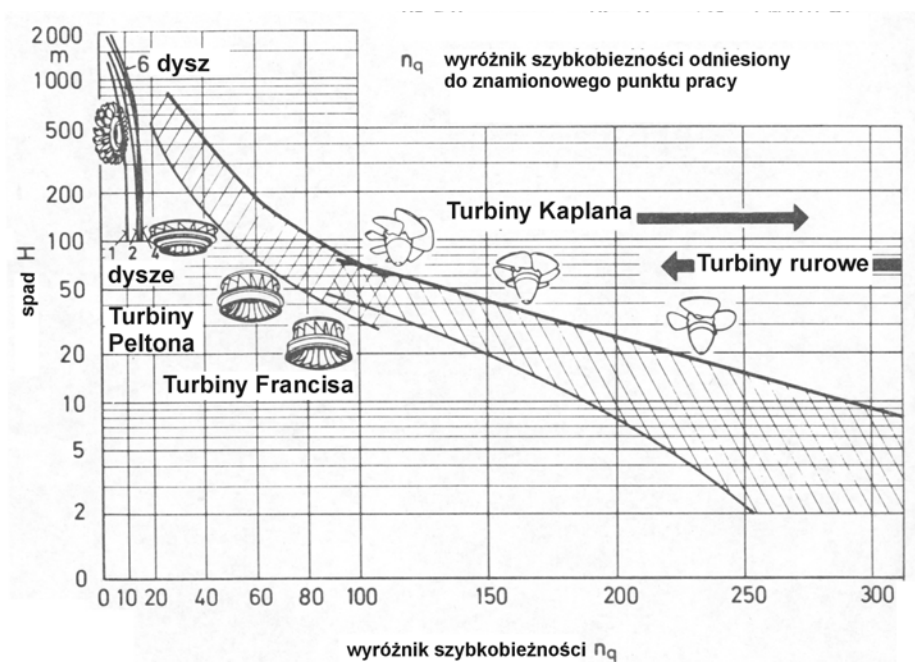
Z wartością wyróżnika szybkobieżności związany jest bezpośrednio kształt wirnika turbiny, co ilustruje rysunek 20, zaczerpnięty z materiałów firmy Voith. Stan ten jest przyczyną, dla której wyróżnik szybkobieżności był niekiedy określany mianem liczby kształtu.

Generalną tendencją jest wzrost szybkobieżności wraz z malejącym spadem. Istotnym ograniczeniem jest zjawisko kawitacji towarzyszące przepływom z dużymi prędkościami lokalnymi i wynikającymi stąd spadkami ciśnienia poniżej ciśnienia pary nasyconej, p_v . Niebezpieczeństwo kawitacji rośnie wraz z wysokością ssania turbiny H_s (wzniesieniem wirnika nad lustro dolnej wody) oraz spadkiem.

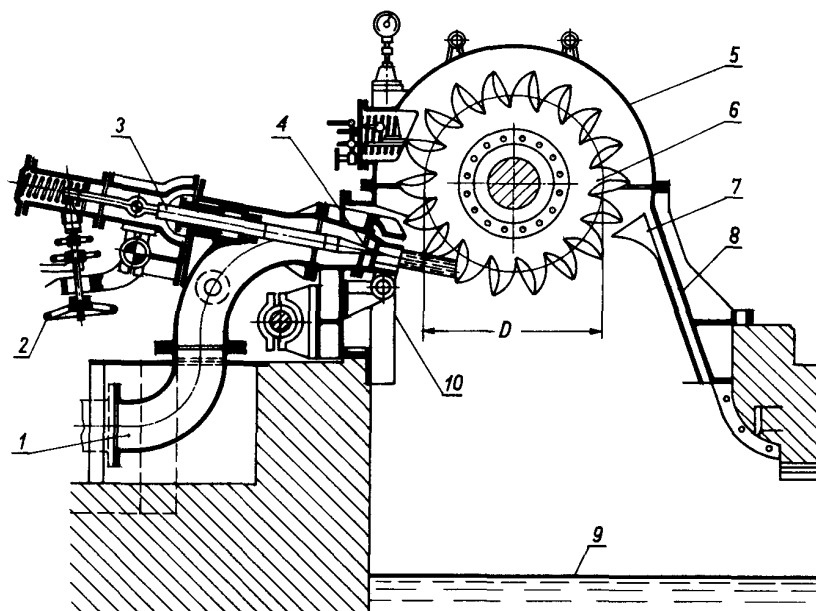
Szybłą ocenę stanu zagrożenia kawitacyjnego umożliwila liczba kawitacji zdefiniowana wzorem

$$\sigma = NPSH/H, \quad (4)$$

gdzie $NPSH = (p_a - p_v)/(\rho g) - H_s$ oznacza tzw. nadwyżkę antykawitacyjną (dokładnie: antykawitacyjną nadwyżkę wysokości ssania). Spadek instalacyjnej liczby kawitacji poniżej pewnej wartości krytycznej, określonej np. na podstawie badań modelowych lub analizy numerycznej, oznacza niebezpieczeństwo pojawienia się niepożądanych zjawisk, zidentyfikowanych w trakcie tych badań.



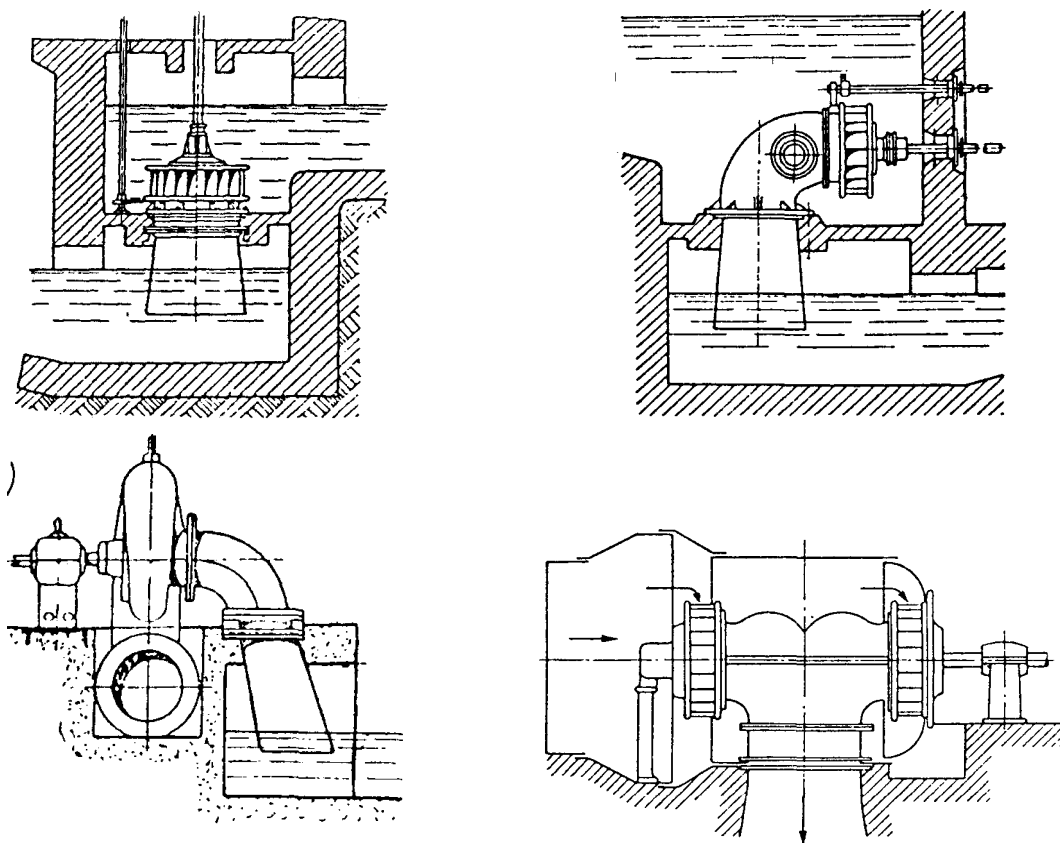
Rys.21 Obszary zastosowań turbin wodnych o różnych wyróżnikach szybkobieżności (wg materiałów firmy Voith)



Rys. 22. Turbina Peltona. 1 - rurociąg doprowadzający, 2 - sterowanie ręczne, 3 - urządzenie przesuwające iglicę, 4 - dysza z iglicą, 5 - ostona wirnika, 6 - wirnik turbiny, 7 - odcinacz wody, 8 - korpus turbiny, 9 - kanał odpływowy, 10 - odchylacz strumienia [6]

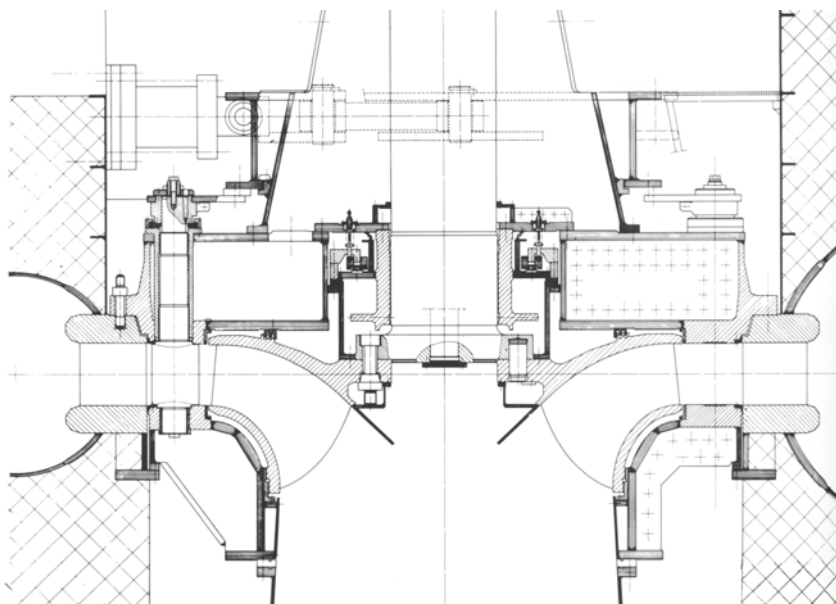
Jak widać z rysunku 21, maszynami o najniższej szybkobieżności są turbiny Peltona, a zwłaszcza turbiny jednodyszowe (rys.22). Zasadniczym elementem tych maszyn jest wirnik z rozmieszczonymi obwodowo czarkami. Woda doprowadzana jest do komory poprzez rurociąg zakończony dyszą z zaworem iglicowym i odchylaczem działającym jako organ odcinający. Turbiny Peltona przeznaczone są na wysokie spadły i w Polsce – poza nielicznymi wyjątkami z przeszłości - nie znajdują zastosowania.

Maszynami stosowanymi w wyjątkowo szerokim zakresie spadów są turbiny promieniowo-osiowe typu Francisa. Pomysł turbiny tego typu pochodzi od Howda, jednak później nazwa została przypisana konstruktorowi, który turbinę zdecydowanie udoskonalił i przebadał. Turbina wyposażona jest z reguły w kierownicę typu Finka z wewnętrzną lub zewnętrzną regulacją. Kształt wirnika i liczba łopat silnie zależą od spadu. Przed upowszechnieniem turbin o przepływie osiowym (Kaplan, semi-Kaplan, turbina śmigłowa w układzie pionowym i rurowym), turbiny Francisa były powszechnie stosowane nawet na najniższe spadły. Typowym rozwiązaniem, do dziś spotykanym w wielu małych elektrowniach na terenie Polski były turbiny w komorze otwartej (rys.23a). Nadzwyczaj często sięgano po rozwiązania z poziomym wałem (rys.23b÷d), w tym po turbiny dwuwirnikowe (bliźniacze), pracujące na wspólną rurę ssącą lub zasilane ze wspólnej komory spiralnej.

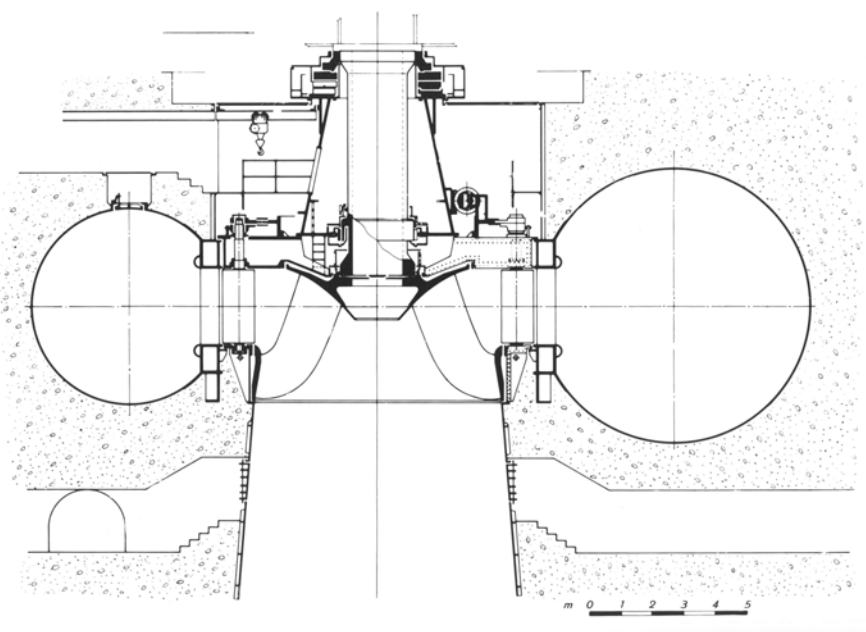


Rys.23 Niskospadowe turbiny Francisa małej mocy [6]

Dziś poziome turbiny Francisa instaluje się wyłącznie w małych elektrowniach wodnych. W elektrowniach dużych turbiny instaluje się w konfiguracji pionowej. Typowe przykłady, zaczerpnięte ze znakomitej monografii prof. Henry'go [10] przedstawiono na rys.24a i 24b. Duże turbiny Francisa eksploatowano niegdyś w dość ograniczonym zakresie pracy (powyżej 2/3 maksymalnego otwarcia) z uwagi na silne zjawiska dynamiczne towarzyszące niedociążeniu. Dzięki zastosowaniu specjalnych zabiegów konstrukcyjnych i eksploatacyjnych (napowietrzanie przepływu) zakres ten obecnie znacznie rozszerzono..

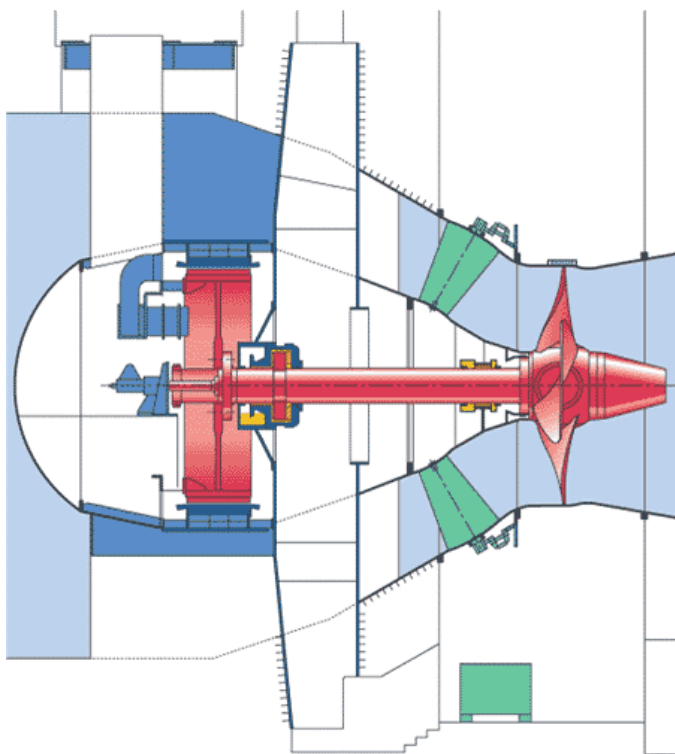


Rys.24a Współczesna wolnobieżna turbina Francisa dużej mocy
Alto Lindoso (Portugalia): $P = 350 \text{ MW}$, $H = 276 \text{ m}$, $n_q = 36$ [11]

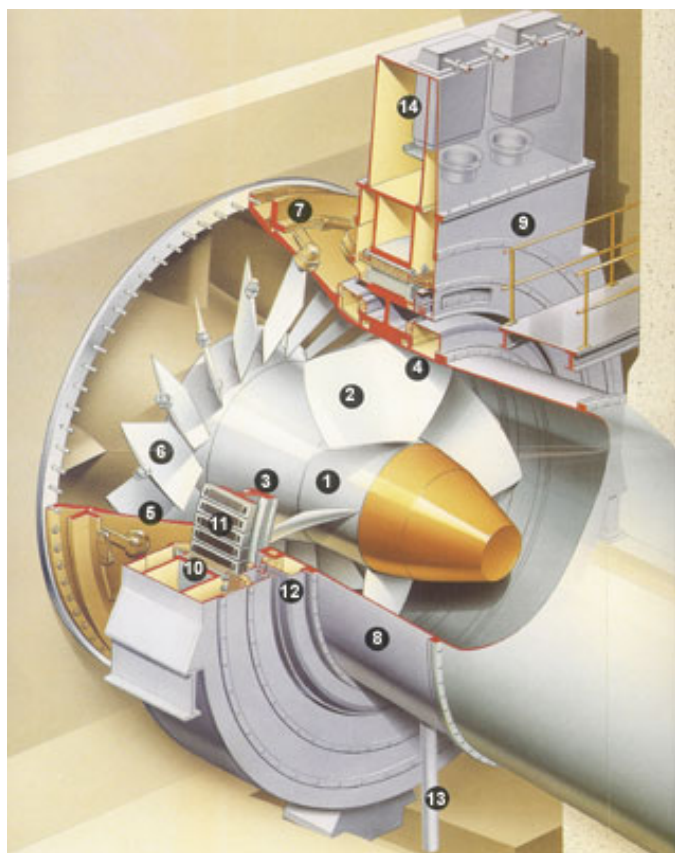


Rys.24b Współczesna szybkobieżna turbina Francisa dużej mocy
Itaparica (Brazylia): $P = 250 \text{ MW}$, $H = 50,8 \text{ m}$, $n_q = 100$ [11]

W zakresie spadów poniżej 70 m, a zwłaszcza poniżej 35 m szerokie zastosowanie znalazły turbiny Kaplana z regulowaną kierownicą promieniową i regulowanym wirnikiem o przepływie osiowym. Dzięki podwójnej regulacji możliwa jest praca tymi turbinami przy mocy poniżej 20 % obciążenia znamionowego. Turbiny tego typu znalazły dość duże zastosowanie na terytorium dzisiejszej Polski krótko po ich wprowadzeniu do produkcji przez firmę *J.M.Voith*. Dotyczyło to zwłaszcza ziem przynależnych wówczas do państwa niemieckiego. Zastosowano je również w Elektrowniach Żur i Rożnów, a po wojnie m.in. w EW Dębe, Koronowo i Włocławek (rys.25). Początkowo planowano instalowanie turbin Kaplana również na następnych stopniach Kaskady Dolnej Wisły. Później jednak od zamiaru tego odstąpiono na rzecz turbin rurowych (rys.26).



Rys.27 Przekrój przez hydrozespół rurowy gruszkowy, Jing Nan (Chiny) [10]

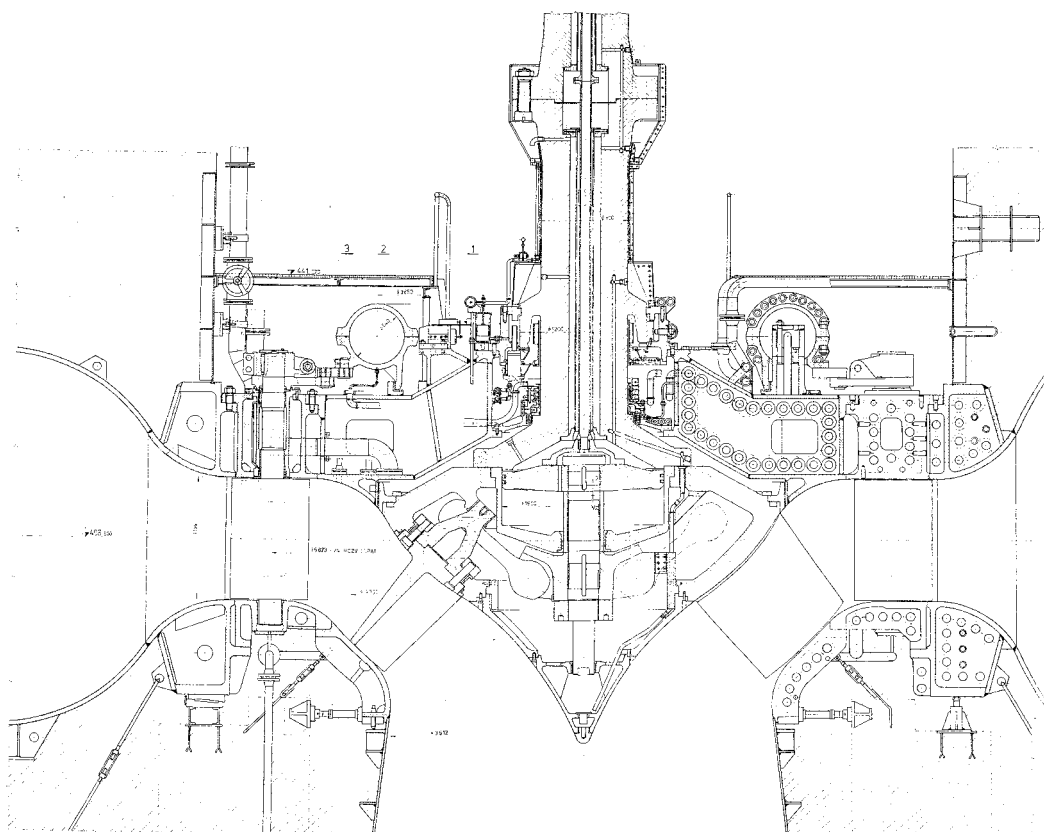


Rys.28 Widok hydrozespołu rurowego straflo EW Laufenburg na Renie [14]

Warto wspomnieć, że pierwowzór turbiny tego typu (tzw. turbina Harza) był swego czasu zainstalowany w elektrowni Rościno, znajdującej się dziś na terytorium Polski.

Rozwiązanie pośrednie pomiędzy turbiną Francisa, a turbiną Kaplana stanowią turbiny Deriaza, wyposażone w wirnik o stożkowym kierunku przepływu. Turbiny tego rodzaju mogą być eksploatowane przy wyższych spadach niż turbiny Kaplana o takiej samej liczbie łopatek wirnika. Dzięki podwójnej regulacji nadają się dobrze do instalacji w elektrowniach, w których występują duże wahania spadku lub natężenia przepływu wody. W Polsce turbiny tego rodzaju zainstalowano jedynie w Elektrowni Wodnej Niedzica (rys.29). Są to maszyny odwracalne (pompoturbiny) produkcji *CKD Blansko*, przystosowane do pracy przy spadzie zmieniającym się w zakresie od 24 do 46 m.

Chociaż energia pochodząca ze spracowania wody przepompowanej ze zbiornika dolnego do zbiornika górnego nie może zostać uznana za tzw. energię zieloną, to elektrownie pompowo-szczytowe, podobnie jak kaskady rzeczne pracujące przewalowo oraz niektóre elektrownie zbiornikowe, stanowią element infrastruktury energetycznej kraju w zasadniczy sposób wspierający rozwój energetyki ze źródeł odnawialnych. Wszystkie te obiekty stanowią niezrównane źródło mocy regulacyjnej i interwencyjnej dla systemu elektroenergetycznego. Odpowiedni zasób takiej mocy jest jednym z podstawowych warunków dla rozwoju energetyki wiatrowej, która w przeciwnym przypadku może stanowić poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa systemu. Hydrozespoły odwracalne wykorzystywane są również często do pracy kompensatorowej w układzie automatycznej regulacji napięcia (ARNE), szczególnie cennej w warunkach współpracy z dużą liczbą odnawialnych źródeł energii (np. małych elektrowni wodnych) wyposażonych w generatory asynchroniczne.



**Rys.29 Przekrój przez pompoturbinę Deriaza w EW Niedzica (moc 43 MW, spad znamionowy 40,5 m)
(rysunek ČKD Blansko)**

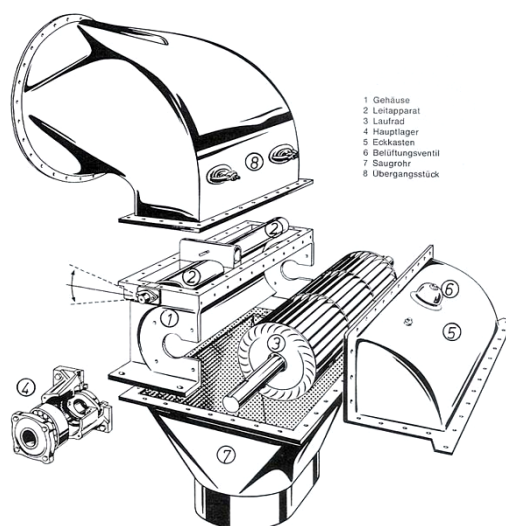
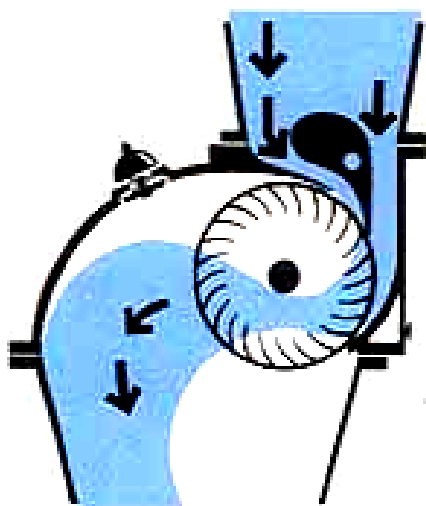
Wartość elektrowni pompowych, jako źródła mocy regulacyjnej dla systemu elektroenergetycznego, obniża brak możliwości regulacji mocy czynnej podczas pracy pompowej. Wadzie tej zapobiega się na dwa sposoby:

- poprzez współpracę w układzie tzw. zwarcia hydraulicznego z turbiną o pojedynczej lub podwójnej regulacji;
- poprzez zastosowanie hydrozespołów o regulowanej prędkości obrotowej.

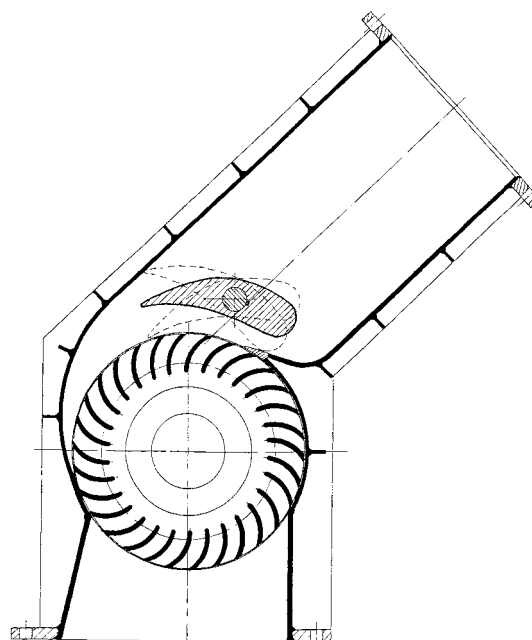
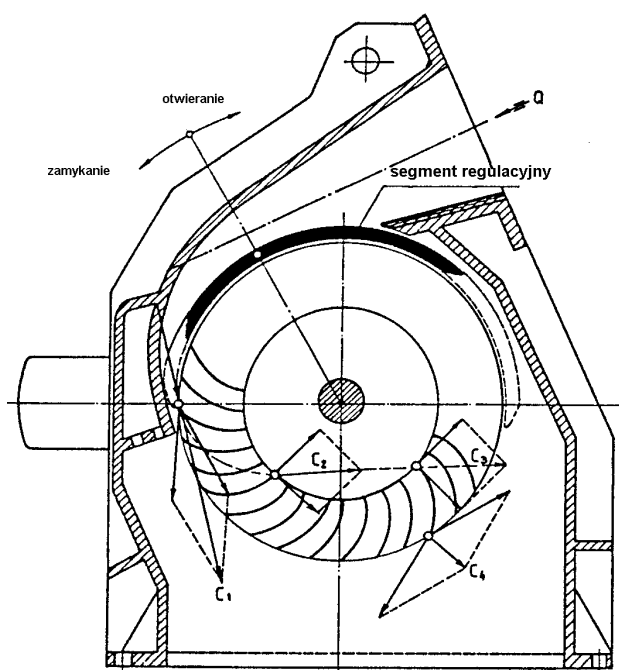
Praca w układzie zwarcia hydraulicznego stosowana była jeszcze niedawno w Elektrowni Wodnej Geesthacht w pobliżu Hamburga. Hydrozespoły odwracalne z regulowaną prędkością obrotową instalowane były początkowo głównie w Japonii. Wynikało to przede wszystkim z potrzeby zapewnienia lepszej regulacji w warunkach pracy przy nadzwyczaj dużych wahaniami poziomu wody w zbiorniku górnym. W ostatnim czasie dwa takie hydrozespoły zainstalowano w elektrowni wodnej Goldisthal w Turynii. Oprócz poprawy sprawności hydraulicznej, uzyskano również stosunkowo duży zapas mocy regulacyjnej w ruchu pompowym.

Dokonujący się wciąż postęp w budowie dużych maszyn hydraulicznych związany jest przede wszystkim z poprawą własności energetycznych i dynamicznych wskutek coraz szerszego stosowania metod numerycznej mechaniki płynów (CFD) w procesie projektowania. Zastosowanie tych metod pozwoliło w ostatnich latach rozszerzyć zakres pracy wielu turbin i pompoturbiny o pojedynczej regulacji, a także poprawić własności kavitacyjne. Zmiany dotyczą wybranych węzłów konstrukcyjnych, w tym układów smarowania i organów regulacyjnych, a także pozostałych elementów hydrozespołów. Ograniczona pozostaje natomiast liczba typów stosowanych maszyn hydraulicznych.

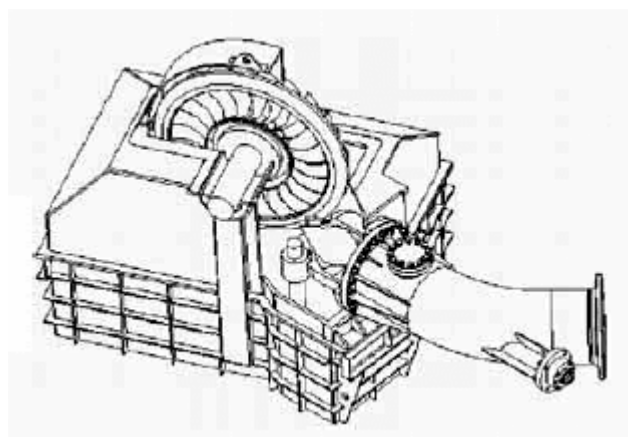
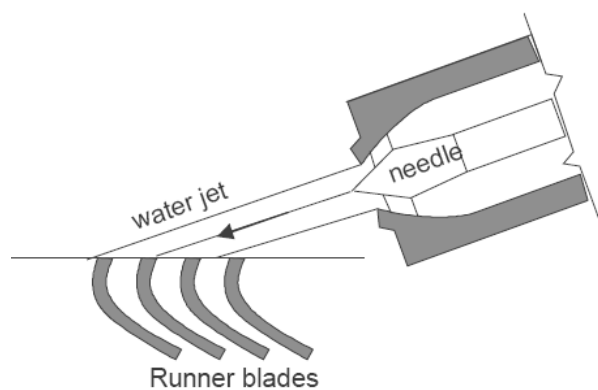
Pod tym względem, o wiele większa różnorodność występuje wśród maszyn stosowanych w tzw. małej energetyce wodnej. Oprócz maszyn wymienionych już w tym rozdziale, na szczególną uwagę zasługują turbiny o przepływie poprzecznym - akcyjne i reakcyjne - i turbiny typu turgo (rys.30÷32).



Rys.30 Akcyjna turbina o przepływie poprzecznym (Banki-Michella) w wykonaniu firmy Ossberger



Rys.31 Reakcyjna turbina o przepływie poprzecznym wg konstrukcji inż. Cinka (a) oraz IMP PAN (b) [16]



Rys.32 Zasada działania [17] i widok turbiny turgo w wykonaniu firmy Wasserkraft Volk [18]

Generalną zaletą wszystkich wymienionych turbin jest łatwa regulacja przepływu. Akcyjne turbiny o przepływie poprzecznym (tzw. turbiny Banki-Michella, rys.30) znajdują przy spadach średnich i wysokich (do 200 m) i umiarkowanych przepływach. Stosowanie tych turbin przy spadach niskich staje się nieekonomiczne z uwagi na konieczność posadowienia wirnika nad lustrem dolnej wody i brak możliwości odzyskania traconej w ten sposób energii potencjalnej. Możliwość taką zapewniają reakcyjne turbiny o przepływie poprzecznym opracowane przez inż. Cinka (rys.31a), a następnie w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN (rys.31b). Turbiny te są szczególnie godne polecenia przy spadach poniżej 10 m i stosunkowo niewielkich przepływach. Turbiny turgo (rys.32) – podobnie jak turbiny Peltona – przeznaczone są do pracy przy wysokich spadach. Dzięki stosunkowo niskim kosztom wykonania stanowią one ekonomicznie atrakcyjną opcję wyposażenia obiektów MEW.

Również wśród małych turbin rurowych, instalowanych dziś w licznych małych elektrowniach wodnych na terenie Polski spotyka się najróżniejsze konfiguracje.

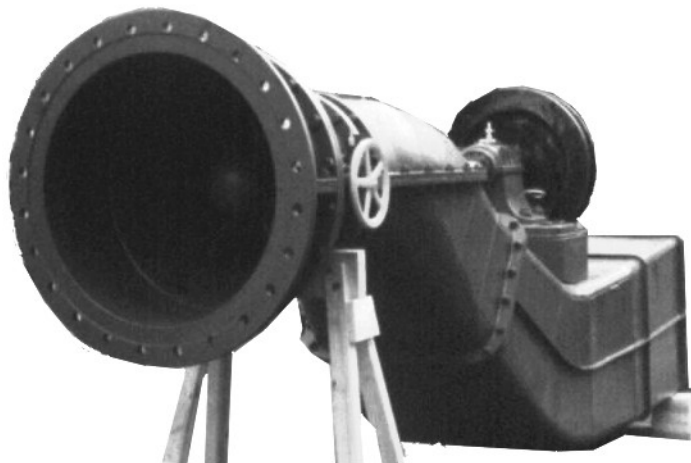
Ze względu na położenie wirnika turbiny względem zwierciadła górnej wody wyróżnić można turbiny pracujące w układzie z napływem (rys.33, 34) i turbiny lewarowe (rys.11, 35).

Orientację wirnika dostosowuje się z reguły do warunków miejscowych, chociaż nie ulega wątpliwości, że z uwagi na straty hydrauliczne, za najkorzystniejsze uznać należy rozwiązanie z wirnikiem usytuowanym ukośnie. W przypadku turbin pracujących z napływem, pozwala to całkowicie uniknąć kolan w układzie przepływowym (rys.34), zaś w przypadku turbin lewarowych – zastosować tylko pojedyncze kolano (rys.35a).

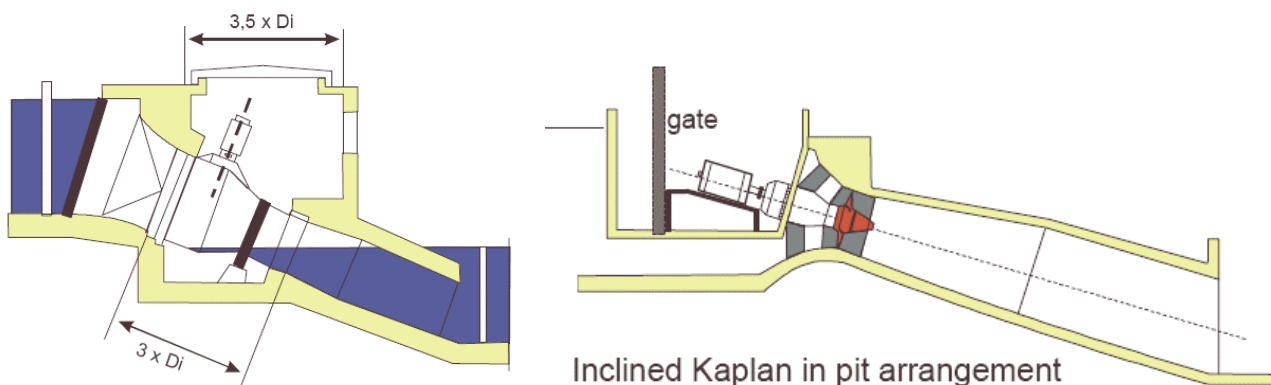
Ze względu na sposób przeniesienia napędu na wał generatora wyróżnić można następujące rozwiązania konstrukcyjne:

- a) wyprowadzenie wału przez kolano rury ssącej (rys.11, 33, 35b)
- b) wyprowadzenie wału przez gruszkę i kolano króćca dolotowego (rys.35a, 36a)
- c) wyprowadzenie napędu poprzez przekładnię stożkową (rys.34a)
- d) wyprowadzenie napędu poprzez przekładnię w gruszcze lub studni (rys.34b)
- e) uproszczone rozwiązanie typu *straflo* z wirnikiem pełniącym funkcję koła przekładni pasowej.

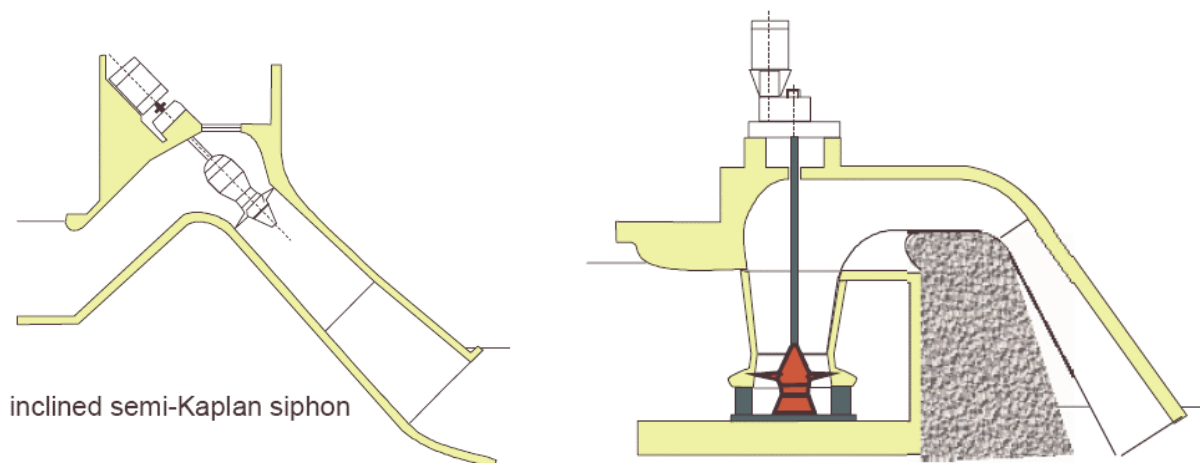
Rozwiązania (a) i (b) są stosowane zwłaszcza w tzw. mikroelektrowniach wodnych. Elektrownie te wyposażone są często w turbiny o pojedynczej regulacji, a nawet w turbiny o stałych łopatkach wirnika i kierownicy. Typowym rozwiązaniem jest tzw. semi-Kaplan – turbina o przepływie osiowym, z nastawnymi łopatkami wirnika i stałymi łopatkami kierownicy. Rozwiązanie takie zastosowano między innymi w turbinie lewarowej typu TSP, pokazanej na rys.11, i w turbinie rurowej typu S, pokazanej na rys.33. Z uwagi na kształt charakterystyki sprawnościowej, sterowanie pojedyncze łopatkami wirnika (semi-Kaplan) jest bardziej korzystne od sterowania pojedynczych łopatkami kierownicy (turbina śmigłowa).



Rys.33 Niskospadowa turbina rurowa typu S, przystosowana do pracy z napływem (EW Biesowice).
Turbina została skonstruowana w Katedrze Turbin Wodnych i Pomp Politechniki Gdańskiej (obecnie: Katedra Mechaniki Płynów i Maszyn Wirnikowych) i wykonana przez ZRE Gdańsk (Oddział Gródek) [19]



Rys.34 Turbiny rurowe o podwójnej regulacji (Kaplan) w układzie kompaktowym (z odbiorem mocy przez przekładnię stożkową) oraz studniowym [17]

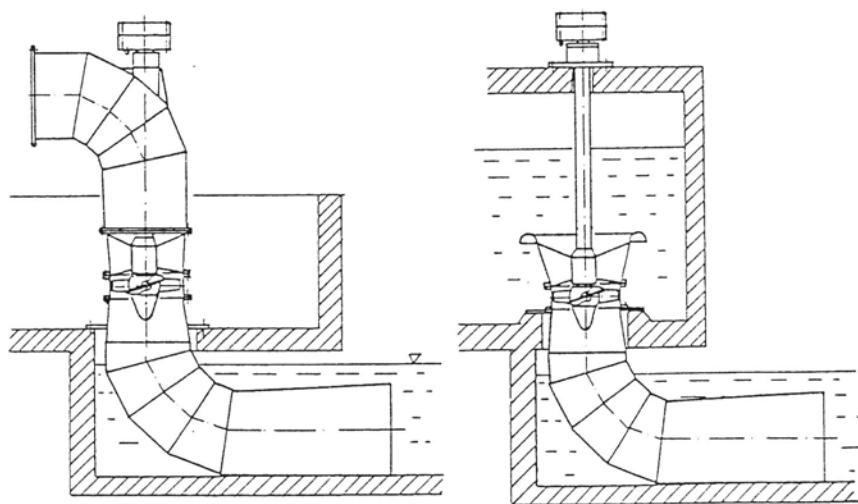


Rys.35 Turbiny lewarowe typu semi-Kaplan układzie ukośnym jednokolankowym i pionowym odwróconym [17]

Do rozwiązań typu (d) zaliczyć można hydrozespoły z generatorem umieszczonym w studni (rys.34b) lub w gruszce. Zastosowanie hydrozespołów gruszkowych w obiektach małej energetyki wodnej stało się możliwe dzięki firmom produkującym pompy zatapialne. Początkowo hydrozespoły z generatorem zatapialnym produkowane były przez szwedzką firmę *ITT Flygt*. W hydrozespoły takie wyposażono między innymi MEW Sromowce Wyżne na Dunajcu, MEW Nysa na Nysie Kłodzkiej i MEW Bukówka na Nysie Łużyckiej. Obecnie turbiny tego rodzaju dostarcza fińska firma *Waterpumps WP Oy*.

Wyprowadzenie wału poprzez kolano w króćcu wlotowym stosuje się szczególnie często w turbinach z wirnikiem usytuowanym pionowo (rys.36a). W przypadku całkowitej rezygnacji z króćca dolotowego uzyskuje się tzw. turbinę kielichową (rys.36b). Swego czasu turbiny takie chętnie instalowano w miejsce zużytych niskospadowych turbin Francisa.

W przypadku obiektów średnispadowych o niewielkim, lecz stabilnym natężeniu przepływu, rozwiązaniem ekonomicznie optymalnym może okazać się zastosowanie seryjnie produkowanych pomp wirnikowych. W Polsce szczególnie często wykorzystuje się do tego celu pompy helikoidalne typu UM i pompy odśrodkowe PJM, produkowane przez Leszczyńską Fabrykę Pomp. Prace badawczo-rozwojowe nad wykorzystaniem pomp do pracy turbinowej w obiektach MEW oraz w instalacjach odzysku energii hydraulicznej traconej w procesach technologicznych prowadzono swego czasu w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN oraz w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej [22].



Rys.36 Pionowe turbiny rurowe o pojedynczej regulacji (semi-Kaplan) z kolanowym króćcem dolotowym oraz w układzie kielichowym [20]

4. UWAGI KOŃCOWE

Przedstawione wyżej rozważania ograniczono do prezentacji wybranych aspektów technicznych związanych z wykorzystaniem energetyki wodnej do produkcji „zielonej” energii elektrycznej oraz poprawy parametrów pracy i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego zarówno w skali lokalnej, jak i w skali całego kraju. Z konieczności pominięto cały szereg istotnych zagadnień, w tym sprawę oddziaływania na środowisko naturalne oraz pozaenergetyczne funkcje obiektów energetyki wodnej. W przypadku elektrowni zbiornikowych funkcje te zwykle uznaje się za priorytetowe, co w zasadniczy sposób odróżnia obiekty energetyki wodnej od obiektów energetycznych wykorzystujących inne odnawialne źródła energii.

Również zadania, jakie energetyka wodna ma do spełnienia w systemie elektroenergetycznym są zupełnie wyjątkowe w porównaniu z innymi OZE. Wbrew utrzymującym się od pewnego czasu tendencjom, to właśnie w usługach regulacyjnych oraz poprawie bezpieczeństwa i jakości zasilania w energię elektryczną upatrywać należy jedno z podstawowych zadań tego sektora. Rezerwa mocy interwencyjnej w polskim systemie elektroenergetycznym jest płytka i ulegnie szybko wyczerpaniu w przypadku wielkoskalowego rozwoju energetyki wiatrowej. Mimo ogromnych nakładów poniesionych na rozbudowę mocy regulacyjnych, zadaniu kompensacji szybkich zmian mocy dostarczanej przez wielkie farmy wiatrowe nie będą w stanie sprostać elektrownie cieplne.

Energetyka wodna jest od dawna dojrzałą technologią pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Dokonujący się nadal postęp techniczny w tej dziedzinie służy:

- poprawie sprawności przemian energetycznych,
- rozszerzeniu zakresu i jakości usług systemowych,
- sięganiu do zasobów uznawanych, których wykorzystanie uznawano dotąd za ekonomicznie nieuzasadnione lub niemożliwe (energia fal morskich),
- ograniczeniu negatywnych oddziaływań na środowisko naturalne i tworzeniu warunków sprzyjających równowadze ekologicznej, przyjaznej dla człowieka i jego otoczenia.

Mimo wieloletniego zastoju w rozwoju energetyki wodnej, Polska wciąż dysponuje doświadczoną kadrą inżynierską zdolną do podejmowania się zadań projektowania małych i dużych elektrowni wodnych oraz przedsiębiorstwami wykonawczymi zdolnymi do realizacji procesu inwestycyjnego. Stan ten zawdzięczać należy bez wątpienia obserwowanemu od połowy lat dziewięćdziesiątych ożywieniu procesów inwestycyjnych związanych z tzw. małą energetyką wodną oraz modernizacją istniejących obiektów średniej i dużej mocy.

PRZYWOŁANIA

1. Spoz J. i in., *100 lat energetyki wodnej na Ziemiach Polskich*, TEW, 1998
2. Sowiński A.: *Zasoby wodno-energetyczne i ich rozmieszczenie w Polsce*, Studium SE-7, Warszawa, IBMER, 1996
3. *Stopień wodny Malczyce. Rzeka Odra 300 km*. Opr. RZGW Wrocław, czerwiec 2004
4. *EW Niedzica*. Folder Jubileuszowy, 2002
5. Strona internetowa ZEW Solina-Myczkowce, 2007
6. Hoffmann A.(red.): *Małe elektrownie wodne. Poradnik*, Nabba, Warszawa 1992
7. Pelikan B.: Materiały niepublikowane, 2004
8. Materiały reklamowe firmy *Atro-Ritz*, 2004
9. Strona internetowa firmy *BEGA*, 2007
10. Materiały reklamowe grupy *Voith-Siemens Hydro*
11. Henry P.: *Turbomachines hydrauliques*. Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausanne 1992
12. Folder EW Włocławek, Włocławek, 1995
13. Bilicki Z., Krzyżanowski J., Mikieliewicz J., Steller K.: *Wybrane technologie energetyczne ze źródeł odnawialnych*, Archiwum Energetyki (1992), nr 3-4, s.195-222
14. http://www.poweron.ch/de/stromprod/turbinen_&_generatoren_content---1--1028.html
15. Materiały firmy Ossberger, 2007
16. Henke A., Kaniecki M., Reymann Z, Steller J.: *Turbiny Banki-Michella wczoraj i dziś*. Materiały z Międzynarodowej Konferencji „Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku”, EC BREC/IBMER, Warszawa, 10-11 grudnia 2001, s.248-255
17. Penche C.: *Layman's handbook on how to develop a small hydro site* (Second Edition). ESHA, Brussels, 1998
18. Materiały firmy Wasserkraft Volk, 2007
19. Wilski T., Steller J.: *Turbozespoły dla małej energetyki wodnej - wyniki wybranych prac badawczo-rozwojowych*. Ogólnopolskie Forum „Mała Energetyka '96”, Chańcza, 28÷30 maja 1996
20. Henke A.: *Turbiny śmigłowe zunifikowanej konstrukcji IMP PAN*. HYDROFORUM'94, „Maszyny wirnikowe i urządzenia hydrauliczne w energetyce wodnej”, Materiały konferencji naukowo-technicznej, Straszyn, wrzesień 1994, s.227-234
21. Rintamäki, K.: *Rehabilitation and CFD calculation of Linnamäe Small Hydro Power Plant*, Hydroenergia'2004, Falkenberg (Sweden), June 17-19, 2004, Conference Proceedings
22. Steller K.: *Pompy wirowe jako turbiny wodne*. Zesz. Nauk. IMP PAN nr 297/1262/90