

# **TECHNOLOGIE HYDROENERGETYCZNE**

**M O N O G R A F I A**

**Bartłomiej Igliński  
Roman Buczkowski  
Marcin Cichosz  
Paweł Iwański  
Paweł Rzymyszkiewicz**

**WYDAWNICTWO NAUKOWE  
UNIwersYTETU  
MIKOŁAJA KOPERNIKA**

Recenzent  
*Barbara Dejewska*

Opracowanie wydawnicze  
*Iwona Wakarecy*

© Copyright by  
Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika  
Toruń 2017

ISBN 978-83-231-3820-4

WYDAWNICTWO NAUKOWE UNIwersYTETU MIKOŁAJA KOPERNIKA

Redakcja: ul. Gagarina 5, 87-100 Toruń

tel. 56 611 42 95, fax 56 611 47 05

e-mail: [wydawnictwo@umk.pl](mailto:wydawnictwo@umk.pl)

[www.wydawnictwoumk.pl](http://www.wydawnictwoumk.pl)

Dystrybucja: ul. Mickiewicza 2/4, 87-100 Toruń

tel./fax 56 611 42 38

e-mail: [books@umk.pl](mailto:books@umk.pl)

Druk:

Drukarnia Wydawnictwa Naukowego Uniwersytetu Mikołaja Kopernika

## SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	7
Energia wody – podstawy teoretyczne .....	15
Technologie hydroenergetyczne na świecie .....	29
Energetyka wodna w Polsce.....	57
Inne technologie wykorzystania energii wody.....	89

© Copyright by Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika w Toruniu



# 1. WPROWADZENIE

## 1.1. Cel pracy

Przekazujemy Państwu kolejną monografię poświęconą tematyce energii odnawialnej. Jest to kontynuacja cyklu *Technologie energetyczne*. Dotychczas ukazały się *Technologie bioenergetyczne* (2009) [1], *Technologie geoenergetyczne* (2010) [2], *Technologie helioenergetyczne* (2013) [3] i *Technologie aeroenergetyczne* (2014) [4].

Przygotowując materiał do każdej z tych książek, uważaliśmy, że mamy sporą wiedzę na temat danego rodzaju energii odnawialnej (OZE). Zawsze jednak okazywało się, że tylko się nam tak wydawało. Technologii OZE jest bardzo wiele i wciąż są rozwijane. Są one bardzo ciekawe z punktu koncepcji, rozwiązań i zastosowań praktycznych. Niestety, w Polsce tematyka ta jest mało znana.

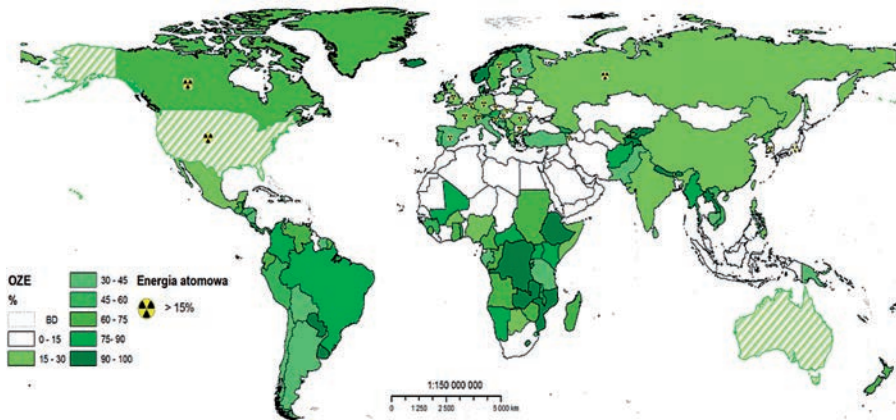
Naszym celem jest przybliżanie czytelnikom tematyki OZE w Polsce i na świecie – dlatego też nasze książki są ogólnodostępne. Zachęcamy również do odwiedzenia naszej strony na Facebooku: Grupa „100% OZE w Polsce” [5].

## 1.2. Energetyka odnawialna na świecie

Na rysunku 1 przedstawiono mapę świata z procentowym udziałem OZE w produkcji energii elektrycznej [6–22] w 2015 r.<sup>1</sup> Uwzględniono również kraje, w których znaczący udział ma energetyka atomowa. Wiele państw pozyskuje energię elektryczną także ze spalania gazu ziemnego i ropy naftowej, dużo mniej emisyjnych niż węgiel.

---

<sup>1</sup> Jeśli dane z 2015 r. nie były dostępne, wówczas brano pod uwagę najnowsze, dostępne opracowania.



Rys. 1. Wykorzystanie OZE i energii atomowej na świecie (opracowanie własne za [6–22])

Zaprezentowana mapa wskazuje jednoznacznie, że około 85% krajów na świecie ma większy udział (%) OZE niż Polska, mimo że wiele z nich ma złoża paliw kopalnych. Co więcej, blisko 50 krajów na świecie produkuje prąd w 75–100% z OZE. Są to zarówno kraje bardzo bogate, średnio zamożne, jak i bardzo biedne [6–22].

Przez lata zarzucano np. Stanom Zjednoczonym i Chinom, że nie podpisały protokołu z Kioto. A kraje te są liderami, jeśli chodzi o moc/przyrost mocy energii OZE na świecie, o czym będziemy pisać w następnych rozdziałach. W Chinach jest to niemal przyrost wykładniczy. Co więcej, tylko w 2015 r. sprzedano tam 128 tys. samochodów elektrycznych [22].

W ciągu ostatnich lat udział węgla w bilansie energetycznym USA spadł z 55 do 30% i około 20% w 2016 r. (bankructwo największego producenta węgla, firmy Peabody [23]). W tym roku USA uzyskują energię z (mix energetyczny): 35% gaz ziemny (głównie łupkowy), 20% energia atomowa, 20% węgiel, 17% OZE (w 2015 r. było to 14,5% dlatego na mapie zaznaczono kreskami przerywanymi), 8% inne [24].

Na rysunku 2 przedstawiono udział OZE w produkcji energii elektrycznej w Europie.

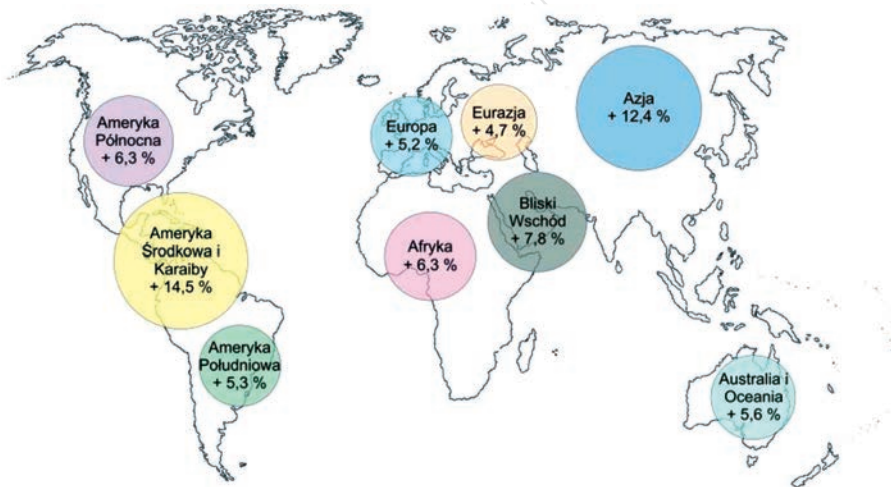
Analizując rysunek 2, można zauważyć, że Norwegia niemal w 100% korzysta z OZE. Cena prądu dla odbiorcy indywidualnego jest porównywalna/trochę niższa niż cena w Polsce, tylko że Norweg zarabia 6 razy więcej niż Polak.

Na rysunku 3 przedstawiono przyrost mocy energetyki odnawialnej w 2015 r. w różnych częściach świata [22].

## 1. Wprowadzenie



Rys. 2. Wykorzystanie OZE i energii atomowej w Europie (opracowanie własne za [6–8, 14, 15, 18, 22])



Rys. 3. Przyrost (%) mocy sektorze OZE w 2015 r. Eurozja: Armenia, Azerbejdżan, Gruzja, Rosja, Turcja (opracowanie własne za [22])

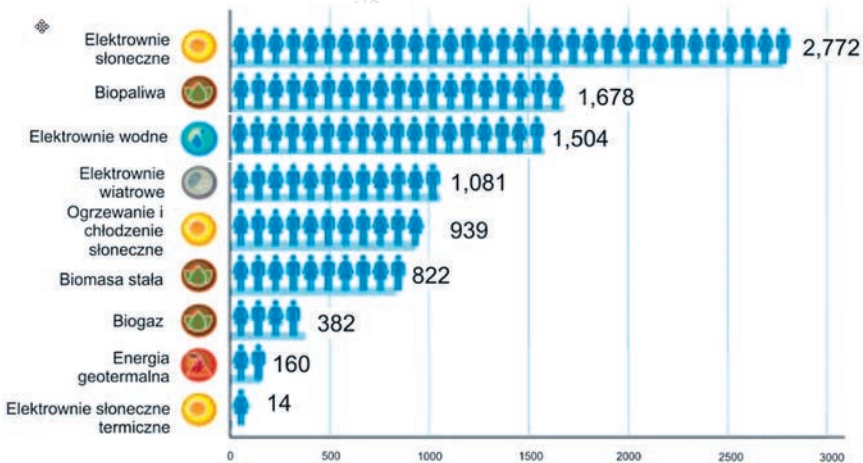
### 1.3. Zatrudnienie w energetyce odnawialnej na świecie

Jak donosi najnowszy raport Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej (IRENA) [22], w globalnym sektorze odnawialnych źródeł energii

zatrudnienie w zeszłym roku znalazło 8,1 mln osób (bez uwzględnienia sektora hydroenergetycznego, gdzie zatrudnionych jest około 1,3 mln osób). Jest to wzrost o 5% względem roku poprzedniego.

W raporcie czytamy, że całkowita liczba miejsc pracy w sektorze energetycznym w ubiegłym roku spadła w porównaniu z rokiem 2014, jednak liczba miejsc pracy w sektorze OZE wzrosła. Na przykład w Stanach Zjednoczonych wzrost zatrudnienia wyniósł 6%, a jednoczesny spadek w sektorze związanym ze spalaniem paliw kopalnych (ropa i gaz ziemny) wyniósł 18%. Podobnie rzecz wygląda w Chinach – w sektorze OZE zatrudniono 3,5 mln nowych pracowników, a w sektorze petrochemicznym jedynie 2,6 mln. Co drugi człowiek zatrudniony w OZE pracuje w Chinach. Chiny nie przejmują się zbyt- nio aspektami środowiskowymi, tylko ekonomicznymi, a produkcja energii z OZE jest z każdym rokiem coraz tańsza [22].

Kraje, w których zatrudnienie w sektorze energii odnawialnej w 2015 r. było największe, to Chiny, Brazylia, USA, Indie, Japonia i Niemcy. Spośród wszystkich sektorów rynku OZE największe zatrudnienie zanotowano w przedsiębiorstwach związanych z fotowoltaiką, gdzie zatrudnia się 2,8 mln osób (2,5 mln w 2014 r.). Drugim z kolei sektorem są biopaliwa, gdzie zatrudnionych jest 1,7 mln osób. Na trzecim miejscu podium plasuje się zatrudnienie w sektorze energii wodnej (rys. 4) [22].



Rys. 4. Miejsca pracy (tys.) w OZE na świecie z podziałem na technologie (opracowanie własne za [22])

Praca dostępna jest nie tylko w sektorze OZE, ale również w otoczeniu, gdzie zatrudnionych jest nawet 2–3 razy więcej osób niż w samym sektorze



(czyli 20–30 mln osób na świecie). Są to: geolodzy, geofizycy, hydrologi, chemicy, projektanci, budowlancy, elektrycy, ślusarze, monterzy, spawacze, geodeci, księgowi, adwokaci i wielu innych. Rozwój technologii OZE spowoduje wzbogacenie się całego społeczeństwa i wzrost PKB (jak np. w Szwecji). Warto podkreślić za [22], że w sektorze OZE pracuje 35% kobiet.

Wszystkie kraje rozwinięte, wpisując się w ostatniej dekadzie w megatrendy światowej „zielonej gospodarki”, potwierdziły tezę, że produkcja urządzeń dla OZE odgrywa kluczową rolę w budowie gospodarki innowacyjnej i w tworzeniu ekonomicznej wartości dodanej.

### 1.4. Zatrudnienie w energetyce odnawialnej w Polsce

Tworzenie nowych miejsc pracy jest ważnym wskaźnikiem oceny skutków społeczno-gospodarczych realizacji strategii energetycznych. To miejsca pracy wpływają pośrednio na inne aspekty społeczne i ekonomiczne życia mieszkańców oraz na rozwój regionalny. W świetle długoletnich doświadczeń wielu krajów, np. Austrii, Danii, Niemiec, potwierdzono tezę, że energetyka odnawialna tworzy najwięcej trwałych miejsc pracy, rozłożonych równomiernie na obszarze całego kraju, a nie tylko w centrach przemysłowych. Niektóre sektory OZE w Polsce, jak np. branża kolektorów słonecznych czy małych kotłów na biomasę, charakteryzują się ponadto znaczącym potencjałem zatrudnienia przy produkcji urządzeń. Według informacji Instytutu Energetyki Odnawialnej [25] do końca roku 2014 energetyka odnawialna w Polsce stworzyła ponad 33,8 tys. miejsc pracy.

W tabeli 1 przedstawiono liczbę przedsiębiorstw produkujących maszyny i urządzenia OZE w Polsce [25]. Statystyka nie jest ani pełna, ani kompletna, ale można wyprowadzić pewne ogólne wnioski co do zmiany struktury firm produkcyjnych, a częściowo także ich kondycji ekonomicznej. W ostatnich latach zauważalna jest tendencja do zwiększania się udziału i liczby firm wielobranżowych, produkujących komponenty (urządzenia niespecyficzne dla OZE) oraz trend zmniejszania liczby firm wyspecjalizowanych w produkcji urządzeń zasadniczych, kluczowych dla danego segmentu branży OZE.

Przemysł energetyki odnawialnej stoi przed olbrzymią szansą i wyzwaniem. W celu wypełnienia zobowiązania Polski wobec Unii Europejskiej: minimum 15% udziału energii z OZE w krajowym bilansie energetycznym, w latach 2016–2020 należy zrealizować inwestycje w nowe źródła OZE o łącznej mocy ponad 14,7 GW, w tym 5,5 GW w źródłach elektrycznych

i 9,2 GW w źródłach ciepłych. W stosunku do roku 2015 moce i zdolności produkcyjne powinny wzrosnąć o 85% dla energii elektrycznej (tempo wzrostu 17% na rok) i o 77% dla ciepła (tempo wzrostu 15% na rok) do roku 2020. Łączne obroty na rynku inwestycji w OZE w okresie 2016–2020 powinny wynieść ponad 66 mld PLN, w tym 25 mld PLN na rynku ciepła z OZE oraz 24 mld PLN na nowym, dynamicznym rynku tzw. małych źródeł i źródeł prosumenckich [25].

Tabela 1. Przedsiębiorstwa produkujące maszyny i urządzenia OZE w Polsce [25]

Technologia OZE	Liczba firm w bazie IEO
Biogaz	123
Energetyka słoneczna	36
Energetyka wiatrowa	40
Biomasa stała	24
Biopaliwa ciekłe	11
Mała energetyka wodna	7
Pompy ciepła	6
Fotowoltaika	4
RAZEM	251

Elektrownia/instalacja OZE to nie tylko miejsca pracy, ale też duże korzyści finansowe, ponieważ odprowadza różnego rodzaju podatki: VAT, pieniądze na Fundusz Pracy i Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych, podatek od osób fizycznych i osób prawnych, opłaty eksploatacyjne, a także wspiera lokalną kulturę. Zyskuje gmina i Skarb Państwa. Nadzrędnym interesem społecznym jest więc budowa i rozwój instalacji OZE w całym kraju [26].

Rozwój instalacji OZE powoduje wzrost odprowadzanych podatków do samorządów, które z kolei mogą wykorzystać je na konkretne cele, np. budowę dróg, przedszkoli, placów zabaw itp. Jeśli rozwój OZE będzie w miarę równomierny, to zyskają niemal wszystkie gminy w Polsce. Co najważniejsze, każda gałąź OZE jest „odnawialna”, więc zyski będą generowane bez granic czasowych (przychody stałe) [26].

## Literatura

1. B. Igliński, R. Buczkowski, M. Cichosz, *Technologie bioenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2009.

## 1. Wprowadzenie

2. B. Igliński i in., *Technologie geoenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2010.
3. B. Igliński i in., *Technologie helioenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2013.
4. R. Buczkowski, B. Igliński, M. Cichosz, *Technologie aeroenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2014.
5. Grupa „100% OZE w Polsce”: <https://web.facebook.com/groups/1282786958420019/> (dostęp: 27.10.16).
6. G. Dragomir et al., *Wind energy in Romania: A review from 2009 to 2016*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 64, 2016, s. 129–143.
7. [http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.cfm?t=epm\\_t\\_1\\_01\\_a](http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epm_t_1_01_a) (dostęp: 29.10.16).
8. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database> (dostęp: 29.10.16).
9. <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartmentos/Informes/Informe%20Anual%202015.pdf> (dostęp: 29.10.16).
10. TEIAS. Turkish Electricity Transmission Corporation (TEIAS) – *Annual Report 2014*; 2015.
11. S. K. Kar, A. Sharma, B. Roy, *Solar energy market developments in India*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 62, 2016, s. 121–133.
12. <http://www.cleanenergycouncil.org.au/policy-advocacy/reports.html> (dostęp: 29.10.16).
13. <http://www.sciencealert.com/costa-rica-powered-with-100-renewable-energy-for-75-days> (dostęp: 08.09.16).
14. [http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015\\_annual\\_electricity\\_report.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_annual_electricity_report.pdf) (dostęp: 08.09.16).
15. B. Igliński et al., *Wind energy in Poland – History, current state, surveys, Renewable Energy Sources Act, SWOT analysis*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 64, 2016, s. 19–33.
16. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Latin\\_America\\_Policies\\_2015\\_Country\\_Guyana.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Guyana.pdf) (dostęp: 29.10.16).
17. <http://www.reegle.info/policy-and-regulatory-overviews/TL> (dostęp: 29.10.16).
18. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RRA\\_Djibouti\\_2015\\_EN.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RRA_Djibouti_2015_EN.pdf) (dostęp: 08.09.16).
19. <http://www.sciencedirect.com/science/book/9780124109506> (dostęp: 29.10.16?).
20. A. A. Mašud et al., *A review on the recent progress made on solar photovoltaic in selected countries of sub-Saharan Africa*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 62, 2016, s. 441–452.
21. <https://www.theguardian.com/environment/2015/dec/03/uruguay-makes-dramatic-shift-to-nearly-95-clean-energy> (dostęp: 30.10.16).
22. IRENA, *Renewable Energy and Jobs*, „Annual Review” 2016.
23. <http://www.bankier.pl/wiadomosc/Wielkie-weglowe-bankructwo-w-USA-Peabody-Energy-upada-7359475.html> (dostęp: 30.10.16).

24. [http://swiatoze.pl/aktualnosci/zrodla-oze-stanowia-juz-17-energetyki-usa\\_660.html](http://swiatoze.pl/aktualnosci/zrodla-oze-stanowia-juz-17-energetyki-usa_660.html) (dostęp: 30.10.16).
25. Instytut Energetyki Odnawialnej, *Polski przemysł produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej. Aktualizacja bazy firm i ocena możliwości rozwoju branży do 2020 i do 2030 r.*, Warszawa 2016.
26. R. Buczkowski i in., *Odnawialne źródła energii szansą dla Wielkopolski*, Wydawnictwo UMK, Toruń 2016.

## 2. ENERGIA WODY – PODSTAWY TEORETYCZNE

### 2.1. Wstęp

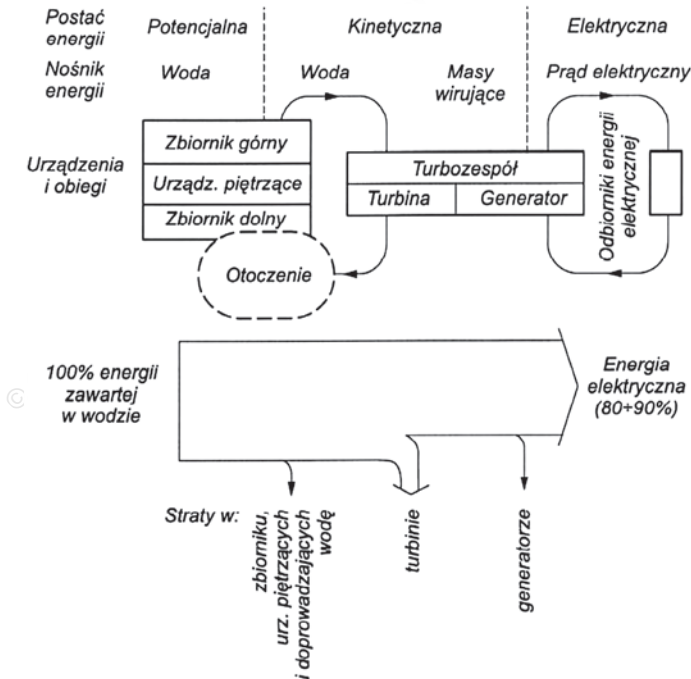
W niniejszym rozdziale przedstawiono technologie pozyskania energii z elektrowni wodnych, przy uwzględnieniu aspektów inżynierskich. Technologie hydroenergetyczne opisują: energię spadku wód (energia potencjalna konwertowana na energię kinetyczną), energię pływów morza i prądów morskich, energię fal morskich oraz energię ciepłą mórza i energię dyfuzyjną.

Hydroenergetyka zajmuje się metodami pozyskiwania energii z wody i jej przetwarzaniem na energię zarówno mechaniczną, jak i elektryczną. Odbywa się to przy użyciu silników wodnych (turbin wodnych) i hydrogeneratorów w siłowniach wodnych (np. w młynach) i elektrowniach wodnych, a także przy użyciu innych urządzeń (w elektrowniach maretermicznych i maremotorycznych). Do tego celu wykorzystuje się przede wszystkim energię wód śródlądowych o dużym natężeniu przepływu i dużym spadzie, czyli naturalny nurt wody w rzekach albo różnicę poziomów między wodą zmagazynowaną w zbiorniku lub jeziorze a korytem, w którym płynie. Aby jak najlepiej wykorzystać energię wody, elektrownie buduje się w pobliżu doliny bądź wodospadów. Działanie elektrowni wodnych jest dość proste, gdyż woda płynąca z wyżej położonych terenów przepuszczana jest przez turbiny i wprawia łopatki turbiny w ruch obrotowy, powodując tym samym ruch generatora, który wytwarza prąd elektryczny. Wyprodukowana energia elektryczna jest doprowadzana do odbiorców za pomocą wysokonapięciowej linii przesyłowej [1, 2].

Charakteryzując proces przekazania energii wód do otoczenia, należy wymienić kilka przykładów [2]. Otóż woda płynąca, jak każde ciało znajdujące się w ruchu, ma energię kinetyczną. Woda w ruchu może wykonać pracę mechaniczną, np. poruszyć inne ciało. Woda stojąca ma energię wewnętrzną

i energię potencjalną ciężkości. Energia potencjalna ciężkości wody stojącej i płynącej może zamienić się w energię kinetyczną wody płynącej, jeżeli woda ta będzie mogła płynąć – to podstawowy warunek. Najprostszy jest przypadek, gdy woda płynie w dół pod wpływem pola grawitacyjnego. Oznacza to, że zatrzymanie jej przez zaporę (tamę) powoduje gromadzenie masy i energii potencjalnej. Dopiero wprowadzenie jej w ruch daje możliwość wykorzystania zgromadzonej energii. Należy pamiętać, że całej energii potencjalnej (obliczonej względem podłoża) nie da się zamienić na energię użyteczną – wystąpi tarcie o dno, ścianki i tarcie wewnętrzne pomiędzy cząsteczkami wody, i o tę energię energia użyteczna będzie pomniejszona [3]. W kolejnych podrozdziałach przedstawimy bardziej szczegółowo mechanizm powstawania i kumulacji energii w wybranych rozwiązaniach współczesnej hydroenergetyki.

## 2.2. Energia spadku wody



Rys. 1. Ogólny cykl przemian energetycznych realizowanych w elektrowni wodnej oraz uproszczony obraz strat energii [3]

## 2. Energia wody – podstawy teoretyczne

Energię spadku wód wykorzystuje się do produkcji energii elektrycznej w usytuowanych na rzekach lub jeziorach elektrowniach wodnych. Energia potencjalna wody, zgromadzona w wyniku spiętrzenia na jazie lub zaporze i na skutek przepływu w kierunku dolnego poziomu, przekształcana jest w energię kinetyczną napędzającą turbinę. Wprowadzona w ruch turbina napędza generator wytwarzający energię elektryczną, która dalej wprowadzana jest do sieci elektroenergetycznej [4]. Ze względu na sposób doprowadzenia wody do turbin hydroelektrownie można podzielić na: przepływowe, derywacyjne, regulacyjne (zbiornikowe), szczytowo-pompowe oraz przepływowe z członem pompowym. Pomijając szczegóły wyprowadzeń wzorów, ogólny cykl przemian energetycznych realizowanych w elektrowni wodnej przedstawiono na rysunku 1.

Ilość energii elektrycznej, wyrażonej w dżulach, jaką można uzyskać w elektrowni wodnej, określa zależność wywodząca się z równania Bernoulliego:

$$A_{el} = \left( gH + \frac{v_1^2}{2} - \frac{v_2^2}{2} - g \sum h_{start} \right) \cdot \rho \cdot V \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (1)$$

- gdzie:  $\frac{v_1^2}{2}$  – jednostkowa energia potencjalna wody w zbiorniku górnym oraz energia kinetyczna związana z ruchem wody w tym zbiorniku z prędkością  $v_1$ ,
- $\frac{v_2^2}{2}$  – strata jednostkowej energii kinetycznej wody odpływającej na dolnym poziomie z prędkością  $v_2$ ,
- $g \sum h_{start}$  – strata jednostkowej energii, związana z oporami przepływu wody w doprowadzeniach i odprowadzeniach z turbiny,
- $g$  – przyspieszenie ziemskie,
- $H$  – spad niwelacyjny,
- $\rho$  – gęstość wody,
- $v_1, v_2$  – średnia prędkość dopływającej i odpływającej wody,
- $V$  – objętość przepływającej wody,
- $\eta_T, \eta_G$  – sprawność turbiny wodnej i generatora.

Ostatecznie możemy napisać:

$$A_{el} = A_u \cdot \rho \cdot V \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (2)$$

Wobec tego moc elektrowni wodnej przy założeniu  $\rho = 1000 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$  i  $t = 1 \text{ s}$ :

$$P = \frac{A_{el}}{t} = A_u \cdot Q \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3)$$

gdzie:  $Q$  – strumień wody przepływającej przez turbinę (turbiny) elektrowni.

Jeżeli cała różnica poziomów wody jest skoncentrowana na niewielkim obszarze, wtedy można pominąć spadki ciśnienia w przewodach doprowadzających wodę do turbiny. Na ogół prędkość wody przed i za spiętrzeniem jest taka sama, czyli  $v_1 = v_2$  i wtedy można zapisać:

$$A_{el} = 9,81 HV \eta_T \eta_G \text{ oraz } P = 9,81 HQ \eta_T \eta_G \quad (4)$$

W elektrowniach wodnych znajdują zastosowanie cztery systemy turbin. Każdy z nich ma odmienną budowę przystosowaną do najlepszego wykorzystania wielkości spadku, przy jakim ma pracować. Nazwy systemów turbin pochodzą od nazwisk ich pierwszych konstruktorów [3].

Ważną funkcję w systemie elektroenergetycznym spełniają elektrownie wodne pompowe, zwane również szczytowo-pompowymi. Pozwalają one na użycie wody jako magazynu energii, ponieważ pracują w ten sposób, że w okresach małego obciążenia systemu pompują wodę ze zbiornika dolnego do górnego, a w okresach dużego obciążenia wytwarzają energię elektryczną, wykorzystując wodę zgromadzoną w górnym zbiorniku.

Do obliczenia mocy takiej elektrowni niezbędna jest informacja o sprawności cyklu jej pracy, która jest określona następująco:

- a) sprawność cyklu pracy pompowej

$$\eta_{cp} = \eta_{tr} \eta_s \eta_p \eta_T \quad (5)$$

- b) sprawność cyklu pracy turbinowej

$$\eta_{ct} = \eta_{tr} \eta_g \eta_T \eta_r \quad (6)$$

gdzie:  $\eta_p$  – sprawność pompy,

$\eta_T$  – sprawność turbiny,

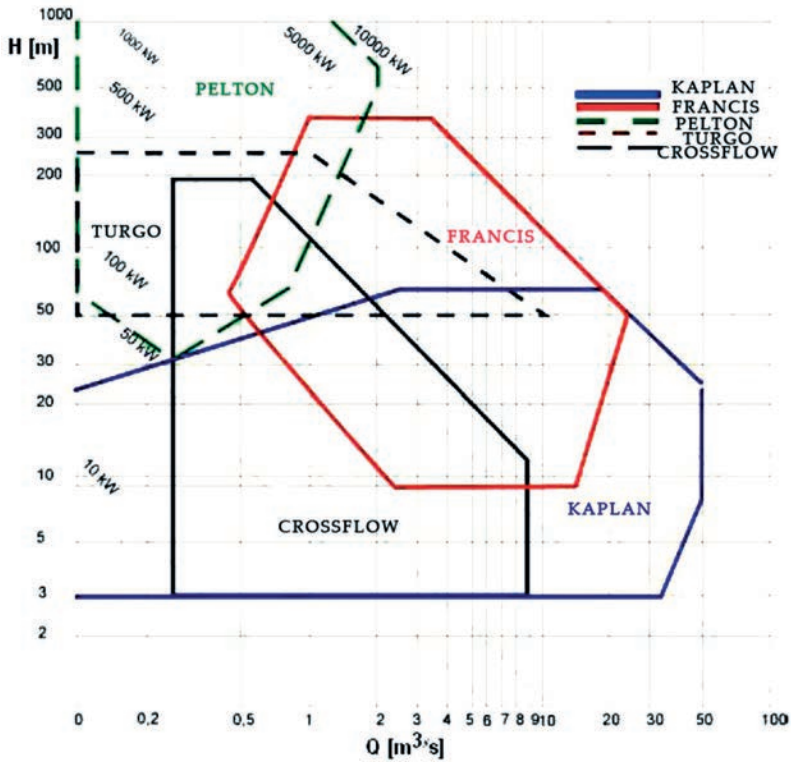
$\eta_{tr}$  – sprawność rurociągu wodnego,

$\eta_g$  – sprawność transformatora,

$\eta_s$  – sprawność generatora lub silnika napędzającego pompę,



## 2. Energia wody – podstawy teoretyczne



Rys. 2. Obszar zastosowania turbin wodnych różnych typów

Wobec powyższego sprawność cyklu wyniesie:

$$\eta_c = \eta_{cp} \eta_{ct} \quad (7)$$

Podstawiając dane:  $\eta_s = \eta_g$ ,  $\eta_p = 0,9$ ,  $\eta_r = 0,99$  otrzymujemy  $\eta_c = 0,70 \div 0,77$ , co oznacza, że z 1 kWh energii pobranej z systemu, zostanie zwrócone 0,70 ÷ 0,77 kWh w okresie szczytu.

Sprawność elektrowni pompowej możemy zatem określić wyrażeniem:

$$\eta_e = \eta_c \eta_{pe} \eta_{ep} \quad (8)$$

gdzie:  $\eta_{pe}$  – sprawność przesyłu energii,

$\eta_{ep}$  – sprawność, z jaką wytwarza się energię elektryczną zużywaną na pompowanie.

### 2.3. Energia pływów morza i prądów morskich

W korzystnych warunkach topograficznych możliwe jest wykorzystanie przypływów i odpływów morza czy oceanu. Ujście rzeki wpływającej do morza i wysokie jej brzegi umożliwiają budowę zapory, pozwalającej na wpłynięcie wód morskich w dolinę rzeki podczas przypływu i wypuszczenie ich przez turbiny wodne do morza podczas odpływu.

Siły wytwórcze pływów mogą prowadzić do propagacji fal pływowych, które z kolei mogą generować silne prądy pływowe, oczywiście w regionach morskich. Takie regiony objęte silnymi strumieniami pływów nadają się do wytwarzania energii elektrycznej [4].

Siła generująca pływy tworzona jest przez przyciąganie grawitacyjne pomiędzy Ziemią a Księżycem i Słońcem, w połączeniu z obrotem systemu Ziemia–Księżyc i Ziemia–Słońce [5]. Generacja pływów z udziałem Księżyca wynika z braku równowagi sił przyciągania grawitacyjnego Księżyca i siły odśrodkowej obrotu Ziemi wokół środka ciężkości układu Ziemia–Księżyc, działających na cząsteczkę wody. Równowaga pomiędzy tymi siłami jest ścisła tylko w środku Ziemi, we wszystkich innych punktach na powierzchni Ziemi małe zachwianie równowagi tych sił powoduje przypływ sił wytwórczych pływów. Słońce wywiera podobną siłę, z tym, że 50% mniejszą od Księżyca, i razem siły te działają na wody oceanów, tworząc pływy.

Turbiny pływowe zbierają energię kinetyczną strumienia pływów, i chociaż istnieje wiele różnych wzorów turbin, konfiguracja osi poziomej jest obecnie najbardziej uprzywilejowana projektowo. Turbiny pływów są bardzo podobne do turbin wiatrowych. Chwilowa część mocy dla turbiny pływowej wynosi:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad (9)$$

gdzie:  $A$  – pole przekroju poprzecznego przepływu przechwytywanego przez turbinę,

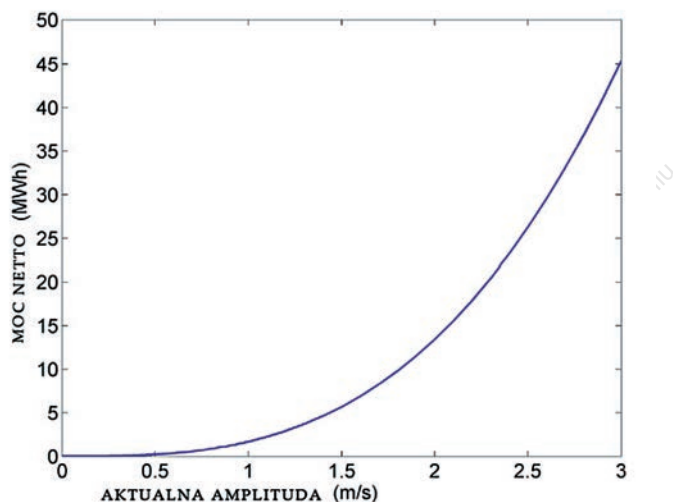
$\rho$  – gęstość wody,

$V$  – aktualna prędkość.

Przykładowo dla turbiny o średnicy 20 m, pomijając zarówno wydajność urządzenia, jak i implementacje zwrotne pomiędzy pozyskaniem energii

## 2. Energia wody – podstawy teoretyczne

a mocą zasobów, pozyskana moc netto w ciągu 24 godz. wynosi 1,7 MWh przy prędkości pływów  $1 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ , ale zwiększa się do  $30 \div 45,4 \text{ MWh}$  przy prędkości pływów  $3 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Zależność mocy od prędkości przedstawiono na rysunku 3.

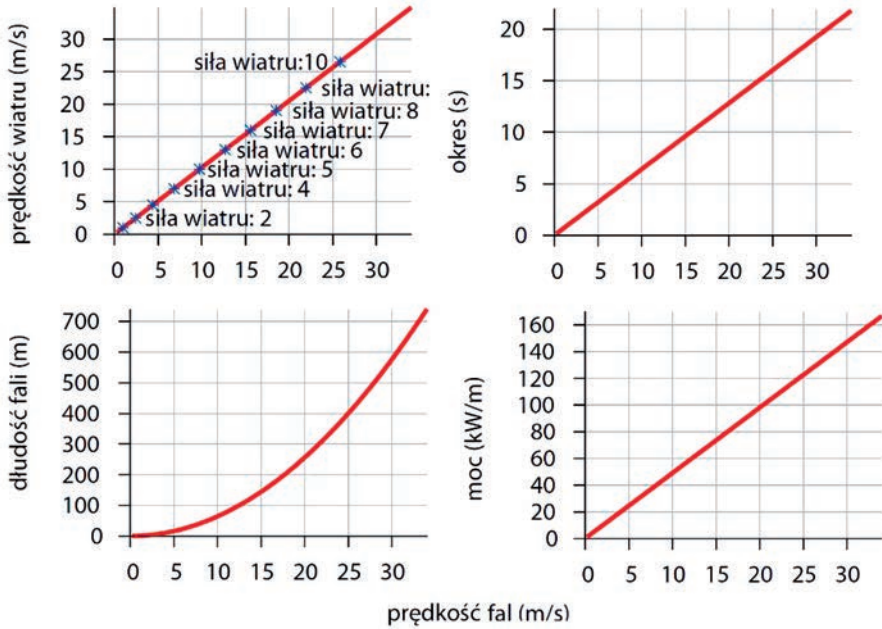


Rys. 3. Moc netto generowana przez turbinę dwupłatową (M2) o średnicy 20 m w ciągu 24 godz. przy odpowiedniej amplitudzie bieżącej [5]

### 2.4. Energia fal morskich

Fale zawierają dwa rodzaje energii: potencjalną i kinetyczną. Energia potencjalna to energia konieczna do przemieszczenia masy wody z doliny do grzbietu fali. Energia kinetyczna jest związana z kolisto-kołyszącym ruchem wody. Jeśli natomiast przyglądnijemy się np. wodorostom unoszącym się na wodzie, poruszonym falą, zauważymy, że kołyszą się w górę i w dół, ale też wędrują nieco z falą, po czym się cofają. Fala zawiera energię potencjalną, bo grzbiet fali wznosi się ponad jej dolinę, i ma energię kinetyczną zawartą w małych ruchach wody, kołyszącej się kolisto w górę i w dół.

Zgrubne oszacowanie mocy fal morskich wymaga trzech składowych: okresu fali  $T$  (dystansu czasowego dzielącego jeden grzbiet od kolejnego), wysokości fal  $H$  i wzoru fizycznego określającego, jak obliczyć prędkość fali  $v$  na podstawie okresu fali.



Rys. 4. Zależność parametrów fali od prędkości wiatru

Prędkość fal głębokowodnych zależy od czasu  $T$  dzielącego grzbiety fal, zgodnie z wzorem:

$$v = \frac{gT}{2\pi} \quad (10)$$

Jeśli głębokość wody jest większa niż połowa długości fali, ilość energii przepływającej przez daną powierzchnię w jednostce czasu można wyrazić wzorem [6]:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} T_f H_f^2 \quad (11)$$

gdzie:  $P$  – strumień energii na jednostkę długości wierzchołka fali,  
 $H_f$  – wysokość fali,  
 $T_f$  – okres fali,  
 $\rho$  – gęstość wody,  
 $g$  – przyspieszenie ziemskie.

Przyjmując  $\rho = 1025 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ , można obliczyć, że teoretyczna moc fali dla długości jednego metra czoła fali jest następująca [7]:

$$P = 4910T_F H_f^2 \quad (12)$$

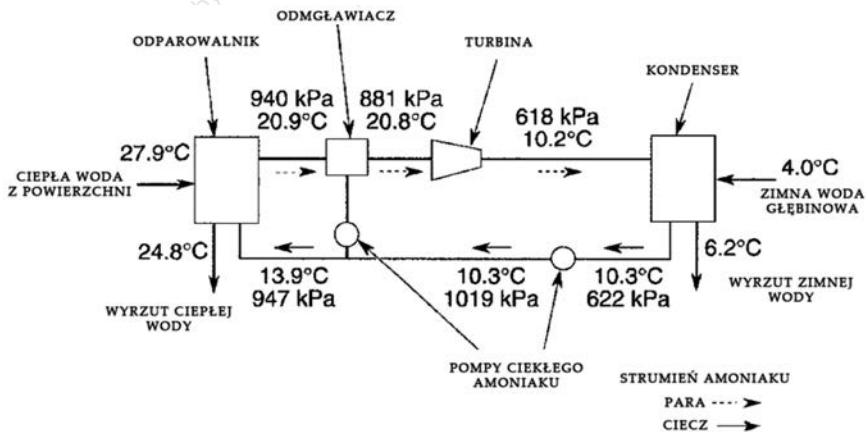
czyli fala o wysokości 1 m i okresie 10 s ma na długości jednego metra teoretyczną moc wynoszącą 4,9 kW [8].

## 2.5. Energia ciepła mórz

Przemiana energii cieplnej oceanu to wykorzystanie różnicy temperatury wody na powierzchni i w głębi morza lub oceanu. Jest ona możliwa na obszarach równikowych; woda morska ma tam na powierzchni temperaturę około 30°C, a na głębokości 300–500 m około 7°C. Wykorzystanie tej różnicy polega na zastosowaniu czynnika roboczego, który paruje w temperaturze wody powierzchniowej i jest skraplany za pomocą wody czerpanej z głębokości 300–500 m. Czynnikami takimi są amoniak, freon lub propan. Cała instalacja wraz z generatorem znajduje się na pływającej platformie. Energia elektryczna dostarczana jest na ląd kablem morskim.

Sprawność elektrowni maretermicznej wynosi 2,5% przy różnicy temperatury 20°C, a 6% przy różnicy temperatury 40°C. Źródło energii jest jednak niewyczerpalne i stale gotowe do wykorzystania, gdyż różnice temperatury wody morskiej w strefie równikowej są prawie stałe, niezależne od pory roku i dnia [4].

Typowy schemat OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion* – konwersja oceanicznej energii termicznej) przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Typowe parametry procesu dla instalacji OTEC 40 MWe [9]

W zamkniętej pętli systemu OTEC ważne jest, aby oszacować maksymalną moc generowaną przez układ. Można rozważyć cykl operacyjny (przedstawiony na rysunku 6) pomiędzy gorącym źródłem o natężeniu przepływu  $F_H$  i znanej pojemności cieplnej  $C_{p,H}$  oraz znanej temperaturze wejścia  $T_H^{in}$  a zimnym źródłem o znanej pojemności cieplnej  $C_{p,C}$  temperaturze wejścia  $T_C^{in}$  i wyjścia  $T_C^{out}$ . Zatem, dzięki pierwszej i drugiej zasadzie termodynamiki, można zapisać wzór na maksymalną moc netto:

$$W_{net}^{max} = F_H c_{p,H} (T_H^{in} - T_H^{out}) - F_C c_{p,C} (T_C^{out} - T_C^{in}) \quad (13)$$

W dalszych rozważaniach należy przyjąć, iż całkowita zmiana entropii izolowanego układu  $\Delta S_{tot}$  jest równa sumie zmian entropii strumienia gorącego i zimnego:

$$\Delta S_{tot} = \Delta S_H - \Delta S_C = 0 \quad (14)$$

gdzie:  $\Delta S_C = \frac{F_C c_{p,C} \ln(T_C^{out})}{T_C^{in}}$  i  $\Delta S_H = \frac{F_H c_{p,H} \ln(T_H^{out})}{T_H^{in}}$

Aby generowana moc posiadała cechy maksymalnej, należy założyć, że:

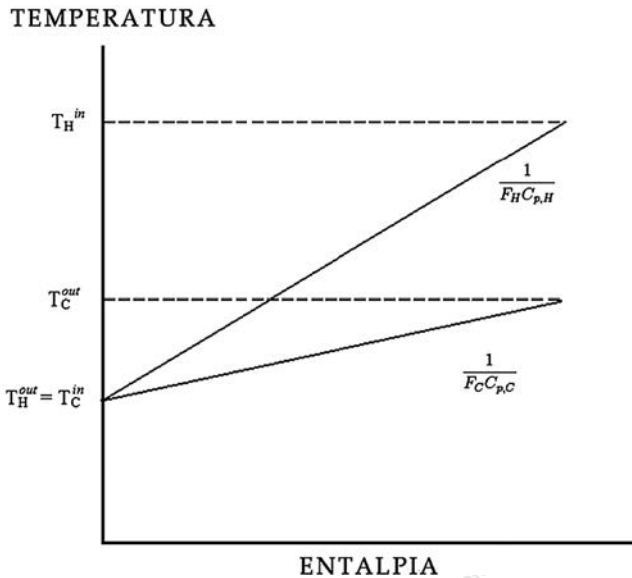
$$T_H^{out} = T_C^{in} \quad (15)$$

jak przedstawiono na rysunku 6.

Wobec powyższego wzór na maksymalną możliwą moc netto można zapisać:

$$W_{net}^{max} = F_H c_{p,H} (T_H^{in} - T_C^{in}) - \varphi F_C c_{p,C} (T_C^{out} - T_C^{in}) \quad (16)$$

gdzie:  $\varphi = \frac{\frac{\ln(T_H^{in})}{T_C^{in}}}{\frac{\ln(T_C^{out})}{T_C^{in}}} = \frac{F_C c_{p,C}}{F_H c_{p,H}}$



Rys. 6. Diagram T-H dla optymalnego, odwracalnego i izolowanego cyklu OTEC [10]

Dotychczas skonstruowano trzy typy cykli OTEC. Otwarty – ciepłsza woda morska w pobliżu powierzchni, będąca czynnikiem roboczym, ulega odparowaniu w komorze próżniowej. Powstała para napędza turbinę niskiego ciśnienia, sprzężoną z generatorem. Para wylotowa z turbiny skrapla się w kondensatorze, wytwarzając odsoloną wodę. Zamknięty – czynnikiem roboczym jest ciecz o niskiej temperaturze wrzenia. Ciepła woda morska powoduje odparowanie czynnika roboczego, którego pary napędzają turbinę niskiego ciśnienia. Zimna woda morska powoduje skroplenie par w kondensatorze, po czym skropliny te są użyte do następnego cyklu przemiany. Jako trzeci typ cyklu OTEC proponuje się wariant mieszany [10].

## 2.6. Energia dyfuzji

Energia dyfuzji wykorzystuje do pozyskiwania energii gradient zasolenia wody. Dyfuzja zasolonej wody morskiej należy do największych odnawialnych źródeł na świecie. Jej potencjał globalny możliwy do wykorzystania energetycznego szacuje się na ok.  $2 \text{ PW} \cdot \text{h} \cdot \text{a}^{-1}$ . Do konwersji energii związanej z zasoleniem wód w energię elektryczną można teoretycznie wykorzystać trzy zjawiska: osmozę (różnicę ciśnień), dializę (różnicę przepuszczalności cząstek

przez błony), a także elektrodializę (różnicę przepuszczalności jonów). Obecnie opracowano dwie metody: metodę ciśnieniowej opóźnionej osmozy-PRO oraz metodę odwróconej elektrodializy-RED.

Sama koncepcja budowy elektrowni, która miałaby korzystać z miejscowego gradientu zasolenia wody morskiej, polega na pozyskaniu energii pochodzącej z różnicy potencjałów energii chemicznej dwóch roztworów o różnych stężeniach soli. Krócej ujmując – chodzi o miejscowe różnice w zasoleniu wody. Aby wykorzystać to zjawisko do celów energetycznych, używa się pomp dyfuzyjnych lub bezpośrednio silników dyfuzyjnych. Pracują one między dwoma źródłami: dolnym i górnym, które są w różnym stopniu zasolone. W środowisku naturalnym istnieją takie miejsca, gdzie występują wymagane źródła. Są to przede wszystkim ujścia rzek do mórz lub oceanów. Korzystne warunki panują również w mniejszych zbiornikach wodnych o dużym zasoleniu, przykładami mogą być: Morze Martwe, wyrobiska kopalń i studnie głębinowe [11].

Mechanizmem, który odpowiada za możliwość wykorzystania energii powstającej w wyniku różnic zasolenia, jest zjawisko ciśnienia osmotycznego. Pojawia się ono między dwoma roztworami o różnej gęstości, które dążą do równowagi. Różnica gęstości wynika oczywiście z zawartości rozpuszczonej w wodzie soli. Dla przykładu: w przypadku wody morskiej o zasoleniu 35 promili ciśnienie osmotyczne wynosi około 24–105 Pa. Mieszając taką wodę ze strumieniem wody słodkiej, którego natężenie przepływu wynosi 1 m<sup>3</sup>/s, można teoretycznie uzyskać moc 2 MW. W praktyce jest to jednak znacznie mniejsza wartość, ponieważ sprawność przetwarzania jest na poziomie od 3 do 20%.

Aby określić zjawisko energii gradientu zasolenia (SGE – *Salinity Gradient Energy*), trzeba przeanalizować zjawisko energii swobodnej mieszania Gibbsa:

$$\Delta_{mix}G = \Delta G_b - (\Delta G_c - \Delta G_d) \quad (17)$$

gdzie: *c* – reprezentuje roztwór stężony,

*d* – reprezentuje roztwór rozcieńczony,

*b* – reprezentuje roztwór powstały w wyniku zmieszania.

Związek z entropią mieszania można uzyskać poprzez równanie wyrażone poniżej:

$$\Delta_{mix}G = -(n_c + n_d)T\Delta_{mix}S_b - (-ncT\Delta_{mix}S_c - ndT\Delta_{mix}S_d) \quad (18)$$



## 2. Energia wody – podstawy teoretyczne

gdzie:  $n$  – liczba moli,  
 $T$  – temperatura,  
 $\Delta_{mix}S$  – molowa entropia mieszania, którą można wyrazić

$$\text{wzorem: } \Delta_{mix}S = -R \sum x_i \ln x_i \quad (19)$$

gdzie:  $R$  – stała gazowa, a  $x_i$  – ułamek molowy związku  $i$ .

Wykorzystując powyższe wzory, można obliczyć potencjał energii, która może zostać odzyskana z morza, oceanu czy ujścia rzeki. Przykładowo z 1 m<sup>3</sup> wody morskiej, zawierającej 0,5 mol·dm<sup>-3</sup> NaCl o temperaturze 293 K można uzyskać teoretycznie 1,4 MJ energii, oczywiście dla idealnych warunków eksploatacyjnych [11].

## Literatura

1. P. Dürre, *Fermentative production of butanol – the academic perspective*, „Current Opinion in Biotechnology” 22 (3), 2011, s. 331–336.
2. F. Carrasco, *Introduction to Hydropower*, 1 ed., The English Press, Delhi 2011.
3. J. Paska, *Wytwarzanie rozproszonej energii elektrycznej i ciepła*. OWPW 2010.
4. E. Przybyło, <http://www.uwm.edu.pl/kolektory/energia-wody/energiaspwo.html> (dostęp: 15.10.2016).
5. S. P. Neill, M. R. Hashemi M. R., M. J. Lewis, *Tidal energy leasing and tidal phasing*, „Renewable Energy” 85, 2016, s. 580–587.
6. H. Santo, P. H. Taylor, R. Eatock Taylor, P. Stansby, *Decadal variability of wave power production in the North-East Atlantic and North Sea for the M4 machine*, „Renewable Energy” 91, 2016, s. 442–450.
7. N. Guillou, *Evaluation of wave energy potential in the Sea of Iroise with two spectral models*, „Ocean Engineering” 106, 2015, s. 141–151.
8. G. Lemonis, *Wave and Tidal Energy Conversion A2 – Cleveland*, Cutler J., [w:] *Encyclopedia of Energy*, Elsevier, New York 2004, s. 385–396.
9. P. H. Abelson, *Renewable energy from the ocean. A guide to OTEC*, „International Journal of Hydrogen Energy” 21 (1), 1996, s. 66.
10. F. P. Moore, L. L. Martin, *A nonlinear nonconvex minimum total heat transfer area formulation for ocean thermal energy conversion (OTEC) systems*, „Applied Thermal Engineering” 28 (8–9), 2008, s. 1015–1021.
11. O. Schaetzle, C. J. N. Buisman, *Salinity Gradient Energy: Current State and New Trends*, „Engineering” 1 (2), 2015, s. 164–166.



## 3. TECHNOLOGIE HYDROENERGETYCZNE NA ŚWIECIE

### 3.1. Wykorzystanie gospodarcze wody przez człowieka

Hydrosfera Ziemi zawiera  $1,37 \cdot 10^9$  km<sup>3</sup> wody. Największy w niej udział, wynoszący 97,25%, mają morza i oceany, które pokrywają  $\frac{2}{3}$  powierzchni Ziemi. W wyniku przemian fizykochemicznych i biologicznych woda jest w ciągłym obiegu. Siłą napędową są energie: słoneczna, geotermalna i grawitacyjna. Dla przykładu energia słoneczna ogrzewa na powierzchni Ziemi wodę, która, parując, tworzy chmury. Ogrzana woda, zarówno w postaci ciekłej jak i gazowej, na skutek różnic gęstości przemieszcza się w wyniku ruchów konwekcyjnych. Opad, a następnie spływ grawitacyjny zamienia energię potencjalną wody w energię kinetyczną (mechaniczną) [1, 2].

Rzeki i strumienie, czyli drogi wodne od czasów pradawnych do dzisiaj są naturalnymi szlakami transportowymi, niewymagającymi dużych nakładów ze strony człowieka. Ich użyteczność była szczególnie duża dla przewozów w dół rzeki, prąd wody stanowił bowiem siłę napędową statków lub tratwę [2].

Wodę płynącą w rzekach wykorzystywano między innymi do irygowania (nawadniania) pól uprawnych. Służyła do tego tak zwana noria (rys. 1), składająca się z pionowo ustawionego koła, zanurzonego częściowo w i poruszanego siłą jej nurtu. Do takiego koła przymocowane były czarki podnoszące wodę [3, 4].

Pierwszymi urządzeniami przetwarzającymi energię płynącej wody, wykorzystywanymi przez ludzi, były koła wodne, wśród których można wymienić trzy rodzaje: podsiębierne – poruszane przez prąd przepływającej rzeki, śródsiębierne – poruszane przez wodę napływającą w połowie średnicy koła oraz nasiębierne – poruszane przez wodę opadającą na jego zakrzywione łopatki (rys. 2) [3–5].



Rys. 1. Hiszpańska noria (fot. Maria Cristina de Algeciras)



Rys. 2. Młyn z kołem nasiębiernym (fot. Hans-Joachim Paape)

Już w 1166 r. na Sycylii wykorzystywano energię wody do miażdżenia trzciny cukrowej [6]. Koła młyńskie były również używane w prasach olejowych. Oprócz młynarstwa spożywczego stosunkowo wcześniej (XII w.) urządzenia młyńskie stosowano w kuźnicach, drutarniach, do kruszenia kamieni, do produkcji prochu strzelniczego i do produkcji papieru [7–9].

## 3.2. Historia młynarstwa wodnego na świecie

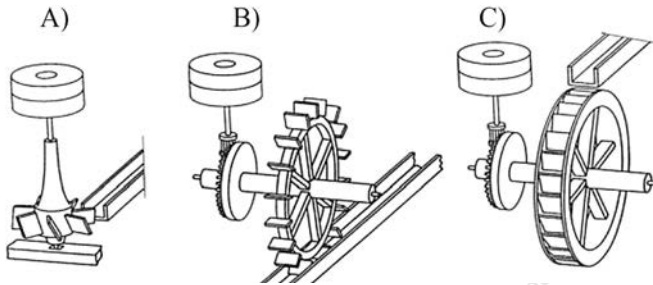
Historia młynarstwa sięga epoki neolitu. Na początku do mielenia zbóż używano łupanych, o różnych, zupełnie przypadkowych kształtach kamieni, później – kamiennych naczyń (misy) i tłuczek. Wreszcie pojawiły się tzw. żarna, czyli dwa kamienne koła, które – ułożone na sobie i wprowadzane w ruch obrotowy – rozcierały rozłożone na nich ziarno na mąkę, kaszę, płatki itp. Poruszane początkowo siłą mięśni ludzkich i zwierzęcych, a następnie – co stało się prawdziwą rewolucją – energią wodną i wiatrową, kamienie młyńskie stanowiły podstawowe mechanizmy mielące w młynach [10–13].

Przemiał, rozcieranie i rozmielanie ziarna są czynnościami wymagającymi użycia dużej siły. Dlatego poszukiwania mechanizacji tych czynności można uznać za odwieczne. Podobnie jak wynalezienie żaren, tak i powstanie silnika z kołem wodnym napędzającym młyn, ze złożeniami kamieni mielących, nie jest dokładnie określone. Koło wodne było pierwszym znanym silnikiem w historii techniki, jednocześnie bardzo ekonomicznym, ponieważ do jego działania wykorzystywano bezpłatne źródło energii, czyli przepływ wody w rzekach. Wykorzystano je od razu w najważniejszej ówczesnie gałęzi wytwórczości, tj. w mechanizacji procesu mielenia (rys. 3). Dopiero z czasem koło wodne – jako silnik – znalazło zastosowanie w innych działach rozwijającego się przemysłu, przede wszystkim metalurgicznego (mechanizacja kuźni), a także we włókiennictwie [10–13].

Działanie silnika wodnego Grecy i Rzymianie podpatrzyli prawdopodobnie w Azji. Znany jest opis z 65 r. p.n.e. pierwszego chyba wodnego młyna w Kabirii. Był to młyn w pałacu króla Mitrydatesa Pontyjskiego. Rzymski architekt Witruwiusz (25–23 r. p.n.e.) opisał dokładniej budowę młyna, w którym ruch z koła wodnego był przenoszony już za pomocą przekładni zębatej na złożenie kamieni młyńskich. Ale pierwsze konstrukcje napędów w młynach były jeszcze prostsze, nie miały bowiem przekładni [10–13].

Przypuszcza się więc, że koło wodne powstało około I w. p.n.e. na terenie Małej Azji. Z podań historycznych o rozwoju młynarstwa wynika, że ta dziedzina przemysłu powstała w rejonach Azji, uważanych za kolebkę cywilizacji narodów. Stamtąd, od ludów wschodnich, zapożyczyli Rzymianie wiedzę i praktykę z dziedzin mechanizacji i młynarstwa. W Rzymie pierwszy młyn wodny powstał już na początku naszej ery, ale jeszcze pół wieku później młyny wodne były tam rzadkością. Dopiero z biegiem czasu (IV i V w.)

udało się je stopniowo udoskonalić. Z kolei pod wpływem rzymskiej techniki młyny zaczęły się rozpowszechniać w Europie. Jednymi z pierwszych były prymitywne młyny wodne na Wyspach Brytyjskich. Potem, w ciągu całego średniowiecza, powstawały kolejne – romańskie, germańskie i słowiańskie młyny wodne [10–13].



Rys. 3. Systemy napędowe młynów wodnych: A – system bezprzekładniowy z poziomym kołem wodnym, B – system z przekładnią mechaniczną wykonywaną z drewna, C – koło nasiębiernie [10–13]

Odmienne rozwiązania od konstrukcji lądowych młynów wodnych, położonych na stałym łądzie nad rzekami, datuje się od VI wieku. Gdy Goci pojawili się pod Rzymem i zablokowali akwedukty dostarczające wodę również do poruszania młynów miejskich, pojawiły się młyny z kołem wodnym na łodziach pływających, a raczej zakotwiczonych na rzekach. Idea ta jednak musiała być już znana wcześniej. Późniejsze opisy techniczne dotyczą również samych kamieni młyńskich w młynach wodnych, ich średnicy i wydajności. Znamy opis „kombinatu młyńskiego” w Arles z IV w. n.e. Woda doprowadzana specjalnym akweduktem spadała przy nachyleniu  $30^\circ$  z wysokości 18,6 m, obracając umieszczone tam w dwóch rzędach koła wodne podsiębierne. Koła miały średnice od 2 do 3 m i szerokość 70 cm. Obracały się na osiach żelaznych. Każde koło poruszało jedną parę kamieni młyńskich o średnicy 90 cm. Obliczano wtedy, że wydajność jednego złożenia takich kamieni wynosiła 150–200 kg mąki, a cały zestaw kół wodnych umożliwiał produkcję 28 t mąki w ciągu 10 godz. Wystarczało to na potrzeby 80 tys. ludzi. Kombinaty produkowały więc głównie mąkę dla potrzeb stolicy państwa, ponieważ w Arles mieszkało około 10 tys. osób [10–13].

Pionowe koła wodne podsiębierne mogły znaleźć zastosowanie w młynach zbożowych z chwilą wynalezienia wspomnianych już przekładni, zmieniających ruch obrotowy z poziomego na pionowy. Koło wodne pionowe wykorzystywało energię prądu rzeczno naturalnego spływu wody. Umiesz-

czano je w możliwie wartko płynącej wodzie, w jej najgłębszym miejscu. Wadą koła podsiębiernego było małe wykorzystanie jego powierzchni roboczej z drewnianymi przegrodami – łopatkami. Zmienny poziom wody w rzece powodował też zmienną energię koła. Z czasem starano się temu zapobiec, budując konstrukcje umożliwiające opuszczanie lub podnoszenie osi koła wodnego w zależności od poziomu wody w rzece [10–13].

Koła wodne pionowe nasiębierne powstały w wyniku ewolucji konstrukcyjnej. Miały one większą sprawność, ale można je było zastosować dopiero po opanowaniu umiejętności spiętrzenia wody w rzekach. Miały większy moment obrotowy, ponieważ płynąca z góry na koło woda działała aktywnie na znacznie większą liczbę łopatek jednocześnie. Pozwoliło to na wprowadzenie istotnego postępu w działaniu takiego silnika wodnego. Koła wodne nasiębierne wykonywały w czasie pracy większą liczbę obrotów i obroty te były stabilniejsze [10–13].

Z zapisów historycznych wynika, że pierwsze młyny wodne z kołami podsiębiernymi, będące zarazem pierwszymi zakładami przemysłowymi na ziemiach polskich, pojawiły się w XII w. Ich szersze upowszechnienie nastąpiło dopiero w XIII w. (Francja – młyny galijskie VIII w., Anglia – IX w., Niemcy X w., Węgry, Czechy – X – XI w.). W XIII w. na ziemiach polskich, początkowo na Śląsku i Pomorzu, a następnie w Wielkopolsce i Małopolsce działało jednak już ok. 500 młynów wodnych [4, 6]. Więcej informacji znajdziecie Państwo w rozdziale *Energetyka wodna w Polsce*.

Począwszy od XVI w., rozpoczyna się era młynarstwa, określaną jako młynarstwo nowożytnie. W tym okresie nasilało się zastosowanie nowych rozwiązań technicznych, dla ulepszenia technologii. Było to możliwe dzięki korzystaniu z silników wodnych i wiatrowych, których moc można szacować początkowo na 1,5–3,0 kW (2–4 KM), z czasem jednak już na ok. 6,0–7,5 kW (8–10 KM). Wzrost mocy, jaka była już do dyspozycji, zaczął skłaniać konstruktorów ówczesnych młynów do uruchamiania coraz to nowych urządzeń zastępujących pracę człowieka [10–13].

Na przełomie XVI i XVII w. rozwinęły się natomiast hydrotechniczne różnego rodzaju udogodnienia, mające na celu włączanie i regulację obrotów kół wodnych. Pierwszym z nich było tworzenie progów wodnych w rzece dla kół podsiębiernych oraz przesuwane rynnny wodne, kierujące (lub nie) strumień wody na koła nasiębierne. Kolejnym etapem w rozwoju młynarstwa było zastosowanie „młynówki”, czyli równoległej do rzeki odnogi, na której ustawiano koło wodne. Z kolei jazy (wodnych zastawy) pozwalają kierować prąd wody korytem rzeki lub młynówką, regulując tym samym obroty ko-

ła wodnego lub zupełnie je wyłączając. Zaczęto też wykorzystywać sztuczne i naturalne stawy jako zbiorniki wodne [10–13].

### 3.3. Turbiny wodne

Podstawę rozwoju turbin wodnych stanowiły prace teoretyczne Bernoulliego (1730 r.) i Eulera, który po raz pierwszy zastosował aparat kierowniczy, oraz doświadczenia Segnera (młynek Segnera – 1750 r.) i Bourdina (1824 r.), który jako pierwszy użył nazwy „turbina” [10].

W 1827 r. francuski inżynier Fourneyron zbudował turbinę wodną z 2 poziomymi kołami, tzw. kanałowymi, i pośrodku kołem wewnętrznym, nieruchomym – stanowiącym tzw. kierownicę, regulującą przepływ wody na kołach kanałowych. Turbiny Fourneyrona budowano jako silne jednostki napędowe dla kilku (do 10) jednocześnie złożów przemiałowych. Podobne konstrukcje zbudowano następnie na terenie Niemiec: w Hesji (1837 r.) i w Alzacji (1841 r.). W 1842 r. powstał młyn turbinowy, tzw. biskupi, w Szwerinie, a w 1847 r. „Młyn Królewski” nad Szprewą w Berlinie [10].

Pierwsza turbina o typowym przepływie osiowym została skonstruowana przez Filipa Girarda (1828 r.). Kolejne rozwiązanie osiowej turbiny wodnej opracował Henschel (1841 r.), który po raz pierwszy zastosował stożkową rurę ssawną [10].

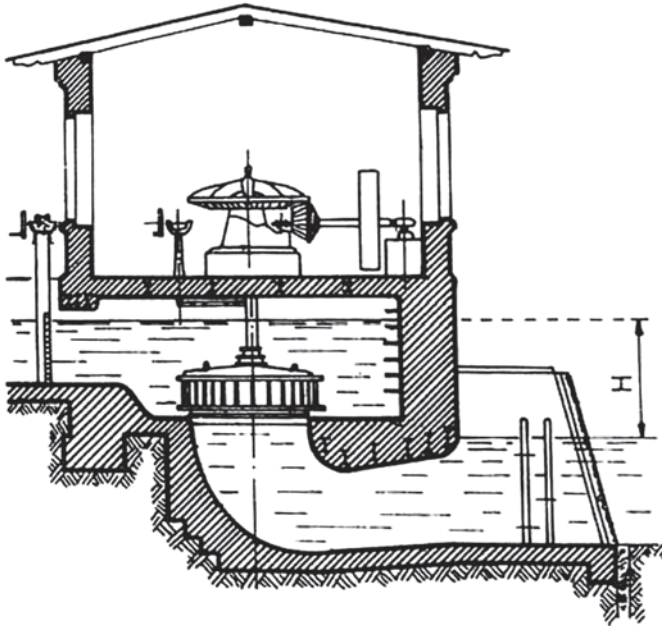
Wynalezienie w 1849 r. nowej konstrukcji turbiny wodnej przez amerykańskiego konstruktora Francisa, umożliwiło dalszy postęp. Turbina wodna Francisa (rys. 4) o promieniowo-dośrodkowym zasilaniu wodą na całym obwodzie wirnika wywodziła się wprawdzie z idei pierwotnego, poziomego koła wodnego, ale dzięki zdobyczom techniki XIX w. mogła pracować niezawodnie i trwale z wielokrotnie większą sprawnością. Kolejnymi krokami technicznymi w dziedzinie konstrukcji turbin wodnych były: turbina Kaplana (1912 r.) z wirnikiem mającym możliwość nastawiania kąta łopatek turbiny, co umożliwiało regulację obrotów i siły reakcji wirnika, oraz turbina Peltona, w której zasadą było kierowanie strumienia wody z dyszy na wirnik z łopatkami w kształcie mis [14–16].

Śruba Archimedesowa (rys. 5) jest jednym z wynalazków przypisywanych Archimedesowi. Jest to podnośnik zbudowany ze śruby umieszczonej wewnątrz rury ustawionej skośnie do poziomu. W czasie pracy dolny koniec śruby zanurzony jest w wodzie, a obrót śruby wymusza jej ruch do góry. Stosowane są dwa rozwiązania konstrukcyjne. W jednym śruba umieszczona

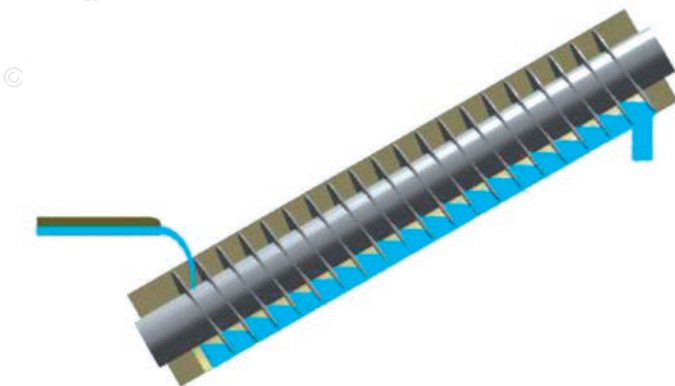


### 3. Technologie hydroenergetyczne na świecie

w rurze obraca się razem z tą rurą, w drugim zaś śruba obraca się w nieruchomej rurze. W tym przypadku występują dosyć duże straty podnoszonej cieczy, spowodowane nieszczelnościami między obracającą się śrubą i nieruchomą rurą [14–16].



Rys. 4. Jedna z pierwszych konstrukcji z wirnikiem turbiny Francis'a i stożkowym napędem koła pasowego [16]



Rys. 5. Śruba Archimedes'a [16]

Śruba Archimedesesa jest maszyną prostą, używaną od czasów starożytnych do nawadniania kanałów irygacyjnych. W Holandii służyła do osuszania terenów położonych poniżej poziomu morza. Obecnie ze względu na takie zalety jak niezczułość na zanieczyszczenia, odporność na niskie temperatury oraz niezawodność działania, coraz częściej wykorzystuje się ją do podnoszenia cieków [14–16].

Kolejną turbiną reakcyjną jest turbina skonstruowana w 1912 r. przez austriackiego inżyniera Kaplana. Jest to turbina typu śmigłowego z regulacją zarówno łopat wirnika, jak i łopat aparatu kierowniczego (rys. 6). Mechanizm odpowiedzialny za ustawienie kąta łopat wirnika sprzężony jest z mechanizmem odpowiedzialnym za ustawienia łopat kierownicy, tak aby możliwe było osiągnięcie najwyższych sprawności. Turbiny te stosowane są dla spadów do 75 m [14–16].



Rys. 6. Turbina Kaplana w Muzeum Techniki we Wiedniu (fot. Raum Rein)

Do turbin reakcyjnych zaliczyć też możemy turbinę Deriaza, w której łopaty wirnika pochylone są pod pewnym kątem względem poziomu. Kąt stosowany w konstrukcji turbiny Deriaza to  $30^\circ$ ,  $45^\circ$  lub  $60^\circ$ , a liczba łopat mieści się w przedziale od 3 do 6. Turbiny Deriaza używane są przy spadach od 13 do 300 m [14–16].

Kolejnym typem turbin stosowanych w sektorze energii wodnej są tak zwane turbiny akcyjne, czyli natryskowe, gdzie ciśnienie wody napędzającej wirnik równe jest ciśnieniu atmosferycznemu. W turbinach akcyjnych wyko-

### 3. Technologie hydroenergetyczne na świecie

rzystywana jest energia kinetyczna wody, która w aparacie kierującym przetwarzana jest na energię prędkości. Jedną z najbardziej znanych turbin akcyjnych jest turbina Peltona, skonstruowana po raz pierwszy w 1880 r. [14–16].



Rys. 7. Turbina Peltona

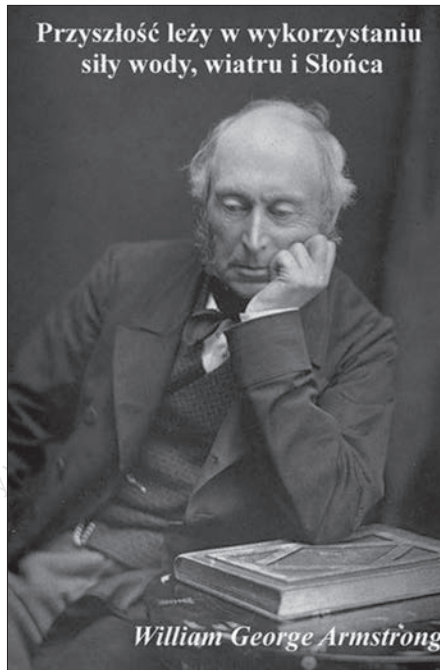
Usystematyzowanie bardzo licznych i różnorodnych konstrukcji turbin wodnych wymaga stosowania wielu kryteriów podziału, z których podstawowymi są: rodzaj, typ i system turbiny. Podstawowy podział to:

- turbiny reakcyjne (naporowe) – przed wirnikiem turbiny ciśnienie wody jest większe od atmosferycznego, w czasie przepływu następuje zmiana ciśnienia;
- turbiny akcyjne (natryskowe) – ciśnienie wody jest równe ciśnieniu atmosferycznemu [14, 15].

#### 3.4. Początki produkcji energii elektrycznej z wody

Wykorzystanie energii wody do produkcji energii elektrycznej, a konkretnie do oświetlenia domu wiąże się z angielskim inżynierem i wynalazcą Willia-

mem Armstrongiem (1810–1900) [17–20]. Armstrong był właścicielem dużej kolekcji obrazów, które zgromadził w swoim dworcu w Cragside. Niestety, wieczorami, przy blasku świec niewiele było widać, co go bardzo denerwowało, tym bardziej że lubił się chwalić gościom swoją kolekcją. Podpiętrzył więc strumień płynący przez jego posiadłość, a pod ziemią poprowadził rurę (kanał derywacyjny) do turbiny Thomsona. Moc pierwszej elektrowni wodnej na świecie wyniosła 4 kW. Z czasem posiadłość zyskała bieżącą wodę, windę, ruchomy ruszt, zmywarkę i łaźnie tureckie. Już w 1863 r. Armstrong napisał, że „...węgiel używa się rozrzutnie i ekstrawagancko. Anglia przestanie być krajem produkcji węgla za 200 lat...” Uważał, że przyszłość leży w wykorzystaniu siły wody, wiatru i Słońca (rys. 8) [17–20].



Rys. 8. William George Armstrong

Pojedyncze budynki zaczęto oświetlać w Grand Rapids (Michigan) w 1880 r., a rok później w Ottawie, Ontario i w Nowym Jorku [17, 20]. Także w roku 1881 ulice amerykańskiego miasta Niagara Falls oświetlono za pomocą dynamy podłączonego do znajdującej się w młynie zbożowym turbiny, a w roku 1882 uruchomiono elektrownię wodną – instalację na rzece

Fox River w Appleton (Wisconsin) [17, 20]. W 1891 r. Niemcy uruchomiли pierwszą elektrownię wodną w układzie trójfazowym. Cztery lata później uruchomiono pierwszą elektrownię wodną na półkuli południowej, w Australii. Od 1905 r. energię z wody produkuje obecny lider OZE na świecie – Chiny (elektrownia w Tajpej) [17, 20].

#### 3.5. Hydroenergetyka na świecie – stan aktualny

Jeszcze do niedawna energię odnawialną produkowano praktycznie tylko w elektrowniach wodnych (100%). Mimo corocznego przyrostu mocy na poziomie 3–4%, obecnie hydroenergetyka stanowi 68% udziału w światowym miksie energii odnawialnej. Wynika to z bardzo szybkiego rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej [21–23].

Na świecie w 2015 r. zainstalowano 28 GW hydroenergetyki, co pozwoliło uzyskać 4 TWh energii elektrycznej. Całkowita moc energetyki wodnej wynosi już 1065 GW. Największy przyrost mocy energetyki wodnej odnotowano, oczywiście, w Chinach (16,1 GW), co więcej, właśnie Chiny są liderami na świecie, jeśli idzie o moc całkowitą hydroenergetyki – mają już blisko 300 GW, a w 2015 r. wyprodukowały 1126 TWh energii elektrycznej (w Polsce wytwarza się 165 TWh rocznie). Jest to ponad 5-krotny wzrost produkcji prądu względem 2000 r., kiedy to Chiny wyprodukowały „zaledwie” 220 TWh [21–24]. Powoli, ale sukcesywnie rozwija się również energetyka oparta na energii fal i pływów – moc elektrowni w 2015 r. osiągnęła poziom 530 MW [22, 23].

Wśród znaczących światowych producentów największy udział energii elektrycznej produkowanej z wody ma Norwegia: 98–99%. Inne kraje, które również posiadają znaczny udział energii elektrycznej pochodzącej z hydroelektrowni, to: Paragwaj (prawie 100%), Etiopia (88%), Brazylia (82%) i Wenezuela (68%) [21–23].

Kanada, gdzie około 62% energii elektrycznej wytwarzanej jest w 475 elektrowniach, ma ogromny potencjał hydroenergetyczny. Rocznie eksportuje do Stanów Zjednoczonych ponad 50 TWh energii elektrycznej pochodzącej z hydroelektrowni. Wielkość ta jest w stanie zaspokoić potrzeby około 4 mln amerykańskich gospodarstw domowych [21–23].

W najbliższych latach prognozowany jest dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej z wody, na co wpływ będą miały konwencjonalne elektrownie wodne – zakończenie dużych projektów rozpoczętych w Chinach, Brazylii

wraz z mniejszymi rozproszonymi w pozostałych krajach, takich jak Etiopia, Malezja czy też Turcja, oraz rozwój niekonwencjonalnych elektrowni wykorzystujących potencjał pływów i fal [21–23].

Wiele krajów posiadających ogromne złoża paliw kopalnych, np. Chiny czy Rosja, postawiło na hydroenergetykę, bo energia z wody jest najtańsza. Elektrownia wodna nie potrzebuje paliwa, zatem prąd elektryczny wytworzony w dużych elektrowniach wodnych jest kilka razy tańszy od prądu wytworzonego w elektrowniach węglowych [9].

### 3.5.1. Chiny

Jak już wspomniano, Chiny są liderami na świecie, jeśli idzie o moc całkowitą hydroenergetyki – mają już blisko 300 GW, a w 2015 r. wyprodukowały 1126 TWh energii elektrycznej. Szacuje się, że 27 GW pompowanej pojemności jest obecnie w fazie rozwoju w całym kraju. Dodatkowo do magazynowania energii Chiny mają już 23 GW elektrowni szczytowo-pompowych [23, 24]. Oprócz bardzo dużych elektrowni wodnych działa tam około 45 tys. małych elektrowni wodnych o łącznej zainstalowanej mocy 62 GW [25].

#### 3.5.1.1. Zapora Trzech Przełomów

Zapora Trzech Przełomów znajduje się na rzece Jangcy, w centralnej prowincji Chin o nazwie Hubei, pomiędzy trzema wąwozami: Qutang, Wuxia i Xiling. Zapora ma ponad 2 km długości i 60 pięter wysokości (rys. 9); 40 tys. robotników stawiało ją przez niemal 17 lat. Jest to największy projekt hydroenergetyczny na świecie, zużyto na nią 28 mln ton betonu. Koszt przedsięwzięcia ocenia się na 37 mld USD [26, 27].

Budowę zapory na rzece Jangcy już w 1919 r. zaproponował prezydent Chin Sun Yat-Sen. W kolejnych latach wracano do projektu, m.in. po roku 1954, kiedy to wskutek wylewu rzeki Jangcy zginęło blisko 30 tys. ludzi. Ostatecznie Ogólnochińskie Zgromadzenie Przedstawicieli Ludowych zatwierdziło projekt budowy tamy w roku 1992 [26, 27].

Cały kompleks można podzielić na trzy części: zaporę samą w sobie, służącą wodną (ang. *shiplock*) oraz pochylnię (ang. *shiplift*). Kompleks obejmuje 386 metalowych bram różnego rodzaju, 139 podnośników oraz 26 śluz (największa ma wysokość 37 m). Dwie śluzy wodne, znajdujące się po jednej stronie zapory, służą do transportu statków w przeciwnych kierunkach (do 12 statków jednocześnie). Pochylnia służy jako „winda” dla mniejszych statków [26, 27].

### 3. Technologie hydroenergetyczne na świecie

Zapora Trzech Przełomów jest największą hydroelektrownią na świecie pod względem mocy, która wynosi 22,5 GW (w roku 2007 było to 18,2 GW). Wyposażona jest w 32 generatory, każdy o mocy 700 MW. Średnie zużycie węgla do wyprodukowania 1 kWh energii w Chinach to 366 g. Zapora Trzech Przełomów przyczynia się zatem do ograniczenia zużycia węgla o 31 mln t rocznie. Ogranicza też emisje: 100 mln t gazów cieplarnianych oraz znaczących ilości rtęci do atmosfery (szacunki z roku 2007) [26, 27].



Rys. 9. Zapora Trzech Przełomów (fot. Rehman)

Inwestycja stała się obiektem krytyki licznych środowisk: historyków (w wyniku powstania zapory zalane zostały liczne zabytki), ekologów (zagroża ona egzystencji niektórych gatunków ryb i ssaków wodnych), geologów (uważa się, że skala sztucznego zbiornika jest tak wielka, iż ciężar nagromadzonej wody może wpłynąć na tektonikę) oraz ekonomistów (według niektórych komentatorów inwestycja może przynieść więcej strat niż korzyści ekonomicznych) [26, 27].

Według specjalistów z NASA tama wpłynęła na ruch obrotowy Ziemi. Naukowcy twierdzą, że tak duże przesunięcie masy spowodowało wydłużenie dnia o 0,06 mikrosekundy, a także doszło do przesunięcia osi planety o 2 cm [26, 27].

#### 3.5.2. Kanada

Kanada produkuje ogromne ilości energii elektrycznej, stosunkowo taniej dzięki dużemu udziałowi energetyki wodnej. O kształcie rynku decydują

rzędy kanadyjskich prowincji, wskutek czego normą jest sąsiedztwo rynków regulowanych i zliberalizowanych. Moc zainstalowana w hydroenergetyce to około 75 GW, a roczna produkcja energii elektrycznej wynosi mniej więcej 392 TWh. Ponad 30 TWh trafia (różnica między eksportem a importem) do Stanów Zjednoczonych, resztę konsumują Kanadyjczycy (*per capita* ponad cztery razy więcej niż Polacy). Sektor elektroenergetyczny zatrudnia 75 tys. osób [28, 29].

W tabeli 1 przedstawiono kanadyjskie elektrownie wodne o największej mocy [30], ale warto zaznaczyć, że Kanada mocno rozwija przyjazne środowiskowo małe elektrownie wodne – ich łączna moc to 3500 MW, a docelowo może być 15000 MW [31].

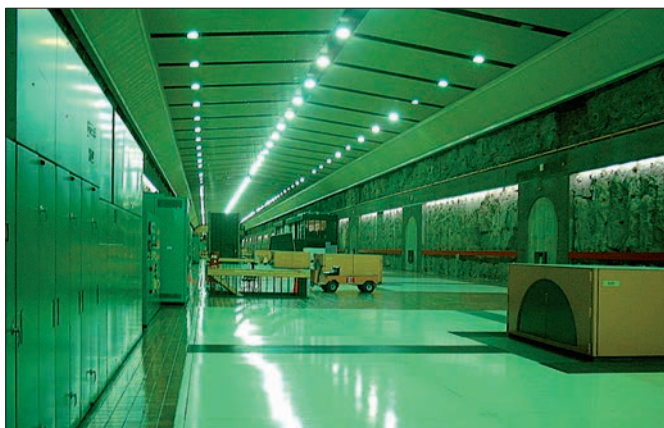
Tabela 1. Największe elektrownie wodne w Kanadzie [30]

Nr	Nazwa	Moc [MW]	Ilość produkowanej energii [GWh]
1	Elektrownia Roberta-Bourassa	5 616	31 000
2	Elektrownia Churchilla	5 428	35 000
3	Elektrownia La Grande-4	2 779	14 600
4	Zapora Benetta	2 730	13 000
5	Zapora Revelstoke	2 480	8 200
6	Elektrownia La Grande-3	2 417	12 600
7	Zapora Mika	2 805	7 000
8	Elektrownia La Grande-2-A	2 106	11 600
9	Elektrownia Beauharnois	1 853	11 700
10	Zapora Daniela-Johanson	1 596	7 400

Ceny elektryczności w Kanadzie są mocno zróżnicowane. Wynika to z faktu, że dziesięć prowincji samodzielnie kształtuje swoje rynki energii elektrycznej oraz – a nawet przede wszystkim – z silnego zróżnicowania rodzajów źródeł wytwarzania. W Quebecu, Manitobie i Kolumbii Brytyjskiej – prowincjach z dominującym udziałem hydroenergetyki, ceny są nawet o połowę niższe niż np. w Albercie czy Ontario, gdzie dominują elektrownie na węgiel i jądrowe. W Nowej Szkocji, Nowym Brunszwiku i na Wyspie Księcia Edwar-da jest jeszcze drożej, ze względu na istotny udział gazu ziemnego w wytwarzaniu elektryczności [28–30].

Na rysunku 10 przedstawiona jest elektrownia Roberta-Bourassa.





Rys. 10. Wnętrze elektrowni Roberta-Bourassa (fot. Peter Van den Bossche)

#### 3.5.3. Brazylia

Brazylia jest jednym ze światowych liderów produkcji energii odnawialnej i biopaliw. Nadal najwięcej energii produkuje w elektrowniach wodnych (92 GW), ale w ostatnich latach na znaczeniu zyskuje biomasa (12 GW), wiatr (7,5 GW) i fotowoltaika (<0,5 GW) [32–34].

W 2015 r. nastąpił przyrost mocy o 2,5 GW, w tym 200 MW to były małe elektrownie wodne. Największą inwestycją była rozbudowa Brazil's Jirau Plant, podczas której uruchomiono 17 nowych turbin o mocy 75 MW każda. Na koniec 2015 r. łączna moc hydroenergetyki wyniosła 91,7 GW, produkcja energii wyniosła zaś 382 TWh [32–34].

##### 3.5.3.1 Elektrownia Itaipu

Największą elektrownią jest Itaipu (port. Hidroelétrica de Itaipú) na rzece Parana na granicy Brazylii i Paragwaju, będąca drugą co do wielkości elektrownią wodną na świecie (po Zaporze Trzech Przełomów w Chinach). Została zbudowana w latach 1975–1984. W elektrowni zainstalowano 20 generatorów po 700 MW (moc elektrowni wynosi 14 GW). Koszt budowy wyniósł około 18 mld USD, pokryła go głównie Brazylia. Elektrownia rocznie produkuje do 98,6 TWh (2013 r.), co pokrywa zapotrzebowanie na prąd Paragwaju w 95% i 20–25% zapotrzebowania Brazylii. Paragwaj zużywa 5–8% produkowanej przez Itaipu energii, a nadwyżki sprzedaje Brazylii po stałej cenie 3 \$/MWh. Brazylia sprzedaje kupioną od Paragwaju energię po cenie rynkowej (około 150 \$/MWh w 2013 r.) [35, 36].



Rys. 11. Elektrownia Itaipu (fot. Angelo Leithold)

Ilość produkowanej energii w hydroelektrowni pokryłaby potrzeby Polski w 55–60%. Elektrownię można zwiedzać, według Amerykanów jest jednym z siedmiu inżynierskich cudów nowoczesnego świata. Tak ogromne budowle energetyczne mają swoje blaski i cienie. Dlatego też Brazylia chce w najbliższym czasie uruchomić około 300 małych elektrowni wodnych (produkcja prądu i mała retencja). Będą to obiekty prosumenckie [35, 36].

### 3.5.4. Stany Zjednoczone

Podobnie jak w Anglii, również w USA pod koniec XIX w. zaczęto na dużą skalę wykorzystywać energię wody do produkcji energii elektrycznej. Pierwsza komercyjna hydroelektrownia powstała już w 1882 r. w Appleton, Wisconsin [37]. W 2015 r. 45% energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE pochodziło z hydroenergetyki [38]. W tabeli 2 przedstawiono listę największych elektrowni wodnych w USA [37, 39].

Tabela 2. Lista największych elektrowni wodnych w USA [37, 39]

Nazwa	Rok ukończenia budowy	Moc [MW]
Zapora Grand Coulee	1942/1980	6 809
Elektrownia szczytowo-pompowa w Bath <sup>1</sup>	1985	3 003
Chief Joseph Dam	1958/1973/1979	2 620
Elektrownia Robert Moses	1961	2 515
Zapora Johna Day	1949	2 160
Zapora Hoovera	1936/1961	2 080
Zapora Dalles	1981	2 038

<sup>1</sup> Jest to największa elektrownia szczytowo-pompowa na świecie [39].

Godne uwagi jest jednak to, że Kalifornia nie uważa energii wytwarzanej z dużych elektrowni wodnych (obiektów większych niż 30 MW) za „odnawialne źródło energii”, ze względu na obawy związane z oddziaływaniem na środowisko dużych projektów wodnych [37–39].

#### 3.5.4.1. Zapora Grand Coulee

Budowę zapory zrealizowano w latach 1933–1942 kosztem 168 mln dolarów. Zapora ma 167 m wysokości i 1300 m długości. Najstarsza w zestawieniu dziesięciu największych elektrowni świata konstrukcja została oddana do użytku w 1942 r. i jest jedyną znajdującą się w Ameryce Północnej. Położona na rzece Kolumbii w stanie Waszyngton zapora Grand Coulee z mocą 2280 MW była największą elektrownią świata w latach 1949 do 1960, a po rozbudowie również w latach 1979 do 1986 i obecnie dysponuje mocą 6809 MW. Jest to największa elektrownia w USA. Elektrownia odegrała ważną rolę w zasilaniu energią amerykańskiej gospodarki podczas II wojny światowej [40].

#### 3.5.4.2. Zapora Hoovera

Historia zapory sięga początku XX w. Władze stanów Arizona i Nevada szukały sposobu na wykorzystanie rozległych terenów wzdłuż rzeki Kolorado, która jest największym źródłem wody w tym pustynnym regionie. Ponadto szukano rozwiązania problemu licznych powodzi [41, 42].

Wielki Kryzys, który uderzył w USA w 1929 r. sprawił, że tysiące ludzi straciło pracę. Zaczęli oni przemierzać całe Stany Zjednoczone w poszukiwaniu nowego, lepszego miejsca do życia. Wieść o budowie zapory szybko rozniosła się w całym kraju wśród bezrobotnych, którzy zaczęli tłumnie przyjeżdżać do Nevady i miast położonych niedaleko planowanego miejsca budowy zapory. Była to pierwsza hydroelektrownia na świecie o mocy ponad 1 GW. Pięć tysięcy ludzi w ciągu zaledwie 21 miesięcy postawiło wówczas największą budowlę na świecie [41, 42].

Zapora została nazwana imieniem Herberta Hoovera, który odegrał kluczową rolę w jej powstaniu, początkowo jako sekretarz handlu, następnie jako prezydent USA. Budowa rozpoczęła się w 1931 r., a 30 września 1935 r. została uroczyście otwarta przez prezydenta USA Franklina Delano Roosevelta. Prace zakończono w roku 1936, ponad dwa lata wcześniej niż planowano. Zapora Hoovera (ang. *Hoover Dam*, oficjalna nazwa w latach 1933–1947 *Boulder Dam*) – betonowa zapora wodna typu grawitacyjno-łukowego, zbudowana w Czarnym Kanionie na rzece Kolorado w Stanach Zjednoczonych, na granicy stanów Arizona i Nevada. W chwili ukończenia w 1936 r. była

zarówno największą na świecie elektrownią wodną, jak i największą na świecie konstrukcją betonową [41, 42].



Rys. 12. Zapora Hoovera (fot. Raquel Baranow)

Przy wylewaniu dużej ilości betonu powstaje znaczna ilość ciepła podczas łączenia się cementu z wodą. Beton na zewnątrz zapory jest już zimny, w środku zaś gorący, co może powodować niebezpieczne pęknięcia. Żeby przyspieszyć stygnięcie betonu, w Zaporze Hoovera wykorzystano 950 km rur stalowych do chłodzenia betonu za pomocą wody z rzeki Kolorado [41, 42].

### 3.5.5. Norwegia

Moc elektrowni wodnych w Norwegii jest niewiele mniejsza niż moc wszystkich elektrowni w Polsce (ta dzięki rozwojowi OZE systematycznie rośnie) i wynosi 29 GW w ponad 900 hydroelektrowniach. Pozwala to Norwegii produkować podobną ilość energii co Polska, ale dużo tańszą. Energia z wody jest tak tania, że nawet elektrownie gazowe pracują od czasu do czasu – hydroenergetyka pokrywa potrzeby na energię elektryczną Norwegii w 99%. Co więcej, Norwedzy często wykorzystują ogrzewanie elektryczne swoich domów. Przeciętny Norweg zużywa najwięcej elektryczności na świecie w przeliczeniu na jednego mieszkańca. Dlatego też – jak podkreślają Norwegowie – śnieg w Norwegii jest zawsze biały [43].

Trzęsienie ziemi w Japonii i zagrożenie atomowe z powodu awarii elektrowni nuklearnych jeszcze raz uświadomiło Norwegom jak mądrą wybrali drogę energetyczną, zwłaszcza że w sąsiedniej Szwecji po wojnie zbudowano aż cztery elektrownie atomowe i proponowano tę technologię też Norwegii, traktowanej przez Szwedów jak ubogi krewny. Norwegowie wierzyli jednak w swoją koncepcję hydroenergii i konsekwentnie odmawiali atomu. Nawet dzisiaj inne źródła energii elektrycznej, jak elektrownie gazowe, nie wchodzi w rachubę, pomimo że na miejscu jest własny i tani surowiec. Dyskusja na ich temat trwa już 20 lat i jak na razie tylko trzy projekty obsługujące centra przeładunkowe produktów naftowych w Karsta, Mongstad i przy gigantycznym polu naftowym Snøhvit (Królowna Śnieżka) na Morzu Barentsa uzyskały koncesje – pod warunkiem, że dwutlenek węgla powstający przy produkcji energii będzie pompowany do pustych złóż po ropie, aby uniknąć zanieczyszczenia powietrza [43–45].

### 3.6. Podział elektrowni wodnych na świecie

Zadaniem elektrowni wodnej jest przemiana energii potencjalnej wody związanej z różnicą poziomów jej zwierciadła na ujściu i na odpływie (spad brutto) w energię elektryczną. Z reguły elektrownie wodne klasyfikuje się w zależności od spadu jako:

- elektrownie wysokospadowe: spad 100 m i więcej;
- elektrownie średniospadowe: spad 30–100 m;
- elektrownie niskospadowe: spad 2–30 m [5, 12, 13].

Podane zakresy nie są sztywne – służą jedynie kategoryzacji obiektów hydroenergetycznych. Stosując podział elektrowni wodnych ze względu na ich możliwości współpracy z systemem elektroenergetycznym, wyróżnia się:

- elektrownie przepływowe;
- elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu;
- elektrownie w kaskadzie zwartej;
- elektrownie pompowe i elektrownie z członem pompowym [5, 12, 13].

Biorąc pod uwagę kryterium mocy, wśród małych elektrowni wodnych wyróżnia się (najczęściej):

- małe elektrownie wodne – do 5–30 MW (w zależności od kraju);
- minielektrownie wodne – do 1 MW;
- mikroelektrownie wodne – do 100 kW;
- pikoelektrownie wodne – do 5 kW.

Poniżej przedstawiono wybrane typy elektrowni wodnych [5, 12, 13].

### 3.6.1. Elektrownie przepływowe

Elektrownia przepływowa wykorzystuje naturalny chwilowy dopływ wody. Rozwija moc równoważną dopływowi w granicach swego przełyku zainstalowanego. Wartość mocy dyspozycyjnej jest zawarta w przedziale pomiędzy mocą osiągalną przy dopływie równym przełykowi zainstalowanemu elektrowni a mocą osiągalną przy minimalnym przepływie. Przy przepływach większych od przełyku zainstalowanego nadmiar wody zostaje skierowany przez upusty jałowe. Przy dopływach niższych od minimalnego przełyku technicznego turbin elektrownia musi zostać odstawią. Również w tej sytuacji przepływ jest przepuszczany przez urządzenia upustowe. Produkcja dobową elektrowni jest zależna od przepływu średniego dobowego. Zwykle największą produkcję uzyskuje się, utrzymując rzędną górnej wody na stałym najwyższym poziomie [5, 12, 13].

### 3.6.2. Elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu

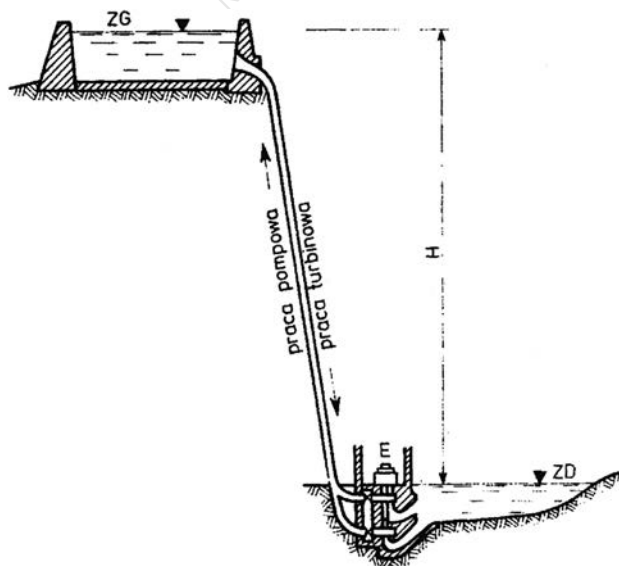
Elektrownie posiadające zbiornik o regulowaniu dobowym mogą, niezależnie od dopływu chwilowego, oddawać dowolną moc w granicach mocy zainstalowanej w czasie zależnym od rozwijanej mocy, dopływu oraz pojemności zbiornika. Zależnie od charakteru obciążenia i potrzeb systemu energetycznego, mogą one pracować szczytowo. W celu ustabilizowania przepływu poniżej elektrowni pracującej szczytowo, wskazana jest budowa (bezpośrednio za elektrownią pracującą szczytowo) zbiornika wyrównawczego z elektrownią, która przekształca duży odpływ szczytowy na odpływ średni dobowy. Dziś możliwości pracy szczytowej elektrowni zbiornikowej są w wielu krajach Europy (w tym w Polsce) skutecznie blokowane metodami administracyjnymi, z powołaniem na potrzebę ograniczenia wahań poziomu wody w zbiornikach ze względów środowiskowych. Maksymalną produkcję energii uzyskuje się, gdy poziom wody górnej utrzymywany jest na maksymalnej rzędnej warstwy energetycznej. Niezależnie od warstwy energetycznej i retencyjnej, wszystkie większe zbiorniki utrzymują warstwę rezerwy przeciwpowodziowej, którą poszerza się w okresie oczekiwania na nadejście wielkiej wody [5, 12, 13].

### 3.6.3. Elektrownie w kaskadzie zwartej

Szereg elektrowni przyjazowych lub przyzaporowych umiejscowionych w taki sposób na rzece, że cofka elektrowni niżej położonej stanowi wodę dolną elektrowni leżącej wyżej, nazywamy kaskadą zwartą. Pierwsza elektrownia kaskady jest elektrownią regulacyjną, dyktującą sposób pracy elektrowniom pośrednim, pracującym przewalowo. Ostatnia elektrownia jest elektrownią wyrównawczą, ze zbiornikiem umożliwiającym pracę z natężeniem przepływu zbliżonym do aktualnego dopływu do rzeki [5, 12, 13].

### 3.6.4. Elektrownie pompowe i z członem pompowym

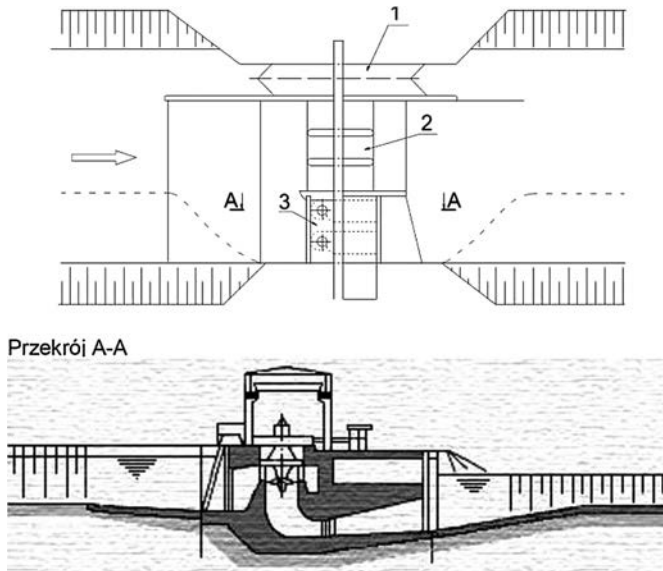
Elektrownie pompowe spełniają funkcję akumulatorów energii (rys. 13). W godzinach małego obciążenia systemu elektroenergetycznego pobierają energię z sieci na pompowanie wody z dolnego do górnego zbiornika, a w godzinach obciążeń szczytowych wykorzystują nagromadzoną energię wody do produkcji energii elektrycznej. Pełnią one funkcje regulacyjne w systemie elektroenergetycznym. Pompowanie wody do zbiornika górnego dla zwiększenia mocy w pracy szczytowej może być zastosowane w każdej elektrowni pracującej na przepływie naturalnym, mającej dolny i górny zbiornik o wystarczającej pojemności [9].



Rys. 13. Zasada działania elektrowni szczytowo-pompowej (ZG – zbiornik górny, ZD – zbiornik dolny) [9]

### 3.6.5. Elektrownie przyjazowe

Elektrownie przyjazowe są budowane obok jazu i stanowią element piętrzący (rys. 14). Najczęściej spotykane są na rzekach nizinnych [5, 12, 13].



Rys. 14. Elektrownia niskospadowa przyjazowa: 1 – śluza, 2 – jaz, 3 – elektrownia [12]

### 6.6. Elektrownie przyzaporowe

Typowe elektrownie przyzaporowe mogą być oddzielone od zapór lub wkomponowane w profil zapory. Elektrownia jest połączona ze zbiornikiem rurociągami umieszczonymi w korpusie zapory. Projektując małą elektrownię wodną, nie można sobie pozwolić na budowę dużego zbiornika, umożliwiającą najbardziej racjonalne wykorzystanie energii stopnia. Koszt stosunkowo dużej zapory i przynależnych jej urządzeń byłby zbyt wysoki, by takie przedsięwzięcie było ekonomicznie uzasadnione. Jednakże, gdy zbiornik został już zbudowany do innych celów, takich jak ochrona przeciwpowodziowa, nawadnianie, pobór wody dla celów komunalnych, rekreacja itp. – możliwe staje się wytwarzanie energii elektrycznej przy zachowaniu wykorzystania przepływu zgodnie z podstawowym przeznaczeniem zbiornika oraz utrzymaniu przepły-



wu ekologicznego. Głównym problemem jest połączenie wody górnej i dolnej kanałem wodnym i zabudowanie turbiny w tym kanale [5, 12, 13].

#### 3.6.7. Elektrownie z derywacją kanałową

Rozwiązania z derywacją kanałową są stosowane na tych odcinkach rzeki, na których występują zakola. Budowa kanału skraca naturalny bieg rzeki, pozwalając uzyskać większy spad niż spiętrzenie na jazie. W skład układu technologicznego wchodzi tutaj, prócz budynku elektrowni, kanał dopływowy górny z ujęciem wody i kanał odpływowy [5, 12, 13].

#### 3.6.8. Elektrownie z derywacją ciśnieniową

Układy doprowadzania wody do elektrowni z zastosowaniem rurociągów ciśnieniowych są stosowane wszędzie tam, gdzie nie ma możliwości umieszczenia wlotu na turbinę bezpośrednio za ujęciem wody z niecki wlotowej. W obiektach średnio- i wysokospadowych budynek elektrowni jest często oddalony od ujęcia wody, a prowadzenie derywacji bezciśnieniowej na całym odcinku od ujęcia wody do wlotu na turbinę jest zwykle utrudnione lub niemożliwe. Wtedy derywacja ciśnieniowa stanowi dobre rozwiązanie zastępcze lub uzupełniające. Podobna sytuacja występuje często na obiektach niskospadowych (z wyłączeniem spadów najniższych, dla których turbinę instaluje się bezpośrednio za ujęciem wody) [5, 12, 13].

Na elektrownię wodną składa się pewna liczba budowli, których założenia projektowe zależą od rodzaju elektrowni, warunków miejscowych, dostępności materiałów konstrukcyjnych oraz od lokalnych i regionalnych tradycji budowlanych danego kraju. W skład węzła hydroenergetycznego elektrowni wodnej wchodzi zazwyczaj następujące budowle i urządzenia hydrotechniczne:

- zbiornik;
- zaporą;
- jaz;
- urządzenia upustowe;
- urządzenia rozpraszające energię;
- przepławka dla ryb;
- urządzenia umożliwiające zachowanie przepływu nienaruszalnego;
- elementy ciągu technologicznego elektrowni wodnej;
- ujęcie wody;

- urządzenia zabezpieczające ujęcia: kraty, czyszczarki;
- kanały;
- sztolnie;
- rurociągi derywacyjne;
- budynek elektrowni [5, 12, 13].

Z przysposobieniem rzeki dla energetyki wodnej wiąże się jej kompleksowe zagospodarowanie. Polega ono na budowie stopni wodnych umożliwiających pozyskanie rzeki do celów żeglugowych, energetycznych, irygacyjnych, przemysłowych itp. Kolejne stopnie dzielą rzekę na odcinki o różnym poziomie wody, zwane stanowiskami. Zwiększenie głębokości w stanowiskach zwiększa żeglowność rzeki. Przejścia statków między stanowiskami umożliwiają służy. Optymalna liczba stopni wodnych zależy od charakterystyki rzeki, naturalnej głębokości przy niskich stanach, naturalnego spadku i założonej głębokości zanurzenia statków [5, 12, 13].

### 3.7. Małe elektrownie wodne

Obecnie brakuje międzynarodowego porozumienia dotyczącego definicji małych elektrowni wodnych (MEW). W różnych krajach termin ten ma różne znaczenie, a za kryterium przyjmuje się na ogół moc elektrowni. W Chinach oraz Indiach do tej kategorii zalicza się obiekty wyposażone w turbiny o łącznej mocy nieprzekraczającej 25 MW. We Francji za granicę przyjęto 10 MW, we Włoszech – 3 MW, w Polsce – 5 MW, a w Szwecji – 1,5 MW. Moc MEW wynosząca do 10 MW jest jednak granicą ogólnie przyjętą przez Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej (ESHA), Komisję Europejską (EU) oraz Międzynarodową Unię Producentów i Dystrybutorów Energii Elektrycznej (UNIPED) [46].

Według Raportu o Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych na Świecie [47], sporządzonego przez Organizację Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego (UNIDO) oraz Międzynarodowe Centrum Małych Elektrowni Wodnych (ICSHP), małe elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 10 MW zlokalizowane są w 152 krajach na świecie. Światowy potencjał małych elektrowni wodnych wynosi w przybliżeniu 173 GW. Wykorzystywany jest on jednak tylko w 43%, gdyż moc zainstalowana małych elektrowni wodnych o wymienionej mocy do 10 MW wynosi na świecie około 75 GW. Więcej niż połowa światowego potencjału małej energetyki wodnej (65%) zlokalizowana jest na kontynencie azjatyckim. Europa posiada około 16%

światowego potencjału, Ameryka Północna i Południowa około 13%, Afryka – 5%, zaś Oceania – 1% [46].

Zdecydowana większość MEW to elektrownie przepływowe, zależne od chwilowego przepływu w rzece. W tego typu elektrowniach zbiornik górnego stopnia charakteryzuje się brakiem podpiętrzenia lub bardzo małą pojemnością retencyjną. Kolejną grupę stanowią elektrownie podszczytowe. Mają one odpowiednią objętość zretencjonowanej wody w górnym stanowisku stopnia. W związku z tym mogą pracować z pełną mocą w okresach szczytowych obciążeń systemu elektroenergetycznego, a w pozostałych godzinach doby z mocą obniżoną, która zależy od wielkości dopływu i możliwości akumulacyjnych zbiornika. Ostatnią grupę stanowią elektrownie szczytowe, pracujące tylko w okresach szczytowych obciążeń systemu. Ten typ pracy jest dla systemu elektroenergetycznego najwartościowszy. Jego warunkiem jest posiadanie zbiornika retencyjnego o odpowiedniej objętości użytecznej, w którym dopuszczane są znaczne dobowe wahania poziomu powierzchni wody. Konieczna jest także możliwość wprowadzenia dużych zmian wielkości odpływu do wody dolnej, na przykład dzięki wykorzystaniu naturalnego jeziora jako zbiornika wyrównawczego znajdującego się poniżej elektrowni. Praca podszczytowa oraz szczytowa wiążą się ze zwiększeniem mocy zainstalowanej elektrowni w stosunku do mocy, jaka jest możliwa do osiągnięcia przy systemie pracy przepływowej. Zazwyczaj w elektrowniach zlokalizowanych przy zbiornikach retencyjnych można uzyskać większy spad niż w przepływowych. Budowa zbiornika retencyjnego oraz zwiększenie mocy zainstalowanej wiążą się jednak ze zwiększeniem nakładów inwestycyjnych [48].

Budowa obiektów małej energetyki wodnej może przynieść znaczące korzyści środowiskowe oraz gospodarcze. Należą do nich m.in.:

- retencja wody istotna ze względu na ubogie zasoby wód podziemnych w Polsce;
- urozmaicenie ekosystemów występujące w obrębie zapory i na otaczającym obszarze;
- bieżący monitoring jakości wody;
- dbałość o rzeki w obrębie cofki, jazów oraz dolnej wody elektrowni;
- kraty, dzięki czemu rzeki są oczyszczane ze śmieci do nich wrzucanych;
- pielęgnowanie punktów czerpalnych wody oraz związanych z nimi dróg dojazdowych;
- hodowla ryb, budowa przepławek udział w zarybianiu sztucznych zbiorników;
- rekultywacja zbiorników;

- ochrona zabytków przez odbudowę i konserwację budowli hydrotechnicznych, budynków związanych z siłowniami wodnymi, eksploatacja i ochrona urządzeń technicznych MEW, tworzenie muzeów i skansenów z wykorzystaniem siłowni wodnych;
- działania edukacyjne prowadzone według działających lub projektowanych MEW dla mieszkańców okolicznych miejscowości;
- tworzenie miejsc wypoczynku i rekreacji;
- mniejsze straty związane z przesyłem energii elektrycznej;
- redukcja emisji gazów cieplarnianych, produkcja czystej energii elektrycznej.

Można zatem powiedzieć, że eksploatacja małych elektrowni jest bardzo ważna nie tylko ze względów środowiskowych, ale także z uwagi na niezwykle ważne globalne myślenie i działanie w tym zakresie [49].

Światowy potencjał małych elektrowni wodnych wskazuje na duże możliwości wytwarzania energii odnawialnej przy użyciu wód płynących. Obecnie wykorzystywany jest on w niewielkim stopniu, co miejmy nadzieję ulegnie zmianie w kolejnych latach. Energia wody stanowi bowiem istotne źródło energii, a jej wykorzystanie może przynieść wymierne korzyści gospodarcze i środowiskowe [50].

## Literatura

1. Z. W. Kundzewicz, *Gdyby mała wody miarka... Zasoby wodne dla trwałego rozwoju*, PWN, Warszawa 2000.
2. T. Lijewski, *Drogi wodne śródlądowe*, [w:] *Geografia transportu Polski*, PWE, Warszawa 1977.
3. S. Michałowski, J. Plutecki, *Energetyka wodna*, WNT, Warszawa 1975.
4. G. Balińska, J. A. Balińska, *Młyny Ziemi Łomżyńskiej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
5. W. M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007.
6. S. Małyszczycycki, *Młynarstwo zbożowe*, t. 1, Arkonia, Warszawa 1890.
7. O. Strumieński, *O sprawie, sypaniu, wymierzaniu i rybieniu stawów (1573)*, wydał F. Kucharzewski, Biblioteka Pisarzy Polskich, Kraków 1897.
8. J. Reynolds, *Windmills & Watermills*, London 1970.
9. J. Bogdanienko, *Odnawialne źródła energii*, PWN, Warszawa 1989.
10. S. Zwierzchowski, *Rozwój amerykańskich turbin wodnych na niskie spadki*, „Przegląd Techniczny” 45, 1913, s. 585–588,

### 3. Technologie hydroenergetyczne na świecie

11. J. Adamczewski, *Młynarstwo magiczne*, PWN, Wrocław 2005.
12. Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej, *Jak zbudować małą elektrownię wodną? Przewodnik inwestora*, Bruksela–Gdańsk 2010.
13. Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej, *Mikroelektrownie i małe elektrownie wodne. Kompletny podręcznik odbudowy*. Książka dostępna on-line: [http://trmew.pl/fileadmin/user\\_upload/current\\_version/trmew.pl/strona\\_glowna/aktualnosci/2015/07/Podrecznik\\_MEW\\_Restor\\_Hydro.pdf](http://trmew.pl/fileadmin/user_upload/current_version/trmew.pl/strona_glowna/aktualnosci/2015/07/Podrecznik_MEW_Restor_Hydro.pdf) (dostęp: 08.08.16).
14. K. Jackowski, *Elektrownie wodne*, WNT, Warszawa 1971.
15. F. Światała (red.), *Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Lubelskiej, Lublin 1989.
16. R. Buczkowski i in., *Odnawialne źródła energii szansą dla Wielkopolski*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2016.
17. <https://www.hydropower.org/a-brief-history-of-hydropower> (dostęp: 08.08.16).
18. P. McKenzie, W. G. Armstrong, *The Life and Times of Sir William George Armstrong, Baron Armstrong of Cragside*, Longhirst Press 1983.
19. [https://pl.wikipedia.org/wiki/William\\_George\\_Armstrong](https://pl.wikipedia.org/wiki/William_George_Armstrong) (dostęp: 09.08.16).
20. [http://www.theecologist.org/investigations/energy/269238/the\\_origins\\_of\\_hydroelectricity.html](http://www.theecologist.org/investigations/energy/269238/the_origins_of_hydroelectricity.html) (dostęp: 09.08.16).
21. R. Peres, U. Lundin, M. Leijon, *Development of synchronous generators for Swedish hydropower: A review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 11, 2008, s. 1008–1017.
22. <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/pdfs> (dostęp: 09.08.16).
23. REN21, Renewables 2016, *Global Status Report*, [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR\\_2016\\_Full\\_Report\\_REN21.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf) (dostęp: 09.08.16).
24. <https://www.hydropower.org/country-profiles/china> (dostęp: 10.08.16).
25. <http://www.powermag.com/the-outlook-for-small-hydropower-in-china>, <http://www.serc.gov.cn/> (dostęp: 10.08.16).
26. <http://www.budowle.pl/budowla,zapora-trzech-przelomow> (dostęp: 11.08.16).
27. L. Kite, Patricia, *Building the Three Gorges Dam*, Raintree 2011.
28. W. Kwinta, *Rynek energii – Kanada*, „Polska Energia” 1 (15), 2010, s. 20.
29. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf> (dostęp: 11.08.16).
30. [https://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_generating\\_stations\\_in\\_Canada](https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_generating_stations_in_Canada) (dostęp: 11.08.16).
31. <https://canadahydro.ca/news/#hydroworldnews> (dostęp: 12.08.16).
32. <https://www.hydropower.org/country-profiles/brazil> (dostęp: 12.08.16).
33. [http://www.acendebrasil.com.br/media/eventos/20150420\\_Brazil\\_Summit\\_Sector\\_Overview\\_Rev\\_2.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/eventos/20150420_Brazil_Summit_Sector_Overview_Rev_2.pdf) (dostęp: 12.08.16).
34. A. O. Pereira Jr. et al., *Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 23, 2013, s. 49–59.

35. <http://www.budowle.pl/budowla,zapora-itaipu> (dostęp: 12.08.16).
36. [https://en.wikipedia.org/wiki/Itaipu\\_Dam](https://en.wikipedia.org/wiki/Itaipu_Dam) (dostęp: 12.08.16)
37. <http://www.waterencyclopedia.com/Ge-Hy/Hydroelectric-Power.html> (dostęp: 12.08.16).
38. <https://www.eia.gov> (dostęp: 13.08.16).
39. <https://thinkprogress.org/the-inside-story-of-the-worlds-biggest-battery-and-the-future-of-renewable-energy-8984e81283c#.q0jj9rja7> (dostęp: 13.08.16).
40. <http://technowinki.onet.pl/najwieksze-elektrownie-swiata/kn6flb> (dostęp: 13.08.16).
41. <https://www.youtube.com/watch?v=pQVEVdthz7Y> (dostęp: 13.08.16).
42. <http://www.usbr.gov/lc/hooverdam> (dostęp: 13.08.16).
43. D. Gonzales, A. Klinic, N. Weidmann, *Renewable energy development. Hydropower in Norway*, „Seminar Paper” 1, 2011.
44. <http://odnawialneźródłaenergii.pl/oze-aktualnosci/item/1959-norwegia-stanie-sie-zielona-bateria-europy> (dostęp: 14.08.16).
45. <http://www.businessandbeauty.pl/elektryczna-norwegia> (dostęp: 14.08.16).
46. <http://www.eurelectric.org> (dostęp: 17.08.16).
47. <http://www.inshp.org/article.asp?id=471> (dostęp: 17.08.16).
48. M. Hoffmann (red.), *Małe elektrownie wodne – poradnik*, Nabba Sp. z o.o., Warszawa 1991.
49. G. Kalda, *Analiza stanu energetyki wodnej w Polsce*, „Czasopismo Inżynierii Łądowej, Środowiska i Architektury” 4 (14), 2014, s. 81–92.
50. M. Blok, B. Tomaszewska, *Ocena potencjału technicznego wybranej MEW w powiecie rzeszowskim*, „Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój” 2, 2015, s. 97–105.

## 4. ENERGETYKA WODNA W POLSCE

### 4.1. Młynarstwo wodne w Polsce

Młynarstwo stanowiło dział rzemiosła, który bez wątpienia był niezbędny dla codziennego funkcjonowania dawnej wsi w Polsce. Wiązało się to przede wszystkim z podstawowym znaczeniem mąki i przetworów zbożowych w żywieniu społeczności lokalnej.

Według Glogera [1] młyny wodne w Polsce zaczęły się upowszechniać już w IX w., a według Baranowskiego [2] w wieku XII. Jak wynika z badań Buczka [3] oraz Dembińskiej [4], która dokonała oceny wiarygodności dat powstania najstarszych młynów wodnych i ich lokalizacji, jako pierwszy powstał młyn wodny w Zgorzelcu, wymieniony w oryginale dokumentu z 1071 r. Ponadto ta sama autorka potwierdziła funkcjonowanie młynów wodnych: w 1204 r. w miejscowości Dobra na Śląsku i w 1207 r. w Brzeźnicy na Mazowszu. W Regule założonego w 1228 r. klasztoru Cystersów w Mogile pod Krakowem czytamy m.in.: „Klasztor tak ma być zbudowany, żeby na miejscu miał wodę, młyny, ogród, piekarnię i rozmaite rzemiosła” [5]. Książę Bolesław Wstydlivy natomiast w 1244 r. wprowadził przywilej na młyn w Podolińcu i 4 młyny w Sandomierzu i Zatorze [6].

Na terenach polskich dopiero w łacińskiej, powstałej w latach 1270–1310 r. „Księżce Henrykowskiej” znalazło się pierwsze zdanie napisane w staropolszczyźnie, czyli po polsku. Dotyczy ono właśnie ówczesnego przemiału ziarna. Kronikarz piszący tę księgę zanotował, że Czech Boguchwał, ożeniony z miejscową chłopką ze Śląska, mówił do niej: *day ut ia pobrusa a ti poziwai*, co znaczy: „pozwól, ja będę mełł, a ty odpoczni” [7].

Energia wodna wykorzystywana była początkowo w gospodarstwach klasztornych. Nie sposób przecenić rolę cystersów w cywilizowaniu Europy, w tym we wprowadzaniu nowinek technicznych, jak np. koło młyńskie.

Wprowadzili oni młyny w Wielkopolsce, na Kujawach, w Małopolsce czy na ziemi dobrzyńskiej (szlak cysterski, rys. 1). W kuźniach cysterskich stosowano napęd wodny do poruszania miechów i młotów mechanicznych. W Regule założonego w 1228 r. klasztoru Cystersów w Mogile pod Krakowem napisano: „Klasztor tak ma być zbudowany, żeby na miejscu miał wodę, młyny, ogród, piekarnię i rozmaite rzemiosła”. W powiązaniu z cystersami wspomina się o młynach wodnych w zachodniej Wielkopolsce, gdzie zakon cysterski sprowadzony został do Obry ze swego macierzystego klasztoru z Łęka koło Wągrowca. Początkowo klasztor otrzymał wieś Jaziniec i młyn w Obrze na Dojcy. W roku 1285 książę Wielkopolski Przemysław II potwierdził dokument, mocą którego komes Luders z Komorowa dał klasztorowi Cystersów w Obrze zezwolenie na wybudowanie młyna wodnego na rzece Dojcy w Niałku na gruncie komorowskim [8, 9].



Rys. 1. Szlak cysterski w obecnych granicach Polski [9]

Prawdopodobnie pierwszym młynem wodnym w dobrach cystersów było urządzenie przemiałowe na Raduni w pobliżu miejscowości Pławno. Zapewne jeszcze wcześniej funkcjonował młyn przy samym klasztorze oliwskim, który w źródłach odnotowano jednak dopiero w połowie XIV w. Charakterystyczne, że cystersi oliwscy w tym okresie zwiększali liczbę swych młynów, nie budując nowych urządzeń, lecz nabywając już istniejące. W ten sposób



weszli najpierw w posiadanie dwóch młynów książęcych na Strzyży (1247 r.), a potem też młyna we Wrzeszczu, należącego do dawnego sołtysa w Gdańsku (1263 r.). Ważną okolicznością w rozwoju sieci młynów należących do opactwa oliwskiego było wystawienie w 1283 r., przez księcia Mściwoja II, dwóch dokumentów zatwierdzających jego posiadłości. W pierwszym, z 5 marca, cystersi otrzymali prawo do całego potoku Strzyża, od jego źródeł koło Kiełpina aż do ujścia do Wisły, i budowy tam młynów, w drugim natomiast, z 7 marca, uzyskali nie tylko możliwość wykorzystania gospodarczego tego strumienia, ale też młynisko poniżej wsi Wrzeszcz, należące uprzednio do mieszczan gdańskich. Była to decyzja przełomowa dla dalszego rozwoju gospodarki młyńskiej opactwa, w której można widzieć jego ostateczne zwycięstwo w rywalizacji z mieszczaństwem gdańskim o prawo do gospodarczego użytkowania wspomnianego strumienia [10].

Cystersi oliwscy sprawowali również zarząd gospodarczy w posiadłościach klasztoru Cysterek w Żarnowcu. W 1257 r. otrzymały one od księcia Świętopełka prawo do wzniesienia młyna we wsi Wierzchucino. Podobne zezwolenie na budowę urządzeń przemiałowych zyskały również w Żarnowcu (1279 r.) i Świecinie (1281 r.). Wydaje się jednak, że najpierw powstał ich młyn w Żarnowcu, a znacznie później pozostałe urządzenia, które okazały się potrzebne dopiero, gdy nastąpiło właściwe zagospodarowanie należących do nich ziem [10].

Na podstawie zezwoleń udzielanych przez lokalnych książąt postępowała również budowa sieci młynów należących do klasztoru Norbertanek w Żukowie. We wrześniu 1239 r. książę Świętopełk nadał mu dwie wsie, Skarszewy i Grabowo, wraz z miejscami na młyny, a w 1259 r. potwierdził i rozszerzył darowiznę swego ojca, Mściwoja I. W dyplomie tym wspomniano miejsca na budowę młynów nad Wisłą, Wdą i Radunią; nad tą ostatnią powstał młyn klasztorny w Żukowie [10].

W 1289 r. książę Mściwój II zezwolił joannitom lubiszewskim na budowę młyna na Szpegawie. W ten sposób również oni uzyskali prawo do posiadania własnych urządzeń przemiałowych, wykorzystywanych w ramach swojej gospodarki wiejskiej [10].

W Polsce stosowano zarówno koła nasiębiejne (rys. 2) – wykorzystujące głównie energię potencjalną wody, jak i koła podsiębiejne – wykorzystujące głównie energię kinetyczną przepływającej wody. Dość rzadko stosowano koła śródsiębiejne – woda uderzała w nie w połowie konstrukcji. Młyny wodne, które zaczęły rozpowszechniać się w Polsce w XIII w., odegrały bardzo ważną rolę w rozwoju sił wytwórczych, przyspieszyły bowiem różne procesy

życia gospodarczego. Pojawienie się i rozpowszechnienie młyna wodnego było, nie tylko w sposobie przemiału zbóż, rewolucyjnym przełomem. Zastąpienie prymitywnych żaren domowych kamieniami młyńskimi poruszonymi energią wodną stanowiło znaczący postęp cywilizacyjny, tym bardziej że ich wydajność była wielokrotnie wyższa od pracy ludzkiej. Wprowadzenie młynów wodnych przyczyniło się również do długotrwałych zmian stosunków wodnych w dolinach rzecznych [2, 4, 6].



Rys. 2. Koło nasiębiejne w Krzyżanowicach (fot. M. Cichosz)

Według Dembińskiej [4] w tym czasie pracowało w Polsce 485 młynów wodnych: 120 na Pomorzu Gdańskim, 119 w Wielkopolsce, 116 na Śląsku, 102 w Małopolsce i 28 na Mazowszu i Kujawach.

W średniowieczu i w nowożytności przykładano ogromną uwagę do gospodarki wodnej, dlatego też kwestię odpowiedniego regulowania spławów rzek podnoszono choćby na sejmach jagiellońskich w latach 1447, 1496 i 1511. Do głównych rzek Królestwa zaliczano wówczas m.in.: Wisłę, Dniepr, Dniestr, Styr, Narew, Wartę, Dunajec, Wisłokę, Bug, Wieprz, San, Nidę, Prosnę i Noteć. Cieki te miały przede wszystkim znaczenie komunikacyjne. Budowa młynów wodnych mogła poważnie zagrozić ich spławności, a w dalszej perspektywie utrudnić jakąkolwiek komunikację. W związku z tym większość

młynów wodnych lokalizowano na drobnych, ale za to licznych strugach i specjalnych młynówkach połączonych z większymi rzekami [11].

W powiecie konińskim szczególne znaczenie miała Warta, o której zaletach pisał na przełomie XVIII i XIX w. Wawrzyniec Surowiecki, zwracający uwagę na to, że „ze względu na dostatek wód, iako też na umiarkowany ich spadek od 3 do 4 cali na 100 prętach, natura sama przeznaczyła tę rzekę do spławu i żeglugi. Liczne potoki, strugi i ieżior, za pomocą niekosztownych przekopów i upustów wszędzie ją mogą zasilać w każdej potrzebie i wśród wielkich suszy [...]”. Surowiecki pisał dalej „Polacy od najdawniejszych czasów po Wiśle, uważali zawsze Wartę za najcelniejszą rzekę kraiową [...]” [11].

Młyny wodne w swoim najprostszym podziale miały charakter albo spożywczy (przemiał zboża, produkcja kaszy i słodów), albo przemysłowy (folowanie sukna, obróbka darniowych rud żelaza itp.). W XVI w. pracowało w Polsce 3 tys. różnych kół wodnych. Wykorzystanie energii wody i wiatru doprowadziło do „pierwszej” rewolucji przemysłowej w naszym kraju [12–13]. Kolejny rozkwit młynarstwa (wodne i wietrzne) w Polsce nastąpił w XIX i na początku XX w. W 1924 r. pracowało 6287 młynów wodnych.

„Sercem” młynów wodnych był zespół mielący, na który składały się kamienie. Podstawowym surowcem do ich wytwarzania był początkowo piaskowiec, później natomiast kwarc. Kamienie młyńskie, aby należycie spełniać swoje zadanie, musiały wyróżniać się dużą twardością, porowatością oraz mieć ostre krawędzie. Dolny kamień miał kształt niecki i stanowił klepisko, górny zaś (pięściak) służył do rozcierania ziarna. Usprawnienie pracy przy mieleniu mąki nastąpiło dzięki zastosowaniu żaren rotacyjnych, czyli obrotowych. Składały się one z dwóch kamieni: dolnego, zwanego leżakiem, i górnego, obrotowego, nazywanego biegunem. Kamienie osadzano w drewnianych skrzynkach, rzadziej w kłodach. W XVIII w. wprowadzono paparzycę, czyli metalową belkę zakuwaną w otworze kamienia górnego. W paparzycy obracał się górny koniec żelaznego wrzeciona, dolny zaś był umocowany w drewnianej, ruchomej belce. Podnoszenie i opuszczanie belki regulowało odległość między biegunem a leżakiem, co z kolei miało wpływ na grubość mielonej mąki. Obracając za pomocą żerdzi biegunem, wsypywano jednocześnie przez wyrobiony w nim otwór ziarno, które było rozcierane pomiędzy kamieniami. Mąka spadała do znajdującej się niżej szuflady lub innego naczynia. W młynach wyrabiano również kasze, mielono korę dębu do garbowania skór, folowano sukno, a nawet przecierano na mechanicznych piłach drewno. Od XIV w. koło młyńskie służyło również w kuźnicach, drutarniach, do produkcji prochu strzelniczego i kruszenia kamieni [15, 16].

Przywilej lokacyjny Poznania z 1253 r. dawał prawo budowania młynów na obu brzegach Warty na odcinku jednej mili. W 1563 r. w Poznaniu i najbliższej okolicy pracowały 32 młyny wodne. W 1846 r. w rejencji poznańskiej pracowało 557 młynów wodnych [17].

Na przełomie wieków XIX i XX na ziemiach polskich zaczęto wprowadzać turbiny wodne, a wraz z ich pojawieniem następowały dalsze zmiany wyposażenia młynów. Tradycyjny mechanizm transmisyjny (napędowy) zastąpiono nowym – metalowym. Na nim umieszczano i mocowano różne koła trybowe, tarczowe i pasowe, które za pomocą pasów transmisyjnych poruszały maszyny młynarskie [17].

## 4.2. Znaczenie młynów wodnych w kulturze Polski

Korzystanie z energii odnawialnej przy użyciu młynów wodnych jest nierozdzielnie związane z historią i kulturą Polski. O ważnej roli, jaką odgrywało młynarstwo wodne w kulturze polskiej, świadczą liczne opowiadania, wiersze i piosenki o młynach i młynarzach. Kilkanaście miejscowości w Polsce ma koło młyńskie w swoim herbie. Przykładowo herb Piechowic (rys. 3) przedstawia koło młyńskie w kolorze drewna z ośmioma prostokątnymi czerpakami na obwodzie. Nad kołem widnieje koryto w tym samym kolorze, z którego spływa niebieski strumień, spadający do falującej niebieskiej wody. Całość umieszczono na jasnoniebieskim tle [18, 19].



Rys. 3. Herb Piechowic [18]

#### 4. Energetyka wodna w Polsce

Młyny wodne są ciekawe także z architektonicznego punktu widzenia. Niejednokrotnie mają wyważoną sylwetkę i proporcjonalną konstrukcję wszystkich jego części, odpowiedni stosunek wysokości zrębu do wysokości dachu, a także utrzymaną fakturę ścian z pociemniałego naturalnego drewna (rys. 4).



Rys. 4. Młyn wodny w Muzeum Etnograficznym w Toruniu (fot. B. Iglński)

Praca młynarza wodnego w Polsce, mimo że lukratywna, była bardzo ciężka. Najtrudniej było w okresie zimowym. Wówczas młynarz pracował w prężnym chłodzie, a pokryte lodem koło wodne należało starannie oczyszczać. Z kolei podczas odwilży piętrzyły się przy nim tafle kry lodowej, które trzeba było usuwać. Przeszkadzały również przeróżne zanieczyszczenia w postaci gałęzi, korzeni i liści, gromadzące się na kracie w kanałach roboczych lub przy samym kole młyńskim, skutecznie blokując obroty. Niezbędna była wówczas pomoc kogoś z rodziny, kto czyścił teren z pływających przeszkód. Młyn, podobnie jak kuźnia, był ośrodkiem życia towarzyskiego w okolicy. To tutaj podczas oczekiwania na przemiał prowadzono polityczne rozmowy, zawierano transakcje handlowe, wymieniano się nowinkami [12, 20]. Często mawiano, że „tylko ksiądz i młynarz wie, co we wsi dzieje się”. Dobra, najczęściej, kondycja ekonomiczna młynarzy sprawiała, że właśnie oni

byli często prekursorami we wprowadzaniu nowych narzędzi czy też upraw w swoim gospodarstwie, a także cieszyli się dużym autorytetem i byli raczej zamożni. Stanowili zatem elitę społeczności wioskowej, co często wiązało się z powierzaniem im różnych funkcji społecznych, np. wójta, sołtysa czy funkcji honorowych [12, 20].

Warto podkreślić, że specyfika uprawianego zawodu tworzyła więź między młynarzami. Przejawiała się ona w wielu momentach życia zawodowego, towarzyskiego i rodzinnego. Należy wspomnieć szczególnie stosunek do czeladników młynarskich oraz młynarzy najemnych. Odbywali oni wędrówki po młynach, pierwsi – doskonalić swoje umiejętności zawodowe, drudzy – w poszukiwaniu pracy. Młynarze podkreślali, że ugoszczenie czeladnika czy też oferującego swoją pomoc młynarza najemnego, zwanego wędrusem, było ich obowiązkiem. Konkurencja pomiędzy poszczególnymi młynami nie miała większego wpływu na kontakty między młynarzami, którzy spotykali się przy różnych okazjach, prowadząc długie rozmowy na tematy zawodowe. Jedną z takich szczególnych okazji było święto ich patrona – św. Marcina z Tours, przypadające 11 listopada [21]. Część uroczystości obchodzono w karczmie, która oprócz miejsca spotkań towarzyskich, spełniała także funkcję „biura matrymonialnego”. W trakcie biesiady kojarzono wiele małżeństw, uważano bowiem, że partner życiowy pochodzący z rodziny młynarskiej jest jak najbardziej odpowiedni. Poza takimi okazjami wszyscy młynarze uczestniczyli w obrzędach pogrzebowych zmarłego przedstawiciela ich grupy zawodowej [20, 21].

Dziś młyny wodne najczęściej można spotkać w skansenach – wykorzystywane są w celach dydaktycznych i turystycznych. Przykładowo Muzeum Młynarstwa i Wodnych Urządzeń Przemysłu Wiejskiego w Jaraczu jest jedną z kilku filii Muzeum Narodowego Rolnictwa i Przemysłu Rolno-Spożywczego w Szreniawie. Kompleks składa się zasadniczo z budynku młyna wodnego, domu młynarza, dawnej stajni zaadaptowanej na salę wystawienniczą oraz ekspozycji plenerowej obejmującej m.in.: dwa wiatraki (koźlak i niewielki wiatrak gospodarski) oraz pojedyncze zachowane elementy konstrukcji dawnych młynów wiatrowych i maszyny używane w przemyśle młynarskim. Budynek młyna wodnego powstał około 1871 r. i funkcjonował do 1976 r. W 1989 r. zorganizowano w nim stałą wystawę pt.: *Przemysłowa technika młynarstwa*. Ekspozycja obejmuje maszyny i urządzenia pochodzące przeważnie z lat 20. XX w. oraz kamienie młyńskie, łuszczarki do zboża, mieszarkę krążkową do mąki, odsiewacze, kosze zsypanowe i rowkarkę do walców młyńskich. Są też modele młynów wodnych odnoszące się do różnych okresów rozwoju techniki przemiału [22].

Niektóre młyny są atrakcją turystyczną, związaną z „małymi ojczyznami”. Inne obiekty nadal czekają na zagospodarowanie. Przykładowo MEW Bąkowski Młyn produkuje energię, a cały budynek można by przekształcić w muzeum młynarstwa wodnego, gdyż urządzenia są w dobrym stanie (rys. 5).



Rys. 5. Wnętrze MEW Bąkowski Młyn (fot. B. Igliński)\*

### 4.3. Rozkwit i upadek młynarstwa i małej energetyki wodnej w Polsce

Na terenach polskich, szczególnie w Galicji, w latach 80. XIX w. oferowano turbiny Haaga o konstrukcji zbliżonej do turbin Francisa. Cechą charakterystyczną tych turbin było, że wymagały one przepływu wody  $70 \text{ dm}^3/\text{s}$  dla prawidłowego działania. Regulacja obrotów polegała na tym, że turbina miała podwójny wirnik z dwoma wlotami. Przy niższym stanie wód mogła pracować tylko dolna część wirnika. Wprowadzone w XIX w. turbiny wodne mają niekiedy zastosowanie do dzisiaj, np. jako zapasowe źródła energii. W latach powojennych w Polsce zalecana, a nawet obowiązkowa była pełna rezygnacja z energii turbin wodnych na rzecz napędów elektrycznych. Obecnie powraca się niekiedy do ich stosowania, jako tzw. małej energetyki wodnej, ekologicznie nieszkodliwej [23].

\* Zdjęcia 5, 10, 18, 19 wykonane zostały podczas Kongresu Energetyki Wodnej 2016 oraz Targów Towarzystwa Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) 9–10 czerwca 2016 r.

W 1896 r. uruchomiono „oficjalnie” pierwszą w Polsce elektrownię wodną – Strugę na Słupii, a w zaborze austriackim w 1898 r. powstała elektrownia wodna o mocy 45 kW w Nowym Targu. W 1901 r., na wniosek Stanisława Niementowskiego, sprawa wykorzystania energii wody została po raz pierwszy poruszona w Sejmie Galicyjskim. Komisja Wodna w sprawozdaniu z 4 lipca 1901 r. zaproponowała wybudowanie elektrowni wodnych na rzekach podlegających zarządowi państwa. Wybrano łącznie 130 lokalizacji elektrowni wodnych o mocy 520 MW, które wydawały się najkorzystniejsze, i przeprowadzono studia, a nawet częściowo opracowano projekty generalne. Do najciekawszych obiektów objętych planem należały: Porąbka, Rożnów, Myczkowce i Solina o mocy 30 MW. W 1936 r. oddano do użytku elektrownię szczytowo-pompową o mocy 95 MW w Dychowie na rzece Bóbr [24].

W okresie międzywojennym wzrosła rola hydroenergetyki w gospodarce II RP. W 1935 r. w Polsce pracowało ponad 8 tys. małych elektrowni wodnych i kilkanaście tysięcy innych obiektów korzystających z energii wody. Co więcej, w okresie międzywojennym rozwinęła się rodzima produkcja maszyn młyńskich, które cieszyły się dużym powodzeniem w kraju i za granicą [13].

Pierwszy „cios” polskiemu młynarstwu zadała II wojna światowa – wiele młynów spłonęło, a młynarze zginęli bądź zostali wywiezieni na przymusowe roboty. Drugi „cios” został zadany przez władze komunistyczne po II wojnie światowej. Zgodnie z Manifestem PKWN z dnia 22 lipca 1944 r. zakłady przemysłowe (w tym młyny) miały przejść pod zarząd państwowy. Oznaczało to sukcesywne niszczenie prywatnych młynów i elektrowni wodnych i jednocześnie rozwój energetyki „centralnej” opartej na węglu, a zarządzanej przez władze komunistyczne [13]. W rękach prywatnych pozostały bardzo małe młyny i elektrownie wodne, zwłaszcza te, które były połączone bezpośrednio z domem mieszkalnym. Niestety, właściciele nęskano domiarami podatków, kontrolami i karami dopóty, dopóki nie zawiesili swojej działalności [13].

Źle prowadzone melioracje, zniszczenie młynów i elektrowni wodnych wraz z urządzeniami podpiętrżającymi, a wreszcie wydobywanie i spalanie węgla nie tylko naruszyły stosunki wodne w całej Polsce, ale przede wszystkim zubożyły Polskę w zasoby wodne.

#### **4.3.1. Skutki gospodarcze upadku młynów i małych elektrowni wodnych**

Zniszczenie obiektów hydroenergetycznych spowodowało zwiększenie się bezrobocia i niższe wpływy podatkowe do gmin. Co więcej, 25 tys. obiektów



#### 4. Energetyka wodna w Polsce

wodnych zapewniało małą retencję, zwiększając zasoby wodne, a jednocześnie zapobiegając powodziom podczas ulewnych deszczy.

Do zubożenia Polski w wodę przyczyniły się również: wylesienie, źle prowadzone melioracje oraz ogromna konsumpcja wody przez górnictwo i energetykę węglową. Górnictwo i energetyka zużywają aż 73% wody na cele gospodarcze w Polsce. Według danych GUS [25] i raportów czasopisma „Węgiel Brunatny” [26] same kopalnie wypompowują aż 957 mln m<sup>3</sup> wody rocznie. Tak ogromny ubytek powoduje stopniowe zmniejszanie się zasobów wodnych i coraz większe stepowanie Polski. Warto zaznaczyć, że rolnictwo i leśnictwo w całym kraju zużywają 79 mln m<sup>3</sup>, czyli 8% tego, co górnictwo i 1% tego, co górnictwo i energetyka węglowa.

Na efekty tych bezmyślnych działań nie trzeba było długo czekać – Polskę zaczęły nękać długotrwałe susze, obniżające produkcję rolniczą i grożące blackoutem elektrowni na węgiel (brak wody do chłodzenia). W związku z tym Prezes Rady Ministrów, gen. Wojciech Jaruzelski wydał w 1982 r. zezwolenie na uruchomienie MEW przez osoby prywatne [17]. Od tego czasu zaczęto rozwijać nie tylko energetykę wodną zawodową, ale także małą energetykę wodną.

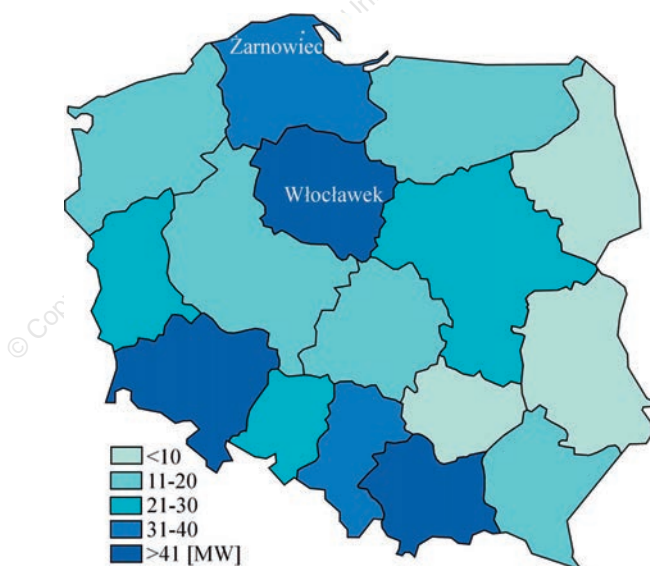


Rys. 6. Rzeka Nępa w 2009 i w 2016 r. (fot. B. Igliński)

Przygotowując informacje na temat młynów i elektrowni wodnych w Polsce, przypadkowo odkryliśmy, że rzeka Noteć, siódma pod względem długości i szósta pod względem powierzchni dorzecza w Polsce, na swoim górnym odcinku wyschła (powyżej połączenia z Kanałem Ślesińskim, tj. Warta–Gopło). Rysunek 6 przedstawia zdjęcia wykonane w 2009 r. (u góry) i w sierpniu 2016 r. (na dole). Wyschło nie tylko koryto rzeczne, ale i okoliczna roślinność, w tym krzewy i drzewa.

#### 4.4. Stan aktualny energetyki wodnej w Polsce

Obecnie moc urządzeń produkujących energię elektryczną z wykorzystaniem turbin wodnych w Polsce to 990 MW w 755 elektrowniach wodnych [27], w tym 740 obiektów to małe elektrownie wodne. Najwyższą mocą hydroenergetyki charakteryzują się województwa: kujawsko-pomorskie, dolnośląskie i małopolskie. Z kolei największą elektrownią w Polsce jest elektrownia (stopień wodny na Wiśle) Włocławek (rys. 7).



Rys. 7. Moc elektrowni wodnych w Polsce (opracowanie własne)

#### 4.4.1. Elektrownia wodna we Włocławku

W roku 1952 w Komitecie Gospodarki Wodnej utworzonym przy Polskiej Akademii Nauk przystąpiono do opracowania „Założeń planu perspektywicznego gospodarki wodnej w Polsce”, w których m.in. przewidziano budowę stopni wodnych żeglugowo-energetycznych na całej długości Wisły, rozpatrywanej jako droga wodna łączącą Śląsk z Bałtykiem. Szczególne znaczenie w tej koncepcji przypisano wykorzystaniu znaczącego potencjału energetycznego Dolnej Wisły [28].

W latach 1956–1957 w CBS i PBW „Hydroprojekt” przy współpracy z PAN opracowano koncepcję budowy kaskady stopni piętrzących z elektrowniami wodnymi na odcinku Wisły od ujścia Narwi do Tczewa. Kaskada Dolnej Wisły miała być zwartym systemem 8 stopni wodnych niskiego spadku ze zbiornikami przepływowymi spiętrzonymi do poziomu wody średniej rocznej (SSQ) w dolnym stanowisku stopnia poprzedzającego. Jest to konieczne dla uzyskania odpowiedniej głębokości wody poniżej stopnia piętrzącego (tzw. podparcie stopnia), w celu uniknięcia erozji dna i dewastacji koryta. Do projektowanej Kaskady Dolnej Wisły został również dołączony stopień Warszawa-Północ, położony powyżej ujścia Narwi, który miał być „naturalnym górnym ograniczeniem” zabudowy Dolnej Wisły i był przewidywany do realizacji równocześnie z Kaskadą. Charakterystykę stopni z zestawieniem mocy instalowanej i produkcji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli 1 [28].

Tabela 1. Stopnie Kaskady Dolnej Wisły wg koncepcji z 1957 r. [28]

Nr	Nazwa stopnia	Odcinek rzeki [km]	Spad rzeki [m]	Średni przepływ [m <sup>3</sup> /s]	Moc [MW]	Średnia produkcja energii [GWh/rok]
1	Warszawa Płn.	539,5	9,0	557	70	280
2	Wyszogród	585,5	8,0	860	90	410
3	Płock	618,0	6,7	922	85	350
4	Włocławek	674,8	11,3	930	160	640
5	Ciechocinek	713,0	8,5	948	100	460
6	Solec Kuj.	759,0	7,5	980	95	410
7	Chełmno	808,0	8,0	1 005	100	516
8	Nowe	868,0	9,5	1 019	100	516
9	Tczew	903,5	8,5	1 030	90	440

Podstawową funkcją Kaskady miała być produkcja energii wykorzystywanej w systemie energetycznym do celów interwencyjnych i regulacyjnych

w cyklu wyrównania dobowego, tzn. praca w godzinach szczytów energetycznych, z wykorzystaniem wody zmagazynowanej w pozostałej części doby. Oprócz funkcji energetycznej KDW miała spełniać istotną funkcję żeglugową, tworząc drogę wodną IV klasy międzynarodowej na odcinku od Warszawy do Bałtyku [28, 29].

Projekt wstępny stopnia Włocławek został zatwierdzony w roku 1959 i podjęto decyzję o jego realizacji. Wybór lokalizacji stopnia wynikał z korzystnych warunków topograficznych, wysokiej efektywności produkcyjnej elektrowni wodnej (najwyższy spad) oraz zamiaru przygotowania warunków do budowy planowanego Kanału Centralnego, który miał pobierać wodę ze zbiornika Włocławek. Budowa stopnia rozpoczęła się w roku 1962, a zakończenie prac nastąpiło w roku 1970 [28].

Stopień wodny we Włocławku składa się z następujących elementów: zapory ziemnej czołowej, jazu zamykanego stalowymi zasuwami powłokowymi, elektrowni i śluzy żeglugowej w wymiarach 12×115 m, zaprojektowanej na przepustowość 6 mln ton rocznie, oraz przepławki dla ryb, usytuowanej w filarze działowym między jazem a elektrownią. W elektrowni pracuje 6 hydrozespołów Kaplana o mocy zainstalowanej 160,2 MW [28, 29].

#### **4.4.2. Elektrownia szczytowo-pompowa w Żarnowcu**

W Polsce pracuje sześć elektrowni wodnych szczytowo-pompowych, z których największą jest Elektrownia Wodna Żarnowiec o mocy 716 MW (rys. 8).

Wybór miejsca budowy elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec nad Jeziorem Żarnowieckim wynikał z dogodnych warunków ukształtowania terenu. Rozległa rynna lodowcowa umiejscowiona między dwoma wzniesieniami plejstocenijskiej wysoczyzny morenowej spełniała wszystkie warunki do zainstalowania tu elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 680 MW. Dodatkowo w pobliżu miała powstać elektrownia atomowa Żarnowiec, tak więc elektrownia wodna miała pełnić funkcję „akumulatora” energii. Pierwsze prace przygotowawcze do budowy rozpoczęto w czerwcu 1972 r. Latem 1981 r. główne obiekty hydrotechniczne: zbiornik górny, trasa rurociągów i kanał dolotowy były gotowe do zalania. Wiosną 1983 r. elektrownia osiągnęła pełną sprawność. Elektrownia Żarnowiec wyposażona jest w 4 odwracalne, ustawione diagonalnie hydrozespoły, dysponujące szerokim zakresem mocy regulacyjnej o wielkości 1516 MW: 800 MW pobieranych z systemu i 716 MW mocy generowanej [30].



Rys. 8. Derywacja elektrowni Żarnowiec (fot. B. Igliński)

Poszczególne zespoły pracują w układzie blokowym, stanowiąc 4 niezależne ciągi technologiczne i wyprowadzenia mocy, z niezależnym sterowaniem dla poszczególnych zespołów. Indywidualna praca tych zespołów ustala globalny charakter pracy elektrowni, decydując o jej regulacyjno-interwencyjnych funkcjach w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Na funkcje te składają się:

- łagodzenie krzywej dobowego obciążenia systemu;
- pokrywanie nagłych ubytków i występujących w systemie przyrostów poboru mocy;
- optymalizowanie pracy krajowego systemu elektroenergetycznego przez prowadzenie szybkiej i stałej regulacji dostarczanej do systemu mocy czynnej;
- regulowanie rozplywów mocy biernej w systemie [30].

Górny zbiornik elektrowni jest całkowicie sztucznym akwenem wodnym, wybudowanym na płaskim szczycie najwyższego ze znajdujących się wokół Jeziora Żarnowieckiego. Przy powierzchni całkowitej 135 ha i pojemności użytkowej 13,8 mln m<sup>3</sup> wody, zbiornik stanowi akumulator energii elektrycznej w ilości 3,6 tys. MWh. Ta ilość wody pozwala na zasilanie przez około 5,5 godz. systemu elektroenergetycznego maksymalną mocą. Ponowne uzupełnienie wody w zbiorniku górnym wymaga około 6,5 godz. pracy 4 hydrozespołów w ruchu pompowym [30].

Dobowe wahania poziomu wody w zbiorniku górnym wynoszą 16 m. W korpus obwałowań zbiornika wkomponowana jest komora wlotowa sta-

nowiąca ujęcie wody do turbin elektrowni – niezależnie dla każdego z hydrozespołów. W budowlu tej, o kubaturze 36 tys. m<sup>3</sup>, zainstalowano zestawy krat wlotowych, a w dalszej części zasuwę awaryjną i zamknięcia remontowe. Do każdego z hydrozespołów woda doprowadzana jest 4 stalowymi rurociągami ciśnieniowymi o długości ponad 1,1 tys. m każdy. Maksymalny przepływ wody 4 rurociągami wynosi 700 m<sup>3</sup>/s, czyli tyle, ile wynosi średni roczny przepływ Wisły w okolicach Warszawy. Na całej długości trasy rurociągów zlokalizowane są punkty kontrolne ewentualnych wycieków wody [30].

Zbiornikiem dolnym elektrowni jest rynnowe Jezioro Żarnowieckie, jedno z największych na tym terenie. Całkowita powierzchnia jeziora wynosi 1470 ha, a jego pojemność 106 mln m<sup>3</sup>. Doprowadzenie i odprowadzenie wody z elektrowni realizowane jest specjalnie w tym celu zbudowanym kanałem odpływowym. Kanał ten o maksymalnej głębokości 13 m i szerokości dna 100 m, ma długość 835 m [30].

Wyprodukowana energia elektryczna przesyłana jest z generatora do transformatora blokowego o napięciu 15,75 kV. W Elektrowni Wodnej Żarnowiec zainstalowano 4 transformatory blokowe o mocy 240 MVA każdy. Ich zadaniem jest podwyższenie napięcia do wartości 400 kV, zanim wyprodukowana energia zostanie oddana do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Elementem łączącym elektrownię z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym jest stacja wysokiego napięcia, wyposażona w pola 400 i 110 kV. Poprzez rozdzielnię 400 kV energia jest przekazywana do elektrowni na pompowanie lub wyprowadza się ją do systemu [30].

#### **4.4.3. Przykładowe hydroelektrownie w Polsce**

Poniżej przedstawiono opis wybranych elektrowni wodnych. Wybrano najstarsze, ale działające do dziś elektrownie wodne. Wiele z nich posiada unikatowe urządzenia hydrotechniczne, inne są z kolei bardzo nowoczesne.

##### **4.4.3.1. Elektrownia wodna Janowice**

Elektrownia wodna Janowice znajduje się na rzece Odra w miejscowości Jeszkowice, gmina Czernica, województwo dolnośląskie. Jest nierozdzielnie związana z historią stopnia wodnego w Janowicach i wraz z nim stanowi przestrzenno-funkcjonalną i historyczną całość. Początkowo uważano, że kanalizacja Odry od Koźła do ujścia Nysy Kłodzkiej wystarczy, jednak prognozy nie sprawdziły się i już od roku 1907 rozpoczęto dalszą przebudowę odrzańskiej drogi wodnej. Prace trwały do 1922 roku – powstało wówczas

10 nowych stopni wodnych. Z tego też okresu (lata 1912–1916) pochodzi stopień wodny w Janowicach. W 1920 r. rozpoczęto budowę przepływowej elektrowni wodnej Janowice, którą ukończono trzy lata później [31].

W budynku maszynowni elektrowni zainstalowano dwa hydrozespoły, a w ich skład wchodziły turbiny Francisa o łącznej mocy 1,1 MW, przekładnie główne, regulatory i generatory. Od czasu powstania elektrownia i jej wyposażenie było poddawane koniecznym pracom naprawczym i konserwacyjnym. W latach 2009–2011 przeprowadzono kompleksową modernizację obiektu, polegającą przede wszystkim na zastąpieniu dwóch pionowych turbozespołów Francisa czterema nowoczesnymi turbinami rurowymi Kaplana wraz z rozdzielnią i nastawnią powodującą automatyzację pracy oraz wzrost mocy zainstalowanej o 420 kW [31, 32].

#### 4.4.3.2. Elektrownia wodna w Smołdzinie

Elektrownia wodna w Smołdzinie o mocy 220 kW została zbudowana w 1935 r.<sup>1</sup> w pobliżu ujścia rzeki Łupawy do jeziora Gardno. Elektrownia jest najniżej położoną elektrownią na Łupawie. Pierwotne budowle hydrotechniczne służyły do piętrzenia wody dla napędu istniejącego tu wcześniej tartaku i młyna. Po likwidacji młyna w latach 50. ubiegłego stulecia budowle piętrzące służyły do piętrzenia wody dla nawodnień użytków rolnych. Konstrukcja ścian elektrowni w części nadziemnej murowana jest z cegły ceramicznej. Wyposażenie elektrowni stanowią dwie turbiny Francisa [33, 34].



Rys. 9. Elektrownia wodna w Smołdzinie (fot. D. Kamiński)

<sup>1</sup> Niektóre źródła podają, że elektrownia powstała już w 1913 r., np.: [32].

#### 4.4.3.3. Elektrownia wodna Pilchowice

W 1903 r. rozpoczęto prace przy budowie stopnia wodnego w Pilchowicach I. Pierwszym etapem, po przeprowadzeniu prac geologicznych, było zbudowanie kanału odprowadzającego wodę z rzeki Bóbr. W styczniu 1904 r. rozpoczęto drążenie tunelu pod Górą Zamkową. W odległości 152 m od wlotu sztolni zbudowano 45-metrowy szyb, w którym znajdują się obecnie urządzenia umożliwiające spuszczenie wody ze zbiornika wodnego z ominięciem elektrowni wodnej. Dnia 16 listopada 1912 r. nastąpiło oficjalne otwarcie zapory przez ówczesnego Cesarza Wilhelma II. Początkowo zainstalowano 5 turbozespołów. Dziewięć lat później, w 1921 r., dokonano zmian w projekcie i zainstalowano kolejny turbozespół, dzięki czemu moc elektrowni wzrosła, na dzień dzisiejszy wynosi 7,585 MW [35].

Elektrownię wodną Pilchowice II uruchomiono 13 października 1927 roku. Jest to elektrownia przepływowa, derywacyjna. Derywacja w postaci kanału otwartego o długości 1396 m, biegnącego częściowo w wykopie i częściowo w nasypie, pozwoliła na uzyskanie dla elektrowni spadku w wysokości 5 m. Wodę piętrzy jaz o długości całkowitej 101 m. W hali maszyn zainstalowano trzy różne turbozespoły z turbinami Francisa firmy J. M. Voith i generatorami synchronicznymi produkcji AEG. Ich łączna moc wynosi 0,824 MW [35].

#### 4.4.3.4. Elektrownia Wierzyca w Nowej Wsi

W 2012 r. odbyło się uroczyste otwarcie nowoczesnej elektrowni w gminie Stargard Gdański. Elektrownia ma turbinę Kaplana o średnicy wirnika 1120 mm, położoną w układzie typu S. Dla spadku określonego dla MEW Nowa Wieś turbina jest w stanie wykorzystać maksymalnie 7,5 m<sup>3</sup>/s wody, a najwyższy punkt sprawności osiąga dla „przełyku” 6,8 m<sup>3</sup>/s. Maksymalna moc turbiny wynosi 328 kW, a nominalne obroty 380 obr./min [36].



Rys. 10. Elektrownia Wierzyca w Nowej Wsi (fot. B. Iglński)



Rocznie MEW na rzece Wierzycy może wyprodukować powyżej 2 tys. MWh energii elektrycznej. Energia ta korzystnie wpływa na system elektroenergetyczny dzięki poprawie parametrów sieci rozdzielczej niskiego i średniego napięcia. Wykorzystują ją odbiorcy z najbliższego otoczenia, co eliminuje straty energii na przesył, rozdziale i transformacji [36].

##### 4.4.3.5. Elektrownia wodna Żelkowo

Wybudowana w latach 1907–1909 elektrownia wodna Żelkowo jest największą elektrownią na Łupawie. Zlokalizowana jest na 31 km rzeki Łupawy, pomiędzy elektrowniami Drzeżewo i Smoładzino. Poważnie zniszczona w czasie II wojny światowej, została odbudowana i ponownie uruchomiona w 1954 r. Budowle piętrzące i upustowe (jaz ze stałym przelewem, jaz z zamknięciami ruchomymi i jaz na wlocie do kanału roboczego) znajdują się na 35 kilometrów rzeki. Woda do elektrowni jest doprowadzana kanałem derywacyjnym długości 2,9 km. Doprowadzenie wody kanałem pozwala na uzyskanie spadku o wartości 6 m. Elektrownię wyposażono w dwie turbiny Francisa o osi poziomej. Przepływ każdej z turbin wynosi  $5,3 \text{ m}^3/\text{s}$ , a moc elektrowni 382 kWh. Roczną produkcję szacuje się na 2,3 MWh [37].



Rys. 11. Elektrownia wodna Żelkowo (fot. D. Kamiński)\*

---

\* Podziękowania dla pana Dariusza Kamińskiego za użyczenie zdjęć.

## 4.5. Nowe kierunki produkcji energii z wody

Wykorzystanie energii odpadowej wody użytkowej może być realizowane przez hydrozespół elektrowni, zainstalowany na trasie jej doprowadzenia lub odprowadzenia. Elektrownie tego typu są kwalifikowane jako małe elektrownie wodne pracujące przepływowo. Największe możliwości wykorzystania wody użytkowej występują w energetyce przy układach chłodniczych elektrowni ciepłych na paliwo klasyczne czy jądrowe. Nośnikiem energii jest darmowa woda użytkowa odpadowa z procesu przemysłowego, traktowana jako odnawialne źródło energii. Przepływ strumienia wody użytkowej jest prawie niezależny od warunków pogodowych i praktycznie można przyjąć stałość tego przepływu. Wykorzystanie istniejącej części budowli hydrotechnicznej instalacji chłodzenia znacznie obniża koszty zainstalowania elektrowni wodnej. Wytwarzanie energii elektrycznej z wody użytkowej jest czyste ekologicznie i poprawia jakość wody zwracanej do środowiska (schładzanie i dotlenianie wody w wyniku przepływu przez turbinę) [38].

### 4.5.1. MEW Skawina II

Zainstalowana moc elektrowni wynosi 1,6 MW. Woda może być zrzucana albo przez stopień wodny z hydrogeneratorem, albo bezpośrednio do rzeki, z ominięciem elektrowni wodnej. Ilość wody doprowadzanej do elektrowni zależy od stopnia schładzania skraplaczy, a ten z kolei zależy od wielkości produkcji energii elektrycznej elektrowni kondensacyjnej oraz pory roku. Dysponowany przepływ wody dla elektrowni wodnej w okresie letnim wynosi 23,3 m<sup>3</sup>/s, a w okresie zimowym – 17,8 m<sup>3</sup>/s. Minimalny przepływ, 10 m<sup>3</sup>/s, może wystąpić przez 10–15 dni w skali roku. Najwyższa temperatura wody zrzutowej w okresie letnim wynosi +35°C. W 2010 r. MEW Skawina obchodziła 50-lecie eksploatacji z reżimem pracy ponad 8 tys. godz. w roku, przy średnim obciążeniu gwarantowanej mocy. Drugą osobliwością MEW Skawina jest jej nieprzerwana od 1960 r. praca z dużą liczbą godzin w roku, bez wymiany urządzeń i dużych, znaczących remontów [38].

#### 4.5.2. MEW Toruń

Projekt budowy instalacji MEW w oczyszczalni ścieków jest pionierskim rozwiązaniem mającym na celu odzysk energii<sup>2</sup> W skład hydrozespołu wchodzi:

- budynek hydroelektrowni (rys. 12);
- rurociąg stalowy DN1000;
- komora pomiarowa z przepływomierzem;
- przepływomierz Siemens DN1000;
- zasuwą spiętrzającą wodę w komorze K10;
- turbina Francisa ze stali nierdzewnej (zakres przepływów 0,25–1,2 m<sup>3</sup>/s) (rys. 13);
- generator – silnik 1LE1501 o mocy 55 kW;
- zasuwą nożną DN800 przed turbiną wodną [39].



Rys. 12. Hydroelektrownia w Toruniu (fot. B. Igliński)

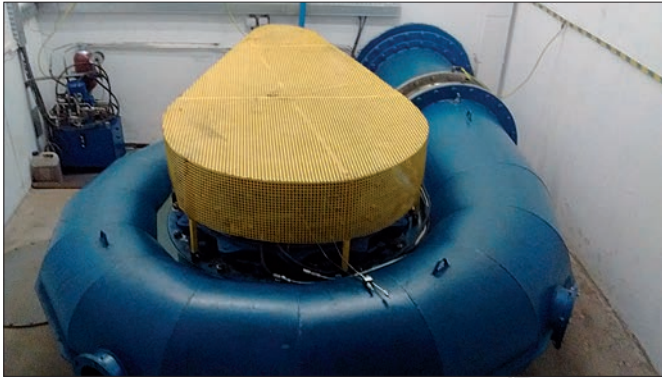
Turbozespół ma pełną automatykę sterowniczą, która realizuje bezobsługową pracę oraz kontrolę procesów w MEW, między innymi:

- automatyczne ustawianie łopat kierowniczych;
- utrzymanie wody górnej na stałym poziomie;

---

<sup>2</sup> Podziękowania dla Oczyszczalni Ścieków „Centralna” w Toruniu za przekazane informacje i możliwość wykonania zdjęć.

- kontrola poziomu wody górnej oraz dolnej;
- automatyczne włączanie oraz wyłączanie turbiny po zaniku napięcia,
- serwis oraz podgląd parametrów turbiny on-line [39].



Rys. 13. „Serce” hydrozespołu z turbiną Francisa (fot. B. Igliński)

To innowacyjne podejście poprawi ekonomiczny, ekologiczny i finansowy statut przedsiębiorstwa oraz wyróżni je na tle innych tego typu przedsiębiorstw na całym świecie [39].

#### 4.5.3. MEW Kraków

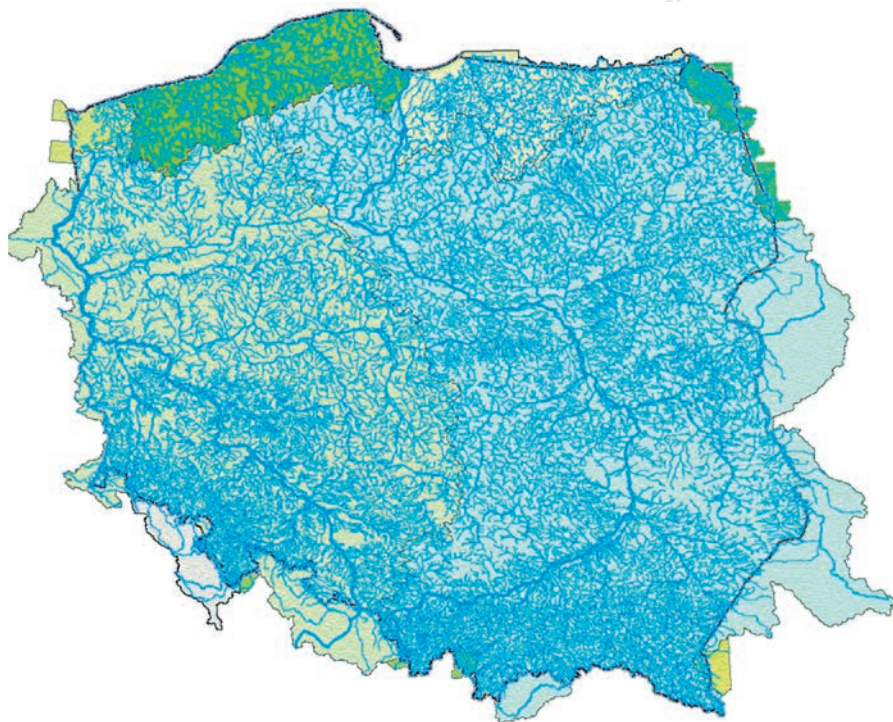
Wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych to jeden z priorytetów w działalności wodociągów krakowskich. Z jednej strony jest to wkład w ochronę środowiska, z drugiej oznacza obniżenie kosztów funkcjonowania, gdyż koszt energii elektrycznej stanowi 10% ogółu kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo. OZE produkuje się z biogazu, fotowoltaiki i z wody [40].

Mając na względzie ukształtowanie terenu oraz istniejące na trasie rurociągów zabudowania technologiczne, zdecydowano o montażu turbiny w komorze pomiarowej KP 3 w Sierczy. Istniejąca komora miała odpowiednie warunki techniczne i miejsce pod przyszłą zabudowę. Nie bez znaczenia był również fakt, iż to właśnie w tej komorze odbywa się regulacja napływu wody w kierunku zbiorników w Sierczy. Po dokonaniu szczegółowych obliczeń ustalono, że przy aktualnych parametrach pracy sieci magistralnej można odzyskać ok. 440 kW energii elektrycznej. Ze względu na uwarunkowania terenowe zdecydowano o zastosowaniu turbiny Francisa pracującej ze zmienną geometrią łopatek. Turbina, niezależnie od wszystkich wymagań

technicznych, musiała spełnić bardzo rygorystyczne wymagania dotyczące urządzeń mających kontakt z wodą przeznaczoną do spożycia [40].

### 4.6. Potencjał hydroenergetyki w Polsce

Analizując sieć hydrograficzną (rys. 14), można stwierdzić, że Polska ma duży potencjał do budowy elektrowni wodnych, a w szczególności małych elektrowni wodnych, z wykorzystaniem również dawnych piętrzeń (często 1–2-metrowe) [41]. Trudne, ale realne jest osiągnięcie liczby instalacji wodnych sprzed II wojny światowej (25 tys.). Pozwoliłoby to częściowo pokryć potrzeby energetyczne Polski.



Rys. 14. Sieć hydrograficzna Polski (opracowanie własne za [41])

Teoretyczne zasoby hydroenergetyczne naszego kraju szacuje się na 25 TWh/rok, natomiast zasoby techniczne na 14 TWh/rok. W Polsce wykorzystanie zasobów energii wodnej kształtuje się na poziomie jedynie 12%,

dla porównania Niemcy korzystają z nich w 80%, Norwegia w 84%, a Francja – w prawie 100%. Wdrożenie nowych technologii, np. turboregulatorów umożliwiających produktywnie wykorzystanie wód powodziowych lub jazów powłokowych pozwalających na podpiętrzanie wody bez konieczności prowadzenia poważnych prac hydrotechnicznych, może przynieść dodatkowe zyski energetyczne, a także w wielu przypadkach znacznie obniżyć koszty inwestycji [42].

Według danych Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej (KZGW) [43], liczba obiektów piętrzących w Polsce wynosi 16 tys. (rys. 15).



Rys. 15. Lokalizacja obiektów piętrzących [43]

Uważamy, że potencjał energetyki wodnej w Polsce jest niedoszacowany. Należałoby:

- odtworzyć potencjał hydroenergetyki z lat 50. XX wieku (dotyczy mikro-, mini-, małych elektrowni wodnych);
- zaadaptować/odtworzyć istniejący w przeszłości potencjał z lat 20. XX wieku (dotyczy nano- i pikoelektrowni wodnych);
- zaadaptować do celów energetycznych potencjał powstały w wyniku prac melioracyjnych;
- wykorzystać potencjał wody wodociągowej i odpadowej.

Zagospodarowywanie potencjału hydroenergetycznego poprzez rewitalizację siłowni wodnych ma tę zaletę, że zdecydowana większość lokalizacji została już zidentyfikowana, a w niektórych przypadkach częściowo wykonane są prace hydrotechniczne. W naszym opracowaniu podamy obliczenia potencjału małej energetyki wodnej w „stepowiejącej” Wielkopolsce.

#### **4.6.1. Możliwości przywrócenia MEW w Wielkopolsce**

Jeszcze niedawno młyny i małe elektrownie wodne były częstym widokiem w Wielkopolsce. Oprócz produkcji energii, zapewniały retencję wody i to od kilkuset lat. Sieć hydrograficzna była nierozzerwalnie związana z małymi podpiętrzeniami wody, można więc powiedzieć, że była w swoistej „symbiozie”.

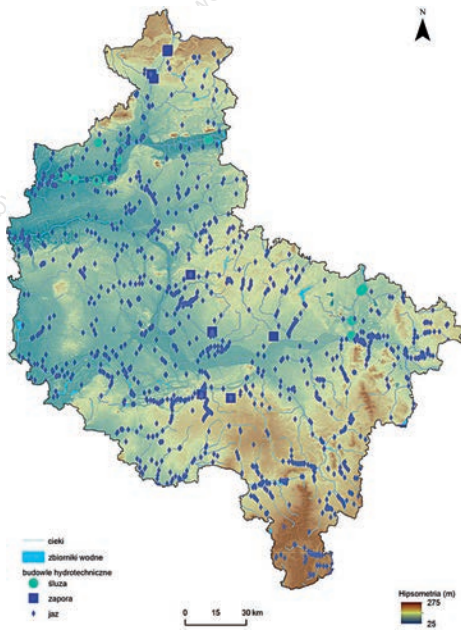
Na rysunku 16 przedstawiono dotychczas zebrane dane dotyczące potencjalnych miejsc lokalizacji małych elektrowni wodnych na podstawie lokalizacji dawnych młynów. Zdigitalizowano 251 takich obiektów. Można stwierdzić, że ich rozprzestrzenienie w granicach województwa jest równomierne, choć największa ich liczba znajduje się w południowej części województwa. Trzeba podkreślić, że baza ta nie odzwierciedla pełni lokalizacji i takowych jest na pewno więcej, a kolejne obiekty są cały czas dodawane [44].

Na obszarze województwa znajduje się 1229 obiektów hydrotechnicznych: 10 zapor, 11 śluz i 1208 jazów (rys. 17).

Można założyć, że co najmniej połowę obiektów hydrotechnicznych znajdujących się na terenie województwa wielkopolskiego można wykorzystać do produkcji energii elektrycznej. Przyjęto, że moc średnia jednej elektrowni będzie na poziomie elektrowni obecnie pracujących w województwie wielkopolskim (0,4 MW), wówczas potencjał wynosi 246 MW, produkcja prądu 1,22 TWh (około 10% zapotrzebowania województwa). Proszę zwrócić uwagę, że jest to szacunek, dokładne określenie potencjału wymaga dalszych szczegółowych badań [45].



Rys. 16. Lokalizacja przyszłych elektrowni wodnych (po młynach) (opracowanie własne)



Rys. 17. Obiekty hydrotechniczne w województwie wielkopolskim (opracowanie własne)



## 4.7. Czy należy rozwijać energetykę wodną?

Do niedawna energetyka wodna była postrzegana jako „czysta” i przyjazna środowisku. Należy jednak stwierdzić, że bardzo duże elektrownie wodne, szczególnie zbiornikowe, mają również negatywny wpływ na środowisko, gdyż pod budowę zbiornika zaporowego trzeba wysiedlić setki osób i zalać ogromne obszary; dodatkowo zmieniają się gatunki flory i fauny. Duże elektrownie wodne są za to długowieczne, mają wysoką sprawność i nie potrzebują paliwa, więc w długim horyzoncie czasu są o wiele bardziej przyjazne środowisku niż kopalnie (szczególnie odkrywkowe) i elektrownie węglowe [45, 46].

Warto rozwijać zwłaszcza małe elektrownie wodne (MEW), których oddziaływanie na środowisko jest niewielkie, a w aspekcie małej retencji bardzo korzystne. MEW są elementem systemu regulacji stosunków wodnych, poprawiają wilgotność gleb i poziom wód gruntowych. Współtworzą zatem, dzięki licznym podpiętrzeniom i zbiornikom retencyjnym, małą retencję wodną. Z tego względu dalszy rozwój małej energetyki wodnej powinien być związany z inwentaryzacją istniejących budowli piętrzących na ciekach podstawowych oraz planowanych nowych lokalizacji. Z kolei przy określaniu dalszego kierunku inwestowania, każdorazowo należałoby uwzględnić potencjalne możliwości budowy MEW [45–49].

Ponadto MEW korzystnie wpływają na system elektroenergetyczny dzięki poprawie parametrów sieci rozdzielczej niskiego i średniego napięcia. Energia elektryczna z MEW jest wykorzystywana przez odbiorców z najbliższego otoczenia. To eliminuje straty energii na przesyle, rozdziale i transformacji, które występują w przypadku dużych elektrowni systemowych i wynoszą do 25% [45–49].

Głównym zarzutem stawianym wobec MEW jest ich negatywne oddziaływanie na ichtiofaunę, ponieważ przerywają ciągłość morfologiczną rzeki i kaleczą ryby przepływające przez turbiny. Obecnie jednak zdecydowana większość tych obiektów powstaje prawie wyłącznie na już istniejących piętrzeniach, a budowa przepławek jest obligatoryjna, dlatego też inwestycje te nie prowadzą współcześnie do przerywania ciągłości rzek, a wręcz przeciwnie, udrażniają je. Dzięki temu występujące tam potamodromiczne<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Gatunki ryb, które odbywają wędrówki tylko w obrębie śródlądowych wód słodkich.

gatunki ryb, takie jak np. pstrąg potokowy czy kleń oraz gatunki anadromiczne wpływające okresowo do rzek z morza, np. łosoś, troć wędrowna czy certa, mogą dotrzeć do niedostępnych wcześniej miejsc tarliskowych, znajdujących się w górnych fragmentach rzek. Należy zauważyć, że w przypadku niewielkich cieków, niebędących kluczowymi trasami wędrówek ichtiofauny, jedyną szansą na zdobycie środków potrzebnych do przywrócenia ich ciągłości bywa nieraz pozyskanie inwestora zainteresowanego realizacją MEW [45–49].

Negatywne oddziaływanie turbin zostało prawie całkowicie wyeliminowane dzięki wprowadzeniu przyjaznych środowisku technologii, takich jak wspomniane już śruby Archimedes, umożliwiające bezpieczne przepływanie przez nie ryb czy też coraz częstsze stosowanie różnego rodzaju kurtyń behawioralnych (bariery żaluzjowe, świetlne, akustyczne i elektryczne). Można zauważyć, że w ostatnich latach dokonał się znaczny postęp technologiczny w branży MEW i pozytywne oddziaływania zdecydowanie przeważają nad tymi negatywnymi. Co więcej, obecne podejście do tematu energetyki wodnej skierowane jest ku minimalizacji wpływu na środowisko, nawet kosztem zmniejszenia korzyści ekonomicznych. Tak więc dalszy rozwój małej energetyki wodnej przyczynia się do powstawania nowych technologii, coraz efektywniejszych, a zarazem oddziałujących w minimalnym stopniu na środowisko. Jedną z pierwszych elektrowni wodnych w Polsce, w której zastosowano śrubę Archimedes, jest MEW Bieleckie Młyny pod Kielcami [45–49].



Rys. 18. Przepławka dla ryb przy małej elektrowni wodnej (fot. B. Igliński)



Rys. 19. Oczyszczanie wody z zanieczyszczeń „grubych” przy małej elektrowni wodnej (fot. B. Igliński)

Rozwój MEW jest ważny zarówno dla rolnictwa i mieszkańców wsi, jak i dla mieszkańców małych miast. Oprócz gromadzenia zasobów wody pitnej, można je wykorzystywać dla celów ochrony przeciwpowodziowej, rolniczych, małych zakładów przetwórstwa rolnego, melioracji, rekreacji, sportów wodnych i zdrowia. Powstają zatem także nowe miejsca pracy [45–49].

MEW poprawiają również jakość wody, ponieważ oczyszczanie mechaniczne od oraz natlenienie wody poprawia zdolność rzek do samooczyszczania biologicznego. Ponadto z reguły znakomicie wkomponowują się w krajobraz i uznawane są powszechnie za najbardziej przyjazne człowiekowi źródło energii odnawialnej, gdyż nie powodują emisji jakichkolwiek gazów lub wytwarzania ścieków. Poza tym MEW zużywa niewielkie ilości energii na potrzeby własne, około 0,5–1%, podczas gdy zużycie w przypadku elektrowni tradycyjnych wynosi około 10% [45–49].

## Literatura

1. Z. Gloger, *Encyklopedia staropolska ilustrowana. Tom III*, Druk Piotra L. Laskauera i S-ki, Warszawa 1902.
2. B. Baranowski, *Polskie młynarstwo*, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Wrocław–Warszawa–Kraków–Gdańsk 1977.
3. K. Buczek, *Z dziejów młynarstwa w Polsce średniowiecznej*, „Małopolskie Studia Historyczne” 1 (12), 1969, s. 17–51.

4. M. Dembińska, *Przetwórstwo zbożowe w Polsce Średniowiecznej (X–XIV wiek)*, PAN, Wrocław 1973.
5. S. Malepszak, *Bukowiec Górny na tle dziejów Krainy Przemęckiej*, Leszczyńskie Towarzystwo Kulturalne, Leszno 1995.
6. S. Małyszczycycki, *Młynarstwo zbożowe*, t. 1, Arkonia, Warszawa 1890.
7. R. Grodecki (przekład), *Księga henrykowska*, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Wrocław 2004.
8. M. Kanior, *Rola Kościoła i Zakonów, Historia literatury polskiej w dziesięciu tomach*, t. 1: *Średniowiecze*, Bochnia–Kraków–Warszawa 2002.
9. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Szlak\\_Cysterski](https://pl.wikipedia.org/wiki/Szlak_Cysterski) (dostęp: 02.09.16).
10. R. Kubicki, *Sieć młynów wodnych w dobrach klasztornych na Pomorzu Wschodnim w XIII–XVI w.*, „*Hereditas Monasteriorum*” 2, 2013, s. 35–56.
11. T. Związek, *Kształtowanie sieci młynów wodnych na przykładzie powiatu końskiego (ok. 1300–1550)*, „*Studia Geohistorica*” 2, 2014, s. 118–142.
12. J. Adamczewski, *Młynarstwo magiczne*, Polskie Wydawnictwo Ludoznawcze, Wrocław 2005.
13. G. Balińska, J. A. Balińska, *Młyny Ziemi Łomżyńskiej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
14. S. Michałowski, J. Plutecki, *Energetyka wodna*, WNT, Warszawa 1975.
15. Z. A. Skuza, *Ginące zawody w Polsce*, Wydawnictwo Sport i Turystyka MUZA SA, Warszawa 2006.
16. Z. Podgórski, *Młyny wodne w krajobrazie Pojezierza Chełmińskiego*, „*Prace i Studia Geograficzne*” 41, 2009, s. 151–161.
17. F. Światała (red.), *Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Lubelskiej, Lublin 1989.
18. [https://pl.wikipedia.org/wiki/Herb\\_Piechowic](https://pl.wikipedia.org/wiki/Herb_Piechowic) (dostęp: 04.09.16).
19. <http://piechowice.bip.pbox.pl/public/?id=49780> (dostęp: 05.09.16).
20. J. Święch, *Tajemniczy świat wiatraków*, Polskie Towarzystwo Ludoznawcze, Łódź 2005.
21. U. Janicka-Krzywda, *Atrybut, patron, symbol, czyli co o świętych i błogosławionych powinien wiedzieć – przewodnik*, Oddział Akademicki PTTK, Kraków 1987.
22. K. Jackowski, *Elektrownie wodne*, WNT, Warszawa 1971.
23. Z. Mrugalski (red.), *Inżynierowie polscy w XIX i XX wieku*, t. 11, Polskie Towarzystwo Historii Techniki, Warszawa 2008.
24. Z. Kozicki, *Zespół elektrowni wodnych Solina-Myczkowce*, Voith Turbo Sp. z o.o., Zielonczyn 2001.
25. GUS, *Ochrona Środowiska 2015*, Warszawa 2015.
26. A. Pietraszewski, *Polskie górnictwo węgla brunatnego w 2015 r.*, „*Węgiel Brunatny*” 1 (94), 2016, s. 4–15.
27. URE, *Mapa odnawialnych źródeł energii*, październik 2016.

#### 4. Energetyka wodna w Polsce

28. D. Gronek, I. Ankiersztejn, *Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego Dolnej Wisły w świetle 60-letniego doświadczenia firmy Hydroprojekt*, „Energetyka Wodna” 1, 2012, s. 7–12.
29. P. Rzymyszkiewicz, B. Igliński, R. Buczkowski, G. Piechota, *Przyszłość energetyczna województwa kujawsko-pomorskiego*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2012.
30. J. Tokarz, L. Hryckiewicz, *Elektrownia Wodna Żarnowiec – historia i dzień dzisiejszy*, „Energetyka i Ekologia”, sierpień 2003, s. 509–515.
31. [http://dolny-slask.org.pl/515444,Jeszkwice,Elektrownia\\_Wodna\\_Janowice.html](http://dolny-slask.org.pl/515444,Jeszkwice,Elektrownia_Wodna_Janowice.html) (dostęp: 08.09.16).
32. <http://www.tauron-ekoenergia.pl/elektrownie/energia-wodna/zew-wroclaw/Strony/janowice.aspx#ad-image-0> (dostęp: 08.09.16).
33. [http://www.polskaatrakcyjna.pl/atrakcja/elektrownia-wodna-smoldzino?portal\\_attraction%5Bquery%5D=Latarnia+morska+w+Czo%C5%82pinie](http://www.polskaatrakcyjna.pl/atrakcja/elektrownia-wodna-smoldzino?portal_attraction%5Bquery%5D=Latarnia+morska+w+Czo%C5%82pinie) (dostęp: 08.09.16)
34. <http://www.smoldzino.com.pl/strony/menu/7.dhtml> (dostęp: 08.09.16)
35. <http://www.tauron-ekoenergia.pl/elektrownie/energia-wodna/zew-jelenia-gora/Strony/pilchowice-i.aspx#ad-image-0> (dostęp: 08.09.16).
36. <http://www.elektrowniawierzycyca.pl/opis-techniczny/> (dostęp: 08.09.16)
37. [http://www.tew.pl/index.php?option=com\\_content&task=view&id=54](http://www.tew.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=54) (dostęp: 08.09.16).
38. [W. Orlewski, A. Siwek, \*Elektrownia wodna na przepływie wody użytkowej\*, „Rynek Energii” 6 \(91\), 2010.](#)
39. Informacje przekazane przez pracownika Oczyszczalni Ścieków „Centralna” w Toruniu.
40. <http://wodociagi.krakow.pl> (dostęp: 10.09.16)
41. Materiały otrzymane z IMGW.
42. F. Światała (red.), *Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym. III Sesja Naukowa*, Prace Naukowe Politechniki Lubelskiej, Zakład Wydawniczo-Poli-graficzny Politechniki Lubelskiej, Lublin 1992.
43. <http://www.kzgw.gov.pl> (dostęp: 15.09.16).
44. <http://www.restor-hydro.eu/en/tools/mills-map> (dostęp: 16.09.16).
45. R. Buczkowski i in., *Odnawialne źródła energii szansą dla Wielkopolski*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń 2016.
46. M. S. Rudnicki, *Odtwarzanie małych elektrowni wodnych*, Oficyna Wydawnicza OKP Zachodniopomorskie Centrum Edukacyjne, Szczecin 2003.
47. E. Malicka, *Energia z wody i przykłady jej wykorzystania w Wielkopolsce*, Forum Międzynarodowe, Lisków 28 listopada 2012.
48. TRMEW, *Susza z 2015 r. – ocena zjawiska i jego skutków. Jak przeciwdziałać skutkom suszy?*, Warszawa, 24 lutego 2016 r.
49. Materiały otrzymane od TRMEW, Korzyści dla samorządów lokalnych wynikające z funkcjonowania MEW.



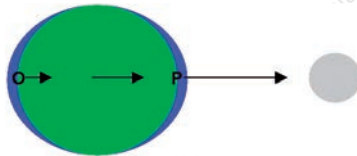
## 5. INNE TECHNOLOGIE WYKORZYSTANIA ENERGII WODY

### 5.1. Powstawanie fal pływowych

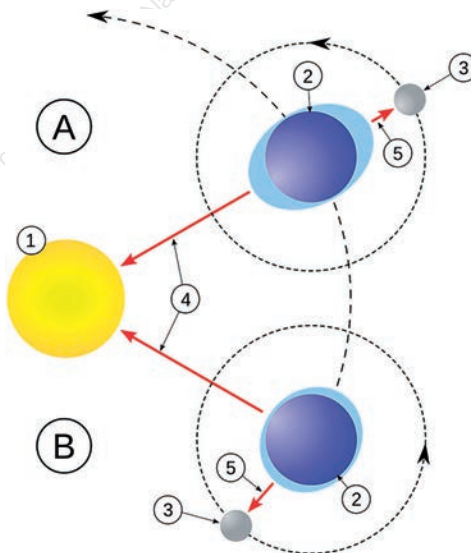
Zjawisko pływów występuje wzdłuż wszystkich brzegów mórz i oceanów. Polega ono na zmianie poziomu wody. Wielkość tej zmiany nazywana jest skokiem pływu. Pływy są efektem wzajemnego przyciągania się Ziemi oraz Księżyca i Słońca, z tym że efekt przyciągania Księżyca jest zdecydowanie większy. Z tego powodu występują dwa rodzaje pływów księżycowe (większe) i słoneczne (mniejsze). Jak przedstawiono na rysunku 1, na skutek oddziaływania grawitacyjnego Ziemi i Księżyca (pominięto wpływ Słońca), w danym momencie przyływ występuje jednocześnie w dwóch rejonach na Ziemi. Punkt, który znajduje się najbliżej Księżyca, nazywany jest podksiężycowym (P). W jego przypadku powodem przyływu jest „uciekanie” wody od powierzchni Ziemi na skutek oddziaływania z Księżycem. Po przeciwnej stronie Ziemi znajduje się punkt odksiężycowy (O). Zjawisko przyływu zachodzi tu na skutek „uciekania” Ziemi, co spowodowane jest jej grawitacyjnym przyciąganiem Księżyca. We wszystkich obszarach leżących prostopadle do środka odcinka łączącego punkt podksiężycowy i odksiężycowy występuje odpływ. W takim izolowanym układzie zjawisko to zachodziłoby regularnie na zmianę co 12 godz. Na skutek obracania się Ziemi wokół Słońca, Księżyc musi „gonić”, by znaleźć się nad tym samym punktem, trwa to 50 min, co powoduje wydłużenie cyklu do 12 godz. 25 min [1–3].

Wydłużenie cyklu przyływ–odpływ nie jest jedynym skutkiem ruchu Ziemi wokół Słońca. Jak już wspomniano, istnieją dwa rodzaje pływów. Na powierzchni planety zaobserwowano ich wypadkową. W zależności od wzajemnego ustawienia się Słońca, Ziemi i Księżyca stwierdzono dwa skrajne przypadki: pływ syzygijny (maksymalny) oraz pływ kwadraturowy (minimalny). Miesiąc księżycowy trwa niecały miesiąc kalendarzowy, a dokładniej

29 dni, 12 godz. 44 min i 2,4 s. W związku z tym między kolejnymi maksymalnymi lub minimalnymi przyplływami mija około dwóch tygodni. Pływ syzygiyny występuje, gdy wpływ Słońca i Księżyca kumulują się. Aby doszło do takiej sytuacji, Ziemia musi się znaleźć w jednej linii z tymi ciałami niebieskimi, a odpowiednie punkty muszą się pokrywać. W przypadku nowiu, gdy Księżyc znajduje się między Ziemią a Słońcem, punkty odksiężycowe z odsłonecznymi oraz podksiężycowe z podsłonecznymi pokrywają się. W czasie pełni, przedstawionej na rysunku 2 (sytuacja A), również oddziaływanie Słońca i Księżyca pokrywa się, jednak w tym przypadku punkt odksiężycowy pokrywa się z podsłonecznym, a odsłoneczny z podksiężycowym. W sytuacji gdy Słońce, Ziemia i Księżyc tworzą kąt prosty mówi się o kwadrze. W takiej sytuacji pływy księżycowe i słoneczne działają przeciwnie do siebie, co prowadzi do osłabienia wypadkowego płwy. W konsekwencji tych zjawisk pływy syzygijne są około dwa razy większe niż kwadraturowe [4–6].



Rys. 1. Zjawisko przyciągania Ziemi przez Księżyc – skala nie jest zachowana (opracowanie własne)



Rys. 2. Pływy syzygijne (A) oraz kwadraturowe (B): 1 – Słońce, 2 – Ziemia, 3 – Księżyc, 4 – kierunek przyciągania Słońca, 5 – kierunek przyciągania Księżyca [7]



### 5.1.1. Pływy

W zależności od lokalizacji, wysokość fali przyprływu jest różna. Istnieją miejsca, gdzie zjawisko to jest praktycznie niezauważalne, np. Morze Bałtyckie (około 1 cm). Na przeciwnym biegunie znajdują się obszary, na których występują największe pływy, zebrano je w tabeli 1 [5, 6].

Tabela 1. Wybrane obszary o największych pływach [2, 3, 5, 6]

Lokalizacja	Wody terytorialne	Pływ syzygiyny [m]
Zatoka Fundy – Ocean Atlantycki	kanadyjskie	19,6
Ujście Rzeki Galeos – Ocean Atlantycki	argentyńskie	18,0
Zatoka Frobisher – Cieśnina Davisa	kanadyjskie	17,4
Ujście Rzeki Sevem – Kanał Bristolski	angielskie	16,8
Port Granville – Kanał Bristolski	francuskie	16,1
Ujście Rzeki Koksoak – Zatoka Ungava	kanadyjskie	15,0
Zatoka Penżyńska – Morze Ochockie	rosyjskie	14,7
Zatoka Collier – Ocean Indyjski	australijskie	14,0
Zatoka Kambajska – Morze Arabskie	indyjskie	12,4
Ujście Rzeki Kolorado – Zatoka Kalifornijska	meksykańskie	12,3
Wyspa Maracá – Ocean Atlantycki	brazylijskie	11,7

Różnice w wysokości pływów wynikają z nierównomiernego rozłożenia oceanów na Ziemi, która dodatkowo nie jest płaska, więc „garby” nie mogą się po niej swobodnie przemieszczać. Zachowanie się pływów jest z tego powodu zdecydowanie bardziej skomplikowane. W przypadku oceanów ograniczonych lądami „garby” nie są w stanie przekroczyć granicy lądu, w związku z tym poruszają się wokół jej brzegów. Utrudnia to szczegółowy opis pływów na wszystkich wybrzeżach. Dodatkowo, im płytszy jest dany zbiornik wodny, tym większy jest przyprływ i tym wolniej się przemieszcza. Wielkość przyprływu w danym miejscu zależy ponadto od charakteru linii brzegowej, czyli ukształtowania brzegów, rozmiarów wysp i zatok. Przykładowo przyprływ, który na oceanie będzie miał kilka centymetrów wysokości, po dojściu do linii brzegowej osiągnie wysokość kilku metrów. Poza tym siła Coriolisa pcha grzbiety i doliny fal do prawego brzegu na półkuli północnej. Na półkuli południowej sytuacja jest odwrotna. Siła ta powstaje na skutek ruchu obrotowego Ziemi i działa tylko na obiekty znajdujące się w ruchu. Konsekwencją jest zwiększenie wielkości pływów po francuskiej stronie Kanału La Manche. Analogiczne zjawisko występuje na Morzu Północnym w rejonie Orkadów, gdzie fale są

pchane w kierunku brzegów Anglii aż do ujścia Tamizy. Docierają następnie do brzegów Holandii i przemieszczają się dalej wzdłuż wybrzeża w kierunku Danii. Wszystkie te zjawiska powodują wyróżnienie na Ziemi 45 obszarów o różnej charakterystyce pływowej [2, 3, 5, 6].

Wybrzeża Europy i Azji charakteryzują się znacznymi skokami wysokości pływów. Ogólnie większy jest on na wybrzeżach oceanicznych. Największe pływy na wybrzeżach Europy zaobserwowano na wybrzeżach Wielkiej Brytanii (do 17 m w Zatoce Bristolskiej) najmniejsze z kolei na Morzu Bałtyckim (1 cm na jego południowych wybrzeżach). Na wybrzeżach Azji zaobserwowano od 1 m wzdłuż wybrzeży Syberii do prawie 15 m na Morzu Ochockim. Na wybrzeżach Australii zaobserwowano dwie strefy. Na jej południowych brzegach pływy są niewielkie, zwykle poniżej 2 m i tylko miejscami osiągają 3 m. Na brzegach północnych Australii występuje duże zróżnicowanie wysokości pływów od północnych krańców Wielkiej Rafy Koralowej, gdzie skok pływu wynosi 3 m do zatok na Morzu Arafura i Morzu Timor, gdzie wznoszą się do 12 m. Na większości wysp Oceanii nie obserwuje się pływów o skoku większym niż 3 m. Na wodach afrykańskich nie zmierzono wysokich pływów, które osiągają od 2 do 3 m. Jedynymi wyjątkami są wybrzeża Gwinei z pływami o skoku 6 m oraz Kanał Mozambicki z pływami o skoku do 7 m. Wzdłuż wybrzeży Antarktydy zaobserwowano maksymalnie skok o wysokości 3 m [3, 6, 8, 9].

### 5.1.2. Oszacowanie energii pływów

Energia, która jest możliwa do uzyskania z wykorzystaniem elektrowni pływowych, nigdy nie będzie większa od energii fal pływowych oceanu. Energia pływów związana jest z przemieszczaniem się olbrzymich mas wody. W trakcie pozyskiwania energii wykorzystywane są zarówno przyprływy, jak i odpływy. Technika tę nazywa się produkcją lub generacją dwukierunkową. Zmiana energii potencjalnej wody w czasie odpływu i przyprływu opisana jest równaniem:

$$E_p = m * g * h \quad (1)$$

gdzie:  $E_p$  – energia potencjalna wody,

$m$  – masa wody na jednostkę powierzchni basenu pływowego,

$g$  – przyspieszenie ziemskie,

$h$  – zmiana wysokości środka masy wody równa połowie wysokości skoku przyprływu [2, 5, 10].

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

Masa wody przypadająca na jednostkę powierzchni basenu pływowego dana jest wzorem:

$$m = \rho * 2 * h \quad (2)$$

gdzie:  $\rho$  – oznacza gęstość wody morskiej, która zależy od temperatury, ciśnienia i stopnia zasolenia danego akwenu [2, 5, 10].

Wykorzystując te zależności, wprowadzono wzór na moc na jednostkę powierzchni basenu pływowego z zależności na moc jako prędkość emisji energii.

$$P = \frac{E}{T} \quad (3)$$

gdzie:  $P$  – moc,

$E$  – energia,

$T$  – czas, w tym przypadku jest to czas przyływu lub odpływu czyli 6 godz. i 12,5 min [2, 5, 10].

Podstawiając do równania (3) równanie (1), otrzymano:

$$P = \frac{m * g * h}{t} \quad (4)$$

Następnie, podstawiając do otrzymanego równania (4) równanie (2), otrzymano:

$$P = \frac{2 * \rho * g * h^2}{t} \quad (5)$$

Przy założeniu sprawności instalacji na poziomie 90% otrzymano następujące gęstości mocy (tab. 2).

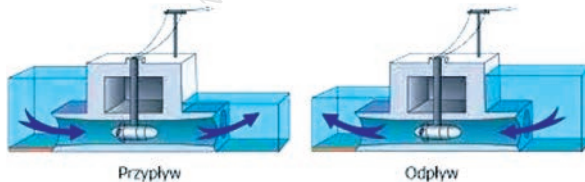
Tabela 2. Gęstość mocy przy wytwarzaniu prądu zarówno podczas przyływu jak i odpływu (cykl dobowy) [10]

Wysokość pływu [m]	Gęstość mocy [W/m <sup>2</sup> ]
2	1
4	3
6	7
8	13

By osiągnąć 1 GW mocy potrzeba zatem zbiornika o powierzchni około 300 km<sup>2</sup> przy wysokości pływu 4 m [2, 5, 10].

### 5.1.3. Pozyskiwanie energii pływów – elektrownie pływowe

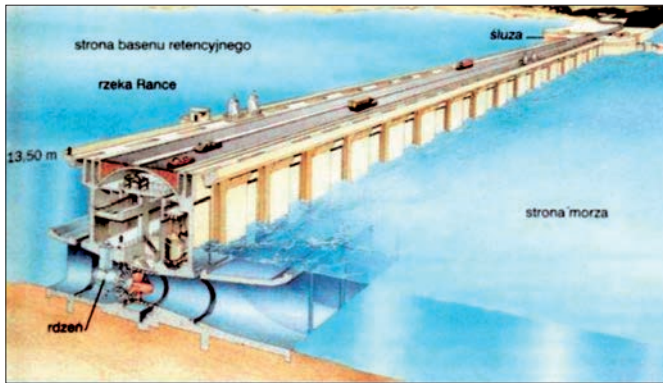
Elektrownie wodne, w których wykorzystano energię pływów, nazwano elektrowniami pływowymi. Pierwsze próby wykorzystania energii pływów datuje się na wiek XII. W tym czasie na wybrzeżach Francji i Wielkiej Brytanii powstawały pierwsze młyny pływowe. Konstrukcje te składały się z tamy, którą przegradzano niewielką zatokę. Przepływ wody wprawiał w ruch koła łopatkowe młyna. Było to bardzo duże osiągnięcie inżynierskie jak na tamte czasy. Brakowało, niestety, odpowiednich materiałów do budowy trwałych zapór, co było uciążliwe w praktyce. Dopiero rozwój techniki w II połowie XX w. umożliwił zbudowanie dużych elektrowni pływowych. Do pozyskania energii potrzebna jest różnica poziomów wody wynosząca co najmniej 5 m. Dodatkowo, aby zoptymalizować produkcję energii, konieczne jest odpowiednie ukształtowanie terenu. Za takie uważa się wąskie długie zatoki i lejkowate ujścia rzek, na których można zbudować zapórę do pozyskiwania energii [11, 12].



Rys. 3. Schemat działania elektrowni pływowej działającej przez całą dobę [11]

Ilość wytwarzanej przez elektrownie pływowe energii nie jest stała. Spowodowane jest to cyklem przypływów i odpływów. Im większa jest w danym momencie różnica poziomów wody pomiędzy akwenem (zatoką, morzem, oceanem) a zbiornikiem retencyjnym, tym większa jest produkcja energii. W momencie, gdy poziom wody w akwenie i zbiorniku wyrównują się, maleje ona do zera. Pierwszą elektrownię pływową na świecie zlokalizowano u ujścia rzeki La Rance do kanału La Manche. Miejsce to zostało wybrane z powodu odpowiedniego ukształtowania terenu oraz jednych z najwyższych pływów na wybrzeżu francuskim [13].

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody



Rys. 4. Schemat ideowy elektrowni pływowej na przykładzie elektrowni u ujścia rzeki Rance [12]

Elektrownia La Rance funkcjonuje od 1967 r., a jej budowa trwała trzy lata. W pierwszym etapie wzniesiono zaporę w poprzek ujścia rzeki o długości 330 m (rys. 5), której celem jest zapewnienie ciągłości pracy elektrowni. Zbudowano ponadto falochron o długości 165 m. W zaporze zainstalowano ruchomą część, wyposażoną w sześć zaworów, umożliwiającą przyspieszenie opróżniania oraz napełniania basenu retencyjnego. W elektrowni zamontowano 24 hydrozespoły o konstrukcji kapsułkowej. Elektrownia ta zaopatruje w prąd około 250 tys. gospodarstw domowych [13].



Rys. 5. Elektrownia pływowa u ujścia rzeki Rance (Francja) [14]

Ważnym aspektem wykorzystywania odnawialnych źródeł energii jest fakt, że nie stanowią poważnego zagrożenia dla ekosystemu. Budowa tak dużego obiektu jak elektrownia La Rance wiązała się z przekształceniem środowiska naturalnego. Jak wykazano w badaniach, nie spowodowały one znaczących zaburzeń środowiska naturalnego. Bioróżnorodność nie zmniejszyła się na skutek działalności elektrowni [2, 12].

Poza elektrownią na rzece Rance, do dużych należy elektrownia zbudowana nad Jeziorem Shiva (rys. 6) w Korei Południowej. Zaporę wzniesiono w roku 1994, początkowo w celu nawadniania okolicznych pól uprawnych. Na skutek rozwoju okolicznych zakładów przemysłowych wody przestały nadawać się do nawadniania pól. Zaporę zmodyfikowano w celu zapewnienia możliwości zainstalowania na niej elektrowni pływowej. Zainstalowano 10 turbin o łącznym potencjale roboczym 254 MW. Turbiny te mają dokładnie taką samą konstrukcję, jak te użyte na ujściu rzeki Rance. Zostały one jednak zmodyfikowane w celu lepszego wykorzystania fali pływowej. Sukces przebudowy zapory zachęcił rząd koreański do inwestowania w elektrownie pływowe. Obecnie trwają liczne projekty badawcze finansowane przez władze, których celem jest znalezienie najlepszych lokalizacji dla nowych elektrowni pływowych [15, 16].



Rys. 6. Elektrownia pływowa na jeziorze Shiva (Korea Południowa) [15]

W Kanadzie w Zatoce Fundy zlokalizowano elektrownię Anapolis (rys. 7). Jej budowę zakończono w 1984 r. Największym wyzwaniem przy jej konstruowaniu były rekordowe na skalę światową pływy. Wykorzystuje ona pojedynczą turbinę Kaplana, największą na świecie, o mocy szczytowej 20 MW. Elektrownia pracuje zarówno w czasie przyływu, jak i odpływu. Dodatkową

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

funkcją jest zapobieganie powodziom oraz ułatwienie transportu towarów i ludzi statkami w zatoce [15, 17].



Rys. 7. Elektrownia Anapolis w Zatoce Fundy (Kanada) [15]

W roku 1985 w Chinach uruchomiono elektrownię zlokalizowaną u ujścia rzeki Jangcy w mieście Jiujiang. Wykorzystuje ona największy zakres wahań poziomów wody w basenie retencyjnym, który wynosi 8,39 m. W elektrowni pracuje sześć turbin działających dwukierunkowo, każda z nich szczytowo jest w stanie osiągnąć 3,9 MW mocy. Wszystkie technologie wykorzystane przy budowanie zapory oraz konstrukcje turbin zostały opracowane w Chinach [15, 17].



Rys. 8. Elektrownia pływowa zlokalizowana w mieście Jiujiang (Chiny) [15]

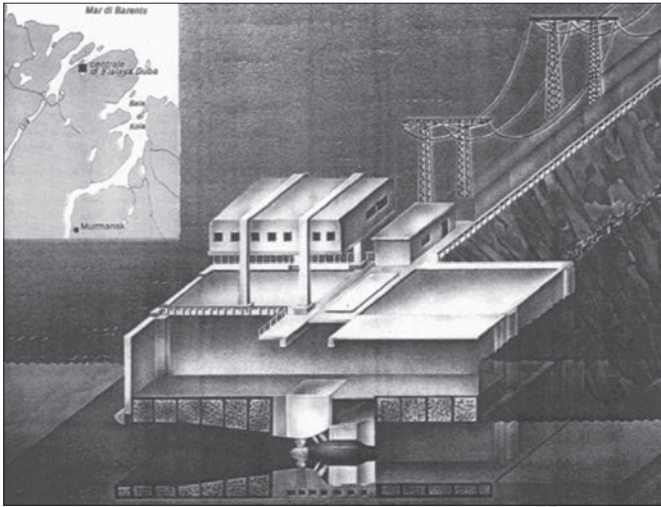
Na europejskich brzegach morskich jest około stu miejsc, w których możliwe jest wybudowanie elektrowni pływowych w technologii klasycznej, a ich sumaryczny potencjał sięga 12 GW (odpowiada to potencjałowi około 75 elektrowni wodnych we Włocławku). Lokalizacje te znajdują się przede wszystkim na wodach francuskich, angielskich i rosyjskich. Rozwój nowych technologii elektrowni pływowych umożliwi budowę siłowni w miejscach, które wcześniej były niedostępne. Światowy potencjał energetyki pływowej jest jednak znacznie większy, szacuje się go na co najmniej 1 TW, czyli milion megawatów [15, 17].

Przy produkcji energii w elektrowniach pływowych wykorzystuje się pływy morza o wysokości co najmniej 5 m. Współcześnie pracuje się nad nowymi rozwiązaniami, które umożliwią zmniejszenie kosztów budowy elektrowni oraz pozwolą na wybudowanie ich na niedostępnych dotychczas obszarach. Pierwsze prace nad zmianami konstrukcji elektrowni wodnej podjęto już w wybudowanej w 1968 r. elektrowni w Zatoce Kisała nad Morzem Barensea w obwodzie murmańskim. Od wcześniej wybudowanej elektrowni we Francji różnił ją brak pomocniczej tamy przy budowie zapory elektrowni. Doświadczenia te zostały wykorzystane w kilku komercyjnych obiektach, np. przy budowie elektrowni w dorzeczu Missouri. W Rosji istnieją dalekosiężne plany zbudowania największej elektrowni pływowej w Zatoce Penżyńskiej nad Morzem Ochockim. Według projektu jej docelowa moc ma wynosić 87 GW. Znacznie mniejsza ma być elektrownia zlokalizowana na Morzu Ochockim, o planowanej mocy 3,6 GW. Kolejną projektowaną elektrownią jest obiekt u ujścia rzeki Mezeń do Morza Białego, o planowanej mocy 11,4 GW. Będzie ona usytuowana około 300 km na północny wschód od Archangielska. Pierwszą rosyjską przemysłową elektrownią pływową będzie jednak obiekt znacznie mniejszy. Najbliższy realizacji jest na Półwyspie Kolskim koło Murmańska. Budowa tych elektrowni wymaga zastosowania technologii odpornych na niskie temperatury, wytrzymującej spiętrzenie lodu zimą. Dodatkowo w projektach uwzględnione zostały śluzy dla statków oraz przepławki dla ryb [10, 12, 13, 15].

Francuzi proponują natomiast rozwiązania, których głównym założeniem jest budowa elektrowni pływowej, bez konieczności wznoszenia zapór. Dotyczy to sytuacji, gdy prąd rzeki i przyptyw tworzą silny nurt. Możliwa jest wtedy instalacja podwodnych turbin. Przykładem już zrealizowanej instalacji tego typu jest eksperymentalna elektrownia pływowa zlokalizowana u ujścia rzeki Odet w Bretanii [10, 12, 13, 15].



## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody



Rys. 9. Elektrownia pływowa w Zatoce Kisała (Rosja) [15]

W Wielkiej Brytanii najbardziej posuniętym w realizacji projektem jest budowa elektrowni pływowej na wysokości Swansea w Kanale Bristolskim, a jej uruchomienie jest planowane na rok 2019. Prąd w niej generowany ma zasilić obszar, na którym znajduje się około 155 tys. gospodarstw domowych. Będzie to pierwsza elektrownia lagunowa w Wielkiej Brytanii. Technologia elektrowni lagunowej bazuje na wcześniejszych elektrowniach wykorzystujących zapory. Jak w przypadku każdej elektrowni pływowej, bardzo istotna jest lokalizacja zapewniająca odpowiednią wysokość pływów oraz bliskość ośrodków miejskich, dzięki czemu zmniejsza się straty energii podczas przesyłu. Dodatkową korzyścią dla lokalnej społeczności będzie zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. Tak jak w przypadku starszych elektrowni wykorzystujących zapory do pracy elektrowni, niezbędne jest stworzenie różnicy poziomów pomiędzy zbiornikiem a otwartym oceanem. Cechą charakterystyczną dla tego rozwiązania jest brak zapory w poprzek zatoki. Zamiast tego tworzy się konstrukcję, która oddziela część zatoki, tworząc sztuczną lagunę, stąd jej nazwa „elektrownia pływowa lagunowa”. Istnieje możliwość wybudowania dwóch rodzajów struktur laguny na potrzeby elektrowni. W pierwszym przypadku laguny morskiej elektrownia nie jest połączona ze stałym lądem, a wyprodukowany prąd jest transportowany za pomocą podwodnego kabla. W drugim przypadku, zwanym przybrzeżnym, laguna leży w bezpośrednim sąsiedztwie stałego lądu, co umożliwia łatwe podłączenie elektrowni do istniejącej sieci. Elektrownia w Swansea będzie należała do drugiego typu.



Rys. 10. Planowany kształt laguny w elektrowni Swansea [18]

Główną zaletą wykorzystania lagun jest znaczące zmniejszenie kosztów. Zbudowanie elektrowni o podobnej mocy z wykorzystaniem laguny jest około 30 razy tańsze niż wcześniejsze rozwiązania zastosowane np. w ujściu rzeki Rance. Dodatkową zaletą jest długowieczność takiej konstrukcji. Zakładany w projekcie czas pracy elektrowni to co najmniej 120 lat, a przy odpowiedniej konserwacji i dokonywaniu bieżących napraw laguna może przetrwać nawet i 500 lat. W przypadku sukcesu pierwszej elektrowni planowane jest zbudowanie całego systemu elektrowni pływowych na wybrzeżach Anglii i Walii [18, 19].



Rys. 11. Lokalizacja planowanych elementów systemu elektrowni pływowych u wybrzeży Anglii i Walii [18]

Dążenie do minimalizacji negatywnego oddziaływania na środowisko doprowadziło do powstania pomysłu rafowej elektrowni pływowej. Zapro-

ponowano użycie turbiny wodnej na niski spad, który wynosi około 2 m. Elektrownia jest w stanie pracować zarówno w czasie przypływu, jak i odpływu, dzięki zainstalowaniu odpowiedniej konstrukcji turbin dwukierunkowych. Rozwiązanie to umożliwia pracę w dłuższym okresie podczas każdego cyklu. Dodatkowo zastosowanie tego rozwiązania jest bezpieczniejsze dla ekosystemu. Chronione są występujące w strefie brzegowej obszary o wyraźnych pływach, słone mokradła oraz słone błota, które zapewniają miejsca do żerowania dla ptaków [18, 19].

Kolejną opracowaną, jak na razie tylko teoretycznie, technologią jest wybudowanie podwodnego ogrodzenia, w którym będą umieszczone turbiny, podobnie jak w przypadku klasycznych tam w elektrowniach pływowych. Największą zaletą tej metody jest możliwość swobodnego przemieszczania się statków po powierzchni akwenu, na którym znajduje się elektrownia. By taka elektrownia mogła funkcjonować, potrzebna jest fala pływowa o prędkości 2 m/s lub większej [18, 19].

W wielu krajach na świecie planowane są elektrownie pływowe. Jednym z nich jest Japonia, która po katastrofie w elektrowni jądrowej Fukushima I zmieniła swoje podejście do siłowni atomowych [20]. Również Chiny, mimo swoich nie do końca udanych projektów, planują wybudowanie nowej elektrowni pływowej w rejonie wyspy Hulu [21]. W Ameryce Północnej pojawiają się projekty budowy elektrowni pływowych na wybrzeżach Zachodniej Alaski [22] i w okolicach New Jersey [23, 24].

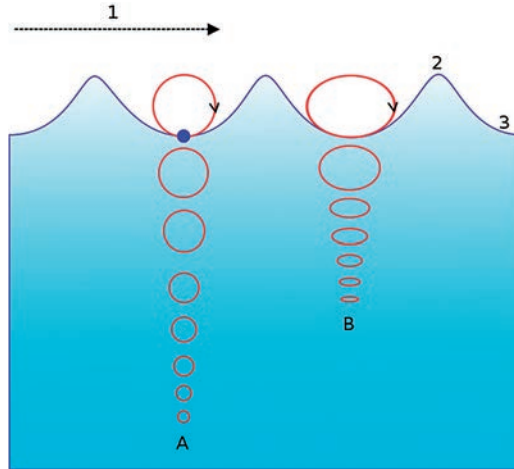
Energetyka pływowa nie ma obecnie znaczącego udziału w ogólnej produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Jej udział będzie jednak wzrastał dzięki rozwojowi technologii pozyskiwania energii z pływów oraz spadku jej ceny. Dodatkową zaletą tej technologii jest niewielki wpływ elektrowni pływowych na środowisko, zwłaszcza przy zastosowaniu podmorskich farm pływowych [13].

## 5.2. Energia fal

### 5.2.1. Powstawanie fal

Fale powstają przede wszystkim na skutek oddziaływania siły wiatru na powierzchnię wody, stąd fale wiatrowe. Dodatkowo na ich powstawanie mają wpływ takie procesy jak pulsacyjne zmiany ciśnienia atmosferycznego (fale baryczne), przyciąganie Słońca i Księżyca (pływy), omówione dokładniej w poprzednim podrozdziale, oraz trzęsienia i ruchy skorupy ziemskiej (fale

tektoniczne), które mają charakter niszczący. W energetyce znajdują zastosowanie przede wszystkim fale wiatrowe i baryczne [25].



Rys. 12. Falowanie wody na morzach i oceanach na głębokiej wodzie (A) oraz w strefie przybrzeżnej (B): 1 – kierunek przemieszczania się fali (propagacja), 2 – grzbiet fali, 3 – dolina fali [26]

Po ustaniu działania czynnika powodującego falowanie, fale będą zanikać. Spowodowane jest to siłą grawitacji ziemskiej, która przyciąga cząsteczki wody jak najbliższej środka masy Ziemi, oraz dyssypacją (rozproszeniem) energii ruchu lub zmianą jej formy, np. wzrostem temperatury [25, 27, 28].

Podczas przemieszczania się fal na morzach i oceanach obserwuje się dwa rodzaje ruchu. Pierwszy z nich to pozorny postępowy ruch fali, który tak naprawdę jest wynikiem zmiany kształtu profilu fali, oznaczony na rysunku 12 czarną przerywaną strzałką, a jego prędkość to właśnie prędkość przemieszczania się fali po powierzchni akwenu. Drugi to ruch orbitalny cząsteczek wody, oznaczony na rysunku 12 czerwonymi strzałkami, zanikający wraz z głębokością. W zależności od głębokości akwenu wyróżnia się ruch kołowy na głębokich akwenach (fale głębokowodne), który w trakcie zbliżania się do brzegów przechodzi w ruch eliptyczny (fale płytkowodne). Proces zmiany charakterystyki fali nazywany jest transformacją. W jej wyniku zmieniają się takie parametry fali jak długość, wysokość oraz kierunek zbliżania się do brzegu. Rezultatem zachodzenia tych procesów jest utrata stabilności fali, co objawia się jej załamaniem, dzięki czemu wytraca energię. Jeśli dno podnosi się łagodnie proces ten powtarza się kilkakrotnie. Ostatecznym efektem procesu transformacji jest tzw. nabieganie fali na skarpę brzegu, podczas którego fala wytraca pozostałą energię [25, 27, 28].

Parametrami fali, jak pokazano na rysunku 12, są m.in. jej grzbiet i dolina, czyli najwyższe i najniższe wychylenie poziomu powierzchni. Powierzchnia spokoju jest to hipotetyczny poziom wody w danym zbiorniku przy braku falowania. Odległość pomiędzy dwoma kolejnymi grzbietami lub dolinami mierzona w poziomie nazywana jest długością fali, natomiast odległość pomiędzy doliną a grzbietem mierzona w pionie nazywana jest wysokością fali. Kolejnym parametrem jest okres fali, czyli czas potrzebny na jedno pełne drganie, w tym przypadku jest to czas pomiędzy zaobserwowaniem w danym punkcie dwóch kolejnych grzbietów fali. Poza wymienionymi cechami fali wyznacza się ponadto prędkość fazową, która opisuje jej pozorną propagację, kształt powierzchni fali i prędkości orbitalne elementów cieczy [25, 27, 28].

Jak już wspomniano, ważnym czynnikiem falotwórczym jest wiatr. Na początku powstawanie fali wiatrowej ograniczone jest do energii małych wirów. Losowe rozłożenie tych wirów oraz zmienność ich położenia w czasie prowadzą do powstania pierwotnych fal kapilarnych. Dodatkowym czynnikiem różnicującym jest fakt, że ciśnienie nad powierzchnią wody nie jest stałe, ale ulega okresowym zmianom. Warunkiem powstania takich fal jest prędkość wiatru powyżej 0,7 m/s. Te pierwotne fale charakteryzują się bardzo niewielką wysokością do 3–4 mm i długością 4–5 cm. Wraz z upływem czasu przy utrzymującym się wietrze fale się rozwijają – nazywa się je grawitacyjnymi. W ich przypadku przekazywanie energii z powietrza odbywa się przede wszystkim dzięki ciśnieniu wiatru i opływie profilu fali przez wiatr. Nieistotny staje się w tym momencie wpływ napięcia powierzchniowego i turbulenta pulsacja wiatru. Zróżnicowanie ciśnienia wiatru – większe od strony nawietrznej, a mniejsze na zawietrznej – powoduje utratę symetrii fali. Początkowy rozwój fali charakteryzuje się wzrostem jej stromości, czyli stosunku wysokości do długości fali. Po osiągnięciu wartości granicznej 0,12 stromość przestaje szybko rosnać. Od tego momentu obserwowano przede wszystkim wzrost długości oraz prędkości fali. Charakterystyka fal w zależności od prędkości wiatru została przedstawiona w tabeli 3 [25, 27, 28].

Wiatr ma decydujący wpływ na powstawanie fal. W zależności od składowych tego czynnika fale będą się tworzyły w odmienny sposób. Oczywisty jest związek pomiędzy wysokością fal i prędkością wiatru. Należy oczywiście wziąć pod uwagę, że nie jest to jedyny czynnik falotwórczy. Wpływ prędkości wiatru zmienia się ponadto w zależności od stadium falowania i prędkości fal. Im większa jest różnica prędkości wiatru i fal, tym większy jest efekt wzrostu fal. Największy wzrost zaobserwowano, gdy prędkość fali była mniej więcej równa połowie prędkości wiatru. Przy zmniejszaniu tego stosunku fale

Tabela 3. Charakterystyka falowania w zależności od siły wiatru [28–30]

Średnia prędkość wiatru [m/s]	Wysokość fali [m]	Siła wiatru wg skali Beauforta	Oznaczenie słowne wiatru	Stan morza wg skali Beauforta	Wpływ wiatru na morze
0,0–0,2	0,0–0,1	0	cisza	0	lustrzana tafla
0,2–1,5	0,1–0,2	1	powiew	1	małe fale o wyglądzie łukowatym, bez piany
1,5–3,3	0,2–0,3	2	słaby wiatr	2	krótkie fale, grzbieity zaczynają się załamywać, piana szklista
3,3–5,4	0,3–1,0	3	wiatr łagodny	3	załamujące się szczyty fal powodują słaby poszum, fale stają się dłuższe, miejscami tworzą się białe grzywy
5,4–7,9		4	wiatr umiarkowany		
7,9–10,7	1,0–1,5	5	wiatr świeży	4	kształt fal masywniejszy i wydłużony, tworzą się białe grzebienie, wyraźny poszum
10,7–13,8	1,5–2,5	6	wiatr silny	5	zaczynają się tworzyć góry wodne, grzebienie obejmują większe powierzchnie, szum stłumiony, bardziej huczący
13,8 – 17,1	2,5–4,0	7	wiatr bardzo silny	6	fale piętrzą się, piana układa się w pasma z wiatrem, szum załamujących się fal słuchać na znaczne odległości
17,1 – 20,7	4,0–5,5	8	wiatr gwałtowny	7	wysokość i długość fal i grzebieni wzrasta, strzępy piany gęstsze, morze zaczyna wyraźnie huczeć
20,7 – 24,4	5,5–7,5	9	wichura	8	wysokie góry wodne z długimi, załamującymi się grzbietami, duże płyty piany układające się w gęste strzępy idące z wiatrem, morze ma wygląd biały, huk potężny i gwałtowny
24,4 – 28,4		10	silna wichura		
28,4 – 32,6	7,5–10,0	11	gwałtowna wichura	9	góry wodne stają się tak wysokie, że statki na widnokręgu giną sprzed oczu w brzdach, huk morza przechodzi w grzmot, morze pokryte białymi strzępami piany, wiatr rozbija grzebienie w pył wodny
32,6 – 37,0	10,0–12,5	12	huragan	10	najwyższa fala, kipieli wody, rozpylony pył wodny tworzy mgłę przysłaniającą zupełnie horyzont
37,0 – 41,4	12,5–15,0	13		11	
41,4 – 46,1	powyżej 15,0	14		12	
46,1 – 50,9		15			
50,9 – 56,0		16			
56,0 – 61,2		17			
powyżej 61,2		18			

są za małe, by mogły „odebrać” przekazywaną im przez wiatr energię. Gdy natomiast stosunek prędkości fali do prędkości wiatru rośnie, zmniejsza się ciśnienie na nawietrzną część fali i tym samym ilość energii, która jest jej przez wiatr przekazywana. Kolejnym istotnym czynnikiem jest czas, w jakim wiatr oddziałuje na falę. Ze względu na to, że przekazywanie energii wiatru falom zachodzi w czasie, to im dłużej wiatr wieje, tym więcej energii jest dostarczane falom. Następnym istotnym czynnikiem jest kierunek wiatru. Często zdarza się, że kierunek wiatru i falowania nie są ze sobą zgodne. Za taki przypadek uważa się sytuację, gdy kąt pomiędzy oboma kierunkami wynosi co najmniej 30. Taka sytuacja możliwa jest dzięki temu, że kierunek falowania zmienia się o wiele wolniej niż zachodzi zmiana kierunku wiatru. W praktyce stwierdzono, że nawet przez 5 do 6 godz. po zmianie kierunku wiatru zaobserwowano fale zgodne z poprzednim jego kierunkiem. Jeśli kierunek wiatru stanie się niezgodny z kierunkiem falowania, następuje wolny proces zmiany kierunku falowania. W zależności od różnicy między kierunkami może odbywać się to na drodze ewolucji kierunku falowania, gdy różnica między kierunkami jest niewiele większa od 30. Przy znacznych różnicach (ponad 60) dochodzi najpierw do wyhamowania istniejących fal, następnie do powstania nowych fal zgodnych z kierunkiem wiatru [27].

### 5.2.2. Oszacowanie energii fal

Energia fal jest pochodną energii Słońca i jest oceniana na 2,5–3,0 TW. Moc fali jest wykładniczą funkcją jej wysokości i można ją obliczyć z wykorzystaniem następującego wzoru (wzór ma zastosowanie ogólne i może być użyty do obliczeń dla fal występujących nie tylko na wodzie):

$$P = \frac{1}{8} * \rho * g * h^2 * \lambda * v \quad (6)$$

gdzie:  $P$  – moc,  
 $\rho$  – gęstość wody,  
 $g$  – przyspieszenie ziemskie,  
 $h$  – wysokość fali,  
 $\lambda$  – długość fali,  
 $v$  – częstość fali.

Jak już wspomniano, moc fali rośnie wykładniczo wraz ze wzrostem jej wysokości, stąd fala 1,5-metrowa będzie miała moc 10 kW/m, natomiast moc

fali dwukrotnie większej będzie wynosiła aż 80 kW/m. Parametry maksymalne fal morskich i oceanicznych spotykanych na Ziemi mieszczą się w zdecydowanej większości w następujących przedziałach: wysokość od 2 do 20 m, długość od 60 do 600 m oraz częstość fali od 5 do 20 Hz. Dane maksymalne dotyczą typowej prędkości wiatru na oceanach czyli 20–30 m/s. Z kolei zależności pomiędzy wysokością, długością i częstością fali przedstawiają się następująco [1, 2]:

$$h \approx \frac{v^2}{2 * g} \quad (7)$$

$$\lambda \approx \frac{2 * \pi * v^2}{g} \quad (8)$$

$$v \approx \frac{g}{2 * \pi * v} \quad (9)$$

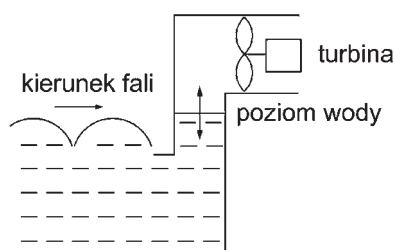
### 5.2.3. Pozyskiwanie energii fal – elektrownie falowe

Pierwsze urządzenie, które miało wykorzystywać energię fal morskich, zostało opatentowane w 1799 r. we Francji, ale nigdy nie doczekało się realizacji. Koncepcję tę urzeczywistniono w 1910 r. – w okolicach Bordeaux (Francja) zbudowano kolumnę, w której oscylująca woda napędzała prądnicę. Większe zainteresowanie energetyką falową przyniósł kryzys energetyczny w roku 1973. W tym okresie powstało wiele patentów na urządzenia wykorzystujące energię falowania. Niestety, większość z nich pozostała tylko w fazie planów lub co najwyżej modeli. Do dziś opatentowano ponad tysiąc wynalazków związanych z tą technologią. Do najważniejszych koncepcji zaliczono elektrownie oscylacyjne, pływakowe i przelewowe.

Pozyskiwanie energii elektrycznej na drodze konwersji energii falowania napotyka wiele problemów technicznych, które są spowodowane przede wszystkim niewielką koncentracją energii. Dodatkowo występuje duża zmiana energii fali w zależności od pogody – od ogromnych wartości podczas sztormów, stanowiących zagrożenie dla infrastruktury elektrowni, do okresów flauty (brak wiatru), gdy zagrożona jest opłacalność ekonomiczna przedsięwzięcia. Poza tym problemem jest słone środowisko, sprzyjające korodowaniu zanurzonych elementów elektrowni.



## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody



Rys. 13. Zasada działania kolumny oscylacyjnej wykorzystującej turbinę powietrzną [31]

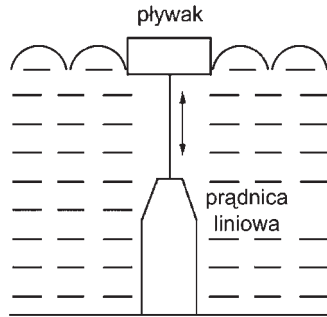
Pierwszym z najczęściej spotykanych rozwiązań jest zastosowanie kolumny oscylacyjnej (rys. 13). W tym przypadku fale powodują ruch wody w specjalnej rurze. Ruch ten z kolei powoduje zasysanie lub wypychanie powietrza. W strumieniu powietrza ustawione są klasyczne turbiny, które mają możliwość pracy przy obu kierunkach wiatru. Taką instalację zbudowano niedaleko Bergen w Norwegii oraz na wyspie Islay na południowym krańcu archipelagu Hybrydów Wewnętrznych [31].

Kolejnym powszechnie stosowanym sposobem jest wykorzystywanie pływaków przetwarzających ruch oscylacyjny fali na energię. Tej metody używa się w niewielkich elektrowniach i może ona znaleźć zastosowanie w ładowaniu akumulatorów na bojach morskich. Na rysunku 14 pokazano zasadę działania takiej elektrowni przymocowanej do dna morskiego. W tym przypadku fale powodują oscylacyjny ruch pływaka, który, dzięki mocowaniu, może zmieniać swoją pozycję tylko w pionie. Ruch ten napędza prądnice [31].

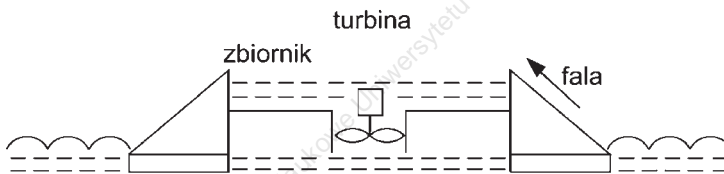
Największe dotychczas zbudowane elektrownie zostały oparte na zasadzie przedstawionej na rysunku 15. Polega ona na tym, że trochę powyżej poziomu oceanu zbudowany jest zbiornik, w którym poziom wody podnosi się wraz z kolejnymi falami przełamującymi falochron. Gdy zapełni się on wodą, grodzie są otwierane, a turbina wodna zaczyna produkować prąd. Instalacje tego typu można budować zarówno na wybrzeżu, jak i na specjalnie w tym celu skonstruowanych sztucznych wyspach. Przykładem funkcjonującej elektrowni opartej na tym schemacie jest zbudowana w 1986 r. elektrownia, zlokalizowana w pobliżu Bergen w Norwegii [31].

Zbudowanie elektrowni falowej na morzach śródlądowych nastrocza wielu problemów. Pierwszym z nich jest odpowiedni wybór lokalizacji, która wymaga występowania fal o odpowiedniej średniej gęstości mocy. Charakterystyka akwenów takiego typu jak Morze Bałtyckie lub Morze Czarne wykazuje przewagę fal stromych i krótkich. Obecnie nie daje to perspektywy zbudowania opłacalnej ekonomicznie elektrowni falowej. Jeśli uda się

przewyciężyć te problemy, to możliwe stanie się wykorzystanie fal o gęstości w zakresie od 1,3 do 2,8 kW/m. Pozostałe parametry tych zbiorników to średnia roczna wysokość fali na poziomie od 0,8 do 1,1 m oraz średni okres od 4,0 do 4,6 s [31].



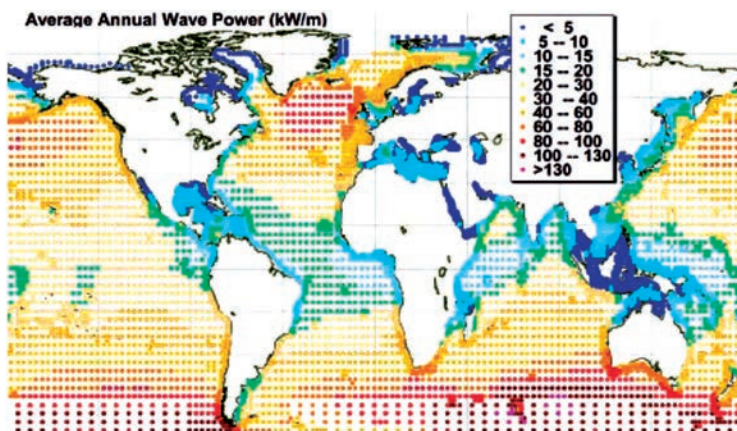
Rys. 14. Zasada działania elektrowni pływakowej [31]



Rys. 15. Zasada działania elektrowni przelewowej [31]

Obecnie na świecie realizuje się wiele projektów, których celem jest stworzenie technologii umożliwiającej pozyskiwanie z fal dużych ilości energii. Wszelkie dotychczas zbudowane konstrukcje należy traktować jako prototypy. Największym problemem w stosowaniu ich na większą skalę jest nieregularność falowania w przeciwieństwie, na przykład, do pływów. Ostatnio odnotowano interesujące nowe rozwiązanie, między innymi w Anglii, USA, Japonii, Norwegii i Portugalii. Obecnie uważa się, że celowe jest zainwestowanie w energetykę falową, gdy moc jednostkowa fali kształtuje się w zakresie co najmniej 15–20 kW/m. Obszary o takich falach to przede wszystkim wybrzeża oceanów. Na morzach śródlądowych wartości te są zdecydowanie mniejsze. Do obszarów najbardziej perspektywicznych na wybrzeżach Europy należą wybrzeża Szkocji i Irlandii oraz Portugalii. Wielka Brytania posiada wybrzeże o mocy fal na poziomie około 75 kW/m, co powinno umożliwić pozyskanie 87 TWh energii falowania rocznie. Poza Europą obszarem o naj-

lepszych perspektywach rozwoju elektrowni falowych są południowe krańce Ameryki Południowej [31, 32].



Rys. 16. Mapa średniorocznych zasobów mocy jednostkowej falowania [33]

Każda elektrownia falowa składa się z trzech głównych podsystemów: pierwotnego mechanicznego, który odpowiada za zamianę energii fal na energię mechaniczną; wyjściowego elektrycznego, którego zadaniem jest zamiana energii mechanicznej na energię elektryczną oraz modułu sterowania i kontroli, którego zadaniem jest zapewnienie optymalnego współgrania pozostałych elementów. Podczas projektowania elektrowni falowej konieczne jest rozwiązanie różnych problemów, z których najistotniejsze to: zapewnienie energetycznego i hydromechanicznego współdziałania poszczególnych elementów elektrowni, zapewnienie optymalnego sterowania procesem przekształcania energii od energii fal poprzez energię mechaniczną do energii elektrycznej oraz stworzenie takiego systemu sterowania, który zapewni autonomiczność i automatyzację elektrowni na wodach [33].

Wśród zrealizowanych lub projektowanych koncepcji wykorzystujących energię fal morskich do najbardziej obiecujących należy zaliczyć „Węza morskiego”. Jest to technologia zapoczątkowana przez szkocką firmę Ocean Power Delivery. Prototyp zbudowany w skali 1:7 został zwodowany w 2001 r. Na podstawie zebranych doświadczeń, wykonano modele w skali 1:1, których testowanie rozpoczęto w 2004 r. Kompletne urządzenie zostało użyte po raz pierwszy w 2008 r. na wyspach Orkney, gdzie znajduje się największy w Europie ośrodek badań nad technologiami konwersji energii falowania – Europejskie Centrum Energetyki Morskiej. W tym samym roku rozpoczęto

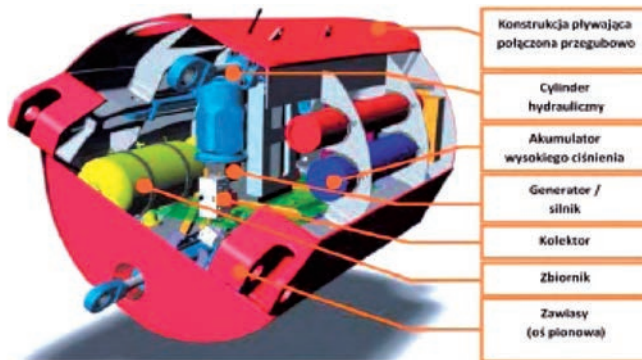
budowę elektrowni u wybrzeży Portugalii, jednak ze względu na awarie i kryzys gospodarczy nie została ona ukończona.



Rys. 17. „Wąż morski” w czasie pracy [31]

Urządzenie to ma średnicę 3,5 m i długość 140–150 m. Podzielone jest na cztery segmenty, połączone ze sobą zawiasami o dwóch stopniach swobody. Jest ono utrzymywane na powierzchni wody dzięki systemowi pływaków i obciążników. W celu utrzymania odpowiedniej pozycji względem kierunku falowania została stworzona stożkowa głowica widoczna na rysunku 17. Wewnątrz rury znajdują się urządzenia hydrauliczne. Na skutek ruchu wody przeguby zaczynają się poruszać i tłoczyć olej do akumulatorów. Akumulatory zasilają silniki hydrauliczne, które napędzają generatory elektryczne. Trzy z nich stanowią oddzielne siłownie i są wyposażone w dwa trójfazowe generatory asynchroniczne o mocy jednostkowej 125 kW. Generatory wyposażone są we wspólną szynę o napięciu znamionowym  $3 \times 690$  V, do której przyłączony jest transformator – jego zadaniem jest podwyższenie napięcia, by mogło zostać ono przesłane. Uzyskana energia jest przesyłana do segmentu cumującego, stąd pojedynczym kablem do złącza znajdującego się na dnie morza, a następnie za pomocą klasycznej podmorskiej sieci elektrycznej na ląd. Zmienność siły falowania wymusza zastosowanie systemu gromadzenia energii elektrycznej w hydroakumulatorach olejowych, w celu zapewnienia stałej wyjściowej mocy generatorów. Dodatkowo funkcję regulacyjną pełni system automatycznego oporu, który jest zawarty w mechanizmie przegubowych zawiasów [31–34].

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody



Rys. 18. Wewnętrzna struktura „Węza morskiego” [33]

Inne urządzenie wykorzystujące energię falowania wody zostało nazwane *Oyster* (ostryga), a opracowała je brytyjska firma Aquamqrine. Po raz pierwszy zostało komercyjnie uruchomione w 2009 r. około pół kilometra od wybrzeży Orkadów, archipelagu wysp u północnych wybrzeży Szkocji. Swoją nazwę zawdzięcza 18-metrowej klapie. Urządzenie umieszcza się na głębokości kilkunastu metrów. Kłapa pod wpływem falowania porusza się i napędza pompy, które tłoczą wodę do hydrogeneratora z turbiną, umieszczonego na wybrzeżu. Następnie woda zwracana jest do oceanu. Gotowe urządzenie przed zamontowaniem na dnie przedstawia rysunek 19. Moc urządzenia to 315 kW [30].



Rys. 19. *Oyster* (ostryga) brytyjskiej firmy Aquamqrine [31]

Kolejną eksperymentalną konstrukcją jest urządzenie o nazwie „Pingwin”. Zostało ono wykonane według projektu fińskiej firmy Wello przez stocznię w Rydze. Konstrukcja przypomina statek o asymetrycznym kadłubie. Ma ona 30 m długości i 220 t wyporności. Charakteryzuje się prostą i trwałą konstrukcją, co znacząco obniża koszty budowy i eksploatacji. Jest w stanie przetrwać w niesprzyjającym środowisku, a dodatkową zaletą jest jej bezobsługowość. Dzięki dużej wytrzymałości czas jej pracy jest dłuższy niż w przypadku stosowanych obecnie elektrowni wiatrowych. Działanie „Pingwina” opiera się na wykorzystaniu ruchów konstrukcji wywołanych falowaniem, co z kolei wprawia w ruch obrotowy koło zamachowe, które zostało zainstalowane na jednostce. Dzięki systemowi przekładni ruch ten jest przenoszony na generator o mocy 1 MW. Wyprodukowana przez generator energia elektryczna przesyłana jest na stały ląd za pomocą podmorskiego kabla [30].



Rys. 20. Urządzenie „Pingwin” podczas testów [31]

Kolejną koncepcją elektrowni wykorzystującej falowanie jest elektrownia pływakowa zbudowana przez firmę Wave Star Energy. W jej skład wchodzi dwa rzędy pływaków po 20 w każdym rzędzie, których ruch posuwisto-zwrotny jest zamieniany na ruch obrotowy za pomocą konstrukcji przypominającej wał korbowy. Dzięki systemowi przekładni napędzana jest prądnica. Cała konstrukcja umieszczona jest na pomoście wychodzącym w ocean. Moc prototypowego modelu wynosiła 5,5 kW (rys. 21) [30].

Kolejnym przykładem elektrowni jest elektrownia pneumatyczna, zaprojektowana i zbudowana przez firmę Oceanlinx u wschodnich wybrzeży Australii. Zasada działania tego typu elektrowni została opisana na początku podrozdziału. Zwodowane u wybrzeży Australii urządzenie ma 16 m dłu-

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

gości, 22 m szerokości, masę całkowitą 4 tys. t oraz zainstalowany generator o mocy 1 MW (rys. 22) [30].



Rys. 21. Elektrownia pływakowa firmy Wave Star Energy [31]



Rys. 22. Elektrownia pneumatyczna firmy Oceanlinx [31]

Następna konstrukcja została zaprojektowana dzięki międzynarodowej współpracy i nazwana „Falowy Smok” (*Wave Dragon*). Działa ona jako elektrownia przelewowa. Gabaryty prototypu urządzenia to 33 m długości, 58 m szerokości i 3,6 m wysokości. Pozwoliło to utworzyć zbiornik o pojemności 55 m<sup>3</sup>. Za wytwarzanie prądu odpowiada zespół siedmiu hydrogeneratorów, wyposażonych w turbiny Kaplana oraz prądnice synchroniczne z magnesami trwałymi i mocy znamionowej 2,3 kW. Łączna masa zastosowanych urządzeń i balastu to 237 t. Z łącznej mocy o wartości 16 kW uzyskiwane jest około 40 MWh energii elektrycznej, przy zakładanej pracy z mocą znamionową przez 2,5 tys. godz. w ciągu roku [31, 35].



Rys. 23. Prototyp *Wave Dragon* [36]

Powszechnie stosowanym sposobem zasilania boi jest wykorzystywanie minielektrowni falowych. Jest to spowodowane ich położeniem zwykle daleko od brzegu, gdzie nie ma możliwości dostarczania energii elektrycznej przy użyciu kabli podmorskich lub jest to bardzo drogie. Podstawowym zadaniem tych urządzeń jest zapewnienie bezpieczeństwa na akwenach, na których je umieszczono. Wyposażone są w instalacje sygnałowe, np.: lampy, buczki, urządzenia radiowe, urządzenia radarowe.

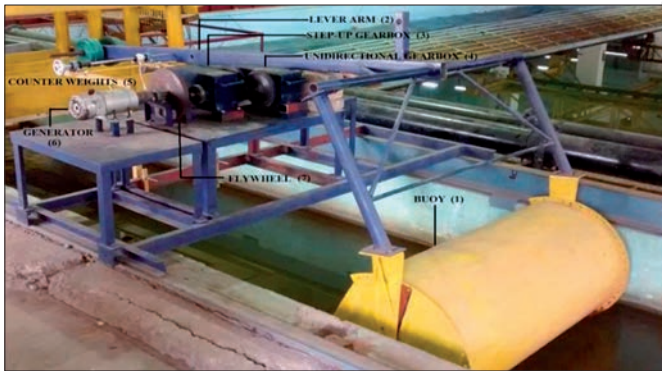


Rys. 24. Boja sygnałowa z lampą i reflektorem radiowym [31]



## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

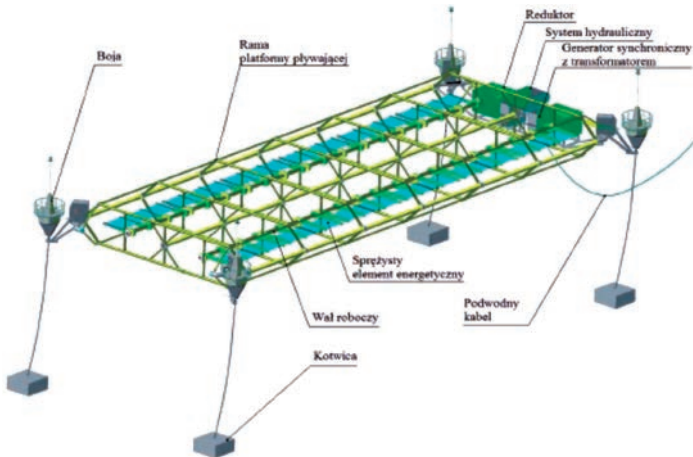
Rozwinięciem idei boi sygnałowych jest urządzenie o nazwie *Power Buoy*. Zostało ono skonstruowane przez firmę Ocean Power Technologies. Boja ta jest zdecydowanie większa od typowej boi sygnałowej. Wyposażona jest w mechanizm, którego zadaniem jest przekształcanie pionowego ruchu boi w siłę napędową generatora. Program rozwoju tej technologii ma wsparcie rządu Australii, który ma nadzieje wykorzystać boje do produkcji energii. Producentów wspiera również rząd Stanów Zjednoczonych przez swój Departament Energetyki. Wsparcie to dotyczy budowy jednostek *Power Buoy* o mocy 150 kW dla amerykańskiej firmy Reeksport [30, 33].



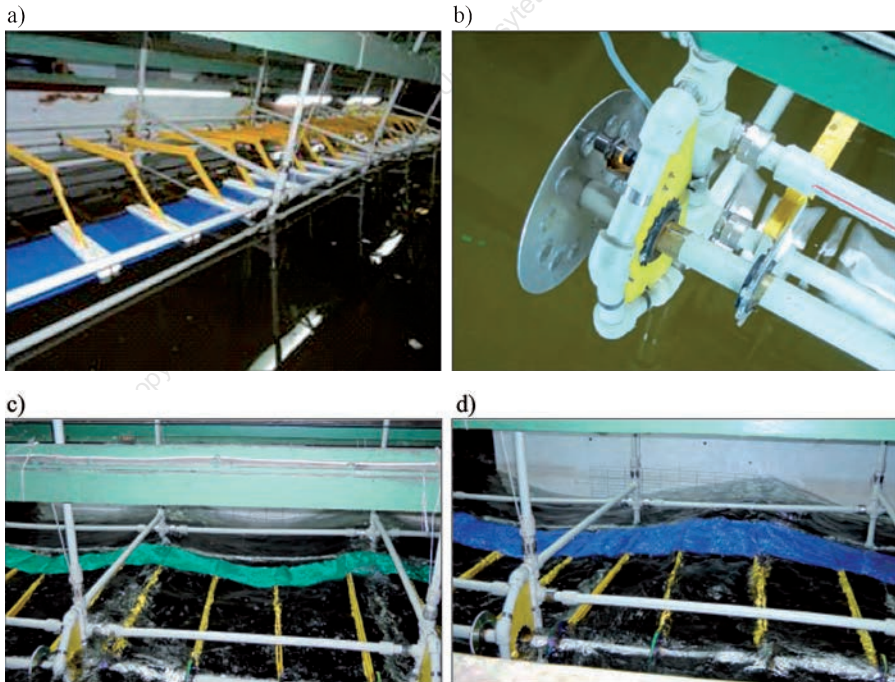
Rys. 25. Eksperymentalna boja horyzontalna (opis oznaczeń w tekście) [37]

Poza bojami o konstrukcji pionowej możliwe jest również zastosowanie boi horyzontalnej. Na rysunku 25 przedstawiono taką doświadczalną instalację. Składa się ona z poziomo ustawionej cylindrycznej boi (1) połączonej z oscylacyjnym ramieniem dźwigni (2). Zadaniem tej boi jest przechwytywanie energii fal. W celu przekształcenia posuwisto-zwrotnego ruchu w ruch obrotowy konieczne jest zastosowanie odpowiedniej przekładni (4). Dodatkowo, w celu ustabilizowania pracy generatora, zainstalowano koło zamachowe (7). Magnes generatora prądu stałego (6) jest wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej na zasadzie indukcji elektromagnetycznej. Skuteczna masa boi jest zmniejszona, gdyż fale, zbliżając się do niej, podnoszą poziom otaczającej wody. Na skutek ruchu wody wprawiane jest w ruch ramię. Gdy fala przemieszcza się dalej, ramię wykonuje ruch powrotny. Na końcu ramienia znajduje się przeciwwaga (5). W ten sposób ruch boi jest przekształcany w ruch obrotowy przez ramię dźwigni. Ruch obrotowy z niską prędkością i wysokim momentem obrotowym jest następnie zamieniany na ruch z wy-

soką prędkością, z wykorzystaniem przekładni (3). Jest on sprzężony z generatorem przez koło zamachowe w celu wytwarzania energii elektrycznej [37].



Rys. 26. Struktura elektrowni falowej wykorzystującej sprężyste elementy energetyczne [33]



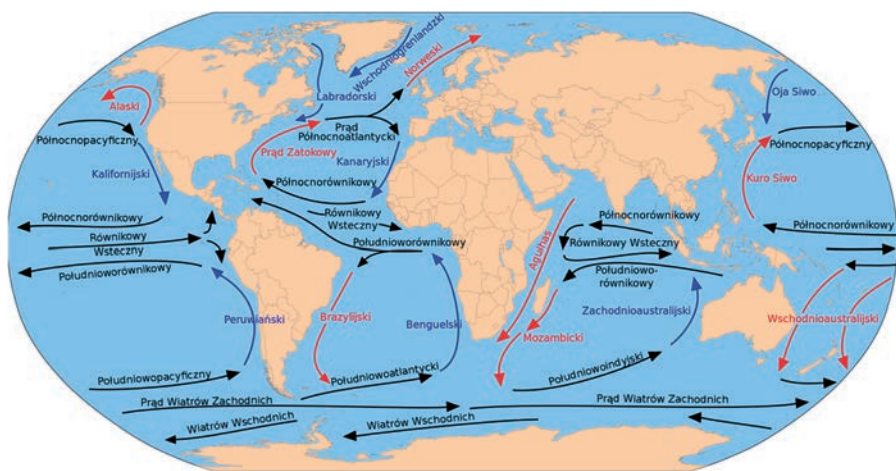
Rys. 27. Morska elektrownia falowa na basenie doświadczalnym: a – model badawczy, b – przyrząd do wyznaczania charakterystyk obrotu wału, c – badania ze sprężystym elementem energetycznym o szerokości 0,2 m, d – badania ze sprężystym elementem energetycznym o szerokości 0,3 m [33]

Dzięki nowemu typowi przetwornika elektromechanicznego ze sprężystym elementem energetycznym w formie spirali, opracowano projekt nowego typu elektrowni (rys. 26). Jej głównym elementem jest zakotwiczona na wodzie, pływająca platforma, na której zamontowane są sprężyste elementy energetyczne. Elementy te pod wpływem falowania wykonują pionowe drgania, przekładane za pomocą dźwigni na ruch wału roboczego. Dzięki systemowi przekładni zwiększa się energia, która przekazywana jest następnie do hydrosystemu. Składa się on z pompy hydraulicznej, akumulatora hydraulicznego oraz turbiny wodnej. Zadaniem ostatniego elementu jest wprowadzenie w ruch obrotowego generatora synchronicznego z magnesami trwałymi. Wyprodukowana energia przesyłana jest następnie przez transformator i przez kabel morski do sieci przesyłowej znajdującej się na stałym lądzie [33].

### 5.3. Energia prądów morskich

#### 5.3.1. Prądy morskie

Prądy morskie jest to duży i niemal niezmienny ruch w powierzchniowej warstwie oceanu lub morza, wywołany przede wszystkim występowaniem stałych wiatrów oraz różnicami w gęstości wody. Ma na nie wpływ również ruch obrotowy Ziemi, który wpływa na ich kierunek. Między atmosferą i morzem następuje ciągła wymiana energii i pędu. Zarówno cząsteczki wody, jak i powietrza pozostają w ciągłym ruchu. Prędkość cząsteczek powietrza jest znacznie większa od prędkości cząsteczek wody. Na skutek uderzania cząsteczek powietrza w wierzchnią warstwę wody następuje oddawanie energii kinetycznej. Pod wpływem wzrostu ilości energii kinetycznej następuje wprowadzenie mas wody na powierzchni w ruch. W ten sposób powstają prądy dryfowe. Na światowym oceanie tworzą one pięć kręgów cyrkulacji wody. W pobliżu brzegów ma na nie wpływ ich ukształtowanie oraz takie czynniki jak pływy morskie i rozmieszczenie ujść rzek. Prędkość prądów morskich nie jest stała, średnio wynosi około 10 km na dobę, jednak zdarzają się miejsca gdzie wzrasta nawet do 150 km na dobę. Ze względu na temperaturę wody niesione przez prądy, dzielimy je na ciepłe, które niosą wodę cieplejszą od wód otaczających, oraz zimne, które niosą wodę zimniejszą od wód otaczających [25, 28].



Rys. 28. Mapa prądów morskich [38]

Tabela 4. Wybrane prądy powierzchniowe na Oceanie Atlantyckim [28, 39]

Nazwa prądu morskiego po polsku	Nazwa prądu morskiego po angielsku	Opis prądu morskiego (ciepły/zimny, trasa, prędkość, ilość wody, powiązania)
Prąd Gujański	Guinea Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż Zatoki Gujańskiej z zachodu na wschód. Charakteryzuje się prędkością 3,5 km/h i przepływem 6 mln m <sup>3</sup> /s. W okresie letnim stanowi przedłużenie ciepłego Równikowego Prądu Wstecznego
Prąd Antylski	Antilles Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż północnych wybrzeży Karaibów. Charakteryzuje się prędkością od 1 do 2 km/h. Po połączeniu się z Prądem Florydzkim na północ od Bahamów daje początek Gólfstrzomowi.
Prąd Karaibski	Caribbean Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż Małych Antyli, następnie przez Cieśninę Jukatańską, Zatokę Meksykańską do Cieśniny Florydzkiej. Charakteryzuje się prędkością od 4,5 do 7 km/h i przepływem od 25 do 34 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje z połączenia Prądu Gujańskiego z południową odnogą prądu Północnorównikowego. W Cieśninie Florydzkiej tworzy Prąd Florydzki
Prąd Florydzki	Florida Current	Ciepły prąd morski, który płynie z Zatoki Meksykańskiej w stronę Cieśniny Florydzkiej. Charakteryzuje się prędkością do 10 km/h i przepływem 26 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje w Zatoce Meksykańskiej, po przepłynięciu Cieśniny Florydzkiej łączy się z prądem Antylskim tworząc Gólfstrzom
Prąd Zatokowy (Gólfstrzom)	Gulf Stream	Ciepły prąd morski, który płynie od półwyspu Floryda do ławicy Nowofundlandzkiej. Charakteryzuje się prędkością do 10 km/h i maksymalnym przepływem 106 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje w wyniku połączenia Prądu Florydzkiego z Prądem Antylskim u wybrzeży Florydy. Jego przedłużeniem jest Prąd Północnoatlantycki

Nazwa prądu morskiego po polsku	Nazwa prądu morskiego po angielsku	Opis prądu morskiego (ciepły/zimny, trasa, prędkość, ilość wody, powiązania)
Prąd Labradorski	Labrador Current	Zimny prąd morski, który płynie od Cieśniny Baffina przez Morze Nowofundlandzkie i następnie wzdłuż wybrzeży Ameryki do Ławicy Nowofundlandzkiej. Charakteryzuje się prędkością około 2,8 km/h i przepływem około 4 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje w Cieśninie Davisa z połączenia Prądu Ziemi Baffina i zachodniej odnogi Prądu Zachodniogrenlandzkiego. Na południe od Nowej Funlandii jego wody wchodzi pod Gólsztrum
Prąd Wschodniogrenlandzki	East Greenland Current	Zimny prąd morski, który płynie przez Morze Grenlandzkie, wzdłuż południowo-wschodnich brzegów Grenlandii, do przylądka Farvel. Charakteryzuje się prędkością od 0,2 do 1,0 km/h i przepływem 3 mln m <sup>3</sup> /s. Po połączeniu z Prądem Irmingera tworzy Prąd Zachodniogrenlandzki
Prąd Zachodniogrenlandzki	West Greenland Current	Prąd morski, który płynie z Morza Labradorskiego na północ, wzdłuż zachodnich brzegów Grenlandii do Morza Baffina. Charakteryzuje się prędkością od 0,9 do 1,9 km/h. Jest przedłużeniem Prądu Wschodniogrenlandzkiego
Prąd Kanaryjski	Canaries Current	Zimny prąd morski, który płynie od wybrzeży Portugalii w kierunku południowo-zachodnim, wzdłuż wybrzeży Afryki do Wysp Zielonego Przylądka. Charakteryzuje się prędkością do 2 km/h i przepływem około 16 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje z odnogi Prądu Północnoatlantyckiego. Po minięciu Wysp Zielonego Przylądka daje początek Prądowi Północnorównikowemu
Równikowy Prąd Wsteczny	Equatorial Counter Current	Ciepły prąd morski, który płynie na wschód po obu stronach równika. Charakteryzuje się prędkością od 1 do 3 km/h i przepływem od 40 do 60 mln m <sup>3</sup> /s
Prąd Brazylijski	Brazil Current	Ciepły prąd morski, który płynie z północy na południe, wzdłuż wschodniego wybrzeża Ameryki Południowej. Charakteryzuje się prędkością od 1 do 3 km/h i przepływem około 10 mln m <sup>3</sup> /s. Na południu łączy się z Antarktycznym Prądem Okolobiegunowym
Prąd Falklandzki	Falkland Current	Zimny prąd morski, który płynie na północ wzdłuż brzegów Argentyny. Charakteryzuje się prędkością do 2 do 4 km/h
Antarktyczny Prąd Okolobiegunowy	Antarctic Circumpolar Current	Zimny prąd morski, który płynie wzdłuż wybrzeży Antarktydy z zachodu na wschód. Charakteryzuje się prędkością od 0,6 do 1,1 km/h i przepływem od 183 do 215 mln m <sup>3</sup> /s
Prąd Gwinejski	Guinea Current	Ciepły prąd morski, który płynie na północ od równika wzdłuż wybrzeży Afryki do Zatoki Gwinejskiej. Charakteryzuje się prędkością 3 km/h

Tabela 5. Wybrane prądy powierzchniowe na Oceanie Spokojnym [28, 39]

Nazwa prądu morskiego po polsku	Nazwa prądu morskiego po angielsku	Opis prądu morskiego (ciepły/zimny, trasa, prędkość, ilość wody, powiązania)
Kuro Siwo	Japan Current	Ciepły prąd morski, który płynie od wyspy Luzon (Filipiny), wzdłuż wschodnich wybrzeży Tajwanu do południowych i południowo-wschodnich wybrzeży Japonii. Charakteryzuje się prędkością od 2 do 6 km/h i przepływem około 40–50 mln m <sup>3</sup> /s, miejscami wzrasta do 70 mln m <sup>3</sup> /s. Po minięciu wybrzeży Japonii skręca na wschód, dając początek Prądowi Mindanao
Prąd Północnopacyficzny	North Pacific Current	Ciepły prąd morski, który płynie z zachodu na wschód między ok. 35° a 42° N. Charakteryzuje się prędkością do 2 km/h i przepływem od 35 do 70 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje z połączenia Kuro Siwo z Oja Siwo na wschód od wyspy Honsiu. Po dotarciu do wybrzeży Ameryki rozdziela się na płynący na północ Prąd Alaski i płynący na południe Prąd Kalifornijski
Prąd Kalifornijski	California Current	Zimny prąd morski, który płynie wzdłuż zachodnich wybrzeży Ameryki Północnej od ok. 45°N do 20°N. Charakteryzuje się prędkością od 1 do 2 km/h i przepływem od 10 do 15 mln m <sup>3</sup> /s
Prąd Kamczatki	Kamchatka Current	Zimny prąd morski, który zaczyna się w zachodniej części Morza Beringa i płynie na południowy zachód, wzdłuż brzegów Kamczatki. Jego wody dają początek Oja Siwo
Prąd Kurylski (Oja Siwo)	Oyashio Current	Zimny prąd morski, który płynie z Morza Beringa na południowy zachód, wzdłuż brzegów Kamczatki, Kueyli i Hokaido. Charakteryzuje się prędkością około 1,5 km/h i przepływem do 15 mln m <sup>3</sup> /s. W rejonie 37–40°N łączy się z północną odnogą prądu Kuro Siwo, dając początek Prądowi Północnopacyficznemu
Prąd Alaski	Alaska Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż wybrzeży Ameryki Północnej na północ i następnie na zachód przez Zatokę Alaski w stronę Wysp Aleuckich i kończy w Morzu Beringa. Charakteryzuje się prędkością do 3 km/h i średnim przepływem od 10 do 20 mln m <sup>3</sup> /s
Równikowy Prąd Wsteczny	Equatorial Counter Current	Ciepły prąd morski, który płynie na wschód po obu stronach równika. Charakteryzuje się prędkością od 1 do 6,8 km/h i przepływem od 40 do 60 mln m <sup>3</sup> /s
Prąd Wschodnioaustralijski	East Australian Current	Ciepły prąd morski, który płynie u wschodnich wybrzeży Australii, na Morzu Koralowym i Morzu Tasmana. Charakteryzuje się średnią prędkością 2 km/h i średnim przepływem 30 mln m <sup>3</sup> /s. Powstaje z odgałęzienia Prądu Południoworównikowego, po minięciu Tasmanii skręca na północny wschód, tworząc Prąd Zachodniowozelandzki
Prąd Peruwiański	Humboldt Current	Zimny prąd morski, który płynie z południa w stronę równika, wzdłuż zachodnich wybrzeży Ameryki Południowej. Charakteryzuje się prędkością około 0,6 km/h i przepływem od 15 do 20 mln m <sup>3</sup> /s

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

Tabela 6. Wybrane prądy powierzchniowe na Oceanie Indyjskim [28, 39]

Nazwa prądu morskiego po polsku	Nazwa prądu morskiego po angielsku	Opis prądu morskiego (ciepły/zimny, trasa, prędkość, ilość wody, powiązania)
Prąd Somalijski	Somalian Current	Ciepły prąd morski, który zmienia kierunek pod wpływem wiatrów monsunowych. W lecie płynie na północny wschód, a zimą w kierunku przeciwnym
Prąd Monsunowy	Monsoon Drift	Ciepły prąd morski, który zmienia kierunek pod wpływem wiatrów monsunowych. W lecie płynie na wschód, z Morza Arabskiego w kierunku wyspy Sumatra, a zimą z Morza Andamańskiego w kierunku Półwyspu Somalijskiego. Charakteryzuje się prędkością od 0,5 do 4,5 km/h w lecie oraz 1,0 do 1,5 km/h w zimie
Agulhas (Prąd Przylądka Igielnego)	Agulhas Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż wybrzeży Afryki na południe. Charakteryzuje się prędkością od 3 do 7 km/h i przepływem od 40 do 50 mln m <sup>3</sup> /s
Prąd Mozambicki	Mozambique Current	Ciepły prąd morski, który płynie wzdłuż wybrzeży Mozambiku w stronę Arktycznego Prądu Okołobiegunowego. Charakteryzuje się prędkością od 1,8 do 2,7 km/h

Najważniejszymi parametrami przy opisywaniu prądów morskich są ich prędkość oraz kierunek. Prądy morskie są wolniejsze na otwartych wodach, gdzie ich prędkość osiąga najczęściej około 1,5 m/s. Przy przechodzeniu z otwartego zbiornika do cieśnin, kanałów i wód przybrzeżnych obserwuje się wzrost prędkości nawet do 3,0 m/s lub wyższych. W Europie dużymi prędkościami prądów morskich charakteryzują się wybrzeża Norwegii, gdzie osiągają one prędkość nawet powyżej 8 m/s. Kiedy prąd osiąga takie wartości, zaczyna być słyszalny z odległości wielu kilometrów w postaci szumu. Trzecim istotnym aspektem prądu morskiego poza jego prędkością i kierunkiem jest ilość wody, jaką transportuje. Najpotężniejsze prądy transportują setki milionów metrów sześciennych wody w każdej sekundzie [25, 28].

Na małych szerokościach geograficznych zaobserwowano zależności pomiędzy pasatami i wiatrami monsunowymi a istniejącymi prądami morskimi. Z kolei jednym z czynników wpływających na powstawanie prądów morskich na półkuli północnej są wiatry zachodnie, występujące na średnich szerokościach geograficznych. We wszystkich oceanach istnieją prądy morskie w okolicach równika. Należą do nich Północny i Południowy Prąd Równikowy, które oddzielone są od siebie Równikowym Prądem Wstecznym. Dwa pierwsze ze wspomnianych płyną ze wschodu na zachód. Po dotarciu do brzegów kontynentu dochodzi do ich rozdzielenia i powstania bardzo silnych ciepłych prądów morskich, które kierują ciepłe masy wody w stronę obu biegunów. Po dotarciu do średnich szerokości geograficznych

prądy te mają tendencje do zmiany kierunku i ponownego przecinania oceanów, by po dotarciu do ich brzegów skręcić ku równikowi. W ten sposób powstają cyrkulacyjne układy prądów zwane cyrkulacjami cyklonalnymi, zgodnymi z kierunkiem wskazówek zegara, oraz cyrkulacje antycyklonalne, niezgodne z kierunkiem wskazówek zegara. Środki cyrkulacji są przesunięte na półkuli północnej ku zachodowi, a na półkuli południowej ku wschodowi [25, 28].

### 5.3.2. Oszacowanie energii prądów morskich

Niewielka część (0,02%) energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi zostaje zamieniona w energię cieplną oceanów. Dla określenia mocy prądów morskich można się posługiwać tymi samymi zależnościami co w przypadku wiatrów. Zaletą energii prądów morskich w stosunku do energii wiatrów jest brak gwałtownych zmian kierunku oraz prędkości przy umieszczeniu turbiny na odpowiednio dużej głębokości. Dodatkową zaletą takiego rozwiązania jest ochrona urządzeń przed niszczycielskim wpływem fal, a przede wszystkim sztormów. Największą wadą rozwiązań tego typu jest konieczność zabezpieczenia ich przed korozyjnymi właściwościami wody morskiej oraz obrastanie instalacji przez morską florę i faunę. Energia powstających, dzięki wpływowi promieniowania słonecznego na oceany, prądów morskich jest szacowana na od 5 do 7 TW. Z zaledwie 1 m<sup>2</sup> przekroju poprzecznego prądu morskiego o prędkości 2 m/s można otrzymać 1200 W mocy elektrycznej. Aby uzyskać podobną moc z wykorzystaniem wiatru, jego prędkość musi wynosić 20 m/s. Natomiast jeśli za punkt wyjściowy przyjąć moc turbiny 1 MW, to potrzebna będzie turbina wiatrowa o średnicy 50 m, podczas gdy wystarczy zaledwie 20-metrowa turbina przy prędkości przepływu 2 m/s. Ocenia się, że tylko sam Gólsztróm w rejonie Florydy umożliwi zbudowanie dwóch elektrowni o mocy do 1000 MW. W Europie potencjał prądów morskich został oceniony na łącznie ponad 12 GW z 106 potencjalnych lokalizacji. Negatywnym skutkiem pozyskiwania energii prądów morskich jest ich osłabienie, co ma przełożenie na klimat na Ziemi, np. osłabienie Gólsztrómu spowoduje obniżenie temperatury w północnej Europie. Do najbardziej obiecujących lokalizacji dla przyszłych elektrowni wykorzystujących energię prądów morskich należą rejony, w których prądy morskie ograniczone są przez lądy, są to m.in.: Zatoka Pentland położona pomiędzy Szkocją a wyspami Orkney; wody wokół wyspy Alderney leżącej na Kanale LaManche; brzegi Wielkiej Brytani w okolicach Devon; Cieśnina Mesyńska we Włoszech oraz przesmyk znajdujący się



pomiędzy Greckimi wyspami Aegean, istnieją również plany wybudowania elektrowni w Cieśninie Bosfor (Turcja) [1, 2, 40].

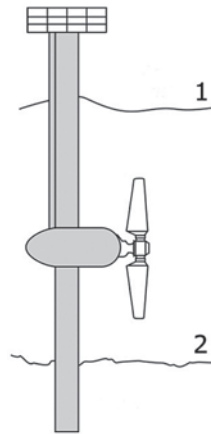
### 5.3.3. Pozyskiwanie energii prądów morskich – elektrownie prądów morskich

Pozyskiwanie energii z wykorzystaniem prądów morskich jest alternatywą dla obecnie stosowanych konwencjonalnych źródeł zasilania. Zaletą wykorzystania energii prądów morskich jest możliwość użycia wielu rozwiązań, które zostały opracowane dla potrzeb klasycznych elektrowni wodnych zlokalizowanych na rzekach. Wynika to z podobieństwa prądów morskich do rzecznych. Projektując elektrownie prądów morskich, trzeba pamiętać o konieczności zabezpieczenia łopatek turbin, które narażone są na o wiele bardziej niszczyielskie działanie wody morskiej niż ich rzeczne odpowiedniki. Mikrouszkodzenia łopatek turbin powodują zwiększenie szorstkości, co może zmniejszyć wydajność pracy turbiny nawet o 19%. Drugim największym zagrożeniem są uszkodzenia, których przyczyną są zderzenia z większymi obiektami. Powodują one wypaczenie się turbin i w konsekwencji prowadzą do powstawania zaburzających ich pracę wibracji [41, 42].

Przy pozyskiwaniu energii prądów morskich mają szansę znaleźć zastosowanie turbiny o poziomej osi obrotu. Mają one wiele cech wspólnych ze swoimi odpowiednikami wśród turbin wiatrowych. Typowe urządzenie zaopatrzone jest trzyłopatowy wirnik, który napędza generator za pomocą przekładni. Istnieją jednak turbiny, które mają dwie, cztery i więcej łopat. Ponieważ turbina będzie pracować pod wodą, dlatego wszystkie elementy elektryczne i mechaniczne muszą być chronione przed działaniem wody za pomocą wodoszczelnej obudowy. Skrzynie biegów, które są słabym punktem turbin wiatrowych, zostały zastąpione systemem napędu bezpośredniego. W turbinach służących do pozyskiwania energii prądów morskich stosuje się przetworniki umożliwiające dostosowanie wytwarzanej energii prądu stałego do potrzeb przesyłowej sieci elektrycznej w danym kraju. W zależności od państwa wiąże się to zarówno ze zmianą parametrów, np. napięcia elektrycznego, jak i zamianą prądu stałego na zmienny [41–44].

Istnieją turbiny zarówno o stałym skoku łopat, który jest najprostszy do zaprojektowania i wykonania, jak i o skoku łopat regulowanym za pomocą zainstalowanych mechanizmów. Systemy stabilizujące pracę turbin w zależności od prędkości wody są mniej istotne niż dla turbin wiatrowych, gdzie występuje większa zmienność prędkości płynu. Dodatkowo turbiny wiatrowe

muszą ze względów bezpieczeństwa zawierać systemy hamujące, na wypadek wystąpienia bardzo silnych wiatrów. W turbinach morskich, szczególnie położonych na większej głębokości, instalacja takiego systemu nie jest wymagana, ponieważ warstwa wody chroni turbinę przed wpływem wiatrów. Jeśli turbina znajduje się na niewielkiej głębokości, gdzie może wpłynąć na nią sztorm, musi już zawierać taki system [41–44].



Rys. 29. Schemat turbiny o poziomej osi obrotu: 1 – poziom morza, 2 – dno morza [41]



Rys. 30. Turbina z dwoma otwartymi łopatkami [40]

Poza turbinami mającymi otwarte łopaty, takie jak przedstawiono na rysunkach 29 i 30, istnieją również turbiny z osłonami (rys. 31). Osłony te służą kilku celom: ochronie turbiny zarówno przed uszkodzeniem przez elementy otoczenia, np. niesione przez fale kawałki drewna lub inne materiały, jak i przez zwierzęta morskie, dodatkowo umożliwiają one sterowanie przepływem wody przez turbinę [41–44].



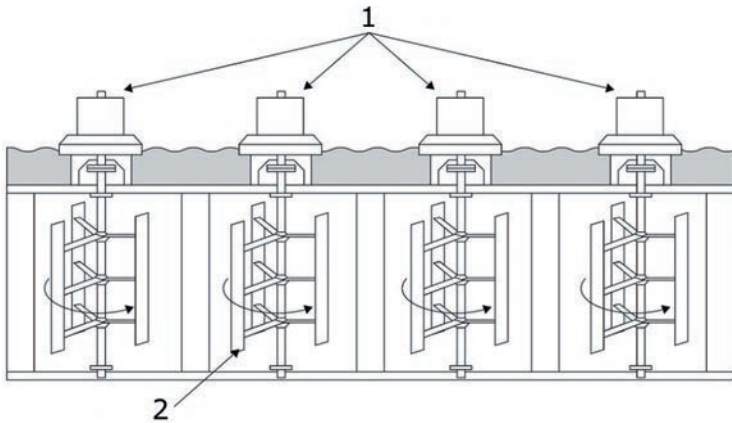
Rys. 31. Turbina z zamkniętymi łopatkami [43]

Poza tym turbiny z zamkniętymi łopatkami zmniejszają turbulencje, co pozwala umieszczać je w większym zagęszczeniu. Prawdłowo zaprojektowana osłona powinna dodatkowo zapewniać zwiększenie wydajności, działając na zasadzie dyfuzora w samochodzie wyścigowym. Zapewnia to zwiększenie przepływu przez turbinę, co prowadzi do zwiększenia wydajności o 35 do 60% w zależności od rodzaju zastosowanej osłony [41–44].

Istnieje kilka sposobów umocowania turbiny o poziomej osi obrotu w strumieniu prądu morskiego. Najprostszą koncepcją jest wieża przymocowana do dna morskiego lub mocowanie turbiny do specjalnej boi na powierzchni. Zastosowanie tych technik jest jednak drogie, a ponadto druga z nich uzależnia turbinę od wpływu środowiska powyżej linii wody. Alternatywą jest wykorzystanie grawitacji w celu utrzymania turbiny w odpowiednim położeniu. W tym przypadku konieczne jest stworzenie odpowiedniego systemu cumującego turbinę do dna. Zaletą jest mniejsza cena w porównaniu z ceną konstrukcji z wieżą. Wadą tej metody jest mniejsza stabilność konstrukcji względem wież. Możliwe jest również stworzenie pływającej platformy, na której można umieścić cały zespół turbin [41–44].

Dużym problemem jest kwestia konserwacji turbin. Z tego powodu, w zależności od zastosowanej konstrukcji mocującej, muszą istnieć rozwiązania techniczne umożliwiające ich transport na powierzchnię w celu konserwacji. Niektóre wieże zawierają teleskopowe elementy konstrukcyjne umożliwiające podniesienie turbiny nad wodę. Innym sposobem jest wykorzystanie wyciągarek, które wyciągają turbinę powyżej poziomu morza. Po zakończonych pracach turbina jest ponownie opuszczana na wieżę. Turbiny unoszące się w wodzie dzięki sile wyporu podnosi się przez zwiększenie ich wyporności. Natomiast w przypadku konserwacji turbin na pływających

platformach należy podnieść całą platformę. Z powodu dużego kosztu produkcji elementu mocującego, często opłaca się instalowanie dwóch lub nawet większej liczby turbin za pomocą pojedynczej konstrukcji [41–44].



Rys. 32. Schemat turbiny o pionowej osi obrotu: 1 – generator, 2 – turbina [41]

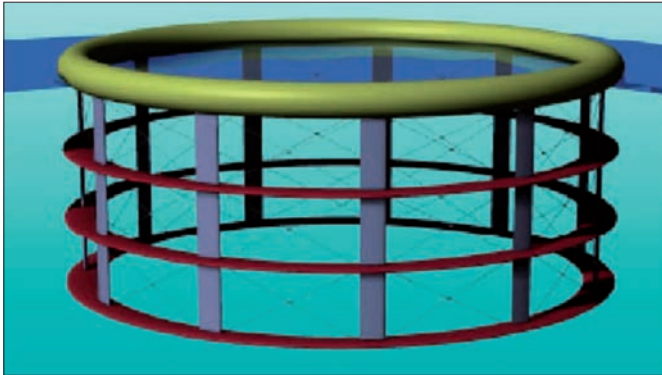
Kolejną turbiną przystosowaną do pobierania energii z prądów morskich jest turbina o pionowej osi obrotu. Jej cechą charakterystyczną są łopatki zamontowane na wale ustawionym pionowo. Pierwszą zaletą takiej konstrukcji jest możliwość obracania się niezależnie od kierunku przepływu wody i w związku z tym niewrażliwość na zmiany kierunku prądu, co oznacza, że taka turbina dobrze sprawdza się w miejscach, gdzie w ciągu roku występują takie zmiany, np. w wyniku występowania wiatrów monsunowych. Będzie również działać sprawnie tam, gdzie spotykają się dwa prądy o różnych kierunkach.

Drugą zaletą turbiny o osi pionowej jest możliwość zamontowania generatora zarówno na górnej, jak i na dolnej części wału, co pozwala dostosować konstrukcję do danego miejsca. Na przykład, gdy na obszarze budowy elektrowni występuje duży ruch statków, można bezpiecznie zamontować generator od dołu, a gdy konieczne jest zabezpieczenie generatora przed wpływem wody morskiej, np. na pływającej platformie, można umieścić generator na górze wału [41–44].

Turbina o osi pionowej może mieć różne kształty. Jedną z najsłynniejszych jest wywodząca się od turbin wiatrowych turbina Darrieusa, która składa się z dwóch lub trzech cienkich łopat w kształcie litery C, łączącej się na dole i górze osi obrotu. Zmodyfikowana turbina Darrieusa nazywana jest tur-

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

biną H-Darrieusa. Różni się ona od poprzedniej tym, że łopatki zamontowane są przy użyciu podpór poziomych, co tworzy wirniki w kształcie litery H. Taki wirnik ma dodatkową zaletę, polegającą na tym, że daje możliwość dostosowania kształtu do warunków otoczenia [41–44].



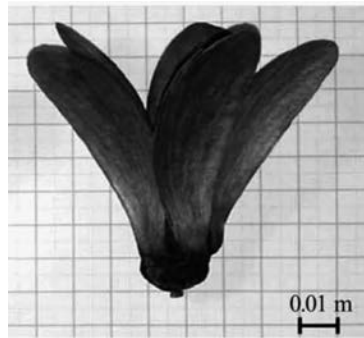
Rys. 33. Koncepcja turbiny o przepływie poprzecznym o mocy 100 MW [43]

Turbina o przepływie porzecznym działa na zasadzie koła wodnego. Jej zaletą jest wysoka skuteczność przetwarzania energii prądów morskich na energię elektryczną. Większość takich turbin jest całkowicie zanurzona w wodzie. Ich konstrukcja przypomina urządzenie do pomiaru prędkości wiatru o nazwie anemometr. Turbiny tego typu mogą znaleźć zastosowanie w małych instalacjach [41–44].

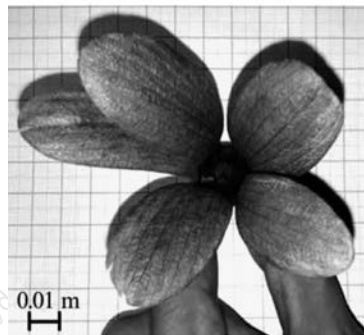
Jednym z kierunków rozwoju przemysłu energetycznego jest wykorzystanie zasad bioniki. Technika ta polega na naśladowaniu występujących w naturze rozwiązań w celu opracowywania i budowy nowych urządzeń. Twórcy jednej z proponowanych przez bionikę turbin inspirowali się kształtem nasion *Dryobalanopsa* (rys. 34). Ze względu na właściwości aerodynamiczne nasiona mogą być unoszone przez wiatr, co pozwala im zasiedlać nowe tereny. Opracowano zatem koncepcję turbiny, której konstrukcja naśladuje cechy fizyczne nasion i mechanizm ich lotu. Zaproponowano, by nowa turbina miała trzy łopatki o kształcie zbliżonym do *Dryobalanopsa*, które to będą zamontowane na gondoli odwrotnie do kierunku wiatru, zaś sama gondola zostanie umieszczona na wsporniku (rys. 35).

Podsumowując, do głównych zalet tej turbiny należy większy hydrodynamiczny moment obrotowy niż w obecnie stosowanych turbinach, co pozwala pokonać opór gondoli. Dzięki mniejszej prędkości obrotu końcówek

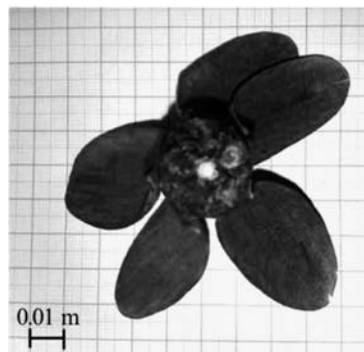
łopat ryzyko kolizji z morskimi stworzeniami jest mniejsze. Umożliwia to zainstalowanie większej liczby turbin bez pojawienia się efektów zaburzeń ich pracy, co przekłada się na większą wydajności z jednostki powierzchni elektrowni [45].



(a)

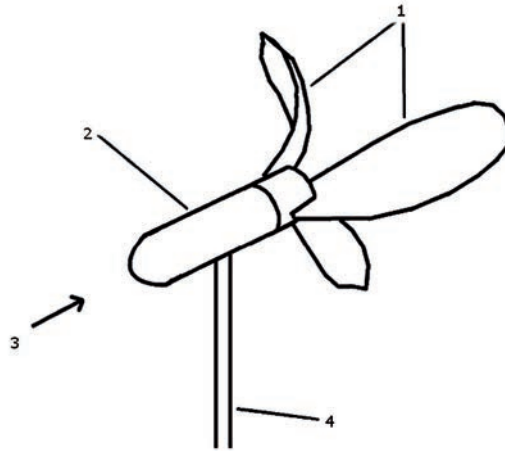


(b)



(c)

Rys. 34. Zdjęcia nasion *Dryobalanops*: a – widok z boku, b – widok z góry, c – widok z dołu [45]



Rys. 35. Schemat turbiny inspirowanej nasionami *Dryobalanopsa*: 1 – łopatki turbiny, 2 – gondola, 3 – kierunek wiatru, 4 – podpora [45]

Wsparcie rządów krajów europejskich powoduje, że w Europie prowadzi się najwięcej badań i wykorzystuje technologie turbin morskich. W pozostałych częściach świata, między innymi w USA, rozwój metod wykorzystywania prądów morskich przebiega wolniej, choć również tam w ostatnich latach obserwowany jest wzrost nakładów na badania i wdrażanie technologii [44].

## 5.4. Energia z różnic w zasoleniu wody

### 5.4.1. Właściwości wody morskiej

Woda morska jest to niezwykle złożona mieszanina. Teoretycznie zawiera wszystkie pierwiastki spotykane w naturze w postaci jonów, dodatkowo występuje w niej wiele organicznych związków chemicznych, a poza tym gazy rozpuszczone w wodzie oraz bardzo dużo różnych zawiesin, w tym aktywne komórki żywych organizmów. Wśród tak wielu komponentów można jednak wyróżnić grupę podstawowych składników wody morskiej. Do tej nielicznej grupy, stanowiącej 99% suchej masy rozpuszczonej w wodzie, należą następujące jony:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ . Odpowiadają one za słony smak wody morskiej. Do Oceanu Światowego trafiają one głównie w postaci pyłu powstającego na skutek wietrzenia skał. Drugim źródłem jest obieg wody w przyrodzie, dzięki któremu sole wypłukiwane przez wodę ze skał ostatecznie trafiają do mórz i oceanów [28, 46].

Tabela 7. Przykładowy skład wody morskiej o zasoleniu 35% [28]

Składnik	Koncentracja [g/kg]
Chlor	19,353
Sód	10,760
Siarczany	2,712
Magnez	1,294
Wapń	0,413
Potas	0,387
Węglany	0,142
Brom	0,067
Stront	0,008
Bor	0,004
Fluor	0,001

Dzięki przeprowadzonym na początku XX wieku badaniom zasolenia mórz i oceanów wiadomo, że ilość soli zawartych w wodzie morskiej może się znacząco zmieniać w zależności od badanego akwenu. Ilość ta zmienia się od poniżej 10 g na 1 kg wody przykładowo w Morzu Bałtyckim do 400 g na 1 kg wody przykładowo w Morzu Czerwonym. Co bardzo istotne, stosunek poszczególnych składników jest dla wszystkich zbiorników mniej więcej taki sam. Różnice występują zarówno między sezonami, jak i między poszczególnymi akwenami. Spowodowane są one procesami zachodzącymi w morzu, zarówno biologicznymi, jak i geochemicznymi. Przykładowo w wodach, w których występują korzystne warunki do rozwoju planktonu, obserwuje się niewielki spadek stężenia procentowego takich pierwiastków jak potas i wapń. Są one następnie pobierane i wykorzystywane przez organizmy żywe. Do procesów geochemicznych wpływających na skład wód morskich należy natomiast wytrącanie się niektórych soli, zachodzące na skutek mieszania się wód morskich z wpadającą do mórz wodą słodką. Innym czynnikiem wpływającym na zmiany składu jest zasilenie wód przydennych przez związki wapnia zawarte w dnie morskim. Kolejnym istotnym procesem jest selektywne wydzielanie się poszczególnych soli przy zamarzaniu mórz w różnych temperaturach. Wszystkie wymienione zmiany są jednak niewielkie w przypadku głównych soli rozpuszczonych w wodzie morskiej i by je wychwycić, należy przeprowadzić dokładne testy. Wśród tych związków bardzo istotne dla zachowania równowagi w środowisku wodnym są nieorganiczne sole takich pierwiastków jak fosfor, azot i krzem. Te sole odżywcze nazywane składnikami biogenicznymi (biogenami) i są niezbędne do utrzymania życia w oceanach.



## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

Istotną grupą związków występujących w ilościach mikro- i submikrogramowych są wielowartościowe kationy metali ziem rzadkich i d-elektronowych, takie jak na przykład:  $Fe^{3+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Ni^{2+}$ ,  $Co^{2+}$ ,  $Cu^{2+}$  i  $Ti^{4+}$ . Kationy te mają istotne znaczenie jako centra aktywne wielu enzymów, a także podczas tworzenia osadów dennych oraz złóż minerałów, np. kongrecji żelazowo-magnezowych. Z substancji organicznych najistotniejsze są tak zwane substancje żółte, czyli melanoidy, i substancje humusowe, które silnie pochłaniają promieniowanie o krótkiej długości, co powoduje zróżnicowanie optycznych właściwości wód morskich. Dzięki względnie stałemu składowi procentowemu części suchej wody morskiej, możliwe stało się stworzenie jednego parametru opisującego stężenie rozpuszczonych w niej soli. Został on nazwany zasoleniem wody (ang. *salinity*). Według definicji, sformułowanej w 1901 r. przez Knudsen zasolenie jest to ogólna mineralizacja wody morskiej, określająca masę suchej soli wyrażonej w gramach, przypadającej na kilogram wody morskiej przy usunięciu wszystkich substancji organicznych i przy przeliczeniu bromków i jodków na równoważne ilości chlorków, a węglanów na równoważne ilości tlenków. Procedura pomiaru według Knudsen przebiega w ten sposób, że kilogram wody morskiej poddaje się 72-godzinnemu suszeniu w temperaturze  $480^{\circ}C$ . Dzięki porównaniu tak oznaczonego zasolenia z zawartością chlorków, możliwe stało się otrzymanie empirycznego wzoru Knudsen do wyznaczenia zasolenia na podstawie pomiaru zawartości chlorków w wodzie [28, 46].

$$S\% = 1,805Cl\% + 0,030 \quad (10)$$

gdzie:  $S\%$  – zasolenie wody w promilach,

$Cl\%$  – równowartość chlorkowa w promilach,

0,030 – poprawka na pozostałe składniki wody morskiej [28].

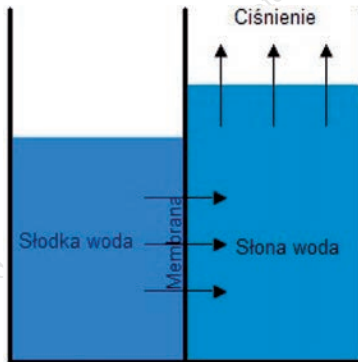
Niestety, wzór ten nie sprawdza się dobrze dla wszystkich akwenów np. dla Morza Bałtyckiego wynosi 0,082, co wynika z dostarczania do tych akwenów dużej ilości wody słodkiej. Wzór nie sprawdza się również w przypadku niektórych obszarów o nietypowej geologicznej strukturze dna morskiego. W związku z tym na podstawie badań nad zależnościami pomiędzy przewodnictwem elektrycznym a równowartością chlorkową ustalono postać wzoru bez poprawki [28, 46].

$$S\% = 1,80655Cl\% \quad (11)$$

### 5.4.2. Oszacowanie energii różnic w zasoleniu

Powszechnie znana jest możliwość uzyskania energii wykorzystującej gradienty. Oprócz gradientów własności takich jak ciśnienie, temperatura czy gęstość do pozyskiwania energii można wykorzystać gradient zasolenia wody. Dla uzyskiwania energii w ten sposób kluczowe znaczenie ma zjawisko ciśnienia osmotycznego, które występuje pomiędzy dwoma roztworami dążącymi do zrównoważenia różnic w ich gęstościach. Jeśli np. woda morska o zasoleniu 35 i ciśnieniu osmotycznym równym 2,6 MPa zmieszamy ze strumieniem wody idealnie słodkiej o prędkości strumienia 1 m<sup>3</sup>/s to teoretycznie można otrzymać 2,6 MW energii elektrycznej [1, 2].

### 5.4.3. Pozyskiwanie energii różnic w zasoleniu – elektrownie różnic w zasoleniu



Rys. 36. Zasada generowania ciśnienia z gradientu zasolenia (opracowanie własne)

Na rysunku 36 przedstawiona jest zasada działania systemów wykorzystujących do generowania ciśnienia wynikającego z różnic w zasoleniu. W dwóch komorach przegrodzonych membraną umieszcza się słodką i słoną wodę. Dzięki istniejącej przegrodzie niemożliwe jest szybkie wyrównanie stężeń na drodze dyfuzji. Znajdująca się pomiędzy zbiornikami membrana przepuszcza wodę, ale nie przepuszcza soli. Wskutek dążenia do wyrównania ciśnienia woda przechodzi przez membranę z wody słodkiej, o mniejszym stężeniu soli, do wody słonej o większym stężeniu soli (osmoza). Na skutek osmozy po stronie wody słonej zwiększa się ciśnienie. Proces będzie przebie-

gał do chwili, gdy dojdzie do wyrównania stężenia soli w obu zbiornikach. Wykorzystując tę właściwość, zaproponowano szereg hipotetycznych rozwiązań umożliwiających uzyskanie energii elektrycznej [41, 43].

Pierwszą z koncepcji jest wykorzystanie ciśnienia, które jest generowane w trakcie procesu osmozy. Idea osmotycznej elektrowni została zaproponowana w 1970 r. przez Sidney Loeb. W osmotycznej elektrowni jednostka generatora składa się z komory wody słonej połączonej membraną z komorą wody słodkiej. Na skutek osmozy ciśnienie po stronie wody słonej będzie wzrastać. Powstające nadciśnienie będzie napędzać turbinę. Prototyp został uruchomiony w 2009 r. przez norweską firmę Statkraft. Turbina ta pozwala generować od 2 do 4 kW mocy. Planowane jest stworzenie następnej generacji turbin z wykorzystaniem lepszej jakości membran, które będą w stanie generować 10 kW mocy. Statkraft zamierza uruchomić znacznie większą instalację, która ma osiągnąć moc rzędu 1–2 MW. Szacuje się, że globalny potencjał dla tej technologii wynosi około 1600 TWh. Elektrownie pracujące w tej technologii mają być zlokalizowane w miejscach, gdzie duże rzeki wpadają do mórz lub oceanów, co zapewni dostateczną ilość zarówno słodkiej jak i słonej wody [41, 43].

Kolejna koncepcja zakłada wykorzystanie różnicy ciśnienia par powstających nad wodą słoną i słodką. Chociaż różnica ciśnień jest niewielka, to możliwe jest wytworzenie pary wodnej w warunkach częściowej próżni, a następnie kondensacja pary w słonej wodzie. Spowoduje to powstanie różnic w ciśnieniu, które mogą być wykorzystane do napędzania turbiny gazowej. Różnice te są bardzo małe i nie wymagają dużej turbiny. System ten eliminuje zapotrzebowanie na półprzepuszczalną membranę, ale opracowanie technologii pozwalającej na wykorzystanie go w większej skali niż dla elektrowni osmotycznej może być trudniejsze [41, 43].

Możliwe jest również wykorzystanie hydrostatyki. Jeśli słodka woda zostanie wprowadzona od dołu pionowej rury, w której znajdują się okienka wykonane z membrany, to rurę będzie otaczać woda słona. Zjawisko osmozy wody przez membranę napędza przepływ i w ten sposób umieszczone w niej turbiny produkują więcej energii niż potrzeba do pompowania słodkiej wody do rury [41, 43].

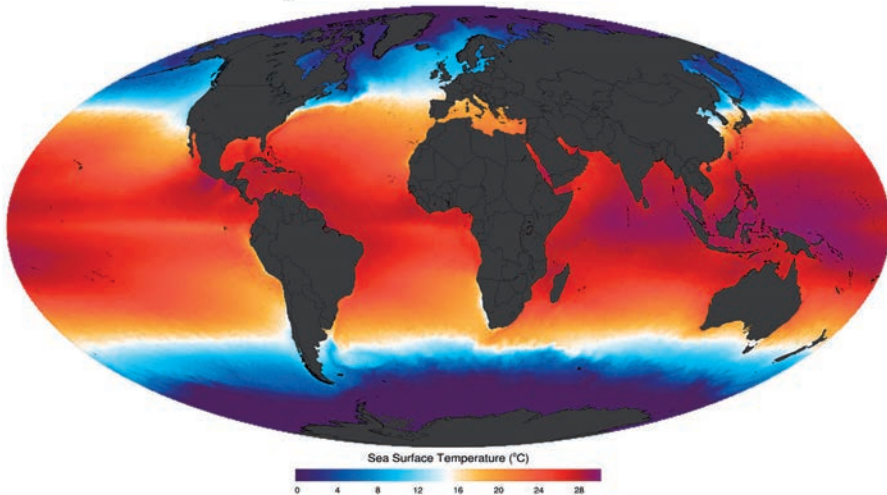
Ostatnim procesem, w którym można wytworzyć energię, wykorzystując różnice zasolenia pomiędzy wodą słodką i słoną, jest odwrócona elektrodializa. Metoda ta umożliwia wytwarzanie prądu elektrycznego w sposób bezpośredni. W tym celu konieczne jest utworzenie szeregu ogniw oddzielonych od siebie półprzepuszczalną membraną jonoselektywną. W tym układzie pierwsza membrana pozwala tylko na przechodzenie jonów sodu, podczas

gdy druga przepuszcza tylko jony chlorkowe i dalej sytuacja się powtarza. Słona woda jest następnie pompowana do pierwszej komory, a słodka do następnej, do trzeciej znowu słona, a do czwartej słodka itd. Jony sodowe będą dyfundować ze słonej wody do komory, w której znajduje się woda słodka, podczas gdy jony chlorkowe będą dyfundować z drugiej strony. Spowoduje to rozdzielenie kationów i anionów na dwie różne komory ze słodką wodą. Koncepcja ta jest podstawą do opracowania systemu wytwarzania energii przez holenderską firmę REAPower [41, 43].

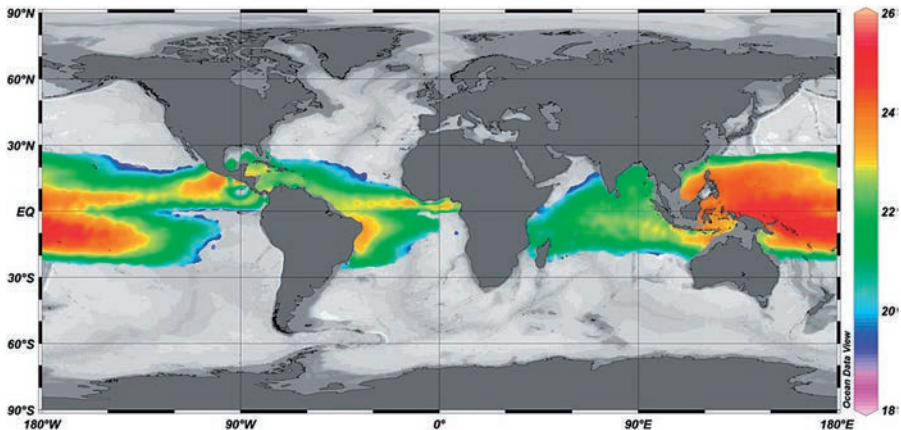
## 5.5. Energia termiczna

### 5.5.1. Energia termiczna oceanów

Oceany zajmują blisko 3/4 powierzchni Ziemi, czyli około 361 mln km<sup>2</sup>. Tak wielki zbiornik wody o łącznej objętości około  $1,3 \times 10^{18} \text{ m}^3$  nagrzewa się nierównomiernie. W zależności od obszaru temperatura powierzchni oceanów waha się od około  $-2^\circ\text{C}$  w rejonach arktycznych do  $30^\circ\text{C}$  w rejonach międzyzwrotnikowych. Równocześnie przy dnie temperatura zawsze wynosi około  $-2^\circ\text{C}$ . W rejonie równika występują znaczne różnice pomiędzy temperaturą wody na powierzchni oceanów a temperaturą ich głębszych warstw. Podczas gdy na powierzchni temperatura wody wynosi około  $30^\circ\text{C}$ , to już na głębokości od 300 do 500 m jest to zaledwie około  $7^\circ\text{C}$  [47, 48].



Rys. 37. Uśredniona temperatura powierzchni Światowego Oceanu, zmierzona z wykorzystaniem satelitów w latach 2003–2011 [49]



Rys. 38. Różnica temperatur wody w oceanach pomiędzy 20 a 1000 metrem dla obszarów o ponad 18°C różnicy [47]

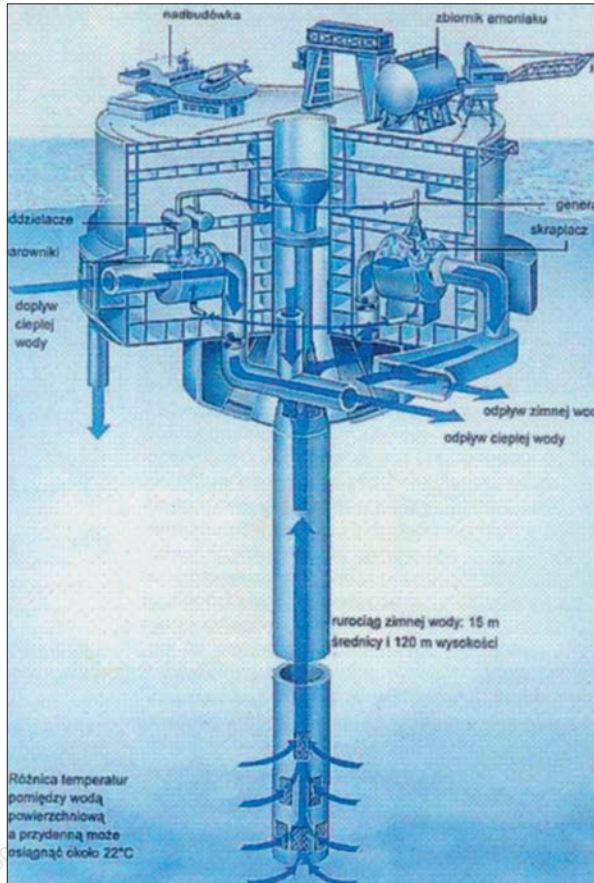
### 5.5.2. Oszacowanie energii termicznej

Pierwszy górny metr wody oceanicznej pochłania aż 65% energii promieniowania słonecznego, które dochodzi do powierzchni. Z kolei pierwsze 10 m wody pochłania 90% energii pochodzącej z promieniowania słonecznego. W związku z tym nagrzewa się przede wszystkim górna warstwa wody, podczas gdy dolna pozostaje zdecydowanie zimniejsza (rys. 38). Ilość energii, jaka może być wytworzona w elektrowni termicznej, zależy od różnicy temperatury pomiędzy powierzchnią a warstwami głębszymi. Sprawność takiej elektrowni wynosi 2,5% przy różnicy temperatur 20°C, dwukrotne zwiększenie tej różnicy do 40°C spowoduje wzrost sprawności do 6% [3, 48, 50].

### 5.5.3. Pozyskiwanie energii termicznej – elektrownie termiczne

Uzyskiwanie energii elektrycznej następuje dzięki ogrzaniu i następnie odparowaniu mieszaniny roboczej, w której składzie znajdują się lotne substancje organiczne, np. amoniak i propan. Parowanie zachodzi w wyparce umieszczonej w powierzchniowej, ciepłej warstwie oceanu. Para zostaje wprowadzona do podmorskiej turbiny, gdzie rozpręża się, dzięki czemu napędza turbinę. Następnie ulega kondensacji w zimnych wodach głębiej pod powierzchnią i za pomocą systemu rur wraca do wyparki. Moc takich elektrowni wynosi obecnie na Tahiti 5 MW, w Japonii 10 MW, w Indonezji 5 MW i na Hawajach

40 MW. Za obszar o największym potencjale dla energetyki termicznej na morzach i oceanach uważa się wybrzeża stanu Tamil Nadu w Indiach. Szacuje się, że możliwe jest tam zbudowanie elektrowni o mocy 10 GW.



Rys. 39. Schemat elektrowni termicznej na pływającej platformie [48]

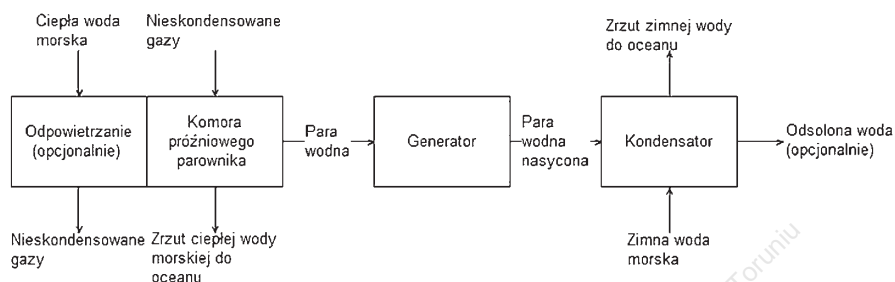
Istnieją trzy typy konwersji energii termicznej oceanów (ang. *Ocean Thermal Energy Conversion* – OTEC):

- otwarty cykl OTEC (ang. *Open-Cycle OTEC*),
- zamknięty cykl OTEC (ang. *Closed-Cycle OTEC*),
- konstrukcja hybrydowa OTEC (ang. *Hybrid Design OTEC*).

W otwartym cyklu OTEC ciepłą wodę morską pompuje się z powierzchni do komory próżniowej, gdzie dzięki obniżeniu ciśnienia woda od-

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

parowuje. Następnie dochodzi do rozprężenia się pary, co napędza turbinę. Zimna woda morska z głębszych warstw oceanu jest następnie wykorzystana do kondensacji pary wodnej, która zwraca do środowiska [48, 50–53].



Rys. 40. Schemat otwartego cyklu OTEC (opracowanie własne)

W przypadku skraplacza powierzchniowego odsolony kondensat musi być sprężony do ciśnienia umożliwiającego jego usunięcie z systemu. Parownik i turbina działają przy ciśnieniu równym od 1 do 3% ciśnienia atmosferycznego, co stwarza wiele praktycznych problemów. System musi być dokładnie uszczelniony, aby zapobiec przedostawaniu się powietrza atmosferycznego, które może zaburzyć lub przy większej nieszczelności zatrzymać cały proces. Po drugie, objętość pary wodnej o niskim ciśnieniu jest bardzo duża w porównaniu z cieczą roboczą w zamkniętym cyklu OTEC. Oznacza to, że muszą być zapewnione takie warunki, by prędkość przepływu gazu nie była za duża. Dodatkowo gazy takie jak tlen, azot i dwutlenek węgla, które rozpuszczają się w wodzie morskiej, muszą być usunięte z systemu. Pomimo wyżej wymienionych problemów użycie wody jako czynnika roboczego niesie ze sobą pewne profity. Woda, w przeciwieństwie do np. amoniaku, jest nietoksyczna dla pracowników i nieszkodliwa dla środowiska. Co więcej, ponieważ produkt kondensacji jest wodą słodką, technologia ta może być użyta do uzyskiwania wody pitnej. W wielu miejscach w tropikach, które charakteryzują się dużym potencjałem dla wytwarzania energii tą metodą (rys. 38) występuje duże zapotrzebowanie na wodę, której produkcja zrównoważy wyższy koszt uzyskania jednostki energii. Wykorzystanie wody jako czynnika wyróżnia otwarty cykl OTEC. Destylacja taka wymaga, niestety, złożonych procesów wymiany masy i ciepła. Elementy wprowadzające wodę do parownika muszą być tak zoptymalizowane, by maksymalizować pole powierzchni kontaktu, a zatem i produkcję wodnego aerozolu. Niskie ciśnienie powoduje, że aerozol zaczyna wrzeć. Powstająca tym sposobem para wodna jest już stosunkowo dobrze

oczyszczona. W momencie wytwarzania pary energia termiczna wody morskiej jest do niej przekazywana. Spadek energii cieczy powoduje zatrzymanie parowania. Podsumowując, parowanie próżniowe może być postrzegane jako przeniesienie energii z wody do jej niewielkiej części, która staje się czynnikiem roboczym w turbinie gazowej. Aby umożliwić przepływ dużej ilości (objęściowo) pary wodnej, konieczne jest zastosowanie dużej turbiny. Jest to niezbędne do wytworzenia takiej ilości energii elektrycznej, by cały proces był opłacalny. Pomimo możliwości zastosowania turbin pracujących w klasycznych elektrowniach parowych problemem pozostaje dostosowanie ich do warunków pracy OTEC, gdyż istniejące technologie ograniczają moc, która może być generowana przez jeden moduł turbiny. Taki moduł zawiera parę wirników i może wytworzyć około 2,5 MW mocy. Obecnie trwają prace nad stworzeniem turbin specjalistycznych dedykowanych technologii OTEC. Będą one zawierały wirniki o średnicy przekraczającej 100 m. Umożliwią one zwiększenie mocy elektrowni termicznych. Zbudowanie naprawdę dużych elektrowni będzie jednak wymagało stworzenia zespołów generatorów. Kondensacja płynu roboczego o niskim ciśnieniu opuszczającej turbinę odbywa się przez przenoszenie ciepła do zimnej wody morskiej. Transfer ciepła może zachodzić w wyniku bezpośredniego rozpylenia pary w zimnej wodzie morskiej, gdy nie interesuje nas uzyskanie wody pitnej, lub z użyciem wymiennika ciepła, gdy jej pozyskanie jest wskazane. Woda użyta do skroplenia zużytej pary roboczej jest następnie zwracana do środowiska. Ciecz może być pod ciśnieniem takim jak woda w otoczeniu, wtedy do jej wypompowania używa się pompy lub pod wyższym, gdy wydajność skraplacza jest odpowiednio wysoka. Gazy nieskrapalające się takie jak resztki pary wodnej, gazy które były rozpuszczone w wodzie, muszą być z niej usunięte pod ciśnieniem [48, 50–53].

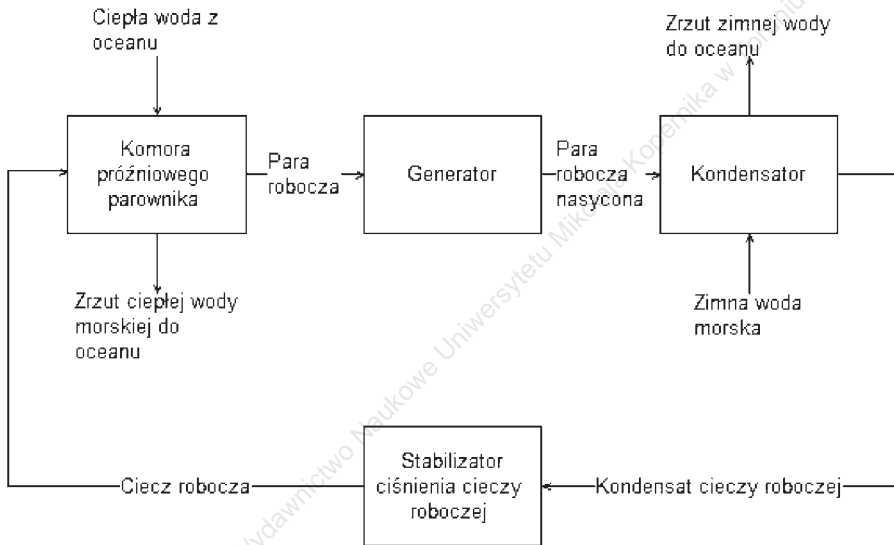
W zamkniętym cyklu OTEC ciepła woda morska podgrzewa płyn roboczy o niskiej temperaturze wrzenia, taki jak amoniak lub propan, i to pary cieczy roboczej obracają turbinę, która napędza generator. Para robocza jest następnie kondensowana z użyciem zimnej wody i zwracana [48, 50–53].

Pierwszym etapem jest izentropowe rozszerzenie (zachodzące przy stałej entropii właściwej), co odbywa się w generatorze (turbinie). Następnie w skraplaczu następuje izobaryczne oddawanie ciepła. Na tym etapie para staje się cieczą i dlatego entropia się zmniejsza. Po tym ciecz robocza ulega kompresji izentropowej (przy stałej entropii). Podczas tego procesu temperatura wzrasta z powodu zwiększania się ciśnienia. Następnie dostarczane jest ciepło w sposób izobaryczny, w celu wytworzenia pary cieczy roboczej. Dalej pary amoniaku rozszerzają się, podróżując przez turbinę. W układzie tym



## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

zamienia się energię cieplną, dostarczoną z wody morskiej, w energię mechaniczną obrotu turbiny, a ta z kolei zamieniana jest w energię elektryczną. Temperatura amoniaku na wylocie z turbiny jest o 7°C wyższa niż temperatura zimnej wody morskiej. Zimna woda jest pobierana z głębszych warstw. Ciekły amoniak jest zwracany do kolejnego cyklu. Zaletą zastosowania systemu zamkniętego jest zwartość jego konstrukcji, a przy braku zastosowania dla powstającej wody pitnej pozwala uzyskać taką samą ilość energii jak cykl otwarty. Dodatkowy zamknięty cykl może być stworzony z wykorzystaniem wcześniej istniejących wymienników ciepła [48, 50–53].



Rys. 41. Schemat zamkniętego cyklu OTEC (opracowanie własne)

Opierając się na cyklach otwartym i zamkniętym, zaproponowano cykl hybrydowy. Jest to najnowszy cykl i dlatego musi zostać jeszcze przetestowany. Wykorzystuje on elementy zarówno cyklu otwartego, jak i zamkniętego, stąd nazwa, w celu zmaksymalizowania wydajności. W cyklu hybrydowym wykorzystuje się wodę morską i inne płyny robocze, najczęściej na bazie amoniaku. Świeża woda jest początkowo poddawana próżniowemu parowaniu, podobnie jak w cyklu otwartym. W tym samym naczyniu amoniak odparowuje poprzez wymianę ciepła z wodą. Amoniak następnie tworzy z wodą dwufazową mieszaninę. Odparowany amoniak oddziela się od pary wodnej/wody i ponownie skrapla się go i wprowadza się do obiegu. Zmiana fazy pary wodnej/amoniaku obraca turbiny, wytwarzając energię [48, 50–53].

## Bibliografia

1. W. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2006.
2. J. Ciesliński, J. Milkiewicz, *Niekonwencjonalne źródła energii*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 1996.
3. A. Lisicki, *Pływy na morzach i oceanach*, Gdańskie Towarzystwo Naukowe, Gdańsk 1996.
4. F. Wróbel, *Vademecum nawigatora*, Wydawnictwo Trademar, Gdynia, 2013.
5. D. Mackey, *Zrównowazona Energia – bez pary w gwizdek*, Wydawnictwo I-BiS, Wrocław 2011.
6. <http://www.navigedia.pl/navi20.html> (dostęp: 04.07.2016).
7. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:P%C5%82ywy\\_morskie.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:P%C5%82ywy_morskie.svg) (dostęp: 04.07.2016).
8. G. Ajdacki (red.), *Wielki Atlas świata*, Wydawnictwo DEMART, Warszawa, 2011.
9. M. Wieczorek (red.), *Atlas geograficzny: liceum: Świat, Polska*, Wydawnictwo DEMART, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2007.
10. P. Olszowiec, *Elektrownie pływowe nabierają mocy. Gigawaty z... arktycznych mórz*, „Energia Gigawat” 12 (108), 2008, s. 41–42.
11. <http://zmianyziemi.pl/wiadomosc/elektrownie-oceaniczne-przyszlosc-ziemskiej-energetyki> (dostęp:10.07.2016).
12. B. Piątkowska, *Francuska energia pływów*, „Urządzenia dla Energetyki” 7 (35), 2016, s. 68.
13. M. Bielski, *Siła francuskiej hydrotechniki*, „Przegląd Techniczny” 14–15, 2012, s. 15–16.
14. <http://tidalenergytoday.com/2015/01/26/video-the-rance-tidal-power-station/> (dostęp 12.07.2016).
15. S. Waters, G. Aggidis, *Tidal range technologies and state of the art in review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 59, 2016, s. 514–529.
16. Y. Ho Bae, K. Ok Kim, B. Ho Choi, *Lake Sihwa tidal power plant project*, „Ocean Engineering” 37, 2010, s. 454–463.
17. R. Walters, M. Tarbotton, C. Hiles, *Estimation of tidal power potential*, „Renewable Energy” 51, 2013, s. 255–262.
18. S. Waters, G. Aggidis, *A World First: Swansea Bay Tidal lagoon in review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 56, 2016, 916–921.
19. S. Petley, G. Aggidis, *Swansea Bay tidal lagoon annual energy estimation*, „Ocean Engineering” 111, 2016, s. 348–357.
20. J. Bricker, M. Esteban, H. Takagi, V. Roeber, *Economic feasibility of tidal stream and wave power in post-Fukushima Japan*, Renewable Energy DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.049> (dostęp: 06.07.2016).

## 5. Inne technologie wykorzystania energii wody

21. P. Gao, J. Zheng, J. Zhanga, T. Zhang, *Potential Assessment of Tidal Stream Energy around Hulu Island, China, 8th International Conference on Asian and Pacific Coasts (APAC 2015)*, „Procedia Engineering” 116, 2015, s. 871–879.
22. Y. Li. L. Willman, [Feasibility analysis of offshore renewables penetrating local energy systems in remote oceanic areas – A case study of emissions from an electricity system with tidal power in Southern Alaska](#), „Applied Energy” 117, 2014, s. 42–53.
23. H. Tang, S. Kraatz, K. Qua, G. Chen, N. Aboobaker, C. B. Jiang, *High-resolution survey of tidal energy towards power generation and influence of sea-level-rise: A case study at coast of New Jersey, USA*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 32, 2014, s. 960–982.
24. H. Tang, K. Qua, G. Chen, S. Kraatz, N. Aboobaker, C. Jiang, [Potential sites for tidal power generation: A thorough search at coast of New Jersey, USA](#), „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 39, 2014, s. 412–425.
25. Z. Pruszek, *Akweny morskie Zarys procesów fizycznych i inżynierii środowiska*, Wydawnictwo IBW PAN, Gdańsk 2003.
26. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wave\\_motion-i18n-mod.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Wave_motion-i18n-mod.svg) (dostęp 12.07.2016).
27. B. Wiśniewski, *Falowanie wiatrowe*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin, 1998.
28. H. Gurgul, *Fizyka morza dla geografów*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 1997.
29. <http://www.moje-morze.pl/bfort.html> (dostęp 19.07.2016).
30. <http://www.navipedia.pl/naviaidsbeaufort.html> (dostęp 20.07.2016).
31. Z. Krzemień, *Wykorzystanie energii fal morskich do produkcji energii elektrycznej*, „Prace Instytutu Elektrotechniki” 60 (262), 2013, s. 119–131, 2013.
32. P. Olszowiec, *Wąz morski – wykorzystanie energii fal wkracza w fazę realizacji*, „Wiadomości Elektrotechniczne” 1, 2008, s. 63.
33. V. Blintsov, A. Blintsov, P. Szymczak, *Wybrane problemy projektowania elektrowni falowej*, „Wiadomości Elektrotechniczne” 11, 2013, s. 3–8.
34. P. Olszowiec, *Rozwój technologii utylizacji energii fal morskich*, „Wiadomości Elektrochemiczne” 9, 2010, s. 100–101.
35. M. Bielski, *Energia morskiego smoka*, „Urządzenia dla Energetyki” 7 (35), 2008, s. 64–67.
36. <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:WaveDragon.JPG> (dostęp 20.07.2016).
37. S. Chandrasekaran, B. Raghavi, *Design, Development and Experimentation of Deep Ocean Wave Energy Converter System, 2015 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies*, „Energy Procedia” 79, 2015, s. 634–640.
38. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Pr%C4%85dy\\_morskie.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Pr%C4%85dy_morskie.svg) (dostęp 02.08.2016).

39. <http://encyklopedia.pwn.pl> (dostęp 02.08.2016).
40. H. Yazicioglu, M. Tunc, M. Ozbek, T. Kara, *Simulation of electricity generation by Marine current turbines at Istanbul Bosphorus Strait*, „Energy” 95, 2016, s. 41–50.
41. P. Breeze, *Power Generation Technologies*, 2 ed., Elsevier, Oxford 2004.
42. J. Walker, K. Flack, E. Lust, N. Schultz, L. Luznik, *Experimental and numerical studies of blade roughness and fouling on marine current turbine performance*, „Renewable Energy” 66, 2014, s. 257–267.
43. A. Borthwick, *Marine Renewable Seascape*, „Engineering” 2, 2016, s. 69–78.
44. K. Woliński, *Podmorskie wiatraki*, „Wiadomości Elektrochemiczne” 9, 2004, s. 27.
45. Y. Chu, *A new biomimicry marine current turbine: Study of hydrodynamic performance and wake using software OpenFOAM*, „Journal of Hydrodynamics” 1 (28), 2016, s. 125–141.
46. J. Dera, *Fizyka morza*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2003.
47. K. Rajagopalan, G. Nihous, *Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model*, „Renewable Energy” 50, 2013, s. 532–540.
48. J. Michalak, J. Fabisiak, J. Kupiński, M. Bursztyńska, *Wykorzystanie energii Morza Bałtyckiego – przegląd dostępnych technologii*, „Logistyka” 5, 2011, s. 840–845.
49. [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:MODIS\\_sst.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:MODIS_sst.png) (dostęp 02.08.2016).
50. R. Fujita, A. Markham, J. Diaz, J. Garcia, C. Scarborough, P. Greenfield, P. Black, S. Aguilera, *Revisiting ocean thermal energy conversion*, „Marine Policy” 36, 2012, s. 463–465.
51. D. Zhang, W. Fan, J. Yang, Y. Pan, Y. Chen, H. Huang, J. Chen, *Reviews of power supply and environmental energy conversion for artificial upwelling*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 56, 2016, s. 659–668.
52. A. Etemadi, A. Emdadi, O. AsefAfshar, Y. Emami, *Electricity Generation by the Ocean Thermal Energy ICSGCE 2011: 27–30 September 2011, Chengdu, China*, „Energy Procedia” 12, 2011, s. 936–943.
53. R. Soto, J. Vergara, *Thermal power plant efficiency enhancement with Ocean Thermal Energy Conversion*, „Applied Thermal Engineering” 62, 2014, s. 105–112.