

## 1. Wstęp

Według Urzędu Regulacji Energetyki<sup>1</sup> w 2004 r.:

### Zapotrzebowanie na moc

- średnie roczne zapotrzebowanie na moc w 2004 r. wyniosło 19 512 MW
- maksymalne - 23 108 MW (wystąpiło 23 grudnia o godz. 17.00)
- minimalne - 10 828 MW (wystąpiło 27 czerwca o godz. 5.15)
- roczny wzrost zapotrzebowania na moc ok. 2,9%;

### Moc zainstalowana

- moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2004 r. wynosiła 34 715 MW:
  - 32 162 MW w elektrowniach zawodowych (21 138 MW na węglu kamiennym, 8 856 MW na węglu brunatnym i 2 168 MW w elektrowniach wodnych)
  - 2 553 MW w elektrowniach przemysłowych;

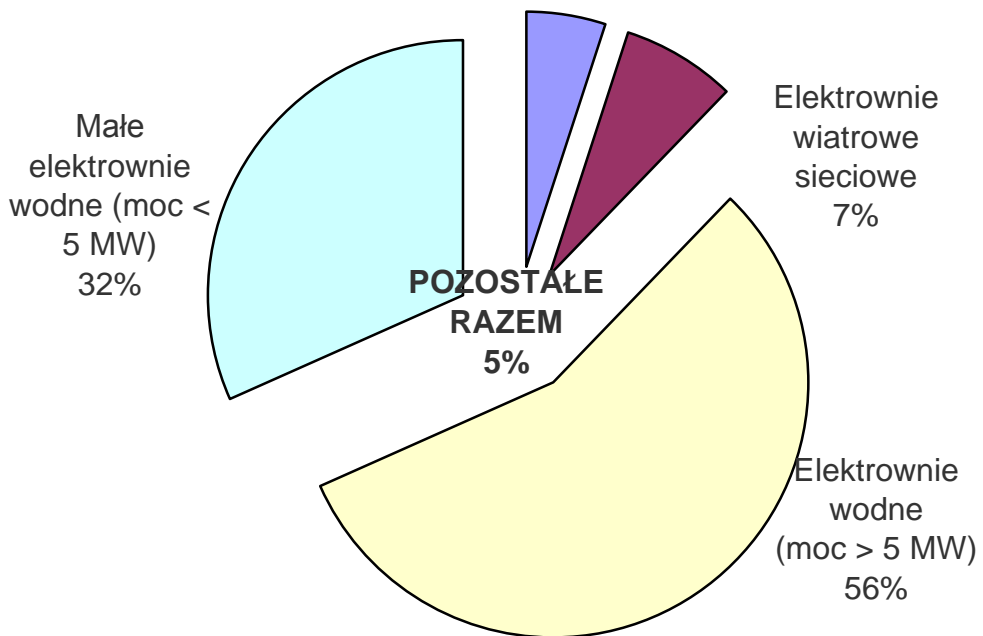
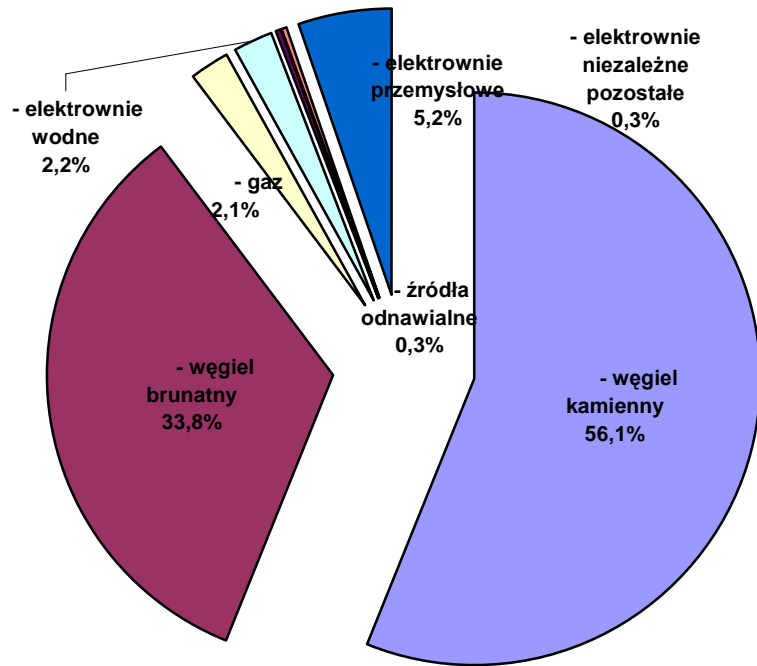
### Produkcja energii elektrycznej

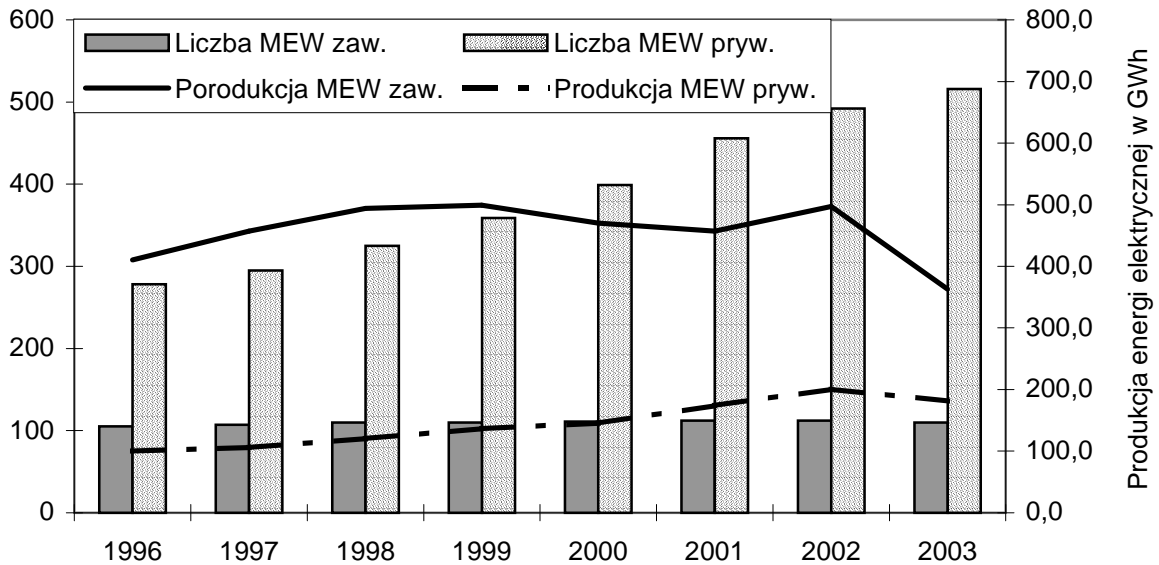
- Produkcja energii elektrycznej brutto wynosiła 154 102 GWh:
  - energetyka zawodowa wyprodukowała 145 612 GWh,
  - elektrownie przemysłowe wyprodukowały 8 052 GWh,
  - pozostałe elektrownie niezależne (źródła odnawialne) wyprodukowały 438 GWh, tj. o 21,1% więcej niż w 2003 r.

**Produkcja energii [GWh]**

WYSZCZEGÓLNIENIE	2004	
	[GWh]	[%]
Produkcja w kraju ogółem	154 102	100
z tego:		
- elektrownie zawodowe	145 612	94,5
w tym:		
- elektrownie ciepłe:	142 069	97,6
z tego: elektrownie spalające:		
- węgiel kamienny	86 646	<b>61</b>
- węgiel brunatny	52 159	<b>36,7</b>
- gaz	3 264	<b>2,3</b>
- elektrownie wodne	3 462	<b>2,4</b>
- źródła odnawialne	522	<b>6,5</b>
- elektrownie niezależne pozostałe	438	<b>0,3</b>
- elektrownie przemysłowe	8 052	<b>5,2</b>
z tego:		
- ciepłe	7 530	93,5
- w tym: gazowe	590	7,8

<sup>1</sup> [http://www.ure.gov.pl/index\\_palm.php](http://www.ure.gov.pl/index_palm.php) Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

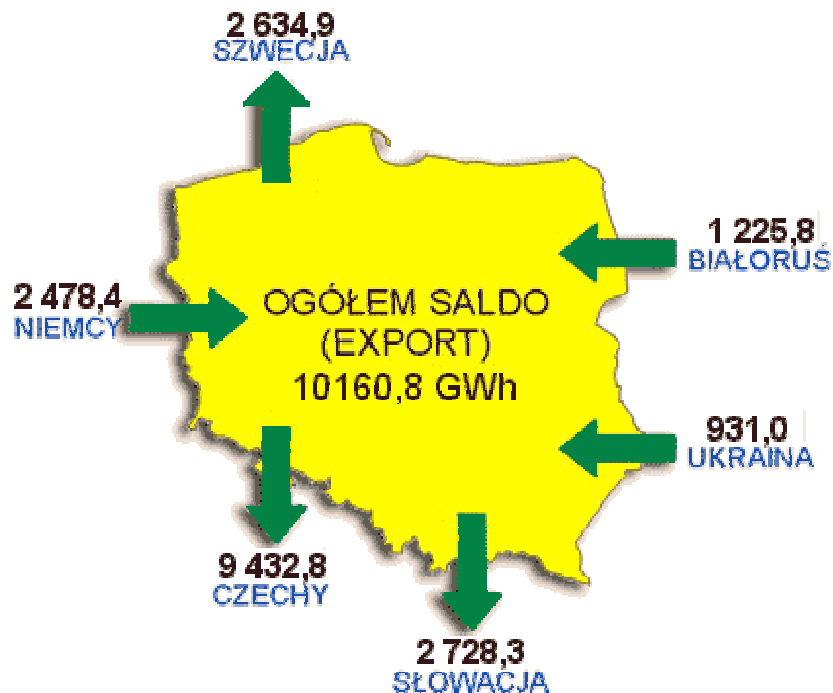




### Zużycie energii elektrycznej

Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w 2004 r. wyniosło 144 069 GWh i było wyższe od zużycia w 2003 r. o 3 479 GWh, tj. o 2,5%.

### Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą



### 2.1. Moc elektrowni wodnej

Równanie Bernoulliego w dwóch przekrojach (przed i za elektrownią) można przedstawić w ogólnej postaci jako:

$$\frac{\alpha v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} + z_1 = \frac{\alpha v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + z_2 + \sum H_{str}$$

W przypadku przepływu w korytach otwartych, swobodne zwierciadła wody górnej i dolnej znajdują się pod ciśnieniem atmosferycznym. Dlatego różnicę wysokości energii możemy zapisać:

$$H = H_1 - H_2 = z_1 - \left( \frac{\alpha v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g} + z_2 + \sum H_{str} \right)$$

a przyjmując  $\frac{\alpha v_1^2}{2g} + \sum H_{str} = 0$  oraz wymnażając przez masę płynącej wody, otrzymujemy:

$$E = m \cdot g \cdot (z_1 - z_2) = m \cdot g \cdot H = \rho \cdot V \cdot g \cdot H = \rho \cdot \frac{Q}{\Delta t} \cdot g \cdot H$$

stąd zależność na moc surową:

$$N = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H$$

skąd ostatecznie można wyznaczyć moc surową (przy przyjęciu gęstości wody  $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ ):

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H \quad [\text{kW}]$$

zaś energia roczna brutto w czasie 8760 godzin będzie równa:

$$E = 9,81 \cdot H \cdot Q \cdot 8760 \quad [\text{kWh}]$$

(Moc – energia uzyskiwana w jednostce czasu). Wzorem tym możemy określić zasoby energii wód płynących. Obliczając w ten sposób moc dla wszystkich odcinków rzeki, otrzymuje się moc brutto całej rzeki. Zestawienie w postaci tablic wyników obliczonej mocy i energii danej rzeki lub też wszystkich rzek danego kraju nosi nazwę katastru wodnego rzeki lub kraju.

Ustalono, że moc i energię brutto będzie obliczać się dla trzech przepływów charakterystycznych;

1. przy przepływie trwającym 95% dni w roku;
2. przy przepływie trwającym 50% liczby dni w roku;
3. przy przepływie średnim z wielolecia.

Dla celów energetyki wodnej najbardziej istotne znaczenie ma energia roczna, obliczona przy przepływie średnim wieloletnim.

## 2.2. Energetyka wodna w Polsce

Potencjał hydroenergetyczny naszego kraju jest stosunkowo niewielki – potencjał teoretyczny ocenia się na 23 TWh/rok, potencjał techniczny – na 12 TWh/rok, natomiast ekonomiczny – na 8 TWh/rok. Dane dotyczące potencjału teoretycznego i technicznego

pochodzą z „katastru sił wodnych Polski” opracowanego w latach 1953-1961 przez zespół specjalistów pod kierunkiem prof. A. Hoffmanna. Opracowaniem objęto wszystkie rzeki lub ich odcinki o potencjale jednostkowym przekraczającym 100 kW/km. Obecnie, z uwagi na postęp techniki, w środowisku hydroenergetyków mówi się o potrzebie aktualizacji tych danych. Ocenia się, że do potencjału 12 TWh/rok należy dodać potencjał ok. 1,7 TWh/rok, związany z małymi rzekami i innymi ciekami, na których można zainstalować wyłącznie małe elektrownie wodne<sup>2</sup>.

Dane dotyczące potencjału ekonomicznego są niepewne i wrażliwe na prowadzoną przez państwo politykę energetyczną i ekologiczną. *Prawo energetyczne* (Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz. U. 198 z 24.06.1998) udział ilościowy zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii i sprzedanej odbiorcom dokonującym zakupu na własne potrzeby, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej na nie mniej niż: 3,1% w 2005 r., 3,6% w 2006 r., 4,3% w 2007 r. i dalej narastająco aż do poziomu 9,0% stałego w latach 2010-2014. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zaliczono, niezależnie od mocy źródła, energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:

- z elektrowni wodnych i wiatrowych,
- ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazów,
- ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła,
- ze źródeł geotermalnych<sup>3</sup>.

Potencjał hydroenergetyczny Polski (11950 GWh/rok) rozmieszczony jest nierównomiernie – około połowa tego potencjału związana jest bezpośrednio z Wisłą.

System wodny	Potencjał [GWh/rok]	System wodny	Potencjał [GWh/rok]
<b>Wisła z dorzeczem</b>	<b>9270</b>	<b>Odra z dorzeczem</b>	<b>2400</b>
Wisła	6177	Odra	1273
Dunajec	814	Bóbr	320
San	714	Warta	351
Bug	309	<b>Rzeki Przymorza</b>	<b>280</b>

Polskie elektrownie wodne wykorzystują 16% technicznego i około 23% ekonomicznego potencjału hydroenergetycznego kraju.

<sup>2</sup> Steller J. (2005): Energetyka wodna w Polsce i Unii Europejskiej – szanse i bariery rozwoju. Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii – 2005, Warszawa

<sup>3</sup> Kubski P. (2005): Uwarunkowania prawne energetyki odnawialnej. Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii – 2005, Warszawa

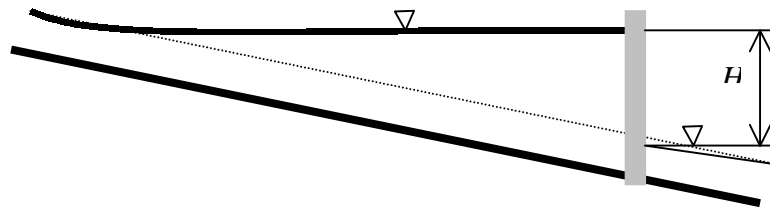
### 2.3. Wykorzystanie energii wody

Spadek rzeki jest rozłożony w sposób ciągły na całej długości rzeki. Spadkiem rzeki nazywamy stosunek różnicy  $\Delta H$  rzędnych zwierciadła wody w dwóch przekrojach rzeki do odległości  $L$  pomiędzy tymi przekrojami:

$$i = \frac{\Delta H}{L}$$

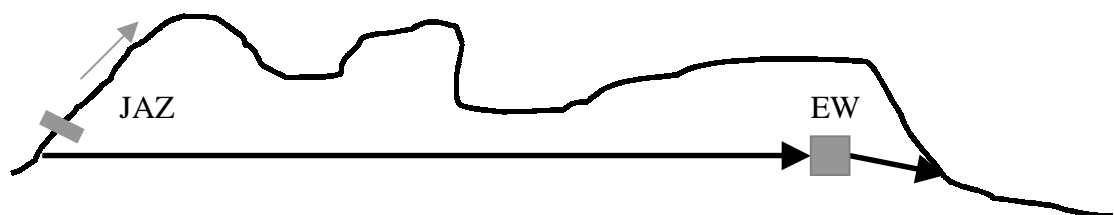
gdzie  $\Delta H$  i  $L$  w metrach.

Do wykorzystania energii wodnej pewnego odcinka rzeki potrzebny jest spad skoncentrowany, który można utworzyć różnymi sposobami zależnymi od topografii terenu. Piętrząc wodę za pomocą budowli otrzymuje się spad  $H$ , który jest wykorzystywany w elektrowni wodnej, umieszczonej przy zaporze lub w pobliżu zapory (elektrownia przyjazowa).



Rzeka mało wcięta w teren nie pozwala na uzyskanie większych spadów za pomocą samego jazu. W takich przypadkach spad uzyskuje się częściowo przez spiętrzenie rzeki w jej korycie za pomocą jazu, częściowo zaś przez wykopanie kanału łączącego najkrótszą trasą dwa przekroje rzeki, odległość pomiędzy którymi, mierzona wzdłuż nurtu rzeki, jest znacznie większa od długości kanału.

W dowolnym przekroju kanału jest posadowiony budynek elektrowni wodnej, który pełni równocześnie funkcję jazu piętrzącego wodę w kanale do rzędnej równej wysokości piętrzenia wody przez jaz. Spad  $H$  elektrowni na kanale jest równy różnicy rzędnych bezpośrednio przed wlotem i za wlotem wody z elektrowni. Budowa elektrowni na kanale jest opłacalna w przypadku, gdy na jeden kilometr długości kanału otrzymujemy jeden metr spadu.



Na rzece górskiej o bardzo dużych spadkach, lecz nie mającej warunków topograficznych, umożliwiających uzyskanie dużych spadów przez wybudowanie krótkich, opłacalnych zapór,

można zbudować elektrownię na rurociągu ciśnieniowym. Niski jaz piętrzy wodę tylko o tyle, aby skierować do kanału prowadzącego wodę do wlotu do rurociągu. Można przyjąć, że elektrownia na rurociągu będzie opłacalna pod warunkiem uzyskania co najmniej 15 metrów spadku na jeden kilometr długości rurociągu. Opłacalność elektrowni na rurociągu będzie znacznie lepsza, jeżeli warunki topograficzne pozwolą część trasy poprowadzić kanałem bez spadku po warstwie punktu położonego nad elektrownią, skąd poprowadzony będzie krótki rurociąg do elektrowni o bardzo dużym spadku. W warunkach górskich doprowadza się wodę do rurociągu ciśnieniowego często za pomocą sztolni ciśnieniowej (uwaga na uderzenie hydrauliczne).

Elektrownie wodne: na kanale, na rurociągu, na sztolni noszą nazwę elektrowni derywacyjnych, a trasa doprowadzająca i odprowadzająca wodę nazywa się derywacją.

## 2.4. Zmienność spadku

Spad elektrowni wodnej jest zmienny i zależy od następujących czynników:

1. od sposobu eksploatacji elektrowni;
2. od rodzaju jazu (ruchomy lub stały);
3. od zmian zachodzących w łóżysku rzeki poniżej elektrowni;
4. od warunków hydrologicznych.

W eksploatacji prowadzonej przy stałej rzędnej wody górnej (GW) wartość spadku zależy od zmian rzędnej wody dolnej (DW). Jeżeli wodę dolną elektrowni stanowi rzeka swobodnie płynąca, to rzędna DW, a zatem i spadek, jest funkcją przepływu:  $H=f(Q)$ . Zależność  $H=f(Q)$  nie będzie ulegała zmianom przy swobodnym odpływie z elektrowni, natomiast charakter tej zależności przy pokrywie lodowej będzie zmienny i zależy od grubości tej pokrywy. Również zarosnięcie łóżyska rzeki uniemożliwi stałość zależności pomiędzy rzędnią DW a przepływem. Gdy DW elektrowni jest spiętrzona przez jaz leżący poniżej, to ma to wpływ na spadek.

Utrzymując stałą rzędnią GW uzyskuje się największy spadek przy najmniejszym przepływie  $Q_{min}$  i spadek najmniejszy przy największym przepływie  $Q_{max}$ . Elektrownia, która ma jaz ruchomy zdolny do przepuszczenia wielkiej wody, może utrzymać rzędnią GW na stałym poziomie. Jeżeli przy tym GW elektrowni niskospadowej jest zbliżony do rzędnej WW, to spadek elektrowni w czasie przepływu wielkiej wody może być równy zeru. Jazy stałe spotyka się zazwyczaj na starych do tego małych elektrowniach.

Jeżeli DW elektrowni nie jest podpiętrzona przez jaz niżej położonej elektrowni, to w korycie rzeki może zachodzić zjawisko erozji powodujące obniżenie dna cieku, co z kolei

wywołuje trwałe obniżenie DW. Pociąga to za sobą zwiększenie spadku, a zatem mocy i produkcji elektrowni, co jest korzystne, z drugiej zaś strony grozi powstaniem kawitacji w turbinach, oraz dostawaniem się powietrza do rury ssącej i zerwaniem słupa wody, co uniemożliwia pracę turbin. W razie powstania takiego problemu konieczne jest podniesienie poziomu DW przez zbudowanie progu piętrzącego wodę na odpływie. Jeżeli istnieją odpowiednie warunki topograficzne, korzystna jest budowa nowej elektrowni wodnej poniżej istniejącej EW.

W elektrowniach na dużych zbiornikach. pozwalających akumulować wodę, rzędna GW jest zmienna i zależy od objętości wody w zbiorniku. Wartość spadku elektrowni zbiornikowej jest uzależniona głównie od rzędnej GW, a kształtowanie się tej rzędnej zależy od pracy elektrowni prowadzonej według pewnego programu, jak również zależy od warunków hydrologicznych (lata suche i mokre. Zmienność spadku elektrowni nie daje się ująć w zależności funkcyjnej.

## 2.5 Sprawność elektrowni wodnej

Sprawność elektrowni wodnej jest to stosunek mocy elektrycznej, oddanej do sieci, do mocy hydraulicznej doprowadzonej w tej samej chwili do elektrowni. Współczynniki sprawności  $\eta$ , wyrażane w procentach (%), dotyczą podstawowych elementów wyposażenia elektrowni różnych typów. Współczynniki te ustala zwykle dostawca oddzielnie dla turbin, generatorów i przekładni:

$$\eta = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_p$$

Uwzględniając orientacyjne wartości poszczególnych składników, wypadkowa wartość współczynnika sprawności dla małego turbozespołu będzie się mieściła w granicach od 0,5 do 0,87.

Wartości współczynnika sprawności dla:	min	max
turbina	0,75	0,925
generator	0,85	0,97
przekładnia	0,80	0,98
łącznie	0,51	0,87

Charakterystyczne przepływy o moce możliwe do uzyskania w niektórych przekrojach polskich rzek, obliczone wg zależności:

$$N = 8 \cdot Q \cdot H \quad [\text{kW}]$$



Przekrój	Przepływ, $Q$ [m <sup>3</sup> /s]	Spad, $H$ [m]	Moc, $N$ [MW]
Wisła pod Krakowem	100	8	6
Wisła pod Warszawą	600	6	30
Wisła pod Tczewem	1000	6	50
Warta pod Poznaniem	100	5	4

Przepływ instalowany  $Q_i$  m<sup>3</sup>/s – przepływ instalowany elektrowni – sumaryczny przepływ wszystkich zainstalowanych w elektrowni turbozespołów, przy którym elektrownia osiąga maksymalną moc w normalnych warunkach eksploatacyjnych.

Moce zainstalowane:

#### EW Włocławek, Wisła

$$Q_{sr} = 930 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_i = 6 \cdot 365 = 2190 \text{ m}^3/\text{s} \quad H = 10,4 \text{ m} \quad N = 162 \text{ MW}$$

#### EW Jeziorsko, Warta

$$Q_{sr} = 45,4 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_i = 2 \cdot 35 = 70 \text{ m}^3/\text{s} \quad H = 10,9 \text{ m} \quad N = 4,7 \text{ MW}$$

Dla porównania moce elektrowni cieplnych:

Konin  $N = 555 \text{ MW}$ , Pątnów  $N = 4 \cdot 300 = 1\,200 \text{ MW}$

## 2.6. Klasyfikacja elektrowni wodnych

Elektrownie wodne można klasyfikować w zależności od wartości ich zasadniczych parametrów (przepływ, spad, moc) lub też od sposobu koncentrowania spadu (elektrownie zaporowe, jazowe, derywacyjne). Podział elektrowni wodnych wykorzystujących energię wód śródlądowych można przeprowadzić kierując się następującymi kryteriami<sup>4</sup>:

- A. Charakter przepływu wody – przepływy naturalne lub obieg wytworzony sztucznie:
  - Elektrownie wykorzystujące przepływy naturalne cieków lub zasoby zbiorników wodnych zasilanych dopływami naturalnymi,
  - Elektrownie, w których obieg wytworzona sztucznie między dwoma zbiornikami,
  - Elektrownie, w których następuje zarówno wykorzystanie przepływów naturalnych jak też częściowy obieg zamknięty,
  - Elektrownie wykorzystujące wtórnie wodę użytkowaną dla innych celów gospodarczych, na trasie jej sztucznego doprowadzenia lub miejsca zrzutu;
- B. Sposób współpracy elektrowni z systemem energetycznym:
  - Elektrownie podstawowe pracujące w okresie całej doby w sposób ciągły,

<sup>4</sup> Łaski A. (1971): Elektrownie wodne. Rozwiązania i dobór parametrów. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa

- Elektrownie podszczytowe oddające swą energię z przerwami w ciągu doby w okresach, gdy zapotrzebowanie systemu spada,
- Elektrownie szczytowe, których produkcja energii ograniczona jest do okresów maksymalnego zapotrzebowania występującego w systemie,
- Elektrownie szczytowo-pompowe lub z członem pompowym, których współpraca z systemem nie ogranicza się tylko do wytwarzania energii;

C. Możliwości i cele magazynowania wody wykorzystywanej przez elektrownie:

- Elektrownie zbiornikowe o wyrównaniu długookresowym tj. korzystające ze zbiorników, w których można magazynować przepływy w okresach wieloletnich lub rocznych,
- Elektrownie zbiornikowe o wyrównaniu krótkookresowym tj. umożliwiających wyrównanie przepływów w okresie doby lub tygodnia,
- Elektrownie wodne przepływowe tj. pozbawione możliwości magazynowania wody i regulowanie jej odpływu zgodnie z potrzebami produkcji energii elektrycznej;

D. Sposób uzyskania różnicy poziomów wody:

- Elektrownie przyzaporowe tj. wykorzystujące różnicę poziomów wody bezpośrednio w miejscu jej spiętrzenia i wielkości spadu wynikającym z wysokości przegrody piętrzącej,
- Elektrownie derywacyjne, w których wielkość uzyskiwanego spadu nie jest ograniczona wysokością przegrody piętrzącej wodę lecz jest związana z rozwiązaniem derywacji;

E. Wielkość wykorzystywanego spadu:

- o niskim spadzie, nie przekraczającym piętrzenia 15 m,
- o średnim spadzie, zawartym w granicach od 15 do 50 m,
- o wysokim spadzie, przekraczającym 50 m;

F. Wielkość elektrowni. Dla celów statystyki międzynarodowej w zależności od mocy elektrowni dzieli je się na:

- małe EW  $N < 10 \text{ MW}$ ,
- mini EW  $N < 2 \text{ MW}$ ,
- mikro EW  $N < 100 \text{ kW}$ ;
- Uchwała Rady Ministrów nr 192 z dnia 7 września 1981 r. dotycząca rozwoju małych elektrowni wodnych obejmuje elektrownie o mocy  $N < 5 \text{ MW}$ .

Dążenie do możliwie pełnego i ekonomicznego wykorzystania zasobów energii wodnej poszczególnych dorzeczy i rzek prowadzi do powstania takich rozwiązań jak:

1. Kaskady elektrowni wodnych,
2. Zespoły elektrowni wodnych
3. Elektrownie wodne wykorzystujące wody kilku rzek lub dorzeczy.

Elektrownie wodne przepływowe ze względu na brak możliwości wyrównania przepływu (brak zbiornika) mogą być użytkowane tylko jako elektrownie pracujące w podstawie wykresu obciążeń systemu energetycznego. Wykorzystują one tylko przepływy naturalne.

Granice podziału elektrowni ze względu na wysokość piętrzenia mogą być dyskusyjne. Ale o podziale takim decydują odmienne rozwiązania konstrukcyjne budowli i warunki eksploatacji. Elektrownie o niskim spadzie przyjmują zazwyczaj parcie spiętrzonyj wody bezpośrednio na budynek elektrowni, EW o średnim spadzie ujęcie wody wyodrębnione z budynku elektrowni i połączone z zaporą a EW o wysokim spadzie znajdują się w osobnym budynku.

### 3. Dobór mocy instalowanej

Ocena wielkości i zmienności zasobów wodnych rzeki stanowi podstawę wszystkich rozważań jej energetycznego wykorzystania. Określenie parametrów i gabarytów turbozespołu możliwe jest tylko po przeprowadzeniu analizy obserwacji wodowskazowych w tym przekroju lub w najbliższym istniejącym przekroju wodowskazowym. Analiza taka powinna pozwolić na określenie przepływów charakterystycznych wyznaczonych na podstawie długoletnich ciągów obserwacyjnych (min. 15 lat).

#### 3.1. Przepływy charakterystyczne

Z punktu widzenia potrzeb hydrotechniki<sup>5</sup> najczęściej operuje się następującymi przepływami charakterystycznymi z wieloleci:

- przepływ najwyższy z najwyższych obserwowanych  $WWQ$ ,
- przepływ średni z najwyższych  $SWQ$ ,
- przepływ średni ze średnich  $SSQ$ ,
- przepływ średni z najniższych  $SNQ$ ,
- przepływ najniższy z obserwowanych  $NNQ$ ,
- przepływy ekstremalne o określonym prawdopodobieństwie pojawienia się  $Q_p\%$ ,
- przepływ nienaruszalny  $Q_n$ ,
- przepływy o określonym czasie trwania.

---

<sup>5</sup> Hoffman. M. i inni (1991): Małe elektrownie wodne. Poradnik. Nabba Sp. z .o.o., Warszawa

### 3.2. Obliczanie przepływów charakterystycznych

Sposób określenia wartości przepływów charakterystycznych zależy od posiadanego materiału obserwacyjnego:

- metoda bezpośrednia – stosowana kiedy mamy odpowiednio długie obserwacje przebiegu stanów wody i pomiary hydrometryczne w zakresie stanów niskich, średnich i wysokich;
- metoda pośrednia (analogia hydrologiczna) – stosowana w przypadku krótkich okresów obserwacji, braków bezpośrednich pomiarów przepływu itd.;
- metoda empiryczna – posługuje się różnego typu wzorami empirycznymi.

Charakterystyki hydrologiczne określające ilości wody odpływającej ze zlewni mogą być wyrażone w postaci wielu miar, do których należą:

- objętość odpływu  $V$  [ $m^3$ ,  $km^3$ ] – jest to ilość wody, jak odpływa z określonego obszaru w jednostce czasu (doba, dekada, miesiąc, rok);
- natężenie przepływu  $Q$  [ $m^3/s$ ,  $l/s$ ] – jest to objętość wody, jaka przepływa przez przekrój cieku w jednostce czasu (sekunda, godzina);
- odpływ jednostkowy  $q$  [ $l/s \cdot km^2$ ] – objętość wody odpływającej w jednostce czasu z jednostki powierzchni rozpatrywanej zlewni:

$$q = \frac{Q}{A}, \left[ \frac{l}{s \cdot km^2} \right];$$

- warstwa odpływu (wskaźnik odpływu)  $H$  [mm] – grubość warstwy wody odpływającej w określonym czasie (rok, miesiąc) z rozpatrywanego obszaru:

$$H = \frac{V}{A}, \left[ \frac{m^3}{km^2 \cdot 10^6} = \frac{m^3}{m^2} = m \cdot 10^6 = mm \right].$$

Najdokładniejszy materiał hydrologiczny uzyskuje się wówczas, gdy posterunek wodowskazowy jest położony w samym profilu lub bezpośrednio w pobliżu rozpatrywanego profilu piętrzenia, ujęcia. W przeciwnym razie, jeżeli różnica powierzchni zlewni jest w profilu badanym i w profilu wodowskazowym przekracza 10%, obserwowane przepływy należy przenieść z profilu wodowskazowego do rozpatrywanego.

Przepływ średni w dowolnym przekroju  $x$  położonym w początkowej lub końcowej części zlewni (powyżej, poniżej wodowskazu) oblicza się ze wzoru:

$$Q_x = q \cdot A_x = \frac{Q}{A} \cdot A_x = Q \cdot \frac{A_x}{A}$$

Przepływ średni na odcinku rzeki usytuowanym w środkowej części zlewni pomiędzy wodowskazami określa się za wzoru:

$$Q_x = Q_G + \sum_1^m Q_{dop} + q \cdot \left( A_x - A_G - \sum_1^m A_{dop} \right)$$

gdzie:  $q = \frac{Q_D - Q_G - \sum_1^p Q_{dop}}{A_D - A_G - \sum_1^p A_{dop}}$ ,  $G, D$ , - najbliższy wodowskaz położony powyżej lub poniżej

przekroju  $x$ ,  $m$  – liczba kontrolowanych dopływów uchodzących między wodowskazem  $G$  i przekrojem  $x$ ,  $p$  – liczba kontrolowanych dopływów uchodzących między wodowskazami  $G$  i  $D$ .

Przepływ maksymalny w początkowej i końcowej zlewni oblicza się ze wzoru:

$$Q_x = \left( \frac{A_x}{A} \right)^{\frac{2}{3}} \cdot Q,$$

natomiast dla środkowej części dorzecza oblicza się ze wzoru:

$$Q_x = Q_G + k \cdot \sum_1^m Q_{dop} + q \cdot \left( A_x - A_G - \sum_1^m A_{dop} \right)$$

w którym  $q = \frac{Q_D - Q_G}{A_D - A_G}$  oraz  $k = \frac{Q_D - Q_G - q \cdot \left( A_D - A_G - \sum_1^p A_{dop} \right)}{\sum_1^p Q_{dop}}$ , ( $k \leq 1$ ).

Przepływ minimalny w początkowej części dorzecza określa się ze wzoru:

$$Q_x = \left( \frac{A_x}{A} \right) \cdot Q.$$

Przepływ minimalny w środkowej części dorzecza oblicza się jak przepływ maksymalny, z tym że współczynnik  $k$  powinien być nie mniejszy od 1.

W końcowej części dorzecza przepływ minimalny oblicza się ze wzoru:

$$Q_x = Q_D + q \cdot (A_x - A_D).$$

Jeżeli odpływ jednostkowy  $q$  obliczany jest metoda analogii ze stosunku  $Q_D/Q_D$  to wtedy:

$$Q_x = Q_D + \frac{Q_D}{A_D} \cdot (A_x - A_D) = Q_D + \frac{Q_D \cdot A_x}{A_D} - \frac{Q_D \cdot A_D}{A_D} = Q_D \cdot \frac{A_x}{A_D}.$$

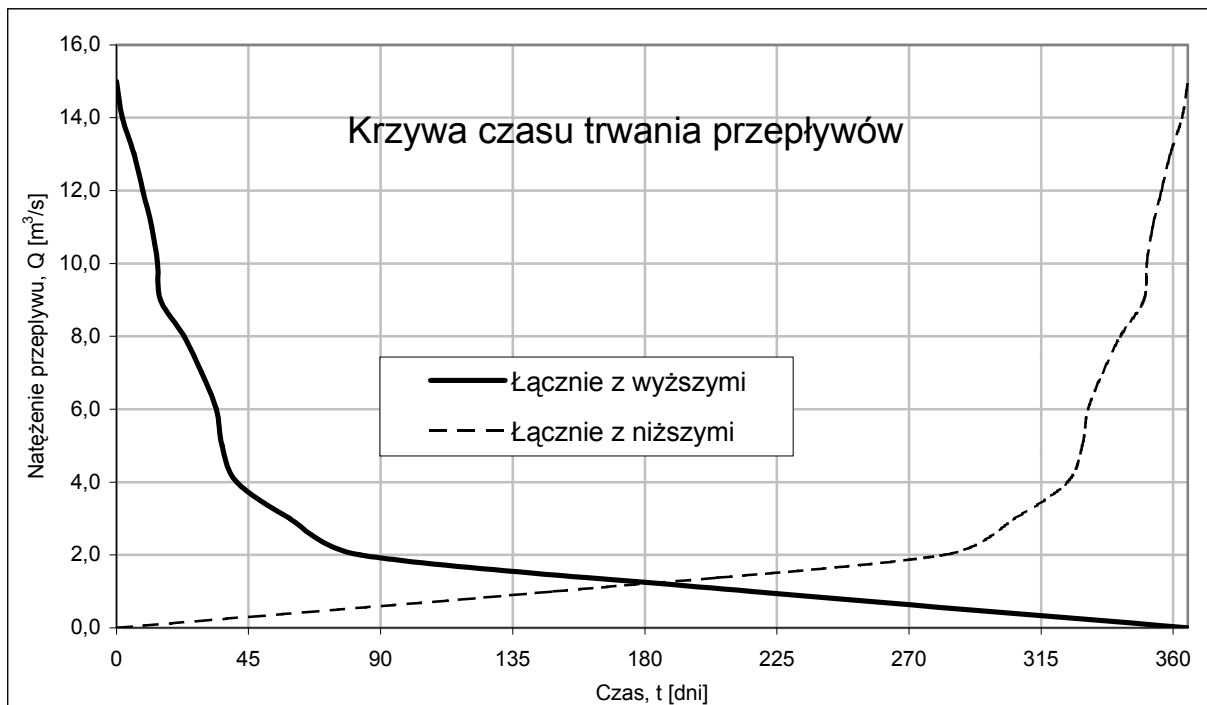
Obserwacje stanów, w przypadku stosunkowo niewielkiej odległości między wodowskazem a przekrojem elektrowni oraz przy jednakowym charakterze koryta ciekła, można przenieść wprost do przekroju elektrowni. Korektę zera wodowskazu można określić zgodnie z zależnością:

$$z_x = z \pm i \cdot l$$

gdzie:  $z_x$  i  $z$  – rzędne zwierciadła wody w przekroju elektrowni i przekroju wodowskazu,  $h$  – spadek zwierciadła wody między przekrojami,  $l$  – odległość przekroju elektrowni od p. wodowskazowego.

### 3.3. Moc elektrowni przepływowej

Przebieg mocy elektrowni wodnej przepływowej w ciągu roku można rozpatrzeć posługując się wykresem uporządkowanych przepływów i spadów roku średniego w przekroju elektrowni. Krzywą uporządkowanych przepływów wraz z przepływami wyższymi przygotowujemy na podstawie liczby dni w roku, w których obserwowano dany przepływ. Zestawienie czasu trwania przepływu o określonej wielkości najlepiej przygotować tabelarycznie.



Korzystając z krzywej natężenia przepływu (krzywej konsumcyjnej) można określić rzędne zwierciadła wody w dolnym stanowisku elektrowni odpowiadające przepływom o zadanym czasie trwania w ciągu roku i obliczyć spadki elektrowni. W obliczeniach możemy przyjąć przepływy  $Q_{350}$ ,  $Q_{300}$ ,  $Q_{250}$  itd., tzn. przepływ który wraz z wyższymi występuje w ciągu 350, 300 i 250 dni.

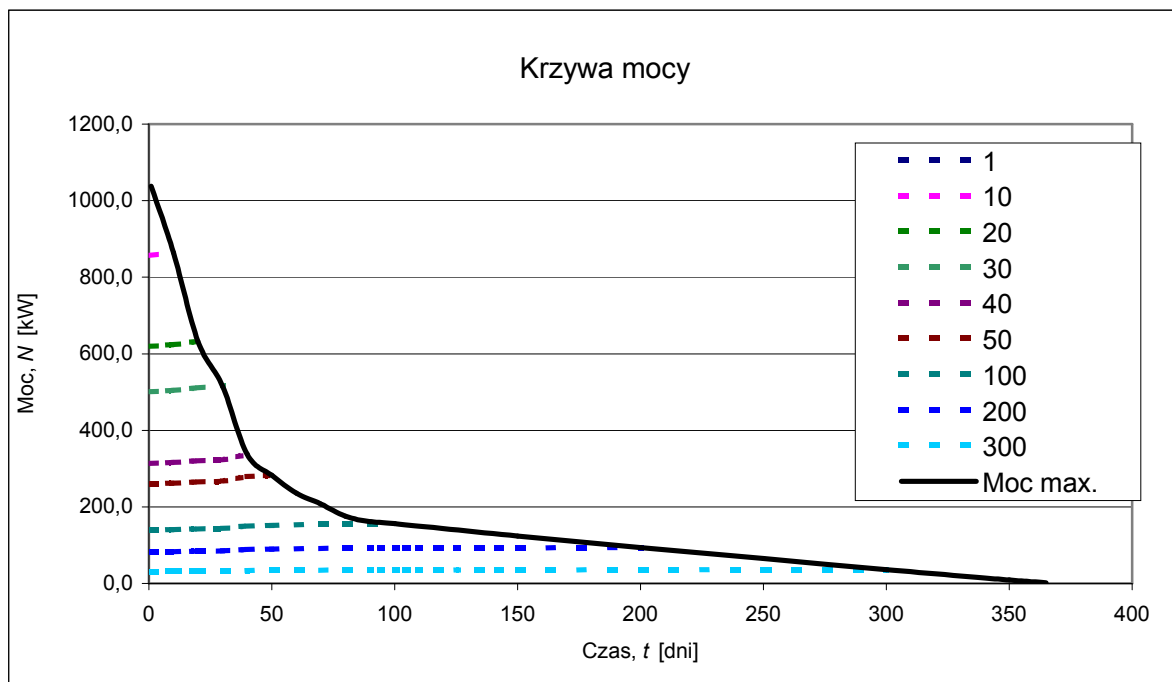
Przyjmując każdy z tych przepływów i odpowiadający im spadek możemy skorzystać z zależności na moc surową

$$N_i = 9,81 \cdot Q_i \cdot H_i \quad [\text{kW}]$$

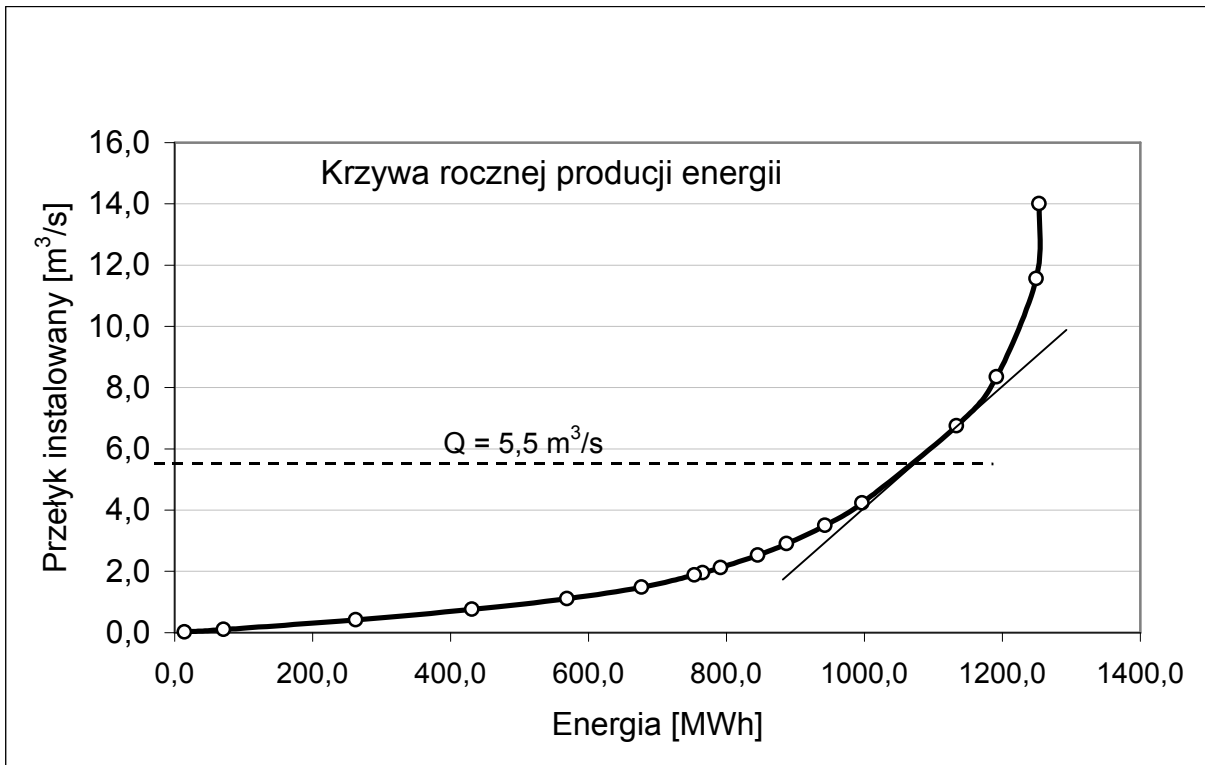
Otrzymujemy w ten sposób krzywą mocy przy założeniu, że każdy dopływ wody do przekroju elektrowni jest przepuszczany w całości przez turbiny (maksymalne moce). W

rzeczywistości, zainstalowana turbina (lub kilku turbin) może mieć tylko jedną, optymalnie wybraną przepustowość tzw. przełyk instalowany. Dlatego w kolejnych krokach obliczeń przyjmujemy przełyk turbiny równy kolejnym wartościom przepływów o określonym czasie trwania. Dla każdego założonego przełyku turbiny wyznaczamy różne wartości mocy równe iloczynowi przepływu  $Q_i$  i spadów  $H_j$ . W ten sposób, dla każdego przyjętego, założonego przełyku turbiny, otrzymujemy jedną gałąź krzywej mocy. Dla wszystkich przepływów  $Q > Q_{\text{instalowany}}$  nadwyżka przepływu będzie przepuszczana jałowo przez jaz a kolejne punkty krzywej mocy wyznaczone będą z zależności:

$$N_{ij} = 9,81 \cdot Q_i \cdot H_j \quad [\text{kW}].$$



Pola zawarte pod odpowiednimi krzywymi mocy stanowią wartość produkcji energii elektrycznej uzyskanej w ciągu roku przy zadanej mocy instalowanej. Przyjmując moc  $N$  w kW i mnożąc ją przez odpowiedni przedział czasowy  $\Delta t$  wyrażony w godzinach, otrzymujemy produkcję energii w kWh. Nanosząc wyliczone wartości na wykres, otrzymujemy krzywą produkcji, która pokazuje, że przy wzroście przepływu instalowanego (czyli przy wzroście mocy instalowanej), rośnie produkcja roczna. Można zauważyć, że jednak powyżej pewnej wartości mocy instalowanej, przyrost produkcji jest stosunkowo nieduży mimo znacznego wzrostu mocy instalowanej.



Krzywe produkcji wyznacza się dla lat charakterystycznych: dla roku normalnego (przeciętnego), suchego i mokrego. Zależności te, wraz z analizą kosztów inwestycyjnych, kosztów eksploatacji i dochodu za sprzedaną energię, pozwolą na dobranie najbardziej ekonomicznego przełyku i mocy instalowanej.

Dla elektrowni przepływowych o stały poziomie wody górnej, spad nominalny ustala się zwyczajowo jako różnicę poziomu wody górnej i dolnej przy przepływie równym przepływowi instalowanemu.

Dla elektrowni przepływowej przyjmowany jest najczęściej jako przepływ instalowany przepływ studniowy  $Q_{100}$ . Dla małych elektrowni szczególnie, przy braku wiarygodnych danych hydrologicznych, przepływ instalowany przyjmuje się wskaźnikowo w stosunku do przepływu średniorocznego, zwykle  $Q_{instalowany} = (1,2 \div 1,8) \cdot Q_{sr}$ , przyjmując 1,2 dla rzek jeziorowych i 1,8 dla rzek górskich. Dla małych elektrowni wodnych Hoffmann proponuje przyjmować mnożnik równy 2.

Dość pożytecznym wskaźnikiem charakteryzującym daną elektrownię lub jej pracę w roku hydrologicznym jest tzw. roczny czas użytkowania mocy będący ilorazem produkcji energii i mocy instalowanej.



#### 4. Turbiny wodne

Turbiną wodną – nazywamy maszyny (silniki) przetwarzające energię kinetyczną wody na energię mechaniczną (na pracę użyteczną w wirniku). Z trzech postaci energii wody występującej w spadzie hydraulicznym (rów. Bernoulliego) w turbinach wodnych zużytkowuje się energię potencjalną (wys. położenia + wys. ciśnienia) i energię prędkości (wys. prędkości). W zależności od tego, w jakiej postaci energia jest doprowadzana do wirnika, dzieli się turbiny na dwa rodzaje:

1. turbiny akcyjne (natryskowe),
2. turbiny reakcyjne (naporowe).

W turbinach akcyjnych energia potencjalna jest przetwarzana w aparacie kierującym na energię prędkości. W turbinach tych ciśnienie wody przed wejściem na łopatkę jest równe ciśnieniu atmosferycznemu. Wirnik turbiny akcyjnej jest zasilany na części obwodu i powierzchnie tylne łopatek nie stykają się z wodą. Wirnik umieszczony jest nad zwierciadłem wody dolnej, co powoduje straty spadu.

W turbinach reakcyjnych ciśnienie wody przy wejściu na łopatkę wirnika jest większe od atmosferycznego i maleje w czasie przepływu przez przestrzeń między łopatkami wirnika. Podczas przepływu wody przez wirnik jej energia ciśnienia przemienia się w dodatkową energię kinetyczną, dzięki czemu woda w wirniku ulega przyspieszeniu. Wirnik turbiny reakcyjnej jest na całym obwodzie zasilany wodą która przepływa przez niego strugą ciągłą i za pomocą rury ssącej jest doprowadzona do dolnego poziomu. Zastosowanie rury ssącej w turbinach reakcyjnych umożliwia wykorzystanie spadku między wirnikiem, a poziomem wody dolnej.

W turbinie reakcyjnej woda przepływa między łopatkami wirnika, tworzącymi kanały konfuzorowe, wskutek czego doznaje przyspieszenia i prędkość jej zwiększa się, a krzywizna łopatek wirnika powoduje zmianę kierunku ruchu wody (rysunek). Przy wlocie do kanału woda ma prędkość  $c_1$ , skierowaną pod kątem  $\alpha_1$  do osi  $x$ , a przy wylocie - prędkość  $c_2$ , skierowaną pod kątem  $\alpha_2$  (pomijamy straty energii). Siła wywierana przez wodę na łopatkę wirnika:

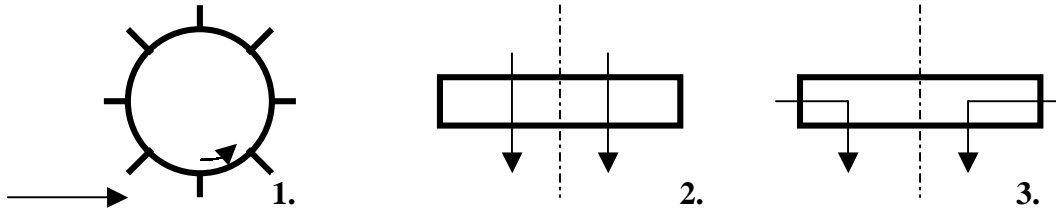
$$F = \rho Q(c_2 \cos \alpha_2 - c_1 \cos \alpha_1)$$

Jeżeli wirnik obraca się, to do równania trzeba wstawić prędkości względne  $w$ .

W turbinie reakcyjnej woda wywiera na łopatkę dwojakie działanie:

1. reakcyjne, wywołane ciśnieniem, pod którym woda przepływa przez wirnik z przyspieszeniem względem wirnika;
2. akcyjne, wywołane krzywizną łopatki i zmianą kierunku ruchu wody.

#### 4.1. Przepływ wody przez wirnik

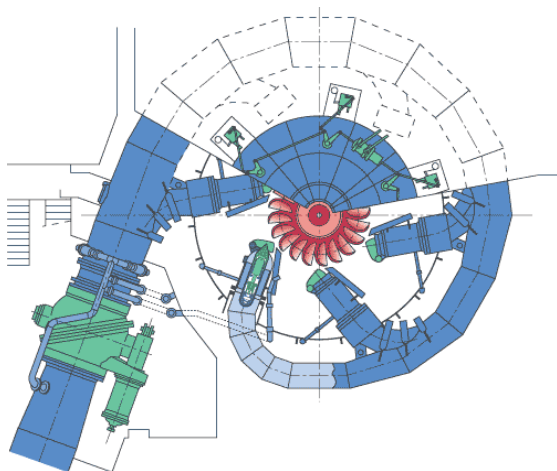


Pod względem sposobu doprowadzenia wody na łopatki turbiny rozróżniamy:

1. turbiny styczo-bierne (turbina akcyjna Peltona),
2. turbiny osiowe - Kaplana i śmigłowe,
3. turbiny dośrodkowo-osiowe – Francisa,
4. turbiny przekątne – Deriaza. (rysunek).

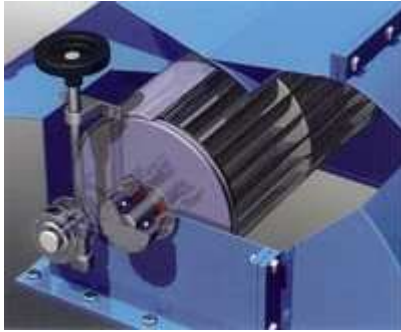
Przez wirnik t. osiowej woda przepływa mniej więcej w kierunku równoległym do osi obrotu turbiny, w turbinie dośrodkowo-osiowej (promieniowo-osiowej) woda, przepływając przez kanały międzyłopatkowe, zmienia kierunek z promieniowego na osiowy, zaś w turbinie przekątnej kierunek składowej prędkości wody w płaszczyźnie osi wirnika jest pod pewnym kątem. W wszystkich rodzajach t. reakcyjnych woda doprowadzana jest do wirnika na całym obwodzie za pomocą kierownicy, która nadaje jej ruch obrotowy wokół osi, przez co prędkość przepływu ma także składową obwodową.

**Turbina Peltona** Jest to turbina akcyjna, strumieniowa, częściowo-obwodowa. Stosowana



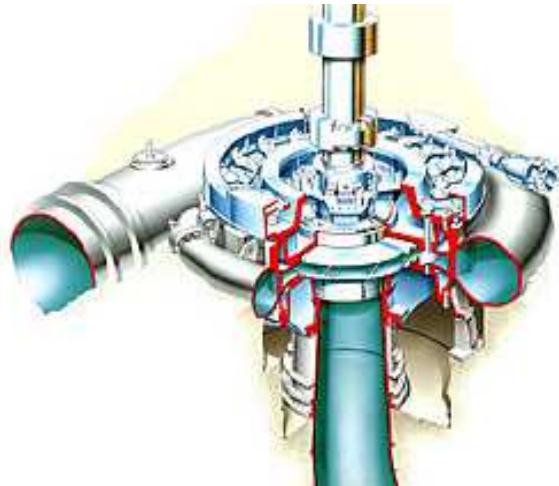
jest wyłącznie dla wysokich spadów i stąd znikome możliwości wykorzystania w Polsce. Wykonywana jest w układzie poziomym lub pionowym. Woda doprowadzana jest rurociągiem zakończonym dyszą uderza w łopatki wirnika, nadając mu ruch obrotowy. Wirnik tej turbiny składa się z tarczy zaopatrzonej na obwodzie w szereg czarek rozdzielający uderzający strumień wody na dwie symetryczne gałęzie i odchylający je niemal o

180°. Liczba dysz jest uwarunkowana mocą turbiny, a przede wszystkim przełykiem. Regulacja mocy odbywa się przez przemykanie i otwieranie dysz iglicą.



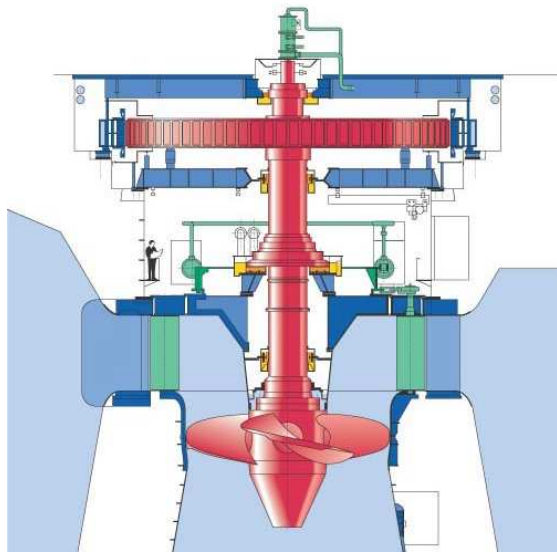
**Turbina Banki-Michella.** Turbina ta jest przepływową turbiną akcyjną. Jej cechą charakterystyczną jest szeroki strumień wody o przekroju prostokątnym, przepływający dwukrotnie przez łopatki wirnika. Zasilanie wirnika odbywa się za pomocą odpowiednio ukształtowanej jednołopatkowej kierownicy.

**Turbina Francisa** Jest to turbina wodna reakcyjna o dopływie dośrodkowym, pełnoobwodowa, stosowana przy spadach od kilku do kilkuset metrów. Składa się z wirnika, kierownicy, rury ssącej oraz przestawialnych łopatek wirnika, osadzonych na piaście i wieńcu. Woda do wirnika stale całkowicie zanurzonego w wodzie jest doprowadzana do spirali z wlotów. Tylko bardzo małe turbiny o spadach 3-4 m mogą być ustawiane w otwartej komorze bez spirali. Celem spirali jest właściwe skierowanie wody na turbinę. Dopływ wody do wirnika reguluje się za pomocą kierownicy mającej łopatki nastawiane specjalnym urządzeniem pierścieniowym, stanowiącym wraz z łopatkami układ wewnętrznej regulacji turbiny. Po przejściu przez wirnik woda uchodzi na zewnątrz rurą ssawną w postaci łagodnie rozszerzającego się przewodu. Rura ssawna umożliwia odzyskanie znacznej części energii wody uchodzącej z wirnika.



Turbina Francisa jest w Polsce najpowszechniej stosowana w małych elektrowniach wodnych, zwłaszcza starszego typu. Jej zasadniczą zaletą jest możliwość stosowania jej w różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych (turbiny pionowe w komorze otwartej lub zamkniętej, turbiny o osi poziomej w spiralach żeliwnych, stalowych lub betonowych) Sprawność t. Francisa dochodzi w dużych jednostkach do 94%.

**Turbina Dariaza** Turbina Francisa z przestawialnymi łopatkami wirnika, stosowane obecnie głównie jako maszyny odwracalne, czyli pompo-turbiny.



**Turbiny Kaplana i śmigłowa** Najbardziej nowoczesną odmianą turbiny wodnej są turbiny śmigłowe o nastawialnych łopatkach wirnika. Nadają się do spadów od 5 do 50 m (3-80 m). Wobec możliwości nastawienia położenia łopatek wirnika w koordynacji z położeniem łopatek aparatu kierowniczego w zależności od spadu i obciążenia, ich krzywa sprawności jest płaska i korzystna w dużym zakresie obciążeń. Wirnik wykonywany jest w postaci piasty z osadzonymi na niej kilkoma łopatkami o kształcie zbliżonym

do śmigła samolotu. Łopatki są przestawialne w turbinie Kaplana, a nieruchome w t. śmigłowej. Regulacja łopatek wirnika znacznie poprawia sprawność turbiny, ale konstrukcja ta jest kosztowna; dlatego, gdy przewiduje się małą zmienność spadu stosuje się t. śmigłową lub ew. z ręcznie przestawialnymi łopatkami.

**Turbiny rurowe** Odmiana turbiny Kaplana, stosowana w siłowniach średniej i małej mocy w obszarze niskich spadów (< 20 m). Jej zaletami są: oszczędność miejsca, wyższa sprawność w wyniku osiowego przepływu wody. Turbina ta nie ma spirali, natomiast jest zaopatrzona w specjalnie wykonany aparat kierowniczy.

Zakresy zastosowań niektórych typów turbin wodnych<sup>6</sup>:

Typ	Spad [ m ]	Przełyk [ m <sup>3</sup> /s ]	Moc na wale [ kW ]
Turbina Kaplana z wałem pionowym	8 - 80	5 - 1000	do 200.000
Turbina rurowa z wirnikiem Kaplana	1,5 - 25	5 - 1200	do 50.000
Turbina śmigłowa w komorze otwartej	1,5 - 25	1,5 - 100	do 10.000
Turbina rurowa z wirnikiem śmigłowym	1,5 - 25	1,5 - 100	do 10.000
Turbina Francisa	10 - 600	0,5 - 1000	do 850.000
Turbina Peltona	50 - 1200	0,1 - 50	do 300.000

<sup>6</sup> <http://www.voith.pl/>; Voith Turbo sp. z o.o.

Obecne zainteresowania i zakres produkcji firmy Voith dotyczą turbin wodnych o mocy większych od 400 kW.

## 4.2. Parametry energetyczne turbin

Stan ruchu turbiny wyznaczają następujące parametry energetyczne: spad  $H$  [m], przelyk  $Q$  [ $m^3/s$ ], moc  $N_t$  [kW], prędkość obrotowa  $n_t$  [obr/min].

**Spad** – różnica poziomów wody górnej i dolnej.

**Przelyk turbiny** – objętość wody doprowadzona do turbiny w ciągu jednej sekundy.

**Moc surowa** – moc wynikająca z przelyku i spadu. **M. użyteczna** - moc na wale turbiny, wynikająca z mocy surowej i sprawności turbiny.

**Prędkość obrotowa turbiny** – jest to liczba obrotów, jaką wykonuje wał turbiny w czasie jednej minuty. Prędkość ta dla każdej turbiny i określonego spadu jest jednoznacznie określona i w warunkach eksploatacyjnych musi być utrzymana. **P. rozbiegowa** – jest to największa prędkość obrotowa osiągana przez turbinę przy nieobciążonym turbozespolu przy maksymalnym spadzie. Poszczególne turbiny osiągają różne prędkości rozbiegowe a ich wartości mieszczą się w granicach<sup>7</sup>:

turbina Francisa  $n_r = (1,6 \div 1,9) n_t$ ,

turbina Kaplan i śmigłowa  $n_r = (2,3 \div 3,0) n_t$ ,

turbina Peltona  $n_r = (1,8 \div 1,9) n_t$ ,

turbina Banki-Michella  $n_r = (2,4 \div 2,7) n_t$ .

## 4.3. Charakterystyki turbin

Charakterystyką turbiny wodnej nazywa się wykres przedstawiający współzależność jej parametrów przy zmiennych stanach ruchu. W praktyce wyznaczanych jest wiele charakterystyk, które można ogólnie podzielić na:

- charakterystyki modelowe, opracowane na podstawie badań laboratoryjnych,
- charakterystyki eksploatacyjne, związane z pracą turbiny w rzeczywistych warunkach jej pracy.

### 4.3.1. Charakterystyki modelowe

Wyznaczone w czasie badań modelowe zależności pomiędzy podstawowymi wielkościami charakteryzującymi pracę turbiny, przedstawione są w postaci wykresu zbiorczego – tzw. charakterystyki uniwersalnej, która odnosi się do całej serii geometrycznie podobnych turbin.

<sup>7</sup> Hoffman. M. i inni (1991): Małe elektrownie wodne. Poradnik. Nabba Sp. z .o.o., Warszawa

Dwie turbiny, których stosunek odpowiednich wymiarów wirnika i części opływanych przez wodę jest stały, noszą nazwę *turbin podobnych*. Jest to podobieństwo geometryczne.

Przepływ strug ciągłych wody przez turbiny podobne będą podobne, jeśli będą zachowywać podobieństwo przepływów: a) kinematyczne i b) dynamiczne. Przepływy w dwóch turbinach podobnych geometrycznie będą podobne kinematyczne, jeżeli trójkąty prędkości (wlotowy i wylotowy) dla odpowiadających sobie punktów strug będą podobne, zaś podobieństwo dynamicznym będzie wyrażone przez stały stosunek wszystkich sił działających na odpowiadające sobie elementy strug w obu turbinach. Stany pracy dwóch turbin geometrycznie podobnych i pracujących w warunkach podobieństwa przepływów nazywa się izogonalnymi (ze względu na równość kątów w trójkątach prędkości).

Charakterystykę uniwersalną turbiny tworzą jej parametry energetyczne podawane jako wielkości podwójnie zredukowane dla spadu  $H = 1$  m i średnicy wirnika  $D = 1$  m. Redukcje wykonuje się na podstawie zależności:

- **przełyk podwójnie zredukowany**

$$Q_I = \frac{Q}{D^2 \cdot \sqrt{H}}$$

(przełyk turbiny podwójnie zredukowany jest to przełyk znamionowy turbiny podobnej, lecz o średnicy wirnika 1 m i pracującej w stanie izogonalnym pod spadem 1 m.

$$Q_I = \frac{Q}{\sqrt{H}}$$

przełyk pojedynczo zredukowany. Jest to przełyk jaki będzie miała turbina pod spadem 1 m, jeżeli pracując w stanie izogonalnym ma przełyk  $Q$  pod spadem  $H$  metrów.);

- **obroty podwójnie zredukowane**

$$n_I = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H}}$$

(prędkością obrotową podwójnie zredukowaną  $n_I$  nazywamy prędkością obrotową wirnika podobnego o średnicy równej 1 m i pracującego izogonalnie pod spadem 1 m. Wszystkie turbiny geometrycznie podobne mają w przybliżeniu jednakową prędkość obrotową podwójnie zredukowaną, która charakteryzuje daną serię turbin,

$$n_I = \frac{n}{\sqrt{H}}$$

$n_I$  – prędkość obrotowa pojedynczo zredukowana. Jest to prędkość obrotowa, którą będzie miała dana turbina pracująca pod spadem  $H$  z prędkością obrotową  $n$ , jeżeli będzie pracować w stanie izogonalnym pod spadem 1m.);

- **moc podwójnie zredukowana**

$$N'_I = \frac{N}{D^2 \cdot H \cdot \sqrt{H}}$$

gdzie:  $n$  – rzeczywiste obroty turbiny, obr/min;

$N$  – moc na wale, kW;

$H$  – spad użyteczny, m;

$Q$  – przepływ turbiny, m<sup>3</sup>/s.

Charakterystyka uniwersalna jest przedstawiana zwykle w układzie współrzędnych obroty – przepływ. Z charakterystyki możemy odczytać m.in.: sprawność, współczynnik kawitacji itd.

Dodatkowo każdą turbinę wodną charakteryzuje współczynnik szybkobieżności. Współczynnikiem szybkobieżności turbiny nazywa się liczbę obrotów wirnika na minutę, przy której geometrycznie podobna turbina wodna ma przy spadzie 1 m moc maksymalną równą 1 KM (Jest to prędkość obrotowa, jaką miałaby turbina podobna do danej turbiny, pracując przy spadzie  $H = 1$  m i dając moc  $N = 1$  KM). Wartość współczynnika szybkobieżności turbiny decyduje o podziale turbin wodnych na wolnobieżne, średnobieżne i szybkobieżne. Współczynnik szybkobieżności (dynamiczny wyróżnik szybkobieżności) oblicza się ze wzoru:

$$n_{sN} = \frac{n \cdot \sqrt{N}}{H^2 \sqrt{H}}$$

Wyznaczenie wsp. szybkobieżności, a następnie ogólny dobór turbiny na podstawie tablic oraz określenie podstawowych danych technicznych z nomogramów (pagórek sprawności) stanowi punkt wyjścia do dalszego projektowania elektrowni wodnych. Możliwy do zastosowania typ turbiny wodnej zależy od spadu i wielkości jednostki, przy czym każda z wymienionych wyżej turbin odznacza się określonym zakresem sprawności i zastosowania. Wielkość ta charakteryzuje kształt wirnika, ustalając odpowiednie proporcje jego zasadniczych wymiarów oraz wyznacza warunki pracy, które zapewniają podobny przepływ w turbinach geometrycznie podobnych. W praktyce zastosowanie turbiny o podwyższonym wyróżniku szybkobieżności pozwala na uzyskanie – przy określonym spadzie – tej samej mocy przy wykorzystaniu wirnika o mniejszej średnicy. Wynika to ze wzrostu przepływu przy tej samej wartości obrotów.

Kinematyczny wyróżnik szybkobieżności - prędkość obrotowa, jaką miałaby turbina podobna do danej turbiny, pracując przy spadzie  $H = 1$  m z przepływem  $Q = 1$  m<sup>3</sup>/s - oblicza się ze wzoru:

$$n_{sQ} = \frac{n \cdot \sqrt{Q}}{H^{\frac{4}{3}}}$$

Wartości poszczególnych wyróżników mogą być przeliczane  $n_{sN} \approx 3,65 n_{sQ}$ .

#### 4.3.2. Charakterystyki eksploatacyjne

Charakterystyki eksploatacyjne przedstawiają związki pomiędzy parametrami pracy turbiny rzeczywistej w warunkach jej zainstalowania. Można je wyznaczać na podstawie charakterystyki uniwersalnej lub bezpośrednio z pomiarów energetycznych dokonywanych w elektrowni wodnej.

### 5. Przekładnie

W elektrowniach wodnych można spotkać następujące trzy wzajemne układy osi turbiny i generatora:

1. turbina i generator o osi poziomej,
2. turbina pionowa, generator poziomy,
3. turbina i generator pionowy.

W dużych elektrowniach w przypadku 1 i 2, stosuje się bezpośrednie sprzężenie obu jednostek. Rozwiązane jest to najczęściej w ten sposób, że końcówki wału turbiny i prądnicy mają okute lub przyspawane kołnierze z zamkiem centrującym, które są skręcane. Takie rozwiązanie (bezpośrednie sprzężenie wałów) może być niemożliwe lub niekorzystne ekonomicznie, z uwagi na gabaryty, masę i koszt prądnicy niskoobrotowej. W małych elektrowniach z reguły jest konieczność zastosowania przekładni, w celu uzyskania większych obrotów generatora w porównaniu z obrotami turbiny. Stosowane są wtedy prądnice o obrotach 500, 600 i 750 obr/min (rzadziej 1000 lub 1500 obr/min).

W turbozespołach wodnych stosowane są przekładnie:

- zębate – w całym zakresie mocy turbozespołów małych elektrowni (< 5MW);
- pasowe z pasami płaskimi – do ok. 1,5 MW;
- pasowe klinowe – do ok. 0,5 MW przenoszonej mocy.

#### 5.1. Przekładnie zębate

Zastosowanie przekładni zębatej do przenoszenia napędu z turbiny na prądnice umożliwia zwartą konstrukcję turbozespołu w różnych układach. Przekładnie zębate czołowe spotyka się w najstarszych rozwiązaniach poziomego układu turbina-prądnica, a rzadziej w układzie



pionowym. Przekładnie zębate kątowe stosowane są przy pionowej osi turbiny i poziomej generatora. W niektórych przypadkach mogą być stosowane przekładnie ślimakowe.

Przekładnie zębate w turbozespołach wodnych mogą stanowić konstrukcje wspólną z turbiną lub oddzielne urządzenie połączone z turbiną i generatorem za pomocą sprzęgieł. Rozwiązanie pierwsze pozwala na optymalizację gabarytów turbozespołu. Rozwiązanie drugie umożliwia zastosowanie przekładni typowych, produkowane w wyspecjalizowanych zakładach (Fabryka Reduktorów i Motoreduktorów BEFARED S.A. w Bielsku-Białej, ZREMB w Poznaniu).

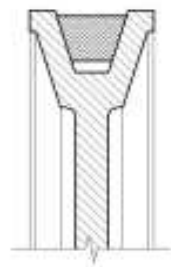
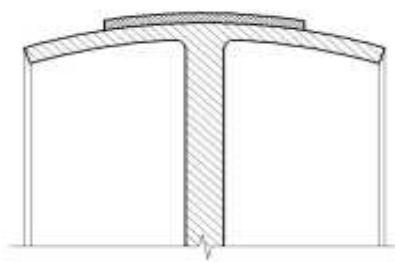
Przy doborze przekładni do turbozespołu wodnego należy uwzględnić trzy czynniki decydujące o jej trwałości:

- wytrzymałość zębów z uwagi na przenoszone momenty,
- ścieranie się zębów na ścieranie (obrót),
- nagrzewanie się przekładni na skutek tarcia (zęby i łożyska).

We wszystkich przypadkach, konstrukcja przekładni oraz zakres stosowanych przełożeń, należy dobierać wg zaleceń producenta.

## 5.2. Przekładnie pasowe

Przekładnie pasowe przenoszą moc dzięki sile tarcia między powierzchniami kół i współpracującym z nimi pasem. Koła pasowe mogą być osadzone bezpośrednio na wałach turbiny i generatora lub przez zastosowanie dodatkowego łożyskowania (wówczas koła pasowe łączone z wałami za pomocą sprzęgieł sztywnych). Pasy pędne mogą być płaskie lub

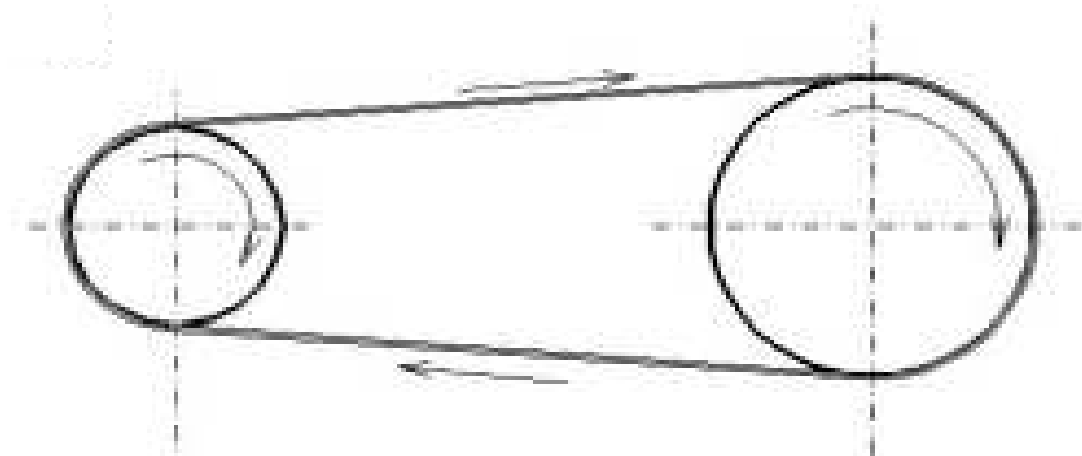


klinowe. Koła do pasów płaskich są walcowe lub lekko wypukłe, a do pasów klinowych – rowkowe. Zaletami przekładni pasowych są: cichobieżność i wysoka

sprawność – płaskich  $\geq 99\%$ , klinowych  $\geq 98\%$ . Do wad należy zaliczyć potrzebę zapewnienia większej przestrzeni niż w wypadku przekładni zębatej oraz konieczność regulacji odległości między kołami pasowy lub stosowanie napinacza.

### 5.3. Przykład doboru wielkości przekładni

Dane: moc przenoszona	$N = 100 \text{ kW}$
prędkość obrotowa turbiny	$n_t = 360 \text{ obr/min}$
prędkość obrotowa generatora	$n_g = 500 \text{ obr/min}$
średnica koła pasowego turbiny	$d_t = 640 \text{ mm}$
odległość między osiami	$e = 2000 \text{ mm}$



Wymagane przełożenie

$$i = \frac{n_t}{n_g} = \frac{360}{500} = 0,72 \quad [i] = \left[ \frac{\text{mm}}{\text{mm}} \right] = [1]$$

Średnica koła napędzanego (generatora)

$$d_g = i \cdot d_t = 0,72 \cdot 640 = 461 \quad [d_g] = [\text{mm}]$$

Kąt opasania małego koła (turbiny)

$$\beta = 180 - \frac{60 \cdot (d_t - d_g)}{e} = 180 - \frac{60 \cdot (640 - 461)}{2000} = 174^\circ 26'$$

Prędkość przesuwania się pasa

$$v_t = \pi \cdot d_t \cdot n_t = \pi \cdot 640 \cdot 10^3 \frac{360}{60} = 12,1 \quad [v_t] = \left[ 1 \cdot \text{mm} \cdot 10^3 \frac{\cdot 1/\text{min}}{\text{s/min}} \right] = [\text{m/s}]$$

Siła uciągu przenoszona przez pas

$$F = \frac{N}{v_t} = \frac{100 \cdot 10^3}{12,1} = 8290 \quad [F] = \left[ \frac{\text{kW} \cdot 10^3}{\frac{\text{m}}{\text{s}}} \right] = \left[ \frac{\text{N} \cdot \text{m}}{\text{s}} \cdot \frac{\text{s}}{\text{s}} \right] = [\text{N}]$$

## 6. Generatory

W małych elektrowniach wodnych są stosowane dwa rodzaje generatorów:

- generatory synchroniczne trójfazowe prądu przemiennego,
- generatory asynchroniczne trójfazowe prądu przemiennego.

Generatory synchroniczne umożliwiają stabilną pracę elektrowni w sieci wydzielonej, W przypadkach przerwania zasilania tej sieci z innych źródeł może stanowić źródło rezerwowego zasilania wydzielonej grupy odbiorców.

### 6.1. Zjawisko indukcji elektromagnetycznej

Jeżeli źródło pola magnetycznego i zamknięty przewodnik poruszają się względem siebie, to obserwujemy, że w zamkniętym przewodniku zaczyna płynąć prąd elektryczny, który nazywamy prądem indukcyjnym. Prąd indukcyjny powstaje przy względnym ruchu źródła pola magnetycznego i przewodnika. Wynikiem tego oddziaływania jest pojawienie się siły powodującej ruch ładunków wokół przewodnika. Fizycznym wynikiem działania tej siły jest pojawienie się w przewodniku pewnej siły elektromotorycznej  $E$ , równej pracy jaką wykonuje siła oddziaływania przesuwając wokół przewodnika ładunek jednostkowy. Siła elektromotoryczna indukowana w obracającym się obwodzie jest związana z prędkością zmian strumienia pola magnetycznego. Jeżeli natężenie tego prądu oznaczamy przez  $i$ , to chwilowa moc  $P$  wydzielana w obwodzie wyniesie:  $P = E \cdot i$ . Jeżeli w obwodzie płynie prąd stały moc nie zmienia się, ale w przypadku przepływu prądu zmiennego, wielkość siły elektromotorycznej i natężenie płynącego prądu są wielkościami zamieniającymi się z upływem czasu, ponieważ zamienny w czasie (na skutek obrotu) jest kat między wektorem prędkości ładunku i wektorem pola magnetycznego. Moc  $P$  zależy zatem również od czasu i w różnych momentach chwilowa wartość mocy jest różna. Najbardziej interesującą wielkością jest średnia wartość wydzielanej mocy w ciągu całego okresu zmian siły elektromotorycznej i natężenia prądu. Przesunięcie fazowe  $\varphi$  natężenia prądu względem siły elektromotorycznej potrafimy w każdym konkretnym przypadku obliczyć. W rezultacie średnia wartość mocy wydzielanej w obwodzie wynosi:

$$\bar{P} = \frac{E_0 i_0}{2} \cos \varphi$$

Średnia wartość mocy zależy od przesunięcia faz i jest największa dla  $\varphi = 0$ , co zachodzi wówczas, gdy w obwodzie nie ma oporów pojemnościowych i indukcyjnych lub gdy dla pewnych częstości wpływ tych oporów na przesunięcia fazowe wzajemnie się redukuje.

W technice stosuje się najczęściej prądnice, w których prąd indukcyjny powstaje w częściach nieruchomych na skutek zmian pola magnetycznego wywołanych obrotem elektromagnesów. Podczas obrotu wewnętrznej części, zwanej wirnikiem, w obszarach cewek nawiniętych na zewnętrznej, nieruchomej części prądnicy, pole magnetyczne ulega zmianom. Na dwóch końcach przewodu (par biegunów), stanowiącego zwoje tych cewek, powstaje napięcie, które zmienia się w czasie z zależnością  $E = E_0 \sin \omega t$ . Siła elektromotoryczna będzie zmieniać się okresowo w trakcie każdego obrotu ( $E_0$  jest wielkością maksymalną). Chcąc zwiększyć wartość tej wielkości, musimy użyć większej ilości zwojów. Siły elektromotoryczne powstające na każdym zwoju będą się wtedy sumować.

Jak wspomniana wyżej, wielkość siły elektromotorycznej indukowanej w obwodzie związana jest z prędkością zmian strumienia indukcji magnetycznej przez powierzchnię obwodu. Związek taki jest słuszny dla dowolnego kształtu obwodu i sposobu jego ruchu oraz dla dowolnego kształtu pola magnetycznego. Prąd płynący w obwodzie pojawia się na skutek obrotu obwodu. Pojawienie się tego prądu powoduje jednak, że na obwód z prądem zaczyna w polu magnetycznym działać moment sił, który przeciwstawia się obrotowi obwodu. Aby utrzymać obrót obwodu, a co za tym idzie przepływ płynącego w nim prądu, musimy działać na wirnik siłami zewnętrznymi, których moment zrównoważyłby moment przeciwdziałający obrotowi. Porównując momenty i siły, które je powodują, możemy stwierdzić, że moc wydzielana w obwodzie na skutek tego, że płynie w nim prąd elektryczny jest dokładnie równy mocy jaką musimy zużyć na podtrzymanie ruchu obrotowego (czyli na podtrzymanie prądu płynącego w obwodzie). Zgodnie z zasadą zachowania energii, energia mechaniczna zużywana na obracanie wirnika, zamieniana jest na energię elektryczną związaną prądem płynącym w obwodzie.

## 6.2. Generator synchroniczny

Nazwa generator synchroniczny (prądnica synchroniczna) wskazuje na to, że jego prędkość obrotowa jest w synchronizacji z częstotliwością, która wyraża się wzorem

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

gdzie:  $f$  – częstotliwość,

$n$  – prędkość obrotowa, obr/min,

$p$  – liczba par biegunów.

Prędkość obrotową generatora synchronicznego przy  $f = 50$  Hz można wyznaczyć ze wzoru

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \text{ obr/min}$$

Silniki napędowe połączone bezpośrednio z generatorem mogą pracować tylko z takimi prędkościami obrotowymi znamionowymi, jakie otrzymuje się z powyższego wzoru przy  $p$  równym liczbie całkowitej. Prędkości obrotowe generatorów napędzanych turbinami wodnymi są zawarte w przedziale 1500 – 50 obr/min (wyjątkowo spotyka się niższe).

Generator synchroniczny potrzebuje do wzbudzenia obcego źródła prądu stałego, które zasila uzwojenie biegunów i wytwarza strumień magnetyczny wirnika. Im większa liczba par biegunów a zatem mniejsza prędkość obrotowa, potrzebna jest większa moc wzbudzenia. Jest to zasadnicza przyczyna mniejszej sprawności generatorów wolnoobrotowych.

Moc generatorów dobiera się zazwyczaj do maksymalnej mocy turbiny z uwzględnieniem typowego szeregu mocy. Moc generatora podaje się w jednostkach mocy pozornej – kVA – jest to moc odnosząca się do przebiegów elektrycznych sinusoidalnych zmiennych, określona iloczynem wartości skutecznej prądu przez wartość skuteczną siły elektromotorycznej lub napięcia. Moc generatora ograniczona jest jego ogrzewaniem się ponad temperaturę otoczenia, a nagrzewanie przy stałym napięciu zależy od wartości prądu. Moc pozorna znamionowa generatora pomnożona przez współczynnik mocy ( $\cos\varphi$ ) daje czynną moc znamionową generatora w kW. Generator może pracować przy różnych  $\cos\varphi$  indukcyjnych, lecz może oddawać swoją pełną moc pozorną tylko przy  $\cos\varphi$  równym lub większym od  $\cos\varphi$  znamionowego. Generatory pracując pod obciążeniem odpowiadającym wsp. mocy  $\cos\varphi$  mniejszym od znamionowego, nagrzewałyby się powyżej temperatury dopuszczalnej.

### 6.3. Generatory asynchroniczne

Generatory asynchroniczne mogą być instalowane w przypadkach, gdy głównym zadaniem elektrowni jest wykorzystanie nie zagospodarowanych cieków, które nie mają charakteru rezerwowych źródeł energii. Generator asynchroniczny, pobierając prąd magnesujący z sieci, może oddawać moc czynną tylko przy równoległej pracy z siecią zasilaną przez generatory synchroniczne, a zatem nie może pracować samotnie na sieć wydzieloną. W przypadku zaniku napięcia w sieci, także napięcie generatora asynchronicznego zanika. Generator asynchroniczny stosuje się wyłącznie w małych e.w. ze względów natury ekonomicznej, gdyż mają one prostszą konstrukcję, są lżejsze i tańsze, a przede wszystkim nie wymagają regulacji napięcia i synchronizacji.

#### 6.4. Wielkość i dobór generatora

Moc generatora w małej elektrowni wodnej jest dobierana do maksymalnej mocy turbiny z uwzględnieniem z uwzględnieniem typowego szeregu mocy na podstawie zależności:

$$P_g = \frac{P_t \cdot \eta_g}{\cos \varphi}$$

gdzie:  $P_g$  – moc pozorna na zaciska generatora, kVA;  $P_t$  – moc na wale turbiny, kW;  $\eta_g$  – sprawność generatora;  $\cos \varphi$  - współczynnik mocy generatora.

Prędkość obrotowa generatora, w przypadku bezpośredniego sprzężenia z turbiną, dobiera się do obrotów turbiny. Małe generatory synchroniczne mają zwykle obroty znamionowe: 500, 600, 750, 1000 i 1500 obr/min.

Jeżeli znamionowa prędkość obrotów turbiny jest nieco mniejsza niż prędkość znamionowa generatora, to konieczne jest stosowanie przekładni podwyższającej. Przekładni obniżającej obroty nie stosuje się. W przypadku turbozespołu o mniejszej mocy z wałem poziomym zaleca się przekładnie pasowe.

Napięcia znamionowe generatorów synchronicznych wynoszą zwykle 105% odpowiedniego napięcia znamionowego w sieci:

sieć	380	6000	10000	1500	V
generator	400	6300	10500	15700	V

Napięcie 3000 V(3150) nie jest zalecane. O wyborze napięcia znamionowego decydują przede wszystkim względy ekonomiczne, a następnie dostępność odpowiednich urządzeń, ich wytrzymałość termiczna i dynamiczna. Generatory asynchroniczne, gdy do tego celu wykorzystywane są typowe silniki asynchroniczne zwarte, mają zwykle napięcia znamionowe równe 380 V. Uzwojenie stojana łączone jest w trójkąt.

Generatory o prędkościach obrotowych mniejszych niż 100 obr/min mają postać „placka” (płaski krążek), natomiast przy większych obrotach mają kształt zbliżony do cylindra. Wymiary generatora normalnej budowy, jego moc i prędkość obrotowa są związane następującą zależnością:

$$\frac{D^2 \cdot l \cdot n}{P} = C \approx 2 \cdot 10^5$$

gdzie:  $D$  – średnica wewnętrzna żelaza czynnego stojana, cm;  $l$  - długość żelaza czynnego, cm;  $n$  – prędkość obrotowa, obr/min.;  $P$  – moc generatora, kVA;  $C$  – stała.

Konstruktor, korzystając z powyższego wzoru. Może zmienić stosunek  $D/l$  generatora o danej prędkości obrotowej zależnie od wymagań stawianych generatorowi. Na przykład stosunek

ten bywa zwiększany, gdy warunki regulacji turbozespołu wymagają zwiększenia momentu zamachowego  $GD^2$ , lub też zmniejszany np. w generatorach turbozespołów gruszkowatych, w których generator powinien mieć możliwie małą średnicę.

Jeżeli silnik indukcyjny przyłączony do sieci obracany jest przez turbinę wodną to silnik stanie się generatorem asynchronicznym oddaje do sieci moc czynną. W katalogach silników podaje się moc w kilowatach na wale silnika i współczynnik sprawności. Moc takiego generatora oblicza się z zależności:

$$P_g = \frac{P_{sil}}{\eta}$$

W katalogach podaje się również prędkość obrotową znamionowa. Odejmując tę prędkość od prędkości obrotowej synchronicznej, znajduje się poślizg silnika. Dodając poślizg do prędkości obrotowej synchronicznej, oblicza się prędkość obrotową generatora przy częstotliwości 50 HZ i przy mocy znamionowej.

**Przykład.** Silnik indukcyjny o parametrach:  $P = 88$  kW,  $n = 485$  obr/min,  $U = 380$  V i sprawności  $\eta = 0,88$ , pracujący jako generator będzie miał:

- moc znamionową równą  $P_g = \frac{P_{sil}}{\eta} = \frac{88}{0,88} = 100$  kW,

- prędkość obrotową znamionową  $n = 500 + (500 - 485) = 515$  obr/min

Konstrukcje typowych silników asynchronicznych gwarantują wytrzymałość mechaniczną ich wirników na podwyższoną prędkość obrotową jedynie 1,2 razy większą niż prędkości znamionowe. Dlatego przed zainstalowaniem silnika jako generatora asynchronicznego należy bezwzględnie uzyskać od producenta gwarancję na wytrzymałość mechaniczną przy zwiększonej, rozbiegowej prędkości obrotowej w czasie minimum 2 minut.

## 6.5. Chłodzenie generatorów

Generator o mocy na zaciskach  $P$  i współczynniku sprawności  $\eta_g$  pobiera moc na wale równą stosunkowi  $P/\eta_g$ . Moc zużywaną na pokrycie strat można wyrazić wzorem:

$$\Delta P = \frac{P}{\eta_g} - P \approx (1 - \eta_g)P$$

Ciepło wydzielające się w generatorze jest odbierane przez wodę chłodzącą łożyska i powietrze chłodzące, jak również część ciepła wypromieniowuje bezpośrednio z generatora do otoczenia. Generatory o małej mocy – poniżej 1 MW- mają przeważnie budowę otwartą i są chłodzone otaczającym powietrzem, ogrzewając w ten sposób halę maszyn. Generatory o większych mocach są zabudowane i chłodzone powietrzem pobieranym z zewnątrz w obiegu

otwartym. Przepływ powietrza umożliwiają kanały doprowadzające i odprowadzające, a ruch wymusza wentylator elektryczny. Generatory o mocach powyżej 5 MW są chłodzone w obiegu zamkniętym.

## 7. Urządzenia elektryczne

Wyposażenie elektryczne obejmuje tylko nieznaczną część nakładu ponoszonego na budowę siłowni, a jego wpływ na ogólne rozwiązanie jest nieznaczące. Jednak jest ono nader ważnym elementem całości i symbolizuje podstawowy cel budowy elektrowni wodnej. Na urządzenia energetyczne, obok generatorów, składają się: transformatory, pomocnicze urządzenia napędowe, urządzenia rozdzielcze, ochronne oraz urządzenia sterowania i automatyki.

Podstawowe schematy połączeń elektrycznych i wybór napięcia generatora i rozdzielczego dla małej elektrowni wodnej zależą od wielu czynników, przede wszystkim od:

- systemu pracy elektrowni,
- wielkości mocy generatorów i całej elektrowni,
- rodzaju generatorów,
- dostępnej aparatury i urządzeń.

Pod pojęciem systemu pracy elektrowni należy rozumieć:

- a) współpracę elektrowni wyłącznie z siecią wydzieloną tj. samotną pracą elektrowni na wydzielone odbiory zewnętrzne i potrzeby własne elektrowni;
- b) współpracę z rozdzielczą siecią elektroenergetyczną;
- c) możliwość pracy mieszanej.

Względy konstrukcyjne generatorów nie ograniczają ich mocy na napięciu 0,4 kV nawet do 2 MV, natomiast moc ta jest ograniczona przez urządzenia rozdzielcze oraz linie przesyłowe 0,4 kV. Górną granicą sumarycznej mocy generatorów o napięciu 0,4 kV zainstalowanych w elektrowni i pracujących na szyny rozdzielnic 0,4 kV jest moc 800 kW (ok. 1000kVA) – ze względu na dopuszczalne warunki wytrzymałości zwarciowej typowych rozdzielnic produkowanych w Polsce oraz moc 1280 kW (1600 kVA) w przypadku gdy generator pracuje w bloku z transformatorem bez stosowania rozdzielnic moc typowego transformatora o dolnym napięciu 0,4kV).

Małe elektrownie wodne mogą być podłączone do elektroenergetycznej sieci rozdzielczej niskiego lub średniego napięcia, do sieci rozdzielczej przemysłowej. Sposób powiązania elektrowni z siecią należy uzgodnić z właściwym zakładem energetycznym. Wyprowadzenie



mocy z rozdzielnic głównej 400 V elektrowni może odbywać się bezpośrednio do lokalnej sieci 400 V lub do sieci średniego napięcia – za pośrednictwem pojedynczego transformatora.

Zadaniem transformatorów jest:

1. podnoszenie napięcia generatorów i przekazywania energii do sieci – są to transformatory główne,
2. obniżanie napięć dla zasilania obwodów własnych potrzeb – są to transformatory potrzeb własnych.

Transformatory główne są z reguły wymiarowane na moc identyczną z mocą generatora i łączone bezpośrednio z generatorem. Tylko w mniejszych jednostkach o mocy do kilku MVA jeden transformator może być łączony z dwoma lub trzema generatorami. W małych elektrowniach wodnych należy stosować zunifikowane, prefabrykowane rozdzielnice niskiego i wysokiego napięcia w obudowie osłoniętej. Transformatory powinny być ustawione jak najbliżej generatora dla skrócenia kosztownych połączeń na dolnym napięciu i są umieszczone na zewnątrz budynku. Tylko w wyjątkowych przypadkach dopuszcza się ich lokalizację wewnątrz hali maszyn lub w oddzielnym pomieszczeniu obok hali maszyn. Ograniczenie wynika z niebezpieczeństwa pożaru oleju zawartego w transformatorze w przypadku uszkodzenia skrzyni. Możliwe jest również ustawienie transformatorów poza siłownią w rozdzielni napowietrznej.

Pozostałe urządzenia elektryczne obejmują rozdzielnię, nastawnię, pomieszczenia akumulatorni itd. Rozdzielnie dzielą się na główne łączące generator z siecią oraz potrzeb własnych do obsługi obwodów wewnętrznych elektrowni. Dalsze urządzenia elektryczne to wszelkiego rodzaju napędy, silniki, urządzenia pomocnicze i kontrolne.

Szczególną rolę odgrywa nastawnia, w której koncentruje się sterowanie pracą elektrowni. Nastawnia powinna być wyposażony w urządzenia zabezpieczające generatory i turbiny, układ sygnalizacji zakłóceń pracy, aparaturę pomiarową oraz układ zabezpieczający potrzeby własne elektrowni. Powinna ona być tak umieszczona i wykonana, aby zapewnić obsłudze spokój, doskonałe oświetlenie i bezpośredni wgląd na halę maszyn. Podstawowymi rozwiązaniami technicznymi zabezpieczeń w małej elektrowni wodnej mogą być układy oparte na: bezpiecznikach topikowych, wyzwalaczach elektromagnetycznych, wyzwalaczach termobimetalowych, przekaźnikach elektromechanicznych, przekaźnikach mechanicznych reagujących na temperaturę lub ciśnienie, przekaźnikach stycznych wykorzystujących elementy elektroniczne lub magnetyczne.

W małych elektrowniach wodnych z generatorami synchronicznymi przewidzianymi do współpracy z siecią wydzieloną lub gdy zachodzi potrzeba uruchomienia czy zatrzymania

turbozespołu wodnego przy braku napięcia przemiennego z obcego źródła należy stosować pomocnicze źródło prądu stałego w postaci baterii akumulatorowej. Pomieszczenia baterii akumulatorów ze względu na szkodliwość kwasów i wydzielających się gazów umieszcza się tak, aby zapewnić wentylację niezależną od innych pomieszczeń oraz bezpieczeństwo sąsiadujących urządzeń.

Obowiązujące przepisy o ochronie przeciwporażeniowej w urządzeniach o napięciu do 1kV przewidują następujące rodzaje ochrony: podstawową, dodatkową, obostrzoną dodatkową. Do najpospolitszych środków ochrony podstawowej zalicza się: izolację roboczą, osłony, odstęp bezpieczny. Do środków Ochrony dodatkowej należą: zerowanie, uziemienie ochronne, sieć ochronna, wyłączniki przeciwporażeniowe, izolacja ochronna, ochronne obniżenie napięcia roboczego, separacja, izolowanie stanowiska.

## **8. Technologiczne rozwiązania małych elektrowni wodnych**

Technologiczne rozwiązania małych elektrowni wodnych zależą w głównej mierze od sposobu doprowadzenia wody (kanałem otwartym lub przewodem ciśnieniowym) oraz od typu zastosowanego turbozespołu. Zwłaszcza ten drugi czynnik powoduje dużą różnorodność rozwiązań. W elektrowni wodnej można wyodrębnić następujące części o odmiennym charakterze konstrukcji i przeznaczeniu:

- blok elektrowni (część podwodna),
- hala maszyn,
- hala montażowa,
- pomieszczenia pomocnicze,
- przejścia komunikacji publicznej.

Wszystkie te części biorą udział we wspólnym procesie technologicznym jakim jest produkcja energii elektrycznej. Są ze sobą powiązane funkcjonalnie, a często również konstrukcyjnie i sposób rozwiązania jednej wywiera zwykle wpływ na pozostałe.

### **8.1. Zjawisko kawitacji**

Zjawisko kawitacji stwierdzono po raz pierwszy po zainstalowaniu śrub okrętowych szybkoobrotowych napędzanych turbinami parowymi.

W praktyce turbin wodnych zjawisko kawitacji wystąpiło po zastosowaniu wirników od dużej prędkości obrotów, w których występują duże prędkości względne wody. Kawitacja występuje na częściach turbin znajdujących się w sferze ssania (podciśnienia) i jest spowodowana powstaniem w płynącej wodzie lokalnych stref ciśnienia obniżonego do

pewnego ciśnienia krytycznego. W tej strefie ciśnienia obniżonego powstają w wodzie pęcherzyki wypełnione parą wodną nasyconą i wydzielonymi z wody gazami. Proces ten porównywany bywa do procesu wrzenia wody – dlatego jako ciśnienie krytyczne przyjmuje się ciśnienie nasycenia pary wodnej w danej temperaturze. Znajdujące się w strefie obniżonego ciśnienia, pęcherzyki rosną, a następnie są przenoszone z płynącą wodą w strefę ciśnienia zwiększonego, gdzie następuje ich implozja. Niszczenie następuje w bardzo krótkim czasie, co powoduje powstanie uderzenia hydraulicznego. Z uwagi na bardzo małą ściśliwość cieczy uderzenia hydrauliczne wywołują powstanie bardzo wysokich ciśnień lokalnych (teoretycznie nawet do kilku tysięcy atmosfer).

Rozróżnia się dwa rodzaje kawitacji: powierzchniową i przestrzenną. *Kawitacja powierzchniowa* powstaje na powierzchni opływanej wodą lub w bezpośrednim sąsiedztwie. *Kawitacja przestrzenna* występuje w pewnej odległości od powierzchni i jest wywołana mieszaniami turbulentnym cieczy (zawirowaniem), które powstaje za wystającymi elementami, za niektórymi typami wirników, a także przy oderwaniu wody od powierzchni kierujących. W wyniku zmian kierunku i wartości prędkości przepływu wody w turbinach następują starty energii, a tym samym obniżenie sprawności turbiny.

W skutek nakładania się dużej liczby uderzeń hydraulicznych w procesie kawitacji powstaje charakterystyczny szum. Niestateczność strefy kawitacji i wywołane nią zaburzenia przepływu powodują silne pulsacje ciśnienia w płynącej wodzie, co wywołuje powstanie silnych drgań. Ostatnim skutkiem kawitacji jest naruszenie powierzchni – erozja kawitacyjna, co powoduje zniszczenie części turbin poddanej silnej kawitacji w bardzo krótkim czasie.

W zależności od miejsc, które atakowane są przez kawitację, rozróżniamy:

1. Kawitację łopatek wirnika – na dolnych powierzchniach, w miejscach położonych przy końcu łopatki i wyróżniających się najmniejszym promieniem krzywizny (łopatki turbiny Francisa odlane w całości);
2. Kawitacja szczelinowa – w turbinach Kaplana i Deriaza atakuje powierzchnię szczelin między końcami łopatek a pierścieniem obudowy, w turbinach Francisa w uszczelnieniach wirnika;
3. Kawitacja w kolanie rury ssącej – powstaje na wypukłej stronie kolana oraz w miejscu, w którym promień krzywizny jest najmniejszy;
4. Kawitacja przestrzenna w rurze ssącej – tylko w turbinach o łopatkach stałych – Francisa i śmigłowe – przy małych obciążeniach ( $1/3..1/4$  obciążenia znamionowego), przy małych przepływach, woda wypływająca z wirnika ma cyrkulację zgodną z kierunkiem obrotu wirnika, a siła odśrodkowa powoduje powstanie próżni kawitacyjnej w środku rury ssącej;

5. Kawitacja na wale turbiny – turbina Francisa o obrotach większych od 375 obr/min.

Na powstanie kawitacji mają wpływ następujące czynniki:

1. ciśnienie barometryczne;
2. ciśnienie wywołane wysokością statyczną ssania –  $H_s$ , które to ssanie jest ujemne, gdy  $H_s$  jest dodatnie (wirnik nad zwierciadłem wody dolnej) albo dodatnie, gdy  $H_s$  jest ujemne (wirnik pod zwierciadłem wody dolnej);
3. dynamiczna wysokość ssania -  $H_d$ , wywołana zmniejszenie prędkości wody w rurze ssącej;
4. prędkość względna wody, względem powierzchni opływanej;
5. promień krzywizny powierzchni opływanej.

Kawitacja nie powinna zachodzić jeżeli statyczna wysokość ssania spełnia warunek:

$$H_s \leq H_b - \sigma \cdot H$$

gdzie:  $H_b$  – wysokość ciśnienia barometrycznego,  $\sigma$  - współczynnik kawitacji,  $H$  – spad.

Za  $H_s$  przyjmuje się:

- w turbinach pionowych Kaplana i Deriaza – odległość pionową od poziomu wody dolnej do osi łopatek wirnika;
- w turbinach pionowych Francisa – odległość pionową od poziomu wody dolnej do linii środkowej kierownicy
- w turbinach o osi poziomej lub pochyłej – odległość od poziomu dolnej wody do przecięcia osi łopatek i osi turbiny (rysunek)

## 8.2. Napływ wody do turbin reakcyjnych

W turbinach reakcyjnych trzeba doprowadzić wodę równocześnie na całym obwodzie z możliwie małymi stratami. Zadanie to spełniają komory wlotowe. Konstrukcja komory wlotowej i zakres jej zastosowania zależą od rozmiarów turbiny, przełyku i spadu pod jakim pracuje. Stosuje się komory wlotowe o napływie swobodnym – komory otwarte i zamknięte, jak również komory wlotowe o napływie wymuszonym – spirale bezciśnieniowe, kotły, półspirale i spirale. (wykres stosowania)

**W komorach otwartych** zwierciadło wody jest swobodne. Stosuje je się dla małych turbin o średnicach wirnika nie przekraczających 1,2 m, przy spadach z reguły nie przekraczających 5-6 m, wyjątkowo 10 m. Dla zapewnienia dostatecznie dobrych właściwości trzeba ograniczyć prędkość dopływu wody do 0,8-1 m/s, natomiast w rzucie z góry szerokość i długość komory powinna być równa 3- do 4,5  $D$ . Najmniejsze rozmiary komory w rzucie z góry nie powinny być mniejsze od 2x2 m. Dla zapewnienia prawidłowej pracy turbiny należy ją zagłębić o  $h'$

pod zwierciadło wody w komorze. Wielkość  $h'$  zabezpiecza przed tworzeniem się wirów sznurowych i zasysaniem powietrza przez turbinę o osi pionowej. Powinna ona być równa:

$$h' = \frac{H}{4} + \frac{D}{2} \quad \text{dla turbin śmigłowych,}$$

$$h' = \frac{H}{4} + \frac{D}{4} \quad \text{dla turbin Francisa.}$$

Pełna głębokość komory przy najmniejszym zwierciadle roboczym wody powinna wynosić  $h \geq (1,5..2,0)D$ . Komory otwarte nie zapewniają prawidłowego doprowadzenia wody do kierownicy turbiny (kierunki przepływu wody), dlatego stosuje się ścianki kierujące, noski itd.

**Komory zamknięte** nie mają zwierciadła swobodnego wody. Wymiary komory takie same jak komór otwartych, lecz turbiny mogą być położone przy mniejszym zanurzeniu w stosunku do zwierciadła wody przed komorą.

**Spirale beziśnieniowe** są korzystniejsze od komór otwartych, ponieważ lepiej ukierunkowują wodę, przez co zapobiegają tworzeniu się wirów sznurowych. Przekrój poprzeczny prostokątny spirali mienia się w sposób płynny. Kat opasania od  $180^0$  do  $250^0$ . Minimalna głębokość zanurzenia zabezpieczająca przed zasysaniem powietrza przez turbinę jest 1,5-2 razy mniejsza od głębokości dla komór otwartych i można ją obliczyć z zależności:

$$h' = 0,42\sqrt[3]{D^2H}$$

**Półspirala** jest najczęściej stosowanym typem komory wlotowej w elektrowniach niskospadowych. Przy dużych przełykach zastosowanie półspirali pozwala oszczędzić miejsce zajmowane przez turbinę i skrócić długość budynku elektrowni. Półspirale wykonuje się najczęściej z betonu i mają one przekroje porzeczne zbliżone kształtem do trapezu. Kat opasania od  $110^0$  do  $270^0$ .

**Spirale** stosuje się przy spadkach średnich i dużych ( $H > 30$  m); odznaczają się one dużymi kątami opasania ( $330-345^0$ ). Są spawane z blachy stalowej lub odlewane, o przekrojach poprzecznych okrągłych lub eliptycznych.

**Komory wlotowe turbozespołów prostopływowch** - stosuje się komory wlotowe otwarte i zamknięte. Komory zamknięte mają kształt cylindryczny lub konfuzorowy, o przekroju poprzecznym kołowym, kwadratowym lub prostokątnym.

### 8.3. Rura ssąca (ssawna)

Rura ssąca jest bardzo ważną częścią siłowni wodnej z turbinami reakcyjnymi. Spełnia ona dwa zadania:

1. umożliwia wykorzystanie spadcu geometrycznego zawartego między wirnikiem turbiny, a zwierciadłem wody dolnej;
2. pozwala odzyskać znaczną część energii kinetycznej unoszonej przez wodę wypływającej z wirnika z pewną prędkością południkową (styczną) średnią  $c_3$ .

Dla spełnienia zadania pierwszego wystarczy połączyć wylot wirnika z wodą dolną za pomocą rury o przekroju stałym, natomiast dla odzyskania energii rura musi mieć kształt dyfuzora o zwiększających się powierzchniach przekroju poprzecznego.

Działanie rury ssącej wyjaśnić można, obliczając ciśnienie w przekroju leżącym bezpośrednio pod wirnikiem. Równanie Bernoulliego dla przekrojów na wlocie i wylocie rury i przyjęciu zwierciadła wody dolnej jako poziomu porównawczego, można zapisać:

$$H_s + \frac{p_3}{\rho g} + \frac{c_3^2}{2g} = -h + \frac{p_5}{\rho g} + \frac{c_5^2}{2g} + h_{str}$$

jeżeli uwzględnimy, że:

$$\frac{p_5}{\rho g} = \frac{p_a}{\rho g} + h$$

to otrzymujemy ciśnienie absolutne bezpośrednio pod wirnikiem:

$$\frac{p_3}{\rho g} = \frac{p_a}{\rho g} - H_s - \left( \frac{c_3^2 - c_5^2}{2g} \right) + h_{str}$$

Ciśnienie pod wirnikiem powinno być większe niż ciśnienia pary wodnej nasyconej przy danej temperaturze, gdyż w przeciwnym razie nastąpi oderwanie wody od dolnej powierzchni łopatki. Wysokość  $H_s$  jest statyczną wysokością ssania, zaś wyrażenie w nawiasach przedstawia dynamiczną wysokość ssania, która jest wywołana przez zmniejszenie prędkości. W czasie postoju turbiny występuje tylko ssanie statyczne, a prędkości i starty są równe zero.

Wielkość udziału energii kinetycznej za wirnikiem w spadzie całkowitym może wynosić:

- dla wolnobieżnej turbiny Francisza, pracującymi pod wysokim spadem - 2-6%;
- dla szybkobieżnych turbin Kaplana, pracujących pod niskim spadem – do 50%.

Prędkości wypływu wody z wirników o dużej prędkości obrotowej i turbin pracujących pod wysokim spadem są rzędu 10 m/s. Woda o takiej prędkości powoduje erozję betonu. Aby temu zapobiec, w części rury ssącej w której prędkości wody przekraczają 5 m/s wykonuje się z blachy stalowej, która powinna być b. mocno zakotwiczona w betonie.

Rura ssąca stożkowa prosta odznacza się najlepszymi właściwościami hydraulicznymi. Wymiary rur ssących można łatwo obliczyć, odpowiednio do typu i szybkobieżności turbiny.

Inne rozwiązania to: rura ssąca hydrokoniczna (dzwonowa), krzywak ssący – dla turbin pionowych średniej i dużej mocy, dyfuzor wylotowy.

#### 8.4 Blok elektrowni

Blok elektrowni stanowi obudowę przewodów hydraulicznych, w których umieszczone są turbiny. Tworzy jednocześnie fundament dla hali maszyn i związanych z nią pomieszczeń pomocniczych oraz ewentualnych przejść komunikacyjnych. W elektrowniach niskiego spadu blok elektrowni jest budowlą piętrzącą wodę i współdziała tym samym w utworzeniu spadu. Z tego względu większa część bloku znajduje się zazwyczaj poniżej maksymalnego poziomu piętrzenia. W bloku elektrowni znajdują się następujące podstawowe elementy technologiczne elektrowni:

- wlot wody do elektrowni wraz z wyposażeniem eksploatacyjnym i remontowym,
- spirala doprowadzająca wodę równomiernie na obwodzie aparatu wlotowego turbiny,
- komora turbiny, gdzie umieszczony jest wirnik, otoczony aparatem wlotowym i stożkiem spirali,
- rura ssąca.

W masywie betonowym bloku, można rozróżnić zasadnicze elementy konstrukcyjne:

- płytę fundamentową elektrowni,
- strop i filary wlotu
- strop i obudowę spirali,
- obudowę rury ssącej na jej odcinku pionowym,
- strop i filary rury ssącej w jej części końcowej.

Prócz wymienionych elementów, w masywach bloku może znajdować się ponadto wiele pomieszczeń i urządzeń pomocniczych, jak galerie, szyby komunikacyjne, urządzenia odwadniające, kablownice, magazyny, upusty itp.

Jak widać blok elektrowni jest podstawową częścią, której rozwiązanie rzutuje na układ pozostałych elementów. Równocześnie blok elektrowni jest najbardziej kosztowną częścią konstrukcji budowlanych i podstawowym dążeniem powinno być ograniczenie jego wymiarów do minimum. O wymiarach bloku decydują rozmiary i kształt przewodów hydraulicznych, a głównie spirali i rur ssących, ustalone w zależności od wielkości i charakterystyki turbiny. Przyjmując, że rozmiary te i kształty określone w sposób optymalny, są niezmiennie dla danej elektrowni można oddziaływać na ograniczenie wielkości bloku i kubaturę jego betonów następująco:

- umieszczając w jednym nie dylatowanym bloku kilka – zazwyczaj dwa lub trzy-turbozespoły,
- zmniejszając wymiary płyty fundamentowej, grubości filarów i stropów,
- wprowadzając do bloku w obszarze jego masywów puste przestrzenie (tzw. komory odciążające),
- ograniczając wysokość masywów bloku.

Umieszczenie w jednym bloku kilku turbozespołów jest rozwiązaniem stosowanym powszechnie. Daje ono nie tylko oszczędności w ilościach robót i kosztach budowy, lecz wpływa również korzystnie na stateczność w różnych warunkach eksploatacji. Ogólnie biorąc szerokość bloku wynosi najczęściej od 15 do 30 m zależnie od wielkości maszyn, spadu i przełyku turbin. Dla turbin Francisa o spirali stalowej można je przyjmować ok.  $4,2 D$ , zaś dla turbiny Kaplana o spirali betonowej ok.  $3,5 D$ , gdzie  $D$  jest średnicą wirnika. Przy średnicy wirników turbin powyżej 3 m najmniejsza odległość pomiędzy osiami turbin może być równa  $3D$ , a przy średnicy mniejszej  $\leq 4D$ . Z punkty widzenia wykonawstwa przyjęcie zbyt dużych wymiarów bloku, może utrudniać zachowanie ciągłości betonowania dużych powierzchni płyt i stropów. Należy brać od uwagę również zjawiska skurczowe i termiczne nasilające się przy wzroście wymiarów bloku.

Ograniczony dwiema pionowymi i płaskimi dylatacjami blok siłowni tworzy zazwyczaj od wlotu do wylotu jedną monolityczną całość, nawet jeśli długość wynosi kilkadziesiąt metrów (szerokość budynku długość wlotu do osi turbiny i długość rury ssącej od osi turbiny). Dla zapobieżenia pęknięciom blok ten musi mieć odpowiednie zbrojenie podłużne. Jeżeli zachodzą czasem okoliczności, spowodowane najczęściej niejednorodnością podłoża, blok może być rozcięty dylatacjami równoległymi do podłużnej osi budowli. Następuje wtedy bądź odcięcie partii wlotowej, bądź także odcięcie dolnego odcinka rury ssącej. Przy takim układzie rolę budowli piętrzącej przejmuje na siebie głównie partia wlotowa, zaś sam blok siłowni stanowi dla niej jedynie pewnego rodzaju podparcie przenoszące tylko taką część obciążenia, jaką partia wlotowa nań przekaże. Takie przypadki są rzadkie, powodują konieczność starannego uszczelnienia dylatacji wokół rury ssącej.

Zadanie wlotu jest równomierne wprowadzenie wody do spirali, w sposób jak najbardziej równomierny na całej szerokości przy minimalnych stratach spadu. Urządzenia, w które wyposażony jest wlot (kraty, zamknięcia główne i awaryjne) mają zapewnić bezawaryjną pracę elektrowni. Płyta denne wlotu jest fragmentem płyty fundamentowej elektrowni, a jej część czołowa może być uformowana w niski próg powstrzymujący ruch rumowiska wlezonego. W filarach ograniczający wlot przewiduje się wnęki dla zamknięć awaryjnych



lub remontowych. W przypadku znacznych wymiarów wlotu, stosuje się dodatkowe filary pośrednie. Przekrój wloty jest zamknięty z reguły krata, o rozstawie pomiędzy prętami uzależnionymi od wymiarów turbiny, opartą o płytę denną i ścianę czołową, a w przypadku znacznej wysokości wlotu również o belki pośrednie. Nie wysuwanie filarów przed kraty (ciągła powierzchnia krat) ułatwia ich czyszczenia i zwiększa czynną powierzchnię przekroju wlotowego i ogranicza straty spad. Z uwagi na warunki eksploatacji elektrowni w zimie jest zakończenie krat co najmniej 0,5-1,0 m poniżej minimalnego poziomu piętrzenia. Wymaga to odpowiedniego obniżenia dolnej krawędzi ściany czołowej wlotu. W elektrowniach o bardzo niskim spadzie może okazać się celowe zastosowanie rozwiązań lewarowych, gdy dolna powierzchnia stropu spirali jest poniżej poziomu wody górnej. Próg i ściana czołowa wlotu mogą być również miejscem zlokalizowania urządzeń płuczających. Kanał płuczający, którego wlot umieszczony może być w poniżej progu wlotu, wyposażony jest w zamknięcia i pozwala na transport rumowiska na dolne stanowisko elektrowni.

O wysokości masywów bloku decydują – prócz wymiarów hydraulicznych turbin i charakterystyki turbin – warunki geologiczne posadowienia budowli oraz poziomy wody górnej i wody dolnej. Warunki geologiczne mogą wymusić konieczność głębszego posadowienia niż wynikało by to z warunków zatopienia rury ssącej i wirnika turbiny. Istotniejszym czynnikiem są poziomy wód, określające rzędne górnej krawędzi bloku przy ustalonym jego poziomie posadowienia. Blok elektrowni stanowi element piętrzący i musi zapewnić bezpieczne wzniesienie korny różne ponad poziomy eksploatacyjne wody górnej (nadpiętrzenie przy przepuszczaniu wód powodziowych, spiętrzenie eoliczne). Rzedną masywu bloku można obniżyć stosując parapety szczelne. Poziomy wody dolnej poza wpływem pośrednim na wysokość ssania i zatopienie rury ssącej określające posadowienie bloku, nie mają znaczenia dla rzędnej masywów bloku w części stanowiącej obudowę rury ssącej. Decydują jednak o położeniu wysokościowym pomostów roboczych, pomieszczeń pomocniczych. Ekonomicznie i technologicznie okazuje się znaczne zagłębienie hali maszyn poniżej poziomu wód spiętrzonych. Należy jednak zwrócić szczególna uwagę odpowiednia ochronę przed przedostaniem się wody do pomieszczeń elektrowni nawet przy maksymalnych stanach w rzece.

Spirala jak i rura ssąca elektrowni niskiego spadu są wykonane jako konstrukcje betonowe, z krótkim odcinkiem opancerzenia rury bezpośrednio poniżej wirnika turbiny. Stropie spirali współtworzy fundamenty generatora oraz bardzo często również fundamenty hali maszyn. Wylotowa część rury ssącej jest dość znacznie wysunięta poza obrys masywu siłowni. Dlatego często stosuje się dodatkowe filary pośrednie, zmniejszające rozpiętość

konstrukcyjną płyty i stropu oraz zamknięć remontowych. Filary te wraz z filarami głównymi mogą stanowić fundament dla przejść komunikacyjnych i pomostów roboczych. Do spirali i rury ssącej powinien być dostęp, który umożliwi prace remontowe lub okresowe kontrole.

## 9. LITERATURA

1. Hoffmann M.: *Małe elektrownie wodne*. Nabba, Warszawa, 1991
2. Łaski A.: *Elektrownie wodne*. Wyd. Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1975
3. Michałowski S., Plutecki J.: *Energetyka wodna*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa, 1975.
4. *Małe elektrownie wodne – vademecum* Stowarzyszenie Wykorzystania Energii Odnawialnej, Wyd. II uzupełnione, 1991
5. Zawadzki P.: [www.au.poznan.pl/kbw/dydaktyka/mew.html](http://www.au.poznan.pl/kbw/dydaktyka/mew.html)