

TECHNOLOGIE MAŁEJ ENERGETYKI WODNEJ – EUROPEJSKI STAN WIEDZY I INNOWACJE

Wersja skrócona i przetłumaczona podręcznika HYPOSO:
Small hydropower technologies – European state-of-the-
art innovations



TŁUMACZENIE
Ewa Malicka, Janusz Steller

Spis treści

1.1.1	Przylączenie do sieci elektroenergetycznej	2
1.1.2	Wytwarzanie na potrzeby odbiorców przemysłowych.....	3
1.1.3	Minisieci (Mini-Grids)	4
1.2	Europejski sektor MEW oferuje innowacyjne i zrównoważone rozwiązania	6
1.2.1	Potencjał innowacyjny europejskiego sektora małej energetyki wodnej	6
1.2.2	Odkrywanie ukrytego potencjału hydroenergetycznego (Hidden Hydro).....	8
1.2.2.1	Odzysk i pozyskiwanie energii.....	8
1.2.2.2	Modernizacja i reaktywacja nieefektywnych lub nieczynnych MEW	12
1.2.3	Innowacyjne technologie przyjazne rybom w hydroenergetyce	12
2.	Systemy małej energetyki wodnej.....	17
2.1	Niski czy wysoki spad.....	17
2.2	Elektrownie przyzaporowe czy derywacyjne	20
2.3	Elektrownie przepływowe czy zbiornikowe.....	25
3.	Przegląd elementów systemów hydroenergetycznych	28
3.1	Turbiny hydrauliczne i grawitacyjne maszyny hydroenergetyczne	28
3.1.1	Uwagi wprowadzające.....	28
3.1.2	Turbiny wysokospadowe.....	39
3.1.3	Jednostki średnio- i niskospadowe	42
3.1.4	Hydrozespoły hydrokinetyczne	59
3.1.5	Hydrozespoły grawitacyjne	68
3.2	Przekładnie	73
3.2.1	Przekładnie zębate	73
3.2.2	Przekładnie pasowe	77
3.3	Generatory	82
3.3.1	Parametry podstawowe.....	82
3.3.2	Generatory synchroniczne	83
3.3.3	Generatory asynchroniczne	84
3.3.4	Synchroniczne generatory z magnesami trwałymi	85
3.4	Energoelektroniczne układy przekształtnikowe	85
3.5	Pozostałe urządzenia elektryczne i systemy sterowania.....	86
3.6	Konstrukcje hydromechaniczne stalowe	91
3.6.1	Zapory pływające i kraty wlotowe	92
3.6.2	Zamknięcia wlotowe i przelewowe	94
3.6.3	Rurociągi ciśnieniowe	103
3.6.4	Zawory wlotowe turbin hydraulicznych.....	110

1.1.1 Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

Chociaż mała energetyka wodna (MEW) jest często postrzegana jako idealne rozwiązanie do elektryfikacji obszarów odległych i słabo zaludnionych, w wielu przypadkach stanowi również cenny element zapewniający stabilność istniejących systemów elektroenergetycznych, zarówno w postaci stabilnej generacji podstawowej z elektrowni przepływowych, jak i jako element stabilizujący sieć w postaci elektrowni w kaskadzie pracujących w trybie regulacyjnym, elektrowni zbiornikowych, a nawet elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). Szczególnie wtedy, gdy kraje muszą lub chcą rozwijać lokalnie zbilansowane systemy elektroenergetyczne integrujące niestabilne odnawialne źródła energii, takie jak elektrownie wiatrowe czy instalacje fotowoltaiczne, korzyści wynikające z wykorzystania MEW stają się wyraźnie widoczne.

MEW jest odnawialnym źródłem energii o niewielkiej zmienności produkcji i wywiera korzystny wpływ na system elektroenergetyczny, ponieważ może dostarczać ciągłą moc przez przewidywalny okres. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej (w godzinach pracy z pełnym obciążeniem w ciągu roku) zależy od rodzaju instalacji oraz warunków zasilania wodą wykorzystywaną do produkcji energii. Generalnie elektrownie wykorzystywane do celów regulacyjnych oraz elektrownie przepływowe zlokalizowane w regionach górskich i podgórszych charakteryzują się niskimi wartościami tego parametru, w przeciwieństwie do elektrowni przepływowych usytuowanych na ciekach o dużej stabilności przepływu. Projekt Stream Map (ESHA, 2012) podał dla MEW średnią wartość **3252 godzin pracy z pełnym obciążeniem** dla UE-27 (wówczas wraz z Wielką Brytanią, lecz bez Chorwacji), co stanowi wartość wyższą niż w przypadku innych odnawialnych źródeł energii, takich jak elektrownie wiatrowe (**2000 godzin**) czy elektrownie fotowoltaiczne (**914 godzin**). W ostatnich latach przeprowadzono szczegółowe badania we Francji (France Hydro Électricité, 2020) oraz w Niemczech (Zdrallek, 2018) w celu dokładnej analizy wpływu MEW na systemy elektroenergetyczne.

Zgodnie z obliczeniami przedstawionymi przez Zdralleka (2018), w Niemczech (analizą objęto 7000 MEW, każdą o mocy poniżej 1 MW) konieczne byłoby poniesienie dodatkowych nakładów inwestycyjnych w wysokości **750 mln EUR** na rozbudowę sieci średniego i niskiego napięcia, gdyby tę samą moc miały zapewnić niestabilne odnawialne źródła energii, takie jak energetyka wiatrowa lub fotowoltaika. Ponadto zakres rozbudowy sieci dystrybucyjnych mógłby zostać znacząco ograniczony, ponieważ można byłoby uniknąć budowy tysięcy kilometrów nowych linii elektroenergetycznych. Jeżeli MEW są budowane w pobliżu odbiorców energii elektrycznej, straty sieciowe również ulegają znacznemu zmniejszeniu. Dzięki dobrej sterowalności MEW mogą aktywnie wspierać utrzymanie częstotliwości oraz stabilizację całego systemu elektroenergetycznego (poprzez świadczenie tzw. usług regulacyjnych). Fakt ten odgrywa szczególnie istotną rolę w sytuacji zastępowania konwencjonalnych źródeł energii opartych na paliwach kopalnych. Dzięki możliwości regulacji zarówno mocy czynnej, jak i biernej, MEW mogą ponadto przyczynić się do zapewnienia odpowiedniej jakości zasilania i utrzymania właściwego poziomu napięcia w sieciach dystrybucyjnych.

Po odpowiedniej modernizacji MEW mogą również pełnić funkcję sterowalnych, rozproszonych źródeł wytwórczych i zasilac lokalne minisieci (na przykład infrastrukturę krytyczną, taką jak służby ratunkowe) nawet w przypadku rozległych awarii systemowych typu blackout. Nie tylko elektrownie zbiornikowe, lecz także elektrownie przepływowe mogą być wykorzystywane (bez utraty sprawności) jako zdecentralizowane magazyny energii, jeżeli

pojemność retencyjna zbiorników i cofek rzecznych jest zarządzana w sposób dynamiczny. Oprócz korzyści dla systemu elektroenergetycznego MEW i inne elektrownie wodne posiadają jeszcze jedną istotną zaletę. Ze względu na stosunkowo prostą i trwałą konstrukcję koszty eksploatacji i utrzymania są niskie, a możliwy okres użytkowania przekracza **50 lat**, co prowadzi do bardzo niskich kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Oczywiście przedstawione powyżej wartości liczbowe odnoszą się wyłącznie do Niemiec i należy podkreślić, że warunki funkcjonowania MEW w tym kraju należą do najlepszych w Europie. Oznacza to, że podobne korzyści mogą być osiągane również w innych państwach, choć prawdopodobnie nie w skali przedstawionej w przytoczonych analizach.

Według francuskiego opracowania (France Hydro Électricité, 2020), koncentrującego się na roli Francji w europejskim systemie elektroenergetycznym, hydroenergetyka odgrywa kluczową rolę w zapewnianiu elastyczności systemu, stanowiąc bufor dla strukturalnych zmian zapotrzebowania resztkowego, kompensując błędy prognoz tego zapotrzebowania oraz zapewniając szybkie reagowanie na sytuacje awaryjne. Bez hydroenergetyki utrzymanie pracy systemu byłoby niemożliwe. W pewnym stopniu, w zintegrowanym scenariuszu rozwoju europejskiej sieci elektroenergetycznej do roku 2050, MEW mogą pełnić rolę podobną do magazynów bateryjnych pod względem możliwości regulacji mocy. MEW mogą również znaleźć nowe perspektywy biznesowe jako źródła wykorzystywane do regulacji szybkości zmian mocy (ramping), świadczenia nowych usług rezerwy częstotliwościowej lub funkcjonowania jako lokalne platformy elastyczności. W przyszłości możliwe będzie organizowanie przetargów na długoterminowe usługi systemowe oraz elastyczne moce wytwórcze, a także uwzględnianie mechanizmów cen odzwierciedlających niedobór mocy. Nadal jednak konieczne jest opracowanie sprawiedliwego i odpowiednio dostosowanego systemu wynagradzania za usługi świadczone przez hydroenergetykę, których znaczenie będzie w przyszłości rosło.

1.1.2 Wytwarzanie na potrzeby odbiorców przemysłowych

Przedsiębiorstwa rolne, handlowe lub przemysłowe są w dużym stopniu uzależnione od niezawodnych dostaw energii w ilości wystarczającej do utrzymania rentownej i konkurencyjnej działalności. Dlatego zamiast polegać wyłącznie na zasilaniu z sieci elektroenergetycznej, coraz częściej poszukują dedykowanych źródeł wytwórczych zlokalizowanych na terenie swoich zakładów lub w ich pobliżu, które mogłyby pokryć ich zapotrzebowanie na energię. Elektrownie pracujące na potrzeby własne zazwyczaj mają mniejszą moc zainstalowaną, ponieważ są projektowane wyłącznie z myślą o pokryciu zapotrzebowania konkretnego przedsiębiorstwa.

To, czy takie elektrownie są:

- przyłączone do sieci elektroenergetycznej czy pracują w układzie wyspowym,
- własnością przedsiębiorstwa i są przez nie eksploatowane (prosument), czy też dostarczają energię przedsiębiorstwu jako odbiorcy końcowemu,

zależy od specyfiki danego projektu oraz/lub krajowych uwarunkowań regulacyjnych.

Podczas gdy w przeszłości w takich instalacjach wykorzystywano generatory zasilane paliwami kopalnymi (zespoły prądotwórcze z silnikami Diesla), obecnie są one stopniowo modernizowane lub od początku wyposażane w odnawialne źródła energii w celu:

- zmniejszenia zależności od paliw kopalnych, które muszą być dostarczane do elektrowni w sposób ciągły;
- ograniczenia kosztów, ponieważ ceny oleju napędowego stale rosną;
- poprawy środowiskowego wizerunku przedsiębiorstwa będącego odbiorcą energii.

Wybór odnawialnego źródła energii zależy od lokalizacji instalacji. Podczas gdy niektóre obszary są szczególnie odpowiednie dla elektrowni fotowoltaicznych lub wiatrowych, MEW stanowi doskonałe rozwiązanie tam, gdzie pobliskie ciekły wodne dysponują odpowiednim potencjałem energetycznym. Przykładowo przedsiębiorstwa rolne często funkcjonują w pobliżu rzek, które mogą zostać wykorzystane do produkcji energii.

Przykładem jest Kenya Tea Development Agency (KTDA), największy producent herbaty na świecie, który w coraz większym stopniu opiera zasilanie swoich fabryk herbaty na małej energetyce wodnej. Za pośrednictwem swojej spółki zależnej KTDA Power Corporation (KTPC) organizacja ta zainwestowała oraz zarządza w pierwszym etapie elektrowniami: Gura MEW o mocy 5,8 MW, North Mathioya MEW o mocy 5,6 MW oraz Chania MEW o mocy 0,9 MW. Zidentyfikowano również kolejne lokalizacje o korzystnym potencjale hydroenergetycznym przeznaczone do realizacji w następnym etapie.

Elektrownia Gura MEW o mocy 5,8 MW jest zlokalizowana wysoko w dolinie Gura w hrabstwie Nyeri w centralnej części Kenii. Została uruchomiona w 2016 roku i produkuje rocznie około 18 GWh energii elektrycznej. Wytwarzana energia pokrywa zapotrzebowanie czterech fabryk herbaty w Iriaini, Chinga, Gathuthi i Gitugi. Nadwyżki energii są wprowadzane do sieci państwowego przedsiębiorstwa energetycznego KPLC na podstawie umowy zakupu energii elektrycznej (PPA). Zapewnia to dodatkowe przychody dla KTDA oraz zwiększa stabilność publicznej sieci elektroenergetycznej w okolicznych regionach.

Przed uruchomieniem elektrowni Gura MEW zakłady były uzależnione od niestabilnej publicznej sieci elektroenergetycznej oraz agregatów prądotwórczych z silnikami Diesla, wykorzystywanych podczas często występujących przerw w dostawach energii (Liu i in., 2019).

Innym podejściem technicznym w tym obszarze jest produkcja energii oparta na odzysku energii traconej w różnych procesach technologicznych. Tego rodzaju rozwiązania techniczne zostały bardziej szczegółowo omówione w punkcie 1.3.2 („Hidden Hydro”) oraz w kilku dalszych miejscach niniejszego podręcznika.

1.1.3 Minisieci (Mini-Grids)

Krajowe strategie rozwoju elektroenergetyki zazwyczaj koncentrują się na budowie jednolitej, wzajemnie połączonej sieci krajowej, do której energia dostarczana jest przez duże elektrownie za pośrednictwem krajowej sieci przesyłowej, a następnie rozprowadzana przez sieci dystrybucyjne. Takie podejście umożliwia łatwe osiągnięcie efektu skali oraz pełnej elektryfikacji kraju, a także odzyskanie nakładów inwestycyjnych w warunkach dużej gęstości zaludnienia i odpowiednio wysokiego zapotrzebowania na energię.

Podejście to może jednak stanowić wyzwanie dla krajów o niskiej gęstości zaludnienia, szczególnie na obszarach wiejskich, gdzie odbiorcy zużywają stosunkowo niewielkie ilości

energii. Niska gęstość zaludnienia powoduje wysokie jednostkowe koszty przyłączenia pojedynczych gospodarstw domowych do sieci. W połączeniu z niewielkimi miesięcznymi przychodami operatorów może to oznaczać bardzo długi okres zwrotu inwestycji, w niektórych przypadkach przekraczający 20 lat. Dodatkowo budowa długich linii przesyłowych przez niezamieszkałe obszary lub trudny teren w celu zasilania niewielkich społeczności może okazać się ekonomicznie nieuzasadniona.

Ponieważ dostęp do energii elektrycznej jest jednym z kluczowych czynników rozwoju gospodarczego i wzrostu poziomu życia, wiele krajów rozwijających się napotyka trudności ekonomiczne związane z przyłączaniem odległych osiedli do scentralizowanej sieci elektroenergetycznej. W rezultacie powstają regiony słabo rozwinięte i pozbawione dostępu do energii. Przykładowo, pod koniec 2018 roku około 57% mieszkańców Afryki Subsaharyjskiej, czyli około 612 milionów osób, nie miało dostępu do energii elektrycznej.

W takich warunkach zastosowanie znajduje koncepcja minisieci (Mini-Grids), oparta na niezależnej sieci elektroenergetycznej obsługującej odbiorców energii w określonych granicach. Minisieci funkcjonują zazwyczaj jako odizolowane systemy energetyczne na terenach oddalonych od centralnej sieci, lecz mogą również pracować w połączeniu z siecią krajową na obszarach o niestabilnym lub niewystarczającym zasilaniu. W przypadku awarii sieci centralnej minisiec może automatycznie przejść do pracy wyspowej.

Możliwe są różne modele organizacyjne i biznesowe eksploatacji minisieci, które można podzielić na trzy główne grupy:

Tabela 1: Przykłady operatorów minisieci (EREF, 2020)

Typ operatora	Charakterystyka
Inwestorzy sektora prywatnego	Inwestycje mogą być realizowane za pośrednictwem spółek celowych (SPV – Special Purpose Vehicle) posiadających różnych udziałowców i działających na podstawie licencji lub koncesji wydanej przez właściwe organy regulacyjne.
Spoleczności energetyczne	Rozwijająca się koncepcja, która może zostać uwzględniona w krajowych ramach regulacyjnych; charakteryzuje się silnym zaangażowaniem społeczności korzystającej z systemu.
Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej	Mogą działać w ramach obowiązku świadczenia usług powszechnych; energia elektryczna dla minisieci może być kupowana od niezależnego producenta energii (IPP – Independent Power Producer).

Szczególnie wspólnoty energetyczne mogą stać się istotnym czynnikiem rozwoju minisieci, ponieważ są stopniowo uwzględniane w krajowych regulacjach energetycznych. Kraje coraz częściej włączają minisieci do swoich strategii elektryfikacji jako skuteczne narzędzie rozwoju obszarów wiejskich.

Sercem każdej minisieci jest źródło wytwórcze energii, które może obejmować pojedynczą jednostkę lub zespół różnych instalacji generacyjnych. Nie istnieje jednoznacznie określony zakres mocy dla minisieci, jednak często przyjmuje się przedział od 10 kW do 10 MW.

W przeszłości podstawowym źródłem energii w minisieciach były agregaty dieslowskie. Obecnie jednak, ze względu na emisję CO₂ oraz konieczność ciągłego dostarczania kosztownego paliwa, są one stopniowo zastępowane odnawialnymi źródłami energii. Tam, gdzie warunki hydrologiczne są odpowiednie, mała energetyka wodna (MEW) stanowi doskonałą alternatywę zapewniającą stabilne dostawy energii odnawialnej. Dodatkowo rozwój turbin hydrokinetycznych może jeszcze bardziej zwiększyć możliwości wykorzystania MEW w systemach minisieciowych.

Coraz większe znaczenie zyskują również hybrydowe systemy wytwarzania energii, których celem jest zapewnienie stabilnego zasilania z odnawialnych źródeł energii. Rozwój układów sterowania i zarządzania energią sprawił, że rozwiązania te osiągnęły wysoki poziom dojrzałości technicznej. Elektrownie wodne mogą pracować samodzielnie lub jako element systemów hybrydowych, na przykład w połączeniu z instalacjami fotowoltaicznymi, co pozwala kompensować sezonowe wahania produkcji energii oraz pokrywać szczytowe zapotrzebowanie.

Przykładem wdrożenia takiego rozwiązania jest minisieć w dystrykcie Ludewa w Tanzanii, dostarczająca energię elektryczną do 20 odizolowanych wsi. System ten zasilą około 4000 gospodarstw domowych (około 51 000 mieszkańców), 340 małych i średnich przedsiębiorstw, szkoły, szpital oraz placówki ochrony zdrowia. Wykorzystana elektrownia wodna o mocy 1,7 MW produkuje rocznie około 9000 MWh energii elektrycznej, zastępując liczne indywidualne agregaty dieslowskie o wysokiej emisji zanieczyszczeń. Projektem zarządza organizacja użytkowników energii (Energy Users Entity – EUE).

Warto zauważyć, że nawet w krajach posiadających niemal pełne pokrycie terytorium siecią elektroenergetyczną koncepcja minisieci zyskuje coraz większe znaczenie. Dynamiczny rozwój rozproszonych, niestabilnych źródeł energii odnawialnej zwiększa zapotrzebowanie na lokalne bilansowanie parametrów pracy sieci. Odpowiedzią na te potrzeby są klastry energetyczne tworzące tzw. inteligentne sieci (smart grids). Systemy te zwykle wykorzystują magazyny energii, baterie oraz elektrownie wodne ze zbiornikami lub elektrownie szczytowo-pompowe. Ich zaletą jest nie tylko zwiększenie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego i ograniczenie strat przesyłowych, lecz także poprawa bezpieczeństwa dostaw energii dzięki możliwości pracy wyspowej podczas rozległych awarii sieci.

1.2 Europejski sektor MEW oferuje innowacyjne i zrównoważone rozwiązania

1.2.1 Potencjał innowacyjny europejskiego sektora małej energetyki wodnej

Energetyka wodna stanowi istotny element europejskiej tożsamości przemysłowej od czasów starożytnych. Bezpośredni związek pomiędzy energetyką wodną a światem nauki można prześledzić co najmniej od czasów Leonharda Eulera, osiemnastowiecznego szwajcarskiego geniusza i twórcy teorii turbin hydraulicznych. Choć XIX wiek przyniósł równoległy rozwój

przemysłu hydroenergetycznego po obu stronach Atlantyku, a dwa ważne typy turbin (Francisa i Peltona) zostały wynalezione w Stanach Zjednoczonych, to właśnie w Europie zrealizowano pierwszą dalekosiężną przesyłową linię elektroenergetyczną, opracowano trzeci z najważniejszych typów turbin (turbine Kaplana) oraz powstały trzy wielkie przedsiębiorstwa produkcyjne tej branży.

Systematyczny rozwój technologiczny, jaki dokonywał się przez ostatnie stulecie, objął wszystkie obszary przemysłu hydroenergetycznego, w tym budownictwo wodne, hydraulikę, mechanikę oraz elektrotechnikę. Ze względu na znaczenie sektora i wysoki poziom wymaganych kompetencji odpowiednie kierunki kształcenia zostały wprowadzone na większości europejskich uczelni technicznych oraz w licznych szkołach zawodowych. Uczelnie przejęły również znaczną część prac badawczych i rozwojowych. Szczególnie ważnymi ośrodkami były Lozanna, Zurych, Grenoble, Monachium, Stuttgart, Trondheim i kilka innych. Przemysł hydroenergetyczny skoncentrował się głównie w krajach alpejskich (zwłaszcza we Francji, Niemczech, Szwajcarii i Austrii), ale również w Skandynawii (Norwegia i Szwecja) oraz na obszarze byłego Związku Radzieckiego. Obecnie producenci różnej wielkości oraz liczne biura projektowe i konsultingowe działają także w Czechach, Słowenii, we Włoszech, w Polsce i innych krajach europejskich.

Niepełna lista najważniejszych osiągnięć technologicznych ostatnich dziesięcioleci obejmuje:

- a) rozszerzenie zakresu pracy oraz możliwości regulacji mocy jednostek hydroenergetycznych, a także zwiększenie ich prędkości szybkobieżności i sprawności poprzez optymalizację geometrii układów przepływowych oraz wdrożenie technologii zmiennej prędkości obrotowej;
- b) poprawę właściwości kawitacyjnych turbin wodnych oraz zwiększenie ich odporności na erozję dzięki odpowiedniemu kształtowaniu układów przepływowych, zastosowaniu dodatkowych elementów, takich jak listwy przeciwkawitacyjne na krawędziach łopatek wirnika, żebra rozpraszające wiry przy pracy częściowo obciążonej, systemy napowietrzania oraz wykorzystaniu materiałów odpornych na erozję i nowoczesnych powłok ochronnych;
- c) nowe konstrukcje oraz poprawę parametrów technicznych kluczowych elementów zespołów hydroenergetycznych, takich jak łożyska, uszczelnienia, siłowniki układów regulacyjnych i systemy zabezpieczeń;
- d) rozwój wyposażenia elektrycznego, w tym generatorów umożliwiających pracę przy zmiennej prędkości obrotowej oraz nowoczesnych rozdzielnic i urządzeń zabezpieczeniowych;
- e) wprowadzenie całkowicie nowych technologii regulacji i sterowania umożliwiających bezobsługową pracę zdalnie nadzorowanych agregatów hydroenergetycznych, całych elektrowni wodnych, a nawet kaskad rzecznych;
- f) rozwój urządzeń pomocniczych i nowych technologii, takich jak pneumatyczne jazy gumowe, zasuwki i zamknięcia hydrotechniczne, automatyczne oczyszczarki krat, systemy migracji ryb w górę i w dół rzeki, w tym bierne i aktywne przepławki oraz systemy naprowadzania ryb.

Szczególnie silnym impulsem do dalszego doskonalenia sprawności i właściwości kawitacyjnych turbin wodnych była globalna konkurencja pomiędzy producentami urządzeń hydroenergetycznych. Jednocześnie coraz większy nacisk kładziono na ograniczenie

oddziaływania elektrowni wodnych na środowisko naturalne oraz zwiększenie ich zdolności do wspierania elastyczności systemów elektroenergetycznych.

Inicjatywą o szczególnym znaczeniu strategicznym dla całego sektora jest projekt **Hydropower Europe**, realizowany w ramach programu Horizon 2020. Jego głównym celem jest opracowanie Agendy Badań i Innowacji (Research and Innovation Agenda – RIA) oraz Strategicznej Mapy Drogowej Przemysłu (Strategic Industry Roadmap – SIR) dla kolejnej perspektywy finansowania badań i rozwoju.

Oprócz projektów wspierających Komisję Europejską w opracowywaniu strategii dla sektora, realizowanych jest wiele projektów badawczo-rozwojowych i demonstracyjnych, takich jak:

- HydroFlex (zwiększenie wartości energetyki wodnej poprzez wzrost elastyczności),
- AFC4Hydro,
- ALPHEUS,
- XFLEX HYDRO,
- FIThydro,
- SHYDRO-ALP,
- DAFNE,
- KEEP FISH,
- Hykinetics,
- HYPOSO,
- RES-34-2020.

Jak wynika z powyższego zestawienia, zwiększanie zdolności energetyki wodnej do wspierania elastyczności systemu elektroenergetycznego jest obecnie jednym z najważniejszych kierunków rozwoju zarówno dużej energetyki wodnej, jak i MEW. Drugim kluczowym kierunkiem jest poprawa zrównoważonego charakteru energetyki wodnej poprzez ograniczanie jej negatywnego wpływu na bioróżnorodność i ciągłość ekologiczną cieków. Do istotnych trendów rozwojowych należy również wdrażanie technologii MEW do odzysku energii traconej podczas dławienia przepływu w przemysłowych i komunalnych systemach hydraulicznych. Wszystkie te kierunki rozwoju przyczyniają się do wysokiej jakości europejskiej oferty technologicznej w zakresie małej energetyki wodnej. Najważniejsze jej obszary zostaną krótko scharakteryzowane w kolejnych dwóch podrozdziałach.

1.2.2 Odkrywanie ukrytego potencjału hydroenergetycznego (Hidden Hydro)

Termin „**Hidden Hydro**” (ukryta hydroenergetyka) odnosi się do tej części potencjału hydroenergetycznego, która albo nie została uwzględniona w krajowych inwentaryzacjach potencjału energetyki wodnej, albo może być wykorzystywana w sposób bardziej racjonalny niż obecnie.

1.2.2.1 Odzysk i pozyskiwanie energii

Pierwsza grupa rozwiązań obejmuje w szczególności:

- a) odzysk energii w przemysłowych i komunalnych systemach hydraulicznych;
- b) odzysk energii w systemach irygacyjnych;

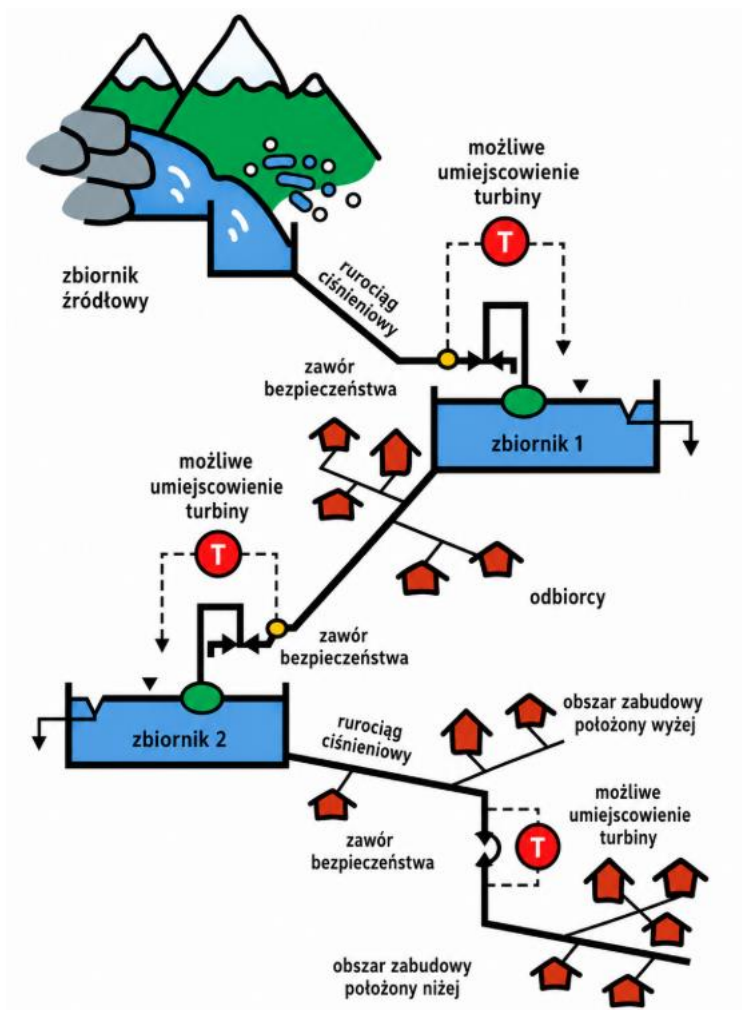
- c) odzysk energii w stacjach odsalania oraz innych systemach przemysłowych;
- d) wykorzystanie przepływów nienaruszalnych i upustów w istniejących zaporach oraz jazach;
- e) odzysk energii w systemach obejścia dla ryb;
- f) pozyskiwanie energii w kanałach obejściowych śluz żeglugowych.

Szeroki przegląd tych oraz innych możliwości pozyskiwania energii z przepływów występujących w istniejącej infrastrukturze wodnej przedstawili Choulot, Denis i Punys (2012). Autorzy ci zaprezentowali również zestaw 24 studiów przypadku z Europy oraz najlepsze praktyki wdrożeniowe (2010).

Komunalne systemy zaopatrzenia w wodę i oczyszczania ścieków

Odzysk energii hydraulicznej traconej w komunalnych systemach wodociągowych jest najbardziej oczywistym przykładem ukrytego potencjału hydroenergetycznego. Zainteresowanie takimi rozwiązaniami sięga co najmniej początku XX wieku (elektrownia Sonzier w Szwajcarii) i początkowo ograniczało się głównie do krajów górskich, zwłaszcza regionu alpejskiego, gdzie występowały szczególnie korzystne warunki wynikające ze znacznych różnic wysokości pomiędzy punktami możliwego odzysku energii (rysunek 1).

Ciśnienie na wlotach do stacji uzdatniania wody pitnej (DWTP – Drinking Water Treatment Plant) lub zbiorników magazynowych jest często zbyt wysokie i musi być zredukowane za pomocą zaworów redukcyjnych albo komór rozprężnych. Urządzenia te mogą zostać zastąpione jednostkami odzysku energii hydraulicznej. Najbardziej znanym przykładem takiej instalacji jest elektrownia Mühlau należąca do miejskich zakładów komunalnych Innsbrucka w Austrii. Elektrownia dysponuje mocą 5750 kW przy spadzie około 450 m i została uruchomiona już w 1951 roku.



Rysunek 1: Schemat sieci wodociągowej oraz możliwe lokalizacje turbin do odzysku energii

(Choulot, Denis i Punys, 2012)

Potrzeba redukcji ciśnienia może występować również w innych miejscach komunalnych sieci wodociągowych, w tym na wlocie do sieci wodociągowej lub do jej części.

Przedmiotem zainteresowania są także odpływy ścieków z oczyszczalni ścieków, ponieważ również one oferują znaczny potencjał energetyczny (Bousquet i in., 2017). Możliwe jest także wykorzystanie energetyczne ścieków przed ich oczyszczeniem, jak ma to miejsce w Le Châble w Szwajcarii, gdzie ścieki zbierane w ośrodku narciarskim Verbier są kierowane przez turbinę przed doprowadzeniem do oczyszczalni ścieków zlokalizowanej w dolinie. Przy spadzie wynoszącym 450 m moc zainstalowana wynosi 380 kW, a roczna produkcja energii około 0,85 GWh.

Innym istotnym przykładem jest obiekt As Samra w Jordanii, gdzie przed wlotem do oczyszczalni ścieków zainstalowano dwie turbiny (2×830 kW, 104 m), a trzy kolejne na jej wylocie (2×750 kW oraz 1×490 kW, 42 m). Łącznie pięć turbin produkuje około 19 GWh energii elektrycznej rocznie (Denis, 2019).

Turbiny Peltona są na ogół preferowane wszędzie tam, gdzie parametry przepływu i spadku mieszczą się w zakresie ich zastosowania. Ich główną zaletą jest zdolność do efektywnego dostosowywania się do zmian przepływu występujących w ciągu doby. W przypadku średnich spadów i przepływów często stosuje się również turbiny Francis. Pompy pracujące w trybie turbinowym (PAT – *Pumps as Turbines*, zob. rozdział 3.1.3) mogą być wykorzystywane w lokalizacjach o potencjale energetycznym do około 100 kW i przy stałym przepływie, należy jednak uwzględnić brak możliwości regulacji przepływu oraz ich niższą sprawność. Jak w przypadku każdego projektu hydroenergetycznego, wybór odpowiedniego typu turbiny powinien zawsze wynikać z analizy technicznej i ekonomicznej.

Odzysk energii hydraulicznej w komunalnych sieciach wodociągowych cieszy się w Europie coraz większym zainteresowaniem i jest wspierany przez szereg projektów europejskich, takich jak **HYDRO-BPT**, **LifeHyGENET** oraz **Life NEXUS**. Warto zauważyć, że według danych z końca poprzedniej dekady, w samej Szwajcarii roczna produkcja energii elektrycznej z odzysku energii w komunalnych sieciach wodociągowych wynosiła blisko **85 GWh**, przy jednoczesnym pozostającym do wykorzystania potencjale szacowanym na **224 GWh**.

Systemy irygacyjne

Doprowadzenia wody do celów nawadniania mogą być również wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej, jak ma to miejsce w elektrowni wodnej Armary w Szwajcarii (105 m, 68 kW). Możliwe są także zastosowania niskospadowe wykorzystujące turbiny Kaplana lub turbiny rurowe typu bulb w kanałach irygacyjnych, czego przykładem jest elektrownia Petiva we Włoszech (6 m, 875 kW).

Kompleksowe studium przypadku dotyczące rozważanej budowy elektrowni wodnej powiązanej z istniejącym systemem nawadniającym w dolnym biegu rzeki Awasz w Etiopii zostało opracowane w ramach pracy magisterskiej w IHE Institute for Water Education w Delft (Tesgera, 2018). W tym przypadku energia elektryczna może być pozyskiwana z istniejącego systemu bez zakłócania jego podstawowej funkcji związanej z produkcją żywności, stanowiąc wartość dodaną dla właściciela, lokalnej społeczności oraz środowiska naturalnego. Chociaż rozwiązanie to nie zostało jeszcze wdrożone, stanowi bardzo dobry przykład, ponieważ przedstawiono w nim różne możliwe sposoby wykorzystania potencjału ukrytej hydroenergetyki (*hidden hydro*).

Upusty przepływu nienaruszalnego w istniejących zaporach i jazach

Wykorzystanie odpływów przepływu nienaruszalnego przy istniejących zaporach i jazach jest stosunkowo starą, lecz nadal atrakcyjną możliwością odzysku energii, która w przeciwnym razie zostałaby rozproszona, przy użyciu tradycyjnych technologii MEW. Jeżeli odprowadzany przepływ jest niemal stały, rozsądnym rozwiązaniem może być zastosowanie pomp

pracujących w trybie turbinowym (*Pumps as Turbines* – PAT). Jednak regulacje środowiskowe coraz częściej wymagają zmiennego przepływu nienaruszalnego, zależnego między innymi od pory roku. W takim przypadku konieczne jest zastosowanie turbin Peltona, Francisa lub Kaplana.

Minimalizacja strat potencjału hydroenergetycznego w systemach przepławek dla ryb jest możliwa poprzez regulację przepływu zgodnie z sezonami migracji ryb, natomiast częściowy odzysk energii zużywanej do napędu tzw. aktywnych przepławek dla ryb (wind lub podnośników dla ryb) realizowany jest w systemach z podwójną śrubą Archimedesesa (zob. punkt 3.1.5).

Kanały obejściowe wrót śluz żeglugowych

Odzysk energii hydraulicznej traconej podczas podnoszenia lub obniżania poziomu wody w komorach śluz żeglugowych staje się coraz bardziej realną możliwością dzięki rozwojowi technologii zmiennej prędkości obrotowej, umożliwiającej pracę hydrozespołów z zadowalającą sprawnością przy silnie zmiennym spadzie (Zhangh i in., 2018). Możliwość ta jest szczególnie atrakcyjna w przypadku nowej infrastruktury związanej z rozwojem nowych lub rewitalizacją istniejących śródlądowych dróg wodnych.

1.2.2.2 Modernizacja i reaktywacja nieefektywnych lub nieczynnych MEW

Drugą grupę ukrytej hydroenergetyki (*hidden hydro*) stanowią lokalizacje już wykorzystane, w których energia hydrauliczna jest tracona z powodu:

- a) **niezadawalających charakterystyk eksploatacyjnych zainstalowanych hydrozespołów**, w tym zrzutów wody przez istniejące elektrownie wynikających z przestarzałej technologii, nieoptymalnej konstrukcji lub innych przyczyn technicznych;
- b) **nieoptymalizowanej pracy hydrozespołów** (szczególnie turbin podwójnie regulowanych), elektrowni wielohydrozespołowych lub grup elektrowni (zwłaszcza kaskad rzecznych).

W pierwszym przypadku zawsze należy rozważyć modernizację i podniesienie standardu technicznego instalacji, obejmujące wymianę elementów turbiny lub całych hydrozespołów. Europejski przemysł dysponuje doświadczeniem oraz rozwiązaniami technicznymi niezbędnymi do rozwiązywania tego rodzaju problemów.

Podczas gdy optymalizacja krzywych sterowania turbin podwójnie regulowanych może być uznana za rutynowe działanie, optymalizacja pracy elektrowni wielohydrozespołowych oraz grup elektrowni jest zadaniem znacznie bardziej złożonym, zwykle realizowanym przy użyciu współczesnego oprogramowania. Cyfryzacja hydroenergetyki jest w wielu przedsiębiorstwach europejskich rozwinięta na wysokim poziomie, a odpowiednie oprogramowanie może zostać zaadaptowane dla użytkowników na całym świecie.

1.2.3 Innowacyjne technologie przyjazne rybam w hydroenergetyce

Dzięki wysokiej sprawności, stosunkowo niskim kosztom, dojrzałości technicznej, niskiemu śladowi węglowemu CO₂, a także niezawodności i przewidywalności pracy, hydroenergetyka utrzymuje czołową pozycję wśród odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej. Potencjał

dalszego rozwoju hydroenergetyki w UE jest znaczny, szczególnie biorąc pod uwagę, że wiele istniejących elektrowni wodnych będzie wymagało w najbliższych latach modernizacji i przebudowy w celu dostosowania do wymogów środowiskowych wynikających z unijnych regulacji, takich jak Ramowa Dyrektywa Wodna UE (*EU Water Framework Directive*).

FIThydro (Fishfriendly Innovative Technologies for Hydropower) jest czteroletnim projektem badawczo-innowacyjnym programu UE Horizon 2020, realizowanym przez 26 partnerów (13 jednostek naukowo-badawczych i 13 przedsiębiorstw przemysłowych) z 10 krajów europejskich, w tym kilka wiodących firm europejskiego sektora energetyki odnawialnej i hydroenergetyki. Celem projektu jest testowanie i rozwijanie ekonomicznie efektywnych rozwiązań środowiskowych, strategii i środków technicznych zapewniających trwałe, samoodtwarzające się populacje ryb oraz zwiększających zgodność istniejących i nowych obiektów hydroenergetycznych z wymaganiami ekologicznymi.

Szczególny nacisk położono na zastosowanie i doskonalenie technologii, metod, narzędzi i urządzeń w 17 obiektach testowych zlokalizowanych w różnych częściach Europy. Obiekty te zostały wybrane tak, aby reprezentować najważniejsze wyzwania związane z rozwojem hydroenergetyki w czterech regionach Europy: Skandynawii, regionie alpejskim, Francji i Belgii jako reprezentantach Europy Północno-Zachodniej oraz na Półwyspie Iberyjskim.

Modelowanie scenariuszy w obiektach testowych położonych w różnych warunkach geograficznych, klimatycznych i topograficznych umożliwi ilościową ocenę skutków oraz kosztów różnych środków ograniczających oddziaływanie hydroenergetyki w Europie.

Główne rezultaty projektu mają dwojaki charakter:

1. **Zestaw nowych narzędzi do oceny ryzyka i wspomaganie podejmowania decyzji**, pomagających praktykom w ocenie, planowaniu i poszukiwaniu rozwiązań dla hydroenergetyki przyjaznej rybnom.
2. **Szereg innowacyjnych i udoskonalonych metod, narzędzi i urządzeń** służących rozwiązywaniu kluczowych problemów związanych z oceną trwałości populacji ryb oraz prowadzeniem produkcji hydroenergetycznej przyjaznej środowisku.

Badania nad nowymi i ulepszonymi rozwiązaniami koncentrują się wokół czterech głównych obszarów oddziaływania:

- migracji ryb w górę rzeki,
- migracji ryb w dół rzeki,
- siedlisk i warunków przepływu,
- transportu rumowiska.

W pierwszym etapie przeprowadzono szeroki przegląd istniejących metod, narzędzi i urządzeń oraz zakresów ich zastosowania (zob. Dewitte, 2018). Następnie wybrane rozwiązania zostały zastosowane, przetestowane, udoskonalone i rozwinięte zarówno w obiektach testowych, jak i laboratoriach na terenie Europy (zob. Dewitte i Laurent, 2019).

Obejmują one między innymi urządzenia służące do doskonalenia oceny zachowania ryb w rejonie elektrowni wodnych, systemy naprowadzania i ochrony ryb, metody oceny skuteczności urządzeń do migracji ryb w górę i w dół rzeki, a także narzędzia do oceny oddziaływania zjawiska hydropeakingu (*hydro-peaking*).

Innowacyjne i udoskonalone metody, narzędzia i urządzenia

Przeszkody takie jak zapory i jazy stanowią poważne utrudnienie dla migrujących ryb. Przepławki są najczęściej stosowanym sposobem obejścia takich barier i umożliwienia migracji ryb (w górę rzeki), a wiele z nich zostało zbudowanych przy elektrowniach wodnych w Europie. Jednak ich rzeczywista skuteczność często pozostaje nieznaną. Aby rozwiązać ten problem, w kilku obiektach testowych projektu FIThydro prowadzone są badania dotyczące łatwości odnajdywania wejścia do przepławki oraz zachowania ryb podczas migracji w górę rzeki. Odpowiednio duży „przepływ naprowadzający” (*attraction flow*) z przepławki jest uznawany za jeden z najważniejszych bodźców umożliwiających rybom odnalezienie wejścia do przepławki. W celu dokładniejszej oceny sposobu, w jaki ryby odbierają ten przepływ, a tym samym zwiększenia skuteczności przepławek, opracowano urządzenie **iRon Lateral Line Probe**. Naśladuje ono układ linii bocznej wykorzystywany przez ryby w środowisku naturalnym i jest pierwszym na świecie urządzeniem przystosowanym zarówno do badań laboratoryjnych, jak i terenowych, umożliwiającym rejestrowanie przepływu „z perspektywy ryby”.

Kolejnym ważnym aspektem skutecznej migracji w górę rzeki są warunki panujące w strefie migracji w dół rzeki, które mogą wpływać na zachowanie ryb podczas pływania. Oprogramowanie **CASiMiR-Migration** zostało dalej rozwinięte z wykorzystaniem wyników uzyskanych w obiektach testowych, aby modelować trajektorie przemieszczania się ryb podczas migracji w górę rzeki poprzez odwzorowanie ich zachowania. Dodatkowo program służy do modelowania korytarzy migracyjnych dla różnych wartości przepływu, umożliwiając ocenę i potencjalną poprawę warunków siedliskowych dostępnych dla ryb migrujących w górę rzeki. Nowe narzędzia mogą wspierać projektowanie nowych oraz ocenę istniejących rozwiązań umożliwiających migrację ryb w górę rzeki, takich jak budowa przepławek.

Podczas gdy rozwiązania dotyczące migracji ryb w górę rzeki były intensywnie badane przez ostatnie dziesięciolecie, nadal brakuje odpowiednich rozwiązań i standardów projektowych dla migracji ryb w dół rzeki. Projekt FIThydro podejmuje ten problem na kilka sposobów. Konstrukcje służące do naprowadzania i ochrony ryb są często instalowane w wodzie górnej w celu ograniczenia urazów i śmiertelności ryb, jednak skuteczne systemy ochrony mogą jednocześnie powodować zwiększenie strat spadów oraz pogorszenie warunków hydraulicznych przepływu doprowadzanego do turbin.

Nowo opracowane **kraty o zakrzywionych prętach (Curved-Bar Racks – CBR)** są mechanicznymi konstrukcjami służącymi do behawioralnej ochrony i naprowadzania ryb, zapewniającymi zarówno wysoką skuteczność ochrony i prowadzenia ryb, jak i znacząco lepsze właściwości hydrauliczne. Kraty CBR są odpowiednie dla średnich i dużych elektrowni wodnych o wysokich przepływach obliczeniowych ($Q > 100 \text{ m}^3/\text{s}$) oraz dużych prędkościach napływu i mogą stanowić alternatywę dla drobnych krat poziomych stosowanych w MEW (Beck, 2019).

W wielu przypadkach jedyną możliwością migracji ryb w dół rzeki jest przepływ przez turbiny. **Induced Drift Application** jest systemem ochronnym instalowanym bezpośrednio przed turbiną, który zwiększa prawdopodobieństwo przeżycia ryb podczas przejścia przez turbinę dwukrotnie. Efekt ten uzyskuje się poprzez naprowadzanie i czasowe unieruchamianie ryb przed przejściem przez wirnik turbiny. Rozwiązanie to stanowi skuteczny i ekonomiczny sposób poprawy przeżywalności ryb podczas przechodzenia przez turbinę i jest szczególnie przydatne przy modernizacji istniejących dużych przepływowych elektrowni wodnych.

W celu ilościowej oceny warunków hydraulicznych występujących podczas przejścia ryb przez turbinę w kierunku dolnej wody, które mogą prowadzić do śmiertelności spowodowanej zmianami ciśnienia, oraz w celu uzyskania dokładnych pomiarów opracowano **Barotrauma Detection System (BDS)**. System BDS przechodzi przez turbinę w taki sam sposób jak ryby i rejestruje informacje dotyczące zmian ciśnienia oraz przyspieszeń, którym poddawane są ryby. Zarejestrowane dane umożliwiają ocenę oddziaływania przejścia przez turbinę i mogą być wykorzystywane do identyfikacji sytuacji, w których taki sposób migracji jest akceptowalny.

Ponadto opracowany w Stanach Zjednoczonych model przejścia ryb przez turbiny **BioPA fish passage model** został dostosowany do warunków europejskich, czego efektem było opracowanie wytycznych dobrych praktyk dotyczących modelowania śmiertelności ryb w turbinach z wykorzystaniem BioPA (zob. Stoltz i Geiger, 2019). Modelowanie zagrożeń związanych z pracą turbin umożliwia dostosowanie sposobu eksploatacji turbin do specyficznych warunków danego obiektu podczas okresów migracji ryb.

Oprócz badań nad oddziaływaniem hydroenergetyki na migrację ryb i środkami ograniczającymi te oddziaływania, w kilku obiektach testowych analizowana jest również dostępność i wykorzystanie siedlisk. Badania te obejmują zarówno tworzenie dodatkowych siedlisk tarłowych i wychowu narybku w przepławkach, jak i analizę wpływu hydropeakingu na zachowanie ryb oraz dostępność siedlisk.

Oprogramowanie **CASiMiR-Hydropeaking** jest wykorzystywane do symulacji wpływu hydropeakingu na dostępność siedlisk poniżej elektrowni, umożliwiając dostosowanie sposobu eksploatacji elektrowni wodnych oraz opracowanie działań ograniczających negatywne skutki tego zjawiska. Dodatkowo narzędzie **Hydropeaking Impact Assessment**, rozszerzone o gatunki karpiowatych występujących na Półwyspie Iberyjskim, umożliwia ocenę zarówno bezpośrednich skutków hydropeakingu, jak i podatności poszczególnych gatunków ryb na to zjawisko. Dzięki analizie istniejących lub planowanych zmian przepływu związanych z hydropeakingiem możliwe jest zidentyfikowanie potencjalnych zagrożeń oraz określenie odpowiednich środków ograniczających ich skutki.

Nowe narzędzia oceny ryzyka i wspomaganie decyzji

Aby wspierać proces oceny ryzyka i podejmowania decyzji przez operatorów, projektantów oraz organy administracji, w ramach projektu **FIThydro** opracowano również szereg narzędzi do oceny ryzyka i wspomagania decyzji. **Fish Population Hazard Index** jest pierwszym ogólnoeuropejskim narzędziem służącym do oceny zagrożeń dla ryb w środowisku hydroenergetycznym oraz opracowywania odpowiednich wytycznych (Wolter, 2019). Jest to narzędzie oceny oddziaływania na środowisko przeznaczone dla istniejących i planowanych elektrowni wodnych, wspierające działania na rzecz utrzymania i poprawy stanu lokalnych populacji ryb.

W celu oceny wpływu kilku kolejno zlokalizowanych elektrowni wodnych i zapór w obrębie jednej zlewni rzecznej oraz analizy reakcji populacji ryb na zastosowanie różnych środków ograniczających oddziaływanie, w ramach projektu FIThydro opracowano również narzędzie **Cumulative Impact Assessment** (Cowx, 2020).

Bardziej kompleksowy **System Wspomagania Decyzji (Decision Support System – DSS)** umożliwia ocenę zagrożeń dla populacji ryb w rzekach podlegających oddziaływaniu hydroenergetyki oraz pomaga użytkownikowi w wyborze odpowiednich środków ograniczających negatywne skutki. DSS uwzględnia specyficzne cechy danej elektrowni wodnej, krajowe oceny stanu środowiska, a także polityki środowiskowe i ochronne oraz wymagania dotyczące działań minimalizujących oddziaływanie.

Informacje dotyczące możliwych środków ograniczających oddziaływanie, a także opisy metod, narzędzi i urządzeń można znaleźć w internetowej bazie wiedzy **FIThydro Wiki**.

Rezultaty projektu FIThydro wspierają zarządców, projektantów, ekologów i operatorów elektrowni wodnych w ocenie, planowaniu, uruchamianiu oraz eksploatacji obiektów hydroenergetycznych zgodnych z wymaganiami ekologicznymi i przyjaznych dla ryb. Mają one znaczenie zarówno przy planowaniu działań ograniczających oddziaływanie dla konkretnych elektrowni wodnych, jak również w szerszych procesach planistycznych, takich jak gospodarowanie wodami w dorzeczu realizowane w ramach Ramowej Dyrektywy Wodnej (WFD).

Wyniki projektu oraz opracowane narzędzia są dostępne za pośrednictwem strony internetowej projektu **FIThydro**, na której można również znaleźć dodatkowe informacje dotyczące projektu.

Podziękowania

Prace i koncepcje przedstawione w niniejszym rozdziale są wynikiem wkładu licznych specjalistów reprezentujących wszystkich 26 partnerów projektu FIThydro. Projekt został

sfinansowany ze środków programu badawczo-innowacyjnego Unii Europejskiej Horizon 2020.

2. Systemy małej energetyki wodnej

2.1 Niski czy wysoki spad

Spad elektrowni wodnej oraz natężenie przepływu są kluczowymi parametrami każdej istniejącej lub planowanej instalacji hydroelektrycznej. Spad elektrowni jest różnicą energii mechanicznej cieczy przypadającej na jednostkę ciężaru, mierzona na wlocie i wylocie elektrowni. Dla celów klasyfikacyjnych zazwyczaj wystarcza utożsamienie go ze spadem brutto, definiowanym jako różnica pomiędzy poziomem wody górnej i dolnej.

Takie uproszczone podejście może okazać się niewystarczające, gdy wymagana jest wysoka dokładność lub gdy rozpatrywana jest instalacja odzysku energii hydraulicznej, w której po żadnej stronie układu nie występuje swobodne zwierciadło cieczy. W takich przypadkach spad elektrowni należy obliczać ze wzoru: $H = E/\bar{g}$ gdzie:

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

Wielkość E oznacza energię hydrauliczną właściwą odniesioną do jednostki masy cieczy, natomiast p_{abs} , v oraz z oznaczają odpowiednio ciśnienie bezwzględne, średnią prędkość przepływu oraz rzędną wysokościową, wyznaczone w przekrojach odniesienia 1 i 2 na wlocie i wylocie instalacji (IEC 60041, 1991). W przypadku instalacji wysokospadowych mogą występować pewne różnice wartości gęstości cieczy ρ oraz przyspieszenia ziemskiego g , dlatego należy stosować ich wartości średnie.

Podział instalacji na wysokospadowe, średnospadowe i niskospadowe ma charakter umowny. Tradycyjnie instalacje hydroenergetyczne o spadzie przekraczającym 70 m uznawano za wysokospadowe, natomiast instalacje o spadzie poniżej 30 m za niskospadowe. W nowszych klasyfikacjach stosuje się odpowiednio wartości graniczne 50 m i 15 m. Dodatkowo, w przypadku instalacji MEW, sporadycznie używa się określeń bardzo niski spad (very low head, < 5 m) oraz ultraniski spad (ultra low head, < 2,5 m).

Przyczyny stosowania takiej klasyfikacji są wieloaspektowe. Te związane z zagadnieniami budowy maszyn wynikają z różnic w typach turbin hydraulicznych i innych maszyn hydroenergetycznych stosowanych w kolejnych zakresach spadów. Rysunek 2 ilustruje taki podział dla szerokiego zakresu turbin oferowanych przez firmę Escher Wyss (obecnie Andritz Hydro). Typowe granice zakresów zastosowania turbin dla MEW zaznaczono liniami przerywanymi. Diagram należy traktować wyłącznie jako orientacyjny. Dotyczy to szczególnie sektora MEW, gdzie granice zastosowania są znacznie bardziej zależne od konkretnego producenta (przykładowo w przypadku MEW powszechnie stosuje się turbiny Peltona przy spadach poniżej 100 m).

Spad netto wykorzystywany do charakterystyki turbin hydraulicznych jest mniejszy od spadów brutto używanego do charakterystyki instalacji hydroenergetycznej. Wynika to z położenia przekrojów odniesienia i poziomów odniesienia, które w pierwszym przypadku muszą być określone na wlocie i wylocie turbiny. W szczególności dolny przekrój odniesienia dla turbin

reakcyjnych przyjmuje się na wylocie rury ssącej, natomiast w przypadku turbin akcyjnych wykorzystuje się oś wirnika turbiny lub rzędną jego najniższej krawędzi.

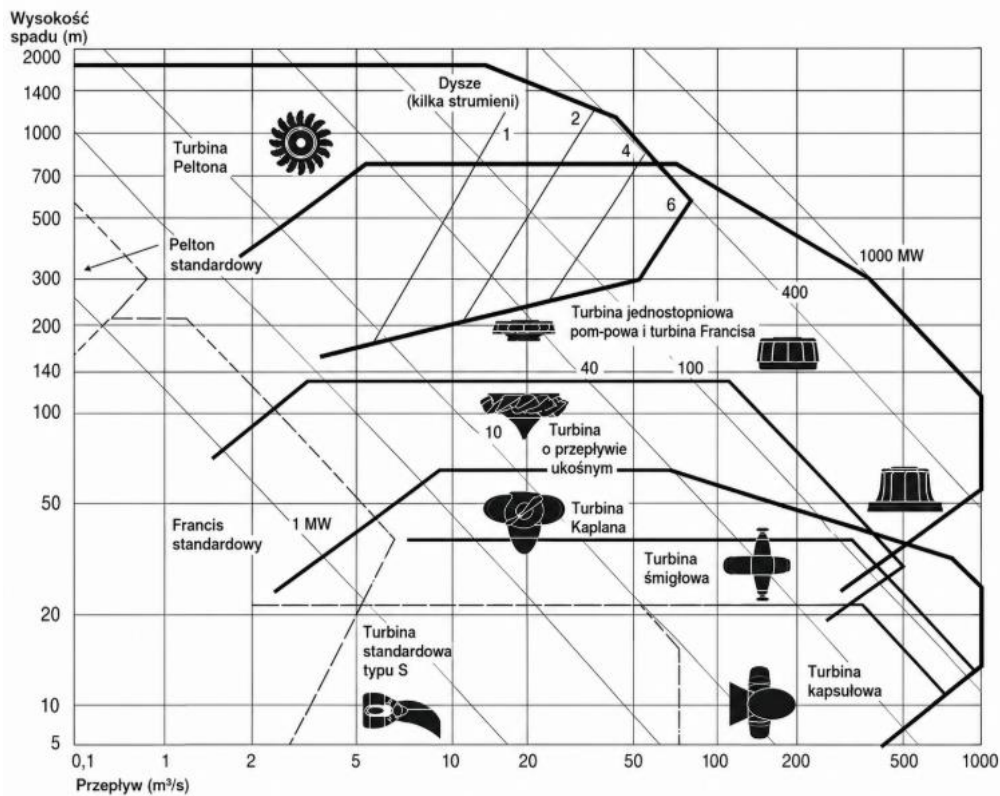
W instalacjach niskospadowych różnica pomiędzy spadem brutto a netto może być w większym stopniu związana ze stratami energii kinetycznej na wylocie z rury ssącej, podczas gdy w przypadku hydrozespołów wysokospadowych kluczowe znaczenie mogą mieć straty hydrauliczne w przewodzie ciśnieniowym. Energia hydrauliczna jest zawsze odnoszona do dolnego poziomu odniesienia, dlatego w odpowiednich rozważaniach zwykle pomija się określenie „różnica energii”.

Stosowanie pojęcia energii hydraulicznej właściwej oraz innych pokrewnych wielkości jest często preferowane przez współczesne normy, ponieważ odnoszą się one bezpośrednio do fizycznej natury procesu konwersji energii. Ponadto umożliwiają wyeliminowanie wpływu przyspieszenia ziemskiego na parametry pracy turbiny podczas prezentowania wyników badań eksploatacyjnych, które zazwyczaj obejmują wyznaczenie sprawności turbiny lub hydrozespołu z oczywistej zależności:

$$\eta = \frac{P}{\rho Q E}$$

gdzie Q i P oznaczają odpowiednio natężenie przepływu oraz moc użyteczną, zdefiniowane zgodnie z potrzebami i/lub odpowiednimi wymaganiami.

Ze względu na tradycję oraz oczywiste względy praktyczne parametr spadku jest znacznie powszechniej stosowany niż energia hydrauliczna właściwa, szczególnie w przypadku MEW, dla których wymagania gwarancyjne są formułowane w sposób znacznie mniej rygorystyczny niż w odniesieniu do urządzeń stosowanych w dużej hydroenergetyce.



Rysunek 2: Zakresy zastosowania różnych typów turbin hydraulicznych oferowanych przez firmę Escher Wyss (obecnie Andritz Hydro) (Raabe, 1985).

Sytuacja w przypadku turbin hydrokinetycznych jest odmienna i przypomina tę występującą w energetyce wiatrowej. Parametr energii właściwej należy zastąpić parametrem gęstości mocy strumienia ε [W/m²] lub strumienia mocy P [W] przepływającego przez powierzchnię omiataną przez wirnik turbiny, obliczanymi według zależności:

$$\varepsilon = 0.5\rho V_{\infty}^3 \text{ and } P = \varepsilon A$$

gdzie ρ oznacza gęstość wody, a V_{∞} – niezakłóconą prędkość jej przepływu.

Parametr sprawności hydraulicznej zostaje zastąpiony współczynnikiem mocy, który stanowi stosunek mocy użytecznej pozyskiwanej ze strumienia cieczy przepływającego przez powierzchnię omiataną przez wirnik turbiny A do całkowitego strumienia energii kinetycznej $P = \varepsilon A$ tego przepływu. Zgodnie z prawem Betza współczynnik mocy turbiny jest ograniczony teoretyczną wartością: $16/27 \approx 59.3\%$.

Ograniczenie to wynika przede wszystkim z prawa ciągłości przepływu. Jeżeli nie stosuje się dodatkowych środków mających na celu zwiększenie lokalnej prędkości przepływu, takich jak

umieszczenie wirnika w dyszy lub przewężeniu kanału, rzeczywista wartość współczynnika mocy jest zawsze niższa od wartości wynikającej z prawa Betza. Dalsze obniżenie może wynikać z ograniczonego przekroju kanału przepływowego lub równoległej pracy kilku hydrokinetycznych jednostek wytwórczych. Odbiór znacznej części energii kinetycznej przepływu – szczególnie w kanałach sztucznych – prowadzi do występowania efektu spiętrzenia oraz zmiany warunków przepływu poniżej instalacji zgodnie z zasadami hydrauliki przepływów ze swobodnym zwierciadłem.

Wszystkie maszyny grawitacyjne są jednostkami niskospadowymi. Ciśnienie wody pozostaje takie samo na wlocie i wylocie maszyny. Energia potencjalna ciężkości pomiędzy wlotem a wylotem maszyny jest przekształcana w pracę użyteczną. Jedynie w niektórych przypadkach (koło Zuppingtona) w procesie tym może uczestniczyć również energia kinetyczna.

Ogólnie rzecz biorąc, w ciągu ostatnich dziesięcioleci wyraźnie widoczne jest rozszerzanie zakresu zastosowań hydroenergetyki zarówno pod względem mocy, jak i spadów, a zwłaszcza znaczące obniżanie dolnej granicy stosowanych spadów, w tym komercjalizacja technologii hydrokinetycznych. Postęp ten dotyczy jednak nie tylko maszyn hydraulicznych stosowanych w instalacjach hydroenergetycznych. Jeszcze większy wpływ obserwuje się w obszarze budownictwa hydrotechnicznego.

Zarówno w przypadku instalacji wysoko-, jak i niskospadowych przedsiębiorstwa europejskie mogą zaoferować zaawansowane technologie budowy i utrzymania zapór, obejmujące wysokiej jakości materiały konstrukcyjne oraz nowe materiały stosowane szczególnie do uszczelnień (na przykład geotekstylii stosowane po stronie odwodnej? Nie — po stronie górnej zapory, tj. od strony wody górnej), a także systemy monitorowania bezpieczeństwa zapór. W tym kontekście należy również wspomnieć o udanym wdrożeniu technologii **Fusegate** (Chevalier, Culshaw i Fauquez, 1996), służącej zapewnieniu bezpieczeństwa zapór, oraz o coraz szerszym zastosowaniu **jazów pneumatycznych** (*inflatable weirs*) w instalacjach o najniższych spadach.

2.2 Elektrownie przyzaporowe czy derywacyjne

Klasyfikacja elektrowni wodnych może opierać się na różnych kryteriach (Raabe, 1985; Giesecke i Mosonyi, 1998). Jednym z nich jest lokalizacja siłowni względem zapory. W przypadku wielu instalacji konieczne jest zastosowanie układu derywacyjnego, w którym woda doprowadzana jest do turbiny lub turbin za pośrednictwem ciśnieniowego przewodu derywacyjnego (rurociągu ciśnieniowego i/lub tunelu z obudową betonową), aby możliwe było wykorzystanie pełnego dostępnego spadów brutto.

Ogólnie rzecz biorąc, układy derywacyjne umożliwiają przekształcanie energii hydraulicznej w energię elektryczną w znacznej odległości od miejsca poboru wody. Ich dużą zaletą jest możliwość wykorzystania stosunkowo niskiego jazu do uzyskania wysokiego lub bardzo wysokiego spadów brutto. W przypadku niektórych małych elektrowni wysokospadowych

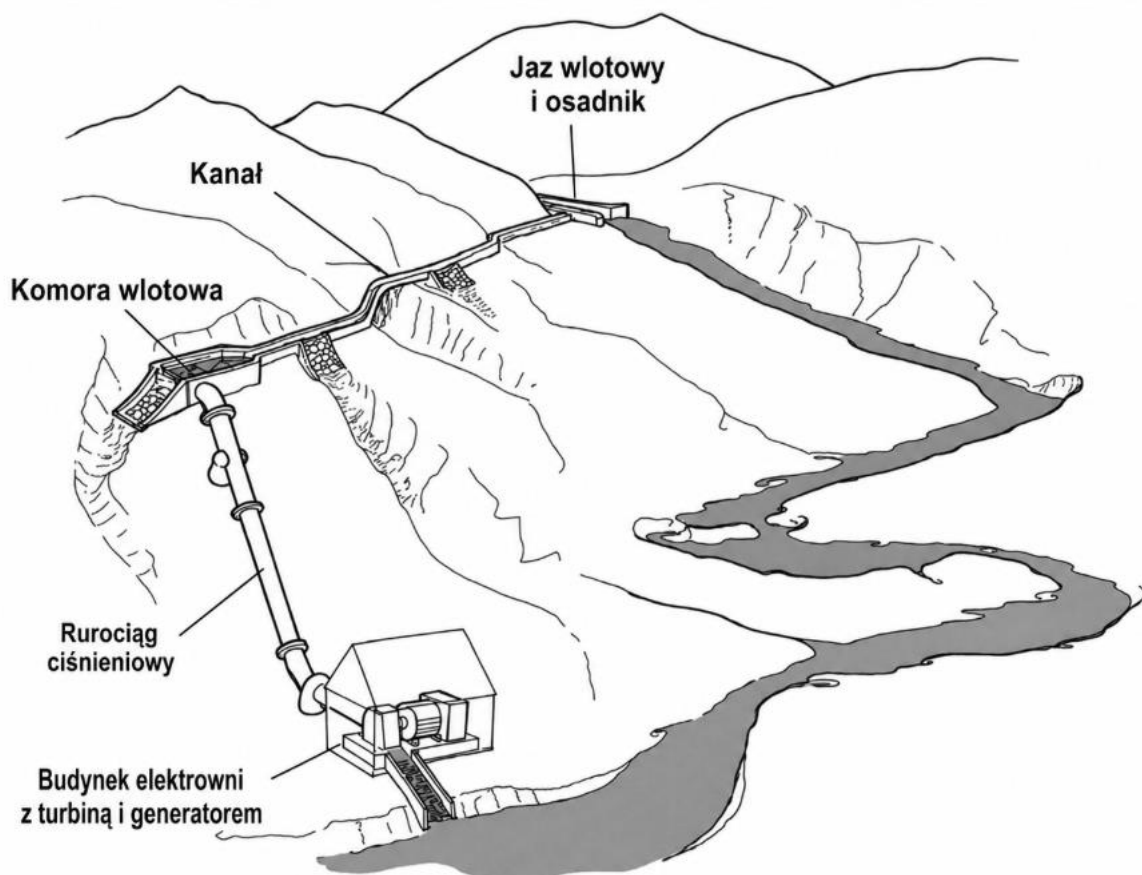
można uniknąć budowy większego jazu, ponieważ ujęcie wody lokalizowane jest bezpośrednio na progu rzeczonym lub po stronie wody dolnej istniejącego jazu (*drop-in intakes*).

W układach derywacyjnych stare koryto rzeki może być zasadniczo wykorzystywane jako naturalna, dwukierunkowa przepławka dla ryb, chociaż w regionach górskich należy liczyć się z koniecznością zapewnienia stosunkowo dużego przepływu nienaruszalnego. Układy derywacyjne są jednak stosowane również przy relatywnie niewielkich spadach, umożliwiając wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego rzek o umiarkowanym spadku podłużnym przy jednoczesnym uniknięciu rozległych zalewów i wysokich kosztów infrastrukturalnych.

Typowy układ derywacyjny rozpoczyna się jazem, który rozdziela przepływ pomiędzy stare koryto rzeki a przewód derywacyjny. Przewód ten – w zależności od lokalnej topografii – często pozostaje nieciśnieniowy w swojej górnej części (kanał doprowadzający wodę) i kończy się komorą wlotową przed ujęciem wody do przewodu ciśnieniowego.

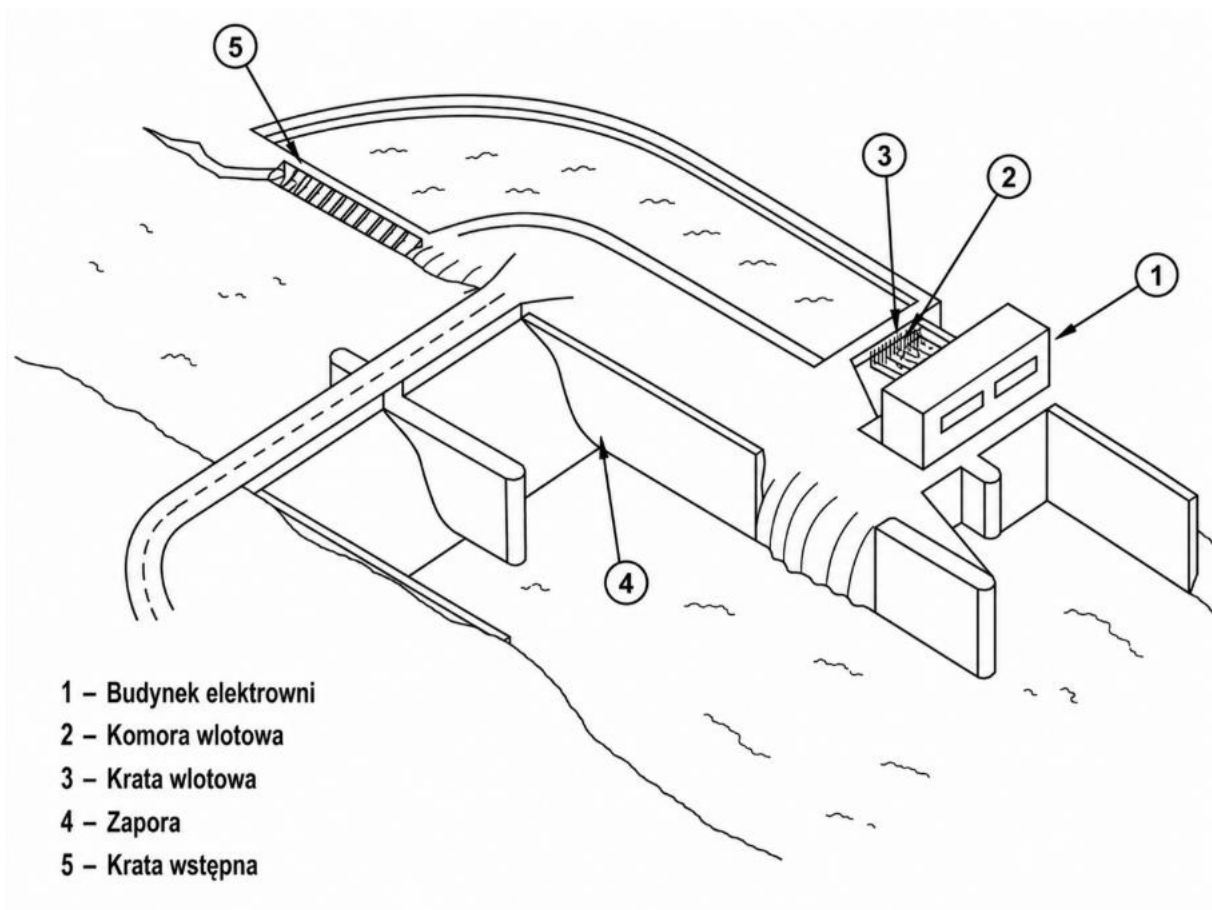
Wymiary oraz długość zarówno nieciśnieniowych, jak i ciśnieniowych odcinków derywacji wynikają z procesu optymalizacji, którego celem jest uzyskanie dużego spadku przy niewielkich stratach hydraulicznych i jednoczesnym zachowaniu rozsądnych kosztów budowy. Przewody ciśnieniowe są często wyposażane w komory wyrównawcze, służące do ograniczania nadmiernych uderzeń hydraulicznych towarzyszących nieustalonym stanom pracy (zob. punkt 3.6.3).

Typowy przykład takiego układu hydroenergetycznego przedstawiono schematycznie na **Rysunku 3**.



Rysunek 3: Schemat małej elektrowni wodnej w układzie derywacyjnym (Gatte i Kadhim, 2012)

W przypadku niektórych instalacji niskospadowych stosuje się jedynie krótkie, nieciśnieniowe kanały derywacyjne, których zadaniem jest obejście głównego koryta cieku i doprowadzenie wody do ujęcia zlokalizowanego w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej zapory lub jazu (Rysunek 4 i Rysunek 5). Budowa elektrowni na pierwotnie suchym terenie ma oczywiste zalety, szczególnie wtedy, gdy wykorzystuje się spiętrzenie utworzone przez już istniejący jaz. W przypadku bardzo krótkiej derywacji taki układ jest bardzo zbliżony do elektrowni wodnej zlokalizowanej w zatoce rzecznej (*river bay hydropower installation*) (Giesecke i Mosonyi, 1998).



Rysunek 4: Elektrownia wodna przepływowa z krótkim kanałem derywacyjnym (EN 61116, 1992)



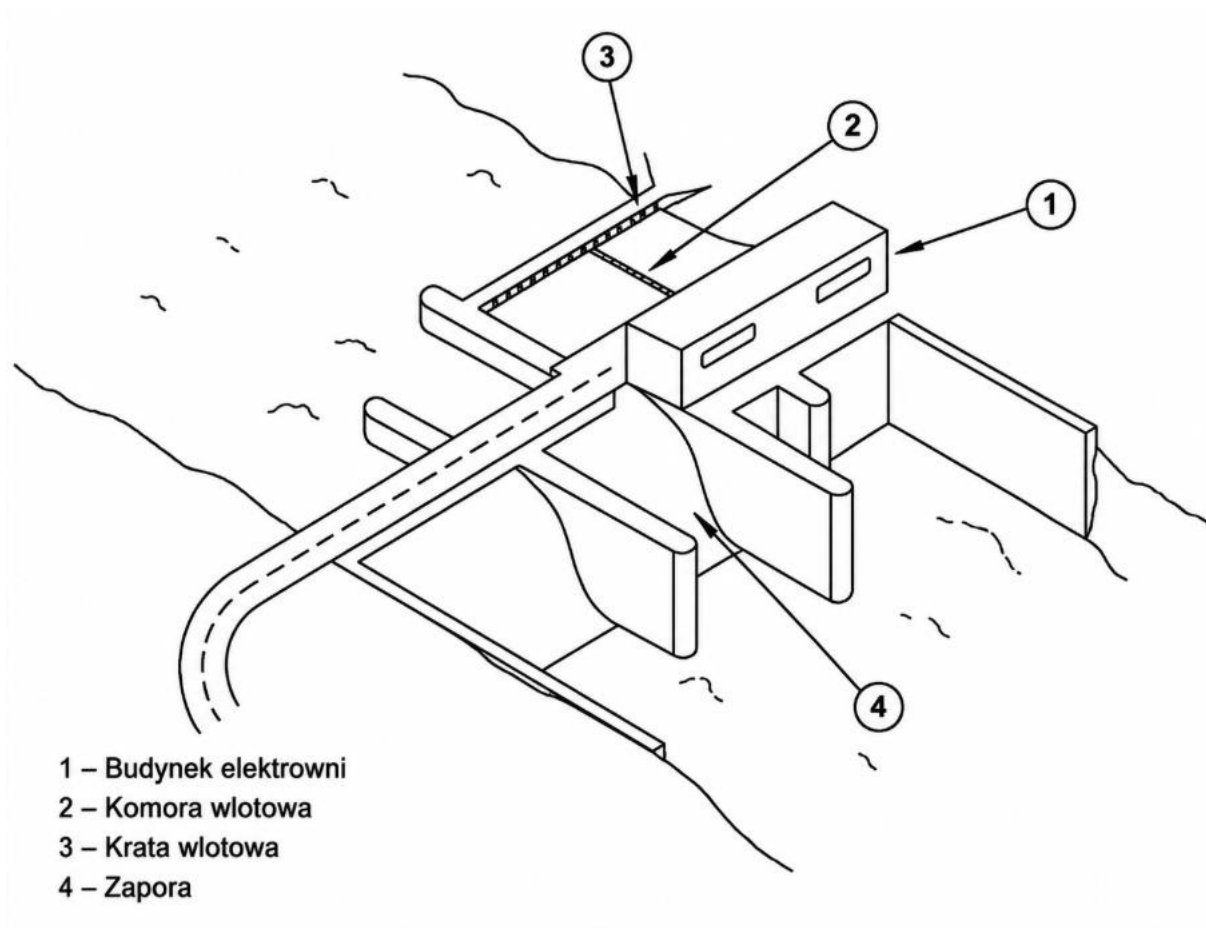
Rysunek 5: MEW Malczyce (9 MW) – rzeka Odra, Polska (Wody Polskie, 2020)

Elektrownie przyzaporowe mogą być wbudowane w konstrukcję zapory (Rysunek 5) lub zlokalizowane u podstawy zapory po jej stronie dolnej. Typową konfigurację elektrowni przyzaporowej można podzielić na kilka kategorii w zależności od usytuowania siłowni względem zapory lub jazu (Giesecke i Mosonyi, 1998):

- a) **układ blokowy** (*block configuration*) – siłownia zlokalizowana w jednym bloku przy jednym brzegu rzeki;
- b) **układ bliźniaczy** (*twin configuration*) – siłownie zlokalizowane po obu stronach rzeki;
- c) **układ rozproszony** (*distributed configuration*) – hydrozespoły rozmieszczone w segmentach zapory pomiędzy filarami.

Jeżeli wykorzystanie części zapory na potrzeby siłowni mogłoby powodować problemy związane z przeprowadzaniem wód powodziowych lub żegluga, stosowane są niektóre konfiguracje specjalne, takie jak:

- d) **układ zatokowy** (*bay configuration*) – elektrownia zlokalizowana w zatoce rzecznej wykonanej przy jednym z brzegów;
- e) **elektrownia przelewowa (zatopiona)** (*overflow/submerged power plant*) – elektrownia zlokalizowana pod przelewem powierzchniowym lub nawet poniżej niecki wypadowej jazu.



Rysunek 6: Przyzaporowa przepływowa MEW zlokalizowana przy lewym brzegu rzeki (EN 61116, 1992)

W większości przypadków niskospadowych elektrowni przyzaporowych lub układów z krótką nieciśnieniową derywacją kluczowe znaczenie ma zapewnienie odpowiednich warunków przepływu na wlocie do elektrowni. Nieprawidłowy obraz przepływu może prowadzić do zwiększenia strat hydraulicznych w komorze wlotowej, spadku mocy osiągalnej oraz zmniejszenia produkcji energii. Typowym skutkiem jest różna moc sąsiadujących hydrozespołów pracujących przy tym samym spadzie brutto.

Najbardziej wiarygodną optymalizację przeprowadza się zazwyczaj na podstawie badań modelowych w laboratorium, wspomaganymi obliczeniami CFD (*Computational Fluid Dynamics* – obliczeniowa mechanika płynów).

Na Rysunku 7 przedstawiono wynikowe ukształtowanie przekroju kanału dopływowego w niskospadowej elektrowni wodnej na Odrze w Polsce. Celem takiego rozwiązania jest

uzyskanie jednakowego natężenia przepływu przez dwa sąsiadujące hydrozespoły z turbinami komorowymi (*pit turbines*).



Rysunek 7: Ukształtowanie kanału dopływowego MEW Januszkowice (1,5 MW) – rzeka Odra,
Polska
(źródło: archiwum IMP PAN)

Obserwuje się ciągły postęp w zakresie projektowania i technologii stosowanych przy budowie elektrowni derywacyjnych i przyzaporowych. W przypadku instalacji średnio- i wysokospadowych należy wspomnieć o zwiększających się możliwościach wykonywania tuneli oraz nowych technologiach ich obudowy. Istotnymi przejawami postępu są również duże doświadczenie w identyfikacji potencjalnych lokalizacji nowych MEW oraz rozwój elektrowni niskospadowych wykorzystujących spiętrzenie tworzone przez istniejące jazy.

2.3 Elektrownie przepływowe czy zbiornikowe

Terminy użyte w tytule niniejszego podrozdziału mogą wydawać się oczywiste. Ponieważ jednak pojemność retencyjna jest zawsze w mniejszym lub większym stopniu ograniczona, warto przypomnieć klasyfikację zaproponowaną w latach 90. przez Unipede-Eurelectric (Punys, Dumbrasukas, Kasiulis, Vyčienė, Šilinis, 2015). W klasyfikacji tej wykorzystuje się czas **D**, oznaczający czas potrzebny do podniesienia poziomu wody w zbiorniku górnym o warstwę odpowiadającą rocznej średniej produkcji energii przy średnim rocznym dopływie. Zgodnie z tym podejściem elektrownie o parametrze **D** mniejszym niż dwie godziny są zasadniczo uznawane za elektrownie przepływowe.

Układy przepływowe nie posiadają zbiornika retencyjnego lub posiadają jedynie niewielki zbiornik. Jeżeli nie pracują w kaskadzie, nie są zdolne do pełnienia funkcji regulacyjnych. W wielu krajach elektrownie przepływowe dominują w sektorze MEW. Zawsze istotne jest, aby zakres przepustowości ich urządzeń był wystarczająco szeroki. Jeżeli stanowią element zwartej

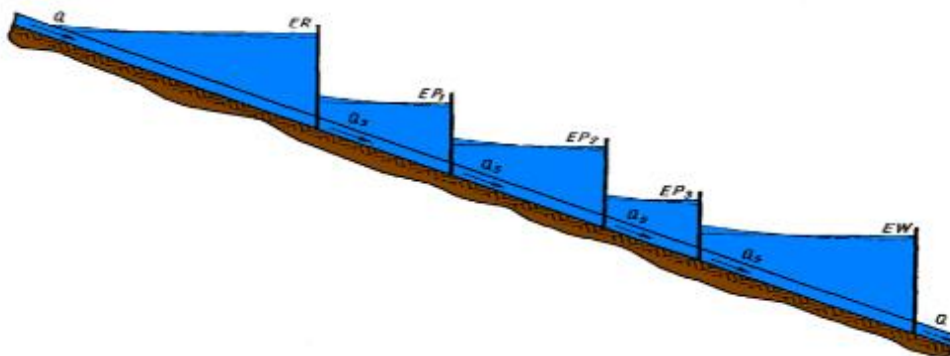
kaskady, mogą być częścią systemu regulacyjnego wspierającego zarówno gospodarkę wodną, jak i potrzeby sieci elektroenergetycznej.

Układy hydroenergetyczne charakteryzujące się większą wartością parametru **D** są często zaliczane do wspólnej grupy elektrowni zbiornikowych klasyfikowanych według dobowego, tygodniowego lub sezonowego czasu wyrównywania przepływu. Należy w tym miejscu podkreślić, że magazynowanie w przypadku elektrowni wodnej oznacza zawsze magazynowanie zarówno wody, jak i energii mechanicznej, która może zostać przekształcona w energię elektryczną w dowolnym odpowiednim czasie.

Uwaga ta jest istotna, ponieważ w wielu przypadkach elektrownie zbiornikowe stanowią jedynie element dużych obiektów wielofunkcyjnych, a koszt ich budowy może stanowić jedynie niewielką część kosztu zbiornika górnego, budowanego przede wszystkim na potrzeby retencji wody, nawadniania i/lub ochrony przeciwpowodziowej. W świetle postępujących zmian klimatu tego rodzaju publiczne lub publiczno-prywatne projekty inwestycyjne nabierają coraz większego znaczenia. Elektrownie wodne zlokalizowane przy zbiornikach budowanych głównie dla celów retencyjnych i nawadniających są często niewielkimi instalacjami, zdolnymi do pełnienia funkcji regulacyjnej w lokalnej sieci elektroenergetycznej, na przykład sieci wyspowej i/lub inteligentnej.

Budowa większych elektrowni zbiornikowych wymaga zazwyczaj również utworzenia zbiornika dolnego, zwykle wyposażonego w kolejną elektrownię wodną odpowiedzialną za zasilanie położonego poniżej odcinka rzeki. Dalsze zwiększanie zdolności regulacyjnych jest możliwe poprzez budowę kaskady elektrowni.

Jeżeli kaskada ma pracować w tzw. **reżimie falowym** (*swell regime*), jedynie ostatni stopień powinien być wyposażony w zbiornik o pojemności umożliwiającej utrzymanie regularnego odpływu niezależnie od przepływu przez stopnie położone wyżej. Stopnie pośrednie powinny dysponować przepustowością i pojemnością retencyjną pozwalającą jedynie na ograniczenie niepożądanych wahań poziomu wody podczas pracy falowej. Jeżeli kaskada jest dostatecznie zwarta, możliwe są znaczne zmiany wydajności przy niewielkim wpływie na poziom wody na stopniach pośrednich.



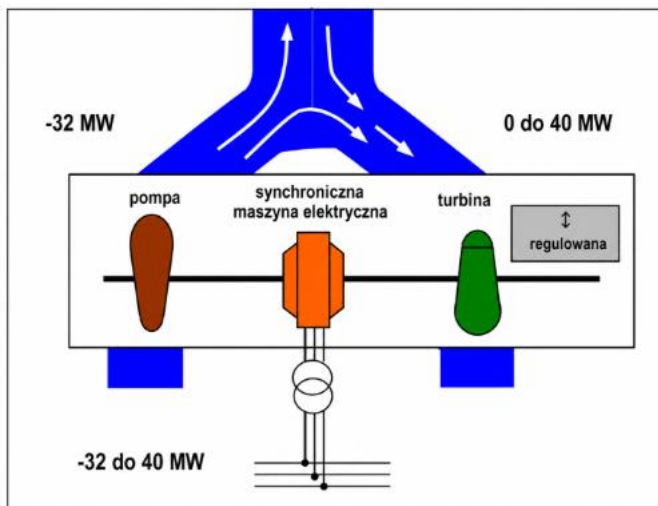
Rysunek 8: Schemat zwartej kaskady rzecznej zdolnej do pracy w reżimie falowym bez znaczących wahań poziomu wody na stopniach pośrednich (Michałowski i Plutecki, 1975)

Układ obejmujący zbiornik górny i dolny może być również wykorzystywany do celów magazynowania energii w elektrowni szczytowo-pompowej (ESP). Coraz szersze wykorzystanie niestabilnych źródeł energii elektrycznej powoduje wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne obejmujące nie tylko pokrywanie obciążeń szczytowych, lecz także kompensację wahań podaży energii elektrycznej, w tym absorpcję nadwyżek energii w sieci i ich magazynowanie.

Zapotrzebowanie na tego rodzaju usługi dotyczy nie tylko krajowych systemów elektroenergetycznych, wymagających realizacji dużych projektów, lecz również lokalnych sieci elektroenergetycznych. W przypadku niewielkich sieci wyspowych połączenie źródeł energii opartych na energetyce słonecznej i/lub wiatrowej z niewielkimi zbiornikowymi elektrowniami wodnymi lub małymi ESP może być rozwiązaniem najbardziej odpowiednim. Układy takie mogą być również rozpatrywane jako element elektrowni hybrydowej posiadającej jeden punkt przyłączenia do sieci dla różnych źródeł energii elektrycznej.

Koszty inwestycyjne małych ESP mogą być w niektórych przypadkach obniżone poprzez zastosowanie dwóch oddzielnych maszyn hydraulicznych (pompy i turbiny) zamiast dedykowanej pompoturbiny. Możliwe są różne konfiguracje, w tym układy wykorzystujące hydrauliczne zwarcie obiegu (*hydraulic short-circuit*) z hydrozespołem trójmaszynowym (*triple machine unit*) (Rysunek 9).

Małoskalowe instalacje ESP cieszą się w Europie znacznym zainteresowaniem od początku obecnego stulecia, dzięki czemu zgromadzono już znaczące doświadczenie oraz wiedzę techniczną w tym zakresie.



Rysunek 9: Schemat hydrozespołu trójmaszynowego pracującego w układzie hydraulicznego zwarcia obiegu w ESP Geesthacht (Niemcy). Ten sam układ może zostać odwzorowany w mniejszej skali (Bellmann, Sebestyen i Wührer, 1999)

3. Przegląd elementów systemów hydroenergetycznych

3.1 Turbiny hydrauliczne i grawitacyjne maszyny hydroenergetyczne

3.1.1 Uwagi wprowadzające

Turbiny dzieli się zasadniczo na **akcyjne** i **reakcyjne**, przy czym stopień reakcyjności definiowany jest jako stosunek wysokości odpowiadającej różnicy ciśnień pomiędzy wlotem i wylotem wirnika do spadu netto.

Typowymi przykładami turbin akcyjnych są **turbiny Peltona** i **turbiny Turgo**, charakteryzujące się jednakowym ciśnieniem statycznym na wlocie i wylocie wirnika turbiny. W tego typu turbinach energia kinetyczna strumienia (lub strumieni) wody wypływającego z dyszy (lub dysz) jest przekształcana w użyteczną energię kinetyczną wirującego zespołu hydrozespołu.

W przypadku klasycznych turbin reakcyjnych (Francisa, Deriaza, Kaplana oraz innych turbin osiowych) wysokość odpowiadająca różnicy ciśnień jest na ogół porównywalna ze spadem. Stopień reakcyjności może zostać zwiększony poprzez zastosowanie **rury ssącej**, która zwiększa wydatek turbiny oraz jej sprawność odniesioną do spadu brutto dzięki obniżeniu ciśnienia statycznego poniżej wirnika turbiny. Ma to szczególnie duże znaczenie w przypadku klasycznych turbin niskospadowych.

Zasada działania turbiny hydraulicznej opiera się na wymianie momentu pędu pomiędzy napływającą wodą a wirnikiem, co jest ilościowo opisane podstawowym równaniem turbin, znanym również jako **równanie Eulera**.

Grawitacyjne maszyny wodne, takie jak **śruba Archimedes**a lub hydrozespoły **Steffturbine™**, również bywają określane mianem turbin wodnych, chociaż w rzeczywistości są maszynami hydrostatycznymi wprawianymi w ruch przez ciężar wody wypełniającej ich komory (czepaki). Duże znaczenie hydrozespołów wykorzystujących śrubę Archimedes'a w zastosowaniach MEW wynika z wielu przyczyn, które zostaną omówione w podrozdziale **3.1.5**.

Współczynniki podobieństwa i charakterystyki turbin

Dobór wymiarów turbiny oraz jej prędkości obrotowej dla określonego zastosowania opiera się zazwyczaj na prawach podobieństwa wynikających z założenia pełnego podobieństwa geometrycznego i kinematycznego układów przepływowych.

Wynikające z tego współczynniki podobieństwa zostały zapisane zgodnie z nomenklaturą i oznaczeniami symboli stosowanymi w normie dotyczącej badań modelowych **IEC 60193 (2018)** (Tabela 2).

W przypadku turbin przepływu poprzecznego (*cross-flow turbines*) należy stosować nieznacznie zmodyfikowane definicje współczynników, ponieważ ich wydatek jest proporcjonalny do iloczynu szerokości wirnika **B** i jego średnicy **D**, a nie do wartości **D²**.

Tabela 2: Bezwymiarowe i wymiarowe współczynniki parametrów eksploatacyjnych (IEC 60193, 2018)

Współczynnik podobieństwa		Postać bezwymiarowa	Postać wymiarowa
Współczynnik obrotowej	prędkości	$n_{ED} = nD/E^{0.5}$	$n_{HD} = nD/H^{0.5}$
Współczynnik przepływu		$Q_{ED} = Q/D^2E^{0.5}$	$Q_{HD} = Q/D^2H^{0.5}$
Współczynnik obrotowego	momentu	$T_{ED} = T/\rho D^3E$	$T_{HD} = T/D^3H$
Współczynnik mocy		$P_{ED} = P/\rho D^2E^{1.5}$	$P_{HD} = P/D^2H^{1.5}$

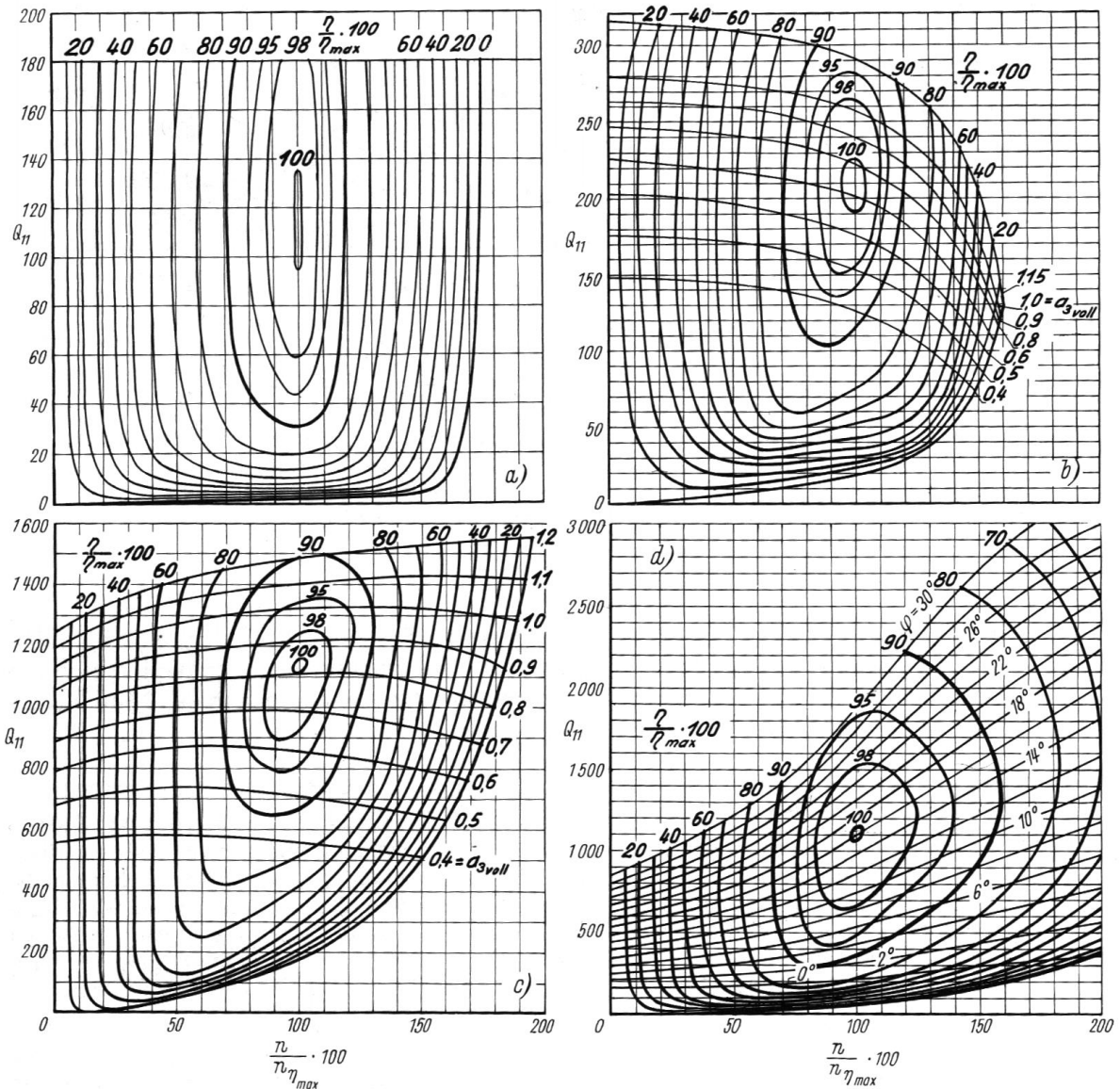
Wspomniane współczynniki podobieństwa reprezentują wartości, jakie odpowiednie wielkości przyjmowałyby w podobnym układzie przepływowym o jednostkowej średnicy odniesienia **D** [m], pracującym odpowiednio przy jednostkowej energii właściwej **E** [J/kg] lub jednostkowym spadzie netto **H** [m]. Z tego powodu w niektórych tradycyjnych nomenklaturach krajowych do oznaczania współczynników wymiarowych stosuje się indeksy **11** zamiast **HD**.

Należy zauważyć, że do wyprowadzenia współczynników bezwymiarowych wykorzystuje się spójny układ jednostek, w którym prędkość obrotowa **n**, natężenie przepływu **Q**, moment obrotowy **T** oraz moc **P** wyrażone są odpowiednio w jednostkach **1/s**, **m³/s**, **Nm** oraz **W**. Zamiast współczynnika prędkości obrotowej stosowany jest niekiedy również współczynnik prędkości kątovej.

Współczynniki wymiarowe wyprowadza się zwykle przy użyciu tych samych wielkości wyrażonych odpowiednio w jednostkach **obr/min (rpm)**, **m³/s**, **kGm** oraz **kW**. W praktyce przy obliczaniu współczynników wymiarowych wartości średnicy odniesienia i spadu są często wprowadzane do wzorów bez podawania jednostek. Ostatecznie wszystkie współczynniki wymiarowe wyrażane są w swoich pierwotnych jednostkach fizycznych.

Pomimo pewnych niedokładności — wynikających głównie ze skaliowych efektów lepkościowych, szczególnie wyraźnych przy pracy daleko od punktu najwyższej sprawności (**best efficiency point – BEP**) — prawa podobieństwa mają fundamentalne znaczenie podczas prowadzenia badań modelowych oraz wykorzystywania ich wyników przy projektowaniu nowych elektrowni wodnych.

W rzeczywistości podstawowe charakterystyki eksploatacyjne, w tym **charakterystyka sprawnościowa typu hill chart** (Rysunek 10), jak również **czterokwadrantowe charakterystyki przepływu i momentu obrotowego**, są zwykle przedstawiane w układach współrzędnych zdefiniowanych przez opisane powyżej współczynniki wymiarowe lub bezwymiarowe.



Rysunek 10: Znormalizowane charakterystyki sprawnościowe typu hill chart w układzie współrzędnych $(n_{HD}/n_{HD,opt}, Q_{HD})$ dla turbiny Peltona (a), turbiny Francis'a o małej i dużej szybkobieżności właściwej (odpowiednio b i c) oraz turbiny Kaplan'a (d) (Raabe, 1989).

Normalizacja dotyczy prędkości obrotowej oraz sprawności. Współczynnik przepływu wyrażono w jednostkach l/s . Stopnie otwarcia kierownicy turbiny Francis'a przedstawiono jako ułamki pełnego otwarcia.

Szybkobieżność właściwa i współczynnik prędkości obwodowej

Rozważania dotyczące podobieństwa hydraulicznego doprowadziły również do wprowadzenia pojęcia **szybkobieżności właściwej kinematycznej**, definiowanej jako prędkość obrotowa turbiny hydraulicznej o jednostkowej średnicy odniesienia, pracującej przy jednostkowym spadzie lub jednostkowej energii właściwej, przy jednostkowym przepływie oraz wykazującej pełne podobieństwo geometryczne i kinematyczne układu przepływowego do układu przepływowego rozpatrywanej turbiny.

Odpowiednie wzory w postaci bezwymiarowej i wymiarowej mają postać:

$$n_Q = n Q^{0.5} / E^{0.75} = n_{ED} Q_{ED}^{0.5} \quad \text{oraz} \quad n_{sQ} = n Q^{0.5} / H^{0.75} = n_{HD} Q_{HD}^{0.5}$$

W definicjach tych występuje pewna niejednoznaczność, ponieważ wykorzystywane parametry eksploatacyjne mogą odnosić się zarówno do punktu najwyższej sprawności, jak i do znamionowego punktu pracy. Może to mieć znaczenie zwłaszcza w przypadku turbin Kaplana, dla których przepływ odpowiadający punktowi najwyższej sprawności często stanowi jedynie około **3/5 wartości znamionowej**.

W literaturze francuskiej z zakresu hydroenergetyki szeroko stosowana jest również „naukowa” definicja szybkobieżności właściwej oparta na prędkości kątowej.

W przeszłości często stosowano tzw. **dynamiczną szybkobieżność właściwą**, reprezentującą prędkość obrotową turbiny hydraulicznej o jednostkowej średnicy odniesienia, pracującej przy jednostkowym spadzie i rozwijającej jednostkową moc.

Odpowiedni wzór definiujący tę wielkość ma postać:

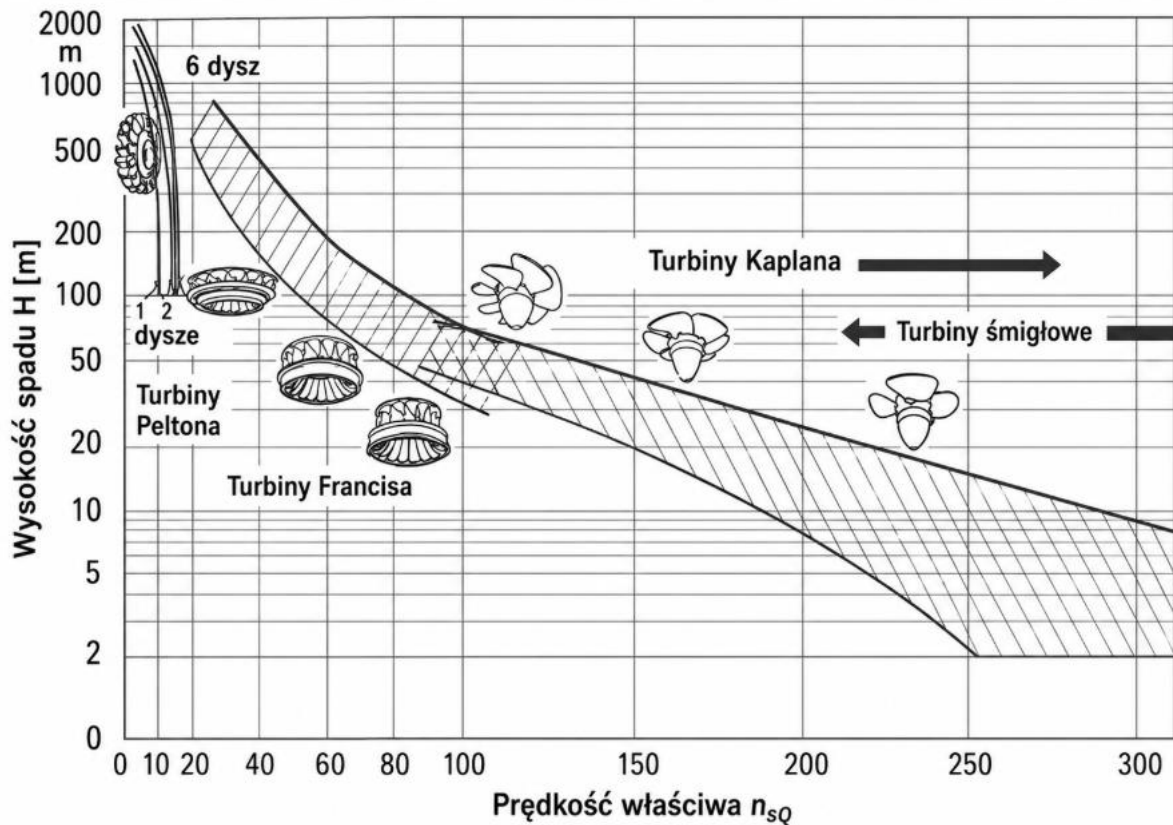
$$n_{sP} = n P^{0.5} / H^{1.25}$$

gdzie moc **P** jest zwykle wyrażana w jednostkach **HP (horsepower – koń mechaniczny)**.

Pewna niejednoznaczność zależności pomiędzy parametrami n_{sP} i n_{sQ} wynika z konieczności przyjęcia określonej wartości sprawności turbiny. Przybliżona zależność praktyczna ma postać:
 $n_{sP} = 3.65 n_{sQ}$.

Szybkobieżność właściwa bywa również nazywana **liczbą kształtu wirnika** lub **liczbą typu turbiny**, ponieważ jest bezpośrednio związana z optymalnym typem turbiny oraz geometrią jej wirnika (Rysunek 11).

Konstrukcje o wysokiej szybkobieżności właściwej są korzystne zarówno pod względem ekonomicznym, jak i technicznym, ponieważ umożliwiają uzyskanie dużej przepustowości i wysokiej mocy przy stosunkowo niewielkich wymiarach hydrozespołów. Ma to szczególne znaczenie w przypadku jednostek niskospadowych pracujących przy niewielkich głębokościach wody i wymagających wysokich wartości współczynnika przepływu, aby uniknąć nieakceptowalnie dużych średnic wirnika oraz nadmiernych kosztów inwestycyjnych.



Rysunek 11: Klasyczne typy turbin w zależności od wartości parametru szybkobieżności właściwej (Raabe, 1989, na podstawie materiałów firmy Voith)

Fizyczna interpretacja definicji współczynnika przepływu Q_{HD} jest bezpośrednio związana ze znanym wzorem Torricellego i wskazuje na proporcjonalność pomiędzy średnią prędkością osiową V_{ax} a pierwiastkiem ze spadu $H^{0.5}$, co można zapisać w postaci: $V_{ax} \propto Q_{HD} H^{0.5}$

Obserwacja ta pozwala zauważyć, że współczynnik szybkobieżności właściwej n_{sQ} jest wprost proporcjonalny do wyrażenia:

$$\frac{\omega D}{2V_{ax}} Q_{HD}^{1.5}$$

gdzie ω [rad/s] oznacza prędkość kątową wirnika. W przypadku turbin hydrokinetycznych współczynnik

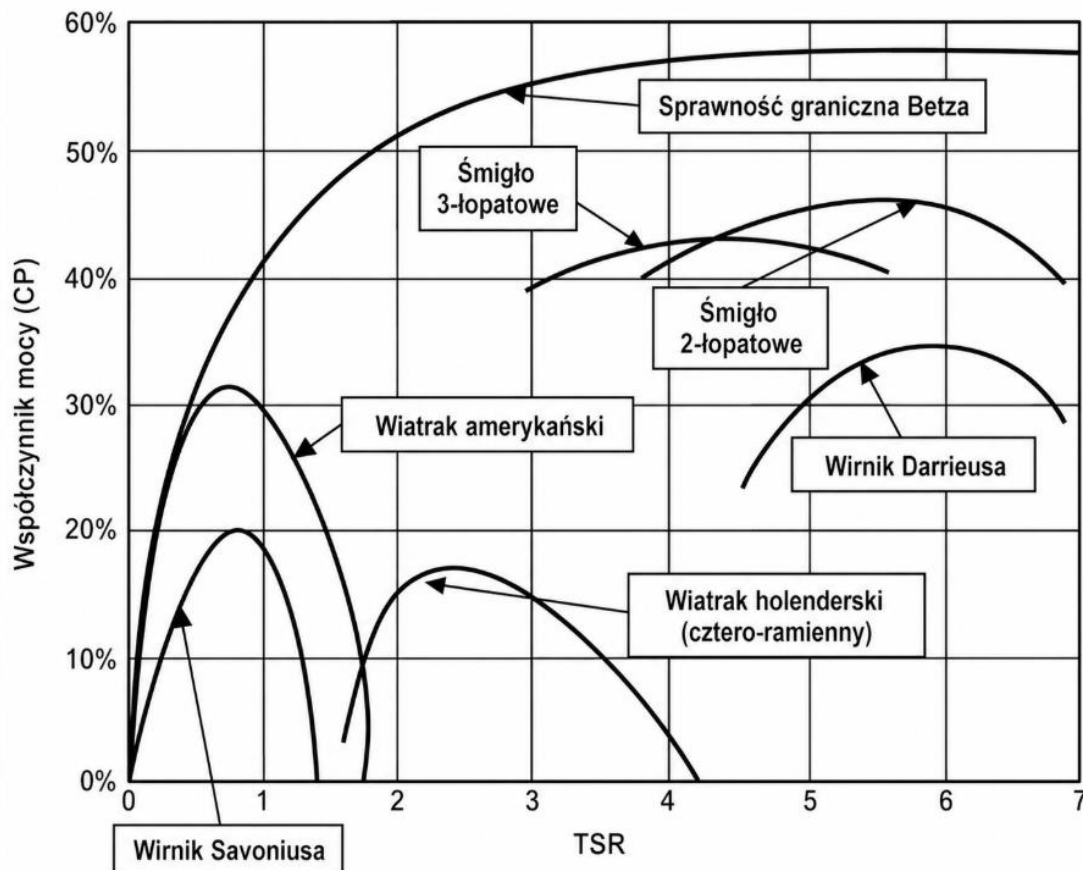
$$TSR = 0.5 \omega D / V_{ax}$$

przy czym $V_{ax} = V_{\infty}$, gdzie V_{∞} oznacza prędkość niezakłóconego przepływu, nazywany jest **współczynnikiem prędkości obwodowej** (*Tip Speed Ratio – TSR*), ponieważ reprezentuje stosunek prędkości obwodowej wirnika do prędkości niezakłóconego przepływu.

Parametru TSR nie można określać mianem liczby kształtu. Niemniej jednak Rysunek 11 pokazuje, że możliwe jest skorelowanie wartości TSR z zalecanym typem turbiny hydrokinetycznej oraz osiąganym przez nią współczynnikiem mocy.

Przedstawiony diagram opiera się na literaturze dotyczącej turbin wiatrowych (Menet, 2004; Wilson i Lissaman, 1974) i przedstawia współczynniki mocy różnych typów wirników turbin wiatrowych, w tym historycznych holenderskich wiatraków, tradycyjnych amerykańskich wiatraków, dwu- i trójłopatowych wirników śmigłowych oraz dwóch typów wirników poprzecznych (*cross-flow*), rozumianych tutaj jako takie, przez których przestrzeń wirnika strumień płynu wpływa i wypływa w kierunku prostopadłym do osi wału.

Ponieważ maszyny aerodynamiczne oraz ich elementy były często wykorzystywane do badania właściwości eksploatacyjnych maszyn hydrodynamicznych, zmodyfikowany wykres Wilsona i Lissamana jest nadal powszechnie stosowany do wyjaśniania różnic w charakterystykach pracy różnych typów turbin hydrokinetycznych.



Rysunek 12: Typowe parametry wirników turbin wiatrowych (Saini i Saini, 2019, na podstawie Menet, 2004 oraz Wilson i Lissaman, 1974)

Kawitacja i erozja ścierna powodowana przez zawiesinę

Zwiększanie wartości szybkobieżności właściwej ponad zakres przedstawiony na Rysunku 11 jest na ogół ograniczane przez zjawiska kawitacyjne, które są nieuniknione w przypadku występowania dużych lokalnych prędkości przepływu, również tych związanych z obecnością niestacjonarnych struktur wirowych odpowiedzialnych za powstawanie obszarów głębokiego podciśnienia i rozwój kawitacji.

Kawitacja jest skutkiem obniżenia ciśnienia statycznego cieczy poniżej określonej wartości krytycznej (zbliżonej do ciśnienia pary nasyconej), co prowadzi do gwałtownego wzrostu mikroskopijnych pęcherzyków parowo-gazowych (jąder kawitacji). Zjawisko to występuje wskutek naruszenia quasi-statycznej równowagi pomiędzy ciśnieniem otaczającej cieczy oraz napięciem powierzchniowym pęcherzyka z jednej strony, a ciśnieniem mieszaniny parowo-gazowej znajdującej się wewnątrz pęcherzyka z drugiej strony.

Analogiczny efekt osiągany poprzez wzrost ciśnienia pary wskutek przekazywania ciepła jest powszechnie znany jako **wrzenie**. Oczywiście oba te zjawiska różnią się od stabilnego wzrostu pęcherzyków, który zwykle poprzedza rozwój kawitacji i może częściowo wynikać z dyfuzji gazów rozpuszczonych przez powierzchnię pęcherzyka.

W układach przepływowych obszary obniżonego ciśnienia mają ograniczone rozmiary i możliwe jest, że pęcherzyki połączą się ze sobą jeszcze przed opuszczeniem tych obszarów, tworząc większe, niestabilne struktury kawitacyjne, często przytwierdzone do powierzchni stałych. Wzrost zawartości pary w medium roboczym oraz rozwój dużych struktur kawitacyjnych mogą w istotny sposób wpływać na całe pole przepływu oraz parametry pracy turbiny.

Jednak z punktu widzenia integralności konstrukcyjnej maszyn hydraulicznych jeszcze większe znaczenie mają zjawiska występujące wtedy, gdy spadek parametrów eksploatacyjnych jest jeszcze ledwo zauważalny.

Zapadanie się pęcherzyków kawitacyjnych oraz innych struktur kawitacyjnych wskutek ich przemieszczania do obszarów o wyższym ciśnieniu lub pod wpływem wahań ciśnienia ma charakter implozyjny i prowadzi do szeregu niekorzystnych efektów dynamicznych, takich jak:

- hałas,
- drgania konstrukcji turbiny,
- drgania wału,
- erozyjne uszkodzenia powierzchni ograniczających przepływ.

Wysoka agresywność tego zjawiska wynika z gwałtownego hamowania cieczy otaczającej zapadające się pęcherzyki, co powoduje powstawanie fal ciśnieniowych o bardzo dużej amplitudzie. Jeżeli proces zapadania przebiega w pobliżu ściany stałej, można dodatkowo oczekiwać powstania **skumulowanego mikrodżetu** (*cumulative microjet*).

W rezultacie powierzchnia materiału poddawana jest działaniu impulsów ciśnienia osiągających lokalnie amplitudy rzędu nawet kilku **GPa**, w pełni zdolnych do wywoływania poważnych uszkodzeń erozyjnych (**Rysunek 13**).



Rysunek 13: Rozległe uszkodzenia kawitacyjne na stronie ssącej wirnika małej turbiny Francisa

(lata 70. XX wieku, źródło: archiwum IMP PAN)

Kawitacja oddziałuje nie tylko na maszyny i urządzenia hydrauliczne, lecz również na obiekty budownictwa hydrotechnicznego, takie jak ujęcia wody elektrowni wodnych. Kawitacja wirowa rozwijająca się w dużych obiektach hydraulicznych o nieoptymalnej geometrii może powodować naprawdę spektakularne skutki, włącznie z powstawaniem ubytków kawitacyjnych o głębokości liczonej w metrach.

W tym kontekście należy zauważyć, że kawitacja nie jest jedynym mechanizmem zużycia zagrażającym maszynom hydroenergetycznym. **Erozja ścierna wywołana zawiesiną** (*slurry erosion*), spowodowana przez żwir, piasek i muł transportowane wraz z płynącą wodą, stanowi poważne zagrożenie dla integralności konstrukcyjnej wielu maszyn i urządzeń hydraulicznych, szczególnie eksploatowanych w ciekach i rzekach mających źródła na obszarach górskich i/lub charakteryzujących się częstymi wezbrzeniami powodziowymi.

Typowymi przykładami elementów szczególnie narażonych na takie uszkodzenia są iglice dysz turbin Peltona oraz ich czerpaki. Sytuacja może być jeszcze bardziej niekorzystna, jeżeli woda zawierająca zawiesinę zaczyna kawitować, ponieważ bardzo prawdopodobne stają się efekty synergiczne związane z przyspieszonym oddziaływaniem cząstek stałych na opływane

powierzchnie. Z drugiej strony, w niektórych przemysłowych systemach odzysku energii mogą występować efekty synergiczne pomiędzy kawitacją a korozją elektrochemiczną.

Należy pamiętać, że procesy elektrochemiczne wpływają na większość procesów erozji kawitacyjnej, chociaż ich udział może być zdominowany przez czynniki mechaniczne.

Podstawową metodą ograniczania uszkodzeń kawitacyjnych maszyn i urządzeń hydraulicznych jest właściwe zaprojektowanie układu przepływowego, zwykle wspomagane wiarygodnymi symulacjami CFD oraz badaniami modelowymi. W tym kontekście należy również wspomnieć o stosowaniu takich rozwiązań konstrukcyjnych jak **listwy przeciwkawitacyjne** (*anti-cavitation strips*) w turbinach Kaplana.

W niektórych przypadkach symulacje CFD mogą również pomóc w ograniczeniu ryzyka erozji ścierniej wywołanej zawiesiną. Jednak podstawowym środkiem ograniczania tego rodzaju zużycia pozostaje właściwe zaprojektowanie ujęcia wody oraz wszystkich współpracujących z nim urządzeń w taki sposób, aby zminimalizować transport cząstek stałych do układu przepływowego turbiny.

W sytuacjach, gdy oddziaływanie kawitacji i/lub erozji ścierniej jest nieuniknione, kluczowe znaczenie ma dobór materiałów konstrukcyjnych o wysokiej odporności na zużycie. Ponieważ wymagane właściwości technologiczne i wytrzymałościowe mogą być trudne do pogodzenia z podwyższonymi wymaganiami dotyczącymi odporności erozyjnej, konieczne staje się stosowanie powłok ochronnych.

Oprócz tradycyjnych, często uciążliwych metod zabezpieczania powierzchni, przedsiębiorstwa europejskie opracowały w ostatnich dekadach szereg innowacyjnych technologii, takich jak nanoszenie powłok węglkowych, na przykład metodą **HVOF** (*High Velocity Oxy-Fuel*), czy „malowanie” powierzchni opływowych elastycznymi kompozytami. Znaczący postęp nastąpił również w zakresie technologii napraw uszkodzeń poerozyjnych.

Wibroakustyczne skutki kawitacji mogą występować niezależnie od erozji kawitacyjnej i są szczególnie intensywne w turbinach reakcyjnych pracujących przy częściowym obciążeniu. Szczególnie niepożądane i spektakularne są skutki zapadania się kawitujących **lin wirowych** (*vortex ropes*).

W niektórych przypadkach mogą one prowadzić do silnych uderzeń hydraulicznych w rurze ssącej oraz — jeśli występuje — w ciśnieniowym przewodzie odpływowym. Sytuacja może stać się szczególnie niebezpieczna w przypadku wystąpienia rezonansu hydraulicznego pomiędzy linią wirową a ciśnieniowym kanałem odpływowym.

Zjawiskiem przypominającym kawitację, występującym w przypadku spadku ciśnienia w rurociągu ciśnieniowym poniżej ciśnienia pary nasyconej, jest **separacja słupa cieczy** (*liquid column separation*). W rzeczywistości wystąpienie znacznego podciśnienia w rurociągu ciśnieniowym wiąże się z wysokim ryzykiem jego zgniecenia. Z drugiej strony końcowa faza separacji słupa cieczy może prowadzić do rozerwania rurociągu wskutek gwałtownego zatrzymania mas cieczy zamykających powstałą pustkę z obu stron.

Podstawową wielkością opisującą zagrożenie kawitacyjne dla reakcyjnej maszyny hydraulicznej jest tzw. **dodatnia wysokość ssania netto** (*Net Positive Suction Head – NPSH*), definiowana jako:

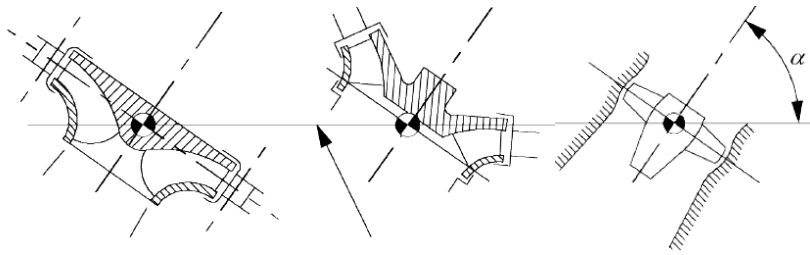
$$NPSH = \frac{p_{abs} - p_{va}}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} - H_s$$

gdzie p_{abs} i p_{va} oznaczają odpowiednio ciśnienie bezwzględne otoczenia oraz ciśnienie pary nasyconej, v_2 – średnią prędkość cieczy na wylocie z turbiny (na wylocie rury ssącej), natomiast H_s – **wysokość ssania**, definiowaną jako różnica pomiędzy poziomem odniesienia turbiny a poziomem swobodnego zwierciadła wody dolnej (Rysunek 14).

W razie potrzeby wartość wysokości ssania należy powiększyć o wysokość strat hydraulicznych występujących w przewodzie odpływowym.

Ze względu na swoją interpretację fizyczną parametr **NPSH** bywa również określany w niektórych nomenklaturach krajowych jako **nadwyżka antykawitacyjnej wysokości ssania**.

Dalsza modyfikacja tej definicji, obejmująca bezpośrednie odniesienie do pojęcia energii właściwej, jest konieczna w przypadku, gdy turbina jest zainstalowana w zamkniętym przewodzie, na przykład w systemie odzysku energii hydraulicznej, gdzie nie występuje otwarty zbiornik wody dolnej.



Rysunek 14: Położenie poziomów odniesienia turbiny reakcyjnej. Dowolne usytuowanie osi wału (IEC 60193, 2018)

Wyznaczenie dopuszczalnej wartości parametru **NPSH** lub dopuszczalnej wysokości ssania na podstawie wyników laboratoryjnych badań modelowych jest możliwe przy wykorzystaniu **liczby kawitacyjnej Thomy** (*Thoma cavitation number*).

$$\sigma_{Th} = NPSH / H$$

która stanowi podstawowy parametr podobieństwa kawitacyjnego turbin hydraulicznych.

Wyznaczanie dopuszczalnej wartości liczby kawitacyjnej w warunkach laboratoryjnych opiera się na obserwacji wzrostu podstawowych sygnałów diagnostycznych, takich jak pulsacje ciśnienia, drgania oraz emisja akustyczna, wspomaganą obserwacją wizualną podczas stopniowego obniżania wartości liczby Thomy przy jednoczesnym utrzymywaniu współczynnika prędkości obrotowej na stałym poziomie.

Dopuszczalna liczba kawitacyjna jest często ponad dwukrotnie większa od liczby krytycznej, odpowiadającej gwałtownemu spadkowi sprawności turbiny.

Pomimo pewnych niejednoznaczności związanych z metodą wyznaczania dopuszczalnej liczby kawitacyjnej w warunkach laboratoryjnych, istnieje statystycznie i teoretycznie potwierdzona zależność (Rysunek 15) pomiędzy tą wielkością a szybkobieżnością właściwą, często aproksymowana wzorem:

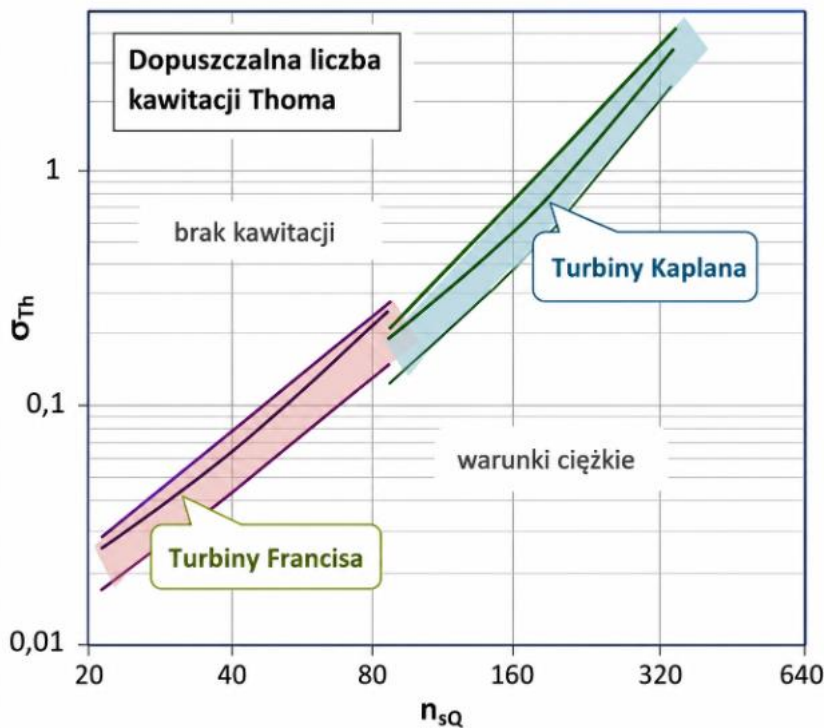
$$\sigma_{Th \text{ allowable}} = (n_{sQ} / S_Q)^{4/3}$$

gdzie

$$S_Q = n Q^{0.5} / NPSH_{allowable}^{0.75}$$

oznacza **szybkobieżność ssania** (*suction specific speed*), której wartość zwykle mieści się w zakresie od **0,85 do 1,0** dla turbin Franciszki oraz od **0,65 do 0,8** dla turbin Kaplana (przy czym

niższe wartości odpowiadają wyższym wartościom szybkobieżności właściwej) (Pfleiderer i Petermann, 1986).



Rysunek 15: Krzywe graniczne kawitacji w funkcji współczynnika szybkobieżności właściwej (na podstawie Arndt, 1981)

3.1.2 Turbiny wysokospadowe

Turbina Peltona

Spośród różnych typów turbin hydraulicznych **turbina Peltona** (Rysunek 16) jest maszyną najlepiej przystosowaną do pracy przy wysokich spadach, zazwyczaj przekraczających **200 m** w dużej hydroenergetyce oraz **80 m** w przypadku MEW.

Wynaleziona w Stanach Zjednoczonych w drugiej połowie XIX wieku turbina Peltona jest szeroko stosowana w Europie, szczególnie w krajach alpejskich, i produkowana przez wielu europejskich wytwórców, zarówno największe przedsiębiorstwa branży hydroenergetycznej, jak i firmy wyspecjalizowane wyłącznie w sektorze MEW.

Światowy rekord mocy pojedynczej turbiny Peltona wynosi **423 MW**. Turbina ta pracuje przy spadzie bliskim **1870 m** w zbiornikowej elektrowni wodnej Bieudron w Szwajcarii.

Najmniejsze jednostki osiągają moce poniżej **100 kW** i pracują w sieciach wodociągowych wody pitnej przy minimalnym spadzie wynoszącym około **60 m**.

Turbina ta, która może mieć **oś poziomą lub pionową**, składa się z:

- kolektora rozdzielającego przepływ do jednej lub kilku dysz,

- wirnika wyposażonego w odpowiednio ukształtowane czerpaki,
- obudowy (komory turbiny).

Jest to turbina **akcyjna**, ponieważ energia hydrauliczna przekazywana jest do wirnika w postaci energii kinetycznej strumieni wody, a sam wirnik obraca się w powietrzu. W związku z tym na wlocie i wylocie wirnika nie występuje różnica ciśnienia statycznego.

Liczba dysz jest ograniczona do dwóch w przypadku turbin z osią poziomą, natomiast w turbinach Peltona z osią pionową może dochodzić nawet do sześciu.

Moc turbiny regulowana jest za pomocą **iglicy dyszy**, umieszczonej wewnątrz wtryskiwacza. Zmiana położenia iglicy powoduje zmianę przekroju strumienia, a tym samym zmianę natężenia przepływu.

Odchylacz strumienia (*jet deflector*) zamontowany na końcu dyszy umożliwia niemal natychmiastowe przerwanie napędu wirnika bez wywoływania niebezpiecznego uderzenia hydraulicznego, które byłoby nieuniknione, gdyby do tego celu wykorzystano wyłącznie iglicę dyszy. Po odchyleniu strumienia możliwe jest następnie powolne zamknięcie dyszy.



Rysunek 16: Turbina Peltona o mocy 7 MW w elektrowni wodnej Gletsch Oberwald (Szwajcaria)
(źródło: FMV SA)

Wirnik przekształca energię hydrauliczną w energię mechaniczną. Energia mechaniczna przekazywana na wał turbiny jest następnie przekształcana przez generator w energię elektryczną.

W sektorze MEW ten typ turbiny jest często instalowany w sieciach wodociągowych wody pitnej lub w przepływowych elektrowniach derywacyjnych, przy założeniu ciśnienia atmosferycznego na wylocie. W przypadku konieczności utrzymania dodatniego ciśnienia względnego na wylocie odpowiednie warunki może zapewnić **przeciwcisnieniowa turbina Peltona** (*counter pressure Pelton turbine*). W takim rozwiązaniu stosuje się niewielką sprężarkę do utrzymywania nadciśnienia w obudowie oraz odpowiednio niskiego poziomu wody poniżej wirnika.

Dzięki zastosowaniu dysz regulacyjnych maszyna ta może utrzymywać wysoką sprawność (90% i więcej) przy dużych zmianach natężenia przepływu. Niemniej jednak zakres zmian

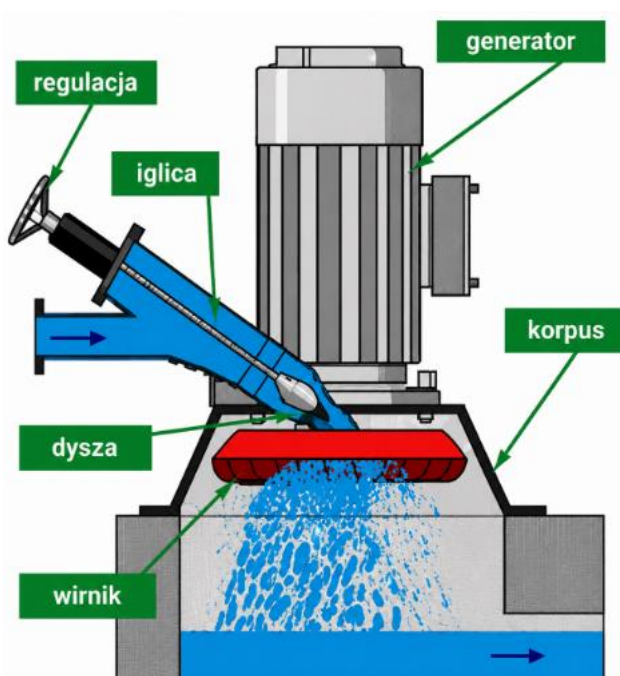
spadu w hydrozespołach wielodyszowych jest ograniczony z powodu **efektu Falaise** (*Falaise effect*), polegającego na oddziaływaniu strumienia uderzającego w czerpak z wodą, która nie opuściła jeszcze całkowicie czerpaka po poprzednim uderzeniu (Perrig, 2007).

W MEW turbiny Peltona są szeroko stosowane w układach odzysku energii w sieciach wodociągowych oraz w elektrowniach przepływowych zlokalizowanych na ciekach o wysokich spadach i dużych wahaniami przepływu.

Turbina Turgo

Pierwszy prototyp turbiny **Turgo** został zaprojektowany przez brytyjskiego inżyniera **Erica Crewdsona** i wyprodukowany przez firmę **Gilbert Gilkes & Co Ltd** (obecnie **Gilbert Gilkes & Gordon Ltd**) już w roku 1919.

Od tego czasu przedsiębiorstwo to pozostaje głównym dostawcą turbin Turgo, posiadającym listę referencyjną obejmującą ponad **1000 zainstalowanych jednostek**.



Rysunek 17: Schemat hydrozespołu Turgo z pojedynczą dyszą
(Mala voda, 2020)



Rysunek 18: Uproszczony model turbiny Turgo
(Hartvigsen Hydro, 2020)

Mimo że koncepcja turbiny Turgo została opracowana jako daleko idąca modyfikacja konstrukcji L. Peltona, jej zasada działania (Rysunek 17 i Rysunek 18) bezpośrednio przypomina tradycyjny bałkański młyn z kołem czepakowym, w którym nieciśnieniowe drewniane koryta doprowadzające wodę zostało zastąpione rurociągiem ciśnieniowym z nowoczesną dyszą iglicową, a drewniane koło czepakowe – zoptymalizowanym wirnikiem stalowym. Kopia XIX-wiecznego poprzednika turbiny Turgo jest eksponowana w Niemieckim Muzeum Nauki i Techniki w Monachium.

Współczesne turbiny Turgo są wysoko zoptymalizowanymi jednostkami oferowanymi przez firmę Gilkes w 16 wersjach z wałem pionowym i poziomym do zastosowań w MEW, przeznaczonymi do pracy przy spadach od 100 do 300 m i mocach do 10 MW. Niektóre inne przedsiębiorstwa oferują turbiny Turgo również dla niższych spadów.

Według firmy Gilkes (2019) główne zalety turbin Turgo obejmują prostotę konstrukcji, niezawodność (szczególnie podczas pracy z wodą zawierającą muł lub materiały ściernie) oraz wysoką sprawność w szerokim zakresie przepływów. W rzeczywistości sprawność turbiny jest tylko nieznacznie niższa od 90%.

Turbina Turgo charakteryzuje się również większą szybkobieżnością właściwą niż turbina Peltona o tej samej mocy, co oznacza możliwość uzyskania większej mocy przy tych samych wymiarach maszyny.

3.1.3 Jednostki średnio- i niskospadowe

Ta grupa maszyn hydroenergetycznych jest szczególnie bogata, ponieważ oprócz tradycyjnych turbin z wirnikami promieniowo-osioowymi (Francis), diagonalnymi (Deriaz) i osioowymi (śmigłowymi i Kaplana) obejmuje również turbiny przepływu poprzecznego, pompy pracujące jako turbiny (*Pumps as Turbines – PAT*) oraz innowacyjne konstrukcje, takie jak **VLHT (Very Low Head Turbine)**.

Turbina Francisa

Korzenie turbiny Francisa sięgają amerykańskiego patentu S. Howda z 1836 roku. Dzięki późniejszemu wkładowi takich konstruktorów jak J.B. Francis, C.L. Fink, A.M. Swain, A. Pfarr i wielu innych, turbina promieniowo-osiowa, nazwana imieniem swojego „ponownego wynalazcy” i udoskonaliciela, osiągnęła wysoki stopień dojrzałości technicznej już pod koniec XIX wieku.

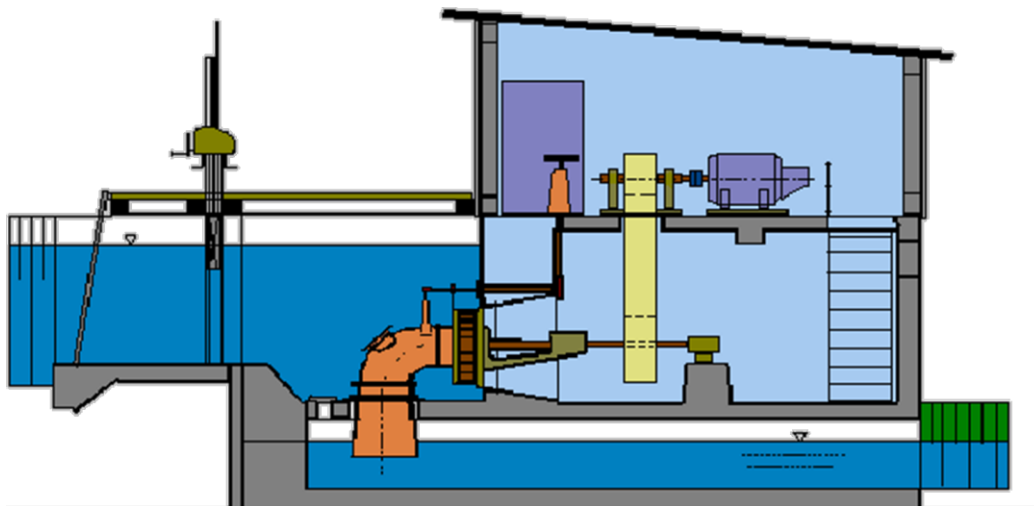
Wkrótce potem turbiny Francisa stały się najpowszechniej stosowanym typem turbin wodnych, obejmując zakres spadów od znacznie poniżej 10 m do kilkudziesięciu metrów, a z czasem nawet kilkuset metrów (do około 700 m).

Obecnie turbiny Francisa o mocy przekraczającej 800 MW (Elektrownia Wodna Xianjiaba w Chinach) są najpotężniejszymi turbinami hydraulicznymi stosowanymi na świecie.

Chociaż ich znaczenie w hydroenergetyce niskospadowej stopniowo malało wraz z coraz szerszym zastosowaniem wynalezionej przez V. Kaplana systemu regulacji łopaty wirnika turbin osiowych, jeszcze na początku lat osiemdziesiątych XX wieku niskospadowe turbiny Francisa utrzymywały dominującą pozycję wśród mikro- i miniinstalacji hydroenergetycznych.

Większość zastosowań niskospadowych dotyczyła turbin instalowanych w otwartej komorze turbinowej – niekiedy wykonanej w formie półspirali – z zewnętrznym mechanizmem regulacji kierownicy. Bardzo często stosowano układy poziome (z jedną lub dwiema turbinami), w których wał przechodził przez ścianę komory turbinowej (Rysunek 19).

Zasadnicza zmiana nastąpiła wraz z pojawieniem się kompaktowych, podwójnie regulowanych hydrozespołów osiowych (rurowych), charakteryzujących się szeregiem zalet technicznych przy jednoczesnym zachowaniu rozsądnego poziomu kosztów.



Rysunek 19: Tradycyjna konfiguracja małej niskospadowej turbiny Francisa (na podstawie Hoffmann (red.), 1992)

Obecnie turbiny Francisa pozostają optymalnym rozwiązaniem dla wielu instalacji MEW pracujących przy spadach przekraczających **10 m**. Ich przewaga wynika nie tylko z rozsądnej ceny, ale również z wysokiej jakości układu przepływowego, przejawiającej się wysoką sprawnością oraz zadowalającymi właściwościami kawitacyjnymi.

Ta ostatnia cecha umożliwia instalowanie turbiny przy **dodatniej wysokości ssania** (*positive suction head*), co pozwala ograniczyć zakres robót hydrotechnicznych i obniżyć ich koszty.

Współczesne małe turbiny Francisza (Rysunek 20) są zwykle wyposażone w **stalową spiralę doprowadzającą wodę** (*spiral case*) oraz nowoczesne mechanizmy bezpieczeństwa kierownicy, na przykład wykorzystujące **sprężyny gazowe**.

W pionowych konfiguracjach coraz częściej stosowane są zaawansowane materiały kompozytowe do wykonywania uszczelnień oraz **łożysk ślizgowych prowadzących smarowanych wodą**.



Rysunek 20: Współczesna turbina Francisza w zmodernizowanej polskiej elektrowni wodnej

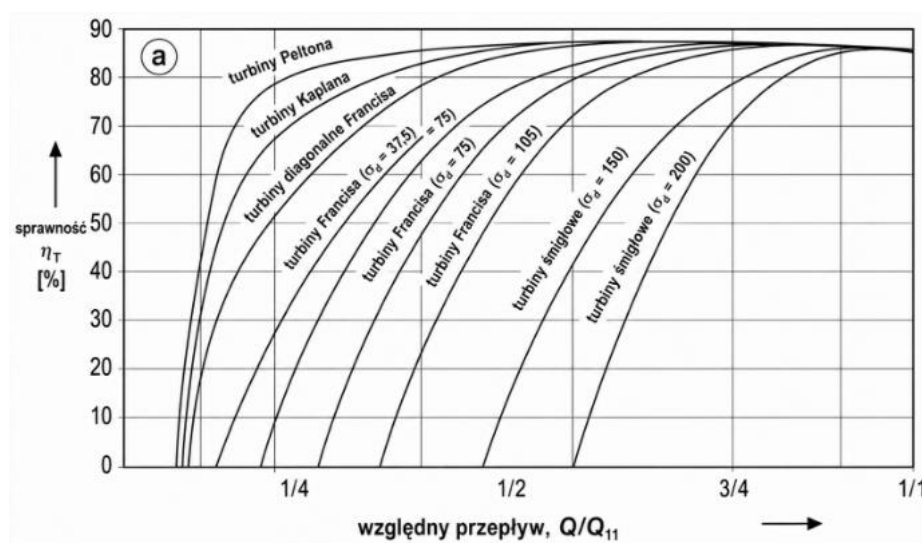
(źródło: archiwum IMP PAN)

Turbiny Francisza o mocy przekraczającej **100 kW** są często stosowane w systemach odzysku energii, w których nie można zagwarantować stałych warunków przepływu (np. w miejskich systemach zaopatrzenia w wodę).

Wadą tego typu turbin jest stosunkowo stroma charakterystyka sprawności w funkcji przepływu (Rysunek 21).

W przypadku dużych turbin szczególną uwagę należy poświęcić pracy przy częściowym obciążeniu, która w przeszłości była często dopuszczana jedynie do poziomu **60–65% pełnego obciążenia**.

Dynamiczne zjawiska występujące podczas pracy przy częściowym obciążeniu są na ogół znacznie mniej szkodliwe w małych hydrozespołach. Niemniej jednak również w tym przypadku obecnie zazwyczaj uwzględnia się pracę przy częściowym obciążeniu już na etapie projektowania turbiny.



Rysunek 21: Typowe charakterystyki sprawności turbin hydraulicznych (Raabe, 1989)

Turbiny osiowe

Turbiny osiowe z regulowanymi łopatkami kierownicy (turbiny śmigłowe) były znane już przed I wojną światową, jednak przełomowe znaczenie miał patent **V. Kaplana** dotyczący regulowanych łopat wirnika, opracowany pod koniec okresu wojennego.

Podwójna regulacja umożliwiła pracę turbin z wysoką sprawnością w szerokim zakresie przepływów, co miało fundamentalne znaczenie dla eksploatacji w zmiennych warunkach hydrologicznych i/lub przy zmiennych warunkach pracy sieci elektroenergetycznej.

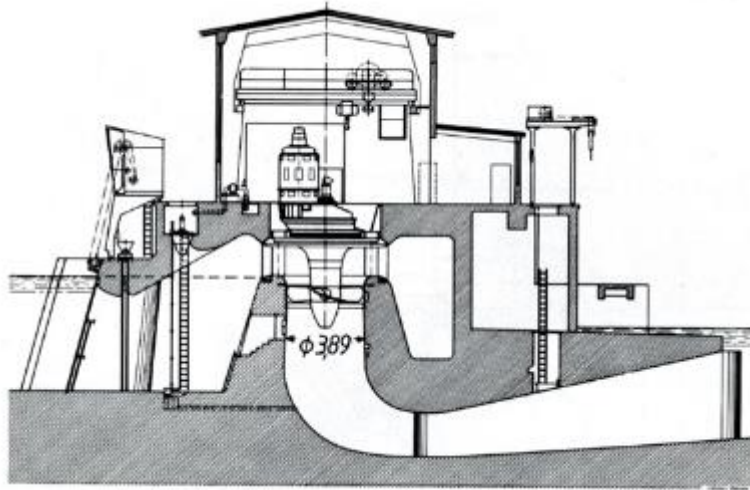
Z tego powodu w ciągu następnego dziesięciolecia turbiny Kaplana objęły praktycznie cały zakres zastosowań turbin nisko- i średnospadowych (Rysunek 2).

Ponadto charakterystyki sprawności turbin z regulowanymi łopatkami wirnika i nieregulowaną kierownicą (tzw. **hydrozespołów semi-Kaplan**) okazały się znacznie mniej strome, a tym samym korzystniejsze, niż charakterystyki klasycznych turbin śmigłowych.

Obserwacja ta wywarła istotny wpływ na rozwój turbin niskospadowych przeznaczonych dla sektora MEW.

Klasyczne turbiny Kaplana wyposażone są w **rozdzielacze promieniowe**, obejmujące spiralę lub półspiralę doprowadzającą wodę, a także promieniowo rozmieszczone łopatki kierujące i kierownicze (Rysunek 22).

W niektórych małych instalacjach stosowana jest konfiguracja **syfonowa**.



Rysunek 22: Klasyczna turbina Kaplana w układzie syfonowym. MEW Marktbreit (H = 2,5 m, P = 1100 kW) – Men, Niemcy
(źródło: Raabe, 1985, na podstawie materiałów firmy Voith)

Innowacją o szczególnym znaczeniu dla zastosowań niskospadowych było wprowadzenie **hydrozespołów rurowych**, pierwotnie zaproponowanych przez L. S. Harzę jako jednostki typu **straflo** (*straight flow*), a następnie wdrożonych przez firmę Escher Wyss zarówno w wersji bulb, jak i straflo w szeregu stosunkowo niewielkich niemieckich elektrowni.

W latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych XX wieku obie koncepcje rozwinęły się ostatecznie w kierunku hydrozespołów instalowanych głównie w dużych elektrowniach wodnych.

Charakterystyczną cechą tych konstrukcji było umieszczenie generatora wraz z przekładnią wewnątrz gruszki hydrozespołu (*bulb*) lub wykorzystanie wirnika turbiny jako wirnika generatora (przy uzwojeniach stojana umieszczonych na obwodzie komory wirnika).

Oczywistą zaletą konstrukcji rurowej w porównaniu z klasyczną (wyposażoną w rozdzielacz promieniowy) jest wzrost sprawności wynikający z wyeliminowania zmiany kierunku przepływu o 90° oraz znaczne ograniczenie zakresu wymaganych robót hydrotechnicznych.

Do wad należą stosunkowo duże wymiary gruszki hydrozespołu, wysokie koszty montażu, eksploatacji i remontów. Te czynniki, a także pewne problemy techniczne — głównie związane z uszczelnieniami — przez długi czas ograniczały ich szersze zastosowanie, szczególnie w sektorze MEW.

W rzeczywistości bardzo „eleganckie” klasyczne hydrozespoły typu straflo nie są dziś szeroko stosowane, mimo że w niektórych szczególnych zastosowaniach okazały się bardzo udane (np. **StrafloMatrix™** firmy Andritz).

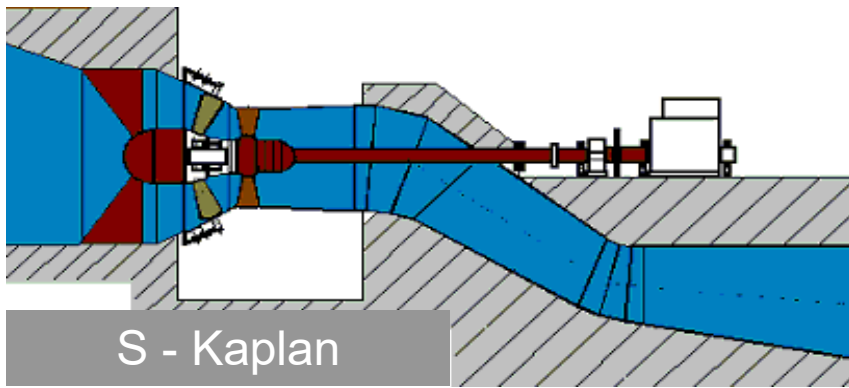
W międzyczasie termin „**turbina straflo**” rozszerzono również na niewielkie turbiny rurowe wyposażone w zewnętrzne pierścienie wirnika wykorzystywane jako koła pasowe przekładni pasowej zwiększającej prędkość obrotową i przekazującej moc mechaniczną na wał generatora (zob. punkt 3.3.2).

Niezależnie od wspomnianych hydrozespołów firmy Escher Wyss produkowanych do roku 1951, pierwsze turbiny rurowe małej mocy instalowano w konfiguracjach, w których wał turbiny przechodził przez przewód doprowadzający wodę lub przez jedno bądź dwa kolana rury ssącej.

W każdym przypadku kolana muszą być projektowane ze szczególną starannością, aby uniknąć możliwości blokowania przepływu.

Niektóre z tych konstrukcji okazały się bardzo udane i są stosowane do dziś. Najbardziej rozpowszechnioną konfiguracją jest prawdopodobnie pozioma turbina wyposażona w rurę ssącą z dwoma kolanami, powszechnie określana jako **turbina typu S** (*S-turbine*) (Rysunek 23).

Jeżeli wirnik znajduje się wystarczająco wysoko ponad poziomem wody dolnej, drugie kolano może zostać pominięte. Rozwiązanie to jest szczególnie zalecane w niewielkich instalacjach syfonowych, gdzie zastosowanie długiej i ciężkiej rury ssącej mogłoby być bardzo problematyczne.



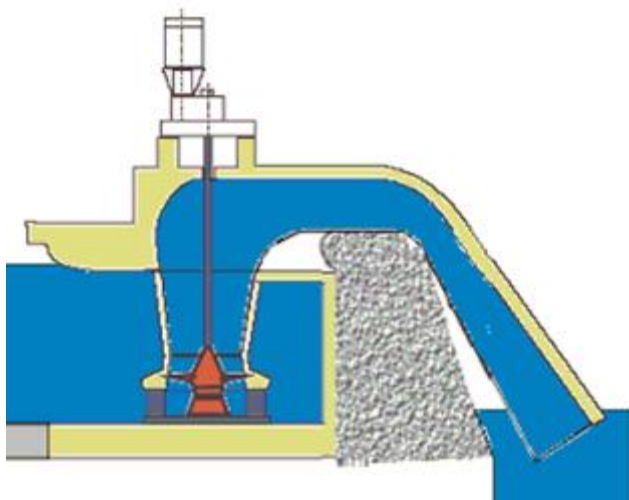
Rysunek 23: Schemat pionowego przekroju niskospadowej MEW wyposażonej w rurową turbinę typu S
(na podstawie IEC 61116, 1992)

Przykład pionowego hydrozespołu typu **semi-Kaplan** w układzie syfonowym, z wałem przechodzącym przez rurę odpływową wyposażoną w dwa kolana, przedstawiono na Rysunku 24.

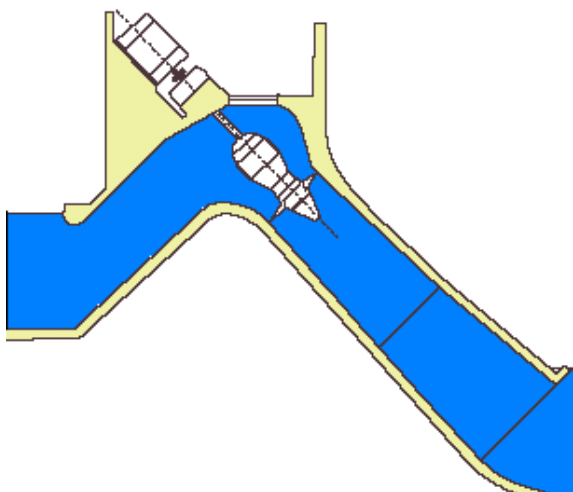
Konfiguracja ta jest stosowana w stosunkowo małych instalacjach. Jej zaletami są duża prostota konstrukcji oraz łatwość montażu. Niestety należy liczyć się ze znacznymi stratami hydraulicznymi zarówno w syfonie, jak i w rurze ssącej.

Z punktu widzenia strat hydraulicznych za korzystniejsze uważa się na ogół rozwiązanie, w którym wał turbiny wyprowadzany jest z układu przepływowego przez kolano przewodu doprowadzającego wodę.

Na Rysunku 25 przedstawiono przykład konfiguracji turbiny **semi-Kaplan** z pojedynczym kolaniem, często uznawanej za najlepiej dostosowaną do zastosowań syfonowych.



Rysunek 24: Odwrócona turbina śmigłowa lub semi-Kaplan w konfiguracji syfonowej z podwójnym kolanem
(ESHA, 2004)



Rysunek 1: Turbina semi-Kaplan w konfiguracji syfonowej z pojedynczym kolanem
(ESHA, 2004)

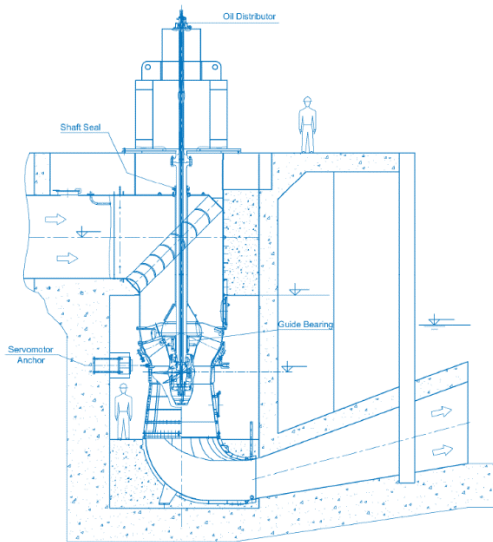
Jedną z najbardziej rozpowszechnionych konfiguracji turbin rurowych, w której wał przechodzi przez kolano przewodu doprowadzającego wodę, jest układ **SAXO** (Rysunek 26).

Jego główną zaletą w porównaniu z klasycznym pionowym hydrozespołem Kaplana jest oszczędność przestrzeni potrzebnej do wykonania spirali doprowadzającej wodę.

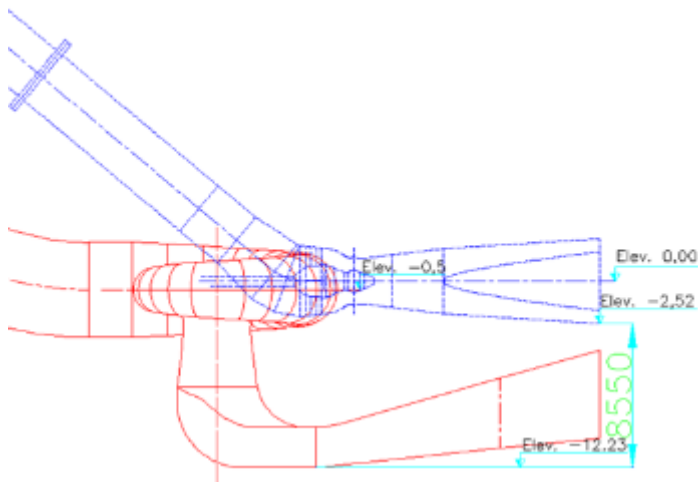
Jednak, jak można zauważyć na Rysunku 27, jeszcze większe ograniczenie zakresu robót hydrotechnicznych (szczególnie robót ziemnych) można osiągnąć poprzez zastosowanie konfiguracji poziomych z gładkim kolanem wlotowym, przez które przeprowadzono wał.

Przykładem jest konfiguracja **SAM** według dawnej nomenklatury firmy Alstom (Czerwinski, Canas i Marin, 2012).

Oczywistą wadą tego rozwiązania jest umieszczenie wirnika bezpośrednio za kolaniem przewodu, co prowadzi do niejednorodnych warunków napływu wody na wirnik.



Rysunek 26: Turbina Kaplana w konfiguracji SAXO
(Gale i in., 2010)



Rysunek 27: Porównanie zakresu robót ziemnych wymaganych dla klasycznych turbin Kaplana (2 hydrozespoły) oraz czterech rurowych turbin typu SAM (4 hydrozespoły) o tej samej łącznej mocy
(Czerwinski, Canas i Marin, 2012)

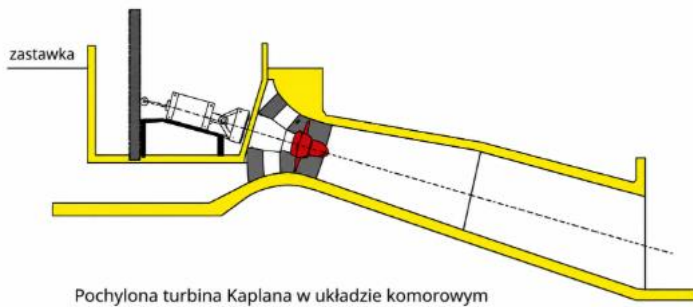
Dążenie do pełnego wykorzystania zalet układu przepływowego turbiny rurowej oraz całkowitej rezygnacji z kolana przewodu doprowadzającego i odpływowego doprowadziło już

w latach siedemdziesiątych XX wieku do opracowania tzw. **układu studniowego (pit arrangement)** (Rysunek 28), w którym generator i przekładnia są umieszczone w betonowej studni opływanej wodą z dwóch stron.

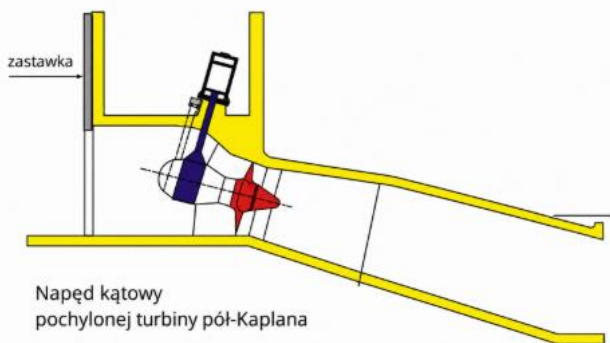
Konfiguracja studniowa jest dość często stosowana w elektrowniach wodnych o mocy przekraczającej **500 kW**.

Znaczny postęp w technologiach **CAM (Computer Aided Manufacturing)** oraz w metodach doskonalenia jakości materiałów stosowanych do produkcji przekładni zębatych umożliwił po pewnym czasie szerokie rozpowszechnienie kolejnej konfiguracji.

Obecnie kompaktowe hydrozespoły wyposażone w **kątową przekładnię zwiększającą prędkość obrotową (bevel speed increaser)** oraz **silnik indukcyjny pracujący jako generator** (Rysunki 29 i 30) są prawdopodobnie najczęściej instalowanymi zespołami wytwórczymi dla elektrowni niskospadowych w szerokim zakresie mocy, zarówno w wersjach **podwójnie regulowanych**, jak i **jednoregulacyjnych**.



Rysunek 28: Rurowa turbina Kaplana w układzie studniowym (pit arrangement)
(ESHA, 2004)



Rysunek 29: Kompaktowy hydrozespół typu semi-Kaplan z kątową przekładnią zwiększającą prędkość obrotową
(ESHA, 2004)

Wspomniany wcześniej postęp w technologii budowy maszyn znalazł również odzwierciedlenie w zastosowaniu przekładni planetarnych w kompaktowych zatapialnych pompach osiowych.

Duże przełożenie przekładni umożliwiło stosowanie silników elektrycznych o niewielkich wymiarach oraz umieszczenie obu urządzeń w kapsule (gruszce) o małej średnicy.

To samo rozwiązanie konstrukcyjne zostało pod koniec ubiegłego wieku zastosowane w osiowych turbinach zatapialnych oferowanych przez niektóre przedsiębiorstwa europejskie.

Później jednak, wraz z pojawieniem się generatorów z magnesami trwałymi oraz upowszechnieniem technologii przekształtników częstotliwości, rozwiązanie to straciło na znaczeniu.

Postęp technologiczny umożliwił rezygnację z przekładni, zastosowanie generatorów indukcyjnych o zmiennej prędkości obrotowej lub synchronicznych generatorów z magnesami trwałymi oraz przeniesienie zadania zapewnienia wymaganej częstotliwości w punkcie przyłączenia do lokalnej lub krajowej sieci elektroenergetycznej na falownik oraz inne energoelektroniczne urządzenia elektroenergetyczne.

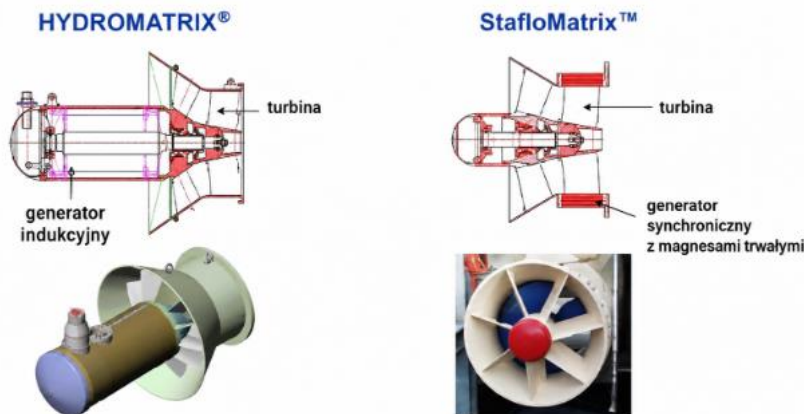
Ponadto rozwiązanie to zapewniło dodatkowy środek regulacji pracy hydrozespołu.



Rysunek 30: Typowy kompaktowy hydrozespół z kątową przekładnią zwiększającą prędkość obrotową. MEW Oborniki, Polska
(źródło: archiwum IMP PAN)

Generatory indukcyjne oraz generatory z magnesami trwałymi są stosowane między innymi w hydrozespołach **Hydromatrix** i **StreamDiver**, dostarczanych odpowiednio przez firmy **Andritz Hydro** i **Voith** (Rysunek 31) (Cui i in., 2007; Keuneke (red.), 2014; Voith, 2020).

Oba rozwiązania są zalecane zarówno dla elektrowni jednohydrozespołowych, jak i wielohydrozespołowych, w lokalizacjach o ograniczonej dostępnej przestrzeni i niewielkich możliwościach prowadzenia robót hydrotechnicznych, na przykład przy zaporach żeglugowych, zaporach irygacyjnych oraz w opuszczonych śluzach żeglugowych.



Rysunek 31: Hydrozespoły osiowe Hydromatrix® oferowane przez firmę Andritz do instalacji w śluzach żeglugowych lub zamknięciach jazów (Cui, Binder i Schlemmer, 2007)

Kolejnym zastosowaniem hydrogeneratorów z magnesami trwałymi jest hydrozespół **VLHT (Very Low Head Turbine)**, opracowany przez francuskich inżynierów firmy MJ2 w pierwszej dekadzie XXI wieku (Leclerc, 2008).

Podstawowym celem tej konstrukcji jest wykorzystanie potencjału energetycznego bardzo małych spadów tworzonych przez niewielkie jazy wyposażone w zamknięcia regulacyjne.

Koncepcja polegała na zastąpieniu istniejącego zamknięcia jazowego zamknięciem klapowym zawierającym wielkośrednicowy osiowy hydrozespół hydrauliczny z regulowanymi łopatkami wirnika oraz generatorem z magnesami trwałymi o zmiennej prędkości obrotowej.

Nie są wymagane żadne roboty hydrotechniczne poza wymianą samego zamknięcia.

Ponadto niewielka prędkość obrotowa wirnika umożliwia utrzymanie wysokiej sprawności bez konieczności stosowania rury ssącej oraz pozwala uniknąć obrażeń ryb przepływających przez turbinę (zob. punkt 3.9).

Hydrozespół ten jest zalecany do pracy przy spadach od **1,4 do 3,4 m** (Rysunek 32).



Rysunek 32: Hydrozespół VLHT przy wylocie z kanału Milleau (Leclerc, 2008)

Turbiny diagonalne

Koncepcja wirnika diagonalnego opracowana przez **P. Deriaza** umożliwiła wprowadzenie **podwójnej regulacji** do zakresu średnich spadów.

Jest to uznawane za szczególnie cenne w przypadku dużych zmian spadów, charakterystycznych dla średnispadowych ESP. Możliwość regulacji łopat wirnika pozwoliła również na poprawę parametrów pracy hydrozespołu w trybie pompowym.

Układ kierownicy może być stosowany alternatywnie w konfiguracji promieniowej lub diagonalnej.

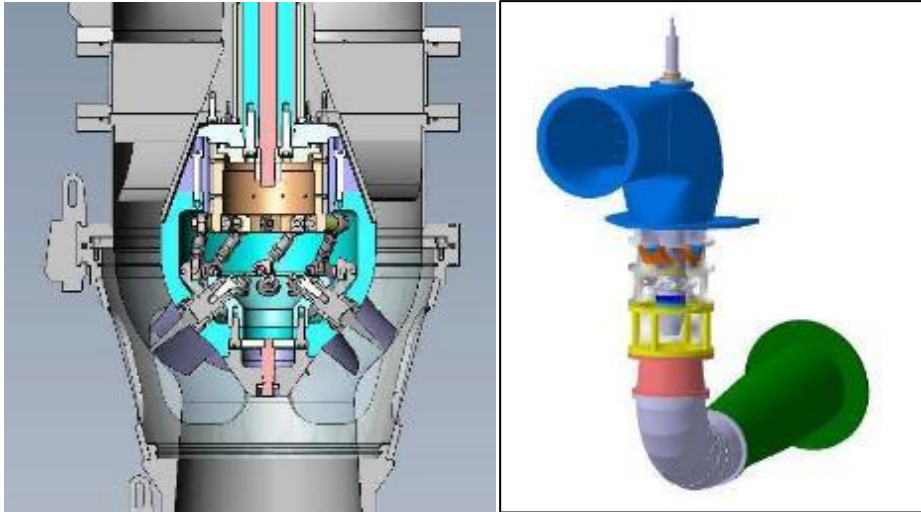
Jak już wspomniano, konstrukcja ta znajduje zastosowanie przede wszystkim w średnispadowych ESP, chociaż nadaje się również do przepływowych MEW charakteryzujących się znacznymi wahaniami przepływu.

Dopiero w poprzedniej dekadzie firma **Mhylab** (Montcherand, Szwajcaria) opracowała jednak turbinę jednoregulacyjną z wirnikiem Deriaza, której celem było zapewnienie większej elastyczności pracy w zakresie średnich spadów niż w przypadku tradycyjnych turbin Francisa.

Rozdzielacz osiowy wyposażony w nieruchome łopatki kierujące przypomina rozwiązanie stosowane w niektórych rurowych turbinach semi-Kaplan (Rysunek 33).

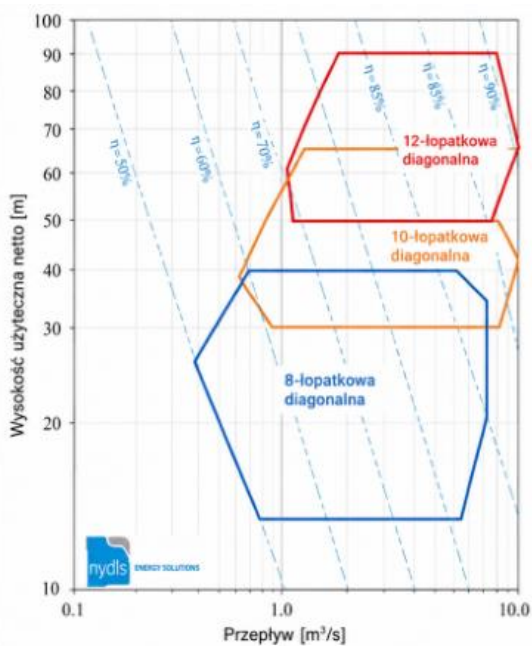
Turbina jest zazwyczaj instalowana w pionowej konfiguracji typu **Z (SAXO)**.

Zakładany zakres zastosowań obejmuje moce do **1 MW** przy spadach od **20 do 80 m** (Denis, Cottin i Choulot, 2016).



Rysunek 33: Turbina diagonalna firmy Mhylab
(Denis, Cottin i Choulot, 2016)

Następnie firma **Mhylab** opracowała **podwójnie regulowaną turbinę diagonalną** przeznaczoną do pracy w tym samym zakresie spadów, oferowaną w konfiguracjach z **8, 10 lub 12 łopatkami wirnika**.



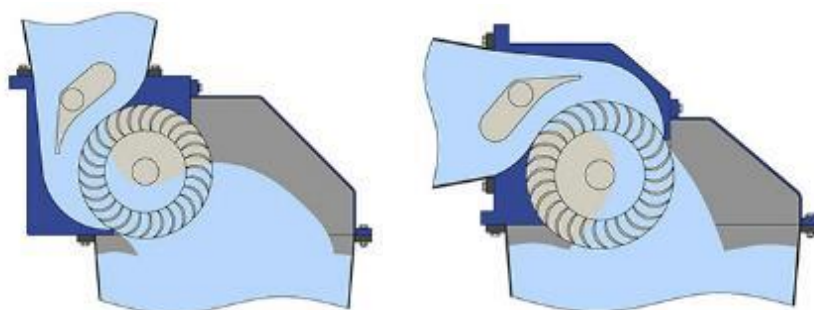
Rysunek 34: Turbina diagonalna firmy Mhylab
(Bullani i Denis, 2019)

Turbiny przepływu poprzecznego

Ostatnią turbiną średnospadową, którą należy omówić w niniejszym przeglądzie, jest **turbina przepływu poprzecznego** (*cross-flow turbine*), nazywana również **turbiną Bankiego–Michella** od nazwisk jej niezależnych wynalazców — **Donáta Bánkiego**, profesora Politechniki Budapeszteńskiej, oraz australijskiego inżyniera **A. M. Michella**.

Chociaż producenci tych turbin działają na całym świecie, najbardziej renomowanym z nich jest bawarska firma **Ossberger**.

Przedsiębiorstwo to wprowadziło szereg istotnych udoskonaleń konstrukcyjnych. Z tego powodu turbina ta jest często określana również jako **turbina Ossbergera** (Rysunek 35).



Rysunek 35: Turbina przepływu poprzecznego według koncepcji firmy Ossberger
(Ossberger, 2018)

Turbina Bankiego–Michella jest zasadniczo maszyną akcyjną wyposażoną w dyszę regulowaną za pomocą pojedynczej łopatki kierowniczej lub cylindrycznej zasuwki zamykającej mniejszą lub większą część obwodu wirnika.

Woda opuszczająca dyszę uderza w łopatki umieszczone na cylindrycznym obwodzie wirnika, przepływa przez jego wewnętrzną przestrzeń, a następnie ponownie przechodzi przez wieniec łopatkowy podczas opuszczania wirnika. Z tego względu turbina ta bywa niekiedy traktowana jako maszyna dwustopniowa, przy czym przy obliczaniu spadku netto za poziom odniesienia przyjmuje się dolną krawędź wirnika.

Turbina wykazuje pewien stopień reakcyjności, który może być regulowany za pomocą zaworu powietrznego lub opcjonalnej rury ssącej.

Ze względu na straty energii występujące pomiędzy dolną krawędzią wirnika a poziomem wody dolnej turbina ta zasadniczo nie jest zalecana do pracy przy najniższych spadach.

Ograniczenie to zostało usunięte przez czeskiego inżyniera **M. Cinka**, który opracował reakcyjną wersję tej turbiny (wyposażoną w rurę ssącą), znaną pod jego nazwiskiem (Pucher, 1996).

Jednak ze względu na wysokie ryzyko kawitacji zalecany zakres stosowania reakcyjnych turbin przepływu poprzecznego musiał zostać ograniczony do spadów od **1 do 3 m**, co oczywiście wpływa na sprawność.

Kawitacja w turbinie przepływu poprzecznego może prowadzić do znacznych efektów wibroakustycznych i erozyjnych. Aby uniknąć uszkodzeń zmęczeniowych bieżni łożysk (*bearing pitting*), konieczne jest stosowanie środków zapobiegających przedostawaniu się wody do łożysk (CINK Hydro – Energy, 2020).

Ponieważ drgania mogą występować również w turbinach nieobjętych kawitacją, pomiędzy łopatkami wirnika często stosuje się elementy usztywniające. Rozwiązanie to nie tylko poprawia właściwości wytrzymałościowe wirnika, ale również przesunęło jego częstotliwość rezonansową ku wyższym wartościom, potencjalnie powyżej częstotliwości wymuszeń generowanych hydraulicznie.

Wadą tego rozwiązania jest obniżenie sprawności wskutek wzrostu strat tarcia oraz zwiększone ryzyko zatykania w przypadku, gdy kraty nie zapobiegają dopływowi liści i roślinności wodnej.

Sprawność turbiny Bankiego–Michella — przy spadzie mierzonym do dolnej krawędzi wirnika — często nie przekracza **80%**, a w każdym przypadku pozostaje poniżej **85%**.

Przyczyną tego stanu jest przede wszystkim konstrukcja, która nie pozwala na zachowanie projektowego kąta napływu na całym obwodzie wirnika przecinanym przez strumień cieczy, silnie turbulentny charakter przepływu wewnątrz wirnika oraz inne zjawiska prowadzące do rozpraszania energii.

Mimo to turbina ta jest nadal uznawana za trwałe i ekonomicznie uzasadnione rozwiązanie w wielu zastosowaniach MEW.

Jej zalety obejmują stosunkowo prostą, łatwą do powtarzalnego wykonania konstrukcję oraz nieskomplikowaną obsługę eksploatacyjną.

Technologię wytwarzania można uznać za niezbyt skomplikowaną, pod warunkiem zwrócenia odpowiedniej uwagi na pewne wrażliwe aspekty mające wpływ na podatność na drgania i trwałość eksploatacyjną.

Korzystną cechą eksploatacyjną jest możliwość spłaszczenia charakterystyki sprawności poprzez podział kierownicy i układu przepływowego wirnika na kilka segmentów (zwykle od **2 do 4**) pracujących jako oddzielne moduły.

Duże zainteresowanie turbinami Bankiego–Michella znajduje odzwierciedlenie w licznych pracach naukowych i technicznych publikowanych poza Europą.

PAT oraz inne turbiny do odzysku energii

W przypadku najmniejszych instalacji charakteryzujących się stosunkowo stałymi warunkami pracy możliwe jest wykorzystanie **pomp pracujących w trybie turbinowym** (*Pumps As Turbines – PAT*).

Sprawność w optymalnym punkcie pracy zwykle mieści się w zakresie od **65 do 75%**, sporadycznie przekraczając **80%** (Fontanella i in., 2020).

Jest to o **10–20 punktów procentowych mniej** niż w przypadku klasycznych turbin, takich jak Francis czy Kaplan.

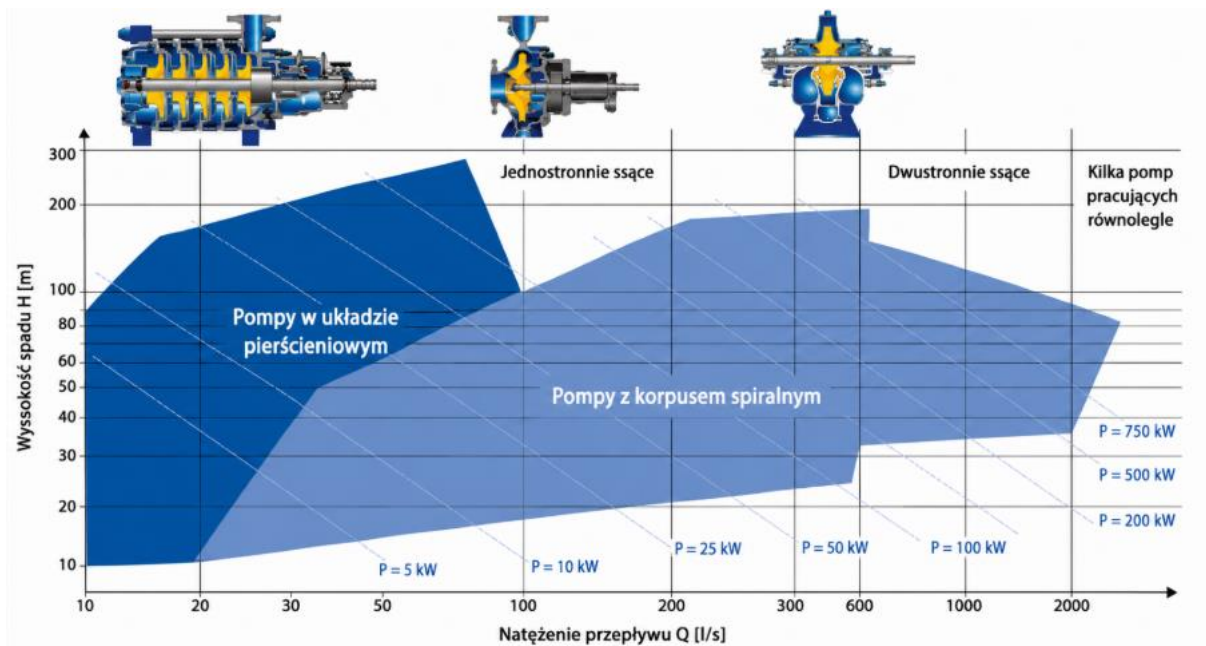
Ponadto, ze względu na strome charakterystyki sprawności, kluczowe znaczenie ma odpowiednie dopasowanie punktu najwyższej sprawności do rzeczywistych warunków pracy.

Jednak dzięki produkcji seryjnej i stosunkowo niskiej cenie pompy pracujące jako turbiny często stanowią rozwiązanie ekonomicznie uzasadnione zarówno w instalacjach odzysku energii w miejskich sieciach wodociągowych lub przemysłowych układach hydraulicznych, jak i w niektórych klasycznych mikrosystemach hydroenergetycznych.

Regulacja pracy jest na ogół możliwa poprzez zmianę prędkości obrotowej lub stosowanie metod obniżania spadów.

Najczęściej wykorzystywane są jednostopniowe pompy odśrodkowe pracujące w zakresie spadów od około **10 m do niemal 200 m**.

Niektórzy duzi europejscy producenci pomp, tacy jak **KSB**, dostrzegli znaczenie takiego sposobu wykorzystania swoich wyrobów i przeprowadzili badania swoich pomp w trybie pracy turbinowej (Rysunek 36).



Rysunek 36: Pompy przeznaczone do pracy w trybie turbinowym oferowane przez firmę KSB (KSB, 2012) **AG**

3.1.4 Hydrozespoły hydrokinetyczne

Koncepcja wykorzystania energii kinetycznej płynącej wody jest bardzo stara, ponieważ udokumentowane zastosowanie **kół podsiębiernych** (*undershot wheels*) sięga III wieku p.n.e.

W rzeczywistości koła podsiębierne nie są czysto kinetycznymi maszynami energetycznymi, ponieważ instalowano je przy niewielkich jazach, a woda uderzała w łopatki koła na pewnej wysokości ponad poziomem wody dolnej. Energia kinetyczna właściwa wody płynącej w młynówce jest więc znacznie większa niż energia kinetyczna swobodnego przepływu powyżej jazu, a energia potencjalna grawitacji jest częściowo wykorzystywana do napędu koła.

Udział energii grawitacyjnej jest jeszcze większy w przypadku tzw. **kół nasiębiernych pośrednich** (*breastshot*) lub **kół Zuppinger**.

Inaczej wygląda sytuacja w przypadku rzecznych kół wodnych stosowanych dawniej w młynach pływających. W tym przypadku do napędu koła i urządzeń młyńskich dostępna jest wyłącznie energia kinetyczna swobodnie płynącego strumienia wody.

Ze względu na sprawność nieprzekraczającą **50–60%** oraz inne wady typowe dla wszystkich kół wodnych (niewielką prędkość obrotową i duże wymagania gabarytowe), koła podsiębierne, a nawet koła nasiębierne pośrednie, utraciły swoje znaczenie w połowie XIX wieku.

Mimo to obecnie istnieją bardzo doświadczeni i odnoszący sukcesy dostawcy hydrozespołów elektrowni wodnych napędzanych kołami wodnymi (Rysunek 38).

Zakres ich zastosowań jest jednak stosunkowo wąski i często ukierunkowany na odtwarzanie obiektów uznawanych za dziedzictwo przemysłowe minionych epok.

Z drugiej strony nowoczesna energoelektronika pomaga ograniczać nadmierne straty występujące w łańcuchu przekazywania mocy.



Rysunek 38: Model hydrozespołu z kołem wodnym prezentowany przez bawarską firmę Waltera Schumanna podczas corocznych targów RENEXPO Interhydro w Salzburgu (Austria)

(źródło: J. Steller)

Koncepcja wykorzystania energii kinetycznej płynącej wody ponownie wzbudziła szersze zainteresowanie w drugiej połowie ubiegłego wieku.

Po pierwsze, zaawansowane kompaktowe hydrozespoły wyposażone w niewielkie turbiny śmigłowe okazały się rozsądnym źródłem energii elektrycznej dla niektórych odległych lokalizacji pozbawionych dostępu do sieci elektroenergetycznej, charakteryzujących się bardzo małym zapotrzebowaniem na energię i położonych w pobliżu cieków wodnych o przynajmniej lokalnie dużych prędkościach przepływu.

Drugim powodem było politycznie motywowane wsparcie udzielane przez rządy państw europejskich oraz organizacje pozarządowe.

Kolejnym aspektem był rozwój turbin kinetycznych przeznaczonych do zastosowań morskich, związany z dużym potencjałem produkcji energii elektrycznej na europejskich obszarach przybrzeżnych. Podobne technologie mogą być również wykorzystywane w zastosowaniach rzecznych.

Chociaż sprawność turbin hydrokinetycznych jest niższa niż sprawność klasycznych turbin hydraulicznych, mogą one nadal oferować korzyści ekonomiczne.

LCOE (Levelized Cost of Energy – uśredniony koszt wytwarzania energii) wyznacza się poprzez podzielenie całkowitych kosztów ponoszonych przez elektrownię w całym okresie jej eksploatacji (koszty inwestycyjne i eksploatacyjne) przez całkowitą ilość wyprodukowanej energii.

Jest to ważne kryterium oceny inwestycji i może przemawiać na korzyść turbin hydrokinetycznych, ponieważ mogą one wymagać niższych nakładów inwestycyjnych, zwłaszcza w zakresie robót hydrotechnicznych i infrastruktury towarzyszącej.

„Sprawność” turbiny hydrokinetycznej jest wyrażana za pomocą **współczynnika mocy**, definiowanego jako:

$$C_p = \frac{T \cdot \omega}{0.5 \rho \pi R^2 V_\infty^3}$$

Współczynnik mocy jest funkcją **wyróżnika szybkobieżności obwodowej** (*tip speed ratio*), definiowanego jako:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_\infty}$$

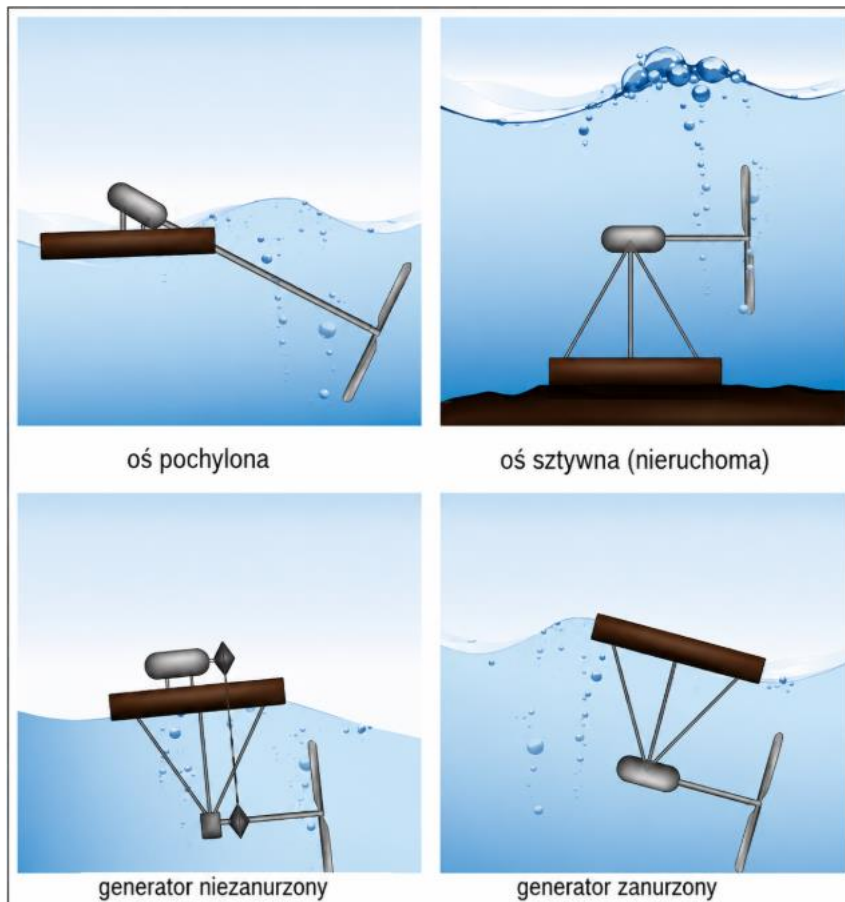
Dla wirnika pracującego w swobodnym przepływie wartość współczynnika mocy jest ograniczona przez dobrze znaną **granice Betza**, wynoszącą **59,2%**.

W zależności od typu turbiny hydrokinetycznej maksymalna wartość współczynnika mocy występuje dla określonego zakresu wartości wyróżnika szybkobieżności obwodowej.

W zależności od zakładanego zakresu wyróżnika szybkobieżności obwodowej oraz oczekiwanego współczynnika mocy można wybierać różne technologie (zob. wcześniej Rysunek 12).

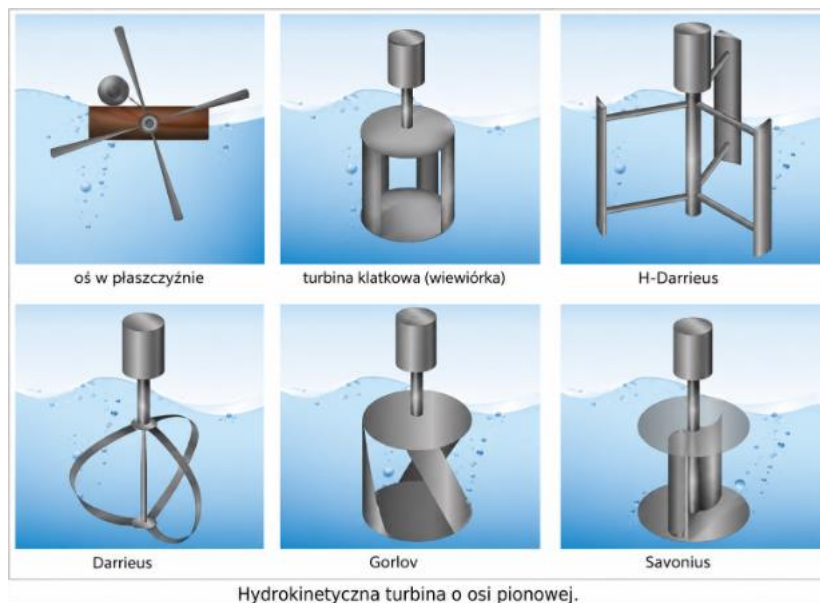
Jedną z cech różnicujących jest **orientacja osi obrotu**: mogą to być turbiny przepływu poprzecznego (*cross-flow turbines*) lub turbiny o osi poziomej (*horizontal axis turbines*).

Innym kryterium jest zastosowanie **kanalu Venturiego** umożliwiającego przekroczenie granicy Betza lub pozostawienie wirnika pracującego w swobodnym przepływie (Rysunek 39 i Rysunek 40).



Turbiny bezkanałowe z osią poziomą i osią dostosowującą się do kierunku przepływu.

Rysunek 39: Turbiny bezkanałowe z osią poziomą i osią dostosowującą się do kierunku przepływu
(Khan, 2009)



Rysunek 40: Hydrokinetyczna turbina o osi pionowej
(Khan, 2009)

W przypadku braku dostępu do dużych i głębokich rzek o szybkim nurcie zastosowanie hydrokinetycznych turbin śmigłowych na wodach śródlądowych ogranicza się zazwyczaj do pokrywania najbardziej podstawowych i ściśle lokalnych potrzeb energetycznych.

Do głównych zalet tego rodzaju instalacji należą duża mobilność oraz odporność eksploatacyjna wynikające z częstego stosowania jednostek pływających wyposażonych w śmigła umieszczone w kanałach kierujących (*ducted propellers*).

Wśród innych udanych europejskich konstrukcji należy wymienić rozwiązania firm **KSB**, **Smarthydro** oraz **REhydro** (Keuneke (red.), 2014).

Konstrukcja często zalecana do odzysku energii hydrokinetycznej z kanałów sztucznych i naturalnych polega na zastosowaniu hydrozespołów, których oś jest ustawiona prostopadle do kierunku napływu wody.

W tym kontekście warto wspomnieć o podjętej około dekady temu przez norweską firmę **Deep River** próbie wykorzystania w tym celu wirnika Bankiego–Michella.

Ze względu na stosunkowo niewielką wartość współczynnika mocy nie odnotowano jednak później dalszego rozwoju tego kierunku.

Konstrukcja większości hydrokinetycznych turbin przepływu poprzecznego opiera się na koncepcjach fińskiego i francuskiego inżyniera, **Sigurda Savoniusa** i **Georges Darrieusa**, którzy opatentowali swoje wynalazki odpowiednio w latach **1925** i **1931**.

W obu przypadkach zamiarem wynalazców było zastosowanie tych rozwiązań do wykorzystania energii wiatru.

Ze względu na stosunkowo wysokie wartości współczynnika mocy (zob. Rysunek 12) w dalszej części tekstu omówiono jedynie turbiny Darrieusa i ich konstrukcje pochodne.

W odróżnieniu od wirnika Bankiego–Michella, w turbinach przepływu poprzecznego opartych na koncepcji G. Darrieusa stosuje się jedynie niewielką liczbę łopat.

Oczywiście pomiędzy wirującym zespołem a cieczą zachodzi wymiana momentu pędu.

Moment obrotowy na wale jest wynikiem dodatniego bilansu momentów pochodzących od poszczególnych łopat.

Największy moment wytwarza łopata, której krawędź natarcia jest skierowana ku napływającej wodzie.

Jednocześnie do cieczy przekazywany jest ujemny moment pędu.

Znaczny zakres prac badawczo-rozwojowych poświęconych optymalizacji geometrii i konfiguracji łopat doprowadził do powstania wielu konstrukcji pochodnych, takich jak turbiny **H-Darrieus**, **Achard**, **Gorlov** i **Lucid** (Rysunek 40).

Chociaż dwie ostatnie konstrukcje nie są pochodzenia europejskiego, są one na tyle istotne, że należy je wymienić dla zachowania kompletności przeglądu.

Klasyczne turbiny Darrieusa, turbiny typu H-Darrieus oraz turbiny Acharda są najczęściej stosowane w konfiguracji pionowej, co stanowi istotną zaletę, ponieważ umożliwia umieszczenie generatora ponad swobodnym zwierciadłem wody.

Kolejną zaletą konfiguracji pionowej jest możliwość łatwej instalacji w otwartym korycie, co może prowadzić do zwiększenia współczynnika mocy, który na ogół jest znacznie niższy niż w przypadku turbin śmigłowych.

W odniesieniu do mocy możliwej do pozyskania z nurtu rzecznoego, niezależnie od zastosowanej technologii, kluczowe znaczenie ma prędkość przepływu wody przed turbiną, V_∞ , ponieważ strumień mocy surowej rośnie proporcjonalnie do V_∞^3 (zob. definicję współczynnika mocy C_p).

Tabela 3 przedstawia wpływ niezakłóconej prędkości przepływu na gęstość strumienia mocy surowej oraz moc przykładowej hydrokinetycznej turbiny śmigłowej o średnicy powierzchni omiatanej **D = 500 mm** i wysokim współczynniku mocy wynoszącym **46%**.

Jak można zauważyć, zaspokojenie nawet najbardziej podstawowych potrzeb, takich jak oświetlenie czy ładowanie akumulatorów w pojedynczym gospodarstwie domowym, jest możliwe dopiero przy lokalnej prędkości przepływu zbliżonej do **3 m/s**, co stanowi wartość raczej ekstremalną — występującą jedynie lokalnie i mogącą powodować problemy związane z instalacją oraz utrzymaniem urządzeń.

Uzyskanie tego samego efektu przy nadal wysokiej, lecz bardziej realistycznej prędkości **2 m/s** wymaga już powierzchni omiatanej odpowiadającej średnicy niemal **1 m**, co jest możliwe jedynie w przypadku szybkich i stosunkowo dużych rzek.

Do takich zastosowań wykorzystuje się zazwyczaj odpowiednio zakotwiczone instalacje pływające (Saini i Saini, 2019; Keuneke (red.), 2014; Khan i in., 2009).

Tabela 3: Równoważny spad, gęstość strumienia mocy oraz maksymalna moc wyjściowa możliwa do uzyskania z wysokosprawnych hydrokinetycznych turbin śmigłowych bez kanału kierującego o różnych średnicach wirnika

V_∞	H	ε	P_{D500}	P_{D1000}	P_{D2500}	P_{D20000}
m/s	cm	kW/m ²	kW	kW	kW	kW
1.0	5.1	0.5	0.05	0.18	1.13	72.3
1.5	11.5	1.7	0.15	0.61	3.81	243.9
2.0	20.4	4.0	0.36	1.45	9.03	578.1
3.0	45.9	13.5	1.22	4.88	30.48	1950.9
4.0	81.5	32.0	2.89	11.56	72.26	

Prędkość osiowa w przekroju wirnika może zostać znacząco zwiększona poprzez umieszczenie śmigła przy wlocie dyfuzorowym lub wewnątrz kanału typu Venturiego.

Jak podają Khan i in. (2009), możliwe powinno być osiągnięcie współczynnika mocy nawet na poziomie **1,69**. Oczywiście prowadzi to również do zwiększenia gabarytów całej instalacji.

Optymalizacja geometrii kanału była przedmiotem licznych prac badawczo-rozwojowych prowadzonych w ostatnich latach.

Inna metoda — możliwa do zastosowania jedynie w niektórych kanałach sztucznych — polega na zwężeniu szerokości kanału lub podniesieniu dna kanału w miejscu instalacji urządzenia.

Może to jednak pozostawać w sprzeczności z założeniami projektowymi kanału, wpływając na jego zdolność przepustową, a być może także na inne cechy funkcjonalne.

Jednym z najbardziej udanych projektów hydrokinetycznych jest **Strom-Boje (Current Buoy)**.

Hydrozespół ten wyposażono w dwułopatowy wirnik śmigłowy oraz synchroniczny generator z magnesami trwałymi.

Wlotowy segment urządzenia stanowi duża płetwa, której zadaniem jest utrzymywanie właściwego ustawienia zespołu zgodnie z głównym kierunkiem przepływu.

Stalowe liny rozciągnięte po obu stronach płetwy wlotowej pełnią funkcję samooczyszczającej się kraty.

Dyfuzor znajdujący się po stronie odpływowej obniża ciśnienie za wirnikiem i zwiększa prędkość przepływu przez hydrozespół (Rysunek 41).

Strom-Boje został opracowany na podstawie opatentowanej koncepcji austriackiego inżyniera **Fritza Mondla** i jest obecnie produkowany przez przedsiębiorstwa **Aqua Libre GmbH** oraz **Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH**.

Kolejne prototypy rozwijano od 2006 roku przy wsparciu różnych projektów badawczo-rozwojowych.

Od 2017 roku komercyjna jednostka o mocy znamionowej **70 kW** jest z powodzeniem eksploatowana na Dunaju w pobliżu miejscowości **Kienstock**.

Przy średnicy wirnika wynoszącej **2,5 m**, średnicy wylotowej dyfuzora **5,3 m** oraz masie **7 ton**, urządzenie produkuje **250 MWh energii rocznie**, co odpowiada średniej mocy około **30 kW** przy średniej prędkości przepływu **2 m/s**.

Uzyskana moc wskazuje, że prędkość przepływu w przekroju wirnika została zwiększona o niemal **50%**.

Przykład ten pokazuje również, że osiowy hydrozespół hydrokinetyczny może być źródłem znaczącej ilości energii elektrycznej, jeśli zostanie zainstalowany na dużej, szybko płynącej rzece, na której nie ma możliwości budowy obiektów piętrzących.

Należy jednak pamiętać, że odzyskiwana jest jedynie niewielka część energii kinetycznej dostępczej w przekroju przepływu (zwykle **2–4%**).

Duża elektrownia wodna wybudowana w tym samym miejscu na Dunaju osiągałaby prawdopodobnie moc większą o **cztery rzędy wielkości**.

Uzyskanie mocy porównywalnej z typową **mini elektrownią wodną** (kilkaset kW) wymaga budowy całej farmy dużych hydrozespołów hydrokinetycznych pracujących w korzystnych warunkach przepływu.

W rzeczywistości takie przedsięwzięcie planowane jest na Renie, na tzw. **Środkowym Renie (Middle Rhine)**, pomiędzy miastami **Bingen** i **Bonn** (Strom-Boje, 2020).



Rysunek 41: Hydrozespół Strom-Boje 3
(źródło: Aqua Libre Energieentwicklungs GmbH)

3.1.5 Hydrozespoły grawitacyjne

Historycznie udokumentowane pojawienie się hydrozespołów grawitacyjnych datuje się na **V wiek n.e.**, a więc około 800 lat po pojawieniu się kół podsiębiernych, a nawet niektórych poprzedników współczesnych turbin Turgo.

Wielką zaletą **koła nasiębiernego (overshot wheel)** jest jego wysoka sprawność, zwykle przekraczająca **70%**, a niekiedy nawet **80%**.

Do głównych wad należą bardzo duże wymiary, przy czym średnica koła jest porównywalna z wysokością spadu brutto, oraz bardzo mała prędkość obrotowa prowadząca do nadmiernych strat energii w mechanicznym układzie przeniesienia mocy.

Wyróżnik szybkobieżności nsQ , obliczony według wzoru stosowanego dla turbin, jest zbliżony lub nawet mniejszy od wartości charakterystycznych dla wysokospadowych turbin akcyjnych.

Każda próba zwiększenia przepływu prowadzi na ogół do nadmiernego rozchlapywania wody z czerpaków oraz zwiększenia strat energii.

Z tych powodów koło nasiębiejne przegrało konkurencję z turbinami hydraulicznymi w XIX wieku i zniknęło z głównego nurtu zastosowań w pierwszej połowie XX wieku — mimo że około 50 lat później niewielka prędkość obrotowa hydrozespołu mogłaby być uznana za zaletę z punktu widzenia ekologii.

Odpowiedzią na zapotrzebowanie na wolnoobrotowy hydrozespół niskospadowy zdolny do produkcji energii elektrycznej w ilościach typowych dla innych technologii MEW, przy jednoczesnym zachowaniu rozsądnych rozmiarów instalacji, było rozwiązanie opracowane pod koniec ubiegłego wieku.

W 1992 roku niemiecki inżynier **dr Karl August Radlik** opatentował koncepcję wykorzystania **śruby Archimedesesa**, stosowanej dotąd do pompowania wody, w kierunku odwrotnym — jako grawitacyjnej maszyny hydraulicznej (Rysunek 44).

Niedługo później wspierał on profesora **Karela Bradę** z Politechniki Praskiej w badaniach nad optymalizacją parametrów śruby Archimedesesa.

Sama koncepcja nie była nowa, ponieważ została po raz pierwszy zaproponowana na początku XIX wieku przez słynnego francuskiego inżyniera **C. L. Naviera**, a około sto lat później została nawet zgłoszona do ochrony patentowej przez **W. Moerschera** w amerykańskim urzędzie patentowym.

Jednak to głównie dzięki wysiłkom dr. K. A. Radlika i prof. K. Brady pierwsza pilotażowa instalacja hydroenergetyczna mogła rozpocząć pracę w **Aufhausen w Bawarii** w 1997 roku.

Pierwsze instalacje komercyjne powstały w roku **2001** (Lashofer i in., 2013).

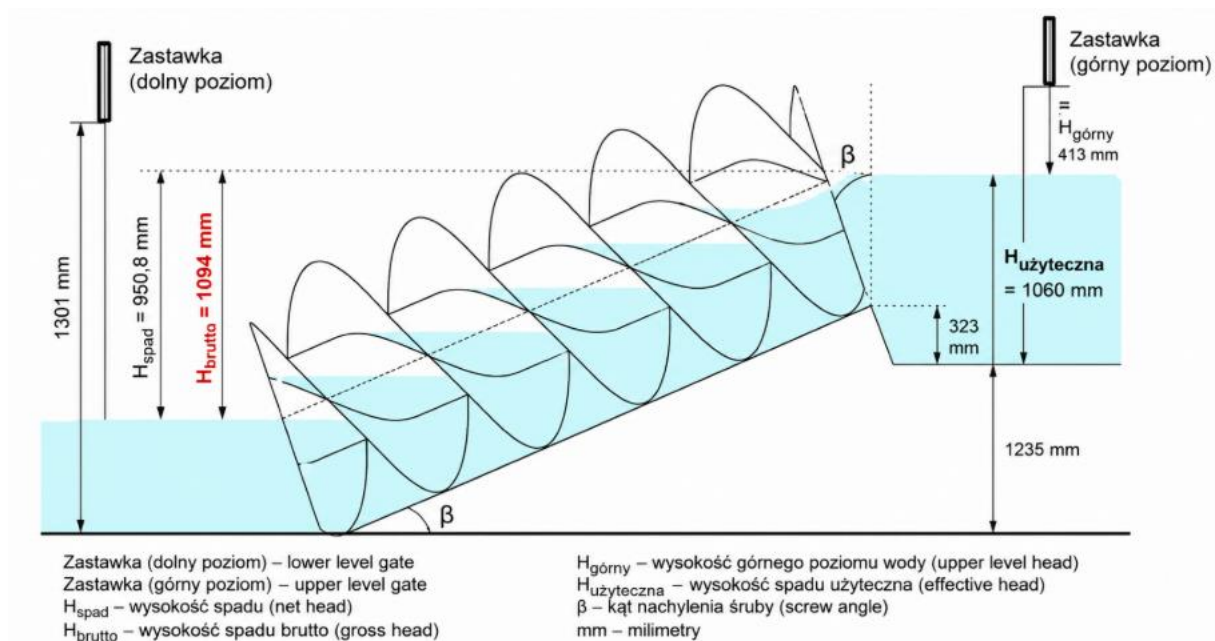
Śruba Archimedesesa, znana w Niemczech jako **Wasserkraftschnecke** („śruba hydroenergetyczna”), jest typową maszyną grawitacyjną.

Moment obrotowy wału powstaje wskutek ciężaru wody przemieszczającej się w dół w komorach utworzonych przez powierzchnie śrubowe wirnika.

Pomimo tej stosunkowo prostej zasady działania urządzenie było przedmiotem licznych badań mających na celu optymalizację takich parametrów jak liczba powierzchni śrubowych (łopat), skok śruby, stosunek średnicy wału do średnicy zewnętrznej oraz kąt nachylenia osi wału.

Dalszy postęp wynikał z doświadczeń technologicznych, szczególnie w przypadku hydrozespołów o dużej wydajności poddawanych znacznym obciążeniom statycznym.

Praktyczne doświadczenia związane ze zmiennymi warunkami hydraulicznymi doprowadziły również do powstania takich innowacji, jak możliwość zmiany kąta nachylenia urządzenia.



Rysunek 44: Schematyczny widok wirnika śruby Archimedes przedstawiający chwilowe położenie wody w „komorach” utworzonych przez powierzchnie śrubowe (Rohmer i in., 2016)

Obecnie śruba Archimedes może być bez wątplenia uznana za jedną z najbardziej udanych innowacji w dziedzinie małej energetyki wodnej wprowadzonych w ciągu ostatnich dwóch dekad.

Hydrozespoły oparte na śrubie Archimedes są produkowane na całym świecie zarówno przez stosunkowo niewielkie przedsiębiorstwa, jak i przez renomowanych producentów.

W wielu przypadkach są one uznawane za taną i przyjazną środowisku alternatywę dla klasycznych turbin osiowych.

Z technicznego punktu widzenia istotną zaletą są stosunkowo wysokie i płaskie charakterystyki sprawności, utrzymujące się zazwyczaj w zakresie **80–90%** dla przepływów przekraczających **25% wartości znamionowej**.

Jak wykazali Lashofer i in. (2013), typowa sprawność całego hydrozespołu elektrowni wodnej mieści się pomiędzy **70 a 80%**.

Wady związane z ograniczonymi możliwościami regulacji oraz wysokim przełożeniem przekładni mogą zostać w znacznym stopniu złagodzone poprzez zastosowanie przekształtników częstotliwości, które umożliwiają również regulację prędkości obrotowej.

Ogromną zaletą środowiskową — powszechnie uznawaną przez organy ochrony środowiska — jest **przyjazność dla ryb**.

Śruby Archimedesesa są nie tylko nieszkodliwe dla ryb migrujących w dół rzeki, ale mogą być również wykorzystywane jako **aktywne przepławki dla ryb** lub **windy dla ryb**, gdy pracują w trybie pompowym.

W praktyce stosuje się zasadniczo dwa podejścia.

Pierwsze polega na wykorzystaniu dwóch urządzeń pracujących równolegle: jednego jako generatora energii elektrycznej napędzanego śrubą Archimedesesa pracującą w trybie silnika hydraulicznego, a drugiego jako pompy śrubowej napędzanej częścią energii elektrycznej wytwarzanej przez pierwszy hydrozespół (Rysunek 45, po lewej stronie).

Podejście opracowane przez firmę **Hydroconnect** jest bardziej zaawansowane.

Śruba pompująca została zamontowana wewnątrz rurowego wału pierwszej śruby, dzięki czemu oba urządzenia zostały zintegrowane w jeden układ.

Śruba pompująca jest napędzana przez wodę przemieszczającą się w dół przez zewnętrzną śrubę pracującą jako grawitacyjny silnik hydrauliczny (Rysunek 45, po prawej stronie).

W obu przypadkach woda wypływająca z silnika hydraulicznego zachęca ryby do odnalezienia wejścia do urządzenia transportującego ryby.

Pomimo dużej zwartości konstrukcji rozwiązanie to wykazuje również pewne wady, do których należą trudności z przyciąganiem ryb do silnie turbulentnej wody dolnej oraz niezbyt doskonała technologia przenoszenia mocy mechanicznej za pomocą dwóch przekładni pasowych.

Wadę w postaci znaczącego oddziaływania na krajobraz można uznać za istotną jedynie wtedy, gdy porównania dokonuje się z najlepiej wkomponowanymi krajobrazowo klasycznymi małymi elektrowniami wodnymi.



Rysunek 45: Równoległy układ śrub Archimedesesa firmy Rehart Power (po lewej) oraz trójwymiarowy widok współosiowego hydrozespołu śrubowego Hydroconnect (po prawej) prezentowanego podczas targów RENEXPO Interhydro w 2017 roku (źródło: J. Steller)

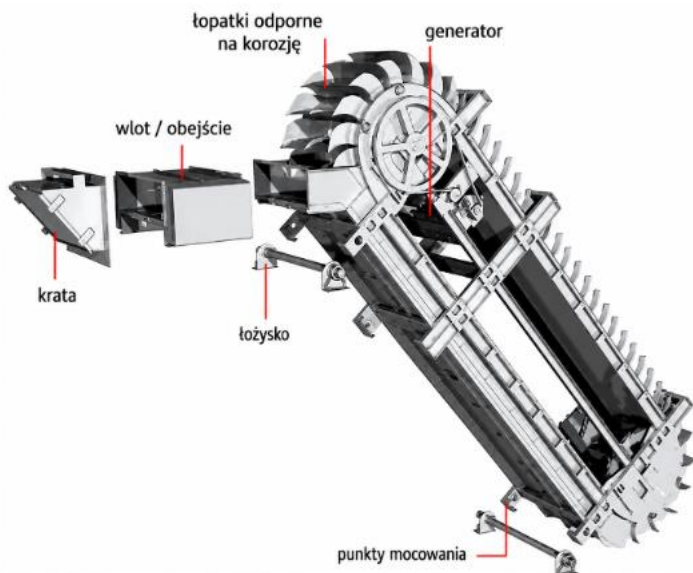
Ostatnim hydrozespołem, który należy omówić w tym podrozdziale, jest **Steffturbine™**.

Pomimo swojej nazwy handlowej Steffturbine nie jest w ogóle turbiną hydrauliczną, lecz typową maszyną grawitacyjną, z powodzeniem rozwijaną przez firmę **Walter Reist Holding AG**, specjalizującą się w technologii przenośników taśmowych.

Siła napędowa powstaje dzięki ciężarowi wody wpływającej do kolejnych komór utworzonych przez odporne na korozję łopatki rozmieszczone na taśmie (Rysunek 46).

Zasada działania jest więc dokładnie taka sama jak w przypadku **koła wodnego nasiębniernego (backshot water wheel)**.

Badania eksploatacyjne przeprowadzone na **Uniwersytecie Bundeswehry w Monachium** wykazały zaskakująco wysoką sprawność, wynoszącą od **85 do 90%** w sprzyjających warunkach pracy (Baselt, Malcherek i Maerker, 2013).



Rysunek 46: Hydroenergetyczna maszyna grawitacyjna Steffturbine™
(Baselt, Malcherek i Maerker, 2013)

3.2 Przekładnie

W przypadku gdy bezpośrednie sprzężenie wału turbiny z wałem generatora nie jest możliwe — na przykład z powodu zbyt małej prędkości obrotowej turbiny — zazwyczaj konieczne jest zastosowanie **przekładni zwiększającej prędkość obrotową**.

Zasadniczo w hydroenergetyce stosuje się dwa rodzaje takich przekładni:

- a) **przekładnie zębate,**
- b) **przekładnie pasowe.**

3.2.1 Przekładnie zębate

Przekładnie zębate mogą być stosowane w całym zakresie małych hydrozespołów energetycznych.

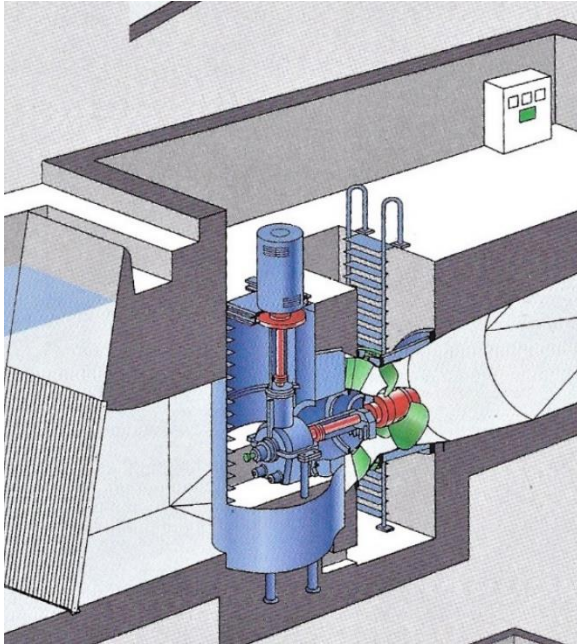
Mogą być one montowane zarówno **wewnątrz**, jak i **na zewnątrz turbiny**.

Pierwsze rozwiązanie jest typowe dla **turbin gruszkowych (bulb turbines)** oraz **pionowych turbin zatapialnych**.

W niektórych przypadkach gruszka (kapsuła) turbiny zawiera również generator.

W innych przypadkach mieści jedynie **przekładnię kątową**, połączoną z wałem zewnętrznego generatora (Rysunek 47).

Zewnętrzna przekładnia jest rozwiązaniem typowym dla hydrozespołów pionowych oraz rurowych turbin w układzie studniowym (*pit turbines*) (Rysunek 48).



Rysunek 47: Rurowa turbina w układzie studniowym (pit turbine) z kątową przekładnią zwiększającą prędkość obrotową
(Voith, lata 90. XX wieku)



Rysunek 48: Pionowy hydrozespół Kaplana z równoległową przekładnią zwiększającą prędkość obrotową
(Eisenbeiss, 2016)

Przekładnia zębata może być połączona z wałem turbiny **bezpośrednio** lub **pośrednio**.

W celu uniknięcia ryzyka awarii wynikającego z niewspółosiowości oraz/lub drgań często stosuje się **sprzęgła**.

Co najmniej jedno ze sprzęgieł łączących przekładnię z wałem turbiny i wałem generatora powinno być sprzęgłem **elastycznym**.

W przypadku mniejszych mocy stosuje się zazwyczaj **koła zębate o uzębieniu prostym**.

Dla większych mocy mogą być stosowane koła zębate **skośne, dwuskośne (daszkowe, typu herringbone)** oraz **koła o uzębieniu krzywoliniowym** (np. przekładnie stożkowe spiralne lub hipoidalne).

Typ i wielkość przekładni dobiera się w zależności od rodzaju turbiny i jej konfiguracji (wał poziomy, pionowy lub pochylony), a także od usytuowania generatora.

Podstawowe rodzaje przekładni zwiększających prędkość obrotową stosowanych w hydrozespołach są następujące:

- **przekładnie walcowe** (*spur gears*) – z kołami walcowymi o uzębieniu prostym (Rysunek 49);
- **przekładnie stożkowe** (*bevel gears*) – z kołami stożkowymi (Rysunek 50);
- **przekładnie planetarne (epicykliczne)** (*planetary gears*) (Rysunek 51).

Zapewnienie oczekiwanej trwałości oraz cichej pracy wymaga wysokiej jakości wykonania.

Należy stosować odpowiednie gatunki stali.

Powierzchnie zębów powinny być **utwardzane i szlifowane**.

Niezbędne są również wysoka jakość osiowania i zastosowanych łożysk oraz właściwy dobór środków smarnych.

Przekładnie zębate stosowane w hydrozespołach są zazwyczaj projektowane jako **przekładnie zwiększające prędkość obrotową** i produkowane przez wyspecjalizowanych producentów.

W niektórych przypadkach wykorzystuje się również **reduktory prędkości obrotowej**.

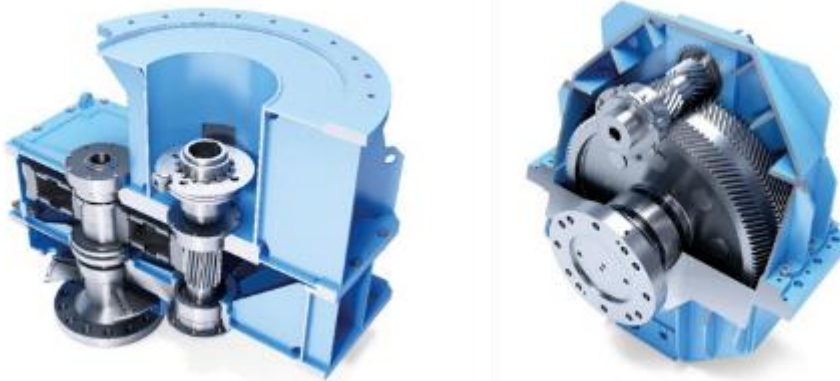
Przy wyborze reduktora do pracy jako przekładnia zwiększająca prędkość obrotową należy bezwzględnie skonsultować z producentem wymagany **zapas mocy**.

W przypadku typowych walcowych reduktorów prędkości współczynnik zapasu mocy wynosi:

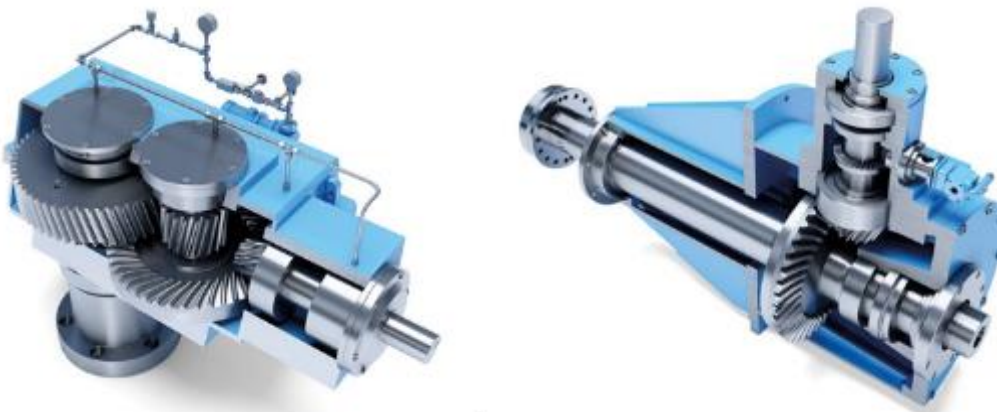
$$f = 1,5$$

Do głównych zalet przekładni zębatych należą **zwarta konstrukcja** oraz **wysoka sprawność** (zwykle bliska **98%**, zależnie od rodzaju przekładni, liczby stopni oraz przełożenia).

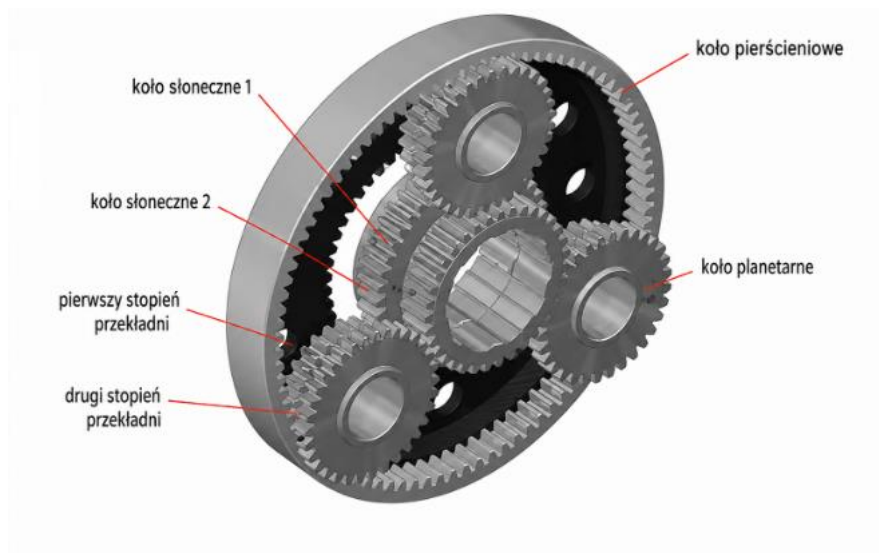
Do wad zalicza się natomiast **wysokie koszty wykonania** oraz możliwość występowania **emisji hałasu**.



Rysunek 49: Przekładnie walcowe przeznaczone odpowiednio dla (po lewej) pionowych turbin Kaplana oraz (po prawej) rurowych turbin w układzie studniowym (pit turbines) (Eisenbeiss, 2016)



Rysunek 50: Przekładnie stożkowe napędzające generator poziomy (po lewej) oraz generator pionowy (po prawej) (Eisenbeiss, 2016)



Rysunek 51: Podwójna przekładnia planetarna słoneczna oferowana przez firmę Rohloff AG (2020)

Postęp, jaki dokonał się w ostatnich dekadach zarówno w **materiałoznawstwie**, jak i w technologiach **CAM (Computer-Aided Manufacturing)**, wywarł znaczący wpływ na jakość produkcji przekładni.

Zdolność do przenoszenia bardzo dużych sił i znacznych momentów obrotowych bez zwiększonego ryzyka uszkodzenia przekładni lub skrócenia jej przeciętnej trwałości w wyraźny sposób sprzyjała rozwojowi kompaktowych hydrozespołów rurowych wyposażonych w przekładnie stożkowe.

Z drugiej strony poprawa jakości przekładni planetarnych, w połączeniu z technologią regulowanej prędkości obrotowej opartą na generatorach z magnesami trwałymi i przekształtnikach prądowych, umożliwiła dalsze zmniejszenie rozmiarów kapsuł (gruszek) turbin rurowych, co na pewnym etapie z pewnością przyczyniło się do upowszechnienia hydrozespołów zatapialnych.

3.2.2 Przekładnie pasowe

Przekładnie pasowe są zazwyczaj stosowane w hydrozespołach o mocy do **500 kW**.

Pasy napędowe można podzielić ze względu na kształt ich przekroju poprzecznego na:

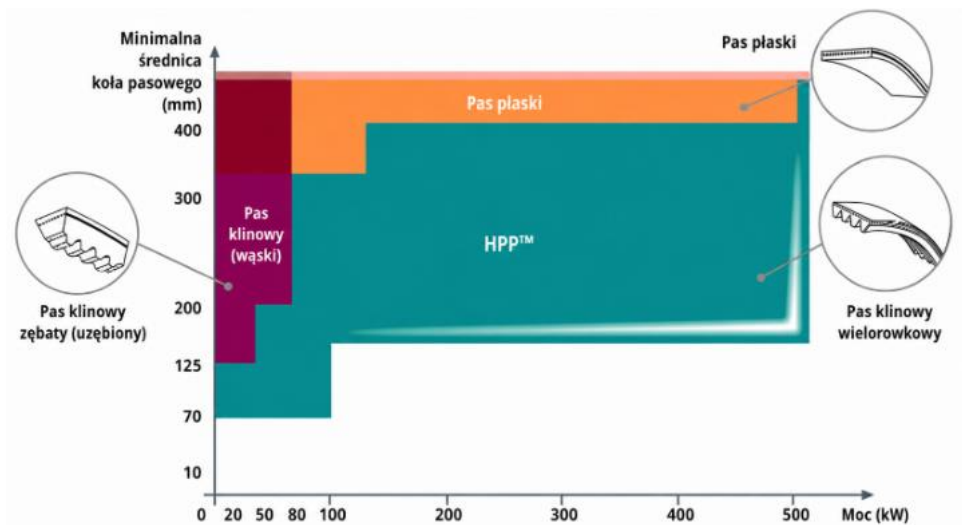
- **pasy płaskie** (*flat belts*),
- **pasy klinowe** (*V-belts*) (Rysunek 52).

Ponadto pasy mogą być **zębate**.

Pasy zębate są określane również jako:

- **pasy synchroniczne** (*synchronous belts*),
- **pasy rozrządu** (*timing belts*),

- **pasy zębate** (*toothed belts*).



Rysunek 52: Zakres zastosowań trzech typów pasów napędowych oferowanych przez firmę Hutchinson (2020)

Klasyczne przekładnie pasowe (Rysunek 53) przenoszą moment obrotowy z wału turbiny na wał generatora dzięki sile tarcia pomiędzy kołami pasowymi a opasującym je pasem.

Koła pasowe przeznaczone do pasów płaskich mają nieznacznie **wypukły profil**, który zapobiega zsuwaniu się pasa z koła.

Koła pasowe dla pasów klinowych posiadają natomiast odpowiednie **rowki prowadzące**.

Uzyskanie wymaganej siły tarcia w przekładniach z pasem płaskim wymaga znacznego napięcia pasa.

Z tego względu zaleca się unikanie bezpośredniego montowania koła pasowego na wale turbiny.

Zastosowanie oddzielnego wału, połączonego z kołem pasowym za pomocą **sprzęgła elastycznego**, korzystnie wpływa na układ łożyskowania turbiny.

Wymagany kąt opasania kół pasowych przez pas płaski zwiększa odległość pomiędzy kołami pasowymi, co prowadzi do znacznie większych wymiarów przekładni niż w przypadku przekładni z pasem klinowym.



Rysunek 53: Przekładnie z pasem płaskim w mikroelektrowniach wodnych
(*Burger Wasserkraftanlagen, 2020*)

Przekładnie z pasami klinowymi przenoszą moment obrotowy przy pozornie większym współczynniku tarcia, co pozwala zmniejszyć gabaryty przekładni zwiększającej prędkość obrotową.

Wymagają one również mniejszego napięcia pasa niż przekładnie z pasem płaskim.

W przekładniach klinowych zaleca się zazwyczaj stosowanie **pasów zespolonych (linked belts)**. Rozwiązanie to zapewnia równomierne obciążenie wszystkich pasów w pakiecie oraz zwiększa trwałość przekładni.

Do zalet przekładni pasowych należą **cicha praca** oraz **wysoka sprawność**.

Sprawność przekładni z pasem płaskim wynosi około **99%**, natomiast sprawność przekładni z pasem klinowym przekracza zwykle **98%**.

Ich przewagą nad przekładniami zębatymi są również znacznie niższe koszty wytwarzania.

Ogólną wadą jest natomiast znacznie większy rozmiar w porównaniu z przekładniami zębatymi oraz konieczność regulacji odległości pomiędzy kołami pasowymi.

W przeszłości przekładnie z pasem płaskim były szeroko stosowane w małych elektrowniach wodnych, również do przekazywania momentu obrotowego na mechaniczne regulatory prędkości.

Ze względu na niski koszt są one nadal uznawane za rozsądne rozwiązanie w niektórych mikroinstalacjach budowanych w miejscu dawnych młynów i wyposażonych w pionowe turbiny Francisa.

Przekładnie z pasem klinowym są częściej stosowane w hydrozespołach o wałach poziomych.

W ostatnich dekadach coraz większe znaczenie zyskują **paszy zębate**.

Przenoszenie mocy za pomocą pasów zębatych stanowi bardzo kompaktowe rozwiązanie konstrukcyjne.

Ponieważ moment obrotowy nie jest przekazywany przez tarcie, pasy wymagają jedynie minimalnego napięcia koniecznego do zapobiegania przeskakiwaniu zębów pasa po zębach koła pasowego.

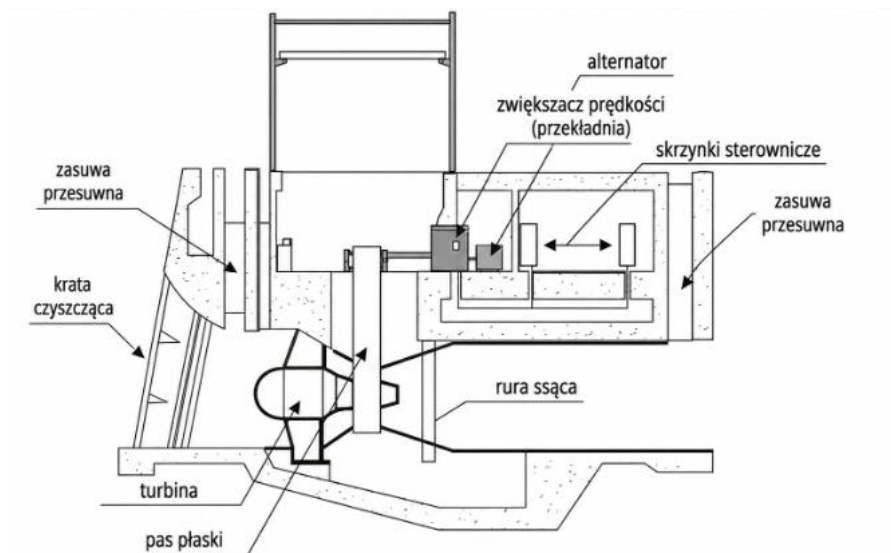
Cecha ta znacząco zwiększa trwałość łożysk turbiny i umożliwia bezpośrednie osadzenie koła napędowego na wale turbiny.

Jednocześnie należy zauważyć, że przekładnie z pasami zębatymi są głośniejsze od przekładni wykorzystujących pasy płaskie lub klinowe.

Rysunek 54 przedstawia interesujący przykład połączenia przekładni z pasem płaskim z przekładnią zębatą zwiększającą prędkość obrotową w celu przeniesienia momentu obrotowego z obrzeża wirnika turbiny gruszkowej na wał generatora.

Pod koniec ubiegłego wieku taka konfiguracja typu **straflo** była uznawana za alternatywę dla małych hydrozespołów wyposażonych w przekładnie stożkowe.

Produkowane były również wersje uproszczone, w których koło pasowe turbiny znajdowało się wewnątrz gruszki (kapsuły) turbiny.



Rysunek 54: Minihydrozespół typu straflo z kombinowanym przeniesieniem mocy z obrzeża wirnika za pomocą pasa płaskiego i walcowej przekładni zwiększającej prędkość obrotową
(ESHA, 2004)

Obecnie przekładnie mechaniczne przeważają w przypadku nowoczesnych hydrozespołów małej energetyki wodnej o średniej mocy, których prędkość obrotowa turbiny jest niższa od prędkości synchronicznej generatora 8-biegunowego (**375 obr/min**).

Większość postępu związanego z układami mechanicznego przenoszenia mocy wynika z rozwoju technologii wytwarzania umożliwiających produkcję przekładni zębatych i pasów o coraz większej trwałości.

Jednocześnie generatory z magnesami trwałymi wraz z układami energoelektronicznego przekształcania energii z powodzeniem przejmują funkcję mechanicznych przekładni w europejskich mikro- i małych elektrowniach wodnych.

Znane są również bardziej zaawansowane, lecz nadal kosztowne układy regulowanej prędkości obrotowej oparte na generatorach asynchronicznych, stosowane w dużej hydroenergetyce.

3.3 Generatory

Energia mechaniczna wirującego zespołu hydrozespołu jest przekształcana w energię elektryczną za pomocą generatorów.

W praktyce spotyka się trzy rodzaje trójfazowych generatorów prądu przemiennego:

- generatory synchroniczne,
- generatory asynchroniczne,
- synchroniczne generatory z magnesami trwałymi.

Różnice między nimi są zasadnicze, ponieważ dotyczą zarówno konstrukcji, jak i zasady działania.

3.3.1 Parametry podstawowe

Najważniejsze właściwości generatora opisują następujące parametry znamionowe:

- napięcie U ,
- moc S ,
- współczynnik mocy $\cos \varphi$,
- częstotliwość f ,
- prędkość obrotowa n ,
- napięcie wzbudzenia U_{exc} ,
- prąd wzbudzenia I_{exc} (w przypadku generatorów synchronicznych).

Synchroniczna prędkość obrotowa [**obr/min**] zależy od częstotliwości sieci oraz liczby par biegunów p zgodnie z zależnością:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}$$

Napięcie znamionowe i prąd znamionowy, wyrażone odpowiednio w woltach [V] i amperach [A], są określane przez ich wartości skuteczne. Ponadto pojęcie napięcia znamionowego odnosi się do napięcia międzyprzewodowego. Zależność pomiędzy napięciem międzyprzewodowym (line-to-line) i napięciem fazowym (line-to-neutral), oznaczonymi odpowiednio U_{L-L} oraz U_{L-N} , wyraża się wzorem:

$$U_{L-L} = \sqrt{3} \cdot U_{L-N}$$

Moc generatora wyrażana jest za pomocą **mocy pozornej S**, podawanej w woltoamperach [VA], stanowiącej sumę mocy wszystkich faz:

$$S = 3 \cdot U_{L-N} \cdot I = \sqrt{3} \cdot U_{L-L} \cdot I$$

Moc pozorna jest geometryczną sumą mocy czynnej i biernej, odpowiednio **P** i **Q**:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Moc czynna generowana przez generator i wyrażana w watach [W] określona jest wzorem:

$$P = S \cdot \cos(\varphi)$$

gdzie φ oznacza przesunięcie fazowe pomiędzy prądem a napięciem.

Moc bierna, wyrażana w VA, wynosi:

$$Q = S \cdot \sin(\varphi)$$

Moc bierna może mieć charakter:

- **indukcyjny** (napięcie wyprzedza prąd),
- **pojemnościowy** (prąd wyprzedza napięcie).

Istotnym parametrem jest również **sprawność η** , określająca część energii mechanicznej dostarczanej do wału generatora, która może zostać przekształcona w energię elektryczną użyteczną dla odbiorcy.

3.3.2 Generatory synchroniczne

Generatory synchroniczne są zwykle stosowane w hydrozespołach o mocy nie mniejszej niż kilkaset kW.

Stojan maszyny synchronicznej stanowi trójfazowe uzwojenie prądu przemiennego, natomiast wirnik zawiera uzwojenie prądu stałego pełniące funkcję wzbudzenia.

Uzwojenie wzbudzenia może być zasilane:

- z generatora stanowiącego część hydrozespołu (**wzbudzenie wirujące**),
- z prostownika zasilanego z zewnętrznego źródła energii (**wzbudzenie statyczne**).

Podczas pracy wirnik i pole magnetyczne stojana zachowują stałe wzajemne położenie (**ruch synchroniczny**), co odpowiada utrzymywaniu stałej prędkości obrotowej podczas pracy równoległej ze sztywną siecią elektroenergetyczną.

W przypadku pracy generatora synchronicznego w systemie elektroenergetycznym przyłączenie go do sieci określa się mianem **synchronizacji**.

Wymaga ona spełnienia następujących warunków:

- zgodnej kolejności faz generatora i sieci,
- zgodności częstotliwości generatora i sieci,
- zgodności wartości skutecznych napięcia generatora i napięcia sieci,
- zgodności przesunięć fazowych napięć.

Generatory synchroniczne pełnią bardzo ważną funkcję w systemach elektroenergetycznych, ponieważ umożliwiają:

- pracę wyspową,
- odbudowę systemu po całkowitym zaniku napięcia (*black start*),
- regulację napięcia,
- regulację mocy biernej.

Do wad należą wyższe koszty zastosowania generatorów synchronicznych oraz współpracujących z nimi układów pomocniczych.

3.3.3 Generatory asynchroniczne

Generatory asynchroniczne (Rysunek 55) są zazwyczaj stosowane w elektrowniach o stosunkowo niewielkiej mocy (do około **1 MW**).

Najczęściej wykorzystuje się w tym celu standardowe silniki indukcyjne.

Stojan tego typu maszyny ma postać trójfazowego uzwojenia prądu przemiennego, natomiast wirnik tworzy zwarta **klatka wirnikowa**.

Podczas pracy położenie wirnika zmienia się względem pola magnetycznego stojana (strumienie magnetyczne wirnika i stojana poruszają się względem siebie asynchronicznie).

Maszyna asynchroniczna pracuje jako generator, gdy jej prędkość obrotowa jest wyższa od prędkości synchronicznej.

Zasadniczo generatory asynchroniczne wytwarzają energię elektryczną podczas pracy równoległej z siecią elektroenergetyczną, która dostarcza moc bierną niezbędną do magnesowania maszyny (prąd magnesujący).

Praca autonomiczna generatora asynchronicznego jest możliwa, wymaga jednak zastosowania dodatkowych układów umożliwiających wzbudzenie maszyny oraz stabilizację napięcia i częstotliwości.



Rysunek 55: Generator asynchroniczny
(Little, 2016)

Do zalet generatorów asynchronicznych należy zaliczyć ich prostą konstrukcję oraz niski koszt.

Do wad należą brak zdolności do pracy autonomicznej (praca wyspowa wymaga zastosowania specjalistycznych układów pomocniczych) oraz konieczność kompensacji mocy biernej.

Dodatkową wadą jest konieczność stosowania przekładni zwiększającej prędkość obrotową, umożliwiającej przeniesienie mocy mechanicznej z wału turbiny hydraulicznej na wał generatora.

3.3.4 Synchroniczne generatory z magnesami trwałymi

Stojan synchronicznych generatorów z magnesami trwałymi jest zazwyczaj wykonywany jako uzwojenie trójfazowe, natomiast uzwojenie wzbudzenia zostaje zastąpione magnesami trwałymi.

W tego rodzaju maszynach wartości generowanego napięcia i częstotliwości zależą od prędkości obrotowej.

Do istotnych zalet należy wysoka sprawność utrzymywana w szerokim zakresie prędkości obrotowych.

Do wad zalicza się stosunkowo wysoki koszt oraz konieczność stosowania energoelektronicznych układów przekształtnikowych umożliwiających pracę równoległą z siecią elektroenergetyczną.

3.4 Energoelektroniczne układy przekształtnikowe

Układy energoelektroniczne odgrywają coraz większą rolę w elektroenergetyce.

Początkowo zastosowanie układów przekształtnikowych ograniczało się do wykorzystania niesterowanych prostowników w układach zasilania urządzeń prądu stałego lub do ładowania akumulatorów stanowiących rezerwowe źródło energii elektrycznej.

Kolejnym etapem było zastosowanie prostowników sterowanych w układach wzbudzenia.

Rozwój energoelektroniki oraz elektronicznych systemów sterowania doprowadził ostatecznie do stopniowego zastępowania tradycyjnych układów wzbudzenia opartych na maszynach wirujących przez układy statyczne.

Obecnie coraz częściej stosuje się energoelektroniczne układy przekształtnikowe do regulacji prędkości obrotowej hydrozespołów.

Regulacja prędkości za pomocą układów przekształtnikowych opiera się na odpowiednim sterowaniu obciążeniem hydrozespołu.

W tym celu wykorzystuje się przekształtniki typu **AC/AC**, których napięcie i częstotliwość po stronie generatora są dopasowywane do parametrów sieci elektroenergetycznej.

Jednocześnie przekształtniki zapewniają sterowanie obciążeniem generatora w sposób gwarantujący optymalną pracę hydrozespołu.

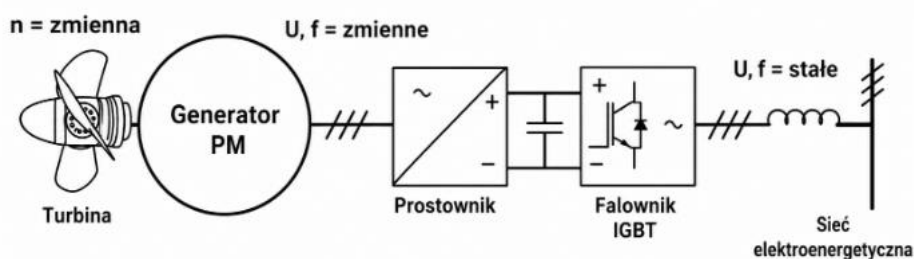
Najczęściej stosowanymi półprzewodnikowymi elementami mocy w układach przekształtnikowych dużej mocy są tranzystory **IGBT** (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) (Rysunek 56).

Zastosowanie układów energoelektronicznych pozwala z jednej strony wyeliminować przekładnię mechaniczną, a z drugiej umożliwia pracę maszyny hydraulicznej ze zmienną prędkością obrotową, co prowadzi do lepszego wykorzystania zasobów hydroenergetycznych.

Oznacza to możliwość pracy przy optymalnej prędkości obrotowej, co ma szczególne znaczenie w przypadku turbin z pojedynczą regulacją.

Ponadto układy energoelektroniczne stanowią niezbędne wyposażenie hydrozespołów wyposażonych w synchroniczne generatory z magnesami trwałymi, ponieważ generowane przez nie napięcie i częstotliwość zależą bezpośrednio od prędkości obrotowej.

Oba te parametry muszą zostać dopasowane do parametrów sieci elektroenergetycznej w punkcie przyłączenia.



Rysunek 56: Schemat układu energoelektronicznego z prostownikiem tyrystorowym lub aktywnym prostownikiem IGBT oraz falownikiem IGBT (Sobczyk i in., 2010)

3.5 Pozostałe urządzenia elektryczne i systemy sterowania

Eksploatacja elektrowni wodnej wymaga odpowiedniego wyposażenia elektrycznego, począwszy od generatorów, poprzez urządzenia pomocnicze, aż po linie przesyłowe.

Generatory przekształcają energię mechaniczną w energię elektryczną, która następnie jest przesyłana do odbiorców za pośrednictwem linii elektroenergetycznych.

Linie elektroenergetyczne wykonuje się jako:

- linie napowietrzne,
- linie kablowe podziemne.

Stosowane są również tzw. **linie podwieszane**, w których kabel przesyłowy jest podwieszony na słupach elektroenergetycznych.

W celu ograniczenia strat przesyłowych linie elektroenergetyczne budowane są dla napięć wyższych niż napięcie generatora.

W takich przypadkach konieczne jest zastosowanie transformatorów umożliwiających dopasowanie napięcia generowanego przez hydrozespół do napięcia sieci elektroenergetycznej.

Ponadto przesył energii elektrycznej wymaga stosowania urządzeń pomocniczych oraz rozdzielnic.

Do urządzeń pomocniczych zalicza się urządzenia niezbędne do funkcjonowania elektrowni, lecz nieuczestniczące bezpośrednio w procesie wytwarzania energii elektrycznej, takie jak na przykład silniki pomp olejowych lub odwadniających.

Rozdzielnice umożliwiają właściwy rozdział energii elektrycznej pomiędzy poszczególne obwody oraz realizację operacji łączeniowych w systemie elektroenergetycznym.

Wyposażenie elektryczne obejmuje również aparaturę pomiarową oraz urządzenia zabezpieczeniowe i sterujące.

Wytwarzanie energii elektrycznej wymaga odpowiedniego sterowania wszystkimi urządzeniami uczestniczącymi w tym procesie.

Obecnie personel jest wspomagany przez odpowiednie systemy sterowania ułatwiające eksploatację elektrowni.

Szeroko rozumiany system sterowania obejmuje aparaturę pomiarową, urządzenia zabezpieczeniowe oraz urządzenia sterujące.

Zapewnia on również możliwość interakcji z operatorem.

Odpowiednio rozwinięte systemy sterowania umożliwiają bezobsługową pracę elektrowni oraz/lub zdalne sterowanie.

Integracja wszystkich wymienionych funkcji przyczynia się do ułatwienia pracy personelu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz obniżenia kosztów

eksploatacyjnych, między innymi poprzez wprowadzenie elementów diagnostyki i utrzymania predykcyjnego, zapobiegających poważnym awariom.

Współczesne systemy sterowania mają zazwyczaj strukturę wielopoziomową, co oznacza, że poszczególne urządzenia wyposażone są we własne układy sterowania (np. regulator turbiny), które następnie są integrowane w systemy sterowania grup urządzeń (np. sterownik bloku), a następnie w nadrzędny system sterowania elektrownią.

Istotną rolę w systemach sterowania odgrywają sterowniki **PLC**.

Sterowniki te wyposażone są w odpowiednio dobrany zestaw wejść i wyjść analogowych oraz cyfrowych i umożliwiają wymianę danych pomiędzy urządzeniami.

Coraz częściej systemy sterowania poszczególnych urządzeń wyposażane są również w panele operatorskie umożliwiające monitorowanie oraz zmianę parametrów pracy.

Wizualizacja i sterowanie pracą elektrowni realizowane są zazwyczaj z poziomu stacji operatorskiej połączonej z nadrzędnym systemem sterowania.

System taki umożliwia monitorowanie stanu urządzeń oraz ich parametrów technicznych prezentowanych na schematach technologicznych (Rysunek 57).

Do jego zadań należy również:

- sygnalizacja bieżących zdarzeń, takich jak przekroczenie wartości alarmowych lub wyłączeniowych,
- rejestracja zdarzeń i parametrów,
- przegląd archiwalnych zapisów.

Typowe przykłady przedstawiono w postaci zrzutów ekranowych z systemu sterowania i nadzoru jednej z polskich elektrowni wodnych wyposażonej w dwa hydrozespoły z turbinami Kaplana oraz jeden hydrozespół z turbiną Francisa.

Panele oznaczone kolorem fioletowym, zielonym i żółtym na Rysunku 57 odpowiadają odpowiednio procedurom:

- rozruchu,
- odstawienia,
- awaryjnego wyłączenia.

W przypadku hydrozespołu nr 2 dodatkowo widoczny jest panel rozruchu dla pracy wyspowej.

Nieprawidłowe ciśnienie w spiralnej komorze turbiny bezpośrednio po wyłączeniu zostało zaznaczone kolorem czerwonym na Rysunku 58.

Ogólną tendencją jest wykonywanie większości czynności w trybie automatycznym po wystąpieniu i spełnieniu określonych warunków.

Przykładowo proces rozruchu powinien zostać poprzedzony osiągnięciem stanu gotowości do uruchomienia (obejmującego między innymi brak aktywnych sygnałów zabezpieczeń).

Następnie operator wydaje polecenie rozruchu.

Od tego momentu kolejne etapy procedury rozruchowej wykonywane są automatycznie, przy czym każdy następny etap rozpoczyna się dopiero po spełnieniu wymaganych warunków (np. osiągnięciu wymaganej prędkości obrotowej przed rozpoczęciem procesu synchronizacji).

Wszelkie zakłócenia pracy hydrozespołu lub przebiegu sekwencji są sygnalizowane operatorowi wraz ze wskazaniem źródła problemu, a system podejmuje działania odpowiednie do zaistniałej sytuacji.

Niezwykle istotnym elementem szeroko rozumianego systemu sterowania są urządzenia zabezpieczeniowe, których zadaniem jest zapewnienie bezpiecznej pracy urządzeń, minimalizacja prawdopodobieństwa awarii oraz ograniczanie skutków ich wystąpienia.

W przeciwieństwie do wcześniejszych rozwiązań, w których poszczególne funkcje zabezpieczeniowe realizowane były przez oddzielne urządzenia, współczesny rynek zdominowany jest przez cyfrowe urządzenia zabezpieczeniowe realizujące wiele funkcji ochronnych jednocześnie i umożliwiające konfigurację parametrów za pomocą odpowiedniego oprogramowania.

Przykładowo zestaw zabezpieczeń generatora obejmuje między innymi:

- zabezpieczenie nadprądowe,
- zabezpieczenie ziemnozwarciowe,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe i nadczęstotliwościowe,
- zabezpieczenie podnapięciowe i nadnapięciowe,
- zabezpieczenie od mocy zwrotnej.

Oprócz funkcji zabezpieczeniowych urządzenia te zapewniają również komunikację z nadrzędnymi systemami monitorowania i sterowania oraz dostarczają dane pomiarowe.

W przypadku części hydromechanicznej funkcje zabezpieczeniowe (np. ochrona przed zbyt wysoką temperaturą lub zbyt wysokim bądź zbyt niskim poziomem oleju) realizowane są przez sterowniki poszczególnych urządzeń lub przez system nadrzędny.

W celu zwiększenia niezawodności produkcji energii elektrycznej, obniżenia kosztów eksploatacyjnych oraz poprawy komfortu pracy personelu systemy sterowania są stale rozwijane.

Stopień ich zaawansowania i złożoności dobrze obrazuje liczba zmiennych procesowych występujących w systemie sterowania hydrozespołu, często sięgająca kilkuset.

Bez wsparcia odpowiednich narzędzi personel nie byłby w stanie monitorować tak dużej liczby parametrów.

Skomputeryzowane systemy nadzoru ułatwiają bezawaryjną eksploatację elektrowni, uniemożliwiając operatorowi wykonanie działań niedozwolonych w danej sytuacji.

Znaczenie automatycznych systemów sterowania dla bezpieczeństwa i niezawodnej pracy elektrowni można łatwo zilustrować na przykładzie procesu synchronizacji, który w przypadku niewłaściwego przeprowadzenia może prowadzić do poważnych konsekwencji.

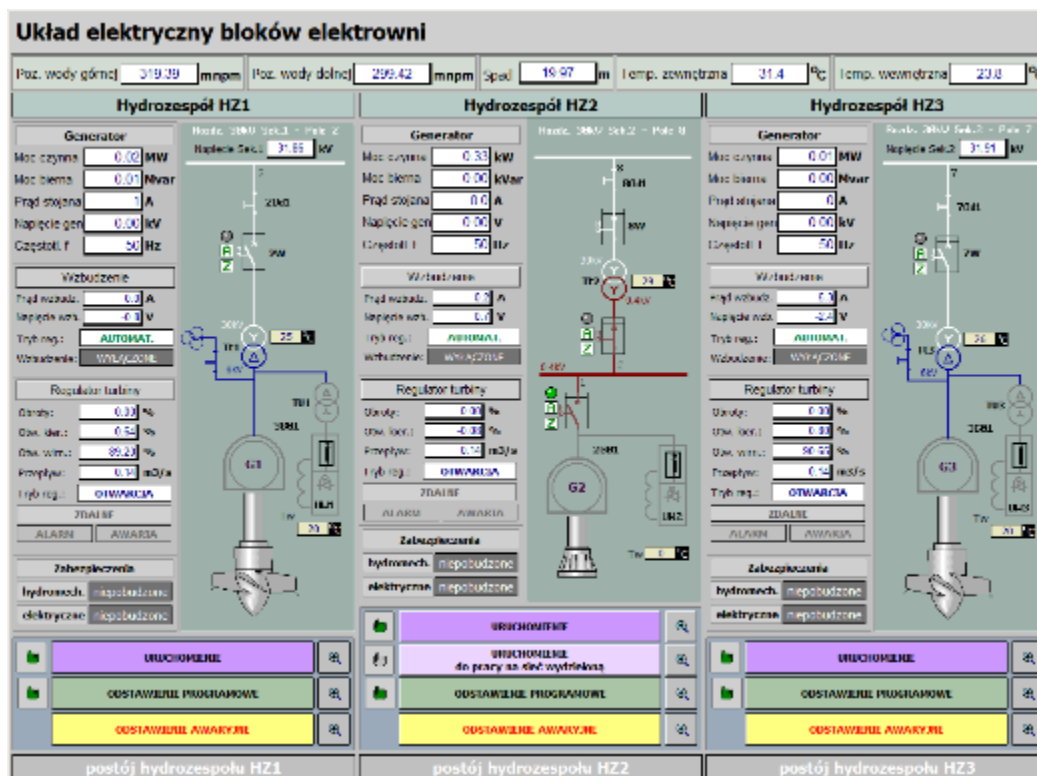
Prawidłowa synchronizacja wykonywana ręcznie zawsze wymagała dużego doświadczenia.

Obecnie nawet pierwsza synchronizacja podczas rozruchu technologicznego hydrozespołu jest często przeprowadzana przy użyciu **automatycznego synchronizatora**, ponieważ rozwiązanie to uznawane jest za bezpieczniejsze.

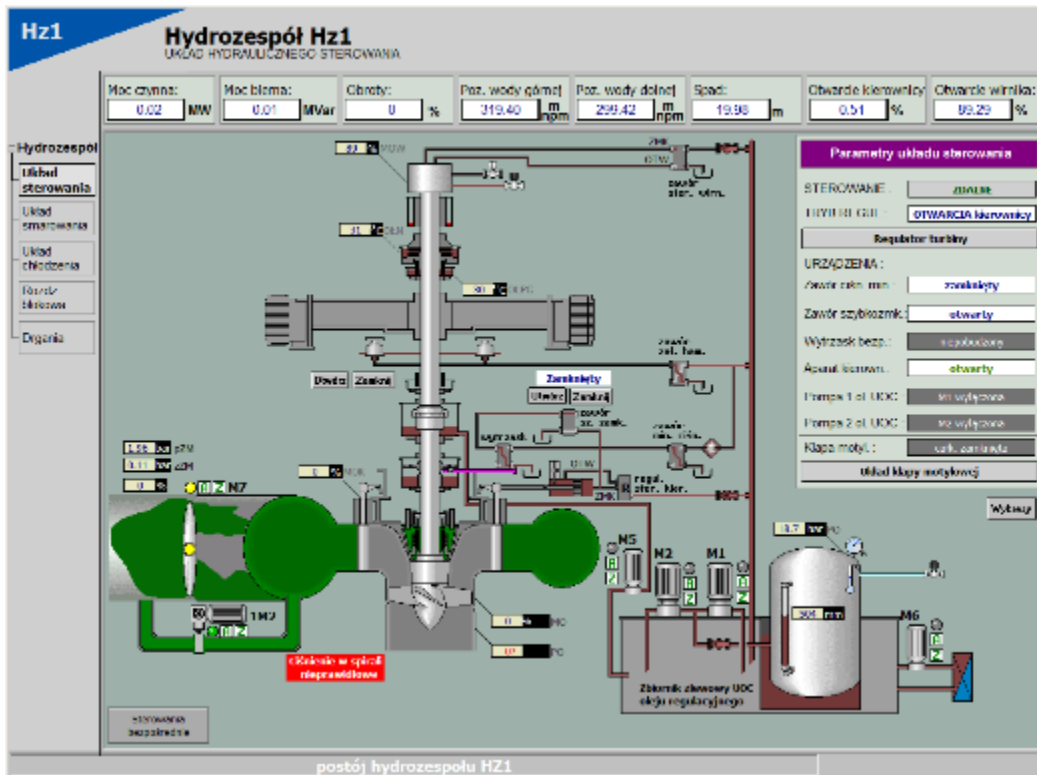
Systemy sterowania umożliwiają automatyczną regulację parametrów pracy hydrozespołu, elektrowni lub sieci elektroenergetycznej, takich jak:

- poziom wody,
- moc,
- napięcie.

Współczesne systemy sterowania pozwalają również na lepsze wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego oraz obniżenie kosztów eksploatacji poprzez wdrażanie algorytmów sterowania zapewniających optymalną pracę urządzeń.



Rysunek 2: Schemat instalacji elektrycznej bloków energetycznych małej elektrowni wodnej w Małopolsce. Zrzut ekranu wykonany w stanie spoczynku z systemu nadzoru i sterowania elektrowni (dzięki uprzejmości PGE EO S.A.)



Rysunek 58: Schemat układu regulacji hydraulicznej hydrozespołu nr 1 w małej elektrowni wodnej przedstawionej na Rysunku 53. Zrzut ekranu wykonany bezpośrednio po odstawieniu hydrozespołu z systemu nadzoru i sterowania elektrowni (dzięki uprzejmości PGE EO S.A.)

3.6 Konstrukcje hydromechaniczne stalowe

Proces przekształcania energii mechanicznej w energię elektryczną w klasycznej (niehydrokinetycznej) elektrowni wodnej rozpoczyna się na wlocie wody i kończy w kanale odpływowym.

Niezależnie od infrastruktury budowlanej, znaczący postęp, jaki dokonał się w technologii hydroenergetycznej w ostatnich dekadach, obejmuje nie tylko hydrozespoły, lecz również takie urządzenia mechaniczne jak:

- kraty wlotowe i urządzenia do ich czyszczenia;
- zamknięcia wlotowe i przelewowe;
- rurociągi ciśnieniowe;
- zawory wlotowe turbin hydraulicznych.

Ponadto w obrębie dopływu stosowane są różnego rodzaju rozwiązania mające na celu zniechęcanie ryb do kontaktu z kratami oraz do wpływania do ujęcia wody.

W miarę możliwości ich zadaniem jest kierowanie ryb do urządzeń umożliwiających migrację w dół rzeki.

3.6.1 Zapory pływające i kraty wlotowe

Wlot do współczesnych elektrowni wodnych jest często chroniony przez dwa lub trzy stopnie zabezpieczeń mechanicznych:

a) **zapory pływające (floating booms)**, które zatrzymują unoszące się zanieczyszczenia i kierują duże obiekty pływające, takie jak pnie drzew, z dala od przedpola elektrowni;

b) **kraty wstępne i dokładne**, zapobiegające przedostawaniu się zanieczyszczeń o różnej wielkości do turbiny.

Współczesne zapory pływające są coraz częściej wykonywane z tworzyw sztucznych lub materiałów kompozytowych, łączących niewielką masę z dużą wytrzymałością mechaniczną oraz odpornością na korozję.

Zwykle są one kotwione do dna rzeki lub do specjalnie przeznaczonego do tego mostu.

Czasami ich konfiguracja obejmuje również urządzenie do gromadzenia zanieczyszczeń.

Rynek jest w dużym stopniu zdominowany przez opatentowane produkty amerykańskie i kanadyjskie, takie jak **Tuffboom** firmy Worthington oraz **Elastec**.

Technologia ta jest jednak szeroko stosowana również w Europie.

Niektóre europejskie przedsiębiorstwa oferują alternatywne rozwiązania dla małych instalacji, takie jak zapory pneumatyczne (Bolina Booms, 2020).

Kraty wlotowe (ekrany wlotowe) są zwykle wykonywane ze stali nierdzewnej, a sporadycznie również z prętów z tworzyw sztucznych.

Typowa konstrukcja składa się z szeregu prętów o niemal prostokątnym przekroju połączonych prętami łączącymi.

Płaszczyzna kraty jest zazwyczaj odchylona od pionu o mniej niż 30°.

Prześwit pomiędzy prętami krat dokładnych wynosi od **12 mm** dla małych wysokospadowych turbin Peltona do maksymalnie **150 mm** dla dużych turbin śmigłowych (ESHA, 2004).

W przypadku krat wstępnych spotyka się rozstawy dochodzące do **100 mm**, a nawet większe.

Rozstaw prętów krat dokładnych jest często wynikiem kompromisu pomiędzy wymaganiami środowiskowymi (patrz rozdział 3.7) a dążeniem operatora elektrowni do ograniczenia strat hydraulicznych.

Straty hydrauliczne czystych krat można oszacować za pomocą wzorów dostępnych w większości podręczników z tej dziedziny.

W wielu współczesnych instalacjach wzrost strat na kracie, mierzony różnicą poziomów wody, powoduje automatyczne uruchomienie urządzeń czyszczących.

Zazwyczaj kraty są wykonywane w postaci segmentów umożliwiających łatwy demontaż w celu naprawy lub wymiany.

Należy zwracać szczególną uwagę na unikanie drgań wzbudzanych na przykład przez wiry von Kármána lub pulsacje ciśnienia w układzie przepływowym turbiny.

W większości małych elektrowni wodnych kraty wyposażone są w urządzenia czyszczące, które mogą działać według różnych zasad konstrukcyjnych i eksploatacyjnych.

Zasadniczo stosuje się zarówno urządzenia ruchome, jak i stacjonarne, w zależności od liczby hydrozespołów.

W dużych elektrowniach nadal spotyka się urządzenia napędzane elektrycznie z wykorzystaniem lin stalowych, natomiast w mniejszych obiektach — układy łańcuchowe.

Urządzenia linowe często wyposażane są w chwytakowe zgrzebła umożliwiające usuwanie zanieczyszczeń nawet z bezpośredniego sąsiedztwa kraty.

Hydraulicznie napędzane urządzenia teleskopowe oraz przegubowe są bardziej typowe dla współczesnych małych i mini elektrowni wodnych (Rysunek 59).

Oferta europejskich producentów jest bardzo bogata i obejmuje liczne innowacyjne rozwiązania konstrukcyjne.

W niektórych małych elektrowniach wodnych stosowane są również ujęcia progowe (np. **ujęcie tyrolskie**) wyposażone w samooczyszczające się kraty poziome lub prawie poziome.

Interesującym przykładem jest **krata Coandy**, składająca się z szeregu drutów o przekroju klinowym (Rysunek 60) i wykorzystująca zjawisko przylegania strugi wody do opływanej powierzchni stałej.

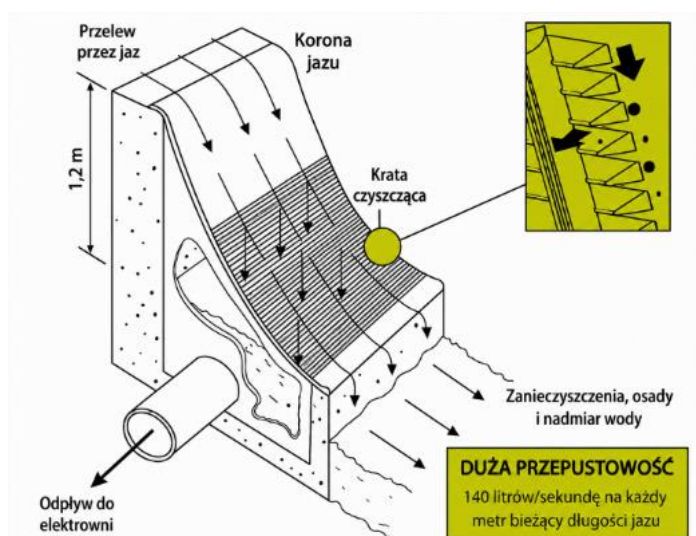
Zaletą takiego rozwiązania jest łatwe odprowadzanie rumowiska, zanieczyszczeń i żwiru w dół rzeki oraz brak szkodliwego oddziaływania na ryby, które po prostu zsuwają się po zakrzywionej powierzchni kraty Coandy w kierunku koryta zasilanego przepływem nienaruszalnym.

Ze względu na znaczne straty hydrauliczne zarówno ujęcia typu tyrolskiego, jak i ujęcia z kratą Coandy stosowane są głównie w układach wysokospadowych w krajach alpejskich.

Więcej informacji na temat krat przedstawiono w podrozdziale **3.7.3**.



Rysunek 59: Przegubowe urządzenie do czyszczenia kraty wlotowej w Małej Elektrowni Wodnej Januszkowice na Odrze, Polska
(źródło: J. Steller)



Rysunek 3: Ekran Aquashear Coanda (Dulas Ltd, 2020)

3.6.2 Zamknięcia wlotowe i przelewowe

Pionowe zamknięcia zasuwowe lub segmentowe, wykonywane zazwyczaj z żeliwa, stali albo drewnianych bali, stanowią najczęściej stosowane urządzenia odcinające na ujęciach wody wielu elektrowni wodnych (ESHA, 2004).

Ich podstawowe zadania można podsumować następująco:

- a) zatrzymywanie przepływu wody w sytuacjach awaryjnych;
- b) umożliwienie odwodnienia układu przepływowego elektrowni;
- c) umożliwienie kontrolowanego napełniania układu przepływowego elektrowni wodą.

W niektórych przypadkach zamknięcia podnoszone pionowo lokalizowane są również na wylotach rur ssących.

W nowoczesnych małych elektrowniach wodnych zamknięcia te są często napędzane hydraulicznie i sterowane przez nadrzędny system sterowania elektrowni.

W niektórych dużych oraz starszych małych elektrowniach nadal spotyka się pionowe zamknięcia kołowe i gąsienicowe napędzane elektrycznie.

Obecnie stosowanie zamknięć obsługiwanych ręcznie jest bardzo ograniczone i dotyczy głównie przelewów.

W elektrowniach niskospadowych funkcję awaryjnego urządzenia odcinającego może przejąć zawór wlotowy lub nawet sam aparat kierowniczy turbiny.

Zamknięcia podnoszone pionowo (Rysunek 61) wykorzystywane są głównie do celów odwodnieniowych i mogą pełnić funkcję zamknięć remontowych.

Jednak w instalacjach o większej mocy i/lub wyższym spadzie napełnianie układu rozpoczyna się i przez dłuższy czas prowadzone jest z wykorzystaniem przewodów obejściowych (bypassów) znajdujących się w konstrukcji ujęcia wody.

Z kolei w elektrowniach średnio- i wysokospadowych wyposażonych w długie rurociągi ciśnieniowe szybkozamykające się zamknięcia awaryjne na ujęciu stanowią często jeden z kluczowych elementów systemu zabezpieczeń elektrowni.

Jednocześnie właśnie w takich przypadkach szczególnie istotne jest, aby wszystkie urządzenia zamykające — zamknięcie wlotowe, zawór wlotowy turbiny oraz aparat kierowniczy lub iglica dyszy — były uruchamiane we właściwej kolejności i z odpowiednio dobraną prędkością zamykania, tak aby ograniczyć niebezpieczne skutki odrzutu obciążenia oraz związanych z nim niestabilnych zjawisk hydraulicznych.

Ciśnienie wody po stronie dopływu zazwyczaj poprawia szczelność zamknięcia wlotowego.

Mimo to środek ten może być niewystarczający do całkowitego wyeliminowania przecieków i prowadzenia poważniejszych prac remontowych wewnątrz układu przepływowego instalacji.

Podwójne odcięcie przepływu, bez możliwości przypadkowego otwarcia, można również uznać za niezbędną ze względów bezpieczeństwa.

Dlatego ujęcia wody są zwykle wyposażane w wnęki na zamknięcia remontowe (stoplogi), umieszczone w ścianach bocznych bezpośrednio przed pionowymi zamknięciami wlotowymi.

W małych instalacjach jako zamknięcia remontowe stosuje się zazwyczaj drewniane belki lub bale.

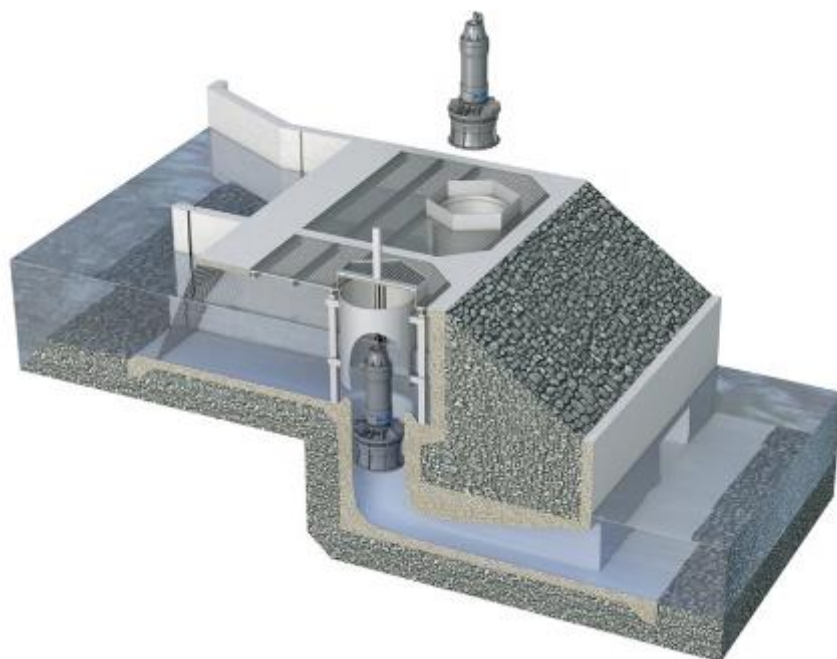


Rysunek 61: Ujęcie wody Małej Elektrowni Wodnej Rutki – Kaskada Raduni, Polska
(źródło: archiwum IMP PAN)

Oprócz zasuw i zamknięć kołowych podnoszonych pionowo, na ujęciach wody elektrowni wodnych stosuje się również **zamknięcia promieniowe**, **zamknięcia cylindryczne** oraz **przepustnice motylkowe** (Daniel i Paulus, 2019).

Na **Rysunku 62** przedstawiono zastosowanie zamknięcia cylindrycznego na wlocie do małych zatapialnych turbin osiowych.

Podobne rozwiązanie stosowane jest jednak również na pionowych ujęciach wody niektórych dużych elektrowni zbiornikowych.



Rysunek 62: Mała elektrownia wodna wyposażona w dwie zatapialne turbiny Flygt oraz cylindryczne zamknięcia wlotowe
(Flygt, 2020)

Większość zapór hydroenergetycznych wyposażona jest zarówno w **przelewy z zamknięciami**, jak i **przelewy bez zamknięć**.

Podczas gdy przelewy wyposażone w zamknięcia mogą być wykorzystywane do różnych celów związanych z regulacją przepływu i/lub poziomu wody, podstawowym zadaniem przelewów stałych (bez zamknięć) jest ochrona zapory oraz innych związanych z nią budowli i urządzeń przed uszkodzeniem wskutek niekontrolowanego przelewania się wody przez koronę zapory.

Dotyczy to również sytuacji, gdy przelew wyposażony w zamknięcia posiada niewystarczającą przepustowość lub gdy utracona zostaje możliwość jego sterowania.

Dlatego przelewy bez zamknięć wykonuje się zwykle jako **przelewy stokowe (spływowe)**, w których droga przepływu przebiega po odpowiednio ukształtowanej części skarpy zapory i/lub przez kanał obejściowy.

Stosowane są również tzw. przelewy szybowe typu „**Morning Glory**”, wyposażone w pionowy szyb oraz tunel odprowadzający wodę poniżej zapory.

Regulowane zamknięcia przelewowe występują w wielu odmianach.

Oprócz pionowo podnoszonych zasuw i zamknięć kołowych, które mogą być stosowane zarówno w małych, jak i dużych obiektach, wykorzystuje się również:

- klapy przelewowe (*flap gates*),
- zamknięcia walcowe (*roller gates*),
- zamknięcia bębnowe (*drum gates*),
- zamknięcia dachowe (*roof gates*),

- a przede wszystkim **zamknięcia promieniowe** (*radial gates*) (Daniel i Paulus, 2019).

Zamknięcia promieniowe mogą być podparte:

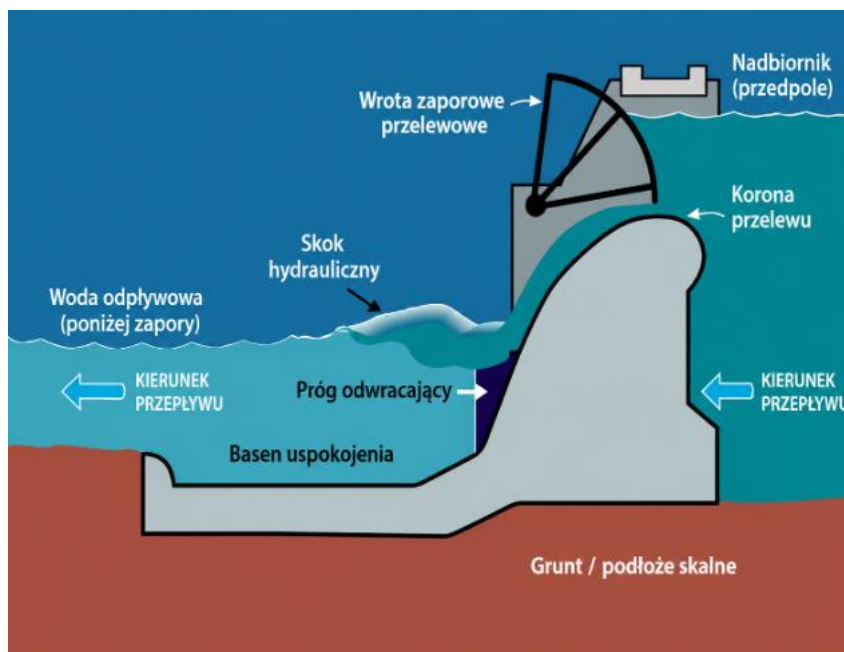
- na filarach pomiędzy segmentami jazu (**podparcie przegubowe punktowe**),
- lub na progu jazu (**podparcie liniowe**).

Zamknięcia promieniowe podparte na filarach są często określane jako **zamknięcia segmentowe** lub **zamknięcia Taintera**, od nazwiska ich wynalazcy.

Natomiast **zamknięcia sektorowe** są zazwyczaj przegubowo zamocowane do progu jazu.

Po całkowitym otwarciu mogą one być zwykle ukryte w konstrukcji progu.

Schemat typowego zamknięcia Taintera zainstalowanego nad przelewem swobodnym na tzw. **przelewie o profilu ogee** przedstawiono na **Rysunku 63**.



Rysunek 63: Zamknięcie segmentowe (Taintera)
(USACE, b.d.)

Kłapy przelewowe (flap gates) są od wielu lat szeroko stosowane w licznych obiektach niskospadowych.

Na **Rysunku 64** przedstawiono typową wersję z osią obrotu umieszczoną na koronie przelewu (*crest-hinged flap gate*).

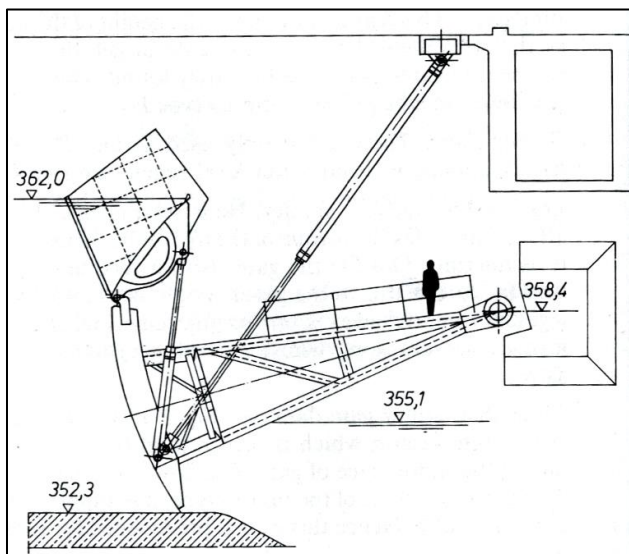
W praktyce stosowane są jednak również inne konfiguracje, w tym:

- kłapy przegubowo zamocowane do przyczółków,
- kłapy przymocowane do krawędzi poszycia zamknięcia Taintera.

Przykłady takich rozwiązań przedstawiono na **Rysunku 65**.



Rysunek 64: Kłapa przelewowa z osią obrotu umieszczoną na koronie jazu w Małej Elektrowni Wodnej Rzeczyca na rzece Wierzycy, Polska (źródło: J. Steller)



Rysunek 4: Kłapa typu „fish belly” zamocowana na zawiasach do krawędzi zasuw typu Tainter. Elektrownia wodna Perach – rzeka Inn, Niemcy (Raabe,1985)

Jazy pneumatyczne (inflatable weirs) są elastycznymi zamknięciami w postaci zbrojonego gumowego worka, napelnianego powietrzem lub wodą i zakotwionego do betonowego fundamentu za pomocą śrub kotwiących osadzonych w fundamencie.

Podobnie jak każde inne zamknięcie, jaz pneumatyczny wymaga mechanizmu umożliwiającego jego otwieranie i zamykanie.

Jaz zostaje podniesiony po napełnieniu worka wodą lub powietrzem pod ciśnieniem.

Sprężarka powietrza lub pompa wodna połączona jest z gumowym workiem za pomocą przewodu.

Po napełnieniu worka zamknięcie unosi się, natomiast po jego opróżnieniu jaz układa się płasko na fundamencie, przyjmując całkowicie otwarte położenie (**Rysunek 66, po lewej stronie**).

Rozwiązanie to staje się konkurencyjne wobec tradycyjnych klap przelewowych wtedy, gdy szerokość jazu jest duża w stosunku do jego wysokości (ESHA, 2004).

Chociaż jazy pneumatyczne zostały pierwotnie opracowane i opatentowane w Stanach Zjednoczonych przez firmy **Flexidam–Imbertson**, **Firestone** oraz **Bridgestone** już w latach 50. i 60. XX wieku, ich szersze zastosowanie w Europie nastąpiło dopiero w latach 80.

W tym okresie amerykańska firma **Obermeyer Inc.** opatentowała alternatywną wersję rozwiązania, w której napompowany worek lub zestaw worków podtrzymuje rząd stalowych nadstawek przelewowych (*flashboards*) (**Rysunek 66, po prawej stronie**).

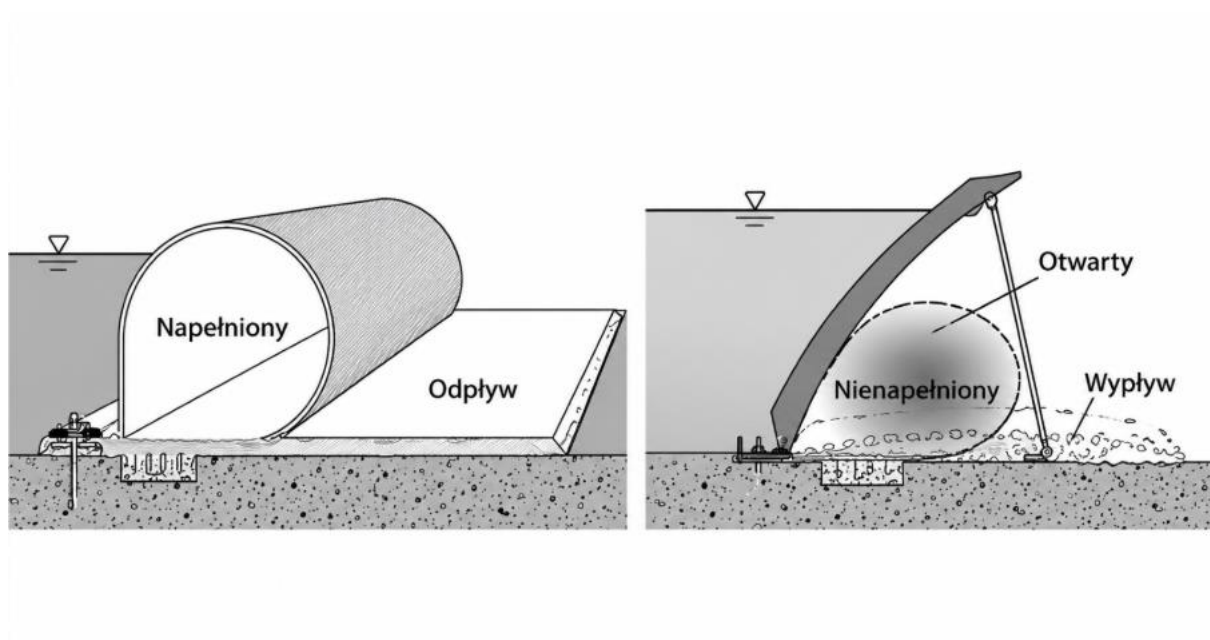
Przedsiębiorstwo to pozostaje do dziś jednym z czołowych dostawców tego typu urządzeń.

Obecnie jazy pneumatyczne są produkowane na całym świecie, przy czym w Europie wiodącą pozycję utrzymują firmy **Dyrhoff Ltd** oraz **Rubena (Trelleborg Bohemia)**.

Typowa wysokość piętrzenia nie przekracza zwykle **3–4 m**, jednak na śródlądowych drogach wodnych spotyka się również jazy pneumatyczne o wysokości przekraczającej **8 m**.

Worki stosowane w jazach pneumatycznych wykonywane są zazwyczaj z wielowarstwowego kompozytu składającego się z gumy oraz materiałów poliamidowych i poliestrowych.

Warstwa poliamidowa odpowiada przede wszystkim za zapewnienie wymaganej wytrzymałości na rozciąganie, natomiast zewnętrzna warstwa gumowa zwiększa odporność na promieniowanie UV, zużycie ścierne powodowane przez rumowisko unoszone przez wodę oraz zamarzanie kry lodowej w okresie zimowym (**Rysunek 67**).



Rysunek 66: Zasada działania jazu pneumatycznego w stanie napelnionym
(Daniel i Paulus, 2019)



Rysunek 67: Jaz pneumatyczny w okresie zimowym i letnim, Mała Elektrownia Wodna Kliczków na rzece Kwisie, Polska
(Polniak, 2015)

Jak już wspomniano, uniknięcie skutków niekontrolowanego przelewania się wody przez koronę zapory wymaga szybkiego zwiększenia przepustowości przelewu w odpowiedzi na nadejście fali powodziowej, nawet w sytuacji, gdy regulowane zamknięcia są już całkowicie otwarte lub utracono możliwość ich sterowania.

W tym celu przelewy swobodne wyposaża się często w specjalne rozwiązania umożliwiające uzyskanie znacznie większej przepustowości niż w przypadku typowego przelewu stałego.

Cel ten osiąga się zasadniczo na dwa sposoby:

- poprzez wydłużenie długości korony przelewu,
- poprzez obniżenie rzędnej korony przelewu.

Pierwsze rozwiązanie realizowane jest przez nadanie koronie przelewu kształtu **labiryntowego**.

Obniżenie rzędnej korony osiąga się natomiast poprzez zastosowanie:

- zamknięć typu **bear trap gate**,
- układów syfonowych,
- zamknięć bezpiecznikowych (*fuse gates*),
- przelewów sprężynowych (*spring weirs*).

Ich istotną zaletą jest możliwość uzyskania bardzo dużego przepływu przelewowego natychmiast po przekroczeniu krytycznego poziomu wody (ESHA, 2004).

Ponadto w przypadku niektórych z tych rozwiązań występuje zjawisko **histerezy**, ponieważ przelew przestaje pracować dopiero po obniżeniu poziomu wody znacznie poniżej wartości, przy której rozpoczęło się przelewanie.

Rysunek 68 przedstawia schemat tradycyjnego zamknięcia bezpiecznikowego (*fuse gate*) opracowanego przez francuską firmę Hydroplus.

Do momentu osiągnięcia maksymalnego dopuszczalnego poziomu piętrzenia nie występuje żaden przepływ przelewowy.

Po przekroczeniu tej wartości komora zamknięcia bezpiecznikowego obraca się i opuszcza swoje pierwotne położenie, co powoduje rozpoczęcie intensywnego przelewu.

Obecnie dostępnych jest również wiele innych rozwiązań komercyjnych opartych na podobnej zasadzie działania.



Rysunek 68: Klasyczne zamknięcie bezpiecznikowe Hydroplus. Zasada działania (Hydroplus, 2020)

Jeszcze prostszą i bardzo elegancką konstrukcją stanowi tzw. **przelew sprężynowy (spring weir)** oferowany przez firmę Wiegand.

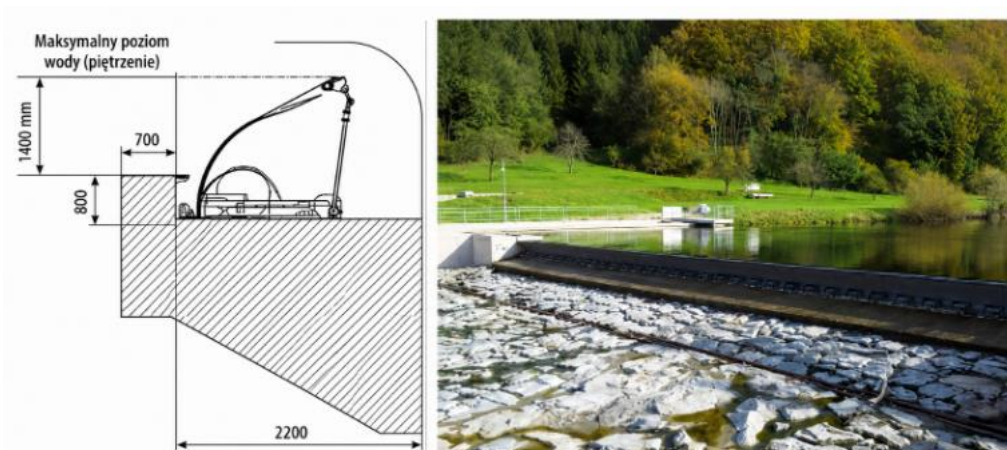
Głównym elementem tego rozwiązania jest **sprężysta płyta** zamontowana na istniejącej koronie jazu, która ugina się pod wpływem ciężaru spiętrzzonej wody (**Rysunek 69**).

Kluczowe znaczenie ma jakość zastosowanego materiału, który powinien jednocześnie charakteryzować się:

- wysoką sprężystością,
- bardzo wysoką granicą plastyczności,
- dużą odpornością na trudne warunki środowiskowe.

Według firmy Wiegand możliwe jest zwiększenie dopuszczalnego poziomu piętrzenia nawet o **70 cm** ponad poziom zapewniany przez istniejący jaz.

Dotychczas rozwiązanie to znalazło jednak zastosowanie wyłącznie w obiektach **nisko- i bardzo niskospadowych**.



Rysunek 69: Zasada działania przelewu sprężynowego oraz istniejąca instalacja w Hausach nad rzeką Kinzig, Niemcy (Wiegand, 2020)

3.6.3 Rurociągi ciśnieniowe

Rurociągi ciśnieniowe (penstocks) są przewodami ciśnieniowymi doprowadzającymi wodę do turbiny.

Materiał oraz technologia wykonania rurociągu mogą być bardzo zróżnicowane, w zależności od spadku, przepływu oraz lokalnie dostępnych zasobów.

W przypadku większych przepływów i średnic stosuje się zazwyczaj **stalowe rurociągi spawane wykonywane na miejscu montażu**.

Odpowiedni dobór materiału, technologii spawania oraz wykwalifikowanych spawaczy jest niezbędny do zminimalizowania niedoskonałości złączy spawanych, prowadzących do występowania podwyższonych lokalnych naprężeń i odkształceń.

Zjawiska te pojawiają się szczególnie podczas nieustalonych stanów hydraulicznych towarzyszących rozruchom, odstawieniom oraz odrzutom obciążenia hydrozespołów.

Choć niektóre niewielkie deformacje mogą z czasem zaniknąć wskutek odkształceń plastycznych materiału, wszystkim takim miejscom należy poświęcić szczególną uwagę.

Ze względu na niższy koszt oraz wysoką powtarzalność procesu spawania rozsądnym rozwiązaniem mogą być również **stalowe rury spiralnie spawane maszynowo**, o ile są dostępne w wymaganych wymiarach.

Współczesne procedury wykonawcze obejmują zazwyczaj szczegółowe badania diagnostyczne jakości spoin.

W przypadku dużych oraz niektórych starszych rurociągów ciśnieniowych w trakcie eksploatacji regularnie przeprowadza się oceny ich pozostałej trwałości, oparte między innymi na pomiarach grubości ścianek i naprężeń.

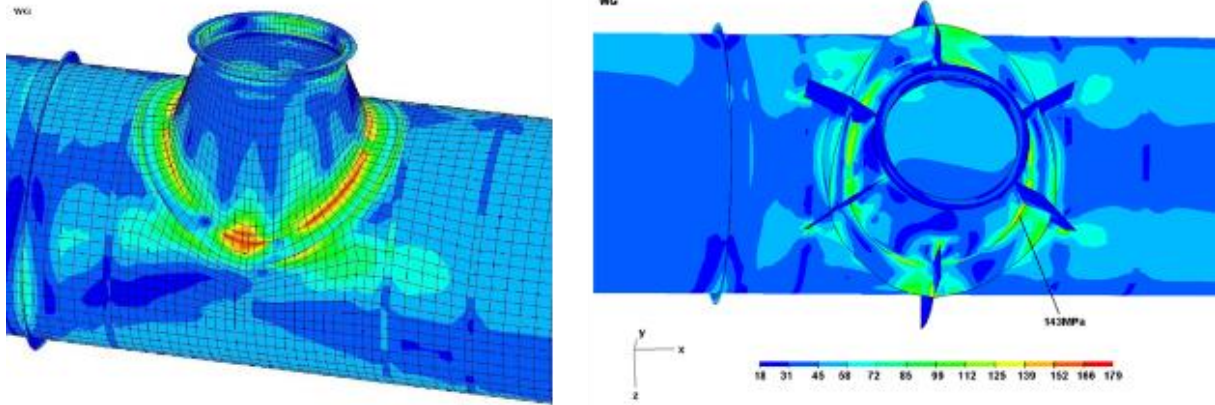
W analizach tych zawsze uwzględnia się również zagadnienia zmęczeniowe związane z liczbą występujących stanów przejściowych.

Podczas oceny jakości spawanego układu rurociągów szczególną uwagę należy zwrócić na wszelkie rozwidlenia oraz inne węzły rozgałęzień konstrukcyjnych, które mogą wymagać zastosowania dodatkowych rozwiązań odciążających naprężenia.

Obecnie do oceny spodziewanych naprężeń oraz doboru najodpowiedniejszych środków ich redukcji wykorzystuje się oprogramowanie do analizy konstrukcji metodą elementów skończonych (**MES**, ang. **FEM – Finite Element Method**) wraz z programami służącymi do analizy nieustalonych zjawisk hydraulicznych (**Rysunek 70**).

W przypadku prostych odcinków rurociągów środki te mogą obejmować również wprowadzanie naprężeń wstępnych za pomocą obejm wzmocniających rurociąg.

Wspomniane narzędzia obliczeniowe są obecnie bezpośrednio lub pośrednio wykorzystywane przez praktycznie wszystkie znaczące biura projektowe zajmujące się hydroenergetyką w Europie.



Rysunek 70: Rozkład naprężeń rozciągających (MN/m²) w węźle rozgałęzienia rurociągu ciśnieniowego
(Adamkowski i in., 2019)

Dla mniejszych średnic można wybierać pomiędzy prefabrykowanymi rurami stalowymi, rurami z żeliwa sferoidalnego, coraz bardziej konkurencyjnymi rurami z tworzyw sztucznych oraz rurami z betonu wirowanego lub żelbetu zagęszczanego walcami (**RCC – Roller Compacted Concrete**).

W niektórych krajach rozwijającą się alternatywę stanowią ciśnieniowe rurociągi klepkowe wykonane z drewna impregnowanego kreozotem i wzmocnione stalowymi opaskami.

W przypadku rur stalowych i rur z żeliwa sferoidalnego jako parametr pomocniczy przy doborze materiału stosowany jest czasami wskaźnik $H/Q^{1/3}$ (**Rysunek 71**).

Prefabrykowane rury stalowe dostarczane są z połączeniami kielichowo-bosymi wyposażonymi w gumowe uszczelki typu „O-ring”, co eliminuje konieczność spawania na placu budowy, lub z przyspawanymi kołnierzami skręcanymi podczas montażu.

Najczęściej stosowane połączenia rurociągów ciśnieniowych przedstawiono na **Rysunku 72**.

Połączenia dławnicowe, kołnierzowe oraz kielichowe wciskane wprowadzają pewien stopień dylatacji, niezbędny do bezpiecznego przenoszenia zmiennych obciążeń mechanicznych i termicznych.

Połączenia kołnierzowe stosuje się zwykle wszędzie tam, gdzie konieczne może być okresowe rozłączenie urządzenia, na przykład zaworu wlotowego turbiny.

Natomiast **złącza kompensacyjne** wykorzystuje się w miejscach połączenia z sztywnymi elementami instalacji, takimi jak bloki kotwiące lub aparat kierowniczy turbiny.

W ostatnich dekadach obserwuje się również dalszy rozwój konkurencyjnej oferty rurociągów i wykładzin rurociągowych wykonywanych z takich materiałów jak:

- tworzywa wzmocnione włóknem szklanym (**GRP – Glass Reinforced Plastic**),
- tworzywa wzmocnione włóknem szklanym (**GFRP – Glass Fibre Reinforced Plastic**),

- tworzywa wzmocnione włóknem węglowym (**CFRP – Carbon Fibre Reinforced Plastic**),
- polietylen wysokiej gęstości (**HDPE – High Density Polyethylene**).

Zastępowanie wcześniej stosowanych materiałów, takich jak PVC (polichlorek winylu) czy PE (polietylen), wynika z lepszych właściwości użytkowych nowych materiałów.

Do najważniejszych zalet należą:

- małe straty hydrauliczne,
- niskie koszty utrzymania dzięki całkowitej odporności na korozję,
- mała prędkość propagacji fali ciśnienia, prowadząca do zmniejszenia wartości uderzeń hydraulicznych.

Producenci podkreślają również wysoką wytrzymałość mechaniczną oraz odporność na zużycie ścierne i inne oddziaływania środowiskowe, takie jak promieniowanie UV.

Maksymalna dostępna średnica takich rur wynosi obecnie **4000 mm**.

Najważniejszym światowym dostawcą rurociągów **GRP** jest holding **Amiblu** z siedzibą w Klagenfurcie (Austria), posiadający zakłady produkcyjne w Niemczech, Hiszpanii, Polsce i Rumunii.

Amiblu powstało z połączenia **Amiantit Europe** wraz z technologią **Flowtite** oraz **Hobas Europe**, będącego częścią **WIG Wietersdorfer Holding**.

Rury **Flowtite** wykonywane są jako konstrukcja warstwowa typu *sandwich* z wykorzystaniem technologii ciągłego nawijania włókien.

Wysokowytrzymałe ciągłe włókna szklane przejmują naprężenia obwodowe wywołane ciśnieniem wewnętrznym, natomiast włókna cięte zapewniają bardzo dobrą odporność na naprężenia osiowe, obciążenia udarowe oraz obciążenia występujące podczas transportu i montażu.

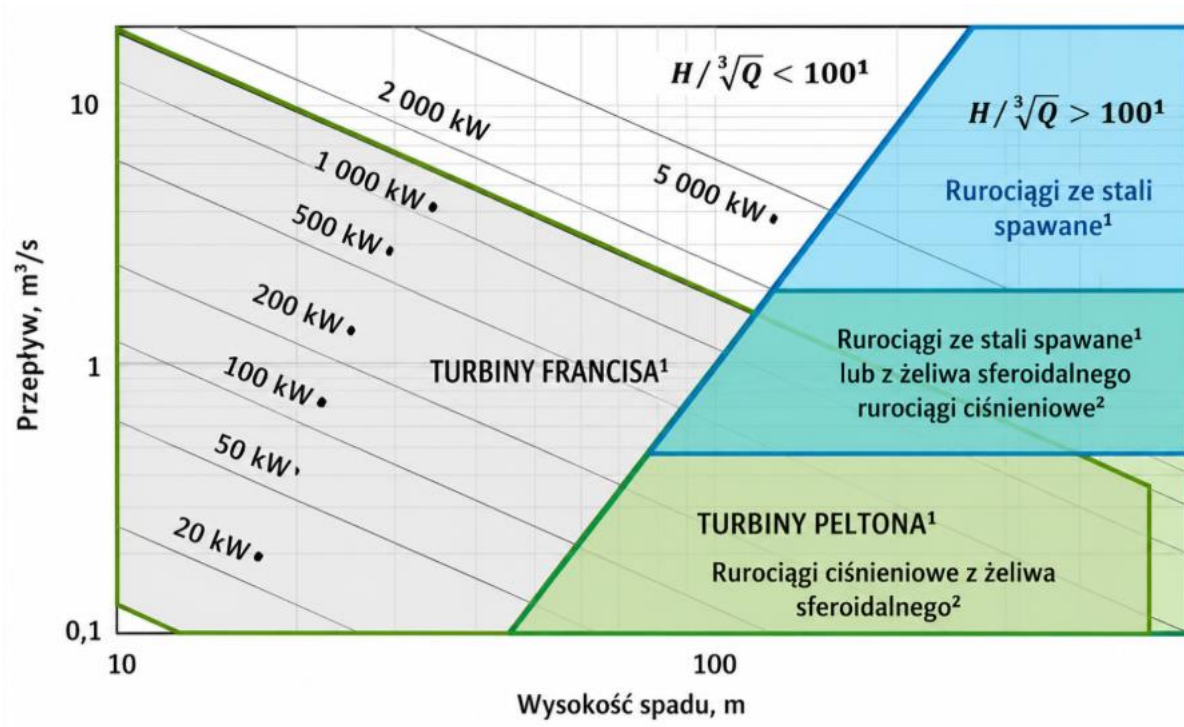
Laminat konstrukcyjny składa się z silnie wzmocnionych warstw zewnętrznych oddzielonych zwartym rdzeniem wypełnionym krzemionką i również wzmocnianym włóknami, co pozwala uzyskać optymalną sztywność na zginanie (**Rysunek 73**).

Alternatywną technologię produkcji stanowi **odlewanie odśrodkowe**, stosowane przez firmę Hobas.

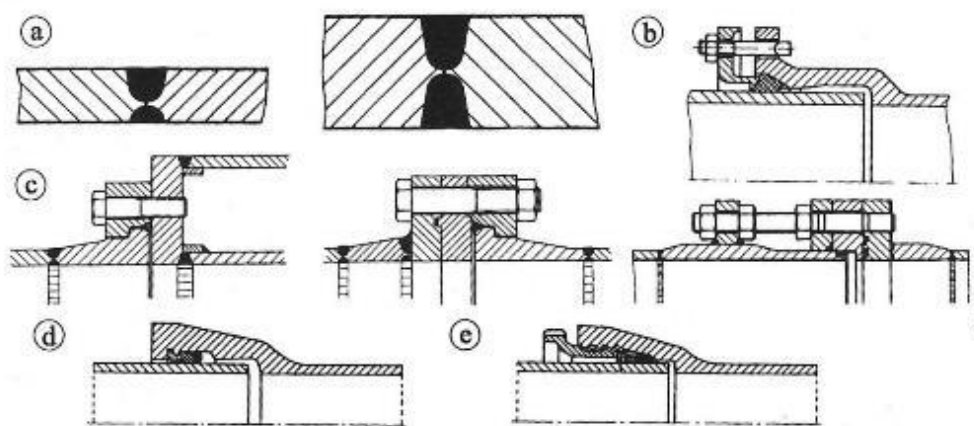
Ramię maszyny produkcyjnej podaje do szybko obracającej się formy wszystkie surowce:

- cięte włókna szklane,
- tworzywa termoutwardzalne (nienasycone żywice poliestrowe lub winyloestrowe),
- środki wzmocniające.

Warstwa po warstwie, zgodnie z wcześniej określonym procesem technologicznym, budowana jest ścianka rury — od warstwy zewnętrznej ku wnętrzu przewodu (Amiblu, 2020).



Rysunek 71: Typowe zakresy zastosowań stalowych oraz żeliwnych rurociągów ciśnieniowych w małej hydroenergetyce
(Steller, 2020 na podstawie opracowania anonimowego autora)



Rysunek 72: Typowe połączenia stalowych i żeliwnych rurociągów ciśnieniowych:

- | | | | |
|----|------------|--------------------|--------------------|
| a) | połączenia | spawane; | |
| b) | połączenia | dławnicowe; | |
| c) | połączenia | kołnierzowe; | |
| d) | połączenia | kielichowo-bosowe; | |
| e) | gwintowane | połączenia | kielichowo-bosowe. |

(Giesecke i Mosonyi, 1998)

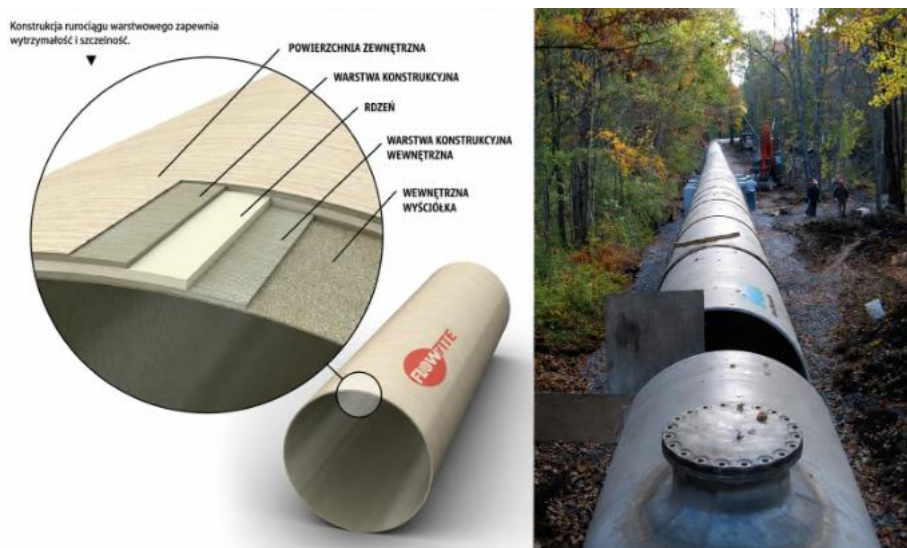
Rurociągi ciśnieniowe wykonane z **GRP** (*Glass Reinforced Plastic* – tworzywo wzmocnione włóknem szklanym) znajdują coraz szersze zastosowanie zarówno w nowych instalacjach, jak i podczas modernizacji istniejących obiektów.

Niekiedy są one stosowane jako zamiennik po wcześniejszej awarii istniejącego rurociągu ciśnieniowego (**Rysunek 73**).

Do najważniejszych hydroenergetycznych instalacji wykorzystujących rurociągi GRP należą między innymi:

- **Elektrownia wodna Schwarzach** (Austria) – spad **264 m**, długość rurociągu ciśnieniowego **4,3 km**, planowane zwiększenie mocy do **16,9 MW**;
- **Elektrownia szczytowo-pompowa Feldsee** (Austria) – spad **524 m**, moc **70 MW**.

W drugim z wymienionych przypadków rurociąg **Flowtite** został zastosowany jako wykładzina tunelu wykonanego w skale.



Rysunek 73: Budowa rury Flowtite (po lewej) oraz wymiana odcinka drewnianego rurociągu klepkowego na rurociąg GRP firmy Hobas (po prawej). Elektrownia wodna Jackman Hydro Station, Hillsborough, New Hampshire, USA (Amiblu, 2020)

Z wyjątkiem rurociągów o największych średnicach oraz przypadków występowania niewystarczająco stabilnych warunków geotechnicznych, często zaleca się stosowanie **rurociągów ciśnieniowych układanych pod ziemią**, pod warunkiem że wymagany zakres robót skalnych jest niewielki.

W takim przypadku można zrezygnować ze złączy kompensacyjnych oraz bloków kotwiących, ponieważ zasypka piaskowo-żwirowa zapewnia naturalne podparcie i izolację rurociągu.

Nie jest również wymagane okresowe malowanie konserwacyjne ani wykonywanie zabezpieczeń antykorozyjnych, choć odpowiednie środki ochronne mają zasadnicze znaczenie na etapie montażu (Gordon i Murray, 1985).

Jeżeli wybrano wariant rurociągu naziemnego, kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa instalacji ma prawidłowe zaprojektowanie i niezawodne posadowienie bloków kotwiących oraz podpór rurociągu.

Ich rola w rozpraszaniu energii pulsacji ciśnienia występujących podczas stanów nieustalonych jest trudna do przecenienia.

Niezależnie od takich czynników jak uszkodzenie podpór lub ich przemieszczenie wskutek osuwisk czy trzęsień ziemi, podstawowym zagrożeniem dla bezpieczeństwa rurociągu pozostaje **powtarzające się zjawisko uderzenia hydraulicznego**, towarzyszące rozruchom, odstawieniom, a zwłaszcza awaryjnym wyłączeniom i odrzutom obciążenia.

Przyrost lub spadek ciśnienia wynikający z bezwładności cieczy podczas jej hamowania lub przyspieszania można wyznaczyć na podstawie drugiej zasady dynamiki:

$$\Delta p = -\frac{\rho}{A} \frac{dQ}{dt}$$

gdzie:

- ρ – gęstość cieczy,
- A – pole przekroju poprzecznego rurociągu,
- Q – natężenie przepływu.

Równanie to stanowi w rzeczywistości podstawę metody pomiaru przepływu metodą ciśnieniowo-czasową (**metoda Gibsona**).

Czysto bezwładnościowy model zakłada nieściśliwość cieczy (nieskończoną prędkość rozchodzenia się dźwięku), co prowadziłoby do nieskończonego wzrostu ciśnienia w przypadku nagłego zatrzymania słupa wody.

Uzyskanie fizycznie uzasadnionej wartości wymaga uwzględnienia ściśliwości wody, co zostało dokonane już pod koniec XIX wieku.

Zgodnie ze wzorem **N. Żukowskiego**, maksymalny wzrost ciśnienia spowodowany nagłym zatrzymaniem słupa cieczy wynosi:

$$\Delta p_{\max} = -\rho c \Delta Q / A$$

gdzie:

- c – prędkość rozchodzenia się fali ciśnienia (prędkość dźwięku w układzie hydraulicznym).

Wzór ten uznawany jest za prawidłowy w przypadku, gdy czas zamykania urządzenia odcinającego jest krótszy od czasu odbicia fali ciśnienia.

W przeciwnym razie należy uwzględnić efekty interferencji pomiędzy zjawiskami bezwładnościowymi a falowymi.

Te oraz inne zagadnienia związane ze stanami nieustalonymi — w tym również **rozdzielenie słupa cieczy** (*water column separation*) — są obecnie uwzględniane w większości nowoczesnych pakietów obliczeniowych stosowanych przez biura projektowe, firmy konsultingowe oraz instytuty badawczo-rozwojowe.

W przypadku elektrowni wodnych wyposażonych w turbiny reakcyjne szczególnie istotne dla wiarygodnego prognozowania zarówno przebiegu stanów nieustalonych w rurociągu, jak i wzrostu prędkości obrotowej hydrozespołu po odłączeniu od sieci jest uwzględnienie:

- tzw. **charakterystyk czterokwadrantowych turbiny**,
- prawa zamykania aparatu kierowniczego jako jednego z warunków brzegowych.

Stosowanie zoptymalizowanego przebiegu zamykania aparatu kierowniczego stanowi podstawowy środek eksploatacyjny służący ograniczaniu niepożądanych skutków szybkiego wyłączenia hydrozespołu (**metoda sterowania zamknięciem zaworu – valve stroking method**).

Działania mające na celu ograniczenie skutków stanów nieustalonych podejmowane są również na etapie projektowania układu doprowadzającego wodę.

Układ taki może obejmować oprócz rurociągu ciśnieniowego również:

- kanał doprowadzający o swobodnym zwierciadle,
- tunel ciśnieniowy z wykładziną stalową lub betonową.

Podstawowym obiektem hydrotechnicznym służącym do ograniczania skutków stanów nieustalonych jest **komora wyrównawcza (surge tank, surge tower)**, której zadaniem jest tłumienie podwyższonej fali ciśnienia oraz rozpraszanie jej energii.

3.6.4 Zawory wlotowe turbin hydraulicznych

Zamknięcia i zawory można spotkać w różnych miejscach układu przepływowego elektrowni wodnej, między innymi:

- na ujęciu wody,
- na wlocie do turbiny,
- na wlotach do przewodów upustowych.

W niektórych przypadkach wyposażenie turbiny obejmuje również **zawory napowietrzające**.

Mogą one być wykorzystywane:

- podczas normalnej eksploatacji (np. w klasycznych turbinach Banki-Michella),
- w końcowej fazie odstawiania turbiny,
- do zatrzymywania turbin pracujących w układzie syfonowym.

Wiele turbin niskospadowych, zwłaszcza turbin Kaplana — zarówno wyposażonych w komorę półspiralną, jak i wykonanych w konfiguracji rurowej — wykorzystuje pionowo podnoszone zamknięcia wlotowe jako jedyne urządzenia odcinające, często niewłączane do procedur awaryjnego wyłączenia.

Jeżeli woda doprowadzana jest rurociągiem ciśnieniowym, na wejściu do aparatu kierowniczego instaluje się zawory wlotowe umożliwiające odizolowanie układu przepływowego turbiny od części doprowadzającej wodę.

Choć w niektórych instalacjach nadal stosowane są zamknięcia klinowe, obecnie na wlotach do aparatów kierowniczych najczęściej wykorzystuje się:

- zawory motylowe (*butterfly valves*),
- zawory obrotowe (*rotary valves*),
- zawory grzybkowe (*globe valves*)

(Rysunek 74 i Rysunek 75).

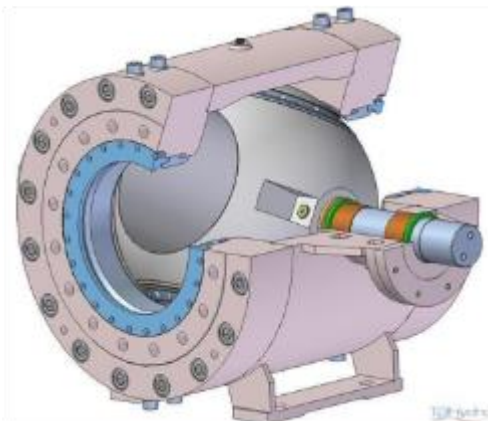
W nowoczesnych i większych instalacjach powszechnie stosuje się napędy hydrauliczne.

W przypadku wysokich spadów (**powyżej 200 m**) zaleca się wykorzystywanie do napędu zaworów wody pod ciśnieniem (wody spadowej) zamiast oleju hydraulicznego.

W celu zmniejszenia siły potrzebnej do zamykania zaworu oraz zapewnienia jego samoczynnego zamknięcia w sytuacjach awaryjnych stosuje się przeciwwagi.



Rysunek 74: Zawory motylowe oferowane przez firmę TB Hydro (TB Hydro, 2020)



Rysunek 75: Zawory obrotowe oraz zawory grzybkowe oferowane przez firmę TB Hydro (TB Hydro, 2020)