

# Energie odnawialne



**KAPITAŁ LUDZKI**  
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI

**UNIA EUROPEJSKA**  
EUROPEJSKI  
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Publikacja współfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach  
Europejskiego Funduszu Społecznego

# Energie odnawialne

## Przegląd technologii i zastosowań

pod redakcją  
Henryki Danuty Stryczewskiej



Politechnika Lubelska  
Lublin 2012

Recenzent:  
prof. dr hab. inż. Tadeusz Janowski

Autorzy:  
Henryka Danuta Stryczewska – wstęp, podsumowanie  
Krzysztof Nalewaj – rozdz. 1  
Ryszard Goleman – rozdz. 2  
Elżbieta Ratajewicz-Mikołajczak – rozdz. 3  
Joanna Pawłat – rozdz. 4

Projekt okładki i skład komputerowy: Renata Jaroszyńska



Publikacja dystrybuowana bezpłatnie.

Publikacja wydana w ramach projektu „Nowoczesna edukacja- rozwój potencjału dydaktycznego Politechniki Lubelskiej” nr umowy UDA-POKL.04.01.01-00-108/08 współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2012

ISBN: 978-83-62596-84-3

Wydawca: Politechnika Lubelska  
ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin  
Realizacja: Biblioteka Politechniki Lubelskiej  
Ośrodek ds. Wydawnictw i Biblioteki Cyfrowej  
ul. Nadbystrzycka 36A, 20-618 Lublin  
tel. (81) 538-46-59, email: wydawca@pollub.pl  
[www.biblioteka.pollub.pl](http://www.biblioteka.pollub.pl)  
Druk: TOP Agencja Reklamowa Agnieszka Łuczak  
[www.agencjatorp.pl](http://www.agencjatorp.pl)

---

Elektroniczna wersja książki dostępna w Bibliotece Cyfrowej PL [www.bc.pollub.pl](http://www.bc.pollub.pl)  
Nakład: 100 egz.

## Spis treści:

Wstęp .....	7
I. Energia słońca .....	14
I.1. Ocena warunków promieniowania słonecznego w Polsce .....	14
I.1.1. Zasoby energii słonecznej .....	17
I.2. Systemy wykorzystujące energię słoneczną .....	19
I.2.1. Kolektory słoneczne .....	20
I.3. Systemy podgrzewania ciepłej wody użytkowej .....	25
I.4. Ogniwa fotowoltaiczne .....	28
I.4.1. Zasada działania ogniw fotowoltaicznych [I.2, I.29, I.30] .....	30
I.4.2. Rodzaje ogniw .....	31
I.4.3. Sprawność pojedynczego ogniwa .....	33
I.4.4. Budowa i łączenie modułów słonecznych .....	34
I.4.5. Systemy fotowoltaiczne .....	36
I.4.6. Laboratoryjny system fotowoltaiczny .....	42
II. Energia wiatru .....	50
II.1. Historia rozwoju elektrowni wiatrowych .....	50
II.2. Współczesne konstrukcje turbin wiatrowych EW .....	62
II.2.1. Turbiny wiatrowe o pionowej osi obrotu .....	65
II.2.2. Turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu .....	70
II.3. Wirnik elektrowni wiatrowej .....	75
II.3.1. Układy pracy elektrowni wiatrowych .....	85
II.4. Energetyka wiatrowa w Polsce i perspektywy jej rozwoju .....	88
III. Energia wody .....	96
Wstęp .....	96
III.1. Rys historyczny wykorzystania sił wodnych na świecie i w Polsce .....	96
III.2. Wykorzystanie energii wody na świecie a ochrona środowiska .....	97
III.3. Zasoby wodne i potencjał hydroenergetyczny Polski .....	101

III.4. Klasyfikacja elektrowni wodnych .....	101
III.5. Mała energetyka wodna (MEW) .....	102
III.6. Klasyfikacja i charakterystyka MEW .....	103
III.7. Zasada działania MEW .....	106
III.8. Turbiny wodne w MEW .....	107
III.9. Podstawowe równania turbin wodnych.....	110
III.10. Parametry energetyczne turbin .....	114
III.11. Wyznaczanie parametrów MEW w projektowaniu .....	116
IV. Energia biomasy .....	125
IV.1. Podstawowe pojęcia i podstawy prawne .....	125
IV.2. Właściwości fizykochemiczne biomasy roślinnej. Rośliny energetyczne w Polsce .....	126
IV.3. Charakterystyka wybranych biopaliw gazowych .....	141
IV.3.1. Biogaz .....	141
IV.3.2. Biowodór .....	146
IV.4. Wybrane biopaliwa ciekłe .....	148
IV.4.1. Bioalkohole.....	148
IV.4.2. Oleje roślinne .....	150
IV.4.3. Rynek biopaliw płynnych w Polsce i Europie .....	150
PODSUMOWANIE .....	158
INDEKS RZECZOWY.....	160

## Wstęp

W każdym systemie energetycznym jego końcowy produkt - energia - jest wynikiem wielu następujących po sobie przemian energetycznych, wykorzystujących różnorodne jej nośniki, takie jak ciepło, elektryczność, paliwa czy energia mechaniczna. Zwykle, jako źródła energii rozumiemy pierwotne, występujące w naturze, nośniki energii: paliwa stałe, ciekłe i gazowe, energię słońca, wody, wiatru, pływów morskich, biomasy.

Przemianami energii rządzą zasady termodynamiki. Pierwsza zasada termodynamiki, równoważna zasadzie zachowania energii mówi, że zmiana energii wewnętrznej układu jest równa sumie ciepła i pracy wykonanej nad układem (energia nie może ulec destrukcji, a jedynie przemianie w inny rodzaj). Przetworzona energia jest zwykle gorszej jakości - nazywamy to dyssypacją (rozpraszaniem) energii. Druga zasada termodynamiki mówi, że wszystkim rzeczywistym procesom towarzyszy rozpraszanie energii (entropia nieizolowanego układu rośnie, osiągając maksimum w stanie równowagi). Energia niższej jakości (np. ciepło niskotemperaturowe) nie może być przetworzona na energię o wyższej jakości, bez dostarczenia dodatkowej energii na jej przemianę.

W systemie energetycznym energia ulega wielu przemianom: od wydobycia nośnika energetycznego, poprzez jego transport, dystrybucję i wielokrotne konwersje, aż do uzyskania energii w postaci końcowej. Ten łańcuch przemian rodzi wiele problemów związanych ze stratami energii, degradacją jej jakości oraz przyczynia się do zanieczyszczenia środowiska. Współczesne systemy energetyczne w większości bazują na wytwarzaniu energii ze źródeł nieodnawialnych; znaczna część energii zawartej w paliwie jest tracona bezpowrotnie (straty energii i niska jej jakość), a emisja do atmosfery produktów spalania paliw kopalnych powoduje zanieczyszczanie środowiska naturalnego.

W Polsce energia pierwotna jest w 78 % wytwarzana poprzez spalanie węgla, w 4 % pochodzi ze spalania ropy naftowej a tylko w 8 % z innych źródeł. Zanieczyszczenie środowiska produktami spalania paliw konwencjonalnych (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>) jest jednym z większych w Europie, a wśród krajów regionu bałtyckiego nadal zajmujemy niechlubne drugie miejsce po Niemczech.

Postępujący wzrost zapotrzebowania na energię niesie ze sobą wyzwania dla energetyki, aby rozwijać technologie pozwalające na sprawną i zgodną z wymogami środowiska naturalnego generację energii elektrycznej.

Współcześnie, największe potencjalne możliwości tkwią w wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, w tym szczególnie energii słonecznej. Kolejne, to poprawa sprawności konwencjonalnych systemów generacji elektryczności, poprzez zastosowanie kogeneracji ciepła i energii elektrycznej. Wielkie nadzieje

pokłada się w zastosowaniu ogniów paliwowych, czy nadprzewodnikowych systemów gromadzenia energii elektrycznej.

Dzięki właściwemu wykorzystaniu różnorodnych technologii, w szczególności chemicznych i elektromagnetycznych, emisja szkodliwych związków została częściowo zahamowana, ale wciąż wiele problemów czeka na rozwiązanie.

Unia Europejska prowadzi od wielu lat politykę energetyczną oraz przygotowuje akty prawne zmierzające do poprawy sytuacji w zakresie odnawialnych źródeł energii i wykorzystania ich potencjału we wszystkich krajach członkowskich. Jednym z pierwszych dokumentów była tzw. Zielona Księga (Green Paper), zatwierdzona w listopadzie 1996 r., która przedstawiała ogólną sytuację UE w zakresie odnawialnych źródeł energii. Wynikało z niej, że mimo dużego potencjału OZE, ich udział w całkowitym zużyciu energii w ówczesnej UE (15 krajów członkowskich) nie przekraczał 6 % i charakteryzował się znacznym zróżnicowaniem w poszczególnych krajach; w tym w Szwecji - 25,4 %, w Austrii - 24,3 %, w Danii - 7,3 %, we Francji - 7,1 %, w Niemczech - 1,8 % i w Holandii - 1,4 %. Stwierdzono również, że UE nie posiada nadmiaru tanich, czystych i pewnych konwencjonalnych źródeł energii a jej zależność od importu w tej dziedzinie jest znaczna. Jak wynikało z Zielonej Księgi potencjał odnawialnych źródeł energii krajów UE obejmuje: energię wiatru, wody, słońca, biomasę i energię geotermiczną, oraz odpady ze składowisk komunalnych i inne odpady organiczne, które są praktycznie niewyczerpalne. Rok później, w 1997 r. opublikowano kolejną, Białą Księgę (White Paper), pod nazwą „Energia dla przyszłości - odnawialne źródła energii”, w której skorygowany został pierwotnie zakładany udział OZE w ogólnej ilości energii pierwotnej - z 6 % do 12 % w 2010 r., i do 15 % w 2020 r. [1, 2].

W Polsce, najważniejsze postanowienia normujące funkcjonowanie sektora energetyki odnawialnej znajdują się w prawie publicznym w postaci Prawa Energetycznego oraz Prawa Ochrony Środowiska. W tych działach prawa publicznego znajdują się zasady odnoszące się do energetycznego wykorzystania zasobów odnawialnych. Zawarto w nich podstawowe instrumenty wsparcia skierowane do producentów czystej energii. Szczegółowe zagadnienia odnoszące się do energetyki odnawialnej są normowane również w Prawie Budowlanym, Prawie Zagospodarowania Przestrzennego, Prawie Podatkowym, Celnym oraz Gospodarczym. Wstąpienie Polski do Unii Europejskiej decydująco oddziałuje na otoczenie prawne i ekonomiczne sektora energetyki odnawialnej. Niestety należy zwrócić uwagę na rozbicie regulacji energetyki odnawialnej pomiędzy dużą liczbę aktów normatywnych i programowych. Wśród dokumentów programowych odnoszących się do zagadnień rozwoju energii odnawialnej w Polsce, najważniejsze to:



- założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku,
- Polityka energetyczna Polski do 2030 r. - dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.,
- Strategia rozwoju energetyki odnawialnej - Ministerstwo Środowiska, wrzesień 2000.

W województwie lubelskim zagadnienia rozwoju energetyki ze źródeł odnawialnych omawiają takie dokumenty programowe, jak:

- -Strategia Rozwoju Województwa Lubelskiego - Uchwała Nr XXII/265/2000 Sejmiku Województwa Lubelskiego z dnia 14 lipca 2000 r.,
- - Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Lubelskiego - Uchwała Nr XLV/597/02 Sejmiku Województwa Lubelskiego z dnia 29 lipca 2002 r.

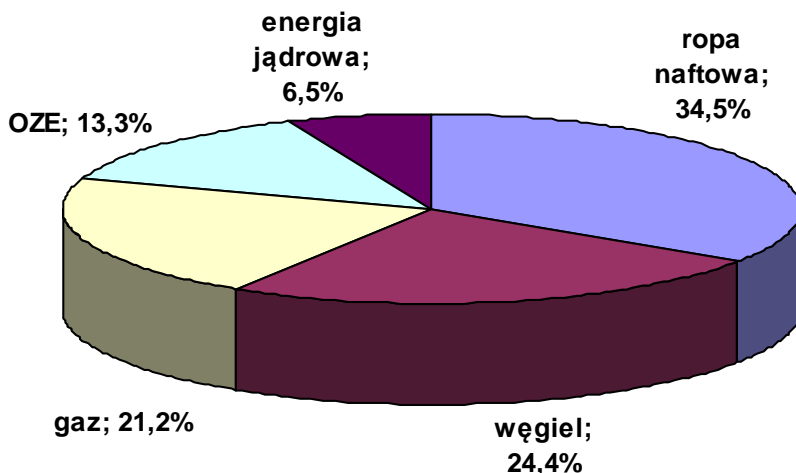
Najważniejsze regulacje prawne dotyczące energetyki zawarte zostały w ustawie Prawo Energetyczne. Przepisy tej ustawy mają zastosowanie także do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, które zostały w ustawie zdefiniowane jako „źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania niezakumulowaną energię słoneczną w rozmaitych postaciach, w szczególności energię rzek, wiatru, biomasy oraz energię promieniowania słonecznego w bateriach słonecznych”.

W ostatnim dziesięcioleciu alternatywne źródła energii i ich udział w wytwarzaniu energii pierwotnej rozwinęły się na taką skalę, że mogą konkurować z konwencjonalnymi systemami energetycznymi. Potencjał energetyki odnawialnej jest znaczący i, przy aktualnym poziomie rozwoju technologicznego, szacuje się jego udział w energii pierwotnej na 46 %. Potencjał ekonomiczny na rok 2020 jest szacowany na poziomie 22 % energii finalnej.

W 2003 roku z odnawialnych źródeł energii pochodziło 13,3 % światowej produkcji energii (rysunek 1).

Jak podają niektóre źródła [2] w perspektywie kolejnych 20 lat, do 2030 r., wykorzystanie energii odnawialnej na świecie wzrośnie o 60% - z 1 400 mln ton ekwiwalentu olejowego w roku 2003 r., do 2 300 mln ton ekwiwalentu olejowego w roku 2030 r., co oznacza roczny wzrost o 1,8 %.

Państwa unijne promują energetykę odnawialną na wiele różnych sposobów gwarantując określony poziom zakupu energii odnawialnej, stwarzając ulgi podatkowe dla jej producentów i opodatkowując surowce konwencjonalne. Średni udział energii z OZE w zużyciu energii brutto w UE i państwach członkowskich w 2000 r. wyniósł 6 %. Od tego czasu sektor źródeł odnawialnych charakteryzował się stałym wzrostem a całkowity udział energii z OZE w Unii Europejskiej osiągnął 8,9 % w 2006 r. i 10,3 % 2008 r. W trzech sektorach energii finalnej udział OZE w latach 2006-2008 wzrósł o 16,6 % w wytwarzaniu energii elektrycznej, o 11,9 % w grzejnictwie i chłodnictwie oraz o 3,5 % w transporcie [3].



Rys. 1. Udział poszczególnych źródeł energii w produkcji energii pierwotnej na świecie w 2003 roku [2]

Jakkolwiek w pierwszej dekadzie XXI wieku obserwowany jest w tej dziedzinie istotny postęp, to wiadomo, że cel na 2010 r. zawarty w tabeli 1, nie został osiągnięty ani przez UE ani przez większość krajów członkowskich. W 2008r jedynie Węgry i Niemcy osiągnęły, a nawet przekroczyły, zakładane przez nie cele na 2010 r. Możliwości przekroczenia celów krajowych potwierdziły Portugalia, Litwa, Dania i Irlandia. W pozostałych krajach członkowskich dystans do osiągnięcia celu zaplanowanego na 2010 r. jest wciąż bardzo duży i większość krajów podała, że nie będzie osiągnięty, także w perspektywie do 2020 r.

Polska wykorzystuje obecnie mniej niż 1/5 własnego potencjału energii ze źródeł odnawialnych. Według danych na koniec 2010 r., pomimo początkowego optymizmu prezentowanego przez resorty odpowiedzialne w Polsce za rozwój OZE, udało się osiągnąć zaledwie 80 procent celu indykatywnego. Zgodnie z zobowiązaniami, które przyjęła na siebie Polska, 7,5 % energii w krajowym bilansie zużycia energii elektrycznej brutto miało pochodzić do 2010 r. ze źródeł odnawialnych. Tymczasem w 2010 roku [5] wszystkie źródła OZE wygenerowały ok. 9,3 TWh energii elektrycznej (według danych Urzędu Regulacji Energetyki URE - stan na 25 stycznia 2011 r.), co przy zużyciu energii elektrycznej brutto na poziomie 155 TWh (dane szacunkowe Polskich Sieci Energetycznych PSE Operator), daje zaledwie 6 % udziału OZE.

Województwo lubelskie, pomimo braku doświadczenia w produkcji energii odnawialnej, ma znaczny potencjał naturalny energii z tych źródeł, który stwarza dogodne warunki do rozwoju energetyki słonecznej i wodnej, elektroenergetyki geotermalnej oraz lokalizacji siłowni wiatrowych. Rolniczy charakter regionu daje

szanse rozwoju upraw energetycznych oraz produkcji energii z odpadów pochodzenia roślinnego i zwierzęcego, takich jak biogaz i biopaliwa.

Tabela 1. Udział OZE w całkowitym zużyciu energii brutto [4]

	2006	2007	2008	2010
UE (27 krajów)	8,9	9,7	10,3	20,0
Belgia	2,7	3,0	3,3	13,0
Bułgaria	9,3	9,1	9,4	16,0
Czechy	6,4	7,3	7,2	13,0
Dania	16,8	18,1	18,8	30,0
Niemcy	7,0	9,1	9,1	18,0
Estonia	16,1	17,1	19,1	25,0
Irlandia	3,0	3,4	3,8	16,0
Grecja	7,2	8,1	8,0	18,0
Hiszpania	9,1	9,6	10,7	20,0
Francja	9,6	10,2	11,0	23,0
Włochy	5,3	5,2	6,8	17,0
Cypr	2,5	3,1	4,1	13,0
Łotwa	31,3	29,7	29,9	40,0
Litwa	14,7	14,2	15,3	23,0
Luksemburg	0,9	2,0	2,1	11,0
Węgry	5,1	6,0	6,6	13,0
Malta	0,1	0,2	0,2	10,0
Netherlands	2,5	3,0	3,2	14,0
Austria	24,8	26,6	28,5	34,0
Polska	7,4	7,4	7,9	15,0
Portugalia	20,5	22,2	23,2	31,0
Rumania	17,5	18,7	20,4	24,0
Słowenia	15,5	15,6	15,1	25,0
Słowacja	6,2	7,4	8,4	14,0
Finlandia	29,2	28,9	30,5	38,0
Szwecja	42,7	44,2	44,4	49,0
Wielka Brytania	1,5	1,7	2,2	15,0
Norwegia	60,3	60,3	61,9	:

Do uprzywilejowanych dla rozwoju energetyki słonecznej obszarów zaliczamy tereny powiatu lubelskiego, parczewskiego i biłgorajskiego. Teren powiatu chełmskiego ma największe sumy rocznego promieniowania słonecznego w kraju - zasoby roczne napromieniowania przekraczają 950 kWh/m<sup>2</sup>. Podstawą do rozwoju energetyki wodnej są liczne w regionie budowle piętrzące na Bystrzycy w Prawiednikach (Gmina Głusk), na Kostrzewce w Izyczach (Gmina Strzyżewice), na rzece Uherka w powiecie chełmskim oraz na rzekach Wieprz i Piwonia. Energetyka wiatrowa, z kolei, może być lokalizowana w okolicach Bełżyc w powiecie lubelskim oraz na wybranych terenach powiatów parczewskiego, radzyńskiego i biłgorajskiego [6]. Do obszarów perspektywicznych dla rozwoju

energetyki geotermalnej zalicza się, m.in. gminy: Bełżyce, Jastków, Garbów, Konopnica oraz Niedrzwica Duża, należące do powiatu lubelskiego. Ponadto zasoby wód geotermalnych stwierdzono w powiecie lubartowskim, znajdującym się w obrębie tzw. rowu lubelskiego bogatego w te wody. Najbardziej perspektywiczną na Lubelszczyźnie wydaje się być produkcja energii z biomasy. Powiat zamojski znany jest z produkcji roślin wykorzystywanych jako alternatywne źródła energii. Główne plantacje wierzby energetycznej znajdują się w gminach Sułów, Nielisz, Zamość i Adamów. W powiecie hrubieszowskim w celu odzyskiwania energii wykorzystuje się duże ilości rocznej produkcji słomy. Dwa zakłady zlokalizowane w Hrubieszowie oraz w Mirczu, będące własnością firmy INVEST-MOT Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, są w stanie przetworzyć na brykiet 16 000 ton słomy rocznie [6].

Potencjał województwa lubelskiego i poszczególnych powiatów w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych został określony w „Wojewódzkim Programie Rozwoju Alternatywnych Źródeł Energii dla Województwa Lubelskiego” oraz w raporcie „Rozwój struktur klastrowych w Polsce Wschodniej”. Szansą na wzrost efektywności odzyskiwania energii ze źródeł odnawialnych w województwie lubelskim jest nałożony na Polskę, zgodnie z dyrektywami UE, obowiązek stworzenia warunków prawnych i finansowych wspomagających rozwój wytwarzania energii z tych źródeł. Według założeń Strategii Rozwoju Kraju, w Polsce udział energii otrzymanej z odnawialnych źródeł w całkowitej energii powinien wynieść 14 % w 2020 roku. Obowiązek ten dotyczy zarówno istniejących na Lubelszczyźnie zakładów wytwarzających energię w sposób konwencjonalny, a także potencjalnych inwestorów tej branży.

Pomimo dużego potencjału i korzyści, wynikających z rozwoju sektora energii odnawialnej, jego wykorzystanie do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w województwie lubelskim wymaga znacznego wsparcia. Należy prowadzić badania naukowe i wdrażać nowe rozwiązania technologiczne a nade wszystko prowadzić działania przyciągające do regionu przedsiębiorców, gotowych zainwestować w nowoczesne technologie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych oraz w budowę systemu dostaw i dystrybucji energii, których infrastruktura pozostawia aktualnie w regionie wiele do życzenia.

Badania prowadzone na Wydziale Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej w zakresie odnawialnych źródeł energii dotyczą zagadnień związanych z energetyką słoneczną i wiatrową, a w szczególności: wykorzystania energii słonecznej do zasilania urządzeń plazmowych oraz w układach napędowych; hybrydowych systemów generacji ciepła i energii elektrycznej; systemów elektrycznych i sterowania generatorów elektrowni wiatrowych.

Celem książki jest przedstawienie różnych możliwości pozyskiwania energii z zasobów odnawialnych. Omówiono kolejno takie odnawialne zasoby energii, jak: energię słoneczną, wiatru, wody i biomasy. Zwrócono uwagę na zasoby tych rodzajów energii w Polsce i perspektywy ich rozwoju.

Potencjalnymi odbiorcami książki są studenci kierunków Elektrotechnika i Inżynieria Środowiska o specjalnościach związanych z energetyką odnawialną i alternatywnymi źródłami energii.

**Literatura:**

- [1] International Energy Agency, World Energy Outlook to the Year 2010, Paris 1993
- [2] World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights, publikacja International Energy Agency (IEA)
- [3] Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target - raport Komisji Europejskiej z 31.01.2011
- [4] Eurostat ([epp.eurostat.ec.europa.eu](http://epp.eurostat.ec.europa.eu)), November 2011
- [5] Alternatywna polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Raport techniczno-metodyczny. Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2009
- [6] <http://www.lubelskie.pl/index.php?pid=1078>

## I. Energia słońca

### Wprowadzenie

Energia słoneczna jest najbardziej dostępnym rodzajem energii odnawialnych na Ziemi, jednocześnie o prawie nieograniczonych zasobach. Optymistycznym jest to, że przy wyczerpywaniu się zasobów węgla, ropy naftowej i gazu wykorzystanie tylko ułamków procenta energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi pozwoliłoby zaspokoić całkowite nasze potrzeby energetyczne.

Ograniczenia w zastosowaniu technologii przetwarzającej energię słoneczną na energię cieplną i elektryczną wynikają jedynie z uwarunkowań ekonomicznych. Koniecznością staje się również poszukiwanie nowych sposobów akumulowania energii słonecznej ze względu na nierównomierność jej dopływu.

Słońce zbudowane jest głównie z dwóch pierwiastków chemicznych wodoru i helu (odpowiednio 74 % i 24 %). Jego średnica przekracza 109 razy średnicę Ziemi, więc objętość jest zatem ponad milion razy większa od objętości Ziemi. Słońce jest źródłem energii dla wszystkich procesów fizycznych, chemicznych i biologicznych zachodzących na Ziemi i w atmosferze. Gęstość mocy energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi, prostopadłej do promieni słonecznych na granicy atmosfery wynosi  $1\,395\text{ kW/m}^2$  i nazywa się stałą słoneczną. Znając wartość tej stałej można obliczyć ilość energii słonecznej docierającej do powierzchni Ziemi.

Prawie cała energia słoneczna (99 %) jest generowana w jądrze Słońca o promieniu równym  $1/4 R_s$ , gdzie  $R_s = 0,696 \cdot 10^6\text{ km}$  i temperaturze sięgającej 19 mln K. W jądrze zawarta jest połowa masy Słońca, z której 5 milionów ton ulega anihilacji w każdej sekundzie. Słońce wypromieniowuje w przestrzeń kosmiczną w czasie jednej sekundy energię o wartości  $3\,826 \cdot 10^{26}\text{ J}$ . Jednak na skutek odbicia (ok. 35 %), absorpcji i rozproszenia, w zależności od pory dnia i roku, do powierzchni Ziemi dociera średnio mniej niż 50 % tej energii, czyli ok.  $83 \cdot 10^{15}\text{ J}$  [I.1, I.2].

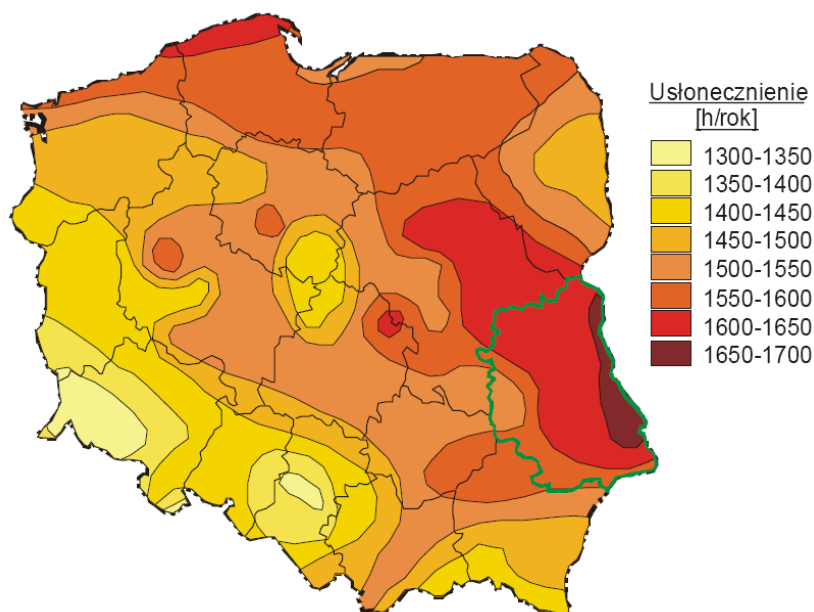
### I.1. Ocena warunków promieniowania słonecznego w Polsce

W Polsce mamy do czynienia z niejednakowym rozkładem promieniowania słonecznego w ciągu roku. 80 % całkowitego rocznego nasłonecznienia przypada na okres 6 miesięcy wiosenno-letnich. Przy porównywaniu warunków promieniowania słonecznego w różnych regionach kraju posługujemy się następującymi wielkościami:

**Nasłonecznienie** - jest to ilość energii słonecznej padającej na jednostkę powierzchni płaskiej w określonym czasie, wyrażona w  $\text{MJ/m}^2$ ;

**Usłonecznienie** - średnioroczne sumy promieniowania słonecznego, określające liczbę godzin promieniowania słonecznego w ciągu roku (przy natężeniu promieniowania słonecznego  $> 200 \text{ W/m}^2$ );

**Natężenie promieniowania słonecznego** - moc energii słonecznej przypadającą na jednostkę powierzchni, wyrażana w  $\text{W/m}^2$ ;

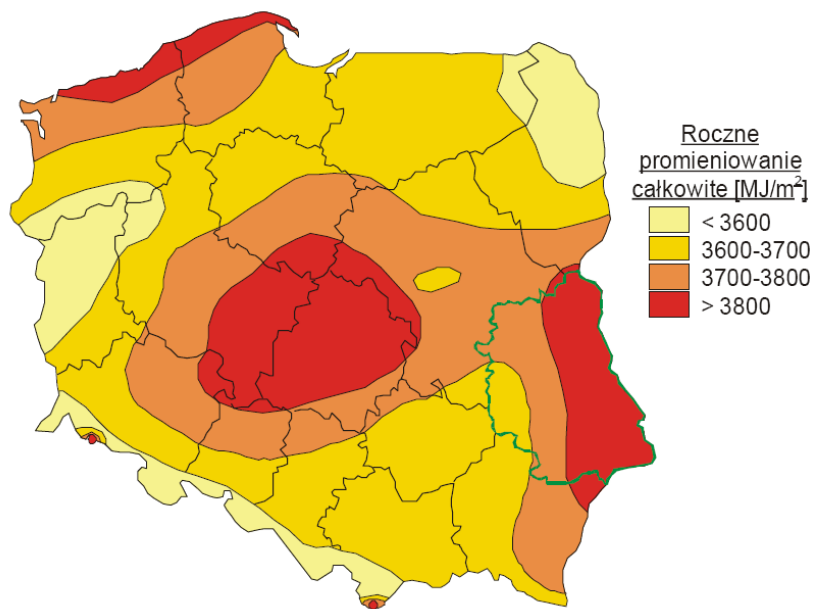


Rys. I.1. Średnie roczne sumy usłonecznienia [I.3]

Warunki usłonecznienia województwa lubelskiego na tle kraju przedstawiono na rysunku I.1, zaś wielkości rocznego promieniowania całkowitego w województwie lubelskim na rysunku I.2 [I.3]. Suma usłonecznienia rzeczywistego na Lubelszczyźnie kształtuje się na poziomie 1 500 - 1 700 godzin. W poszczególnych porach roku średnie sumy dziennego usłonecznienia przedstawiają się następująco: wiosna (III-V)  $\sim 5$  godzin, lato (VI-VIII)  $\sim 7$  godzin, jesień (IX-XI)  $\sim 3,5$  godziny i zima (XII-II)  $\sim 1,5$  godziny. Średnie nasłonecznienie całkowite na Lubelszczyźnie wynosi  $10,0\text{-}10,25 \text{ MJ/m}^2/\text{d}$  i zmienia się w ciągu roku w zakresie  $1 \text{ MJ/m}^2/\text{d}$  w grudniu do  $23 \text{ MJ/m}^2/\text{d}$  w czerwcu i lipcu (Puławy). We wschodniej części Lubelszczyzny średnie roczne całkowite nasłonecznienie przekracza  $3\ 800 \text{ MJ/m}^2$ . (rysunek I.2.) [I.3].

Najbardziej nasłonecznione obszary kuli ziemskiej znajdują się między  $30^\circ$  szerokości geograficznej północnej a  $30^\circ$  szerokości południowej. Na wartość nasłonecznienia wpływ ma także kąt pochylenia osi ziemi w stosunku do płaszczyzny ekliptyki. Dlatego w okresie zimowym na tym samym obszarze

dopływa dziennie do Ziemi około 20 % mniej energii niż w okresie letnim, ponieważ Słońce jest niżej na niebie i dni są krótsze [I.3].



Rys.I.2. Roczne promieniowanie całkowite w MJ/m<sup>2</sup> [I.3]

Polska położona jest w strefie klimatu umiarkowanego między 49° a 54,5° szerokości geograficznej północnej. W zimie południowe krańce Polski mają dzień dłuższy o prawie jedną godzinę od krańców północnych, natomiast w lecie jest odwrotnie. Nasłonecznienie zależy od długości dnia, zachmurzenia i przezroczystości atmosfery. Najdłuższy nieprzerwany okres dopływu energii promieniowania słonecznego w ciągu dnia waha się od 7,2 h w zimie (ok. 30 % doby) do 15,5 h w lecie (65 % doby). W 1992 r. zanotowano w Polsce na Helu ponad 2 000 h usłonecznienia. Największe natężenie promieniowania słonecznego stwierdzono na Kasprowym Wierchu (ok. 1 200 W/m<sup>2</sup>) [I.5]. Najkorzystniejsze warunki solarne obserwujemy w pasie nadmorskim, gdzie od kwietnia do września występują najwyższe sumy promieniowania całkowitego i najwięcej godzin nasłonecznienia. Wyróżniającym się regionem jest Podlasko-Lubelski ze względu na częsty napływ suchych mas powietrza z Ukrainy. Najmniej korzystne warunki można zauważyć w regionach Podgórskim, Suwalskim, Warszawskim i Górnolubelskim.

Średnie roczne zachmurzenie nieba na Lubelszczyźnie jest najniższe w kraju i kształtuje się na poziomie poniżej 65 %. Korzystnym dla województwa lubelskiego jest, że promieniowanie bezpośrednie ma duży udział



w promieniowaniu całkowitym, wynoszący średniorocznie 52-54 %, a w okresie zimowym 40-44 %.

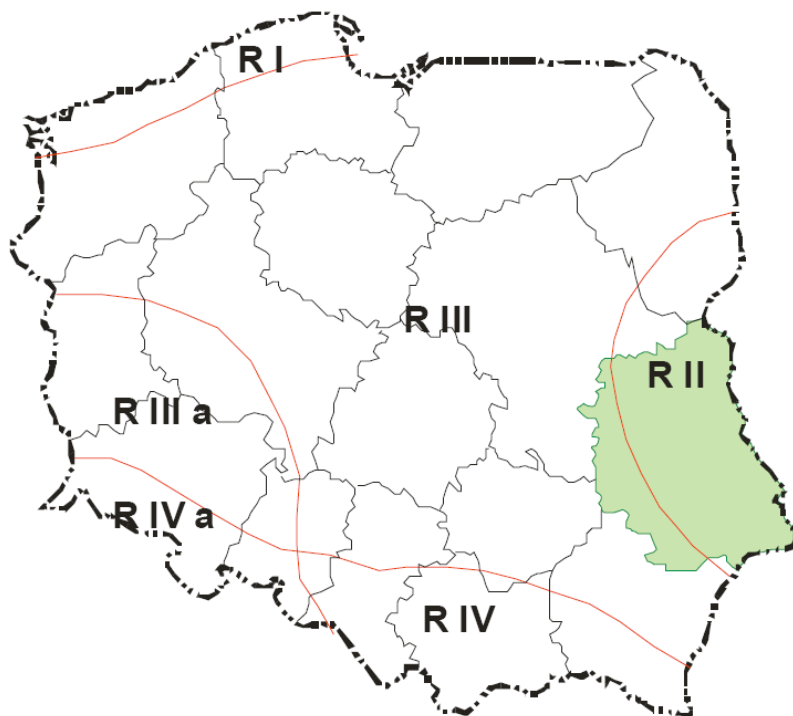
Średnia roczna temperatura powietrza w Lublinie wynosi 7,3°C. Czas trwania zimy wynosi średnio 80-100 dni. Początek zimy termicznej (średnia temperatura dobową = 0°C) przypada średnio na okres 30 XI-10 XII, natomiast koniec zimy termicznej (średnia temperatura dobową > 0°C) na okres 5 III-15 III [I.3].

### I.1.1. Zasoby energii słonecznej

Dopływ energii słonecznej do powierzchni kraju jest wyraźnie zróżnicowany. Zjawisko to dokumentuje mapa przedstawiona na rysunku I.3, na której wyróżniono 4 rejony i 2 podrejonu:

**RI** - rejon nadmorski o najwyższych sumach rocznego promieniowania słonecznego o rocznych zasobach przekraczających 950 kWh/m<sup>2</sup> i najlepszych warunkach wykorzystania w okresie letnim i najgorszych zimą;

**RII** - rejon wschodni o najwyższych sumach rocznego promieniowania słonecznego o rocznych zasobach przekraczających 950 kWh/m<sup>2</sup>;



Rys.I.3. Rejonizacja obszaru Polski pod względem możliwości wykorzystania energii słonecznej [I.3]

**RIII** - rejon centralny o rocznych zasobach 900-950 kWh/m<sup>2</sup>, w obrębie którego wyodrębniono podrejon górnego dorzecza Odry RIIIA ze względu na nieznacznie wyższe zasoby w półroczu zimowym;

**RIV** - rejon południowy o zasobach mniejszych od 900 kWh/m<sup>2</sup>, w którym wyodrębniono podrejon Sudetów i Przedgórze Sudeckiego RIVa, ze względu na wyższe zasoby w półroczu letnim i niższe w półroczu zimowym [I.3].

Ze względu na potencjalną energię użyteczną prawie całe województwo lubelskie znajduje się w rejonie, gdzie roczne sumy promieniowania słonecznego kształtują się na poziomie 950-1 020 kWh/m<sup>2</sup>. W rejonie tym w półroczu letnim potencjalna energia użyteczna wynosząca 821 kWh/m<sup>2</sup> jest porównywalna z wybrzeżem (881 kWh/m<sup>2</sup>), natomiast zimą (260 kWh/m<sup>2</sup>) porównywalna z górami (280 kWh/m<sup>2</sup>). Obszar ten, oprócz pasa nadmorskiego jest uznawany za najlepszy z punktu widzenia warunków do wykorzystania energii słonecznej w Polsce.

Na obszarze województwa lubelskiego najlepsze warunki solarne dla pozyskania energii występują we wschodniej części, natomiast najgorsze w zachodniej. Różnicowanie zasobów użytkowych (> 200 W/m<sup>2</sup>) jest niewielkie i nie przekracza zazwyczaj 10 %, z wyjątkiem okresu zimowego, gdy osiąga 24 %. Na terenie całego województwa lubelskiego zaleca się wykorzystywanie energii słonecznej w sezonie letnim do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, w suszarnictwie i podgrzewania wody w basenach kąpielowych. Opłacalność inwestycji potwierdzają instalacje zlokalizowane na obszarach gorszych pod względem zasobów użytkowych (Ryki). W okresie zimowym w części wschodniej województwa zaleca się wykorzystanie energii słonecznej również do celów grzewczych, jako wspomaganie konwencjonalnych systemów [I.3].

Tabela I.1. Średni roczny potencjał energii użytecznej dla wartości progowych sumy natężenia promieniowania słonecznego [I.3]

Wartość progowa natężenia W/m <sup>2</sup>	Rejon	Rok I-XII kWh/m <sup>2</sup>	Półrocze letnie IV-IX kWh/m <sup>2</sup>	Sezon letni VI-VIII kWh/m <sup>2</sup>	Półrocze zimowe X-III kWh/m <sup>2</sup>
0	RII	1 081	821	461	260
	RIII	985	785	449	200
100	RII	1 020	791	447	228
	RIII	915	752	433	163
200	RII	882	728	414	144
	RIII	797	686	401	110
300	RII	-	650	374	-
	RIII	-	608	359	-

W tabeli I.2 przedstawiono charakterystykę promieniowania słonecznego dla wybranych miejscowości w Polsce, aby porównać warunki w rejonie Lubelskim z obserwowanymi w pasie nadmorskim (Kołobrzeg), Polsce centralnej (Warszawa) i rejonie górskim (Zakopane).

Tabela I.2. Charakterystyka promieniowania słonecznego dla wybranych miejscowości [I.7]

Miejscowość	Miesiące				Rok I do XII
	marzec	czerwiec	wrzesień	grudzień	
	744	720	720	744	8 767
	liczba godzin dziennych h				
Kołobrzeg	368	515	382	229	4 492
Warszawa	368	499	380	243	4 482
Zakopane	371	448	377	258	4 472
	nasłonecznienie średnie h				
Kołobrzeg	108	218	140	34	1 624
Warszawa	108	231	143	29	1 579
Zakopane	117	157	138	51	1 467
	Napromieniowanie całkowite średnie MJ/m <sup>2</sup>				
Kołobrzeg	257	637	319	42	3 832
Warszawa	249	560	300	44	3 480
Zakopane	307	47	317	79	3 558

## I.2. Systemy wykorzystujące energię słoneczną

Energię promieniowania słonecznego można wykorzystać na drodze konwersji termicznej lub fotowoltaicznej. Konwersję termiczną możemy przeprowadzić w sposób bierny (pasywny) lub aktywny. Pasywny system słoneczny jest to taki system, w którym konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny, niewymuszony działaniem urządzeń zewnętrznych, a przepływ pozyskanego ciepła odbywa się na drodze konwekcji swobodnej, przewodzenia i promieniowania. Przemiana energii promieniowania słonecznego w energię cieplną dokonuje się dzięki odpowiednio zaprojektowanym elementom struktury budynku. Systemy pasywne można podzielić na dwa podstawowe typy:

System wykorzystujący energię promieniowania słonecznego bezpośrednio docierającą do ogrzewanych pomieszczeń. Pozyskanie, akumulowanie i wykorzystanie energii promieniowania słonecznego odbywa się w tym samym pomieszczeniu, które pełni funkcję kolektora, magazynu i systemu grzewczego równocześnie. Najprostszym przykładem takiego systemu jest jakiegokolwiek pomieszczenie z oknem. System ten jest najkorzystniejszy w zimie, latem dostęp promieniowania słonecznego do pomieszczeń w budynku powinien być ograniczony, by nie powodować przegrzania. W celu zwiększenia strumienia

dopływającej energii stosuje się okna o większej powierzchni, powoduje to jednak jednocześnie zwiększenie strat ciepłych.

System pośredniego wykorzystania ciepła promieniowania słonecznego. W systemach pośrednich rolę akumulatorów energii cieplnej spełniają dodatkowe elementy pochłaniające: ściany kolektorowo-magazynująca tzw. ściany Trombego. Inną rolę w systemach pośrednich spełniają dodatkowe przestrzenie pomiędzy otoczeniem zewnętrznym a ogrzewaną przestrzenią użytkową, osłonięte przeszkloną ścianą, (oszlone werandy, loggie, ogrody zimowe, atria) pełniące funkcję bufora ciepłego.

### **I.2.1. Kolektory słoneczne**

Urządzeniem zmieniającym energię słoneczną na ciepło w sposób aktywny jest kolektor słoneczny. W polskich warunkach klimatycznych najczęściej stosowane są płaskie kolektory słoneczne absorbujące zarówno promieniowanie bezpośrednie, jak i dyfuzyjne. Kolektory takie dzielą się na kolektory cieczowe, w których czynnikiem roboczym jest ciecz (zwykle woda lub płyn niezamarzający) i kolektory suche, w których czynnikiem pośredniczącym w odbiorze ciepła słonecznego jest gaz, najczęściej powietrze.

Szybki rozwój energetyki słonecznej w Polsce rozpoczął się po roku 1990, wówczas zaczęły powstawać pierwsze firmy produkujące kolektory słoneczne służące do podgrzewania wody oraz wykonano kilka tysięcy metrów kwadratowych powietrznych kolektorów słonecznych dla rolnictwa. We wrześniu 2000 r. przyjęto w kraju dokument „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej”, w którym wyznaczono ogólny cel ilościowy - 7,5 % udziału energii odnawialnej w bilansie energii pierwotnej kraju w 2010 r., a także cele cząstkowe, m.in. zwiększenie w ciągu 10 lat powierzchni zainstalowanych kolektorów słonecznych o 700 000 m<sup>2</sup>. Na przełomie kilku lat tempo wzrostu ilości powierzchni zainstalowanych kolektorów jest wysokie i przekracza 30 % rocznie. W 2006 r. łączna powierzchnia zainstalowanych kolektorów wynosiła około 164 000 m<sup>2</sup>, w 2007 r. przekroczyła 230 000 m<sup>2</sup> a na początku 2010 r. szacowano tę liczbę na ponad 300 000 m<sup>2</sup> [I.11, I.13].

Zwiększenie zainteresowania instalacjami słonecznymi od roku 1990 wynika z dostępności tych instalacji na rynku. Obecnie na polskim rynku działa około czterdziestu producentów kolektorów słonecznych krajowych i zagranicznych, co związane jest także ze wzrostem, na przełomie lat 2007/2008, cen paliw i energii oraz rozwojem budownictwa mieszkaniowego.

Kolektory słoneczne głównie wykorzystywane są do podgrzewania ciepłej wody. Opłacalność wykorzystania kolektorów słonecznych do produkcji ciepłej wody zależy od wielkości zapotrzebowania na ciepłą wodę oraz od ceny energii.

Przy dużym zapotrzebowaniu na ciepłą wodę czas zwrotu kosztów poniesionych na wykonanie instalacji kolektorów słonecznych jest krótki. Inwestycja jest szczególnie opłacalna dla hoteli, pensjonatów, ośrodków wypoczynkowych, basenów i obiektów sportowych wykorzystywanych w lecie. Można również wykorzystać kolektory słoneczne do ogrzewania mieszkań i budynków. Jednak wykorzystanie energii słonecznej do centralnego ogrzewania jest przedsięwzięciem kosztownym.

Powietrzne kolektory słoneczne wykorzystywane są w Polsce głównie w procesach suszenia płodów rolnych. W procesach suszarniczych wymagane są stosunkowo niewielkie przyrosty temperatur (5-15) K oraz duże natężenie przepływu powietrza, około (150-250) m<sup>3</sup>/h na 1 m<sup>2</sup> powierzchni kolektora. W takich warunkach kolektory charakteryzują się wysoką sprawnością około 50 % [I.6, I.8]. Większość zainstalowanych w Polsce kolektorów pracuje bez systemów umożliwiających zmianę ich położenia, dlatego ważnym jest ustawienie kolektora pod odpowiednim kątem. W tabeli I.3 podano wartości kątów nachylenia w warunkach naszego kraju.

Tabela I.3. Optymalne kąty nachylenia kolektora płaskiego dla poszczególnych miesięcy [I.5]

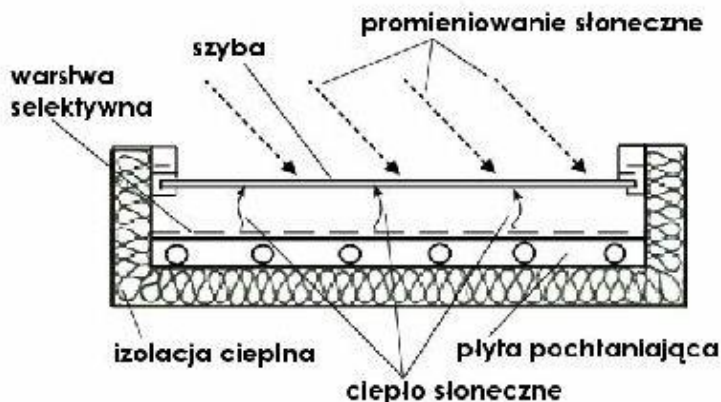
Miesiące	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Kolektor płaski °	60	55	45	30	15	10	15	30	45	55	65	65

Istnieje wiele rodzajów kolektorów słonecznych, różniących się rodzajem czynnika przejmującego absorbowaną energię, przeznaczeniem, konstrukcją powierzchni wymiany ciepła, sposobem izolacji i innymi cechami konstrukcyjnymi. Ze względu na konstrukcję, kolektory słoneczne do podgrzewania wody dzielimy na: płaskie, bez osłony, próżniowe, próżniowe rurowe, skupiające, o ognisku liniowym, paraboliczne rynnowe, o ognisku punktowym, paraboliczne, zespolone paraboliczne skupiające, wielościanowe, Fresnela, nadążane za słońce, żaluzjowe. Obecnie najpopularniejszymi i najczęściej stosowanymi kolektorami w kraju są kolektory płaskie oraz próżniowe rurowe. Szacuje się, że mniej więcej 90 % wszystkich sprzedanych w Polsce kolektorów słonecznych to kolektory płaskie [I.11].

Zasada działania kolektora płaskiego jest prosta, ciecz płynąca rurkami (płyn o niskiej temperaturze zamarzania, zazwyczaj stosuje się roztwór glikolu), trwale połączona z płytą absorbera ogrzewa się od rozgrzanej przez Słońce powierzchni pokrycia, następnie pozyskana w ten sposób ciepło transportowane jest do dalszego wykorzystania w układzie solarnym. Najczęściej spotykanym i najtańszym rozwiązaniem jest układ szeregowo-równoległy, w którym ciecz przepływa od dołu

do góry kolektora, taki układ przeznaczony jest do dużych przepływów, bo występują niskie opory przepływu. Opory przepływu zależą od przekroju rur lub kanalików, jak również od sposobu ułożenia rur. W budowie kolektora słonecznego możemy wyróżnić trzy podstawowe elementy (rysunek I.4):

- szybę solarną, której zadaniem jest przepuszczanie promieni słonecznych do wnętrza kolektora i jednocześnie utrzymać promieniowanie ciepłe absorbera kolektora oraz straty ciepła na możliwie najniższym poziomie. Szyba solarna najczęściej jest wykonana z przezroczystego szkła, które jest termicznie naprężone oraz odznacza silnie zredukowaną ilością żelaza;
- obudowę kolektora, której celem jej jest jak najlepsza izolacja wnętrza kolektora, aby zminimalizować straty ciepła;
- absorber jego zadaniem jest pochłanianie promieni słonecznych.



Rys.I.4. Budowa kolektora słonecznego

Konstrukcja absorbera powinna zapewnić pochłonięcie jak największej ilości promieniowania bezpośredniego (do 95 %), a emisja promieniowania rozproszonego powinna być jak najmniejsza. Absorbery mogą być wykonane z różnych materiałów, najprostszy absorber wykonany jest z blachy miedzianej lub aluminiowej, pokrytej czarną farbą. Zastosowanie takiego rozwiązania nie zapewnia wysokiej efektywności kolektora. Dla zwiększenia efektywności absorber pokrywa się powłokami selektywnymi. Dzięki zastosowaniu powłoki selektywnej współczynnik efektywności kolektora może być większy o 15-20 %. Materiały, z których wykonuje się absorbery powinny mieć następujące właściwości:

- dobre przewodnictwo cieplne,
- mała gęstość,
- łatwa obróbka mechaniczna,

- odporność na korozję atmosferyczną i korozję od strony czynnika roboczego,
- odporność na wysokie temperatury.

Termofizyczne właściwości materiałów stosowanych do budowy kolektorów słonecznych przedstawiono w tabeli I.4.

Tabela I.4. Termofizyczne właściwości materiałów stosowanych w kolektorach słonecznych [I.10]

Materiał	Gęstość $\rho$ , kg/m <sup>3</sup>	Przewodność cieplna właściwa $\lambda$ , W/mK
Miedź	8795	385
Stal	7850	46,6
Aluminium	2675	211
Szkło budowlane	2515	1,005
Beton	2400	1,73
Tynk	881	0,170
Ebonit	64	0,030
Płyta z wełny mineralnej	32	0,035
Poliuretan (płyta piankowa)	24	0,024
Polistyren porowaty (styropian)	16	0,024

Dobierając materiał na absorber należy przyjmować następujące wartości temperatury obliczeniowej:

- 70°C - dla absorbera odkrytego nieselektywnego,
- 110°C - dla absorbera zakrytego nieselektywnego,
- 200°C - dla absorbera zakrytego selektywnego.

Dawniej powierzchnia absorbera powlekana była tylko czarnym lakierem. W przeciągu ostatniego dziesięciolecia zostały opracowane specjalne powłoki selektywne absorberów o nazwach: Tinox, Sunselect i Bluetec.

Właściwości powłok absorberów kolektorów słonecznych przedstawiono w tabeli I.5.

Materiały służące do pokrycia kolektorów powinny dobrze przepuszczać promieniowanie słoneczne i jednocześnie utrzymywać promieniowanie ciepłe absorbera oraz straty ciepła na skutek konwekcji na możliwie najniższym poziomie. Ponadto powinny być wytrzymałe na naciski, zginanie i ścieranie powodowane: wiatrem, śniegiem, gradem, piaskiem, posiadać dużą twardość, być odporne na promieniowanie nadfioletowe, łatwo zmywalne i wykazywać jak największą przezroczystość. Najpopularniejszym materiałem pokryciowym wykazującym trwałość do 50 lat jest szkło hartowane budowlane o grubości 3 mm, przepuszczalność tafli 86-93 % oraz teflon: grubość 2,5 mm, trwałość 20 lat, przepuszczalność 96 %. Materiały pokryciowe z tworzyw sztucznych wykazują znacznie mniejszą trwałość ok. 5 lat, po tym okresie należy je wymienić [I.10].

Tabela I.5. Właściwości materiałów stosowanych na powłoki absorberów kolektorów słonecznych [I.10]

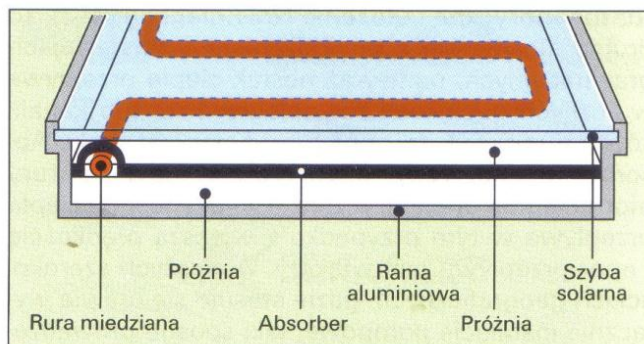
Materiał	Współczynnik przenikania $\alpha$	Współczynnik emisji $\varepsilon$	Selektywność $\alpha/\varepsilon$
Aluminium utlenione ( $\text{KMnO}_4$ )	0,8	0,35	2,3
Aluminium pokryte ( $\text{CuO}$ )	0,85	0,11	7,7
Beton	0,9	0,6	1,5
Cu - czarne (miedź czerniona przez działanie $\text{NaOH}+\text{NaClO}_2$ )	0,93	0,11	8,5
Czerń chromowa	0,98	0,14	7,0
Ebanol na miedzi kolorowany na czarno ( $\text{CuO}$ )	0,9	0,16	5,6
Farby czarne	0,98	0,89	1,1
- czarna Parsona	0,98	0,98	1,0
- szaroczarna	0,87	0,87	1,0
Nikiel czarny zawierający tlenki siarki i siarczki	0,92	0,11	8,4
Tlenki magnezu	0,86	0,14	4,8
Sadza na bazie akrylu jako środka wiążącego	0,90	0,37	0,88
PbS jako pigment z silikonowym lepiszczem	-	-	
Lakier słoneczny	0,9	0,25	
Tinoż	0,95	0,05	
Sunselect	0,95	0,05	
BlueTec	0,95	0,05	

Materiał izolacyjny kolektora powinien mieć możliwie mały współczynnik przenikania ciepła i małą gęstość. Grubość izolacji należy dobierać tak, aby strumień strat ciepła był mniejszy niż  $1 \text{ W/m}^2$  dla kolektorów całorocznych i mniejszy niż  $5 \text{ W/m}^2$  dla kolektorów letnich. Materiał izolacyjny powinien cechować się odpornością na temperaturę, niezmiennością objętości, odpornością na działanie czynników atmosferycznych oraz dużą wytrzymałością mechaniczną. Jako materiały izolacyjne stosuje się: polistyren porowaty, poliuretan spieniony, wełnę mineralną, korek [I.2].

Kolektor płaski próżniowy jest odmianą kolektora, w którym jako izolacja termiczna została zastosowana próżnia. Takie rozwiązanie zmniejsza straty ciepła i dzięki temu sprawność układu wynosi od 35 % do 45 %. Umożliwia to zastosowanie mniejszej liczby kolektorów.

Kolektor próżniowo-rurowy jest to kolektor, w którym umieszczony jest absorber z obustronnie zamkniętymi wysoko próżniowymi rurami szklanymi. Próżnia wewnątrz rur ma za zadanie zapobiec przepływowi powietrza i uniemożliwia wymianę ciepła między absorberem i szybą. Specyficzna budowa kolektora umożliwia wykorzystanie promieniowania rozproszonego.





Rys. I.5. Budowa kolektora płaskiego próżniowego [I.9]

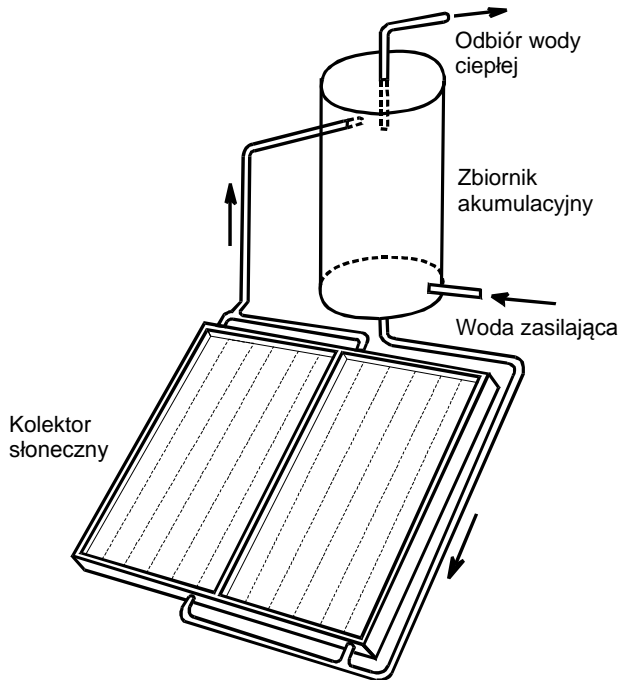
Wśród tego typu kolektorów można wyróżnić dwa rodzaje:

- z przepływem bezpośrednim czynnika solarnego,
- wykonane w technologii Heat-Pipe.

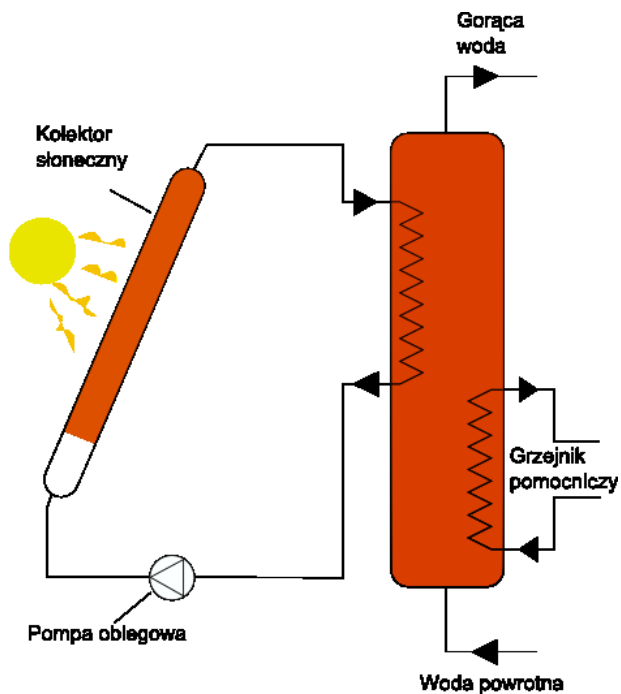
### I.3. Systemy podgrzewania ciepłej wody użytkowej

Najprostszym i najstarszym typem słonecznego podgrzewacza wody jest otwarty, spłaszczony zbiornik na dachu z czarnym dnem i przezroczystym pokryciem. Pokrywa taka powoduje wzrost temperatury wody redukując jej parowanie i zmniejsza straty ciepła przez konwekcję. Podgrzewacz tego typu jest tani, ale ze względu na to, że musi być pionowy, jego efektywność spada przy małym kącie padania promieni słonecznych [I.13]. Inny typ podgrzewaczy to podgrzewacz termosyfonowy z konwekcją naturalną czynnika wskutek zmian jego gęstości spowodowanych absorpcją promieniowania słonecznego. Uproszczony schemat takiej instalacji przedstawia rysunek I.6. [I.14]. Podgrzana energią słoneczną woda dociera do izolowanego zbiornika, a zimniejsza woda ze zbiornika (na skutek zaistnienia konwekcji naturalnej) wpływa do dolnej części kolektora promieniowania słonecznego. Dlatego w podgrzewaczach tego typu zbiornik magazynujący powinien być umieszczony ponad wylotem kolektora. Takie ogrzewacze są bardzo popularne w regionach o dużym nasłonecznieniu, gdzie temperatury nie spadają poniżej 0°C, gdyż zamarzanie wody w rurach kolektora może spowodować zniszczenie instalacji.

Systemy kolektorów słonecznych nie zaspokajają całkowitego zapotrzebowania na energię potrzebną dla zapewnienia odpowiedniej temperatury ciepłej wody użytkowej. W Polsce, nawet latem, występują okresy pochmurnych i bezsłonecznych dni. Dlatego w słonecznych instalacjach podgrzewu c.w.u. stosuje się dodatkowo konwencjonalne podgrzewacze.



Rys. I.6. Schemat termosyfonowej słonecznej instalacji podgrzewu c.w.u. [I.14]



Rys. I.7. Schemat instalacji z obiegiem wymuszonym

Na rysunku I.7 zaprezentowano schemat pośredniego systemu z obiegiem wymuszonym. Zapotrzebowanie na ciepłą wodę jest wysokie, zwłaszcza w godzinach porannych i popołudniowych, kiedy promieniowanie słoneczne jest niewielkie. Uzysk energii słonecznej nie jest w stanie wówczas pokryć pełnego zapotrzebowania na ciepłą wodę. Dla zaspokojenia tych potrzeb wykorzystywany jest zbiornik akumulujący wodę podgrzaną słonecznie. Zadaniem zbiornika solarnego jest utworzenie zapasu c.w.u., który będzie wykorzystywany przy braku odpowiedniego nasłonecznienia. W instalacjach solarnych stosowane są przeważnie zasobniki emaliowane, nowsze typy są dodatkowo pokryte tworzywem sztucznym. Produkowane są również zasobniki ze stali, cechują się niewielką masą. W celu zapewnienia dobrej izolacji termicznej, zasobnik umieszczony jest w specjalnej obudowie wykonanej z pianki poliuretanowej i polistyrenowej.

Analizując budowę oraz rozwiązania konstrukcyjne kolektorów słonecznych, można stwierdzić, że zasobnik solarny powinien charakteryzować się:

- minimalnymi stratami ciepła,
- dobrym i stabilnym uwarstwieniem ciepła,
- niewielkim mieszaniem przy ładowaniu i odbiorze ciepła,
- dużą odpornością na korozję.

Dla zapewnienia prawidłowej pracy instalacji solarnej, niezbędny jest regulator temperatury, którego podstawowym zadaniem jest kontrola temperatury płynu solarnego i wody w zasobniku solarnym. Informacje o stanie temperatury obu czynników przekazywane są do regulatora za pomocą czujników temperatury umieszczonych w kolektorach słonecznych i wymienniku ciepła.

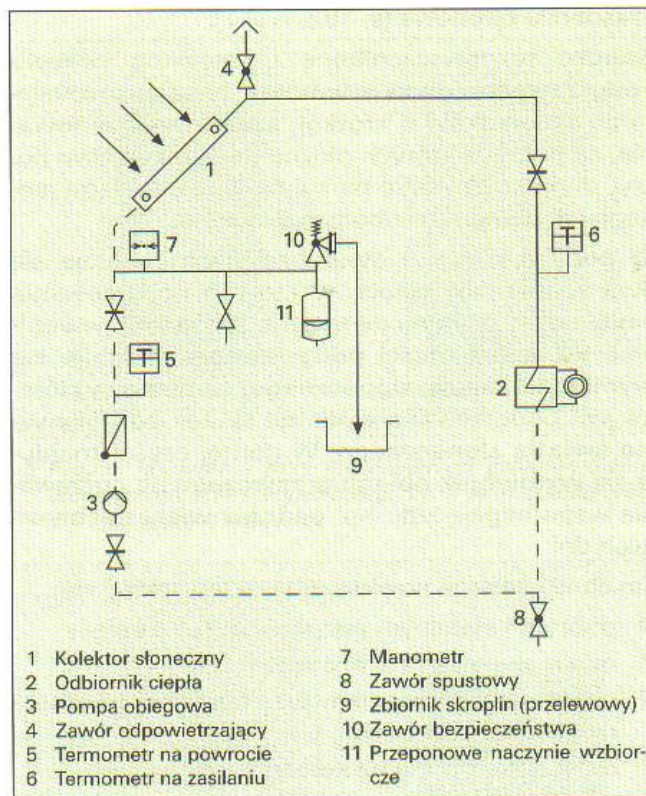
W przypadku, gdy regulator zarejestruje wystarczającą różnicę temperatury między czynnikiem roboczym w kolektorze słonecznym, a czynnikiem ogrzewanym w zasobniku, wówczas łączy pompę obiegu solarnego. Regulator solarny ogranicza również wartość maksymalnej temperatury w zasobniku i kolektorze. Posiada także funkcję rozmrażania kolektorów, polega ona na czasowym załączeniu pompy obiegowej w celu chwilowego przekazania ciepła ze zbiornika do kolektora.

Kolejnym urządzeniem wchodzącym w skład instalacji solarnej jest pompa obiegowa z urządzeniami bezpieczeństwa. Jej zadaniem jest wymuszanie obiegu płynu solarnego pomiędzy kolektorem, a wymiennikiem. Instalowana jest zawsze na powrocie czynnika solarnego do kolektora, ma to zapobiec nadmiernemu nagrzewaniu się pompy.

Dostarczana jest przez producentów w izolowanej termicznie obudowie zintegrowanej z urządzeniami bezpieczeństwa, w skład których wchodzi:

- manometr,
- zawór bezpieczeństwa z przewodem łączącym zbiornik przelewowy,
- termometry na zasilaniu i powrocie.

Ważnym elementem instalacji solarnej jest zawór bezpieczeństwa. Zadaniem tego urządzenia jest zapewnienie prawidłowej i bezpiecznej pracy całej instalacji solarnej. Budowa i działanie tej grupy urządzeń jest identyczna z funkcjonującymi ich odpowiednikami w typowych instalacjach grzewczych, różnią się jedynie parametrami pracy. Na rysunku I.8 zostały przedstawione wszystkie elementy zamkniętej instalacji solarnej.



Rys. I.8. Elementy zamkniętej instalacji solarnej [I.9]

#### I.4. Ogniwa fotowoltaiczne

Urządzenia, w których energia słoneczna jest bezpośrednio zamieniana na energię elektryczną, nazywamy ogniwami słonecznymi. Największe znaczenie praktyczne mają obecnie ogniwa fotowoltaiczne. Przetwarzanie energii słonecznej na elektryczną jest stale udoskonalane, mimo to osiągnięte obecnie sprawności

ogniw fotowoltaicznych nie przekraczają 15-18 %. System taki oprócz ogniw fotowoltaicznych zawiera elementy dostosowujące wytwarzany w ogniwach prąd stały do potrzeb zasilanych urządzeń.

Pierwsze proste instalacje powstały na przełomie XIX i XX wieku. Typowa instalacja składa się oprócz paneli, z akumulatorów, w których magazynowana jest energia, przetwornic napięcia oraz elementów sterowania ładunkiem akumulatorów i kątem nachylenia paneli. Panele takie mogą posiadać różne rozmiary i różną moc, toteż są one szeroko stosowane w radiach, latarkach, małych zasilaczach, pompach i innych mniejszych lub większych urządzeniach.

Prace nad wykorzystaniem bezpośredniej przemiany energii słonecznej w elektryczną metodą fotowoltaiczną prowadzone są w Polsce od 1973 roku. Jednak wykorzystanie energii z paneli fotowoltaicznych jest bardzo małe. Promieniowanie słoneczne w Polsce jest na podobnym poziomie jak w innych krajach Europy Środkowej, a większe niż w krajach skandynawskich. Kraje te rozwijają badania i produkcję ogniw fotowoltaicznych, szczególnie do zasilania obiektów oddalonych od sieci elektrycznej. Tymczasem w Polsce trudno zauważyć postęp w zakresie produkcji energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych. W innych krajach naszego globu fotowoltaika rozwija się bardzo intensywnie. Moc zainstalowanych paneli wzrosła od około 1 GWp w 2003 r. do ponad 7,2 GWp w roku 2009. Rozwój ten dotyczy przede wszystkim państw Unii Europejskiej, a najbardziej Niemiec o 3,8 GW mocy zainstalowanych paneli, co stanowi około 52 % ogółu światowego rynku fotowoltaiki. W krajach z poza Europy największy rozwój fotowoltaiki obserwuje się w Stanach Zjednoczonych Ameryki, Japonii, Kanadzie i Australii.



Rys. I.9. Olmedia, Saragossa Hiszpania

W 2008 roku zbudowano elektrownię słoneczną w Hiszpanii, Olmedialla (Castilla - La Mancha). Składa się z 162 000 płaskich paneli fotowoltaicznych, które generują energię na poziomie 60 MW, zaś w Saragossie została wykonana jedna z największych instalacji zintegrowanych z dachem o mocy 1,8 MW [I.49].

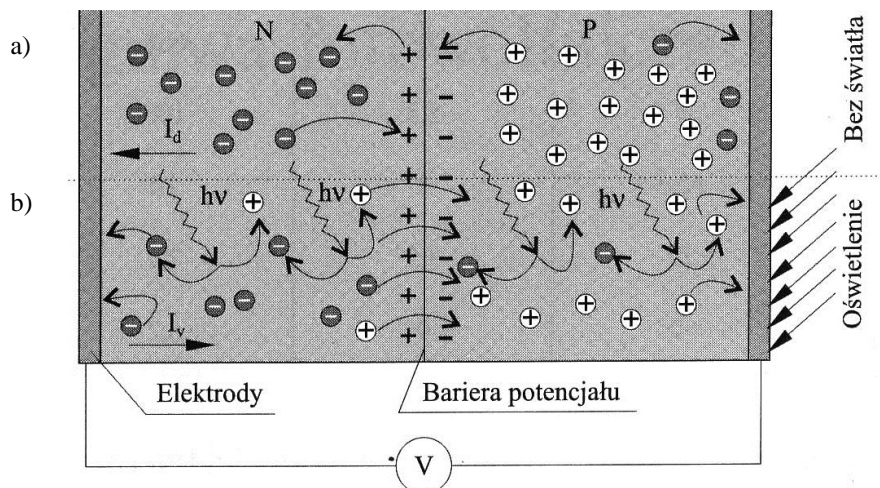
Dwie elektrownie niemieckie w Strasskirchen (54 MWp) i Liberose (53 MWp) oddano do użytku w 2009 r.

#### **I.4.1. Zasada działania ogniw fotowoltaicznych [I.2, I.29, I.30]**

W 1839 roku francuski fizyk Edmond Becquerel po raz pierwszy zaobserwował efekt fotowoltaiczny, w którym światło ulega bezpośredniej zamianie na prąd elektryczny. Fotony padające na element fotowoltaiczny, zwykle wykonany z krzemu, wybijają elektrony z ich stabilnych położeń, pozwalając im poruszać się swobodnie wewnątrz materiału. Na złączu półprzewodnikowym powstaje wówczas napięcie. W technice ogniw słonecznych, wykorzystywane jest głównie zjawisko fotoelektryczne wewnętrzne [I.29].

Zjawisko fotoelektryczne wewnętrzne polega na zmianie właściwości elektrycznych ciała stałego, a w szczególności półprzewodnika, pod wpływem padającego promieniowania elektromagnetycznego. Energia promieniowania elektromagnetycznego, głównie w zakresie światła widzialnego, powoduje wybijanie w półprzewodnikach elektronów z pasma walencyjnego na poziom przewodnictwa. W miejscu wybitego z wiązania sieci krystalicznej elektronu (-) powstaje dziura (+). Dziura ta jest rekombinowana elektronem z sąsiadującego węzła sieci krystalicznej, w którym powstaje nowa dziura. Materiał, w którym jest przewaga dziur nazywa się półprzewodnikiem typu p, natomiast, gdy jest przewaga elektronów typu n. W celu obniżenia potencjału energetycznego koniecznego do wybicia elektronu z pasma walencyjnego, do struktury krystalicznej materiału bazowego, np. krzemu, wprowadza się atomy o charakterze donorów (np. fosfor - typ n) lub akceptorów elektronów (np. bor typ p). Na styku tych dwóch półprzewodników tworzy się, w wyniku pierwotnej rekombinacji, bariera zaporowa - ujemna w obszarze typu p i dodatnia w obszarze typu n. Zasada działania tej bariery jest różna w zależności od tego czy półprzewodnik jest naświetlony, czy nie. Bez światła dziury wędrują na lewo i płynie niewielki wsteczny prąd dyfuzyjny  $I_d$  (rysunek I.9). Padające na złącze p-n fotony, o energii większej niż szerokość przerwy energetycznej półprzewodnika, powodują powstanie w tym miejscu pary elektron-dziura ((-) i (+)). Pole elektryczne wewnątrz półprzewodnika (bariera potencjału), związane z obecnością złącza p-n, przesuwają nośniki różnych znaków w przeciwne strony: elektrony do obszaru n, a dziury do obszaru p, co powoduje powstawanie na złączu zewnętrznego napięcia elektrycznego (efekt fotowoltaiczny).

Ponieważ rozdzielone ładunki są nośnikami nadmiarowymi (mają nieskończony czas życia), a napięcie na złączu p-n jest stałe, złącze działa jako ogniwo elektryczne. Mechanizm tego zjawiska przedstawia (rysunek I.9 b).



Rys. I.9. Mechanizm fotowoltaiczny: a) wsteczny szcztkowy prąd zaporowy (brak oświetlenia), b) przepływ prądu (oświetlenie) [I.2]

#### I.4.2. Rodzaje ogniw

Najpowszechniejszym materiałem używanym do produkcji ogniw jest krzem. Największe sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego (do 30 %) uzyskuje się z ogniw wytworzonych z arsenku galu (GaAs), ale ogniwa te są najdroższe i dlatego są stosowane przede wszystkim w technologiach kosmicznych.

Istnieje wiele różnych typów ogniw fotowoltaicznych w zależności od używanego materiału (krzem, półprzewodniki złożone, półprzewodniki organiczne, itd.) i struktury materiału (monokrystaliczna, polikrystaliczna, amorficzna). Są to:

- ogniwa fotowoltaiczne z krzemu monokrystalicznego,
- ogniwa fotowoltaiczne z krzemu polikrystalicznego,
- cienkowarstwowe ogniwa fotowoltaiczne z krzemu amorficznego,
- cienkowarstwowe ogniwa fotowoltaiczne ze związków półprzewodnikowych.

Typowe ogniwo fotowoltaiczne jest to płytka półprzewodnikowa z krzemu krystalicznego lub polikrystalicznego, w której została uformowana bariera potencjału np. w postaci złącza p-n. Grubość płytek zawiera się w granicach 200-400 mikrometrów. Na przednią i tylną stronę płytki naniesione są metaliczne połączenia, będące kontaktami i pozwalające płytce działać jako ogniwo fotowoltaiczne.

Ogniwa z krzemu monokrystalicznego wykonywane są płytek o kształcie okrągłym, a następnie przycinane na kwadraty dla zwiększenia upakowania na powierzchni modułu. Monokrystaliczne ogniwa fotowoltaiczne wykazują najwyższe sprawności konwersji ze wszystkich ogniw krzemowych, ale również są



najdroższe w produkcji. W badaniach laboratoryjnych pojedyncze ogniwa osiągają sprawności rzędu 24 %. Ogniwa produkowane na skalę masową mają sprawności około 17 %.

Polikrystaliczne ogniwa krzemowe wykonane są z dużych prostopadłościennych bloków krzemu, wytwarzanych w specjalnych piecach, które powoli oziębiają roztopiony krzem, aby zainicjować wzrost polikryształu o dużych ziarnach. Bloki te są cięte na prostokątne płytki, w których również formowana jest bariera potencjału. Polikrystaliczne ogniwa są mniej wydajne niż monokrystaliczne, ale ich koszt produkcji jest niższy.

Obecnie przemysł fotowoltaiczny oparty jest głównie na krzemie krystalicznym i polikrystalicznym. Podstawowymi zaletami tej technologii są: możliwość wykorzystania doświadczeń bardzo dobrze rozwiniętego przemysłu półprzewodnikowego (mikroelektroniki), relatywnie wysokie sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego, prostota i bardzo dobra stabilność pracy. Jednakże ogniwa takie są stosunkowo grube i zużywają dużo drogiego materiału, mają ograniczoną wielkość i muszą być łączone, a więc moduły nie są monolitycznie zintegrowane.

Następna generacja ogniw fotowoltaicznych opiera się na technologiach cienkowarstwowych. Dzięki stosowaniu jedynie bardzo cienkich warstw (grubości pojedynczych mikrometrów) drogiego materiału półprzewodnikowego na tanich podłożach o dużej powierzchni można znacznie zredukować całkowity koszt ogniwa fotowoltaicznego. Najbardziej zaawansowane ogniwa cienkowarstwowe wykonane są z krzemu amorficznego (a-Si) i jego stopów (a-SiGe, a-SiC).

Ogniwa z krzemu amorficznego są powszechnie używane w produktach wymagających małej mocy zasilania (kalkulatory kieszonkowe, zegarki, itp.). Zaletami ogniw wytworzonych z krzemu amorficznego są: mały koszt materiału, niewielkie zużycie energii przy produkcji modułu (głównie dzięki niskiej temperaturze procesu), możliwość osadzania na giętkich podłożach, zintegrowane połączenia ogniw i możliwość uzyskania dużych powierzchni. Ogniwa z krzemu amorficznego produkowane są w dowolnych kształtach i rozmiarach oraz projektowane w sposób umożliwiający integrację z fasadami i dachami budynków lub w postaci dachówek. Mogą być one projektowane jako nieprzezroczyste lub półprzezroczyste. Jednakże wydajność ogniwa jest niższa niż w przypadku krzemu krystalicznego.

Innymi materiałami używanymi do wyrobu ogniw cienkowarstwowych są tellurek kadmu (CdTe) i selenek indowo-miedziowy (CIS - copper indium diselenide).



### I.4.3. Sprawność pojedynczego ogniwa

Energię fotonu można opisać:

$$E = hf, \quad (\text{I} - 1)$$

przy czym, fala o długości  $\lambda$  i poruszająca się z prędkością  $v$  ma częstotliwość opisaną zależnością:

$$f = \frac{v}{\lambda} \quad (\text{I} - 2)$$

zatem po uproszczeniu energię promieniowania słonecznego możemy zapisać zależnością:

$$E = hf = \frac{h \cdot v}{\lambda} = \frac{1,24}{\lambda} \quad (\text{I} - 3)$$

Długość fali  $\lambda$  w zależności (I-3) jest wyrażona w mikrometrach.

Sprawność konwersji energii słonecznej na energię elektryczną wyraża zależność:

$$\eta = \frac{I \cdot U}{E \cdot S} \cdot 100\% \quad (\text{I} - 4)$$

w której:  $I, U$  - odpowiednio natężenie prądu i napięcie elementu fotoelektrycznego;  $S$  - powierzchnia fotoogniwa,  $E$  - energia promieniowania słonecznego.

Sprawność fotoogniwa można również wyrazić wzorem:

$$\eta = \frac{I_{SC} \cdot U_{OC} \cdot FF}{E \cdot S} \cdot 100\% \quad (\text{I} - 5)$$

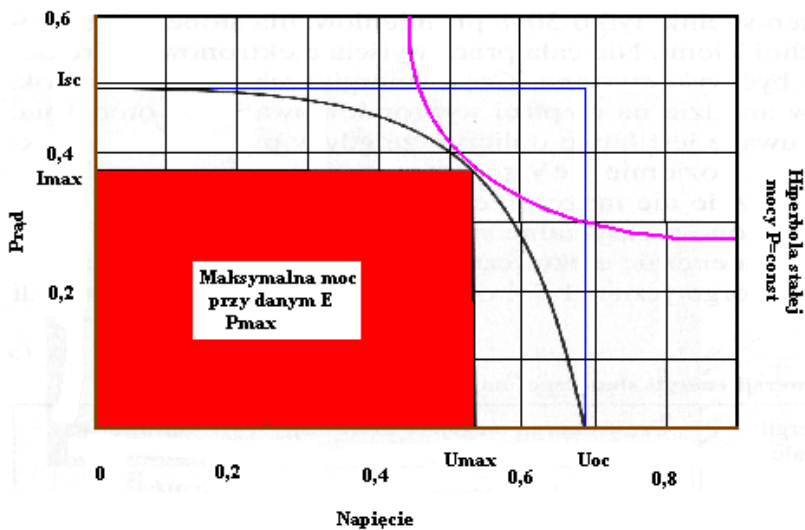
gdzie:  $I_{SC}$  - prąd zwarcia ogniwa,  $U_{OC}$  - napięcie otwartego obwodu,  $FF$  - współczynnik wypełniania charakterystyki.

Współczynnik  $FF$  charakteryzujący fotoogniwo jest stosunkiem prądu wyznaczonego przez  $I_{SC}$  i  $U_{OC}$  do pola pod charakterystyką (rysunek I.10). Maksymalna moc  $P_{max} = I_{max} U_{max}$ , wydzielona na rezystancji obciążenia przedstawiono jako pole zaciemnionego prostokąta o największej powierzchni przy danym natężeniu promieniowania.

Poprawienie sprawności jest możliwe głównie przez [I.2]:

- zwiększenie współczynnika  $FF$  przez bardziej zaawansowaną technologię;
- zmniejszenie odbić przez zastosowanie powłok antyrefleksyjnych;
- zmianę materiału, z którego jest wykonane ogniwo; przykładowo w stosunku do krzemu amorficznego sprawność ogniwa polikrystalicznego zwiększa się 1,4 razy, monokrystalicznego 1,8 razy, ogniwa z arsenku galu (GaAs) 2,2 razy,

- ogniwa GaAs/GaAsAl monokrystalicznego i heterozłączonego 2,3 razy i ogniwa AlGaAs/Si monolitycznego dwuzłączonego sprawność wzrasta aż 2,85 razy,
- zmniejszenie temperatury powierzchni adsorpcyjnej zastosowanie koncentratorów promieniowania słonecznego.



Rys. I.10. Charakterystyka prądowo-napięciowa ( $I,U$ ) oświetlonego fotoogniwa a-Si [I.2]

#### I.4.4. Budowa i łączenie modułów słonecznych

Pojedyncze ogniwo słoneczne pozwala na zasilanie jedynie odbiorników o niewielkim poborze prądu.

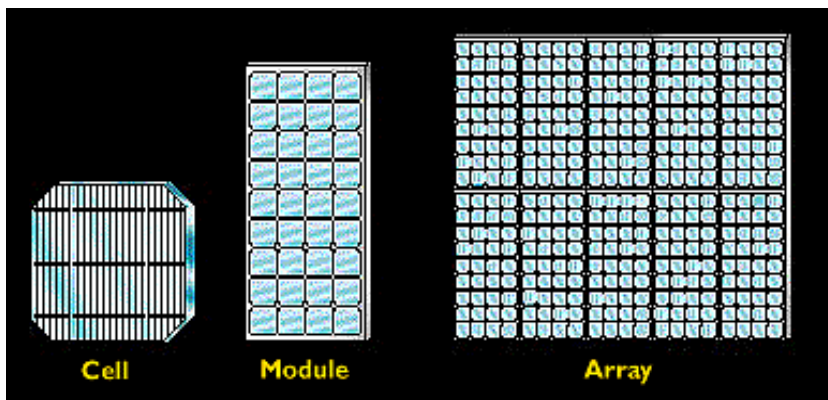
Moc standardowego ogniwa słonecznego, zależnie od jego typu i dla normalnych warunków, zamyka się zaledwie w granicach ok. (1-1,5) W przy napięciu (0,5-0,6) V i prądzie około 2 A. W praktyce najczęściej konieczne są wyższe napięcia i moce. Przez łączenie ogniw słonecznych w większe zespoły - moduły, panele słoneczne, szeregi itd. - możliwe jest dopasowanie parametrów wytwarzanej energii elektrycznej do wymogów odbiorcy lub sieci energetycznej [I.32].

Ogniwa słoneczne, jako źródła stałego prądu elektrycznego, pozwalają się bez większych trudności łączyć szeregowo lub równolegle w systemy wyższych mocy nazywane powszechnie panelami słonecznym (module, rysunek I.11). Celem zwiększenia wartości prądu ogniwa łączone są równolegle. Wartość prądu na zaciskach zespołu jest zatem sumą prądów wszystkich elementów układu. Ponieważ napięcie ogniwa słonecznego nie zależy od jego wielkości, możliwe jest łączenie elementów o różnej powierzchni. Przez połączenie szeregowo ogniw

słonecznych uzyskuje się zwiększenie napięcia na wyjściu zespołu. Wartość tego napięcia zależy od liczby podłączonych ogniw i jest algebraiczną sumą napięcia pojedynczych zespołów:

$$U_s = n_s \cdot U_i \quad (\text{I} - 6)$$

gdzie:  $n_s$  - liczba ogniw połączonych szeregowo,  $U_s$ , - napięcie elementarnego ogniwa.



Rys. I.11. Wygląd pojedynczego ogniwa, modułu, baterii fotowoltaicznej

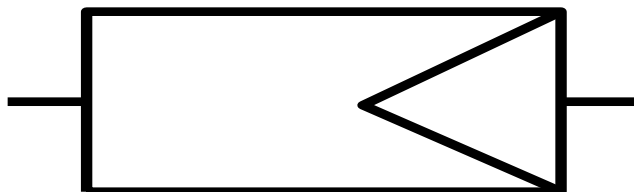
Wartość prądu oddawanego przez powstały zespół zależy od najsłabszego ogniwa szeregu. Przy łączeniu szeregowym ogniw słonecznych należy dobierać zatem elementy tej samej powierzchni i z możliwie zbliżoną charakterystyką prądowo-napięciową (w praktyce ten sam typ oraz ten sam producent).

Przy połączeniu szeregowo-równoległym moc modułu przy określonym obciążeniu można obliczyć ze wzoru:

$$P = n_s U_i n_r I_i \quad (\text{I} - 7)$$

gdzie:  $U_i$ ,  $I_i$  - odpowiednio napięcie i prąd ogniwa elementarnego przy obciążeniu,  $n_r$  - liczba gałęzi równoległych,  $n_s$  - liczba ogniw w gałęzi.

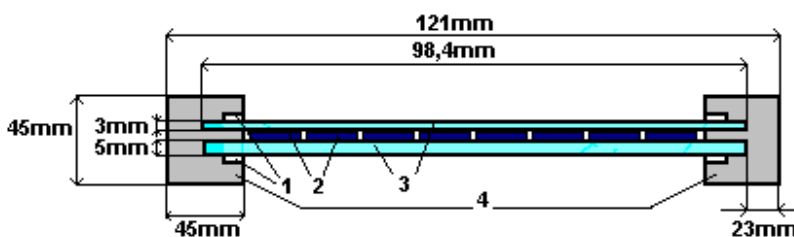
Przebieg charakterystyki prądowo-napięciowej naświetlonego modułu jest sumą charakterystyk wszystkich elementarnych ogniw.



Rys. I.12. Symbol elektryczny modułu fotowoltaicznego

Dostępne na rynku standardowe moduły są najczęściej szeregowo połączonymi ogniwami słonecznymi. Polikrystaliczne moduły zawierają do 44, monokrystaliczne do 36 ogniw. Moduły mają moc w granicach 12-150 W. Dla zastosowań w elektrowniach słonecznych produkowane są moduły o mocach do 300 W [I.32].

Na rysunku (I.13) została pokazana najbardziej typowa konstrukcja, która między innymi znajduje się na dachu budynku Wydziału Elektrotechniki i Informatyki Politechniki Lubelskiej. Konstrukcja modułów słonecznych na bazie krystalicznego krzemu jest oparta na łączeniu poszczególnych ogniw na materiale nośnym, którym może być zależnie od producenta szyba frontowa, płyta dolna lub cała rama modułu. Połączone ze sobą ogniwa słoneczne masą tworzywa sztucznego. Ramy utrzymujące stabilność są najczęściej aluminiowe i uszczelnione kauczukiem. Dla poprawy wytrzymałości, np. z powodu opadów śniegu, moduły są montowane w ramach ze stali szlachetnej.



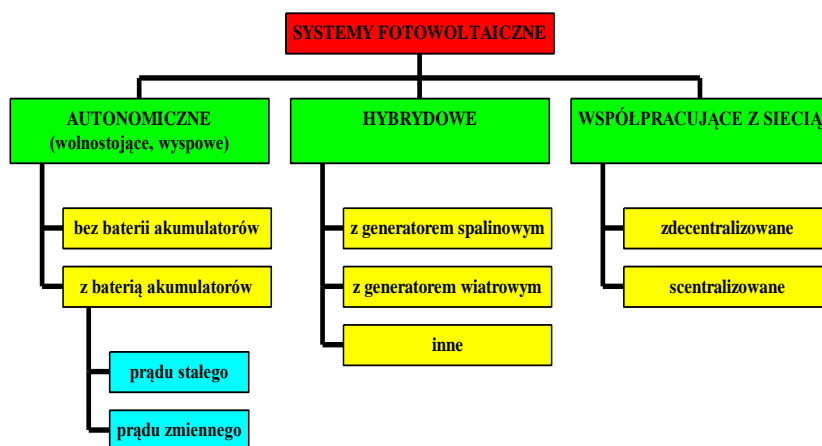
Rys. I. 13. Budowa panela fotowoltaicznego 1 - podkładki gumowe; 2 - ogniwa krzemowe; 3 - szyby; 4 - rama aluminiowa

#### I.4.5. Systemy fotowoltaiczne

System fotowoltaiczny to zespół urządzeń przetwarzających energię światła słonecznego na energię elektryczną. Zasadniczym problemem wykorzystania energii słonecznej do produkcji prądu elektrycznego jest nieregularność promieniowania słonecznego (cykl dzienny i roczny oraz zachmurzenia). Dla zapewnienia ciągłości dostępu do energii elektrycznej, szczególnie w systemach pracujących niezależnie od sieci energetycznej, należy akumulować wyprodukowane nadwyżki na czas nocy, złej pogody i szczytów energetycznych. Idealnym rozwiązaniem jest podłączenie się do sieci energetycznej. Sieć przyjmuje każdą nadwyżkę wyprodukowanej energii i zapewnia nieograniczony jej pobór w czasie zmniejszonego promieniowania słonecznego. Istnieją jednak często systemy, których podłączenie do sieci jest niemożliwe lub jest to ekonomicznie nieopłacalne, np.: schroniska górskie, samotne oddalone gospodarstwa rolne i inne odbiorniki energii elektrycznej pracujące w terenie niezelektryfikowanym. W takich przypadkach zachodzi potrzeba akumulowania energii lub współpracy

z innymi źródłami energii elektrycznej, takimi jak: generatory spalinowe, wiatrowe lub turbiny wodne. Proces akumulacji energii elektrycznej wytworzonej z promieniowania słonecznego można rozwiązać dwoma zasadniczymi sposobami: bezpośrednio (akumulatory) lub pośrednio. Powszechnie stosowanym i stosunkowo prostym procesem jest bezpośrednie ładowanie akumulatorów, gdyż wytworzony w ogniwach słonecznych prąd stały wymaga jedynie odpowiedniej regulacji.

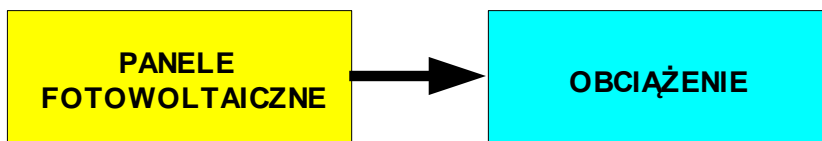
System fotowoltaiczny składa się z modułów, paneli lub kolektorów fotowoltaicznych, oraz elementów dostosowujących wytwarzany w ogniwach prąd stały do potrzeb zasilanych urządzeń (rysunek I.14). Gdy system jest przewidziany do dostarczania energii elektrycznej w nocy, konieczne jest stosowanie odpowiedniego systemu magazynowania energii wyprodukowanej w ciągu dnia. Jeżeli system zasila urządzenie stałoprądowe potrzebny jest kontroler napięcia. Do zasilania z systemu fotowoltaicznego urządzeń zmiennoprądowych konieczne jest użycie falownika. Potrzebna jest także odpowiednia konstrukcja kierująca moduły lub panele w kierunku Słońca [I.33].



Rys. I.14. Klasyfikacja systemów fotowoltaicznych [I.32]

Systemy autonomiczne nazywane w literaturze również jako wlnostojące lub wyspowe nie mają połączenia z siecią elektroenergetyczną, a więc korzystają jedynie z energii produkowanej w ogniwach słonecznych. Mogą one zawierać następujące elementy składowe: moduły fotowoltaiczne, baterie akumulatorów, urządzenia kontrolujące stopień naładowania i rozładowania akumulatorów oraz falowniki. Systemy takie można podzielić na: systemy bez baterii akumulatorów pracujące zwykle jako układy prądu stałego oraz systemy z baterią akumulatorów, które w zależności od wymagań użytkownika budowane są jako układy prądu stałego lub przemiennego. Zaletą systemów autonomicznych bez akumulatora jest

niski koszt inwestycyjny oraz prostota, a co za tym idzie duża niezawodność. Mogą one być stosowane jedynie tam, gdzie dopuszczalne są przerwy w dostawie energii elektrycznej. Największym obszarem zastosowań takich układów jest rolnictwo, np.: wentylacja, nawadnianie, pojenie bydła itp.



Rys. I.15. Schemat blokowy systemu autonomicznego bez akumulatora

a)



b)

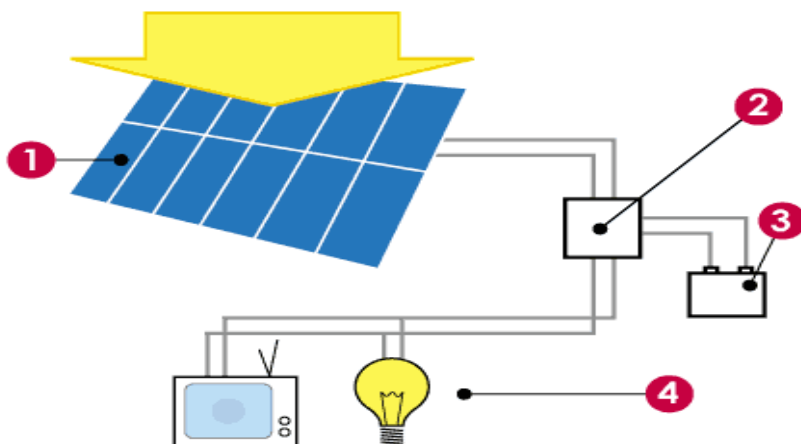


Rys. I.16. Zastosowania systemu autonomicznego bez akumulatora:  
a) pompy wody w Brazylii; b) dojarka do mleka [I. 33]

Systemy autonomiczne z baterią akumulatorów wymagają większych nakładów inwestycyjnych, ale dzięki istnieniu baterii akumulatorów mogą dostarczać energię elektryczną w czasie nocy lub przy małym nasłonecznieniu.

Na rysunku I.17 przedstawiony został system prądu przemiennego, w którym wykorzystany jest falownik, aby osiągnąć parametry sieciowe dla odbiorników. Jeszcze prostszym systemem tego typu jest system prądu stałego, który nie zawiera falownika tylko regulator napięcia i jest to jeden z najbardziej popularnych i tanich systemów używanych indywidualnie. Znajduje on zastosowanie przeważnie w małej żegludze, samochodach kempingowych, małych domkach letniskowych, znakach drogowych i lampach ulicznych itp. [I.32].

Systemy hybrydowe są połączeniem autonomicznego systemu fotowoltaicznego z innym systemem wytwarzania energii elektrycznej, takim jak: generator spalinowy, generator wiatrowy lub mała elektrownia wodna. Stosowane są w celu pokrycia pełnego zapotrzebowania na energię elektryczną w określonym z reguły niewielkim obszarze, będącym poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej.



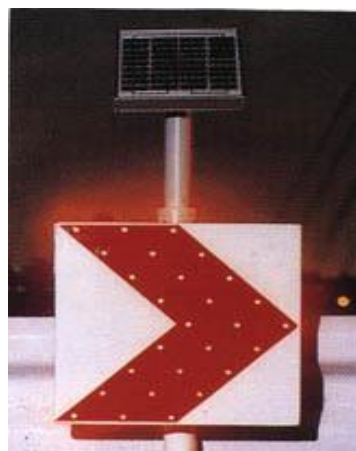
Rys. I.17. System autonomiczny na napięcie przemiennie: 1 – panel fotowoltaiczny; 2 - falownik z regulatorem napięcia; 3 - akumulator; 4 - odbiorniki na napięcie 230V [I.34]

Powinny one zapewnić dużą pewność zasilania i dlatego zawsze zawierają odpowiednio dobraną baterię akumulatorów. Charakteryzują się bardziej skomplikowanym systemem sterowania niż systemy autonomiczne, ale ze względu na istnienie dodatkowego źródła energii moc modułów słonecznych może być mniejsza i w rezultacie zmniejsza to koszty.

a)



b)

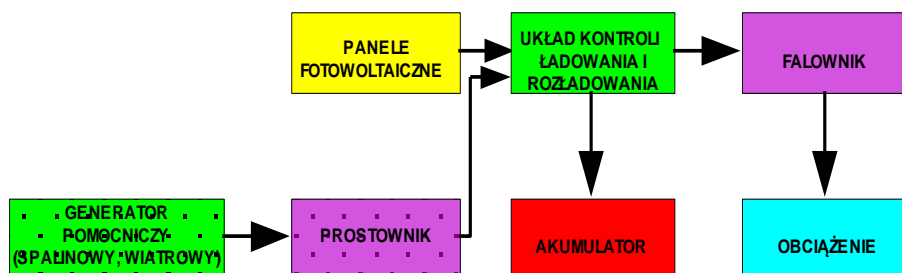


Rys.I.18. a) lampa oświetleniowa, b) znak drogowy [I.35]

W systemach z generatorem spalinowym moc zawiera się w granicach (1-50) kW. Systemy hybrydowe mniejszych mocy stosowane są głównie w rolnictwie: napędy pomp wody, wentylacja i suszenie, chłodziarki, małe stacje



meteorologiczne itp. W takich systemach z reguły generator słoneczny i spalinowy pracują niezależnie od siebie. Systemy hybrydowe większych mocy wykorzystywane są głównie do zasilania małych ośrodków wczasowych i wysokogórskich osad. Bardzo dobrym rozwiązaniem jest połączenie dwóch źródeł energii odnawialnej: słonecznej i wiatrowej oraz zastosowanie magazynu energii w postaci baterii akumulatorów. Taki system tworzy elektrownię hybrydową, która jest w stanie dostarczać energię przez całą dobę. W dzień pracuje zarówno turbina wiatrowa, jak i moduły słoneczne, w nocy tylko turbina wiatrowa.



Rys. I.19. Schemat blokowy systemu hybrydowego



Rys. I.20. Widok systemu hybrydowego zasilającego stację meteorologiczną wysoko w górach [I.35]



W okresie braku nasłonecznienia i odpowiedniego wiatru zapotrzebowanie na energię pokrywane jest z baterii akumulatorów [I.36]. Systemy współpracujące z siecią zasilającą (nazywane też elektrowniami słonecznymi) składają się z odpowiednio połączonych modułów słonecznych dołączonych do sieci zasilającej poprzez przekształtnik energoelektroniczny. Nie zawierają one akumulatorów, a cała produkowana energia elektryczna jest przyjmowana przez sieć elektroenergetyczną. Systemy takie można ogólnie podzielić na:

- zdecentralizowane montowane na dachach i elewacjach budynków, barierach,
- scentralizowane zajmujące duże powierzchnie terenu, wyposażone w urządzenia śledzące ruch Słońca, często także w koncentratory promieniowania. Ich moce przekraczają obecnie 1MW.



Rys. I.21. Przykłady systemów zdecentralizowanych [I.33]

a)

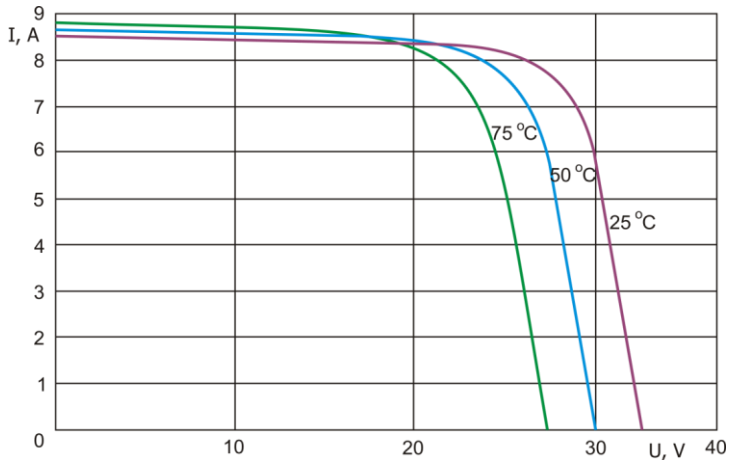
b)



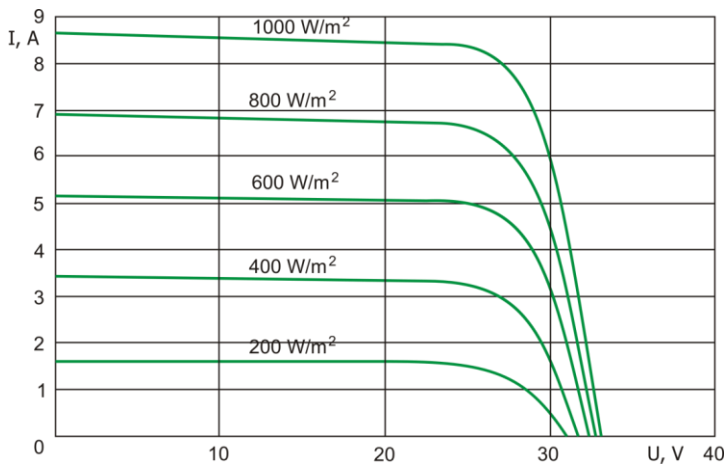
Rys. I.22. a) przykłady generatorów elektrowni słonecznych w Kalifornii, b) generator słoneczny dużego systemu podążający za słońcem [I.34]

#### I.4.6. Laboratoryjny system fotowoltaiczny

W Instytucie Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Lubelskiej został zbudowany laboratoryjny system fotowoltaiczny [I.51], w którym zastosowano wysoko wydajne ogniwa firmy Kyocera o symbolu KD210GH-2PU. Sprawność przetwarzania tych ogniw wynosi około 16 %. Dla zapewnienia efektywnej ochrony przed warunkami środowiskowymi moduł wykonano ze szkła hartowanego, laminatu EVA oraz warstwy tylnej z laminatu PVF. Na rysunkach I.23 i I.24 przedstawiono charakterystyki pracy zastosowanych ogniw dla różnych temperatur i poziomów promieniowania słonecznego a w tabelach I.6 - I.8 ich parametry.



Rys. I.23. Charakterystyki pracy ogniwa dla różnych temperatur celek przy promieniowaniu  $1\ 000\ \text{W/m}^2$



Rys. I.24. Charakterystyki pracy ogniwa przy różnych poziomach promieniowania i temperaturze celek  $25^\circ\text{C}$

Tabela I.6. Parametry elektryczne dla 1 000 W/m<sup>2</sup> i 800 W/m<sup>2</sup> (\*), (\*\*)

Promieniowanie	W/m <sup>2</sup>	1 000	800
Moc maksymalna (Pmax)	W	210	148
Napięcie maksymalne (Vmpp)	V	26,6	23,5
Prąd maksymalny (Impp)	A	7,9	6,3
Napięcie stanu jałowego (Voc)	V	33,2	29,9
Prąd zwarcia (Isc)	A	8,58	6,98
Współczynnik temperaturowy Voc	V/°C	$-1.20 \times 10^{-1}$	
Współczynnik temperaturowy Isc	A/°C	$5.15 \times 10^{-3}$	

(\*) standardowy test STC: natężenie promieniowania 1 000 W/m<sup>2</sup>, AM1.5 spectrum, temperatura modułu 25°C

(\*\*) Nominalna temperatura pracy celek (NOCT): 47,9°C

Tabela I.7. Parametry celek

Liczba celek w module	54
Technologia celek	polikrystaliczne
Wymiary celki	156 mm × 156 mm
Redukcja sprawności***	6 %
Prąd wsteczny	15 A

(\*\*\*) Redukcja sprawności przy przejściu promieniowania 1 000 W/m<sup>2</sup> do 200 W/m<sup>2</sup> przy temperaturze celek 25°C

Tabela I.8. Wymiary modułu

Wysokość	mm	1 500
Długość	mm	990
Szerokość	mm	46
Waga	kg	18
Długość kabli	mm	(+ )950/(-)750 m



Rys. I.25. Zespół ogniw fotowoltaicznych

Panele fotowoltaiczne umieszczono na dachu budynku Politechniki Lubelskiej - ASPPECT (rysunek I.25). Powierzchnie czynne ogniw skierowano na południe a kąt pochylenia ustalono na 45°. Wszystkie ogniwa połączono ze sobą szeregowo. Połączenie takie pozwala uzyskać na zaciskach wyjściowych napięcie większe od 224 V, które jest wymagane do prawidłowej pracy inwertera DC/AC. Ogniwa umieszczono na konstrukcji wsporczej wykonanej ze stalowych profili cynkowanych. Parametry konstrukcyjne zestawu ogniw przedstawiono w tabeli I.9.

Tabela I.9. Parametry zespołu ogniw fotowoltaicznych

Liczba paneli	10
Szerokość zespołu	4 970 mm
Wysokość zespołu	3 050 mm
Kąt pochylenia	45°
Wysokość zespołu w pochyleniu	2 143 mm
Zajmowana powierzchnia dachu	11,13 m <sup>2</sup> (4 970 × 2 240 mm × mm)
Łączna powierzchnia czynna cielek	13,14 m <sup>2</sup>

Tabela I.10. Dane techniczne inwertera SB 2500

Wejście	
Maksymalna moc DC (PDC,max)	2 700 W
Maksymalne napięcie DC (UDC,max)	600 V
Zakres napięcia PV, MPPT (UPV)	224 V-600 V
Maksymalny prąd wejściowy (IPV,max)	12 A
Falowanie napięcia DC (UPP)	< 10 %
Maksymalne liczba strumieni (równoległych)	3
Izolacja DC	Łącznik wtyczkowy, ESS
Termicznie monitorowane warystory	TAK
Monitorowanie braku uziemienia	TAK
Zabezpieczenie zamiany biegunów	Dioda zwarciowa
Wyjście	
Maksymalna moc AC (PAC,max)	2 500 W
Nominalna moc AC (PAC,nom)	2 300 W
Harmoniczne zniekształcenie prądu sieciowego	< 4 %
Nominalne napięcie AC (UAC, nom)	220 V-240 V
Nominalna częstotliwość AC (fAC, nom)	50 Hz / 60 Hz
Współczynnik mocy(cos φ)	1
Zabezpieczenie zwarciove	TAK, regulacja prądu
Połączenie sieci	Łącznik wtyczkowy AC
Sprawność	
Maksymalna sprawność	94,10 %
Euro-eta	93,20 %
Stopień ochrony	
Zgodnie z DIN EN 60529	IP65
Dane mechaniczne	
Szerokość / wysokość / głębokość w mm	434/295/214
Masa	30 kg

Ogniwa fotowoltaiczne podłączono do inwertera Sunny Boy SB 2500. Jest to uniwersalny przekształtnik DC/AC przeznaczony do instalacji fotowoltaicznych współpracujących z siecią jednofazową 230 V, 50 Hz. Inwerter wyposażony jest w system OptiTrac MPP zapewniający optymalne wykorzystanie modułów fotowoltaicznych. W zmiennych warunkach pogodowych przy zmianach nasłonecznienia system automatycznie ustawia taki pobór napięcia i prądu z ogniw fotowoltaicznych, przy których moc pobierana z modułów jest w danej chwili najwyższa z możliwych. Dzięki temu wykorzystanie możliwości modułów jest lepsze a straty energii minimalne. Inwerter posiada także zabezpieczenie antywyspowe powodujące natychmiastowe zatrzymanie oddawania energii do sieci energetycznej, w przypadku gdy jej parametry odbiegają od ogólnie ustalonych granic, np. przy zaniku napięcia. Dane techniczne inwertera SB 2500 zebrano w tabeli I.10.

Inwerter SB 2500 umieszczono bezpośrednio pod ogniwami fotowoltaicznymi. Zaletą tego rozwiązania jest możliwość instalowania ogniw fotowoltaicznych w dowolnym oddaleniu od odbiornika AC. Zastosowanie przekształtnika DC/AC eliminuje konieczność stosowania drogiego okablowania DC i daje wysoki stopień dopasowania. Dodatkowo, system fotowoltaiczny wyposażono w inwerter Sunny Island SI 5048 (rysunek I.26), którego zadaniem jest zarządzanie obciążeniami, przepływem energii i pracą akumulatorów.



Rys. I.26. Inwerter SI 5048

Inwerter tworzy typową sieć napięcia zmiennego AC dla odbiorników znajdujących się w terenach odległych od sieci energetycznej lub w miejscach gdzie sieć jest niestabilna i zawodna. Systemy fotowoltaiczne PV, turbiny wiatrowe, generatory z silnikiem diesla, elektrownie wodne lub elektrociepłownie, mogą być przyłączone po stronie AC wraz z obciążeniami urządzeń o napięciu 230 V. Inwerter Sunny Island gwarantuje niezależne zasilanie sieci idealnym napięciem sinusoidalnym. Istnieje możliwość przeciążenia systemu, dzięki czemu jego praca jest stabilna w bardzo różnych warunkach użytkowania. Dane techniczne inwertera SI 5048 przedstawia tabela I.11.

Tabela I.11. Dane techniczne inwertera SI 5048

Dane wyjściowe:	
Nominalne napięcie AC (regulowane)	230 V (202-253 V)
Częstotliwość sieci (regulowana)	50 Hz (45-55 Hz)
Stała moc wyjściowa AC w 25/45°C	5 800 W / 4 000 W
Stała moc wyjściowa AC w 25°C przez 30/5/1 min.	6500/7200/8400 W
Prąd znamionowy	21 A
Prąd maksymalny AC	100 A (for 100 ms)
Współ. Odkształcenia nap. wyjściowego	< 3 %
Współczynnik mocy	od -1 do 1
Dane wejściowe:	
Napięcie wejściowe	230 V (172,5-250 V)
Częstotliwość wejściowa	50 Hz (40-60 Hz)
Max. prąd wejściowy AC	56 A (2 A-56 A)
Max. moc wejściowa	12,8 kW
Dane baterii:	
Napięcie baterii (zakres)	48 V (41 V-63 V)
Max. prąd ładowania baterii	100 A
Stały prąd ładowania	100 A
Pojemność baterii	100 Ah-10 000 Ah
Kontrola ładowania	IUoU w/autom. pełne ładowanie, wyrównanie ładowania
Sprawność / pobór mocy:	
Max. sprawność (typowa)	95,00 %
Pobór mocy bez obciążenia (stan gotowości)	25 W (<4 W)
Stopień ochrony:	
zgodny z DIN EN 60529	IP30
Dane mechaniczne:	
Szerokość/Wysokość/Głębokość	467/612/235
Masa	63 kg
Temperatura otoczenia	od -25st.C do +50st.C

System zasilania z ogniw fotowoltaicznych dodatkowo wyposażono w baterię akumulatorów HZY12-200.

Dzięki zastosowaniu akumulatorów możliwe jest zasilanie odbiorników także w okresach o gorszym nasłonecznieniu lub (gdy system jest dodatkowo wspierany zasilaniem z sieci energetycznej), podtrzymanie zasilania przy przerwach w dostawie energii elektrycznej z sieci energetycznej. Zastosowane akumulatory HZY12-200 o elektrolicie w postaci żelu, bezobsługowe, przeznaczone są do pracy cyklicznej i w systemach buforowych. Zalety akumulatorów żelowych są następujące:

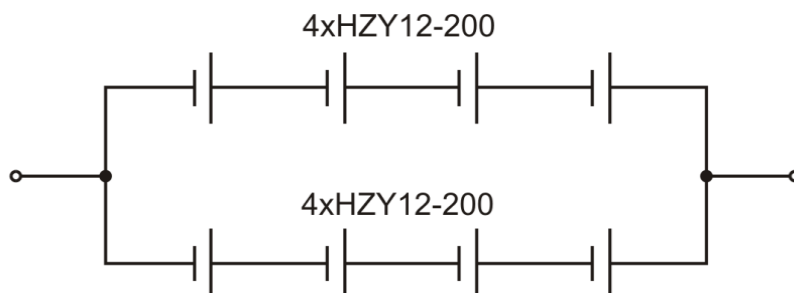
- zwiększona ilość głębokich cykli rozładowania - ładowania,
- pełny powrót ze stanu głębokiego rozładowania, nawet jeśli ponowne ładowanie baterii ma miejsce po jakimś czasie,
- bardzo dobra wydajność przy długich czasach rozładowań,
- zmniejszone samorozładowanie,
- dobra praca przy codziennych, powtarzających się rozładowaniach.

Parametry akumulatorów zebrano w tabeli I.12.

Tabela I.12. Parametry akumulatorów

Napięcie	12 V
Pojemność	200 Ah
Wymiary	520 mm × 240 mm × 220 mm
Waga	66 kg
Wyprowadzenie	E-M8
Żywotność	12 lat

Napięcie wyjściowe akumulatorów wynosi 12 V a do zasilania inwertera SI 5048 wymagane jest napięcie w zakresie 41-63 V, dlatego akumulatory połączono w dwie połączone równolegle sekcje, jak to przedstawia rysunek I.29.



Rys. I.29. Sposób połączenia akumulatorów



**Literatura do rozdziału I**

- [I.1] Jarzębski Z.: Energia słoneczna: konwersja fotowoltaiczna, PWN, Warszawa 1990
- [I.2] Lewandowski Witold M.: Proekologiczne Źródła energii, WNT, Warszawa 2006
- [I.3] [http://www.lubelskie.pl/um/katalogi/biuro\\_planowania/alternatywne\\_zrodla\\_enerгии/Tekst.pdf](http://www.lubelskie.pl/um/katalogi/biuro_planowania/alternatywne_zrodla_enerгии/Tekst.pdf)
- [I.4] Klugman E., Klugman-Radziemska E.: Alternatywna źródła energii. Energetyka fotowoltaiczna, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok 1999
- [I.5] Gogół W.: Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w warunkach krajowych - Ekspertyza - PAN Warszawa 1993
- [I.6] Pabis J., Chochowski A., Wiśniewski G.: Opracowanie cząstkowe - Konwersja termiczna energii promieniowania słonecznego w produkcji rolniczej, SGGW IBMER, Warszawa 1993
- [I.7] Ciok Z.: Zagadnienia interdyscyplinarne i horyzontalne, Konferencja Wyzwania stawiane elektrotechnice przez XXI, Komitet Elektrotechniki PAN. 23-03-2000
- [I.8] Chwieduk D.: Opracowanie cząstkowe - Słoneczne aktywne systemy ogrzewania pomieszczeń, IPPT PAN, W-wa 1993
- [I.9] Kolektory poradnik projektanta, Akademia Viessmann w Polsce, wydanie I 2006
- [I.10] Wiśniewski G., Gołębiowski S., Gryciuk M., Kurowski K., Więcka A.: Kolektory słoneczne. Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle, 2008
- [I.11] Lasowski P.Ł Nowocześnie, oszczędnie, ekologicznie. Jak poskromić energię słoneczną, Murator, 312 (2010), nr 4
- [I.12] Kalotka J.: Odnawialne źródła energii, 2007
- [I.13] Głuszek, J.: Polityka Energetyczna, Politechnika Krakowska, Instytut Inżynierii Chemicznej i Procesowej (C-3), Wydział Inżynierii i Technologii Chemicznej, Kraków; 2009-10-05
- [I.14] Wnuk R.: Słoneczne instalacje podgrzewu ciepłej wody użytkowej (c.w.u.), Ośrodek Promocji Ekotechnologii EKOPAN, Warszawa 1994
- [I.15] Internet: <http://www.pv.pl>
- [I.16] Internet: <http://www.netmark.waw.pl/Ofirmie/Badania/Konf990326/konferencja990326RefPodegrocki.htm>
- [I.17] Internet: <http://friko6.onet.pl/kn/bkelekt/enernatu.htm>
- [I.18] Chohowski A., Czekalski D.: Zjawisko starzenia się kolektora słonecznego, COW 3/963
- [I.19] Chwiedjuk D.: Możliwości współpracy systemu słonecznego z pompą ciepła, COW 1-2/89
- [I.20] Cieślowski P., Piotrowski W.: Problemy akumulacji ciepła w instalacjach słonecznych, COW Nr 6-8/1982
- [I.21] Pluta Z.: Możliwości przygotowania ciepłej wody c.w.o. z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego, COW 3/96
- [I.22] Sadowski T., Świdorski G., Lewandowski W.: Energetyka i ekologia. Wykorzystanie odnawialnych i nieodnawialnych źródeł energii w Polsce i krajach UE, Politechnika Białostocka. Zakład Chemii Wydziału Budownictwa i Inżynierii Środowiska, Białystok 2009, [www.energetyka.eu](http://www.energetyka.eu)
- [I.23] Wiśniewski G., Gryciuk M., Kwasiborski M., Więcka A.: Synteza raportu. Wizja rozwoju energii słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 r., Instytut Energetyki Odnawialnej we współpracy z Panelem Producentów urządzeń i instalatorów systemów energetyki słonecznej, Warszawa 2009, [www.ieo.pl](http://www.ieo.pl)

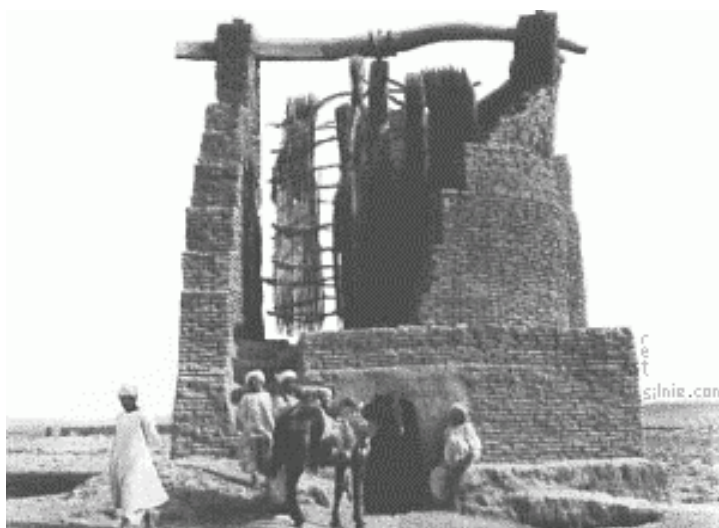


- [I.24] Global Wind 2009, Energy Report 2009, Global Wind Energy Council, Bruksela, [www.gwec.net](http://www.gwec.net)
- [I.25] Photovoltaic energy Barometer, EUROSERV'ER, 178, wydanie kwiecień 2007
- [I.26] World Wind Energy Report 2009, World Wind Energy Association, WWEA 2010
- [I.27] Lipiński, M.: Pozyskiwanie energii elektrycznej ze Słońca, IGSMiE PAN Kraków
- [I.28] Stryczewska H. D., Janowski T., Janowski T.: Stand alone PV system to supply swimming pool water treatment installation, 14. Intern. Sonnenforum, Freiburg, Germany, 2004, 350-356
- [I.29] Hoagland W.: Energia słoneczna, Świat Nauki, Listopad 1995
- [I.30] Kamlar J., Mańk A.: Odbiorniki fotoelektryczne i ich zastosowanie, WNT, Warszawa 1996
- [I.31] Smolec W.: Fototermiczna konwersja energii słonecznej, PWN, Warszawa 2000
- [I.32] Rodacki T., Kandyba A.: Przetwarzanie energii w elektrowniach słonecznych, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2000
- [I.33] [www.pv.pl](http://www.pv.pl) - Polski serwer zastosowania fotowoltaiki informacje z całej Polski
- [I.34] [www.eren.doe.gov](http://www.eren.doe.gov) - Strona rządu USA z materiałami inf. na temat fotowoltaiki
- [I.35] [www.pvportal.com](http://www.pvportal.com) - Ogólnoświatowy portal zajmujący się tylko fotowoltaiką, z adresami do wszystkich producentów ogniw i urzędów dla fotowoltaiki jakie istnieją na całym świecie, nowinki techniczne, materiały edukacyjne
- [I.36] Dmowski A. i in.: Hybrydowa elektrownia słoneczno-wiatrowa, Materiały Ogólnopolskiego Forum Odnawialnych Źródeł Energii, Gdańsk 1998
- [I.37] Dybczyński W.: Przetwarzanie energii słonecznej na elektryczną, Przegląd elektrotechniczny, Kwiecień 1989
- [I.38] Hoagland W.: Energia słoneczna, Świat Nauki, Listopad 1995
- [I.39] Rawlins F., Readings C. J.: The shade ring correction for measurements of diffuse radiance under clear skies, Solar Energy, 37, 407, 1986
- [I.40] Nowicki J.: Promieniowanie słoneczne jako źródło energii, Arkady, W-wa 1990
- [I.41] Nalewaj K., Złonkiewicz Z.: Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego w warunkach województwa lubelskiego, Rynek Energii Nr 1(38)-2002
- [I.42] Stryczewska H. D., Nalewaj K., Janowski T.: Stand alone PV system to supply swimming pool water treatment installation, 14 International Sonnenforum EuroSun 2004
- [I.43] [www.bpsolar.com](http://www.bpsolar.com) - Strona producenta ogniw słonecznych firmy BP SOLAR
- [I.44] [www.solarroof.com](http://www.solarroof.com) - Strona poświęcona fotowoltaice w USA
- [I.45] [www.treaceengineer.com](http://www.treaceengineer.com) - Strona firmy TREACE ENGINEERING, dostęp do najnowszych instrukcji odnośnie używanego przez laboratorium sprzętu, różnego rodzaju przykłady zastosowań fotowoltaiki i falowników
- [I.46] [www.bpsolar.com](http://www.bpsolar.com) - Strona producenta ogniw słonecznych firmy BP SOLAR
- [I.47] Instrukcja obsługi falownika DR1512 firmy TREACE ENGINEERING
- [I.48] Instrukcja kontrolera BPR2SS „Charge Controller”, firmy BP SOLAR
- [I.49] [www.pvresources.com](http://www.pvresources.com)
- [I.50] Pawłowski W.: Stanowisko laboratoryjne do badania systemów fotowoltaicznych Lublin 2002 - praca dyplomowa
- [I.51] Urządzenie do ozonowania wody, powietrza i gleby zasilane energią słoneczną. Projekt rozwojowy NCBiR, 2008-2010

## II. Energia wiatru

### II.1. Historia rozwoju elektrowni wiatrowych

Energia z wiatru jest wykorzystywana na Ziemi już od kilku tysięcy lat, początkowo do napędzania łodzi, potem w konstrukcjach mechanicznych. Wiarygodne źródła historyczne podają, że już w 640 roku przed naszą erą, ówczesne wiatraki stosowane były do mielenia zbóż. Znajdowały się one na granicy persko-afgańskiej, nazywane później perskimi, i charakteryzowały się pionową osią obrotu wirnika z poziomo umieszczonymi skrzydłami. Inne wzmianki o wiatrakach wskazują, że Chińczycy swoje konstrukcje wykorzystywali do osuszania pól ryżowych. Były to również konstrukcje z pionową osią obrotu. Zarówno Persów jak i Chińczyków można uznać za odkrywców turbin wiatrowych (rysunek II.1). Wykorzystywane wiatraki miały wysokość około 10 metrów i były wyposażone w system kilku łopat o długości 6 metrów [II.1].



Rys. II.1. Wiatrak karuzelowy o pionowej osi obrotu sfotografowany w Pakistanie [II.8]

Pierwsze wiatraki europejskie pojawiły się we Francji na początku XII wieku, a od XIII wieku upowszechniły się w Europie. Wczesny wiatrak był budowlą, którą obracano wokół centralnie usytuowanego słupa (wiatrak pałowy), by ustawić skrzydła na wiatr. Występują również koźlaki z poziomo umieszczoną osią śmigła posiadające możliwość obrotu całej konstrukcji wiatraka. W niektórych krajach śródziemnomorskich (np. w Grecji) skrzydła wiatraka wyposażano w płócienne żagle, które refowano lub rozwijano.

W VIII wieku w Europie pojawiły się duże czteroskrzydłowe wiatraki, wykorzystywane przez Holendrów do wypompowywania wody z polderów położonych poniżej powierzchni morza. We wczesnym średniowieczu oprócz celów irygacyjnych i wykorzystania w młynarstwie silnik wiatrowy znalazł także zastosowanie w młynach prochowych, które były używane do produkcji prochu strzelniczego. W wieku XVII został wprowadzony w Europie nowy typ wiatraka (rysunek II.2) o bryle zasadniczo nieruchomej, ale z obracalną konstrukcją dachu o podstawie kołowej. Zdolność do pełnego obrotu wokół własnej osi pozwalała na ustawianie powierzchni skrzydeł prostopadle do kierunku wiatru. Pozostała część budynku, założona na rzucie ośmioboku (holendry drewniane) lub koła (holendry murowane), nie zmieniała nigdy swego położenia [II.1].



Rys. II.2. Przykłady konstrukcji wiatraków typu „holenderskiego” [II.1]

Największą rolę energia wiatru odgrywała w XVI i XVII wieku, a w 1850 roku ogólna moc młynów napędzanych wiatrem wyniosła około 1 TW. Wynalezienie przez Jamesa Watta w latach 60 XVIII wieku maszyny parowej, jej udoskonalenie i powszechne zastosowanie w przemyśle, doprowadziło pod koniec XIX wieku do wyparcia napędu wiatrowego z wielu dziedzin życia gospodarczego. W końcu XIX wieku siłownie wiatrowe przestały już być doskonałe, a jednocześnie w Danii funkcjonowało ponad 30 000 takich młynów, mniej więcej tyle samo wiatraków było w Holandii i w innych krajach Europy [II.1].

Pierwsza wzmianka o pojawieniu się wiatraków, czyli młynów wietrznych na ziemiach polskich pochodzi z II połowy XIII wieku. Jest ona zawarta w zezwoleniu na budowę młynów poruszanych powietrzem, pochodzącym z 1271 r., wydanym klasztorowi w Białym Buku przez księcia Wiesława z Rugii. Również zapis z 1289 r. książąt pomorskich na rzecz Cystersek w Szczecinie informuje o istniejącym wiatraku. Kolejne wzmianki zawierają informacje o wiatrakach w Kobylinie - 1303 r. i Wschowie – 1325 r. W XIV i XV stuleciu budowlę te były już powszechnie znane na ziemiach północnej i środkowej Polski. Na południu

kraju pojawiły się o wiele później bo w XVII wieku (choć w okolicach Głogowa i Raciborza było to w II połowie XIV wieku) [II. 8].

Wiatraki stały się powszechne w Polsce w XIV wieku, a największy ich rozwój przypada na wiek XVIII - z uwagi na korzystną koniunkturę zbożową. Jak wynika ze stosunkowo dokładnych rejestrów w Polsce w XVIII wieku było około 20 tysięcy wiatraków. Często występowały one w dużych grupach - przykładowo na obrzeżach Leszna odnotowano istnienie aż 92 obiektów [II.8]. Można wyróżnić trzy podstawowe rodzaje wiatraków występujących na ziemiach polskich. Na północy powstawały budowle drewniane lub murowane. Na Pomorzu wiatraki miały kształt ściętego stożka, a na Mazurach przeważnie były budowane na podstawie ośmiokąta.



Rys. II.3. Wiatraki w okolicy Bojanowa (fotografia archiwalna) [II.8]

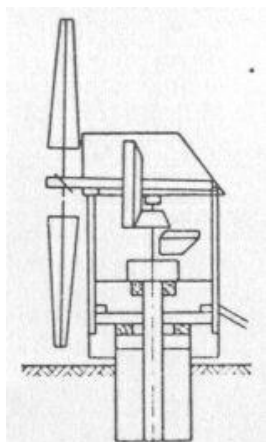


Rys. II.4. Lokalizacja wiatraków w Polsce (494 szt.) [II.8]



Rys. II.5. Lokalizacja wiatraków typu koźlak (312 szt.) [II.8]

Najstarszym typem wiatraka, który występuje na ziemiach polskich jest „koźlak” czyli wiatrak koźłowy (rysunki II.6-II.8). Pojawił się on na Kujawach i w Wielkopolsce już w pierwszej połowie XIV wieku, natomiast rozpowszechnił w XV wieku. Obecnie w kraju są 494 wiatraki, w różnym stanie technicznym. Ich lokalizację przedstawia rysunek II.4.



Rys. II.6. Schemat młyna obrotowego - koźłowego



Rys. II.7. Wiatrak - koźlak w Osiecznej [II.8]



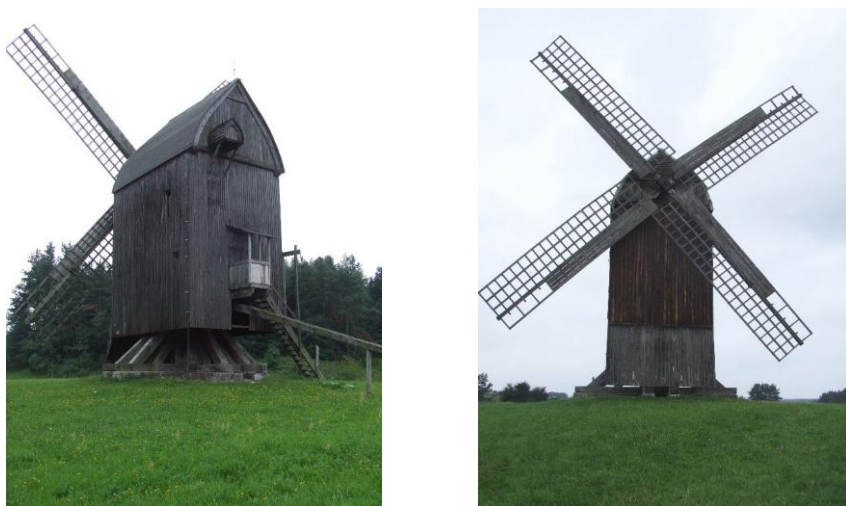
Rys. II.8. Wiatrak - koźlak. Wolsztyn (skansen). Wybudowany 1603 r. woj. wielkopolskie, pow. wolsztyński, gm. Wolsztyn [II.8]

Koźlaki przetrwały bez znaczących zmian konstrukcyjnych aż do XX wieku i stanowiły w Polsce najliczniejszą grupę wiatraków. Budowane były z drewna dębowego lub sosnowego, miały cztery śmigła osadzone na poziomym dębowym balu, którego oś przechodziła przez środek ciężkości młyna. Ich cechą charakterystyczną jest to, że cały budynek wiatraka wraz ze skrzydłami obraca się wokół pionowego, drewnianego słupa (tzw. sztembra), który podparty jest najczęściej czterema zastrzałami, a jego dolne zakończenie tkwi w dwóch krzyżujących się podwalinach. Tak skonstruowane podparcie budynku wiatraka nosi nazwę koźła. Drewniane ściany wiatraka miały konstrukcję szkieletową i były zawieszane na koźle za pośrednictwem odpowiednich belek o bardzo dużych przekrojach poprzecznych. Z tylnej (przeciwnej skrzydłom) ściany wiatraka wystawał specjalny dyszel współpracujący z kołowrotem, za pomocą którego następowało nastawianie budynku skrzydłami do kierunku wiatru [II.1]. Za pomocą dyszla koń lub dwóch mężczyzn mogło obrócić wiatrak, kierując go na wiatr.

Wiatrak koźlak posiadał trzy kondygnacje: kondygnacja dolna była wyłączona z użytkowania, jako że była zajęta przez konstrukcję koźła, zaś na kondygnacji



środkowej i górnej odbywała się produkcja mąki. Mechanizm mielący zboże, a więc złożenie kamieni młyńskich, znajdował się na 3 kondygnacji. Napęd urządzeń młyńskich odbywał się za pomocą drewnianego wału skrzydłowego i osadzonego na nim koła palecznego, którego średnica dochodziła do 4 m. Wszystkie mechanizmy i przekładnie wykonane były z elementów drewnianych łączonych ze sobą bez użycia stali [II.1].



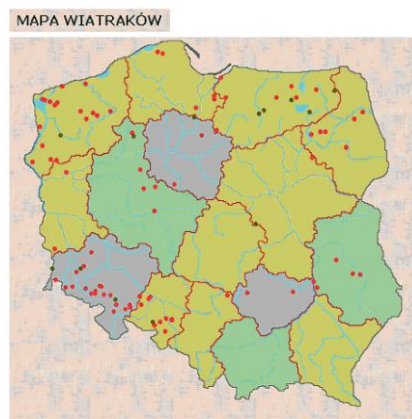
Rys. II.9. Wiatrak - koźlak. Wiatrak bardzo duży, przeniesiony z miejscowości Wodziany Powiśle do skansenu Olsztynek. Wybudowany 1773 r. woj. warmińsko-mazurskie, pow. olsztyński, gm. Olsztynek [II.8]

Począwszy od XVIII wieku na ziemiach polskich zaczęły pojawiać się wiatraki typu holenderskiego. Przyjęły się one głównie w zachodniej i północnej części kraju, ale nigdy nie wyparły starszego typu wiatraków, czyli tzw. „koźlaków”. Wnętrze holendra było w porównaniu z koźlakiem przestronniejsze i posiadało większą powierzchnię użytkową, zaś liczba kondygnacji wahała się między 3 i 5. Skrzydła osadzone były na poziomym wale skrzydłowym zamocowanym w przestrzeni dachu. Ruch obrotowy tego wału przenoszony był przez koło paleczne na ruch obrotowy pionowego wału przechodzącego przez wszystkie kondygnacje. Pionowy wał obrotowy umieszczony w centralnym punkcie wiatraka umożliwiał dowolne umieszczanie maszyn na różnych kondygnacjach. Złożeń kamieni młyńskich mogło być więcej niż w koźlakach i nie musiały się one znajdować na najwyższej kondygnacji. Niektóre holendry posiadały całkowicie zautomatyzowany proces przemiału: wyposażane były w dodatkowe wirniki (prostopadłe do skrzydeł głównych) umożliwiające automatyczne ustawianie skrzydeł do kierunku wiatru, skrzydła były czasami

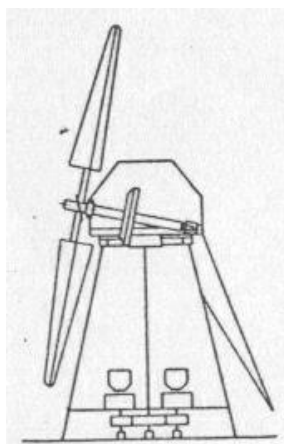
wyposażane w specjalne żaluzje, które zmieniały swoje położenie w zależności od prędkości wiatru [II.8].



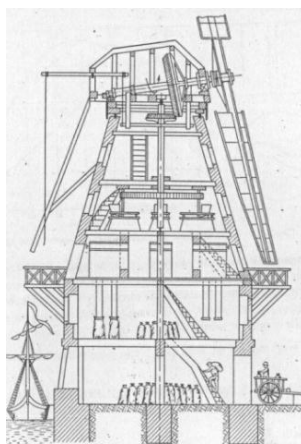
Rys. II.10. Lokalizacja wiatraków typu holender drewniany (43 szt.) [II.8]



Rys. II.11. Lokalizacja wiatraków typu holender murowany (95 szt.) [II.8]



Rys. II.12. Schemat młyna z obrotową głowicą [II.8]



Rys. II.13. Wiatrak typu holenderskiego (przekrój)[II.8]



Rys. II.14. Wiatrak - typu holender drewniany [II.8]

Wiatrak paltrak, zwany również rolkowym posiadał cechy wspólne zarówno z młynem koźlowym, jak i z holenderskim. Bryłą przypominał koźlaka (ścięty ostrosłup na planie prostokąta w proporcjach zbliżonego do kwadratu, dach dwuspadowy z naczółkiem od strony skrzydeł), zaś zasada obrotu budynku skrzydłami do kierunku wiatru zapożyczona została z holendra, z tym że

płaszczyzna obrotu znajdowała się tutaj nisko, jak najbliżej terenu. W ten sposób cały budynek powyżej podmurówki był obracalny, a jego podstawę stanowiło łożysko kołowe (drewniany korpus paltraka spoczywał na specjalnych metalowych rolkach, które toczyły się po okrągłym torze jezdny). To techniczne udoskonalenie, ułatwiające manewrowanie wiatrakami, wprowadzono właściwie dopiero w XIX wieku.



Rys. II.15. Wiatrak - typu holender dREW.  
Lublin - skansen [II.8]



Rys. II.16. Wiatrak - typu holender  
muruwany. Dziekanowice - skansen [II.8]

Wiatraki rolkowe posiadały trzy kondygnacje, natomiast układ wnętrza zapożyczony był albo z koźlaków, albo z holendrów (występował wtedy pionowy wał przechodzący przez wszystkie kondygnacje). Pierwsza stanowi fundament zbudowany na planie koła, wykonany z kamieni lub cegły. W fundament ten wbudowane są szyny wraz z urządzeniem, rolkami umożliwiającymi obrót budynku za pomocą dyszla kierując go w stronę wiatru. To techniczne udoskonalenie, ułatwiające manewrowanie wiatrakami, wprowadzono dopiero w XIX wieku. Wiatraki rolkowe posiadały trzy kondygnacje, natomiast układ wnętrza zapożyczony był albo z koźlaków, albo z holendrów (występował wtedy pionowy wał przechodzący przez wszystkie kondygnacje). Pierwsza stanowi fundament zbudowany na planie koła, wykonany z kamieni lub cegły. W fundament ten wbudowane są szyny wraz z urządzeniem, rolkami umożliwiającymi obrót budynku za pomocą dyszla kierując go w stronę wiatru [II.8].





Rys. II.17. Lokalizacja wiatraków typu paltrak (19 szt.) [II.8]



Rys. II.18. Wiatrak - typu paltrak. Osiek n/Notecią - skansen [II.8]

Odrębnym rodzajem wiatraków spotykanych jedynie w północno-wschodniej części naszego kraju, w okolicach Sokółki k. Białegostoku, są wiatraki „sokólskie”. Są to obiekty konstrukcją budynków i mechanizmów wewnętrznych zbliżone do „koźlaków”. Ich cechą charakterystyczną są kamienne fundamenty w kształcie ściętego stożka, stanowiące ich podstawę. Stożek ten zwany kopcem, wykonany z polnych kamieni i cementowo-wapiennej zaprawy, pełnił funkcję podpory obrotowej młyna. W jego osi wmurowany jest słup, zwany sztembrem, na którym wspiera się budowla sięgająca drugiego piętra. Tak zbudowane wiatraki występują w Polsce na bardzo ograniczonym obszarze (w trójkącie między Sokółką, Kuźnicą Białostocką i Krynkami), dlatego wydzielone zostały w osobną grupę i nazwane wiatrakami „sokólskimi” [II.1].

Wiatraki czerpakowe były wiatrakami odwadniającymi, wyróżnia je mechanizm, który napędzają. W Polsce występowały wiatraki czerpakowe szczególnie na Żuławach, niestety nie zachował się w terenie żaden z nich. Koźlak był najpopularniejszym i najprostszym typem żuławskiego wiatraka odwadniającego. Jego nieduży budynek roboczy, o bryle zbliżonej do sześcienu, był osadzony na drewnianej lub ceglanej podmurówce i obracany do wiatru.

Wiatraki czerpakowe stawiano nad kanałami wyposażonymi w odpowiednie śluzy. Rynny śluz były nieco szersze od łopat koła. Tymi rynnami wirujące czerpaki przepychały wodę do sąsiadującego z wiatrakiem wyższego akwenu. W okresach susz koła wirowały w kierunku odwrotnym. Z odwadniających stawały się nawadniające [II.8].



Rys. II.19. Lokalizacja wiatraków typu sokólski (4 szt.) [II.8]



Rys. II.20. Wiatrak - typu sokólski. Szczesnowicze [II.8]

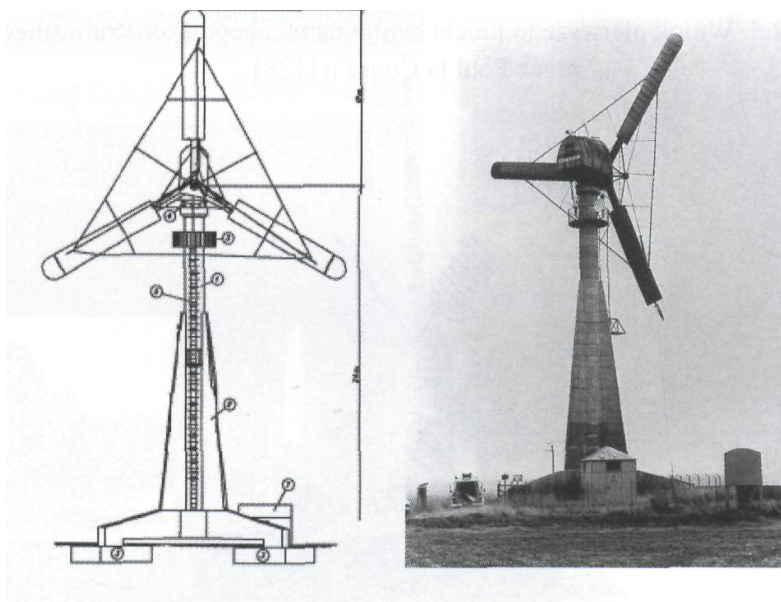


Rys. II.21. Żuławski wiatrak czerpakowy (fotografia archiwalna) [II.8]

Wraz z odkryciem elektryczności energia wiatru znalazła nowe zastosowanie. Już pod koniec XIX wieku podjęto pierwsze próby wykorzystania jej do wytwarzania energii elektrycznej. Na przełomie lat 1887-88 Charles F. Brush (1849-1929) zbudował pierwszą samoczynnie działającą siłownię wiatrową produkującą energię elektryczną. Jak na owe czasy turbina Brush'a była imponująca: wirnik miał średnicę 17 metrów i składał się ze 144 łopat wykonanych

z drzewa cedrowego, jej moc wynosiła 12 kW. Pracowała ona przez 20 lat, produkując energię elektryczną wykorzystywaną do ładowania akumulatorów znajdujących się w piwnicy jego domu. Dopiero kilka lat później duński wynalazca Poul la Cour (1846-1908) odkrył, że znacznie wydajniejsze dla pozyskiwania energii elektrycznej z wiatru są wirniki wyposażone w zespoły kilku łopatek [II.1].

Jeden z pierwszych studentów Poul la Cour'a, Johannes Juul, skonstruował w 1950 roku pierwszą turbinę wiatrową wyposażoną w generator prądu przemiennego. Natomiast w 1957 roku zbudował w południowej Danii elektrownię wiatrową o mocy 200 kW, której założenia techniczne są do dziś uważane za nowoczesne (rysunek II.22). Zaprojektowana siłownia była wyposażona w trójłopatowy wirnik zwrócony przodem do kierunku wiatru (upwind), generator asynchroniczny, mechanizm ustawiania kierunku, hamulce aerodynamiczne oraz regulację mocy poprzez zmianę kąta natarcia łopatek.



Rys. II.22. Pierwsza elektrownia wiatrowa zaprojektowana i zbudowana przez J. Juule'a spełniająca współczesne założenia konstrukcyjne [II.1]

Przed wybuchem II Wojny Światowej na obszarze Danii pracowało ponad 1 300 turbin wiatrowych, natomiast w USA zbudowano ich około 6 mln. W ówczesnych czasach siłownie wiatrowe były dla mieszkańców wsi często jedynym dostępnym źródłem elektryczności [II.1].

Lata powojenne, głównie ze względu na stosunkowo niskie ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, cechowały się brakiem zainteresowania, zarówno przemysłu jak i energetyki zawodowej, rozwojem drogiej i przez to nieopłacalnej

energetyki wiatrowej. W latach sześćdziesiątych ubiegłego wieku budową elektrowni wiatrowych zajmowali się głównie pasjonaci i hobbyści. Dominowały konstrukcje wykonane w warunkach domowych o niewielkich mocach nie przekraczających 15 kW, najczęściej wyposażone w dwu- lub trójłopatowy wirnik. Ponowny wzrost zainteresowania szerszym wykorzystaniem energii wiatru do celów energetycznych nastąpił dopiero w 1973 roku w wyniku kryzysu energetycznego, który wiązał się z drastycznymi podwyżkami cen ropy naftowej, a następnie innych paliw na rynkach światowych. Przemysł zainteresował się elektrowniami wiatrowymi na początku lat osiemdziesiątych. Z inicjatywy duńskich zakładów energetycznych zdecydowano się na opracowanie konstrukcji turbiny o mocy 660 kW. Kolejne lata to pokonywanie problemów technicznych (dotyczących konstrukcji generatora, wytrzymałości mechanicznej i dobru odpowiednich materiałów na wieże i skrzydła wirników) oraz ekonomicznych, związanych z koniecznością zmniejszenia ponoszonych nakładów inwestycyjnych. Dopiero w latach dziewięćdziesiątych pojawiły się urządzenia, które mogły produkować energię na skalę przemysłową po cenach możliwych do zaakceptowania. Moce współczesnych wiatraków sięgają kilku megawatów. Obecnie największe produkowane na świecie turbiny wiatrowe mają moc ponad 6 MW. Ich roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 20 mln kWh, co może zaspokoić potrzeby energetyczne nawet 5 tysięcy europejskich gospodarstw domowych [II.1]. Zostały wyprodukowane przez firmę Re Power Systems (rysunek II. 23) oraz Enercon i oznaczone symbolem E-126/7,5 MW (rysunki II. 24, II. 25) [II.10].

Najwięksi producenci turbin wiatrowych wyrażają przekonanie, że do końca 2015 roku moc pojedynczej turbiny wiatrowej może wzrosnąć nawet do 10 MW. Najbardziej dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej oparty na nowoczesnych rozwiązaniach technologicznych nastąpił w ostatnich dwudziestu latach, kiedy średnio roczne tempo przyrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych przekraczało 10 %. Jako pierwsze do ekologicznej energii wiatru zaczęły powracać kraje najbardziej rozwinięte, które konsumując ogromne ilości energii, mimo stosowania najnowszych technologii, wytwarzają równie ogromne ilości zanieczyszczeń. Powrót ten jest wynikiem rosnącej świadomości ekologicznej społeczeństw. Oprócz krajów najzamożniejszych, energią wiatrową zainteresowały się również państwa wykorzystujące dotychczas do produkcji energii cieplnej głównie drewno.



### Moc

Moc znamionowa	6 150 kW
Prędkość nominalna	14 m/s
Prędkość startowa	3,5 m/s
Prędkość wyłączenia turbiny	30,0 m/s (offshore)

### Wirnik

Średnica wirnika	126 m
Powierzchnia omiatania	12 468,98 m <sup>2</sup>
Liczba łopat	3
Znamionowa prędkość wirnika	12,1 obr/min
Rodzaj materiału	tworzywo sztuczne wzmocnione włóknem szklanym

### Producent

LM Glasfiber  
PowerBlades

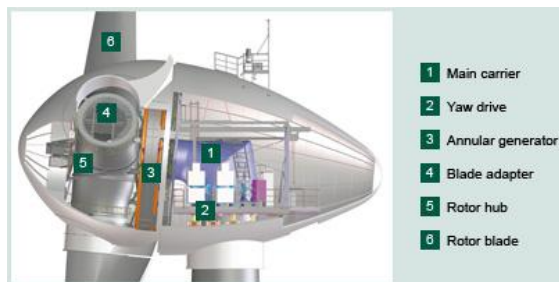
### Generator

Typ	asynchroniczny dwustronnie zasilany
Liczba	1
Prędkość	750-1 170 obr/min
Napięcie	660/6,600 V
Przyłączenie do sieci	poprzez konwerter
Częstotliwości sieci	50 Hz
Producent	VEM

Rys. II.23. Turbina wiatrowa firmy Re Power Systems o mocy 6,15 MW i jej parametry [II.10]



Rys. II.24. Turbina wiatrowa firmy ENERCON o mocy 7,5 MW [II.10]



Rys. II.25. Gondola turbiny wiatrowej E-126/7,5 MW firmy ENERCON [II.10]

Tabela II.1. Parametry turbiny wiatrowej ENERCON 126/7.5 MW [II.10]

Moc	
Moc znamionowa	7 500 kW
Prędkość obrotowa zmienna	5-11,7 m/s
Prędkość wyłączenia turbiny (z kontrolą warunków podczas burzy - ENERCON)	28-34 m/s
Wirnik	
Typ	wirnik po stronie nawietrznej z aktywną regulacją ustawienia łopat
Kierunek wirowania	zgodnie ze wskazówkami zegara
Średnica wirnika	127 m
Powierzchnia omiatania	12 668 m <sup>2</sup>
Liczba łopat	3
Rodzaj materiału	GRP (żywica epoksydowa), zintegrowana ochrona odgromowa
Wieża	
Wysokość wieży	135 m
Strefa wiatru (DiBt)	WZ III
Klasa wiatru (IEC)	IEC/NVN IA
Koncepcja turbiny	bezprzekładniowa o zmiennej prędkości
Regulacja ustawienia łopat, układy hamulcowe	system ustawienia kąta natarcia łopat, dla każdej łopaty oddzielny, z zasilaniem awaryjnym, hamulec wirnika, blokada, wirnika
Regulacja ustawienia elektrowni w kierunku wiatru	za pośrednictwem kół zębatych z regulacją tłumienia w zależności od obciążenia
Generator	
Typ	pierścieniowy, napędzany bezpośrednio
Prędkość obrotowa	obr/min
Napięcie	400 V
Przyłączenie do sieci	poprzez przekształtnik
Częstotliwości sieci	50/60 Hz
Zdalny monitoring	ENE

## II.2. Współczesne konstrukcje turbin wiatrowych EW

Obecnie są budowane elektrownie wiatrowe o małych, średnich i dużych mocach te pierwsze mogą być wykorzystane dla potrzeb własnych, drugie - przez małe i średnie firmy. Elektrownie wiatrowe o bardzo dużych mocach są autonomicznymi jednostkami wytwórczymi o wysokim poziomie technicznym zarówno pod względem sprawności przetwarzania energii wiatru na energię elektryczną, jak również stosowanych materiałów, technologii wykonania, w pełni zautomatyzowane, o wysokiej niezawodności, przekazujące energię elektryczną do systemu energetycznego [II.1].

Wyróżnić można kilka podstawowych rozwiązań elektrowni wiatrowych. Ich podział jest zależny od przyjętych kryteriów [II.2, II.7]. Niektóre przyjmowane kryteria [II.2, II.7] to:

- ustawienie osi obrotu wirnika (pozioma, pionowa),
- wartość wyróżnika szybkobieżności  $\lambda$ ,
- elektrownie wiatrowe wolnobieżne o  $\lambda < 1,5$ ,
- elektrownie wiatrowe średnibieżne o  $1,5 > \lambda > 3,5$ ,
- elektrownie wiatrowe szybkobieżne o  $\lambda > 3,5$ ,
- wartość mocy:
  - elektrownie wiatrowe bardzo małej mocy (mikro-elektrownie wiatrowe) o  $N_{TW} < 50$  kW,
  - elektrownie wiatrowe małej mocy o  $50$  kW  $< N_{TW} < 250$  kW,
  - elektrownie wiatrowe średniej mocy o  $250$  kW  $< N_{TW} < 750$  kW,
  - elektrownie wiatrowe o dużej mocy o  $750$  kW  $< N_{TW} < 1\,500$  kW,
  - elektrownie wiatrowe o bardzo dużej mocy o  $N_{TW} > 1\,500$  kW.

Klasyfikacja może również dotyczyć konstrukcji elementów elektrowni wiatrowych, np. liczby łopat, konstrukcji wieży, sposobu regulacji prędkości obrotowej, itp. Przykłady turbin wiatrowych różnych mocy przedstawiono na rysunkach II.26a - II.26f.

Mikroelektrownie wiatrowe poniżej 100 W mocy mogą być używane najczęściej do ładowania baterii akumulatorów stanowiących zasilanie obwodów wydzielonych - tam, gdzie nie ma sieci elektroenergetycznej lub z jakiegoś powodu nie chce się z niej korzystać. Takie elektrownie, z zastosowaniem akumulatorów, można wykorzystać do zasilania części oświetlenia domu: pojedynczych lamp, a nawet poszczególnych pomieszczeń czy urządzeń [II.7].



Rys. II.26a. Turbina wiatrowa bardzo małej mocy 0,35 kW firmy SuperWind [II.10]



Rys. II.26b. Turbina wiatrowa bardzo małej mocy 20 kW firmy S&W Energiesystem [II.10]



Rys. II.26c. Turbina wiatrowa małej mocy 75 kW firmy HEOS Energy [II.10]





Rys. II.26d. Turbina wiatrowa E33 średniej mocy - 330 kW, firmy ENERCON [II.10]



Rys. II.26e. Turbina wiatrowa PowerWind 56 dużej mocy - 900 kW, firmy PowerWind [II.10]



Rys. II.26f. Turbina wiatrowa AW 3 000 bardzo dużej mocy - 3 000 kW, firmy Acciona Windpower [II.10]

Mikroelektrownia większej mocy, jako przydomowa elektrownia wiatrowa (3,5 kW), może służyć jako dodatkowe źródło energii, które w pewnym stopniu uniezależnia od sieci lokalnego dystrybutora energii elektrycznej. Przydomowa elektrownia wiatrowa może dostarczać energii na potrzeby odbiornika autonomicznego. Może nim być albo wydzielony obwód w domu, zwykle niskonapięciowy (np. obwód oświetleniowy czy obwód ogrzewania podłogowego wspomagającego ogrzewanie domu), działający niezależnie od pozostałej instalacji elektrycznej w domu - zasilanej z konwencjonalnej sieci elektroenergetycznej, albo cała instalacja domowa, odłączana od sieci energetycznej na czas korzystania z energii wytworzonej przez przydomową elektrownię, albo w ogóle niepołączona z siecią elektroenergetyczną. Małe elektrownie wiatrowe o mocy do 50 kW mogą zapewniać energię elektryczną w pojedynczych gospodarstwach domowych, w szklarniach, a nawet w małych firmach. W warunkach przydomowych najpopularniejsze są elektrownie o mocy 3-5 kW. Moc takich elektrowni, wspomagana energią zmagazynowaną w akumulatorach, wystarczy do zasilania oświetlenia, układów pompowych, sprzętu i urządzeń domowych. Istnieją trzy sposoby regulacji takich układów: pierwszy najprostszy, w którym w ogóle nie stabilizuje się napięcia, a w przypadku prądu przemiennego także częstotliwości; drugi mechaniczny przez regulację nachylenia łopat (drogi i zawodny); oraz trzeci obciążeniowy, w którym prędkość wirnika turbiny jest stabilizowana przez zmianę obciążenia elektrycznego, polegającą na odłączaniu lub załączaniu odbiorników energii elektrycznej w zależności od prędkości wiatru. Może być układ pracy hybrydowy: elektrownia wiatrowa uzupełnia w energię elektryczną gospodarstwo w odosobnionym rejonie czerpiące energię elektryczną z drugiego generatora napędzanego silnikiem Diesla. Przy sprzyjających warunkach wietrzności



elektrownia wiatrowa zaopatruje gospodarstwo w energię elektryczną zmniejszając koszty utrzymania silnika, w tym koszty oleju napędowego [II.7].

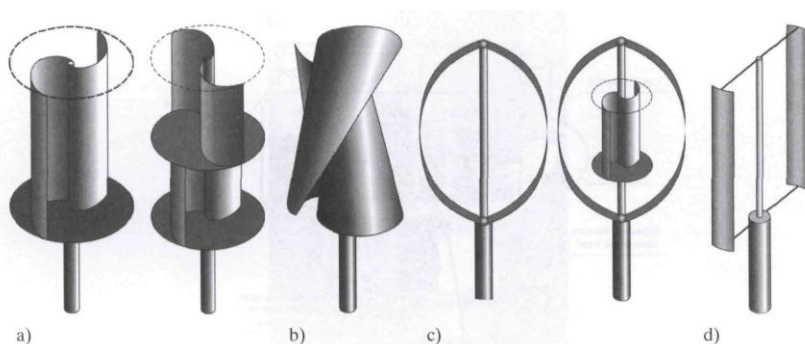
Najważniejszym elementem elektrowni wiatrowej jest turbina, za pomocą której energia strumienia powietrza jest zamieniana na użyteczną energię mechaniczną. Ze względu na jej konstrukcję silniki wiatrowe można podzielić na [II.5]:

silniki o poziomej osi obrotu, mające wirniki:

- jedno, dwu, trzy i wieloptatowe,
- wyposażone w dyfuzor,
- wykorzystujące tzw. efekt Magnusa.

silniki o pionowej osi obrotu, wśród których wyróżniamy:

- turbinę Savoniusa i turbinę świderkowa (rysunki II.27 a, b),
- turbinę Darrieusa i turbinę H-Rotor (rysunki II.27 c, d).



Rys. II.27. Rodzaje silników o pionowej osi obrotu: a - turbina Savoniusa (pojedyncza i podwójna), b - turbina świderkowa, c - turbina Darrieusa (bez i ze wspomaganiami), d - turbina „H-Rotor” [II.5]

### II.2.1. Turbiny wiatrowe o pionowej osi obrotu

Istnieje na świecie obecnie przeszło 300 patentów dotyczących różnych rozwiązań turbin wiatrowych o pionowej osi rotacji (ang. Vertical - Axis Wind Turbine - VAWT). Większość z nich dotyczy siłowni małych mocy, które mogą być wykorzystywane dla potrzeb indywidualnych odbiorców szczególnie jako dodatkowe źródło energii elektrycznej. Prace nad takimi turbinami nie postępowywały w tak szybkim tempie, jak nad siłowniami typu HAWT (ang. Horizontal - Axis Wind Turbine - HAWT) o poziomej osi obrotu. Szacuje się, że w porównaniu z tradycyjnymi rozwiązaniami stanowią one niewielki procent obecnych instalacji [II.1].

Zaletą turbin HAWT jest ich skuteczne działanie niezależne od kierunku wiatru [II.1]. Za jednego z prekursorów turbin o prostopadłej względem kierunku

wiatru osi obrotu uważa się francuskiego konstruktora Darrieus'a, który w 1931 roku opatentował wirnik, nazwany od jego nazwiska. Największą pracującą na świecie turbiną typu Darrieus'a jest siłownia o mocy 4 MW, która jest zainstalowana w farmie Cap Chat na terytorium Kanady (rysunek II.28). Średnica dwupłatowego wirnika w najszerszym miejscu wynosi 64 m, jej wysokość 110 m. Turbina, której czas eksploatacji konstruktorzy oszacowali na około 30 lat, pracuje przy prędkości wiatru w zakresie (4,5-22,5) m/s. [II.1]



Rys. II.28. Widok największej na świecie turbiny typu Darrieus'a, zainstalowanej w farmie Cap Chat na terytorium Kanady. A - wysokość: 110 m, B - platforma, C - górne łożysko wirnika, D - odciąg, E - łopata wirnika, F - kolumna wirnika, G - element rozpierający, H - podpora konstrukcji, I - mechaniczne hamulce tarczowe, J - połączenie elastyczne, K - układ łożyskowania czołowego, L - obudowa łożyska wirnika, M - generator [II.14]

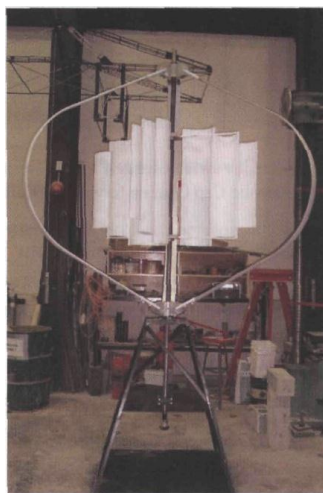
Wadą wirników o pionowej osi obrotu jest praktycznie zerowy moment rozruchowy, dlatego wymagają one wstępnego rozruchu. Aby wyeliminować tę niedogodność, opracowano liczne modyfikacje związane przede wszystkim ze zmiennymi kątami nachylenia lub położeniem łopat wirników oraz prowadzono prace naukowo-badawcze nad znalezieniem optymalnych proporcji wirników. Innym rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie turbiny typu Darrieus'a wyposażonej dodatkowo w dwa pomocnicze wirniki rozruchowe typu Savoniusa (rysunek II.29).

Odmiernym rozwiązaniem jest konstrukcja samorozruchowej turbiny Darrieus'a (ang. Self-Starting Darrieus Vertical Axis Wind Turbine), gdzie w części centralnej wirnika umieszczono system łopatek rozruchowych, które umożliwiają start turbiny przy prędkości wiatru równej 3,6 m/s (rysunek II.30). Przy optymalnej prędkości wiatru równej 10,5 m/s uzyskiwana moc wynosi 400 kW. Obecne siłownie wiatrowe z wirnikiem Darrieus'a są wyposażane

najczęściej w dodatkowe silniki elektryczne, które wspomagają ich początkowy rozruch [II.1].



Rys. II.29. Turbina wiatrowa Darrieus'a z wirnikami rozruchowymi Savoniusa [II.1]



Rys. II.30. Konstrukcja samo-rozruchowej turbiny wiatrowej Darrieus'a [II.1]

Inną odmianą turbiny zaproponowanej przez Darrieus'a jest rozwiązanie wirnika o nazwie H - Darrieus (H-rotor) kształtem przypominające literę H (rysunek II.31). Konstrukcja ta odznacza się dużą sprawnością oraz jeszcze prostszą konstrukcją w stosunku do rozwiązań tradycyjnych, gdyż łopaty wirnika są proste i umieszczone w osi pionowej. Turbiny tego typu osiągnęły stosunkowo duże wartości mocy jednostkowej, sięgające nawet 300 kW. Największy udział w pozyskiwaniu energii wiatru ma zewnętrzna część wirnika, natomiast środek turbiny ma znaczenie marginalne. Istnieją także konstrukcje H-rotora, które wyposażone są w trzy obracające się łopaty [II.1].

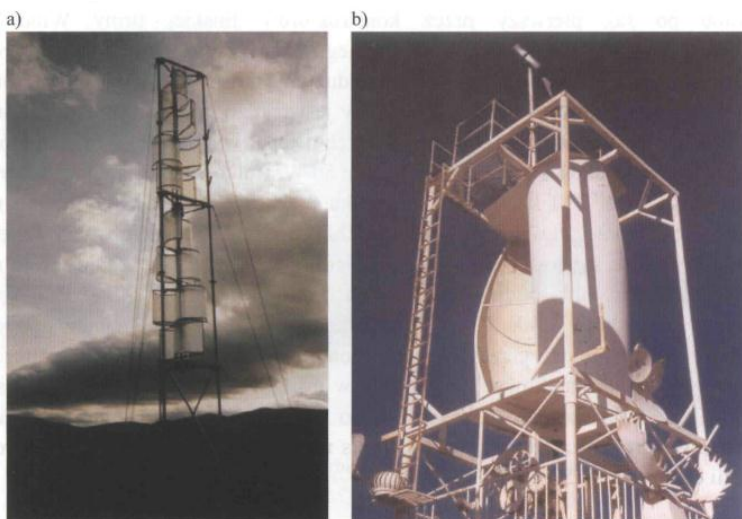


Rys. II.31. Przykłady pracujących turbin typu H-Darrieus'a [II.1]



Rys. II.32. Turbina wiatrowa do zastosowań w warunkach miejskich aglomeracji (ang. Urban Wind Turbine) [II.1]

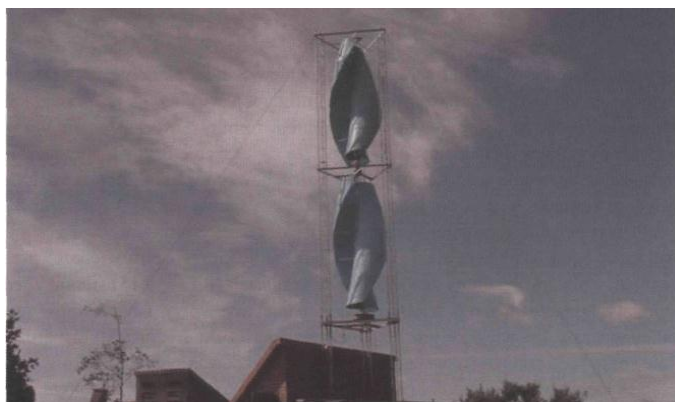
Turbiny miejskie (z ang. Urban Wind Turbine) stanowią kolejne rozwiązanie wirników typu Darrieus'a, które w 2007 roku zostały zainstalowane m.in. w Bristolu, Swindon i Londynie (rysunek II.32). Zastosowanie wirnika w postaci potrójnej helisy o pionowej osi obrotu zdecydowanie obniżyło poziom generowanego hałasu oraz uniezależniło wartość produkowanej energii elektrycznej od kierunku i pośrednio od energii wiatru [II.1].



Rys. II.33. Przykładowe rozwiązania turbin wiatrowych stanowiących modyfikację generatora skonstruowanego przez S. J. Savonius'a; a - turbina wielowirnikowa, b - turbina jednowirnikowa [II.1]

Siłownią wiatrową o pionowej osi obrotu jest wirnik skonstruowany w 1920 roku przez S. J. Savonius'a (rysunek II.33), w konstrukcji którego wykorzystano ideę VAWT. W celu zmniejszenia wpływu położenia wirnika względem kierunku wiatru na wartość momentu startowego instalowane są zespoły specjalnie wyprofilowanych łopatek, które są obrócone względem siebie o kąt  $90^\circ$ . Wirnik ten ma znacznie mniejszą sprawność od typowych generatorów o poziomej osi obrotu, a także od turbin typu Darrieus'a. Ich niewątpliwą zaletą jest natomiast prostota konstrukcji, duży moment rozruchowy (umożliwiający pracę nawet przy stosunkowo małych prędkościach wiatru) oraz praktycznie bezgłośna praca samego wirnika. Do wad można zaliczyć niską sprawność i związaną z tym konieczność powiększenia rozmiarów w celu zwiększenia uzyskiwanej mocy. Zasada działania turbiny Savonius'a polega przede wszystkim na wykorzystaniu siły parcia wiatru, a w mniejszym stopniu siły nośnej. Ze względu na stosunkowo duży moment rozruchowy, wirniki tego typu są zwykle wykorzystywane do napędzania pomp wodnych [II.1].

Modyfikacją turbiny Savonius'a są wirniki typu świderkowego zaproponowane po raz pierwszy przez konstruktorów fińskiej firmy Windside (rysunek II.34). Podstawową zaletą takiego rozwiązania, eksponowaną przez producenta jest możliwość pracy w bardzo dużym zakresie prędkości: od 1,5 m/s do 60 m/s. Dodatkowym atutem tej turbiny jest bardzo cicha, prawie bezgłośna praca. Siłownie tego typu osiągają moc 50 W już przy powierzchni łopaty wynoszącej 2 m<sup>2</sup>, na które działa wiatr o prędkości 6 m/s. Całkowita masa takiej siłowni wiatrowej wynosi 200 kg. Napęd z wirnika przenoszony jest bezpośrednio na prądnicę, bez konieczności stosowania jakichkolwiek przekładni zębatych. Dzięki temu siłownie te są stosunkowo lekkie i niedrogie. Pozwala to instalować je na istniejących obiektach, budynkach, murach czy wieżach itp. Turbiny można instalować w zestawy składające się z kilku a nawet kilkunastu jednostek, umożliwiających zaspokojenie potrzeb energetycznych nawet dużych obiektów handlowych czy punktów usługowych [II.1].

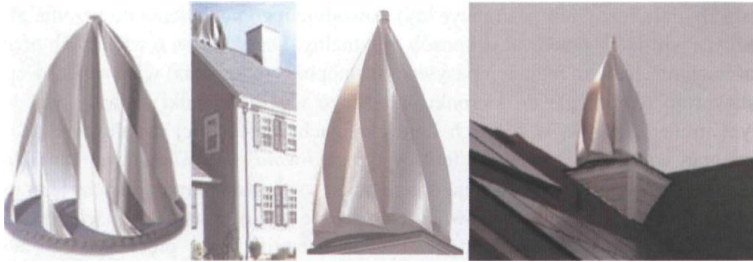


Rys. II.34. Dwuwirnikowa turbina świderkowa firmy Windside o mocy 3 kW [II.1]

Istnieje ponadto wiele innych rozwiązań konstrukcyjnych turbin o pionowej osi obrotu i są one nadal udoskonalane i rozwijane. Od 2008 roku na rynku kanadyjskim oferowane są turbiny o pionowej osi obrotu o nazwie Magwind, w dwóch rozwiązaniach wirnika (rysunek II.35). Są oferowane przede wszystkim do odbiorców indywidualnych z przeznaczeniem do instalacji na dachach domów w zwartej zabudowie miejskiej. Kształt turbiny przypominający napaśtek, (wysokość: 2 m, średnica: 1,2 m, masa 113 kg) został tak dobrany aby wykorzystywać tzw. efekt dachu tj. jego stromość. Według ich konstruktorów przy 30 stopniowym kącie spadu, przy wysokości dachu 3 m wydajność produkcji energii elektrycznej przez turbinę MagWind może wzrosnąć nawet o 200 %, w porównaniu do instalacji na powierzchniach płaskich. Turbiny te mogą pracować



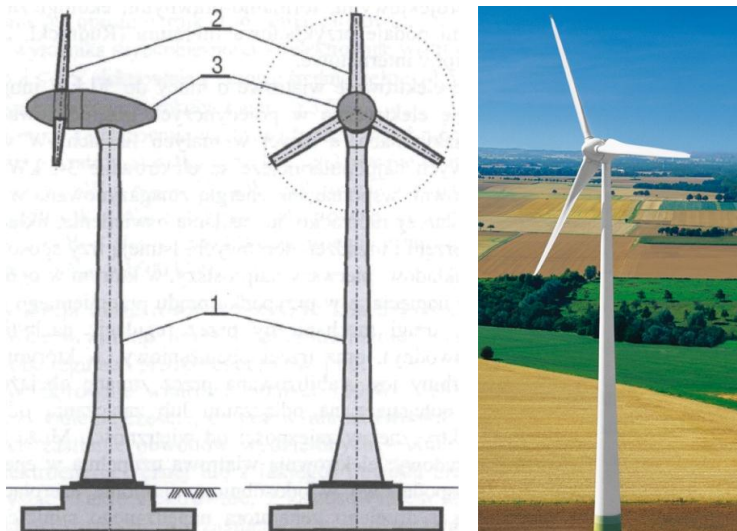
przy prędkościach wiatru od 2,2 m/s do 44 m/s. Do ich instalacji wymagane jest 50 m<sup>2</sup> wolnej przestrzeni dachowej [II.1].



Rys. II.35. Przykłady rozwiązań turbiny Magwind [II.1]

### II.2.2. Turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu

Elektrownie wiatrowe składają się z następujących podstawowych zespołów (rysunek II.36): wieży nośnej 1 z fundamentem; turbiny wiatrowej 2 zawierającej wirnik turbiny, łopaty i układy sterowania ich położeniem; głowicy 3 zawierającej generator, przekładnię (jeżeli w danym typie elektrowni występuje), łożyska, przekształtnik energoelektroniczny, układy smarowania, chłodzenia, hamowania, transformator blokowy (w większych elektrowniach) oraz układy sterowania położeniem turbiny względem wiatru; kabli wyprowadzających energię; układów sterowania elektrownią wiatrową wraz z układami pomiarowymi oraz systemami telekomunikacji [II.7].

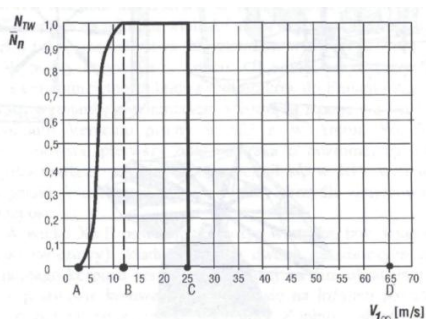


Rys. II.36. Podstawowe elementy elektrowni wiatrowej: 1 - wieża (konstrukcja nośna) z fundamentem, 2 - wirnik, 3 - głowica (gondola) [II.7] oraz widok turbin ENERCON E70 [II.12]

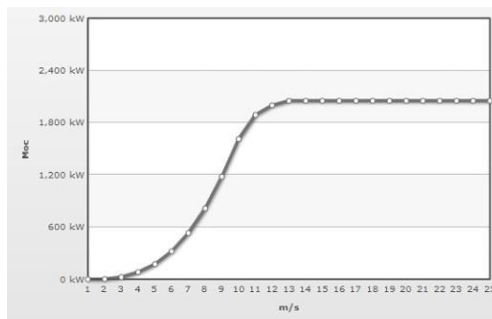
Większość współczesnych elektrowni wiatrowych to konstrukcje o poziomej osi obrotu, gdzie wirnik może znajdować się po stronie nawietrznej, jak i zawietrznej. Jednak ze względu na powstawanie pola silnych turbulencji tuż za wieżą, co powoduje niekorzystne zjawiska wpływające na łopatki wirnika, rozwiązanie po stronie zawietrznej (system samonaprowadzania na kierunek wiatru) ma rzadkie zastosowanie i raczej przy małych elektrowniach. Powszechnie stosuje się konstrukcję wirnika po stronie nawietrznej z układem elektronicznego naprowadzania na kierunek wiatru lub sterowaniem aerodynamicznym, wtedy wirnik pracuje przy równomiernym obciążeniu [II.7].

Wirnik jest osadzony na wale głównym; przekazuje napęd do przekładni mechanicznej, a ta do generatora. Cały zwarty zespół wału głównego, przekładnia oraz generator są umieszczone w głowicy osadzonej najczęściej na łożysku wieńcowym, umożliwiającym obrót wokół wieży przy pomocy serwomechanizmów elektronicznych. Najczęściej spotykanym modelem turbiny jest turbina o trzech aerodynamicznych łopatach wykonanych z włókien szklanych lub węglowych wzmocnionych poliestrem lub żywicą epoksydową, mających optymalny wyróżnik szybkobieżności  $\lambda_{opt}$  (wartość  $\lambda$  przy której współczynnik wykorzystania mocy - sprawność aerodynamiczna osiąga maksimum). Tej wartości  $\lambda_{opt}$ , odpowiada dla danej liczby obrotów wirnika optymalna prędkość wiatru  $V_{1\lambda}$  [II.7].

$$V_{1\lambda} = \frac{V_k}{\lambda_{opt}} = \frac{2\pi R}{\lambda_{opt}} n_k \quad (\text{II} - 1)$$



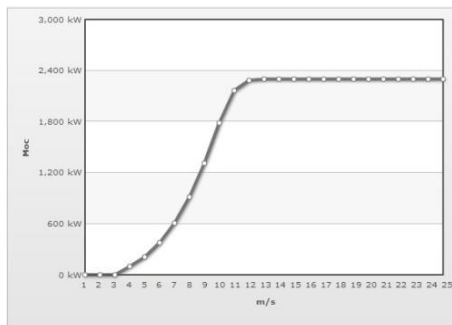
Rys. II.37. Podstawowa charakterystyka elektrowni wiatrowej. Zależność mocy generowanej od prędkości wiatru  $V_{1\infty}$  [II.2]



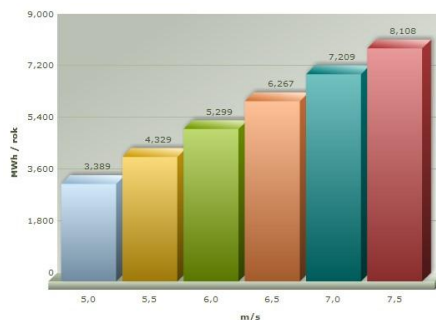
Rys. II.38. Charakterystyka mocy wytwarzanej przez turbinę wiatrową E82 firmy ENERCON [II.15]

Przy optymalnej prędkości wiatru uzyskana moc turbiny jest maksymalna. Prędkość ta ma znaczenie głównie wtedy, gdy dobrana turbina ma pracować przy stałej prędkości obrotowej  $n_k$ . Dla prędkości wiatru mniejszych i większych od

prędkości optymalnej  $V_{1\lambda}$  turbina nie pracuje z możliwą maksymalną sprawnością. Turbiny wiatrowe najczęściej pracują w obszarze włączenie - moc znamionowa (rysunek II.37) punkt B na wykresie). Prędkość wiatru jest prędkością nominalną, przy której turbina uzyskuje moc nominalną - maksymalną eksploatacyjną.



Rys. II.39. Charakterystyka mocy wytwarzanej przez turbinę wiatrową SWT-2.3-93 produkcji firmy Siemens [II.15]



Rys. II.40. Średnia roczna produkcja energii elektrycznej przez turbinę wiatrową Siemens SWT-2.3-93 [II.15]

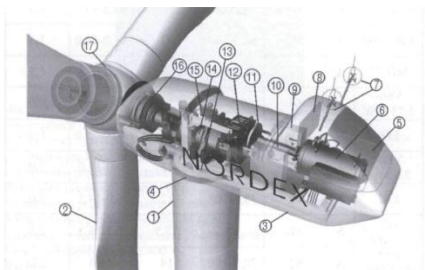
Charakterystyka elektrowni wiatrowej zależy od zastosowanego generatora synchronicznego lub asynchronicznego oraz od współpracy z siecią: sztywną lub z siecią lokalną. Większość elektrowni współpracujących z siecią energetyczną jest wyposażona w generatory asynchroniczne, których prędkość jest równa 1 500 i 750 obr/min. Wymaga to zastosowania przekładni mechanicznej o przełożeniu większym od 60. Generatory asynchroniczne charakteryzują się prostą konstrukcją, łatwością sterowania i niskimi kosztami. Są też stosowane dwa generatory: mały generator pracujący przy małych prędkościach wiatru i duży generator włączający się po wzroście prędkości wiatru. Mogą one pracować na wspólnym wale lub równolegle. Tego typu kombinacja tworzy dwuzakresowy charakter pracy. Układy dwugeneratorowe są obecnie stosowane rzadko. Obecnie stosuje się elektrownie wiatrowe o zmiennej prędkości obrotowej z generatorem synchronicznym wolnoobrotowym (krótsza gondola - brak przekładni) podłączonym do urządzeń przekształcających, zapewniających przekazanie energii elektrycznej do sieci energetycznej [II.7].

### Głowica elektrowni wiatrowej

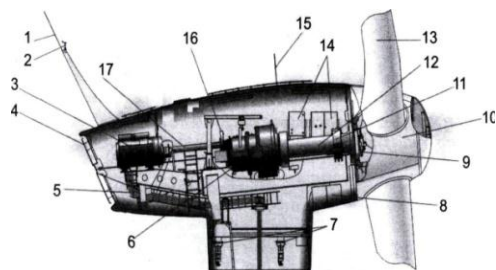
Głowica elektrowni wiatrowej zawiera podstawowe urządzenia, takie jak: koło wirnikowe, wał główny podparty w dwóch węzłach łożyskowych, przekładnię zębatą, hamulec bębnowy, generator, sprzęgła i mechanizm wykonawczy zmiany kąta nastawienia łopat. Urządzenia te, przedstawione na rysunkach II.41 - II.43, mocowane są na ramie głównej wspartej na wieży i są osłonięte powłoką gondoli



(konstrukcja skorupowa). Głowice mają kształt ciała osiowosymetrycznego, opływowego, o stosunkowo małej wartości współczynnika oporu opływu [II.7].



Rys. II.41. Głowica (gondola) elektrowni wiatrowej firmy Nordex GmbH: 1 - wieża typu tubularna, 2 - łopata wirnika, 3 - powłoka nośna gondoli, 4 - łożysko nośne głowicy wiatraka, 5 - pokrywa głowicy, 6 - generator, 7 - czujniki systemu pomiaru wiatru (anemometr, chorągiewka kierunku wiatru), 8 - chłodnica systemu chłodzenia prądnicy i skrzyni przekładniowej, 9 - układ sterowania, 10 - wał napędowy II, 11 - tarcza hamulca, 12 - układ hydrauliczny (utrzymanie i kontrola ciśnienia w układzie hamulcowym), 13 - układ naprowadzania na wiatr, 14 - skrzynia przekładniowa (3-stopniowa), 15 - wał napędowy I, 16 - obudowa łożyska wirnika, 17 - głowica wirnika [II.11]



Rys. II.42. Głowica elektrowni wiatrowej dużej mocy (1 500 kW): 1 i 15 - odgromniki, 2 - pomiar prędkości i kierunku wiatru, 3 - generator, 4 - hamulec tarczowy, 5 - łopaty, 6 - przekładnia, 7 - urządzenia obrotu głowicy, 8 - wlot powietrza chłodzącego, 9 - segment hydrauliki siłowej do regulacji kąta nastawienia łopat, 10 - węzeł mocowania łopat, 11 - węzeł łożyskowy, 12 - wał główny, 13 - łopata, 14 - zabezpieczenie elektryczne, 16 - tarcza hamulcowa, 17 - wał szybkoobrotowy [II.2]



Rys. II.43. Widok głowic elektrowni wiatrowych: firmy Gamesa G90 o mocy 2 000 kW oraz PowerWind 90 o mocy 2 500 kW [II.10]

Gondolę i tym samym osie obrotu wirnika elektrowni można ustawiać względem kierunku napływającego wiatru. Na szczycie wieży znajduje się łożysko wieńcowe, które jest połączone z kołem zębatym osadzonym na wale silnika

kierunkowego. Ponieważ moc zależy od powierzchni zarysu wirnika, odsunięcie siłowni od głównego kierunku wiatru powoduje zmniejszenie użytecznej powierzchni zarysu wirnika i ograniczenie oddawanej mocy. Kiedy elektrownia nie pracuje, układ regulacji kierunku także jest wyłączony. Mechanizm regulacji jest sterowany przez elektroniczny kontroler, który kilka razy na sekundę sprawdza odczyty z wiatrowskazu i w razie potrzeby koryguje ustawienie kierunku [II.16].



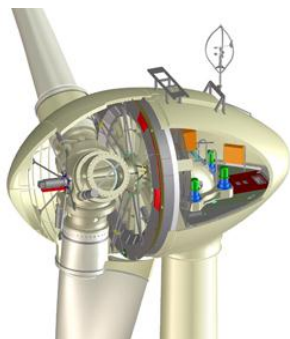
Rys. II.44. Elementy składowe mechanizmu regulacji kierunku [II.16]

Moc z wirnika jest przekazywana do generatora za pomocą wału wolnoobrotowego (głównego), przekładni mechanicznej i wału szybkoobrotowego. Pominięcie tego układu przy zastosowaniu generatora dwu-, cztero lub sześciobiegunowego wymagałoby zapewnienia prędkości wirnika 1 000-3 000 obr/min. Natomiast prędkość ta wynosi około 22 obr/min. Przekładnia mechaniczna w turbinie pracuje przy jednym, stałym przełożeniu. Dla elektrowni o mocy 600 kW jest to zazwyczaj przełożenie 1:50.



Rys. II.45. Przekładnia mechaniczna elektrowni wiatrowej [II.16]

Zastosowanie wielobiegunowego wolnoobrotowego generatora energii elektrycznej, bez przekładni mechanicznej, bezpośrednio napędzanego wirnikiem zmniejsza gabaryty gondoli i wytwarzanie hałasu turbiny.



Rys. II.46. Gondola elektrowni wiatrowej ENERCON E-48 o mocy 800 kW z wolnoobrotowym generatorem energii elektrycznej, bez przekładni [II.12]



Rys. II.47. Gondola elektrowni wiatrowej ENERCON E-70o mocy 2 300 kW z wolnoobrotowym generatorem energii elektrycznej, bez przekładni [II.12]

Dostępne są na rynku turbiny wiatrowe o różnych mocach z możliwością jej regulacji przez zmianę kąta nachylenia łopat turbiny. Zatrzymanie turbiny jest możliwe przez dwa niezależne układy hamowania: w czasie ruchu odbywa się przez zmienność kąta ustawienia wierzchołków łopat (działanie aerodynamiczne lub ustawienie na chorągiewkę gdy prędkości wiatru przekracza 25 m/s) lub mechaniczne zatrzymanie hamulcem tarczowym.

Moce obecnie budowanych turbin osiągają 6 MW (REpower 6M, N150/6000 Nordex, E-126/6MW ENERCON) [II.10, II.11].

Prototyp turbiny V164-70 o mocy 7 MW firmy Vestas ma powstać w czwartym kwartale 2012 roku, seryjna produkcja może rozpocząć się w 2015 r. [II.13].

Obecnie turbinę o największej mocy 7,5 MW zbudowała firma ENERCON (E-126E), w grudniu 2011 były zainstalowane 3 takie turbiny [II.10].

### II.3. Wirnik elektrowni wiatrowej

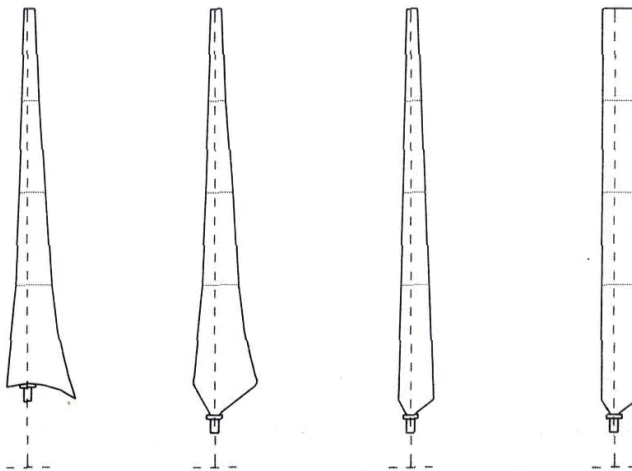
Wirnik stanowi podstawowy zespół przetwarzający energię wiatru na energię mechaniczną. Wirnik o poziomo usytuowanej osi obrotu może być: jednołopatowy ( $12 < \lambda < 18$ ), dwułopatowy ( $8 < \lambda < 12$ ), trójłopatowy ( $3,5 < \lambda < 8$ ) i wielołopatowy. Podział kół łopatowych może dotyczyć sposobu regulacji kąta nastawienia łopat, tj. łopaty stałe bez regulacji oraz regulowane. Koła jednołopatowe stosowane są najczęściej w jednostkach dużych mocy.

Wirnik o stałym kącie nastawienia łopat pod względem konstrukcyjnym są znacznie prostsze i tańsze, wymagają stosowania profili o nagłym spadku współczynnika siły nośnej po przekroczeniu krytycznego kąta natarcia.

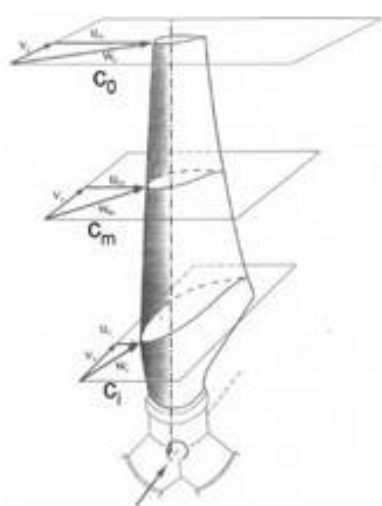
Nie istnieją profile łopat zapewniających stałą moc elektrowni wiatrowej dla szerokiego zakresu zmiany prędkości wiatru. Udział masy wirnika odniesiony do masy turbiny wynosi od 0,064 do 0,354, jego średnia wartość 0,16 [II.2].

Łopaty są osadzone w węzłach łożyskowych, ruch obrotowy na łopaty może być przekazywany poprzez układ dźwigni lub zespół: zębata - koło zębate. W turbinach wiatrowych o średnich i dużych mocach są stosowane układy hydrauliczne zarówno do zmiany kąta nastawienia łopat jak i obrotu głowicy. Łopaty wirników o osi poziomej stanowią podstawowy element elektrowni wiatrowej.

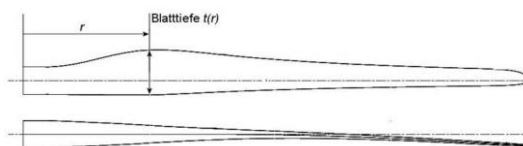
Większość nowoczesnych łopat w elektrowniach wiatrowych jest wykonana z włókna szklanego wzmocnionego poliestrem lub żywicą epoksydową. Jako wzmocnienie używa się też włókien węglowych lub kevlaru, ale takie rozwiązanie jest bardzo kosztowne, szczególnie przy większych łopatach. Dostępne są też rozwiązania polegające na wykorzystaniu drewna wzmocnionego żywicą epoksydową lub innymi tworzywami sztucznymi, ale jak dotąd nie zdobyły one większej popularności. W bardzo małych turbinach stosuje się też łopaty stalowe i aluminiowe. Są one jednak ciężkie i podatne na zmęczenie materiału. Łopaty o poprawnym kształcie powinny posiadać wzrastającą cięciwę oraz kąt nastawienia cięciwy profilu łopaty w miarę zbliżania się do osi obrotu. Na rysunku II.48 przedstawiono najczęściej stosowane kształty łopat [II.2].



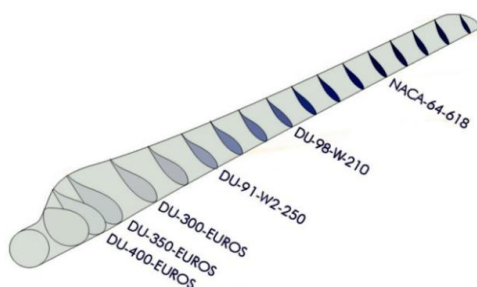
Rys. II.48. Kształty łopat wirników EW o poziomej osi obrotu [II.2]



Rys. II.49. Skręcenia płata wirnika uwzględniające zmianę wartości i kierunku strumienia powietrza [II.9]



Rys. 50. Zmiana szerokości płata wraz z odległością  $r$  od osi wirnika [II.9]



Rys. II.51. Zmiana profilu aerodynamicznych płata wirnika [II.9]

Ze względów aerodynamicznych istotna jest geometria płata łopaty wirnika, zwłaszcza:

- liczba płatów (zazwyczaj wykonuje się wirniki trójpłatowe),
- promień (wraz z liczbą płatów określa optymalną prędkość obrotową),
- sposób skręcenia płata (zapewnia właściwy rozkład sił i momentów oraz powoduje lepsze wykorzystanie płata i zmniejsza obciążenia mechaniczne).

Płat powinien posiadać następujące cechy [II.16]:

- odpowiednią sztywność (aby przy mocniejszych podmuchach nie doszło do zderzenia łopat z wieżą),
- możliwie małą masę,
- trwałość (powinien wytrzymać cały cykl życia siłowni a więc minimum 20 lat),
- niski poziom generowanego hałasu (decydujące znaczenie ma kształt końcówki płata, gdyż ona porusza się najszybciej),
- odporność na zabrudzenia i oblodzenie (łopaty projektuje się tak, aby pracowały poprawnie z ewentualną dodatkową masą wynikającą z tych czynników lub dodaje się instalacje przeciwołodzienną),
- kształt zapewniający odpowiednie własności aerodynamiczne,
- odporność na wyładowania atmosferyczne.



Rys. II.52. Łopata wirnika turbiny wiatrowej [II.9]

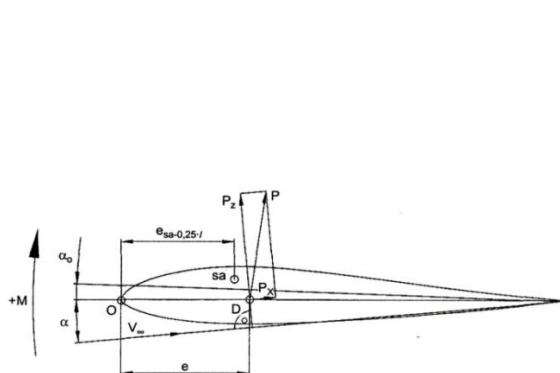


Rys. II.53. Wygięcie końcówki płata w celu ograniczenia strat aerodynamicznych i ograniczenia emisji hałasu [II.9]

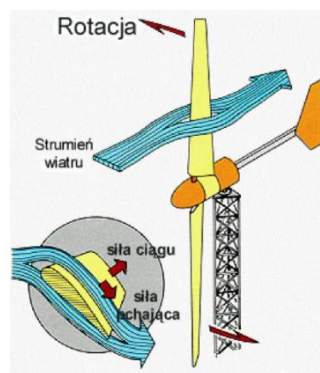
Łopaty współczesnych siłowni wiatrowych osiągają rozmiary kilkudziesięciu metrów. Oznacza to poważne problemy techniczne i logistyczne przy organizowaniu ich transportu na miejsce montażu elektrowni. Ze względu na technologię produkcji łopat najczęściej nie jest możliwe ich rozkładanie na części i muszą być transportowane w całości. Zadanie to powierza się wyspecjalizowanym firmom, dysponującym odpowiednimi, wielokołowymi naczepami.

### Siły działające na profil

Moment obrotowy wirnika turbiny wiatrowej jest wywołany przez siły aerodynamiczne występujące na profilu łopaty wirnika turbiny (rysunek II.54).



Rys. II.54. Siły i moment działające na profil [II.2]



Rys. II.55. Siły działające na profil - rysunek poglądowy

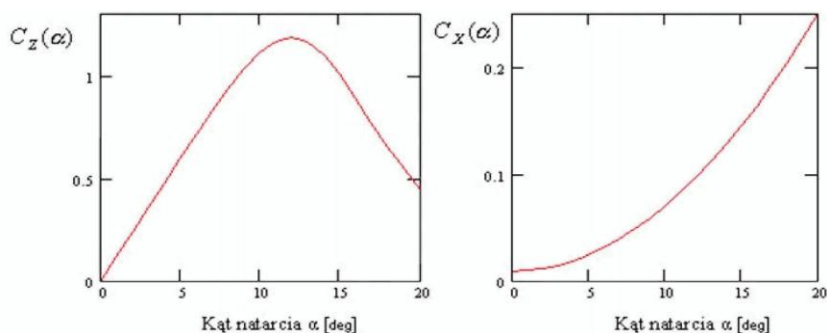
Siły aerodynamiczne oddziaływania  $P_x$  i  $P_z$  dla danej geometrii profilu z uwzględnieniem doświadczalnie wyznaczonych bezwymiarowych współczynników  $C_x$  i  $C_z$ , można wyrazić następująco [II.2]:



$$P_x = C_x \rho \frac{V_{1\infty}^2}{2} A \quad (\text{II - 2})$$

$$P_z = C_z \rho \frac{V_{1\infty}^2}{2} A \quad (\text{II - 3})$$

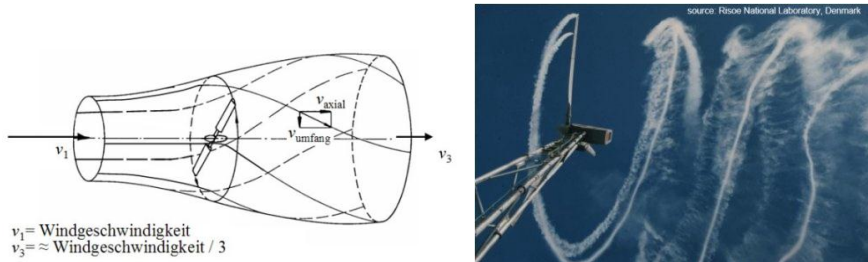
gdzie:  $P_z$  - siła nośna,  $P_x$  - siła oporu,  $A$  - powierzchnia płata,  $C_x$  - współczynnik oporu,  $C_z$  - współczynnik siły nośnej,  $V_{1\infty}$  - prędkość wiatru,  $\rho$  - gęstość powietrza.



Rys. II.56. Charakterystyki współczynników siły nośnej i oporowej w zależności od kąta natarcia [II.9]

Występująca różnica ciśnień powoduje w efekcie powstanie ciągu aerodynamicznego skierowanego w stronę ciśnienia niższego. Powstały ciąg aerodynamiczny oddziałuje dynamicznie z płatem wirnika, który jest zaczepiony za pośrednictwem piasty. Różnica ciśnień wytwarza siłę ciągu kierowaną w stronę niższego ciśnienia (łopata zostaje zassana przez obszar o niższym ciśnieniu). Siła ta powoduje w przypadku skrzydeł samolotowych poderwanie samolotu z ziemi. Jednak w przypadku elektrowni wiatrowej bardziej zależy nam na ruchu obrotowym śmigła, a minimalizowaniu siły ciągu, która dąży do wyrwania wirnika z gondoli. Siła popychająca łopatę do ruchu obrotowego jest wynikiem dążenia do wyrównania ciśnień. Powietrze szybciej przepływa nad górnym płatem niż dolnym wytwarzając siłę popychającą łopatę do ruchu obrotowego. Wraz z odległości od osi wirnika zmienia się nie tylko wartości, ale także kierunek przepływu powietrza. Współczynniki siły nośnej i oporowej oraz zależą od kształtu profilu i są funkcją kąta natarcia wiatru na łopaty. Charakterystyczną cechą aerodynamiki turbin jest to, że wywołują one turbulencje. Łopaty obracając się z dostatecznie dużą prędkością dostają się w obszary zawirowań, co znacząco wpływa na powstające siły aerodynamiczne. Modelowanie tych zjawisk jest bardzo trudne i z tego względu zjawiska te są uwzględniane w postaci dodatkowych współczynników obliczanych

na podstawie wzorów empirycznych. Turbulencje powstają także na końcówkach płata i w miejscu gdzie łączy się on z piastą.



Rys. II.57. Ilustracja efektu zawirowania strug powietrza za turbiną wiatrową [II.9]

Teoria aerodynamiki wirnika np. model warstwowy daje wzajemne powiązania pomiędzy kształtem łopat wirnika i jego charakterystyką mocy. Moc wirnika może być obliczona w zależności od prędkości wiatru w następujący sposób [II.3]

$$P_R = C_{PR} \frac{\rho}{2} V_{1\infty}^3 A \quad (\text{II} - 4)$$

gdzie:

$A$  - powierzchnia omiotana przez płyty wirnika,  $V_{1\infty}$  - prędkość wiatru,  $C_{PR}$  - wskaźnik mocy wirnika,  $\rho$  - gęstość powietrza.

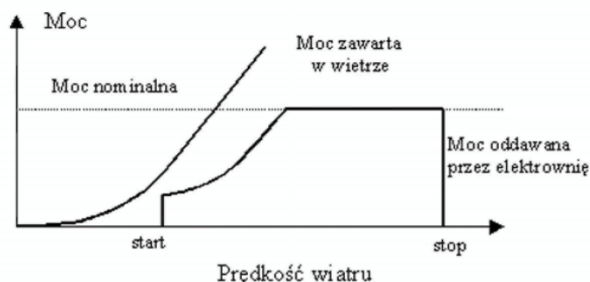
Wskaźnik mocy  $C_{PR}$  wyznacza się za pomocą teorii elementu łopaty dla określonego stosunku prędkości końcówki łopaty wirnika do prędkości wiatru. Powtarzając obliczenia uzyskuje się wskaźnik mocy wirnika dla różnych prędkości wiatru przy stałej prędkości wirnika lub dla różnych prędkości obrotowych i jednej prędkości wiatru. Jeśli wirnik jest wyposażony w łopaty sterowane, krzywe współczynnika mocy oblicza się dla różnych kątów nachylenia łopaty, występujących podczas ich eksploatacji.

Wszystkie siłownie wiatrowe charakteryzują takie parametry pracy jak: moc nominalna oraz prędkości wiatru: załączania, nominalna i wyłączania. Aby zapewnić optymalne wykorzystanie tych parametrów należy zastosować układy sterowania. Ogólnie mają one na celu wytworzenie żądanego poziomu mocy przy satysfakcjonującej jakości energii elektrycznej i minimalizacji przeciążeń mechanicznych, co ma wpływ na wydłużenie czasu pracy elektrowni. Wyróżnia się dwie koncepcje sterowania pracą elektrowni wiatrowej: ze stałą prędkością obrotową oraz ze zmienną prędkością obrotową.

Ponadto w przypadku sterowania można mówić o regulacji aktywnej lub o samoczynnym (pasywnym) dostosowaniu prędkości obrotowej turbiny i kierunku ustawienia do wiatru. Samoczynne określenie punktu pracy polega na zastosowaniu



profilu płata, który powoduje utknięcie wirnika przy dużych prędkościach wiatru. Regulacja aktywna to zmiana kąta ustawienia płatów czy obciążenia.



Rys. II.58. Obszary pracy elektrowni wiatrowej w odniesieniu do prędkości wiatru

Załączanie elektrowni wiatrowej odbywa się przy prędkościach (2-6,5) m/s, nominalne warunki pracy to wiatry o prędkościach (9-16) m/s, prędkość wiatru 25 m/s powoduje z reguły wyłączenie elektrowni [II.2]. Dopóki wiatr nie osiągnie prędkości nominalnej dla danego typu elektrowni, strategia sterowania polega na wytworzeniu maksymalnej możliwej mocy. Po wejściu w zakres normalnej pracy dąży się do utrzymania wytwarzanej mocy na nominalnym poziomie. Można stosować kilka metod regulacji mocy generowanej przez elektrownię:

- regulacja ustawieniem elektrowni w kierunku wiatru (ang.: Yaw Control),
- regulacja kąta ustawienia łopat (ang.: Active Pitch Regulation),
- regulacja przez zmianę obciążenia (ang.: Load Control),
- regulacja przez „przecignięcie” (ang.: Stall Regulation),
- regulacja lotkami łopat wirnika (ang.: Aileron Control).

Ze względu na zmienną prędkość wiatru oraz jego kierunku, zagadnienie regulacji mocy chwilowej generatora oraz jego prędkości obrotowej jest zadaniem ważnym, a zarazem technicznie złożonym. W przypadku przekazywania energii elektrycznej do sieci krajowej zachowane muszą być odpowiednie parametry: wartości i kształtu napięcia, częstotliwości oraz mocy w dość wąskim zakresie zmienności.

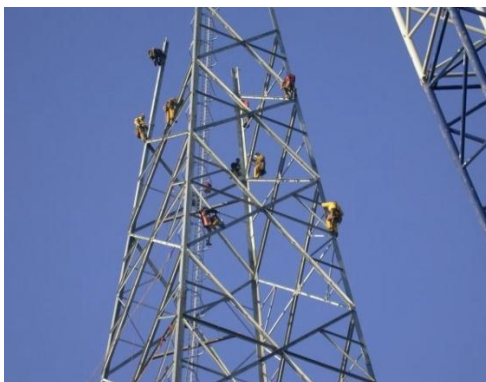
W przypadku wykorzystania energii elektrycznej do celów własnych, np. do ogrzewania, zmienność parametrów jest mniej ważna, graniczne parametry elektrowni wiatrowych wynikają z warunków wytrzymałościowych i dynamicznych. W większości przypadków regulacja mocy i prędkości obrotowej generatorów elektrowni wiatrowych rozwiązuje się na drodze mechanicznej i elektrycznej.

Elektrownie wiatrowe o stałej prędkości obrotowej są wyposażone w generatory synchroniczne. Utrzymywanie stałej prędkości obrotowej dokonuje się przez zmianę kąta nastawienia łopat na drodze mechanicznej wykorzystując układ dźwigni siłownika, osadzenia łopat w węzłach łożyskowych oraz sterownika. W elektrowniach wiatrowych o dużych mocach generatora i dużych średnicach wirnika (powyżej 50 m) stosuje się niezależne sterowanie każdą łopata w funkcji kąta obrotu wirnika.

Dla małych i średnich mocy stosuje się sterowanie kątem nastawienia centralnie nadając wszystkim łopatom ten sam kąt nastawienia. Sposób ten umożliwia uzyskanie wysokiego współczynnika wykorzystania energii wiatru w szerokim zakresie wartości współczynnika szybkobieżności. Wadą tego sposobu jest złożona konstrukcja zespołu sterującego i zwiększone koszty inwestycyjne.

### Wieża

W elektrowniach wiatrowych o poziomej osi obrotu wirnika są stosowane wieże konstrukcji stalowej oraz betonowe. Stalowe konstrukcje wież stosuje się dla jednostek o małych, średnich i dużych mocach. Wieże z betonu wykonuje się dla elektrowni wiatrowych dużych mocy. Można wyróżnić konstrukcje stalowe rurowe, rurowe z odciągami, stożkowe (stożek ścięty), kratowe oraz betonowe. Na rysunkach II.59-II.61 przedstawiono przykłady wymienionych konstrukcji wież.



Rys. II.59. Przykłady wież elektrowni wiatrowych o konstrukcji kratownicowej [II.9]



Rys.II.60. Farma wiatrowa składającej się z wiatraków o konstrukcji stalowej, rurowej z odciągami [II.9]



Rys. II.61. Wieża stalowo betonowa [II.9]

Najczęściej wieże są wykonane w postaci segmentów rurowych lub stożkowych z kołnierzami (wewnętrznymi) łączonych śrubami. Udział masy wieży odniesiony do masy całkowitej elektrowni wiatrowej jest zawarty w przedziale od 0,304 do 0,781, średnia wartość wynosi 0,527 [II.2].



Rys. II.62. Etapy produkcji segmentów wieży stalowej elektrowni wiatrowej [II.9]

Elementy wież rurowych to odcinki o długości 20-30 m, które po transporcie na miejsce budowy zestawia się i montuje w całość. Kształt wieży jest stożkowy - średnica wieży wzrasta ku podstawie. Takie rozwiązanie prowadzi do lepszych parametrów wytrzymałościowych i oszczędności materiału. Przy montażu wirnika na wieży często używa się specjalnych wind, dźwigów, a nawet helikoptera.



Rys. II.63. Etapy budowy fundamentów oraz wznoszenia wieży elektrowni wiatrowej [II.9]

Czasem głowica jest montowana przed postawieniem wieży na fundamencie. Większe turbiny są najczęściej wznoszone dźwigami. Małe i średniej wielkości turbiny są często stawiane za pomocą specjalnych ram i kołowrotów bez użycia dźwigów.

Wnętrze wieży zawiera kanały na niezbędne okablowanie i wejścia prowadzące do głowicy celem zapewnienia okresowych przeglądów i niezbędnych remontów urządzeń. Powierzchnie wież są zabezpieczane przed korozją powłokami ochronnymi metalowymi lub farbami odpornymi na działanie warunków atmosferycznych.

Istotnym zagadnieniem jest ustalenie wysokości wieży. Wyższa wieża to większa ilość wyprodukowanej energii, z drugiej strony wyższe koszty inwestycyjne. Na podstawie uwzględnienia danych, wysokości  $H$  osi wirnika istniejących elektrowni wiatrowych w świecie i wielkości średnicy wirnika  $D$ , powstał wzór [II.7] służący do obliczenia wysokości osi wirnika od podłoża

$$H = 10 + 0,9 D \quad (\text{II} - 5)$$

Oś wirnika  $H$  jest wyżej położona o elementy mocowań w głowicy, od wysokości wieży  $H_w$ .

Cena wieży stanowi około 20 procent całkowitej ceny elektrowni. Dlatego bardzo ważne, dla finalnego kosztu energii jest wybranie optymalnej konstrukcji. W związku z tym, że prędkość wiatru rośnie wraz z wysokością, korzystnie jest stosować wysokie wieże (szczególnie na obszarach o dużej szorstkości). Optymalna jej wysokość jest funkcją:

- kosztu wieży na metr wysokości,
- zmiany prędkości wiatru w zależności od wysokości nad ziemią,
- ceny, za jaką właściciel elektrowni będzie sprzedawał energię.

Wielu producentów dostarcza elektrownie, w których wysokość wieży jest równa średnicy wirnika. Takie rozwiązanie wielu ludzi uważa za najbardziej estetyczne i przyjemne dla oka [II.16].

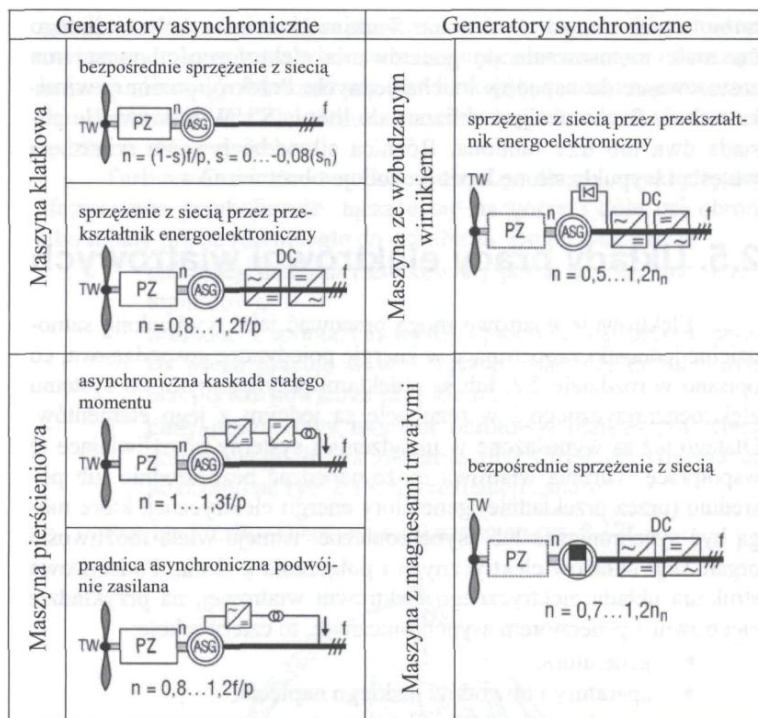
### II.3.1. Układy pracy elektrowni wiatrowych

Elektrownie wiatrowe mogą pracować jako wydzielone samodzielne jednostki zaopatrujące w energię pojedyncze gospodarstwa, lub są obiektami przyłączanymi do systemu elektroenergetycznego i w rezultacie są jednym z jego elementów. Dlatego też są wyposażone w urządzenia i systemy umożliwiające tę współpracę.

Turbina wiatrowa może napędzać bezpośrednio lub pośrednio (przez przekładnię) generatory energii elektrycznej, które mogą być synchroniczne lub asynchroniczne. Istnieje wiele możliwości organizacji układów elektrycznych i połączenia z siecią (rysunek II.64). Podstawowa struktura układu elektrycznego



elektrowni wiatrowej, na przykładzie elektrowni z generatorem asynchronicznym, to cztery sekcje [II.7]: generatora, aparatury i obwodów niskiego napięcia, transformatora blokowego, aparatury i obwodów średniego napięcia.



Rys. II.64. Rodzaje maszyn używanych jako generatory w elektrowniach wiatrowych w zależności od sposobu współpracy z siecią energetyczną.

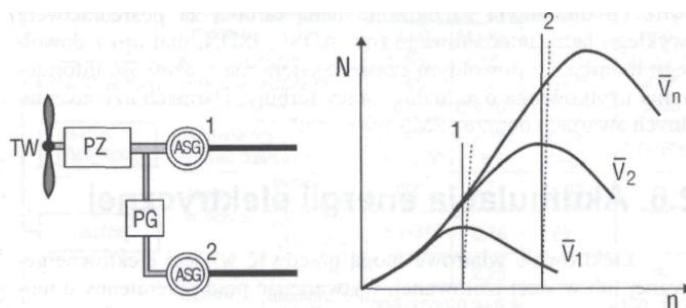
Oznaczenia:  $n$  - mechaniczna prędkość obrotowa,  $n_n$  - znamionowa prędkość obrotowa,  $f$  - częstotliwość sieci zasilającej,  $s$  - poślizg generatora,  $p$  - liczba par biegunów [II.7]

Przedstawiono dwa ogólne układy z generatorami synchronicznymi w prawej kolumnie. Pierwszy z nich to układ z bezpośrednim połączeniem generatora z siecią. Połączenie z siecią sztywną ustala stałą liczbę obrotów, w tym także stałą prędkość kątową wirnika turbiny. Zmiany mocy związane ze zmianami prędkości wiatru (i podmuchami) bezpośrednio obciążają sieć. W celu łagodzenia skutków zmian o dużej częstotliwości stosuje się w tych rozwiązaniach sprzęgło poślizgowe. Omówiony układ jest częściej stosowany we współpracy z siecią wydzieloną lub do napędu maszyn roboczych. Drugie przedstawione rozwiązanie umożliwia regulację częstotliwości (wymaga układów ograniczenia mocy). Stosowane jest w elektrowniach wiatrowych dużej mocy. Przy zastosowaniu wielobiegunowych generatorów możliwa jest eliminacja przekładni (PZ).

Dla turbin małej i średniej mocy z generatorem asynchronicznym można zastosować bezpośrednie sprzężenie z siecią co pokazano na rysunku II.64. Turbina elektrowni wiatrowej (TW) przez przekładnię (PZ) napędza asynchroniczny generator elektryczny (ASG). Ten rodzaj generatora umożliwia pracę przy zmiennej liczbie obrotów [II.7].

Aby lepiej wykorzystać parametry turbiny wiatrowej do generacji energii elektrycznej, można zastosować układ przedstawiony na rysunku II.65 z dwoma generatorami lub układ umożliwiający zmianę liczby biegunów generatorów. Przy stałej liczbie obrotów turbiny wiatrowej również podlegają regulacji: ustawienie siłowni do kierunku wiejącego wiatru; kąt nastawienia łopat; prąd wzbudzenia w przypadku generatora synchronicznego; prędkość obrotowa wału za pomocą hamulca tarczowego [II.7].

W generatorze synchronicznym układ regulacji musi zapewnić nie tylko stałość obrotów turbiny wiatrowej niezależnie od zmian oddziaływań dynamicznych, ale także odpowiednie wartości faz początkowych napięć. Przy zastosowaniu generatora asynchronicznego regulacja jest nieco prostsza - układ sterowania musi zapewnić jedynie stałość obrotów wirnika, co warunkuje częstotliwość sieci.



Rys. II.65. Układ elektrowni wiatrowej (TW) z dwoma generatorami asynchronicznymi (ASG1 i ASG2), (PG) - przełącznik.  
Charakterystyka mocy  $N = f(n, V)$  [II.7]

Można rozpatrywać dwa podstawowe sposoby sterowania elektrownią wiatrową: pierwszy to praca ze stałym wyróżnikiem szybkobieżności (wymagany jest dokładny pomiar szybkości wiatru), a drugi to sterowanie ze śledzeniem mocy maksymalnej.

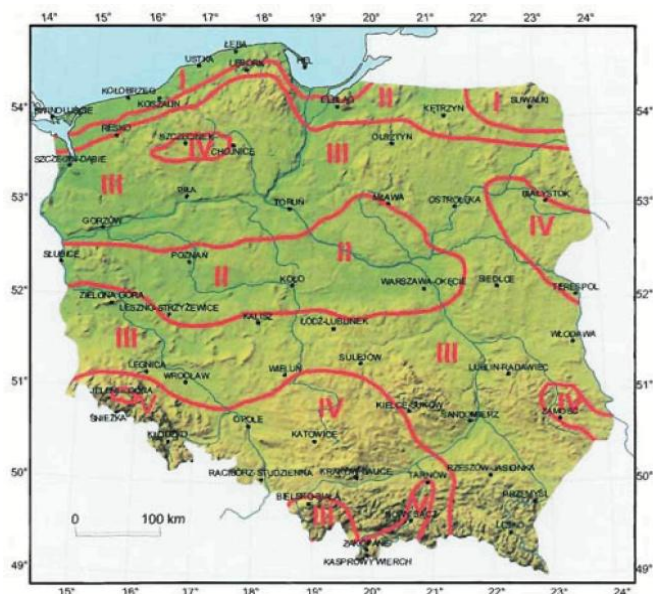
System kontroli i poboru danych z elektrowni wiatrowych odbywa się zdalnie za pomocą programów komputerowych. Jest to system wizualizacji parametrów pracy elektrowni wiatrowej, kontroli i pobierania danych z farm lub pojedynczych siłowni wiatrowych. System ten pozwala kontrolować i sterować pracą turbiny z dowolnego miejsca za pomocą Internetu. Obecnie produkowane turbiny

wyposażone są w specjalny kontroler połączony z serwerem sieciowym, co umożliwia zarządzanie daną turbiną za pośrednictwem zwykłego łącza internetowego z dowolnego miejsca i o dowolnym czasie. System ma możliwość informowania użytkownika o aktualnej pracy turbiny, alarmach czy ewentualnych awariach [II.7].

#### II.4. Energetyka wiatrowa w Polsce i perspektywy jej rozwoju

Informacja o zasobach energii wiatru dla terenu Polski jest dostępna w ograniczonym zakresie i jedynie na poziomie ogólnym. Studia i pomiary wykonane przez instytucje takie jak Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, RISOE National Laboratory, Pacific Northwest Laboratory oraz szereg firm prywatnych wskazują, że Polska posiada znaczące zasoby energii wiatru. Szczególnie uprzywilejowane pod względem zasobów są tereny:

- środkowe, najbardziej wysunięte na północ części wybrzeża od Koszalina po Hel,
- rejon wyspy Wolin,
- Suwalszczyzna,
- środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- Beskid Śląski i Żywiecki,
- Bieszczady i Pogórze Dynowskie.



Rys. II.66. Strefy energetyczne wiatru w Polsce (mapa opracowana na podstawie danych z lat 1971-2000) [II.3]: Strefa I - wybitnie korzystana, Strefa II - bardzo korzystana, Strefa III - korzystana, Strefa IV - mało korzystana, Strefa V - niekorzystna



Potencjalne lokalizacje elektrowni wiatrowych rozważane są także poza tymi terenami, jednak z reguły wymagają one zastosowania turbin wiatrowych o większej wysokości, aby osiągalna prędkość wiatru wzrosła do wartości opłacalnych ekonomicznie. Dodatkowo rozwojowi energetyki wiatrowej w Polsce sprzyja wprowadzenie w ostatnich latach nowych typów turbin, przeznaczonych do zastosowania przy niższych prędkościach wiatru (klasa III IEC).

Od strony technicznej, dotychczasowy rozwój energetyki wiatrowej jest jednak uzależniony głównie od powierzchni dostępnej dla posadowienia turbin wiatrowych i ograniczony przez uwarunkowania infrastrukturalne, środowiskowe oraz ekonomiczne [II.6].

Dla współczesnych elektrowni wiatrowych zapotrzebowanie na powierzchnię przyjmuje się z reguły jako 10 ha na 1 MW mocy zainstalowanej. Potencjał techniczny energii wiatru wiąże się przede wszystkim z przestrzennym rozmieszczeniem terenów otwartych (o niskiej szorstkości podłoża i bez obiektów zaburzających przepływ powietrza). Tereny takie to w przeważającej mierze tereny rolne, które stanowią obecnie ok. 59 % powierzchni kraju (ok. 18 mln ha).

Przy obecnych możliwościach technologii energetyki wiatrowej przyjmuje się, że możliwe jest efektywne technicznie wykorzystanie obszarów o prędkościach wiatru powyżej 5 m/s oraz gęstości energii powyżej 200 W/m<sup>2</sup> (na wysokości 50 m nad poziomem gruntu). Po wykorzystaniu dostępnych źródeł informacji o warunkach klimatycznych na terenie Polski można przyjąć, że warunki takie występują na 80 % użytków rolnych.

Istotnym ograniczeniem przestrzennym dla rozwoju energetyki wiatrowej jest występowanie i powiększanie obszarów chronionych (32 % powierzchni kraju wg GUS), w tym obszarów włączanych do sieci NATURA 2000. Przyjmując, że z rozwoju energetyki wiatrowej wykluczone zostaną wszystkie tereny podlegające ochronie, tereny spełniające warunki rozwoju energetyki wiatrowej to ok. 6 mln ha, co odpowiada potencjałowi 600 GW [II.6].

Obecne ograniczenia przestrzenne lokalizacji elektrowni wiatrowych na morzu są znacznie silniejsze niż na lądzie. Ze względu na możliwości techniczne budowy elektrowni wiatrowych (głębokość morza) oraz konflikty w wykorzystaniu przestrzeni morskiej należy ocenić, że tylko niewielka część powierzchni (do 5 %) mogłoby zostać w perspektywie roku 2020 wykorzystana pod budowę elektrowni wiatrowych.

Instytut Morski w Gdańsku na podstawie analizy uwarunkowań naturalnych oraz możliwych konfliktów przestrzennych wyodrębnił na obszarze polskiego morza terytorialnego oraz wyłącznej strefy ekonomicznej lokalizacje o potencjale technicznym wynoszącym do 20 GW. Dodatkowo wykluczenia związane z obszarami NATURA 2000 zmniejszają ten potencjał do 7,5 GW [II.6].

W tabeli II.2 przedstawiono ocenę potencjału technicznego, ekonomicznego i rynkowego energetyki wiatrowej, który wynika z konkurencyjności energetyki wiatrowej w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii i oceny praktycznej zdolności tego sektora do realizacji inwestycji do 2020 r. [II.6].

Tabela II.2. Potencjał energetyki wiatrowej w Polsce [II.6]

	Na lądzie		Na morzu	
	Moc	Energia	Moc	Energia
	(GW)	TWh	GW	TWh
Potencjał teoretyczny	3 100	6 830	130	380
Potencjał techniczny	1 400	3 600	130	380
Potencjał techniczny z uwzględnieniem ograniczeń środowiskowych	600	1 500	20	60
Potencjał ekonomiczny	82	210	7,5	22,5
Potencjał rynkowy 2020	11,5	28	1,5	4,5

Słaby rozwój rynku w Polsce wynika z licznych barier rozwojowych, wśród których najbardziej istotną rolę odgrywa stan rozwoju sieci elektroenergetycznych i związane z tym rosące problemy z przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej. Wśród innych czynników spowalniających rozwój wymienić należy długotrwałe procedury związane z planowaniem przestrzennym oraz ocenami oddziaływania na środowisko. Najwięcej dużych farm wiatrowych działa w północnej części Polski (województwo pomorskie i zachodniopomorskie). Jednak ze względu na coraz silniejsze na tych obszarach bariery rozwojowe, związane zwłaszcza z ograniczonymi możliwościami przyłączania do sieci elektroenergetycznej, wzrasta zainteresowanie inwestycjami w innych regionach Polski.



Rys. II.67. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej w poszczególnych województwach Polski. Stan w maju 2011 r. Źródło: Opracowanie PSEW na podstawie danych URE [II.17]



Rys. II.68. Lokalizacja elektrowni wiatrowych w województwach w maju 2011 r. - wyszczególnienie w tabeli II.3. Kolor zielony - istniejące elektrownie, niebieski - elektrownie w budowie [II.17]

Tabela II.3. Lokalizacja i moce zainstalowane elektrowni wiatrowych w Polsce, V 2011

Lokalizacja	Moc, MW	Lokalizacja	Moc, MW
Puck	22	Suwałki	41,4
Swarzewo	1,2	Wielkopolska	51
Łebcz	8	Dobrzyń	43
Bełcz II	10	Klonowo	0,45
Polczyno	1,6	Zagorzyce	0,75
Lisewo	10,8	Sokoły	0,60
Darżyno	6	Kramsk	0,75
Starbienino	0,25	Morowica	5
Zwarcienko	0,32	Strzelce	5
Zajączkowo i Widzino	90	Drogosław	0,8
Barzowice	5	Nowa Wieś	10
Cisowo	18	Golinka	5
Krościno	69	Babkowie	7,5
Tychowo	50	Wysocko	2,4
Tymień	50	Chwałowice	0,30
Poblocie Małe	13,5	Kamieńsk	30
Karcino	76,5	Rembertów	0,25
Śniatowo	30	Chwałowice	0,30
Karnice	30	Mielec	0,25
Jagniątkowo	30,6	Żurawica	12
Nowogard	0,225	Wróblak Szlachecki	0,32
Zagórze	30	Sieniawa	0,60
Drozdowo	20,7	Łeki Dukielskie	10
Dąbrowa	0,20	Nasolin	1,6 (w budowie)
Tychowo	34,5	Skrobotowo	26 (w budowie)
Choszczno	6	Farma Krzęcin	14 (w budowie)
Wąlczyk	4,5	Gołdap	69 (w budowie)
Radwanki/Margonin	120	Taciweo	30 (w budowie)
Ostrowo	30	Żuromin	30 (w budowie)
Kisielice	40,5	Golice	38 (w budowie)
Wiźjany	0,60	Rzepin	(w budowie)
Piecki	32	Górzycza	(w budowie)

Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Polsce to około 1 489 MW (stan na 06.09.2011, źródło URE). Łącznie w Polsce są posadowione 484 koncesjonowane źródła.

Nasylenie elektrowniami wiatrowymi w Polsce należy do najniższych w Europie. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wynosi 0,0386 kW/osobę oraz 4,77 kW/ km<sup>2</sup> obszaru lądowego. Dla porównania łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Unii Europejskiej wynosiła na koniec 2010 r. - 84 GW wobec 74 GW na koniec 2009 r. Największą zainstalowaną moc mają Niemcy przed Hiszpanią, Włochami, Francją i W. Brytanią.



Rys. II.69. Farma wiatrowa Suwałki [II.17]



Rys. II.70 Farma wiatrowa w Cisowie [II.17]

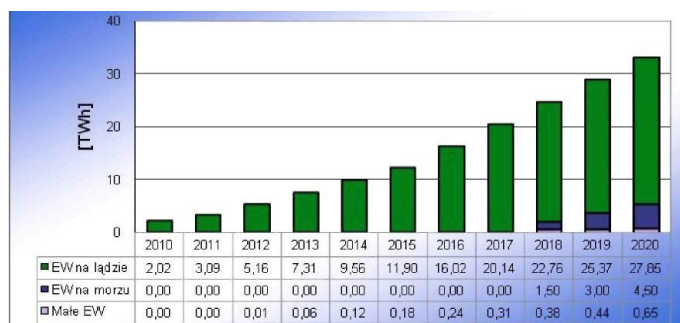
W efekcie realizacji Pakietu klimatycznego UE, w perspektywie 2020 r. wszystkie technologie energetyki odnawialnej znacząco poprawią swoją konkurencyjność wobec energetyki konwencjonalnej i jądrowej. W 2020 r. elektrownie wiatrowe będą najtańszym odnawialnym źródłem energii elektrycznej, której koszty będą porównywalne z kosztami produkcji energii w funkcjonujących elektrowniach jądrowych. Będą jednak niższe od wszystkich innych technologii wytwarzania energii elektrycznej ze spalania węgla, gazu i ropy naftowej [II.6].

Scenariusz zaopatrzenia kraju w nośniki energii, uzyskany w wyniku symulacji i uwzględnienia Pakietu klimatycznego UE oraz trendów oraz optymalizacji kosztowej, przewiduje wyprodukowanie łącznie ze źródeł odnawialnych energii (elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) odpowiadającej ok. 21% zużycia finalnego energii w Polsce w 2020 r. Ponadto jest przewidywany szybki przyrost nowych mocy wytwórczych zielonej energii elektrycznej, do 17 GW w roku 2020 i 83 GW w 2050 r., wykorzystywanej coraz powszechniej

także w transporcie. Scenariusz przewiduje największy przyrost i udział mocy zainstalowanych dla energetyki wiatrowej, wynoszący prawie 13 GW w 2020 r. Na tę liczbę składa się prawie 11 GW w lądowych farmach wiatrowych, 1,5 GW w morskich farmach wiatrowych oraz 600 MW w małych elektrowniach wiatrowych działających w systemie DSM (po stronie odbioru). Według tego scenariusza udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej będzie szybko wzrastać do 16,5 % w 2020 r. i prawie 28,8 % w 2030 roku. [II.6]



Rys. II.71. Przyrost mocy elektrowni wiatrowych w Polsce do 2020 r. [II.6]



Rys. II.72. Prognoza produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w Polsce do 2020 r. [II.6]



Rys. II.73. Prognoza instalowania nowych elektrowni wiatrowych w Polsce w latach 2010-2020, w MW [II.6]

W efekcie rozwoju i komercjalizacji małych elektrowni wiatrowych oraz rozwiązywaniu przejściowych istotnych problemów z przyłączaniem większych jednostek do sieci elektroenergetycznej, wzrośnie zapotrzebowanie na małe elektrownie wiatrowe, o mocy poniżej 100 kW, lokalizowane zarówno na terenach wiejskich (10-100 kW) jak i w miastach (urządzenia o mocach 1-10 kW). Moc uzyskana tym sposobem w małych elektrowniach wiatrowych w latach 2011-2020 nie będzie duża (skala inwestycji realizowanych w latach 2012-2020 nie przekroczy 5-50 MW w ciągu roku) [II.6].

Nieco później, ale ze znacznie większym udziałem na rynku energetyki wiatrowej pojawią się morskie farmy wiatrowe. Przewiduje się, że pierwsza morska farma wiatrowa zostanie przyłączona do sieci w 2018 roku, a w 2020 r. w Polsce będzie funkcjonować 1,5 GW mocy elektrowni wiatrowych zainstalowanych na Bałtyku. Dalszy rozwój morskich farm wiatrowych związany będzie także z rozwojem połączeń międzysystemowych (głównie z Niemcami i Litwą) oraz rozwojem koncepcji bilansowania mocy z farm wiatrowych na Bałtyku i na Morzu Północnym w szerszym układzie europejskim. Brak znaczącego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce w zestawieniu z ambitnymi planami rozwoju tego typu energetyki wiatrowej w innych krajach (do 2020 r. na Bałtyku i Morzu Północnym planuje się moce rzędu 40-50 GW), wraz z rozwojem połączeń międzysystemowych, spowoduje kłopoty z niebilansowaną mocą wiatrową wpływającą do Polski z innych krajów. Energetyka wiatrowa morska stwarza też doskonałą okazję do pozyskania środków z UE i realizacji wspólnych projektów pomiędzy państwami członkowskimi UE. W szczególności współpracą w tym zakresie z Polską powinny być zainteresowane państwa regionu Morza Bałtyckiego [II.6].

Energetyka wiatrowa wniesie istotny wkład w realizację dyrektywy 2009/28/WE, w perspektywie 2020 r. Przy prognozowanym w raporcie [II.6] osiągnięciu przez Polskę 21 % udziału wyprodukowanej zielonej energii w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku, energetyka wiatrowa dostarczyłaby 14,5 % całości energii z OZE.

Zgodnie z powyższym scenariuszem, redukcja emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery za sprawą energetyki wiatrowej wyniesie 33 mln ton w 2020 r. z dalszym potencjałem wzrostu do 65 mln ton w 2030 r. Udział energetyki wiatrowej w całkowitej redukcji emisji CO<sub>2</sub> z sektora energetycznego w Polsce wzrośnie z ok. 0,7 % w 2010 r. do 13,5 % w 2020 r. i 32,4 % w 2030 r. [II.6].

Realizacja scenariusza w ramach wdrażania dyrektywy 2009/28/WE spowoduje wzrost liczby zatrudnionych w energetyce wiatrowej z ponad 2 000 osób (ekwiwalent pełnoetatowych stanowisk pracy) w 2008 r. do 66 tysięcy w 2020 r. Wpływie też na lokalną aktywizację gospodarczą. W 2020 roku do kas

gminnych z tytułu podatku od nieruchomości, liczonego od posadowionych na terenie gmin elektrowni wiatrowych, może wpłynąć nawet 212 mln zł/rok (ok. 2 % wszystkich przychodów własnych gmin wiejskich). Przychody dzierżawców (rolników) terenów pod elektrownie wiatrowe w 2020 r. będą wynosiły ponad 100 mln zł/rok [II.6]

Praktyczna realizacja zaproponowanego scenariusza uzależniona będzie od systemu wsparcia dla energetyki wiatrowej, kierunków i tempa rozwoju systemu elektroenergetycznego, w pewnym zakresie także od zaangażowania samorządów terytorialnych oraz mobilizacji inwestorów.

### Literatura do rozdziału II

- [II.1] Boczar T.: Energetyka wiatrowa. Aktualne możliwości wykorzystania. Wydawnictwo PAK, Warszawa, 2008
  - [II.2] Hau E.: Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Springer, 2006
  - [II.3] Gumuła S. i in.: Energetyka wiatrowa, UWNT AGH, Kraków 2006
  - [II.4] Lorentz H.: Ocena zasobów energii wiatru na obszarze Województwa Lubelskiego. Ośrodek Meteorologii IMGW w Warszawie. Warszawa, 2004
  - [II.5] Nowak W., Stachel A., Borsukiewicz-Gozdur A.: Zastosowania odnawialnych źródeł energii. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, Szczecin, 2008
  - [II.6] Wiśniewski G. i in.: Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, listopad 2009
  - [II.7] Wolańczyk F., Elektrownie wiatrowe, Wydawnictwo KaBe, Krosno, 2009
- Adresy stron internetowych
- [II.8] <http://www.wiatraki.org.pl> (16.11.2010)
  - [II.9] <http://www.wind-energie.de> (19.03.2010)
  - [II.10] <http://www.wind-energy-market.com> (14.12.2011)
  - [II.11] <http://www.nordex-online.com> (19.04.2010)
  - [II.12] <http://www.enercon.de> (16.04.2010)
  - [II.13] <http://www.vestas.com> (01.12.2011)
  - [II.14] <http://www.eolecapchat.com> (01.04.2011)
  - [II.15] <http://www.polishwindenergy.com> (17.03.2011)
  - [II.16] <http://energiazwiatru.w.interia.pl> (21.12.2010)
  - [II.17] [http://www.psew.pl/energetyka\\_wiatrowa](http://www.psew.pl/energetyka_wiatrowa) (04.10.2011)

### III. Energia wody

#### Wstęp

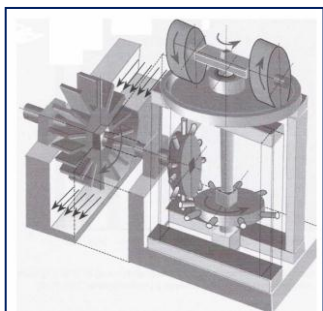
Sposoby wykorzystania energii wód znane są ludzkości na podstawie pisemnych przekazów od III wieku p.n.e. Można jednak przypuszczać, że najprostsze urządzenia, wykorzystujące energię wód, konstruowano znacznie wcześniej. Zasadniczy podział zasobów energetycznych wód to energia pozyskiwana z wód śródlądowych (cieków naturalnych i sztucznych), oraz energia mór. Pojęcie energii wód morskich dotyczy m.in. wykorzystania falowania wód czy też pływów i prądów morskich. Energia pozyskiwana z cieków śródlądowych nadal jednak pozostaje źródłem dominującym we współczesnej technice i dlatego rozdział poświęcony hydroenergetyce dotyczyć będzie elektrowni wodnych.

Powstawanie energii cieków związane jest z cyklem krążenia wody w przyrodzie spowodowanym dostarczaniem energii słonecznej, czyli w dużym uproszczeniu parowaniem i opadami [III.13]. Cykl ten powoduje ciągle odnawianie się zasobów energii wodnej, dlatego zaliczamy ją do odnawialnych źródeł energii (OZE).

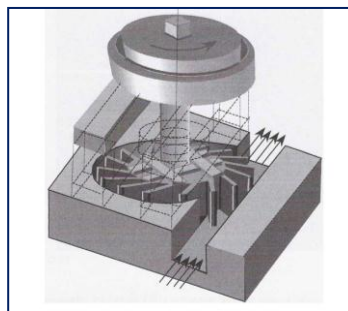
#### III.1. Rys historyczny wykorzystania sił wodnych na świecie i w Polsce

Pierwszą maszyną opisaną w III wieku p.n.e. przez Filona z Bizancjum było koło wodne o osi poziomej połączonej prostą przekładnią z osią napędzającą kamienne elementy trące i nieruchomą misą także kamienną.

Młyn grecki (nazywany także tureckim), którego opis pochodzi z I wieku p.n.e. posiadał oś pionową z poziomym wirnikiem, na której obracało się koło trące. Strzałkami zaznaczono kierunek natarcia strumienia wody na wirnik. Odtworzone na podstawie dawnych rycin schematy młynów przedstawiają rysunki III.1 i III.2 [III.12, III.22].



Rys. III.1. Młyn rzymski [III.12]



Rys. III.2. Młyn grecki [III.12]



Młyn grecki spotykano w bardzo podobnej postaci współcześnie w anatolijskich wsiach. Koła wodne napędzały pierwotnie młyny zbożowe, później również folusze, tartaki, młyny do mielenia rud w hutach, młoty w kuźniach itp. Pod koniec średniowiecza największe z tych urządzeń posiadały moc mechaniczną rzędu kilkudziesięciu kilowatów. Wiatraki i koła wodne dzięki rozpowszechnieniu stały się przyczyną pierwszej rewolucji przemysłowej.

Dalszy rozwój silników wodnych rozpoczął się w XVIII wieku dzięki pracom teoretycznym prowadzonym przez różnych badaczy (Bernoullie, Euler, Segner). Prymitywne koło zastąpiły doskonalsze turbiny z promieniowym oraz osiowym przepływem wody. Następnym krokiem było skonstruowanie tzw. aparatu kierowniczego pozwalającego na regulację mocy i sprawności turbin. W pierwszej połowie XIX wieku powstały turbiny: Fourneyrona, Girarda, Henschela-Jonvala i wreszcie Francisa. Ta ostatnia posiadała przepływ osiowo-promieniowy i jako konstrukcja bardzo udana jest do dzisiaj powszechnie stosowana w elektrowniach o średnich spadach. Ponad 100 lat temu powstała akcyjna turbina Peltona przeznaczona do bardzo wysokich spadów wody. Trzydzieści lat później skonstruowana została turbina Kaplana z wirnikiem śmigłowym, przeznaczona do niskich spadów, nieco później jej modyfikacja - turbina Deriaz.

Rozwój elektroenergetyki wodnej w Polsce rozpoczął się z końcem dziewiętnastego stulecia, szybko prowadząc do znacznych osiągnięć technicznych w zakresie konstruowania turbin o wielkich mocach i budowania zapór wodnych. Pierwsza wzmianka o młynie wodnym w Polsce na rzece Czarnej w Połańcu pochodzi z 1264 r. Najstarsza zapora w Mylof na Brdzie została zbudowana w 1848 r.

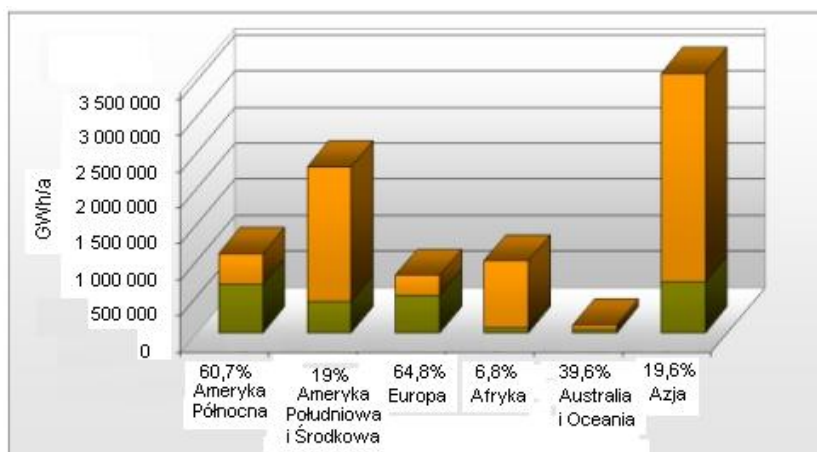
Pierwsze 2 elektrownie wodne uruchomiono w 1898 r. Były to: Struga na rzece Słupi i Kamienna na Drawie. Działo się to zaledwie 10 lat po światowej pierwszej próbie wykorzystania wody do produkcji energii elektrycznej w Alpach Szwajcarskich. Ocenia się, że w okresie między XVI a XIX wiekiem na terenach leżących w obecnych granicach Polski istniało już ok. 10 000 obiektów hydroenergetycznych [III.15].

### **III.2. Wykorzystanie energii wody na świecie a ochrona środowiska**

Światowy potencjał energii wody przedstawia rysunek III.3, a jego wykorzystanie rysunek III.4.



Rys. III.3. Potencjał energii wód na świecie



Rys. III.4. Wykorzystanie istniejącego potencjału energii wody

Największą obecnie na świecie zaporą i elektrownią wodną jest chińska Tama Trzech Przełomów na rzece Jangcy (rysunek III.5). Dane techniczne zapory i elektrowni są następujące:

- długość zapory: 2 335 m,
- wysokość zapory: 185 m,
- średnia szerokość: 1,2 km,
- wysokość piętrzenia wody: do 175 m,
- długość sztucznego zbiornika: 630 km,
- głębokość sztucznego zbiornika: 75 m (do 130 m),
- powierzchnia sztucznego zbiornika: 60 tys. ha,
- ilość zmagazynowanej wody: 39,3 biliony litrów (39,3 mld m<sup>3</sup>),
- liczba hydrogeneratorów: docelowo 32 zestawy turbin,

- moc jednego generatora: 700 MW,
- moc elektrowni wodnej: 22,5 GW.



Rys. III.5. Wielka Tama Trzech Przełomów [III.12]

Budowa Tamy Trzech Przełomów miała zaspokoić 10 % popytu na energię w Chinach, obecnie produkcja energii w tej elektrowni wystarcza jedynie na pokrycie 2 % zapotrzebowania. Docelowo planuje się roczną produkcję energii elektrycznej w ilości 84,7 TWh. Szacuje się, że taka energia pozwoli na zmniejszenie zużycie węgla o 31 milionów ton w roku, co ograniczy emisję do atmosfery:

- 100 milionów ton gazów cieplarnianych,
- 1 miliona ton dwutlenku siarki,
- 370 tys. ton tlenku azotu,
- 10 tys. ton tlenku węgla,
- znaczących ilości rtęci,
- milionów ton pyłów.

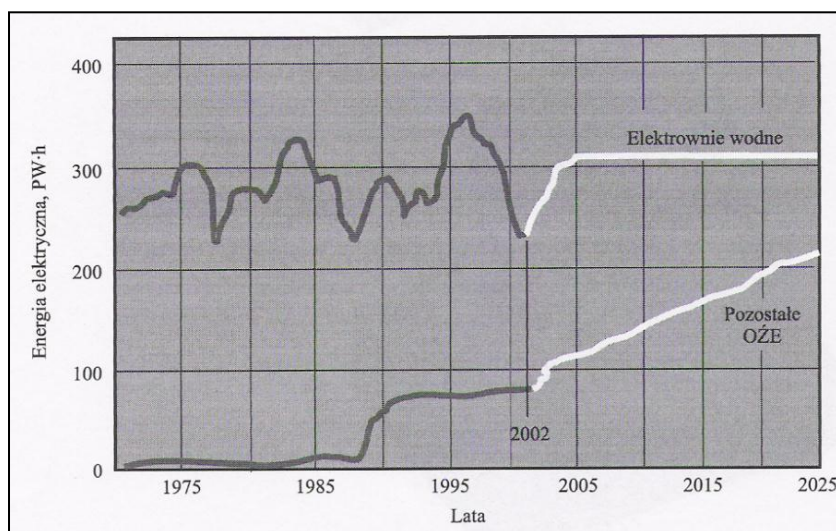
Wydaje się, że korzyści dla środowiska mogą być ogromne, gdyby nie fakty podawane przez chińskie media obecnie. Według ich danych, zbiornik pod Zaporą Trzech Przełomów jest ogromnie zanieczyszczony środkami chwastobójczymi, nawozami i ściekami, a skażenie ponad 600 km biegu najdłuższej chińskiej rzeki Jangcy jest krytyczne. Ekspertsi chińscy są zaskoczeni, że problemy zaczęły się tak szybko i są tak poważne.

Według opublikowanego wspólnego raportu Chińskiej Akademii Nauk, organizacji World Wildlife Fund i specjalnej komisji do zasobów wodnych Jangcy, zbiornik pod zaporą jest krytycznie i nieodwracalnie zanieczyszczony, a okolicznym mieszkańcom brakuje wody nadającej się do picia. Dalszą konsekwencją takiego skażenia jest wymieranie setek gatunków zwierząt i roślin.

Problemy dewastacji środowiska naturalnego spowodowane budową dużych zapór dostrzeżono nie tylko w Chinach. Światowa komisja do spraw zapór wodnych, już w 2001 r. opublikowała raport głoszący, że choć tamy przyczyniły się do rozwoju cywilizacji i korzyści, które z nich płyną są istotne, to ich ekonomiczna i środowiskowa cena jest nie do zaakceptowania. Dlatego w świecie istnieje tendencja do ich wyburzania i renaturyzacji obszarów, na których były budowane [III.9].

Prognozy rozwoju hydroenergetyki, oparte na badaniach przeprowadzonych w USA, przewidują wzrost energii pozyskiwanej z OZE, jednak udział w tym wzroście hydroenergii będzie mała [III.12]. Przedstawia to wykres na rysunku III.6.

Wnioskiem wynikającym z przedstawionych danych jest przewidywanie, że rozwoju hydroenergetyki należy upatrywać w budowie lub adaptacji kiedyś wybudowanych, małych elektrowni wodnych (MEW). Dalsze części tego rozdziału będą więc bardziej z tą tematyką związane, zwłaszcza, że pod względem zasady działania, klasyfikacji czy też stosowanych urządzeń niewiele się różnią one od elektrowni dużych.



Rys. III.6. Ilość energii elektrycznej produkowanej w USA z OZE [III.12]

### III.3. Zasoby wodne i potencjał hydroenergetyczny Polski

Wody powierzchniowe w Polsce zajmują 2,7 % powierzchni kraju. W przeliczeniu na jednego mieszkańca ich zasobność jest trzy razy mniejsza niż średnia europejska i pięć razy mniejsza od światowej.

Udział elektrowni wodnych w krajowej mocy zainstalowanej w porównaniu z wybranymi krajami Europy przedstawiono w tabeli III.1.

Tabela III.1. Procentowy udział elektrowni wodnych w mocy zainstalowanej wybranych krajów Europy

1. Norwegia	99,8 %
2. Austria	66,7 %
3. Portugalia	48,0 %
4. Szwecja	47,3 %
5. Włochy	31,5 %
6. <b>POLSKA</b>	<b>7,3 %</b>

Produkcja energii pozyskanej z wody jest rzędu 13,5 TWh/rok. Wielkości te wynikają z nierównomiernych i niewielkich opadów oraz dużej przepuszczalności gruntu w przeważającej większości płaskiego. Ponadto w miejscach spełniających warunki spiętrzenia nie ma wystarczającej ilości wody, na nizinach natomiast nie ma możliwości spiętrzenia rzek [III.12].

Największe elektrownie wodne w Polsce to:

- Żarnowiec o mocy 716 MW,
- Porąbka-Żar o mocy 550 MW,
- Włocławek o mocy 162 MW,
- Żydowo o mocy 152 MW,
- Solina o mocy 137 MW.

### III.4. Klasyfikacja elektrowni wodnych

Najbardziej ogólnym jest podział elektrowni na duże i małe zakłady. Biorąc jako kryterium moc elektrowni dzielimy je następująco:

- elektrownie duże o mocy zainstalowanej 10 MW i więcej,
- elektrownie małe o mocy w przedziale 200 kW - 10 MW,
- mikroelektrownie wodne poniżej 200 kW mocy.

Elektrownie duże dzielimy (biorąc pod uwagę wysokość spadu, czyli różnicę poziomów powierzchni wody górnego i dolnego zbiornika) na:

- elektrownie o niskim spadzie a w tym elektrownie przystopniowe i derywacyjne,
- elektrownie o średnim i wysokim spadzie (przystopniowe i derywacyjne),
- elektrownie szczytowo pompowe,
- elektrownie z członami pompowymi.

Szczegóły dotyczące rozwiązań technicznych przedstawionych powyżej elektrowni znaleźć można w powszechnie dostępnej na ten temat literaturze, której klasyczną pozycją jest praca [III.13].

### **III.5. Mała energetyka wodna (MEW)**

Zwiększone zainteresowanie małymi elektrowniami wynika, między innymi z następujących powodów:

- zmniejszenia tempa rozwoju hydroenergetyki na rzecz innych OZE,
- wad dużej energetyki wodnej,
- dużych nakładów inwestycyjnych, które są 2 lub nawet 3-krotnie większe w porównaniu z nakładami na elektrownie konwencjonalne.

W małych elektrowniach wodnych produkuje się energię elektryczną głównie na potrzeby lokalne. Elektrownie wodne tego typu, ze względu na skalę występowania, mogą mieć istotne znaczenie dla poprawy zdewastowanego środowiska, ponieważ dzięki budowie śluz i stawów zatrzymują dużo wody i w efekcie mogą polepszyć bilans hydrologiczny i hydrobiologiczny kraju.

W Polsce w okresie przedwojennym funkcjonowało bardzo wiele MEW, które pracowały zazwyczaj na sieć wydzieloną. Ocenia się, że w okresie międzywojennym na terenach leżących w obecnych granicach Polski istniało już około 8 000 obiektów hydroenergetycznych.

Dominowały głównie rozwiązania do napędu maszyn, takich jak młyny czy też tartaki. W okresie wojny, jak i później, większość tych obiektów uległa zniszczeniu. Pozostały po nich budowle hydrotechniczne w różnym stanie technicznym. Przeprowadzona w 1953 r. inwentaryzacja zarejestrowała 6 330 czynnych siłowni wodnych i 800 zdewastowanych.

W latach 1981-1982 stwierdzono istnienie już tylko 2 131 obiektów, w większości w bardzo złym stanie technicznym, o łącznej mocy ok. 100 MW, oraz ustalono 863 korzystne lokalizacje do planowanych lub realizowanych nowych spiętrzeń wody, umożliwiających budowę elektrowni o mocy około 140 MW [III.12, III.15].

Obecnie (według danych GUS z 2008 r.), hydroenergetyka zawodowa posiada 114 MEW, a energetyka niezawodowa 560. Zainstalowana moc wynosi odpowiednio 140,2 MW i 73,3 MW. Oznacza to 0,12 % udział niezawodowej hydroenergetyki w całkowitej produkcji energii. Najwięcej MEW pracuje w województwach północnych (około 110 w rejonie Zakładu Energetycznego Olsztyn i około 90 w rejonie Zakładu Energetycznego Gdańsk, a także w Jeleniogórskim i na Podkarpaciu).

Od kilku lat, w wyniku unormowań prawnych dotyczących zakupu energii ze źródeł odnawialnych, obserwujemy coraz większe zainteresowanie budową lub odbudową MEW.

Podsumowując ten temat można wymienić podstawowe zalety oraz wady małych elektrowni. Zaletą MEW jest to, że:

- nie zanieczyszczają środowiska i mogą być instalowane w wielu miejscach na małych ciekach wodnych;
- mogą powstawać przy użyciu miejscowych materiałów i siły roboczej;
- cechuje je prostota techniczna zapewniając wysoką niezawodność i długą żywotność;
- nie wymagają licznego personelu i mogą być sterowane zdalnie;
- zapewniają rozwój gospodarki wodnej;
- wywierają korzystny wpływ małej retencji na środowisko naturalne;
- są źródłem tańszej energii.

Do wad należą:

- zły stan techniczny obiektów hydrotechnicznych;
- zamulanie i zarastanie zbiorników i kanałów dopływowych lub odpływowych;
- uszkodzanie zapór;
- podmywanie budynków [III.17].

### III.6. Klasyfikacja i charakterystyka MEW

Małe elektrownie wodne dzieli się według różnych kryteriów, z których najważniejsze zostaną omówione poniżej.

**Charakter przepływu wody** - przepływy naturalne lub obieg wytworzony sztucznie.

Ze względu na charakter przepływu rozróżnia się następujące rodzaje elektrowni wodnych:

- wykorzystujące przepływy naturalne cieków lub zasoby zbiorników wodnych zasilanych dopływami naturalnymi, są to MEW przepływowe. Wartość oddawanej mocy zależy tu od chwilowego przepływu w rzece. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego są to tzw. elektrownie podstawowe, pracują bowiem w podstawie wykresu obciążenia dobowego systemu. Charakteryzują się brakiem lub bardzo małą pojemnością retencyjną zbiornika górnego stanowiska stopnia piętrzenia.;
- wykorzystujące wtórnie wodę użytkowaną dla innych celów gospodarczych, na trasie jej sztucznego doprowadzenia lub miejsca zrzutu;
- elektrownie, w których obieg wytworzony jest sztucznie między dwoma zbiornikami;



- elektrownie, w których następuje zarówno wykorzystanie przepływów naturalnych jak też częściowy obieg zamknięty.

### **Sposób współpracy elektrowni z systemem energetycznym**

Podział elektrowni ze względu na kryterium współpracy z systemem elektroenergetycznym jest następujący:

- podstawowe, pracujące w okresie całej doby w sposób ciągły;
- podszczytowe oddające swą energię z przerwami w ciągu doby, w okresach, gdy zapotrzebowanie systemu spada. Mają one na górnym stanowisku stopnia odpowiednią objętość zretencjonowanej wody, mogą więc pracować pełną mocą w okresach szczytowych obciążeń systemu elektroenergetycznego. Obciążenia szczytowe występują w systemie elektroenergetycznym przed południem między godziną 8.00 a 11.00, po południu zaś zimą, w godzinach 16.00-21.00, a w lecie w godzinach 20.00-21.00;
- szczytowe, w których produkcja energii ograniczona jest do okresów maksymalnego zapotrzebowania występującego w systemie, określonych powyżej. Warunkiem umożliwiającym ten typ pracy (dla systemu elektroenergetycznego najwartościowszym) jest posiadanie zbiornika retencyjnego o odpowiedniej wielkości, tzw. objętości użytecznej, na którym są nieraz dopuszczone znaczne wahania poziomu powierzchni wody w ciągu doby.
- szczytowo-pompowe lub z członem pompowym, których współpraca z systemem nie ogranicza się tylko do wytwarzania energii.

### **Możliwości i cele magazynowania wody wykorzystywanej przez elektrownie**

Wyróżniamy tutaj następujące typy elektrowni wodnych:

- zbiornikowe o wyrównaniu długookresowym, to znaczy korzystające ze zbiorników, w których można magazynować przepływy w okresach wieloletnich lub rocznych;
- zbiornikowe o wyrównaniu krótkookresowym, to znaczy umożliwiające wyrównanie przepływów w okresie doby lub tygodnia;
- przepływowe które pozbawione są możliwości magazynowania wody i regulowanie jej odpływu. Odbywa się to zgodnie z potrzebami produkcji energii elektrycznej.

### **Sposób uzyskania różnicy poziomów wody**

Wyróżniamy tu dwa rodzaje elektrowni:

- przyzaporowe, które wykorzystują różnicę poziomów wody bezpośrednio w miejscu jej spiętrzenia i wielkości spadku, wynikającej z wysokości przegrody piętrzącej;
- derywacyjne, w których wielkość uzyskiwanego spadku nie jest ograniczona



wysokością przegrody piętrzącej wodę, a jest związana z rozwiązaniem derywacji.

### **Wielkość wykorzystywanego spadu**

Ze względu na wielkość spadu, małe elektrownie wodne dzielimy na:

- o niskim spadzie, nie przekraczającym piętrzenia 15 m,
- o średnim spadzie, zawartym w granicach od 15 m do 50 m,
- o wysokim spadzie, przekraczającym 50 m [III.13].

### **Moc elektrowni**

Podział ze względu na moc MEW jest następujący:

- małe EW dla  $P < 10$  MW,
- mini EW dla  $P < 2$  MW,
- mikro EW dla  $P < 100$  kW.

Kryteria podziału MEW mogą się zmieniać z upływem czasu, na co wskazują różne pozycje literatury. Zgodnie z pracą [III.12], ze względu na wysokość spadu MEW dzielimy na:

- niskospadowe (2-20 m),
- średniospadowe ( $< 150$  m),
- wysokospadowe ( $> 150$  m),
- pływające po rzece,
- derywacyjne.

Ze względu na kryterium mocy rozróżniamy:

- makroenergetykę dla mocy  $> 100$  kW,
- mikroenergetykę dla mocy  $> 70$  kW,
- małą energetykę dla mocy  $< 5$  MW.

Do małej energetyki zalicza się w Polsce obiekty o mocy zainstalowanej do 5 MW, natomiast we Francji, Austrii i Niemczech do 10 MW oraz do 2 MW w Skandynawii, Szwajcarii i we Włoszech.

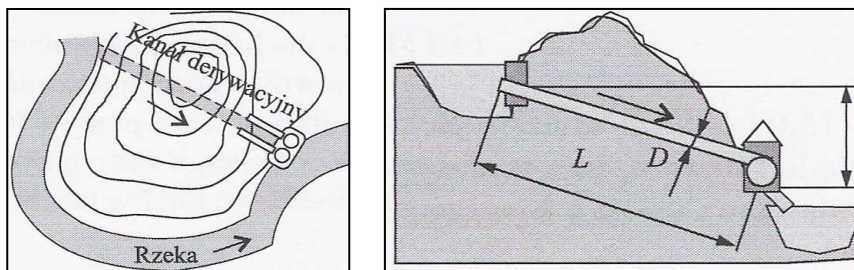
Na uwagę zasługuje podział MEW, w którym uwzględniono podstawowe parametry projektowe, tzn. przepływ oraz średnicę wirnika (tabela III.2).

Tabela III.2. Podział MEW ze względu na parametry projektowe [III.23]

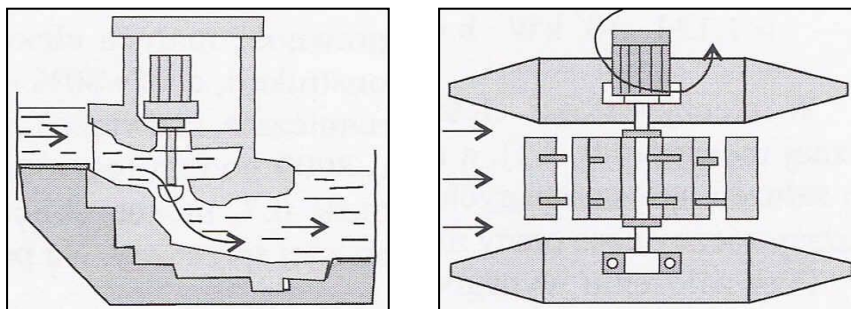
	moc	przepływ	średnica wirnika
Micro	$< 100$ kW	$< 0,4$ m <sup>3</sup> /s	$< 0,3$ m
Mini	100 do 1 000 kW	0,4 do 12,8 m <sup>3</sup> /s	0,3 do 0,8 m
Małe	1 do 50 MW	$> 12,8$ m <sup>3</sup> /s	$> 0,8$ m

Przykładowe koncepcje małych elektrowni wodnych MEW przedstawiają rysunki III.7, III.8 i III.9. Schemat elektrowni z kanałem derywacyjnym, który łączy dwa odcinki rzeki o zróżnicowanym poziomie przedstawiono na rysunku III.7. Kanały te mogą być otwarte lub zamknięte tworząc sztuczne koryto

przecinające rzekę na jak najkrótszym odcinku. Takie rozwiązania stosowane zwykle dla niewielkich spadów, są prostsze i o wiele tańsze, niż innego rodzaju budowle piętrzące.



Rys. III.7. MEW derywacyjna [III.12]



Rys. III.8. MEW niskospadowa [III.12]

Rys. III.9. MEW pływająca [III.12]

Rysunek III.8 przedstawia inny rodzaj MEW niskospadowej zbudowanej na stopniu piętrzącym, którym może być na przykład jaz lub grobla. Wysokość spadu nie przekracza tu 20 m.

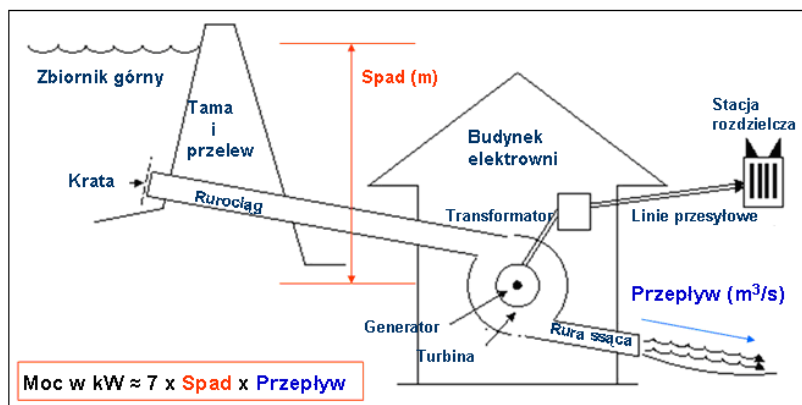
Przekrój poziomy elektrowni pływającej przedstawia rysunek III.9. Pierwszy taki generator został skonstruowany w Japonii. Zbudowany jest z pływaków, na których umocowane są cztery turbiny napędzające generator. Moc tej MEW wynosi 500 W [III.12].

### III.7. Zasada działania MEW

Rysunek III.10 przedstawia prosty schemat małej elektrowni wodnej wraz z opisem jej elementów.

Rolą zbiornika na początku ujęcia jest m.in. pozbawienie wody zanieczyszczeń z nią płynących. Reszta zanieczyszczeń, takich jak piach i mniejsze śmieci opada na dno w specjalnym zbiorniku umieszczonym pod ziemią. Zbiornik automatycznie oczyszcza się co pewien czas z nagromadzonego materiału rzeczno-ego. Zadaniem tego zbiornika jest także magazynowanie wody. Pozwala to

na pracę elektrowni bez dostarczania wody przez strumień, przez czas od jednej do kilku godzin, w zależności od mocy zainstalowanej i wielkości zbiornika. Dalej woda spływa kanałem, który najczęściej znajduje się pod ziemią i zazwyczaj ciągnie się wzdłuż rzeki lub strumienia. Po kilkunastu lub kilkudziesięciu metrach, woda dostaje się do budynku elektrowni. Turbiny wraz z generatorami zwykle są pod powierzchnią ziemi. Woda napędza turbinę, ta z kolei napędza generator. Po tym procesie woda jest doprowadzona do ujścia poprzez rurę ssącą i trafia do strumienia, z którego została pobrana. Często zdarza się, że MEW mają na swoim wyposażeniu dwa generatory różnej mocy, co pozwala na poprawę sprawności układu. Gdy spływająca woda ma małą masę załączany jest hydrozespół o mniejszej mocy [III.21]



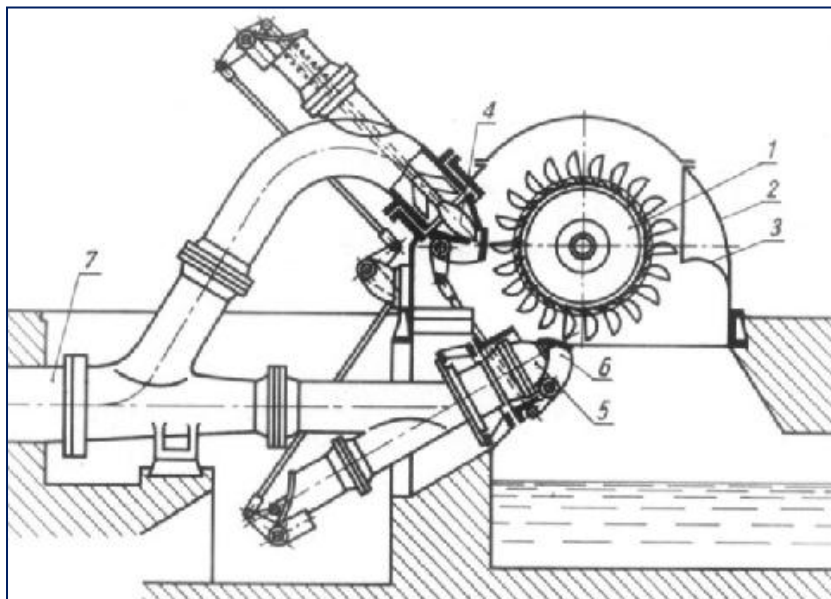
Rys. III.10. Przekrój poprzeczny MEW

### III.8. Turbiny wodne w MEW

Najważniejszymi urządzeniami w MEW są turbozespoły wodne. Określenie to obejmuje całość urządzenia służącego do przemiany hydraulicznej energii wody na energię elektryczną. Zasadniczo na turbozespół składa się turbina i generator, ale nie można pominąć znaczenia takich elementów jak układ regulacyjny i sterowanie turbozespołu oraz przekładnie. Turbina jest silnikiem wodnym z wirnikiem łopatkowym, zamieniającym energię kinetyczną lub potencjalną wody na energię ruchu obrotowego [III.5].

Rozróżnia się dwa typy turbin: akcyjne, które wykorzystują prędkość wody i reakcyjne, które wykorzystują również różnicę ciśnień.

W małej energetyce wodnej najczęściej stosuje się turbiny: Francisca, Kaplana, Banki-Michella i Peltona. Na rysunku III.11 pokazana jest dwudyszowa turbina Peltona.



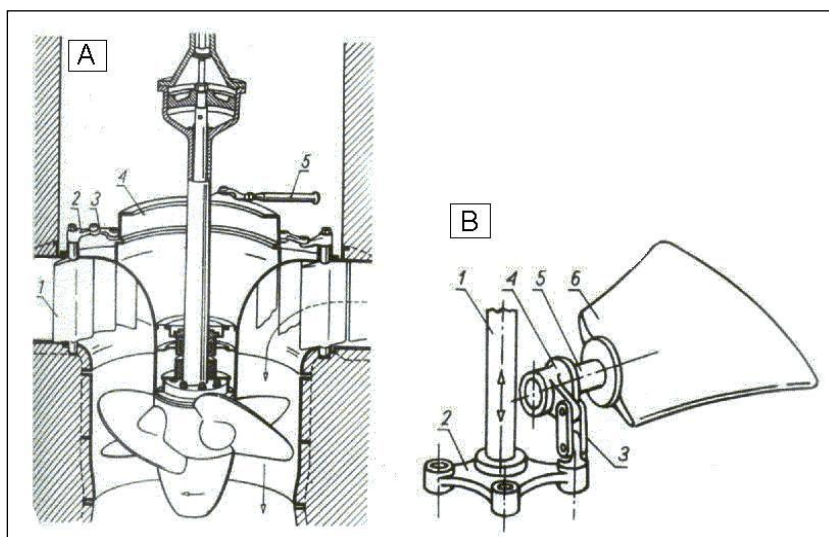
Rys. III.11. Dwudyszowa turbina Peltona gdzie: 1 - wirnik, 2 – obudowa wirnika, 3 - zbieracz wody, 4 - iglica, 5 - dysza, 6 - odchylacz strumienia, 7 - rurociąg zasilający [III.5]

Turbiny te są stosowane na największe spady. Woda jest doprowadzana do wirnika 1 dwiema dyszami 5, odgrywającymi rolę wieńca kierowniczego turbiny. Strumień wody wypływający z każdej z dysz uderza w łopatki wirnika w kształcie czarek. Czarki są ukształtowane w ten sposób, że rozdzielają strumień na dwie części i jednocześnie odchylają go w kierunku przeciwnym do kierunku prędkości obwodowej prawie o 180 stopni. Dzięki temu, energia kinetyczna strugi jest przekazywana wirnikowi. Turbina może mieć jedną, lub szereg dysz (na rysunku III.11 - posiada dwie). Po spłynięciu z czarki, woda opada grawitacyjnie w komorze wirnika i jest odprowadzana do wody dolnej. Strumień objętości wody, a więc i moc turbiny, można regulować w sposób ciągły, przesuwając osiowo iglicę 4, co zmienia przekrój wylotowy dyszy z możliwością całkowitego jej zamknięcia. Odchylacz strumienia 6 umożliwia szybkie przerwanie działania strumienia wody na wirnik przez odchylenie go od wirnika.

Turbina Peltona jest rzadkim obecnie przykładem turbiny czysto akcyjnej, w której zwiększenie prędkości czynnika ma miejsce tylko w wieńcu kierowniczym, natomiast w wirniku następuje zmiana pędu wyłącznie przez odchylenie strumienia. Pozostałe systemy turbin wodnych są turbinami reakcyjnymi.

Turbiny Kaplana są stosowane na spady niskie. Są to turbiny śmigłowe z nastawnymi łopatkami. Turbiny te mają bardzo dobre właściwości regulacyjne,

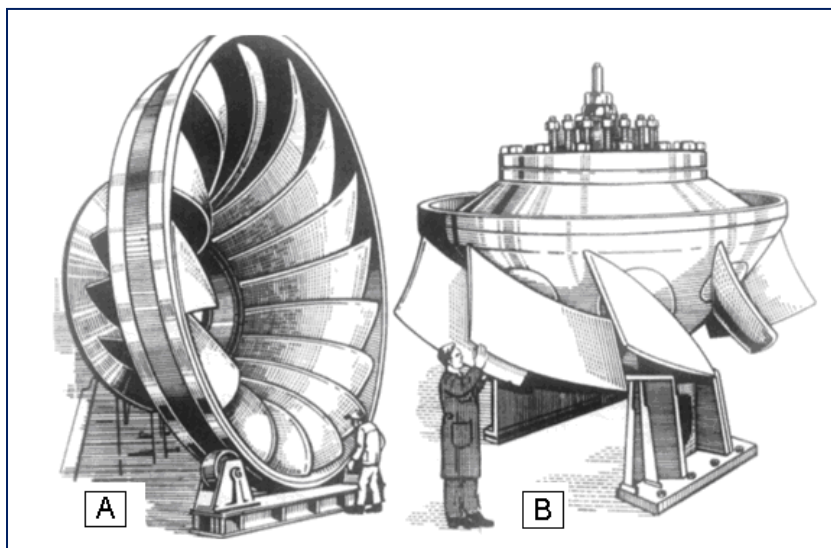
dzięki możliwości jednoczesnego właściwego ustawienia zarówno łopatek kierowniczych, jak i wirnika, przez odpowiedni ich obrót. Dzięki temu, praca turbiny może być łatwo dostosowana do zmienionych warunków (np. przy innym obciążeniu przepływu), z zachowaniem tej samej sprawności. Turbiny Kaplana w układzie poziomym lub ukośnym, w obudowie rurowej, nazywamy turbinami rurowymi. Układ rurowy w stosunku do klasycznego umożliwia uproszczenie konstrukcji i obniżenie kosztów wykonania zarówno turbozespołu, jak i betonowego bloku elektrowni. Turbiny rurowe są stosowane przy małych spadach. Turbina Kaplana jest często sprzęgana z prądnicą za pośrednictwem przekładni. Turbiny rurowe mogą pracować przy dwóch kierunkach przepływu, oraz jako pompoturbiny. Wobec swoich zalet nadają się też do wykorzystania w małych elektrowniach, co nadaje im szczególne znaczenie w warunkach krajowych. Na rysunku III.12 A pokazano schemat układu do zmiany kąta ustawienia łopatek kierowniczych turbiny Kaplana, na rysunku III.12 B - mechanizm przestawiania łopatek [III.5].



Rys. III.12. A - schemat układu do zmiany kąta ustawienia łopatek kierowniczych turbiny Kaplana gdzie: 1 - łopatka kierownicza, 2 - dźwignia czopa łopatki, 3 - łącznik, 4 - pierścień regulacyjny, 5 - ciągnio serwomotoru;  
 B - mechanizm przestawiania łopatek wirujących turbiny Kaplana gdzie: 1 - drąg przestawczy, 2 - krzyżak, 3 - łącznik, 4 - dźwignia, 5 - czop łopatki, 6 - łopatka [III.5]

Turbiny Francisza i Deriazza są stosowane przy spadkach średnich. Są to turbiny o przepływie promieniowo-osiowym. Układ tego typu turbin i większość rozwiązań konstrukcyjnych, jest analogiczna lub podobna jak w turbinach Kaplana.

Zasadnicza różnica dotyczy kształtu i budowy wirnika. W odróżnieniu od turbin Kaplana łopatki wirnika turbiny Francisa są nieruchome, a regulacja pracy turbiny odbywa się wyłącznie za pomocą ruchomych łopatek kierowniczych, przy rozwiązaniu podobnym jak w turbinie Kaplana. Turbiny Deriaza są w istocie turbinami Francisa z przestawianymi łopatkami wirnika. Turbiny Francisa są stosowane od blisko stu lat, a turbiny Deriaza dopiero od niedawna, przy czym należy przewidywać ich coraz szersze rozpowszechnienie wobec zalet tego rozwiązania [III.5]. Na rysunku III.13 przedstawione są wirniki obu turbin.



Rys. III.13. A - wirnik turbiny Francisa, B - wirnik turbiny Deriaza [III.5]

### III.9. Podstawowe równania turbin wodnych

Aby przedstawić podstawowe zależności dla turbin wodnych, pozwalające na ich dobór w projektowaniu MEW, należy zacząć od podstaw teoretycznych przetwarzania energii wody [III.12].

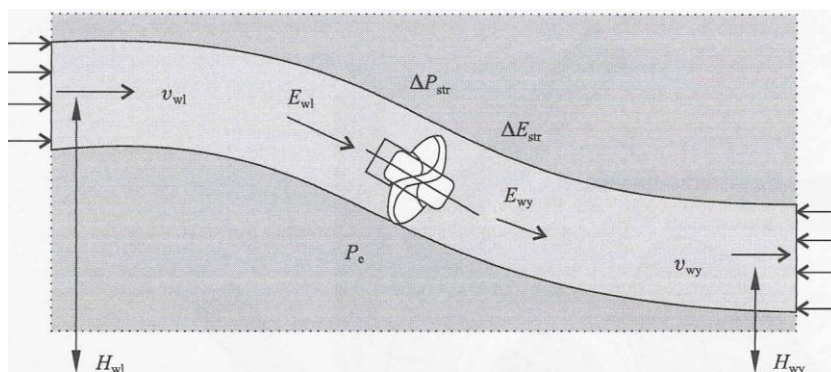
W jednowymiarowym przepływie płynu o strumieniu objętościowym  $Q$ , który płynie ze średnią prędkością  $v = Q/A$  w przewodzie o przekroju  $A$ , strumień energii maleje wzdłuż przepływu. Rysunek III.14 ilustruje taki przepływ.

Rozpatrując dwa przekroje poprzeczne strumienia płynu - wlotowy do kanału ( $wl$ ) i wylotowy z kanału ( $wy$ ), bilans energii można zapisać w postaci równania Bemoulliego:

$$\frac{v_{wl}^2}{2} + gH_{wl} + \frac{p_{wl}}{\rho} = \frac{v_{wy}^2}{2} + gH_{wy} + \frac{p_{wy}}{\rho} + \Delta e_{str} \quad (III - 1)$$



gdzie:  $v$  - prędkość liniowa przepływu, m/s,  $g$  - przyspieszenie ziemskie, m/s<sup>2</sup>,  $p$  - ciśnienie wody, N/m<sup>2</sup>,  $\rho$  - gęstość wody, g/m<sup>3</sup>,  $H$  - wysokość środka przekroju strumienia ponad dowolnym poziomem zerowym, m,  $\Delta e_{str}$  - straty strumienia energii odniesione do masy wody, Wg.



Rys. III.14. Jednowymiarowy przepływ płynu przez kanał [III.12]

We wzorze (III - 1) strumień energii odnosi się do jednostkowego strumienia masy.

Równania Bemoulliego w odniesieniu do jednostkowego strumienia objętości i siły mają postać:

$$\rho \frac{v_{wl}^2}{2} + \rho g H_{wl} + p_{wl} = \rho \frac{v_{wy}^2}{2} + \rho g H_{wy} + p_{wy} + \Delta p_{str} \quad (\text{III} - 2)$$

$$\frac{v_{wl}^2}{2g} + H_{wl} + \frac{p_{wl}}{\rho g} = \frac{v_{wy}^2}{2g} + H_{wy} + \frac{p_{wy}}{\rho g} + \Delta H_{str} \quad (\text{III} - 3)$$

Straty energii mechanicznej (np. zamienianej na ciepło) mogą być wyrażone za pomocą strat strumienia energii jednostkowej odniesionej do masy wody, do ciśnienia, lub zmniejszenia wysokości - zależnie od zapisu równania Bernoulliego.

W przypadku urządzenia pobierającego moc efektywną  $P_e$  od przepływającego strumienia wody, bilans strumienia energii ma postać:

$$E_{wl} = P_e + E_{wy} + \Delta E_{str} + \Delta P_{str} \quad (\text{III} - 4)$$

gdzie:  $\Delta E_{str}$  - straty strumienia energii związane z przepływem (opory przepływu, przewężenia, zmiany kierunku, itd.),  $\Delta P_{str}$  - straty mocy związane z ruchem urządzenia (tarcie w łożyskach).

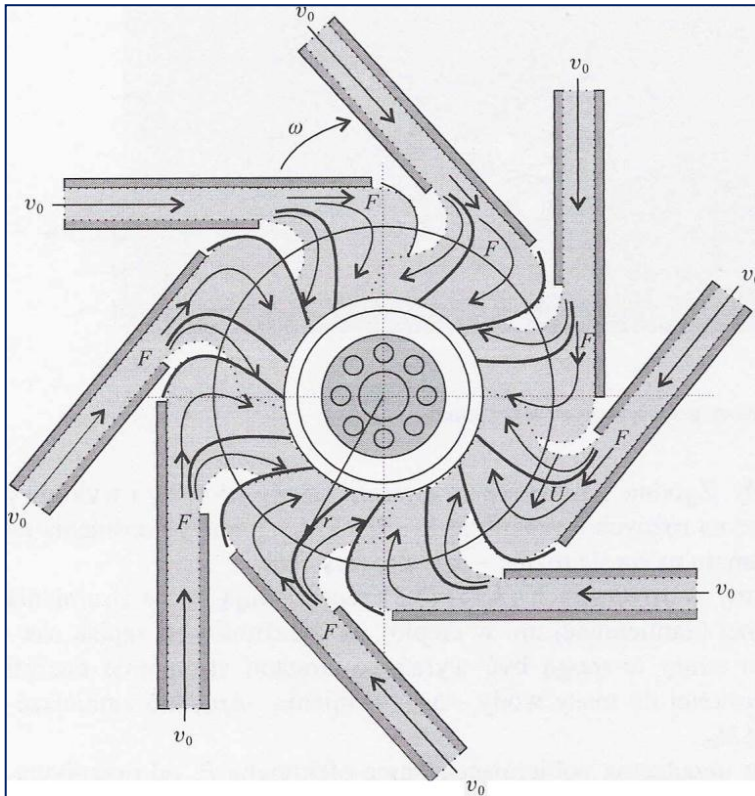
Moc urządzenia przepływowego, np. turbiny, jest więc różnicą strumieni energii na wejściu i wyjściu:



$$P_e = E_{wl} - E_{wy} - \Delta E_{str} - \Delta P_{str} = -\eta \Delta E = -\eta \Delta e \rho Q \quad (\text{III} - 5)$$

gdzie:  $\Delta e = \Delta E / (\rho Q)$  - różnica jednostkowych strumieni energii, która jest "mocą jednostkową" maszyny,  $\eta$  - sprawność równa iloczynowi sprawności przepływu i sprawności mechanicznej.

Strumień wody o prędkości  $v_0$  wpływa stycznie ( $\beta = 180^\circ$ ) do obwodu wirnika, jak pokazano to na przykładzie akcyjnej turbiny Peltona, (rysunek III.15).



Rys. III.15. Schemat turbiny Peltona [III.12]

Cały strumień objętości  $Q$  na kolejnych łopatkach podlega zmianie pędu, a siła obwodowa działająca na łopatki jest określona wzorem:

$$F = \rho Q (v_0 - V) (1 - \cos \beta) \quad (\text{III} - 6)$$

gdzie:  $V$  jest prędkością obwodową.

W efekcie wirnik obraca się z prędkością  $V$ , mierzoną względem połowy wysokości łopatek, pobierając od strumienia energię równą:

$$-\Delta E = VF = \rho Q V (v_0 - V) (1 - \cos \beta) \quad (\text{III} - 7)$$

Znajdując ekstremum tej funkcji, można stwierdzić, że największa moc pobierana od strumienia masy ( $\rho Q$ ), będzie gdy  $V = 1/2 v_0$ ,  $\cos\beta = -1$  czyli  $\beta = 180^\circ$

Podstawiając te wartości do powyższego równania, uzyskuje się:

$$-\Delta E = \frac{1}{2} \rho Q v_0^2 = 2\rho Q V^2 = 2\rho Q (\omega r)^2 \quad (\text{III - 8})$$

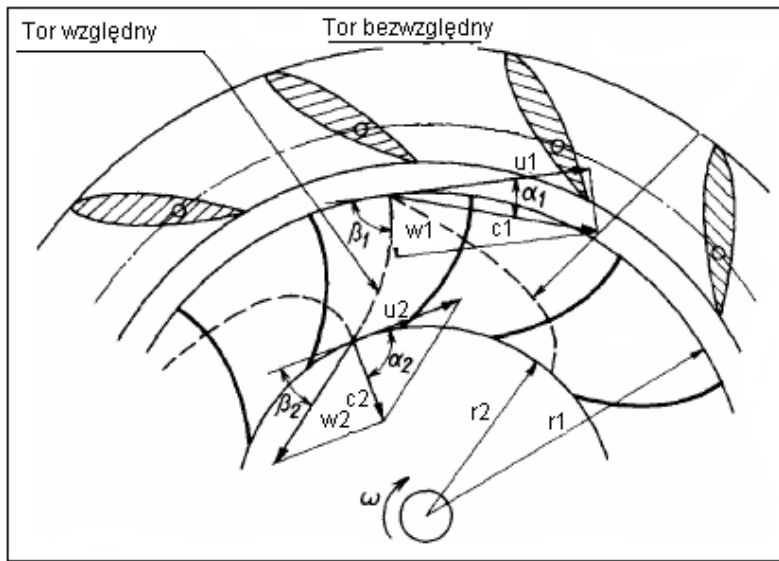
gdzie:  $\omega$  - prędkość kątowna wirnika,  $r$  - średni promień wieńca łopatkowego.

Moc jednostkowa i moc efektywna mierzona na wale turbiny wyniosą odpowiednio:

$$-\Delta e = \frac{\Delta E}{\rho Q} V F \approx \frac{1}{2} v_0^2 = 2(\omega r)^2 \quad (\text{III - 9})$$

$$P_e = -\eta \Delta E = -\eta \rho Q \Delta e \quad (\text{III - 10})$$

Podstawowe równania turbin wodnych wyprowadzone zostaną na przykładzie przepływu wody przez wirnik Francis'a (rysunek III.16.) [III.4, III.19].



Rys. III.16. Przepływ wody przez wirnik Francis'a [III.4]

Cząsteczka cieczy skierowana zostaje przez łopatki kierowniczy na wirnik z prędkością bezwzględną  $c_1$  pod kątem  $\alpha_1$ . Prędkość tę można rozłożyć na prędkość unoszenia  $u_1$ , oraz prędkość względną  $w_1$  - styczną do łopatki.

Prędkość unoszenia jest prędkością obwodową, równą iloczynowi promienia  $r_1$  i prędkości kątowej  $\omega$ . Przepływając przez wirnik, ciecz przekazuje mu swoją energię w kanale międzyłopatkowym, a następnie wypływa z wirnika z prędkością

względna  $w_2$  - styczną do łopatki. Prędkość unoszenia  $u_2$  jest prędkością obwodową krawędzi wylotowej łopatek wirnika (promień  $r_2 < r_1$ ). Suma wektorowa prędkości  $w_2$  i  $u_2$  jest prędkością bezwzględną cząstki wody na wylocie. Przyjmując ilość wody przepływającej przez wirnik jako  $Q$  a ciężar właściwy wody jako  $\gamma$ , momenty pędu na wlocie i wylocie z wirnika są odpowiednio równe:

$$\gamma (Q/g) r_1 c_1 \cos \alpha_1 \quad \text{i} \quad \gamma (Q/g) r_2 c_2 \cos \alpha_2 \quad (\text{III} - 11)$$

Różnica tych momentów jest równa momentowi obrotowemu  $M$ :

$$M = \gamma (Q/g) (r_1 c_1 \cos \alpha_1 - r_2 c_2 \cos \alpha_2) \quad (\text{III} - 12)$$

Mnożąc obie strony tego równania przez prędkość kątową wirnika  $\omega$ , wyznaczamy moc, oddawaną przez wodę wirnikowi turbiny równą:  $\gamma Q H \eta_h$ , (w której  $H$  - spad użyteczny,  $\eta_h$  - sprawność hydrauliczna turbiny). Przyjmując, że  $\omega r_1 = u_1$  i  $\omega r_2 = u_2$  po przekształceniach otrzymujemy:

$$\eta_h g H = u_1 c_1 \cos \alpha_1 - u_2 c_2 \cos \alpha_2 \quad (\text{III} - 13)$$

Zależność ta, nazwana równaniem Eulera, stanowi podstawowe równanie turbin wodnych [III.4].

### III.10. Parametry energetyczne turbin

Stan ruchu turbiny wyznaczają następujące parametry energetyczne: spad  $H$ , m, przeltek  $Q$ , m<sup>3</sup>/s, moc  $N_b$ , kW, prędkość obrotowa turbiny  $n_b$ , obr/min.

Rozróżniamy spad niwelacyjny  $H_n$  który jest różnicą poziomów wody górnej i dolnej, oraz spad użyteczny  $H_u$  który określa się jako różnicę energii pomiędzy wlotem i wylotem turbiny. Wartości energii w obu przekrojach są równe sumie: ciśnienia  $h_c = p/\gamma$ , prędkości  $h_v = V^2/2g$  i wysokości położenia w metrach.

Ogólnie spad użyteczny określa się wzorem:

$$H_u = [z_1 + (p_1/\gamma) + (v_1^2/2g)] - [z_2 + (p_2/\gamma) + (v_2^2/2g)] \quad (\text{III} - 14)$$

Natężenie przepływu jest objętością wody przepływającej przez dany przekrój w czasie jednej sekundy.

Przeltek turbiny  $Q$ , określa objętość wody doprowadzonej do turbiny w ciągu jednej sekundy, łącznie z wszelkimi przeciekami i wodą odprowadzoną do układu zmniejszającego napór osiowy.

Moc turbiny to: moc surowa turbiny  $N_s$  - jest to moc wynikająca z przeltku turbiny  $Q_t$  i spadu użytecznego  $H_u$ :

$$N_s = (\gamma Q_t H_u) / 102 = 9,81 Q_t H_u, \text{ kW} \quad (\text{III} - 15)$$

Moc użyteczna  $N_u$  jest mocą na wale turbiny, wynikającą z mocy surowej turbiny i sprawności turbiny  $\eta_t$ :

$$N_u = (\gamma Q_t H_u \eta_t) / 102 = 9,81 Q_t H_u \eta_t, \text{ kW} \quad (\text{III} - 16)$$

Sprawność turbiny jest to stosunek mocy użytecznej turbiny do mocy surowej doprowadzonej. Sprawność ta jest równa iloczynowi: sprawności objętościowej  $\eta_v$ , sprawności hydraulicznej  $\eta_h$  i sprawności mechanicznej  $\eta_m$ :

$$\eta_t = N_u / N_s = \eta_v \eta_h \eta_m \quad (\text{III} - 17)$$

Poszczególne sprawności wynikają z określonych strat występujących w turbinie. Sprawność objętościową wyznacza się ze wzoru:

$$\eta_v = (Q - \Delta Q) / Q \quad (\text{III} - 18)$$

przy czym:  $\Delta Q$  oznacza straty objętościowe, które powstają na skutek przecieków przez szczeliny, np. pomiędzy wirnikiem, a obudową, w dławicach, a także w układzie odciążającym wirnik od sił poosiowych. Powodują one, że część wody doprowadzonej do turbiny omija wirnik, a więc nie przekazuje energii.

Sprawność hydrauliczną wyznacza się ze wzoru:

$$\eta_u = (H_u - \Delta h_u) / h_u \quad (\text{III} - 19)$$

przy czym:  $\Delta h_u$  oznacza straty hydrauliczne spowodowane zarówno uderzeniem wody o łopatki przy napływie, zawirowaniami na krawędzi wylotowej, jak i tarcieniem podczas przepływu przez kanały łopatkowe kierownicy i wirnika. Ponadto część energii jest tracona w rurze ssącej.

Sprawność hydrauliczna w nowoczesnych turbinach występuje w granicach  $\eta_h = 0,88$  do  $0,95$ .

Sprawność mechaniczną określa wzór:

$$\eta_m = (N_h - \Delta N_m) / N_h \quad (\text{III} - 20)$$

gdzie:  $N_h$  - moc hydrauliczna wyznaczona ze wzoru  $N_h = N_s \eta_v \eta_h$ , w którym  $\Delta N_m$  - straty mechaniczne.

Straty mechaniczne są spowodowane głównie tarcieniem wału w łożyskach turbiny i w dławnicach, a także tarcieniem wirujących części turbiny o wodę. Sprawność mechaniczna turbiny, będącej w dobrym stanie technicznym jest duża i zwykle wynosi  $\eta_m = 0,98$  do  $0,99$ .

Prędkość obrotowa turbiny  $n_t$  jest liczbą obrotów, jaką wykonuje wał turbiny w czasie jednej minuty. Prędkość ta dla każdej turbiny i określonego spadku jest jednoznacznie określona i w warunkach eksploatacyjnych musi być utrzymana.

Prędkość rozbiegowa  $n_r$  jest największą prędkością obrotową osiąganą przez turbinę przy nieobciążonym turbozespolu, oraz przy maksymalnym spadzie. Poszczególne typy turbin osiągają różne prędkości rozbiegowe, a ich wartości mieszczą się w granicach: dla turbiny Francisa -  $n_r = (1,6-1,9) n_m$ , turbiny Kaplana i śmigłowej -  $n_r = (2,3-3) n_m$ , turbiny Peltona -  $n_r = (1,8-1,9) n_m$ , turbiny Banki-Michella -  $n_r = (2,4-2,7) n_m$ , ( $n_m$  - znamionowa prędkość obrotowa turbiny). Wartości wszystkich przedstawionych parametrów powinny być podane przez

producenta na tabliczce znamionowej, lub zagwarantowane w kontrakcie na dostawę (wówczas są one określone odpowiednio jako znamionowe lub gwarantowane).

Wielkości geometryczne turbiny to średnica charakterystyczna turbiny, otwarcie kierownicy oraz kąt ustawienia łopatek wirnika.

Średnica charakterystyczna turbiny  $D$  - jest to średnica wirnika stanowiąca podstawową wielkość wyznaczającą jej gabaryty. W fazie projektowej, przy opracowywaniu typoszeregu turbin, jest ustalony odpowiedni ciąg wartości tych średnic. Wartości te podawane w katalogach, klasyfikują poszczególne produkowane turbiny o typowych wielkościach.

Geometrycznymi, nastawialnymi wielkościami warunkującymi przepływ przez turbinę, a więc wyznaczającymi jej punkt pracy, są:

- otwarcie kierownicy  $a_0$  - jest to najmniejsza średnica koła wpisanego w kanał utworzony przez dwie sąsiednie łopatki kierownicy,
- kąt ustawienia łopatek wirnika, jest to tzw. otwarcie wirnika turbiny Kaplana lub Deriaza. Dla turbiny typu Peltona wielkości te są określone położeniem iglicy względem dyszy zasilającej i kątem pochylenia odchylacza strugi.

### III.11. Wyznaczanie parametrów MEW w projektowaniu

Zdecydowaną większość MEW stanowią elektrownie przepływowe, w których wartość oddawanej mocy zależy od chwilowego przepływu w rzece.

Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego są to tzw. elektrownie podstawowe, tzn. takie, które pracują z prawie niezmiennym obciążeniem przez większość dni w roku.

Wyznaczając podstawowe parametry elektrowni, dla uproszczenia możemy założyć, że część wodna w postaci odpowiedniego spiętrzenia, jest już wykonana, lub przynajmniej zaprojektowana.

Część parametrów ciekłu wodnego zmienia się w cyklu rocznym, dlatego trzeba je wyznaczać przynajmniej przez okres roku, a następnie dokonać wyboru wartości przyjmowanych do dalszych obliczeń.

W części technicznej projektu wyznacza się następujące główne elementy:

- poziom górnej wody,
- poziom dolnej wody,
- spad strumienia wody, tzw. spad niwelacyjny,
- przepływ w rzece dla danego przekroju piętrzenia,
- instalowany przełyk turbiny, czyli maksymalną objętość strumienia wody przepływającej przez turbinę w jednostce czasu (na podstawie średniego rocznego przepływu),

- moc znamionową elektrowni,
- parametry turbiny i przekładni mechanicznej,
- dane hydrogeneratora,
- układ i typ rozdzielni w elektrowni,  
a także:
  - schematy układów sterowania, automatycznej regulacji i zabezpieczeń,
  - parametry linii i ewentualnie stacji transformatorowo - rozdzielczej, łączącej elektrownię z systemem elektroenergetycznym,
  - wartość produkcji energii w ciągu roku, oszacowaną na podstawie znajomości zmian parametrów przepływu wody w ciągu roku,
  - czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni, służący do oceny ekonomiczności elektrowni, wyznaczany z wartości produkcji rocznej i mocy zainstalowanej.

Aby móc wyznaczyć część z tych parametrów należy przeprowadzić analizę przemian energii zachodzących w elektrowni. W rzecznych elektrowniach wodnych energię elektryczną uzyskuje się z energii kinetycznej oraz z energii potencjalnej wody.

Wykorzystując raz jeszcze równanie Bernoulliego można wyznaczyć teoretyczną ilość energii  $E$  zawartej w płynącej wodzie pomiędzy dwoma punktami I i II rozpatrywanego odcinka rzeki, czy innego cieku.

Równanie Bernoulliego:

$$\frac{c}{2} + g \cdot h + \frac{p}{\rho} = \text{const} \quad (\text{III} - 21)$$

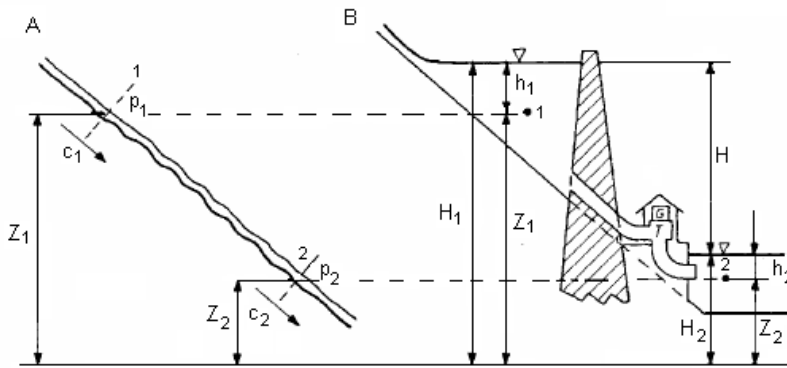
gdzie:  $c$  - prędkość wody [m/s],  $g$  - przyspieszenie ziemskie [m/s<sup>2</sup>],  $h$  - wysokość [m],  $p$  - ciśnienie [Pa],  $\rho$  - gęstość wody [kg/m<sup>3</sup>].

Na rysunku III.17 przedstawiony jest przekrój koryta rzeki w dwóch miejscach. Oznaczając w tych dwu wybranych przekrojach rzeki, odpowiednio:  $Z_1$ ,  $Z_2$  - wzniesienie przekrojów I i II nad dowolny poziom odniesienia,  $p_1$ ,  $p_2$  - ciśnienie na poziomie lustra wody,  $c_1, c_2$  - średnią prędkość wody,  $V$  - objętość przepływającej wody, możemy wyznaczyć energię dla każdego z nich [III.4].

Energia wody w korycie rzeki w każdym z przekrojów wynosi:

$$E_1 = \left[ g \cdot Z_1 + \frac{p_1}{\rho} + \frac{c_1^2}{2} \right] \rho \cdot V [J] \quad (\text{III} - 22)$$

$$E_2 = \left[ g \cdot Z_2 + \frac{p_2}{\rho} + \frac{c_2^2}{2} \right] \rho \cdot V [J] \quad (\text{III} - 23)$$



Rys. III.17. Przekrój koryta rzeki: A - w stanie naturalnym, B - po wybudowaniu zapory [III.4].

Wyrażenia w nawiasach określają energię jednostkową wyrażoną w  $\text{m}^2/\text{s}^2 = \text{J}/\text{kg}$ :  $g \cdot Z$  - energia położenia (potencjalna),  $p/\rho$  - energia ciśnienia,  $c^2/2$  - energia prędkości (kinetyczna).

Energia rozwijana przez rzekę między dwoma przekrojami wynosi:

$$E_{12} = E_1 - E_2 = \left[ g \cdot (Z_1 - Z_2) + \frac{p_1 - p_2}{\rho} + \frac{c_1^2 - c_2^2}{2} \right] \rho \cdot V [\text{J}] \quad (\text{III} - 24)$$

Po wybudowaniu zapory uzyskuje się koncentrację spadu i możliwość wykorzystania energii strumienia wody w turbinach wodnych. Założono, że środki ciężkości mas wody na górnym i dolnym poziomie znajdują się na poziomach  $Z_1$  i  $Z_2$ .

Ponadto przyjęto oznaczenia:  $h_1, h_2$  - głębokość położenia środka ciężkości masy wody pod lustrem wody w m,  $H_1, H_2$  - poziom niwelacyjny lustra wody w stosunku do poziomu odniesienia w m,  $H$  - spad niwelacyjny w m.

Po uwzględnieniu zależności:

$$H = H_1 - H_2$$

$$H_1 = Z_1 + h_1$$

$$H_2 = Z_2 + h_2$$

$$p_1 = h_1 \cdot \rho \cdot g$$

$$p_2 = h_2 \cdot \rho \cdot g$$

i dokonaniu przekształceń, otrzymano wyrażenie określające wartość energii, jaką turbina może przejść od strumienia wody:

$$E_{12} = \left[ g \cdot H + \frac{c_1^2}{2} - \frac{c_2^2}{2} - g \sum h_{str} \right] \rho \cdot V, \quad \text{J} \quad (\text{III} - 25)$$



Wyrażenie w nawiasach jest jednostkową energią użyteczną  $E_u$ :

$$E_u = g \cdot H + \frac{c_1^2}{2} - \frac{c_2^2}{2} - g \sum h_{str} \quad \text{J/kg} \quad (\text{III} - 26)$$

gdzie:  $g \cdot H$  - energia potencjalna wody w zbiorniku górnym,  $c_1^2/2$  - energia kinetyczna związana z ruchem wody z prędkością  $c_1$  w górnym zbiorniku,  $c_2^2/2$  - energia kinetyczna wody odpływającej na dolnym poziomie z prędkością  $c_2$ ,  $g \cdot \sum h_{str}$  - strata energii związana z oporami przepływu wody w doprowadzeniach i odprowadzeniach z turbiny.

Aby wyznaczyć energię transformowaną na elektryczną, trzeba jeszcze uwzględnić sprawność tego procesu. Uzyskana energia wyniesie:

$$E_{el} = E_u \cdot \rho \cdot V \cdot \eta_t \cdot \eta_p \cdot \eta_g, \text{J} \quad (\text{III} - 27)$$

gdzie:  $\eta_t$  - sprawność turbiny wodnej,  $\eta_p$  - sprawność przekładni,  $\eta_g$  - sprawność generatora.

Jeśli cała różnica poziomów wody jest skoncentrowana na niewielkim obszarze, można pominąć spadki ciśnienia w przewodach doprowadzających wodę do turbiny. Na ogół prędkości wody przed i za spiętrzeniem są zbliżone, czyli  $c_1 = c_2$ .

W takich przypadkach podstawową rolę w przemianie energii wody na elektryczną odgrywa energia potencjalna.

Wyrażenie na energię użyteczną można zatem uprościć do postaci:

$$E_u = g \cdot H, \text{J/kg} \quad (\text{III} - 28)$$

Moc elektrowni wodnej:

$$P_{el} = W_{el} / t, \text{W} \quad (\text{III} - 29)$$

Po uwzględnieniu, że  $E_{el} = E_u \cdot \rho \cdot V \cdot \eta_t \cdot \eta_p \cdot \eta_g$  otrzymamy:

$$P_{el} = g \cdot H \cdot Q \cdot \rho \cdot \eta_t \cdot \eta_p \cdot \eta_g, \text{W} \quad (\text{III} - 30)$$

gdzie:  $Q$  - przełyk turbiny, czyli objętość strumienia wody przepływającego przez turbinę w ciągu sekundy w  $\text{m}^3/\text{s}$ .

Moc wytwarzana w elektrowni wodnej wykorzystującej energię rzeki między jej przekrojami I i II zależy od wysokości spadku wody (różnicy poziomów przed i za turbiną), wielkości przełyku  $Q$ , oraz sprawności turbiny wodnej, przekładni i generatora.

Moc elektrowni wodnej to moc czynna oddawana do sieci energetycznej. W obliczeniach mocy należy zatem uwzględnić także sprawność układu wyprowadzenia mocy, tj. straty, jakie powstają na drodze przesyłu wytworzonej energii, od generatora aż do sieci, powodowane przez kable, szyny, przełączniki, transformatory itp. Ostatecznie moc oddawana do sieci przez elektrownię wodną przy założeniu  $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ , a  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$  wynosi:

$$P = 9,81 \cdot H \cdot Q \cdot \eta_t \cdot \eta_p \cdot \eta_g \cdot \eta_s, \text{ kW} \quad (\text{III} - 31)$$

gdzie:  $\eta_s$  - sprawność układu wyprowadzającego moc do systemu elektroenergetycznego.

W obliczeniach mocy czynnej oddawanej przez elektrownię wodną często stosowana jest przekształcona postać powyższego wzoru:

$$P = 9,81 \cdot H \cdot Q \cdot \eta, \text{ kW} \quad (\text{III} - 32)$$

gdzie  $\eta$  jest współczynnikiem sprawności elektrowni wodnej.

W projektowaniu wstępnym można posługiwać się zakresami sprawności podanymi w literaturze:

dla turbin:	$\eta_t = 0,82-0,92$
dla generatorów:	$\eta_g = 0,94-0,97$
dla układu wyprowadzenia mocy:	$\eta_s = 0,98-0,99$
dla elektrowni:	$\eta = 0,84-0,90$ [III.11,III.13]

Przystępując do obliczeń należy założyć wstępnie przykładowe parametry elektrowni którą chcemy zaprojektować [III. 6].

Na przykład:

- zakładamy instalację z trzech jednakowych turbin rurowych Kaplana,
- spad  $H = 1,8$  m,
- przełyk maksymalny  $Q = 6,3$  m<sup>3</sup>/s,
- przełyk maksymalny każdej z turbin  $Q_t = 2,1$  m<sup>3</sup>/s,
- obroty nominalne turbiny  $n_t = 238$  obr/min,
- sprawność turbiny  $\eta_t = 92$  %,
- sprawność przekładni  $\eta_p = 95$  %,
- sprawność generatora  $\eta_g = 93$  %,
- sprawność układu wyprowadzenia mocy  $\eta_s = 98$  %,
- moc potrzeb własnych  $\Delta P_{pot.w} = 2$  % mocy elektrowni.

Maksymalna moc na wale jednej turbiny (odpowiadająca maksymalnemu przełykowi):

$$P = 9,81 \cdot H \cdot Q_t \cdot \eta_t = 9,81 \cdot 1,8 \cdot 2,1 \cdot 0,92 = 34,1 \text{ kW} \quad (\text{III} - 33)$$

Moc maksymalna osiągnięta przez trzy turbozespoły przy przepływie łącznym:

$$Q = 6,3 \text{ m}^3/\text{s}: \quad P_3 = 3 P \cdot \alpha = 3 \cdot 34,1 \cdot 0,964 = 98,6 \text{ kW} \quad (\text{III} - 34)$$

gdzie  $\alpha$  jest współczynnikiem korygującym z tytułu spiętrzenia wody dolnej.

Moc na zaciskach każdego z turbogeneratorów powinna wynosić:

$$P_g = 1/3 P_3 \cdot \eta_p \cdot \eta_g = 1/3 \cdot 98,6 \cdot 0,95 \cdot 0,93 = 29,0 \text{ kW} \quad (\text{III} - 35)$$

Moc oddawana do sieci to suma mocy generowanych, pomniejszona o moc potrzeb własnych i straty w układzie wyprowadzania mocy:

$$P_{el} = (3P_g - \Delta P_{pot.w}) \eta_s = (3 \cdot 29,0 - 0,02 \cdot 3 \cdot 29,0) \cdot 0,98 = 83,6 \text{ kW} \quad (\text{III} - 36)$$

Potrzeby własne to głównie napęd regulatora łopatek turbiny, napęd pompy oleju smarowego, oświetlenie i ogrzanie budynku oraz zasilanie układów automatyki. Aby dobrać wymiary turbiny należy określić jej średnicę. W celu określenia średnicy każdej z trzech turbin rurowych Kaplana z wałem poziomym, wyznaczono prędkość obrotową normalną zredukowaną do spadu jednego metra:

$$N_1 = 8,5Q_1 = 8,5 \cdot 1,57 = 13,4 \text{ kW} \quad (\text{III} - 37)$$

Przełyk zredukowany do spadu jednego metra dla jednej turbiny wynosi :

$$Q_1 = \frac{Q}{\sqrt{H}} = \frac{2,1}{\sqrt{1,8}} = 1,57 \frac{\text{m}^3}{\text{s}\sqrt{\text{m}}} \quad (\text{III} - 38)$$

Przybliżona wartość obrotów zredukowanych do spadu jednego metra:

$$n_1 = \frac{n}{\sqrt{H}} = \frac{238}{\sqrt{1,8}} = 177,4 \frac{\text{obr}}{\text{min}\sqrt{\text{m}}} \quad (\text{III} - 39)$$

Przybliżona wartość wyróżnika szybkobieżności czyli prędkości obrotowej turbiny geometrycznie podobnej, która przy spadzie  $H = 1 \text{ m}$  osiąga moc  $1 \text{ KM} = 0,736 \text{ kW}$ :

$$n_{SN} = n_1 \sqrt{\frac{N_1}{0,736}} = 177,4 \sqrt{\frac{13,4}{0,736}} = 756,9 \text{ obr/min} \quad (\text{III} - 40)$$

Turbina ta posiada dość wysoki współczynnik szybkobieżności. Wyższy współczynnik oznacza, że przy określonym spadzie możliwe jest uzyskanie tej samej mocy za pomocą turbiny o mniejszej średnicy wirnika.

Zgodnie z podziałem wprowadzonym w literaturze rozważana turbina leży w pobliżu granicy pomiędzy średniobieżnymi a szybkobieżnymi.

Z powyższych danych obliczono średnicę charakterystyczną wirnika:

$$D = \left( \frac{40}{n_{SN}} + 0,16 \right) \sqrt{\frac{N_1}{0,736}} = \left( \frac{40}{756,9} + 0,16 \right) \sqrt{\frac{13,4}{0,736}} = 0,91 \text{ m} \quad (\text{III} - 41)$$

Powyższy wzór obowiązuje dla spadów poniżej 10 m. Zalecana ilość łopatek wirnika wynosi 3. Dla trzech łopatek, zalecana wartość stosunku średnicy piasty wirnika do średnicy charakterystycznej  $dw/D = 0,35$ . W związku z tym średnica piasty wirnika powinna wynosić 0,32 m.

#### **Dobór generatora:**

Generator indukcyjny to maszyna klatkowa, napędzana przez turbinę z prędkością nadsynchroniczną. Źródłem wzbudzenia generatora asynchronicznego jest sieć, z której pobiera on prąd magnesujący. Moc bierna pobierana przez

generator przy stałym napięciu sieci, jest w przybliżeniu stała, niezależna od mocy czynnej oddawanej przez generator.

Wpływa to na obniżanie współczynnika mocy przy zmniejszaniu produkowanej mocy czynnej. W celu pomniejszenia poboru mocy biernej z sieci, na zaciskach generatora włącza się baterie kondensatorów. Przy odłączaniu generatora od sieci, należy go również odłączyć od kondensatorów, aby napięcie generatora zanikło. Generatory asynchroniczne stosuje się wyłącznie w małych elektrowniach, ze względów ekonomicznych. Mają one prostszą konstrukcję, są lżejsze i tańsze od generatorów synchronicznych, a ponadto nie wymagają regulacji napięcia i synchronizacji. Zbędna jest cała aparatura potrzebna do tych procesów, skutkiem czego układy sterowania elektrowni asynchronicznej są znacznie prostsze i tańsze od automatyki elektrowni synchronicznej.

Dla zmniejszenia poboru mocy biernej, generator powinien pracować jak najbliżej stanu znamionowego. Zapewnieniu tego warunku sprzyja zastosowany układ złożony z 3 hydrozespołów. Przy obniżaniu przepływu rzeki można kolejno wyłączać człony elektrowni, zapewniając pracującym dostateczny przepływ wody.

Biorąc pod uwagę wyznaczoną moc założono, że każda z turbin będzie współpracować z generatorem asynchronicznym o mocy 30 kW i napięciu 400 V. Dobrano silnik typu 2Sg 225M6 produkcji CELMY, o parametrach:

$$P_N = 30\text{W}, n_N = 982 \text{ obr/min}, I_N = 52\text{A}, U_N = 400\text{V}, \cos \phi = 0,83$$

Prędkość znamionowa wybranego silnika różni się od synchronicznej o 18 obr/min. Znamionowa prędkość przy pracy prądnicowej wyniesie zatem  $1\,000 + 18 = 1\,018$  obr/min.

Przełożenie przekładni powinno być stosunkiem tych obrotów do znamionowych obrotów turbiny, czyli wyniesie  $i = 1\,018/238 = 4,3$ .

#### **Zabezpieczenia i sterowanie pracą MEW:**

Elektrownia może posiadać pełną automatyzację z regulacją pracy turbozespołu, w zależności od ilości wody będącej w dyspozycji dla osiągnięcia maksymalnej produkcji energii elektrycznej. Funkcja ta jest realizowana na podstawie pomiaru poziomu wody górnej i przepływu w danej chwili. W przypadku pracy na sieć wydzieloną, trzeba tak regulować otwarcie przeloty, aby stabilizować obroty turbiny - w celu utrzymywania stałej częstotliwości generatora. Stosuje się wtedy regulator prędkości, który w małych elektrowniach może wykorzystywać odśrodkowy czujnik prędkości obrotowej. Natomiast przy współpracy elektrowni z siecią, stosuje się regulator mocy, współpracujący z czujnikiem poziomu górnej wody. Częstotliwość jest wtedy utrzymywana przez sieć, a zadaniem regulatora jest taka zmiana otwarcia przeloty, aby poziom górnej

wody nie był wysoki i zbytnio się nie zmieniał. A zatem, w zależności od warunków wodnych, regulator zmienia produkowaną moc.

Automatyzacja elektrowni może obejmować:

- awaryjne odstawianie turbozespołów w sytuacji zaniku napięcia w sieci, nagłego spadku poziomu wody górnej, zalania hali maszynowni w czasie klęski żywiołowej, wystąpienia stanu awaryjnego turbozespołu,
- kontrolę pracy turbozespołów oraz sygnalizację stanów awaryjnych,
- regulację otwarcia łopat kierownicy turbiny w funkcji poziomu wody górnej,
- automatyczne ponowne załączanie turbozespołów po uzyskaniu warunków poprawnej pracy.

Podsumowując można stwierdzić że przedstawione zależności umożliwiają wyznaczenie podstawowych parametrów na etapie projektowania MEW. Parametry te, w połączeniu z danymi dotyczącymi warunków wodnych, mogą stanowić podstawę wstępnej oceny planowanej inwestycji pod kątem technicznym i ekonomicznym.

Z analizy przepływów może wynikać wniosek, że np. przez okres rzędu 250 dni w roku wszystkie trzy turbiny będą pracować z zadawalającymi sprawnościami. Pozwala to oszacować przewidywaną roczną produkcję energii elektrycznej. Należy jednak przewidzieć, że w okresie zimy lub występowania niżów hydrologicznych, kilkadziesiąt dni w roku elektrownia będzie pracować ze zmniejszoną wydajnością lub w ogóle będzie wyłączona. Okres ten można przeznaczyć na konserwacje i przeglądy [III.6].

### Literatura do rozdziału III

- [III.1] Bogdanienko J.: *Odnawialne Źródła Energii*, Biblioteka Problemów, PWN, Warszawa, 1989
- [III.2] Charon H.: *Podstawy Gospodarki Energetycznej*, cz. I., Wyd. Pol. Koszalińska, 2005
- [III.3] Fritz J.: *Small land mini hydropower systems - Resource Assesment and Project Feasibility*, McGraw - Hill Book Company, USA 1984
- [III.4] Hoffmann M.: *Małe elektrownie wodne*, Nabba Sp. z o. o., Warszawa 1992.
- [III.5] Jackowski K.: *Elektrownie wodne - turbozespoły i wyposażenie*, WNT, Warszawa 1971
- [III.6] Karolewski B., Ligocki P.: *Wyznaczanie parametrów małej elektrowni wodnej*, Prace Naukowe IMNiPE Politechniki Wrocławskiej Nr 56, *Studia i Materiały*, Nr 24/2004
- [III.7] Kludyn D., Pawlik M., Strzelczyń F.: *Elektrownie*, wydanie czwarte poprawione, WNT, Warszawa 2000
- [III.8] Klugmann-Radziemska E.: *Odnawialne źródła energii - Przykłady obliczeniowe*, Wyd. Pol. Gdańska, Gdańsk 2006
- [III.9] Komarzyniec G.: *Elektrownie wodne - ekologia czy destrukcja?*, Referat wygłoszony na seminarium IPEiE Politechniki Lubelskiej, Lublin 2011

- [III.10] Krzyżanowski W.: Turbiny wodne. Konstrukcja i zasady regulacji, WNT, Warszawa 1971
- [III.11] Kucowski J., Laudyn D., Przekwas M.: Energetyka a ochrona środowiska, WNT, Warszawa 1997
- [III.12] Lewandowski W.: Proekologiczne odnawialne źródła energii, WNT, 2006
- [III.13] Łaski A.: Elektrownie wodne, rozwiązania i dobór parametrów, WNT, Warszawa 1971
- [III.14] Marecki J.: Podstawy przemian energetycznych, Warszawa 1995
- [III.15] Mikulski Z.: Rozwój wykorzystania energii wodnej na ziemiach polskich, Gosp.Wodn.12: 503-509, 2004
- [III.16] Mioduszewski W.: Mała retencja - ochrona zasobów wodnych i środowiska, Wyd. IMUZ, Falenty 2003
- [III.17] Rembowski Ł.: Zalety i wady MEW ([www.ogrzewnictwo.com/agroenergetyka](http://www.ogrzewnictwo.com/agroenergetyka))
- [III.18] Tytko R.: Odnawialne źródła energii, WNT, Warszawa 2009
- [III.19] [www.mew.pl](http://www.mew.pl), Poradnik MEW
- [III.20] [www.globe-energy.pl](http://www.globe-energy.pl)
- [III.21] [http://delfin.ise.polsl.gliwice.pl/~dykas/5/el\\_wodne.htm](http://delfin.ise.polsl.gliwice.pl/~dykas/5/el_wodne.htm)
- [III.22] <http://www.goldie.kape.gov.pl/PL/Archiwum/Score/pilki/Pk3/index.htm>
- [III.23] <http://www.redscreen.net>

## IV. Energia biomasy

### IV.1. Podstawowe pojęcia i podstawy prawne

Zasadniczym elementem polityki oszczędzania zasobów kopalnych surowców energetycznych jest uzyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych i w tym zakresie Krajowy Plan Działania przyjęty 7 grudnia 2010 r. przez Radę Ministrów zakłada, że do 2020 r. w Polsce 15,5 % energii końcowej brutto będzie pochodziło ze źródeł odnawialnych, zaś udział biomasy ma wzrosnąć z 3 838 GWh w 2010 r. do 14 383 GWh w 2020 r. [IV.23, IV.25].

Głównym czynnikiem, jaki wywarł wpływ na rynek biomasy w Polsce była wprowadzona przez UE Dyrektywa 2009/28/EC z 23 kwietnia 2009 r. o promocji stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która wyznaczyła obowiązkowe krajowe cele ogólne w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto oraz w odniesieniu do udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie [IV.20]. Na szczeblu krajowym podstawowym dokumentem jest Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku, która zakłada trzy podstawowe cele w zakresie OZE:

- wzrost wykorzystania OZE w finalnym zużyciu energii do 15 % w 2020 r. oraz dalszy wzrost w kolejnych latach,
- osiągnięcie 10 % udziału biopaliw w rynku paliw transportowych w 2020 r. oraz utrzymanie tego poziomu w latach następnych,
- ochronę lasów przed nadmierną eksploatacją w celu pozyskiwania biomasy, jak również zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE [IV.22-IV.24].

#### **Biomasa**

Biomasa to wszelkiego typu substancje, będące efektem naturalnych procesów biologicznych, w tym biochemicznych zachodzących w przyrodzie i stanowiące potencjalne źródła energii w ściśle określonych aplikacjach [IV.1]. Trudności w interpretacji polskich ustaw i rozporządzeń nastęrcza fakt występowania w nich różnych definicji biomasy w zależności od tego, czy dany akt prawny posłuży nam do uzyskania świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, do uzyskania świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji, czy też dla potrzeb obliczania wielkości emisji CO<sub>2</sub> z instalacji objętych wspólnotowym handlem uprawnieniami do emisji [IV.2-IV.10]. Generalnie, spalanie biomasy wymaga standardów i opomiarowania tak jak spalanie paliw, a nie jak spalanie lub współspalanie odpadów. Według ustaleń Unii Europejskiej biomasą nazywane są biodegradowalne frakcje produktów, odpadów i pozostałości z przemysłu rolno-spożywczego (w tym substancje pochodzenia



roślinnego i zwierzęcego), z leśnictwa i przemysłu pochodnego, a także biodegradowalne frakcje odpadów komunalnych i przemysłowych [IV.12].

### **Biogaz**

Biogazem nazywamy gaz palny powstały z biomasy lub biodegradowalnych odpadów [IV.6, IV.7, IV.11], w przypadku generowania w sposób naturalny na terenach podmokłych (torfowiska) nosi on nazwę gazu błotnego (gnilnego).

Zgodnie z polskimi aktami prawnymi biogaz to:

- gaz palny, produkt fermentacji anaerobowej związków pochodzenia organicznego (np. ścieki, odpady komunalne, odchody zwierzęce, gnojowica, odpady przemysłu rolno-spożywczego, biomasa) a częściowo także ich gnicia powstający w biogazowni [IV.7],
- paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego lub biomasy leśnej w procesie fermentacji metanowej [IV.6].

### **Biopaliwa**

Pod względem technicznym biopaliwa to płynne lub stałe nośniki energii otrzymywane z surowców pochodzących z procesów biologicznych, możliwe do stosowania w silnikach spalinowych i urządzeniach elektroenergetycznych. Biopaliwa syntetyczne są to paliwa otrzymywane na drodze syntezy węglowodorów lub tworzenia ich mieszanin, z surowców pochodzących z biomasy [IV.1]. W interpretacji przepisów Unii Europejskiej do biopaliw zaliczamy ciekłe lub gazowe paliwa dla transportu, produkowane z biomasy [IV.12]. W Polsce, oprócz dyrektyw europejskich tematyki biopaliw dotyczą min. Prawo Energetyczne, ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. i przyjęta przez Sejm 27 maja 2011 r. ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw [IV.6, IV.13- IV.21] (stan na 05.2011).

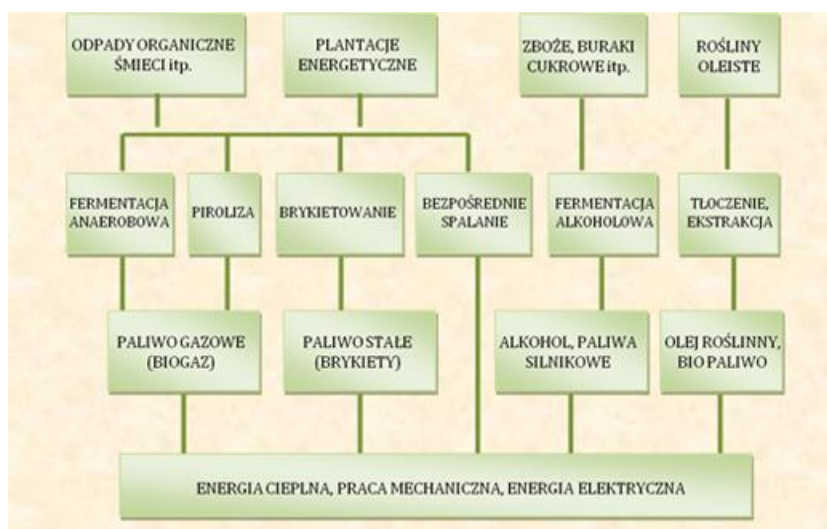
## **IV.2. Właściwości fizykochemiczne biomasy roślinnej. Rośliny energetyczne w Polsce**

Biomasa roślinna powstaje w procesie fotosyntezy (względnie chemosyntezy). Z jednego mola dwutlenku węgla możemy uzyskać ok. 470 kJ energii chemicznej zakumulowanej w węglowodorach dzięki rozkładowi cząsteczek wody pod wpływem promieniowania słonecznego [IV.31]. Biomasa to trzecie, co do wielkości na świecie naturalne źródło energii o szacowanym potencjale  $3 \cdot 10^{15}$  MJ/a, jak dotąd wykorzystywane tylko w 7 % (głównie w krajach rozwijających się). Według danych GUS w Polsce w 2009 roku udział biomasy stałej, biopaliw ciekłych i biogazu i odpadów komunalnych w nośnikach energii

odnawialnej w Polsce stanowił odpowiednio 85,8 %, 7,1 %, 1,6 % i 0,012 % [IV.24, IV.28, IV.29].

Istnieje wiele przesłanek przemawiających za wykorzystywaniem biomasy min: ograniczenie ilości składowanych odpadów, zbilansowanie emisji CO<sub>2</sub> powstałego w procesie spalania poprzez pochłonięcie takiej samej dwutlenku węgla w procesie fotosyntezy, powstawanie nowych technologii zwiększających opłacalność wykorzystania biomasy w elektrociepłownictwie i jej przetwarzania na paliwa gazowe i ciekłe.

Systematykę biomasy oraz podstawowe procesy, w wyniku, których ulega ona przekształceniom przedstawiono na rysunku IV.1 [IV.6].



Rys. IV.1. Biomasa i jej przetwarzanie - systematyka [IV.26]

Sposoby konwersji biomasy na nośniki energii dzielą się na fizyczne, chemiczne i biochemiczne. Z energetycznego punktu widzenia zasoby biomasy można podzielić na dwie grupy. Pierwszą grupę stanowią nośniki energii w fazie stałej, które mogą ulegać procesowi spalania, pirolizy a także tlenowo-parowego zgazowania do mieszaniny dwutlenku i tlenku węgla, metanu i wodoru. Taki gaz można zamienić w energię cieplną i elektryczną wykorzystując technologie dobrze poznane, ale także do metanolu, czyli paliwa silnikowego wg znanej i szeroko stosowanej w przemyśle technologii Fischera-Tropscha. W drugiej grupie znajdują się te zasoby, które można przetwarzać w paliwa płynne i biogaz, będący przede wszystkim mieszaniną metanu i dwutlenku węgla [IV.30]. Najprostszą i najbardziej popularną (90 %) formą pozyskiwania energii z biomasy we wszystkich stanach jej skupienia jest bezpośrednie spalanie. Ciekłe biopaliwa uzyskujemy w dwustopniowym procesie tłoczenia i ekstrakcji zaś ciekłe i gazowe o różnych

parametrach możemy otrzymać w złożonym procesie pirolizy. Procesy biochemiczne fermentacji metanowej i alkoholowej stosujemy, gdy biomasa zawiera zbyt dużą ilość wody by ją spalić w efektywny sposób. W celu zwiększenia gęstości (obniżenia kosztów transportu), ujednolicenia składu i poprawy wartości energetycznych biopaliw stałych stosuje się stosunkowo energochłonne paletyzację i brykietowanie [IV.27].

Podział biomasy ze względu na stan skupienia został przedstawiony w tabeli IV.1, zaś podstawowe składniki biomasy zostały przedstawione w tabeli IV.2.

Tabela IV.1. Rodzaje biomasy

Stan skupienia	Przykłady i zastosowanie
Stały	<ul style="list-style-type: none"> <li>– drewno i odpady pochodzące z jego przeróbki (wióry, trociny, zrębki, kora, itd.)</li> <li>– rośliny energetyczne</li> <li>– pozostałości z produkcji rolniczej (np. słoma)</li> <li>– wybrane organiczne odpady komunalne i przemysłowe.</li> </ul> <p><i>Zastosowanie:</i> do ogrzewania</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– w formie nieprzetworzonej lub w formie bel, kostek, pelet, granulatu i brykietów</li> </ul>
Ciekły	<ul style="list-style-type: none"> <li>– alkohole (etanol, metanol, butanol) otrzymywane w drodze fermentacji alkoholowej węglowodanów do etanolu, fermentacji butylowej biomasy do butanolu</li> <li>– olej (z estryfikowanych w biodiesel olejów roślinnych)</li> <li>– półprodukty jak melasa czy tłuszcze zwierzęce</li> </ul> <p><i>Zastosowanie:</i> biopaliwa (alkohole) i biodiesel (oleje)</p>
Gazowy	<ul style="list-style-type: none"> <li>– mieszanina metanu i dwutlenku węgla ze składowisk odpadów organicznych i oczyszczalni ścieków.</li> <li>– biogaz powstały w wyniku fermentacji beztlenowej ciekłych i stałych odpadów rolniczej produkcji zwierzęcej (gnojowica, obornik, słoma etc.)</li> <li>– gaz drzewny (generatorowy) powstały w procesie zgazowania biomasy</li> </ul> <p><i>Zastosowanie:</i> do ogrzewania w postaci nieprzetworzonej lub po procesach odsiarczania</p>

Tabela IV.2. Podstawowe składniki biomasy [IV.31]

Związek chemiczny	Znaczenie
węglowodany: dwucukry oraz cukry proste	Składniki żywności, surowce do produkcji etanolu
skrobia	
lignina	Surowce energetyczne
celuloza	
hemiceluloza	

Szczególnie dużym udziałem wymienionych surowców charakteryzują się rośliny energetyczne, w których proporcje substancji pokarmowych do

energetycznych są odwrócone. Ich przybliżony skład jest następujący: 40-60 % celulozy, 20-40 % w hemicelulozy, 10-25 % w ligniny [IV.23, IV.25].

Według rozporządzeń Rady EU 1782/2003, 2012/2006 oraz KE 1973/2004 [IV.32-IV.35] roślinami energetycznymi są te, które uprawiane są na gruntach rolnych i zostaną przetworzone na jeden z poniżej wymienionych produktów: biopaliwa i biokomponenty, energię cieplną lub elektryczną. Rośliny te podzielone zostały na 3 grupy, zestawione w tabeli IV.3.

Tabela IV.3. Przykłady roślin energetycznych

Grupa roślin energetycznych	Przykłady
1. Rośliny uprawiane na gruntach rolnych, będące przedmiotem umowy dostarczenia roślin energetycznych przeznaczonych do przetworzenia na produkty energetyczne	<ul style="list-style-type: none"> <li>– rośliny jednoroczne (np. rzepak, rzepik, żyto, kukurydza, len włóknisty);</li> <li>– buraki cukrowe - pod warunkiem, że każdy produkt pośredni jest wykorzystywany do wytworzenia produktów energetycznych oraz, że każdy współprodukt lub produkt uboczny zawierający cukier jest wykorzystywany zgodnie z rozporządzeniem Rady (WE) nr 318/2006;</li> <li>– soja - pod warunkiem, że każdy produkt pośredni, oprócz mączki sojowej i śruty sojowej, jest wykorzystywany do wytworzenia produktów energetycznych;</li> <li>– rośliny wieloletnie (np. róża bezkolcowa, ślazier pensylwański, topinambur, rdest sachaliński, mozga trzciniowa, miskant olbrzymi i cukrowy, spartina preriowa, palczatka Gerarda, proso różgowe);</li> <li>– zagajniki drzew leśnych o krótkim okresie rotacji (np. wierzba wiciowa, topola, robinia akacja).</li> </ul>
2. Rośliny uprawiane na gruntach rolnych, wykorzystywane jako paliwo do ogrzewania gospodarstw lub w celu wytworzenia energii bądź biopaliwa w gospodarstwie	<ul style="list-style-type: none"> <li>– zagajniki drzew leśnych o krótkim okresie rotacji (np. wierzba wiciowa, topola, robinia akacja);</li> <li>– zboża;</li> <li>– nasiona roślin oleistych - nasiona soi łamane nieprzeznaczone do siewu, rzepak, rzepik o niskiej zawartości kwasu erukowego, nasiona słonecznika (łamane, wyłuskane, w łusce), nasiona słonecznika nieprzeznaczone do siewu.</li> </ul>
3. Jednoroczne i wieloletnie rośliny przetwarzane w gospodarstwie na biogaz	

Polska jest krajem o dość trudnych warunkach klimatycznych i glebowych. Posiada zaledwie około 50 % gleb najodpowiedniejszych do produkcji roślin energetycznych: bardzo dobrych i dobrych, które powinny zachowane dla produkcji żywności i pasz. Od 2010 uprawy energetyczne są pozbawione dopłat unijnych. Z analiz wykonanych w IUNG PIB wynika, że bez szkody dla produkcji

żywności, rolnictwo polskie może przeznaczyć do 2020 r. 0,6 mln ha pod produkcję zbóż na bioetanol; 0,4 mln ha pod produkcję rzepaku na biodiesel; oraz ok. 1 mln ha pod produkcję biomasy dla potrzeb energetyki zawodowej [IV.23, IV.36, IV.37]. Realny potencjał ekonomiczny OZE w Polsce [IV.23, IV.36] został przedstawiony w tabeli IV.4.

Tabela IV.4. Realny potencjał ekonomiczny OZE w Polsce [IV.23, IV.36]

Rodzaj źródła	Wielkość potencjału, PJ
Biomasa	600
odpady stałe suche	166
biogaz (odpady mokre)	123
drewno opałowe (lasy)	24
uprawy energetyczne (celulozowe, olejowe, skrobiowe, zielone kisonki)	287

Na podstawie dostępnych danych dotyczących zasobów drzewnych, zawartość węgla w biomase drzewnej lasów Polski została oszacowana na ponad 700 mln ton, z czego około 76 % przypada na biomase nadziemną, 23 % na biomase podziemną, niespełna 1 % na drewno martwe. Ilość pochłanianego rocznie CO<sub>2</sub> przez lasy (łącznie z glebą) została oszacowana na 52,3 mln ton, co w przybliżeniu przekłada się na 14,3 mln ton węgla [IV.38].

Tabela IV.5. Skład chemiczny badanych surowców lignocelulozowych [IV.43]

Składniki		Topinambur	Miskant olbrzymi	Rdest sachalinski	Wierzba krzewista			
					Pędy jedno- roczne	Pędy czteroletnie		
						Drewno w korze	Drewno	Kora
% absolutnie suchej masy								
Wilgotność		8,11	7,05	7,30	6,22	5,90	5,89	7,96
Substancje rozpuszczalne	Etanolbenzen	3,00	2,28	2,43	5,34	1,91	1,94	4,93
	Zimna woda	2,12	2,86	1,78	6,60	2,04	1,52	6,16
	Gorąca woda	4,68	4,99	4,26	10,37	4,36	2,97	12,02
	1 % NaOH	25,66	29,24	29,71	34,47	24,80	20,16	48,20
Celuloza Seiferta		40,59	47,47	40,65	39,29	45,97	45,25	39,76
Pentozany		22,65	23,57	19,17	17,05	17,53	18,32	10,22
Lignina Klasona		20,48	24,62	27,81	26,04	20,04	17,53	36,05

Możliwości pozyskania drewna do celów energetycznych zostały zmniejszone przez wprowadzenie programu NATURA 2000. W ostatnich 20 latach corocznie zalesianych było około 20 tys. ha. Zgodnie z planami Ministra Środowiska zawartymi w „Krajowym programie zwiększania lesistości”, lesistość Polski

powinna wzrosnąć do 33 % w 2050 r., jednak obecnie osiągnięcie wyznaczonego celu napotyka coraz większe trudności [IV.25].

Tabela IV.6. Skład chemiczny wybranych gatunków drewna - dane literaturowe [IV.43, IV.45]

Składniki		Wierzba biała	Sosna zwyczajna	Topola biała
		% absolutnie suchej masy		
Substancje rozpuszczalne	Etanol-benzen	2,2*	4,6*	5,7
	Zimna woda	1,3*	2,1*	1,2
	Gorąca woda	2,7*	6,4*	2,0*
Celuloza Seiferta		43,6*	48,1*	52,4
Pentozany		21,5*	9,8*	21,8
Lignina Klasona		25,0*	28,8*	20,4

\* - wartości średnie

Tabela IV.7. Skład elementarny oraz właściwości energetyczne badanych surowców lignocelulozowych w zestawieniu z dojrzałym drewnem sosny i wierzby oraz węglem brunatnym [IV.43]

Surowiec	Ciepło spalania	Wartość opałowa			Skład elementarny				Popi- ół	
		W stanie			C	H	N	S		
		Anality- cznym	Robo- czym	Suchym bezpocio- łowym						
Mj/kg	Mj/kg			% absolutnie suchego surowca						
Topinambur	16 128	14 588	14 699	16 653	45,77	6,08	0,31	0	2,51	
Miskant olbrzymi	17 975	16 478	16 450	18 300	48,15	6,09	0,23	0	2,10	
Rdest sachaliński	15 376	14 435	14 394	15 558	46,81	5,69	0,38	0	2,67	
Wierzba krzewiasta	Pędy jednoroczne	18 150	16 715	16 876	18 489	44,96	5,79	0,70	0	1,77
	Pędy czteroletnie	17 867	16 437	16 688	18 095	44,29	5,75	0,37	0	1,23
	Drewno pędów czteroletnich	18 376	16 956	17 094	18 422	44,44	5,77	0,24	0	0,62
	Kora pędów czteroletnich	17 016	16 300	16 345	17 695	44,67	5,62	1,28	0	5,69
Sosna	-	-	-	18 800	49,7	6,3	0,13	0,02	0,60	
Buk	-	-	-	18 400	47,9	6,2	0,22	0,02	0,50	
Węgiel brunatny	-	-	-	27 000	68,4	5,5	1,8	1,3	7,60	

Należy wobec tego doprowadzić do większej dywersyfikacji źródeł biomasy min. dokonując selekcji najbardziej wydajnych gatunków roślin energetycznych i alg, wykorzystując organiczne odpady komunalne (osady ściekowe), leśnictwa, różnych gałęzi przemysłu (w tym drzewnego, spożywczego i rybołówstwa np.

wysłodki buraczane, łodygi kukurydzy, tłuszcze zwierzęce; z działalności rolniczej (odchody zwierząt, słomę, makuchy, łodygi trawy, lucerny, itd.). W Polsce całkowita roczna produkcja słomy szacowana jest na 25-28 mln Mg, z czego na cele energetyczne można przeznaczyć od około 4 do ponad 10 mln Mg rocznie [IV.25].

Rośliny takie jak wierzba wiciowa, wierzba krzewiasta, słonecznik bulwiasty (topinambur), trawy wieloletnie z rodziny *miscanthus* (*np. miskant olbrzymi*), ślazowiec pensylwański mogłyby w polskich warunkach klimatycznych stanowić zaplecze surowcowe dla potrzeb elektrociepłowni [IV.39-IV.43]. Największe zainteresowanie jako surowiec energetyczny budziła dotychczas wierzba, głównie ze względu na szybki przyrost i małe wymagania glebowe.

Wydajność plonów wierzby krzewiastej według Szczukowskiego [IV.44] wynosi od 11,0 do 26,4 ton z hektara rocznie, przy czym zbiór roślin co 3 lata daje najkorzystniejsze rezultaty - średnio 21,6 t/ha rok. W tabelach IV.5-IV.7 zestawiono wyniki badań dotyczących składu chemicznego i właściwości biomasy pozyskanej z wybranych surowców roślinnych [IV.43, IV.45].

Tabela IV. 8. Porównanie składu głównych kwasów tłuszczowych w różnych olejach [IV.75]

Olej	Zawartość kwasów tłuszczowych, %						
	Palmitynowy	Stearynowy	Oleinowy	Linolowy	Linolenowy	Eikozenowy	Erukowy
Rzepakowy (typ tradycyjny)	4,5	1,3	14	12,2	9	7	52
Rzepakowy (typ „00”)	5,0	1,3	62,7	20	10	1,2	< 1
Rzepakowy (typ wysokooleinowy)	5	1,5	78	7	7	1,4	< 1
Z gorczycy białej (typ tradycyjny)	2,7	1	26	00,8	9,2	10,6	39,7
Z gorczycy białej (typ bezerukowy)	3,3	2,1	65	13	13	2,5	1
Z gorczycy sarepskiej	4	1,5	15,5	20	13	9	37
Lniankowy	5,3	2	18,7	17	36,1	17,6	2,5
Z katanu	2,2	0,5	16,5	9,3	5,2	2,7	62,5

Porównanie składu elementarnego, wartości opałowych oraz odpadów stałych po procesie spalania (tabela IV.7) wykazało, że wszystkie rośliny poddane analizie mogą być używane w energetyce i przemyśle, zaś najkorzystniejsze właściwości energetyczne miało drewno czteroletnich pędów wierzby krzewiastej (niska zawartość popiołu - 0,62 % i wysoka wartość opałowa - 18,4 MJ/kg) [IV.43].

Najpopularniejszą rośliną oleistą uprawianą w Polsce jest rzepak ozimy. Rośliny jare z rodziny kapustnych (krzyżowych): rzepak, gorczyca biała i sarepska, lnianka, katroń abisyński mogą również stać się komplementarnym substratem do produkcji biopaliw płynnych. Tabela IV.8. prezentuje porównanie składu głównych kwasów tłuszczowych w różnych olejach [IV.75].

Współspalanie biomasy nieprzetworzonej o dużej zawartości wilgoci i substancji organicznych oraz mineralnych (chloru, sodu, potasu) powoduje szereg problemów technicznych i eksploatacyjnych w kotłach opalanych węglem [IV.56, IV.57]. Wysoka zawartość wilgoci w biomacie, jej niejednorodność i bardzo niska gęstość energetyczna (wartość opałowa biomasy wynosi 50 % tej samej masy węgla, kiedy jej gęstość energetyczna stanowi 2 do 7 % gęstości energetycznej węgla), a także utrudniony przemiał powodują, że udział współspalanej biomasy z reguły nie przekracza 10 % udziału w strumieniu paliwa dostarczanego do paleniska [IV.58].

W celu zwiększenia ilości udziału biomasy (max. do 50 %) należy poprawić jej parametry opałowe poprzez stosowanie procesów toryfikacji (wysokotemperaturowe suszenie biomasy w warunkach bliskich ciśnieniu atmosferycznemu, beztlenowych, w temperaturze około 200 do 300°C) i peletyzacji (zagęszczanie biomasy w postaci stałej poprzez granulowanie w warunkach podwyższonego ciśnienia). Polska to 7 producent i 11 konsument pelet w Europie (odpowiednio 350 000 ton i 120 000 ton w 2008 roku) [IV.59]. Pelety, ze względu na swoją wielkość, stałą zawartość wody i skład chemiczny, mogą być podawane do pieca automatycznie za pomocą specjalnych podajników zaś brykiety są stosowane głównie jako zamiennik drewna opałowego w gospodarstwach domowych i są aplikowane do pieca ręcznie. Porównanie właściwości biomasy drzewnej pierwotnej i przetworzonej przedstawiono w tabeli IV.9 [IV.56].

Skład chemiczny ma ogromny wpływ na właściwości biomasy. W celu usystematyzowania biomasy i opracowania standardów jej zastosowania oraz koniecznych do tego procesów chemicznych Vassiliew et al., 2010 [IV.46] pracują nad jej nową klasyfikacją na podstawie analizy składu chemicznego 86 odmian biomasy (drewno, trawa, słoma, łuski, pestki, biomasa rolnicza, algi, odpady i zanieczyszczona biomasa). Analiza obejmuje pięć grup powiązanych wzajemnie pierwiastków w biomacie: (1) C - H, (2) N - S - Cl, (3) Si - Al - Fe - Na - Ti, (4) Ca - Mg - Mn oraz (5) K - P - S - Cl. Na wyjątkową różnorodność chemiczną biomasy ma wpływ pochodzenie (naturalne, antropogeniczne). Odpowiednia klasyfikacja przyczyni się do:

- opracowania standardów zaawansowanego i zrównoważonego użytkowania biomasy,
- optymalizacji procesów przekształcania biomasy w energię i biopaliwa, oraz



- surowce chemiczne produkowane w biorafineriach,
- poprawy bezpieczeństwa środowiska użytkowania produktów ubocznych powstających przy użytkowaniu biomasy (gospodarka popiołami, ochrona antykorozyjnej kotłów).

Tabela IV.9. Zestawienie porównujące właściwości biomasy drzewnej, biomasy storyfikowanej, pelet drzewnych i pelet drugiej generacji po toryfikacji holenderskich TOP Pellets pochodzących z ECN - Energy Research Center (Petent, The Netherlands) [IV.56]

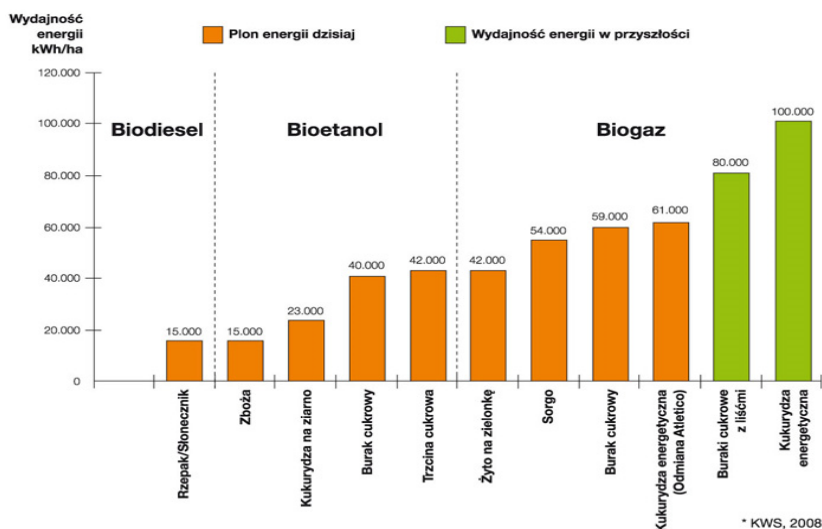
Właściwości	Jednostka	Drewno	Toryfikat	Pelet drzewny		Pelety toryfikatu	
				Niska	Wysoka	Niska	Wysoka
Zawartość wilgoci	%W	35 %	3 %	10 %	7 %	5 %	1 %
Wart. opałowa							
sucha	MJ/kg	17,7	20,4	17,7	17,7	20,4	22,7
pierwotna	MJ/kg	10,5	19,9	15,6	16,2	19,9	21,6
Gęstość	Kg/m <sup>3</sup>	550	230	500	650	750	850
Gęstość energetyczna	GJ/m <sup>3</sup>	5,8	4,6	7,8	10,5	14,9	18,4
Wytrzymałość pelet		-	-	dobra		bardzo dobra	
Formacje popiołu		normalna	wysoka	ograniczona		ograniczona	
Natura hydroroskopowa		bardzo wysoka	hydrofobowa			hydrofobowa	
Biologiczna degradacja		możliwa	niemożliwa	możliwa		niemożliwa	
Wpływ sezonowych zmian pogody		wysoka	słaba	normalna		słaba	
Właściwości		normalna	normalna	dobre		dobre	

Strategie zrównoważonego rozwoju wymagają zapewnienia nieuciążliwej dla środowiska naturalnego produkcji roślinnej na poziomie pokrywającym przede wszystkim potrzeby przemysłu spożywczego i hodowli a w następnej kolejności energetyki. Obecne i przewidywane w przyszłości plonowanie i potencjał roślin energetycznych zostało podsumowane na rysunku. IV.2, [IV.47].

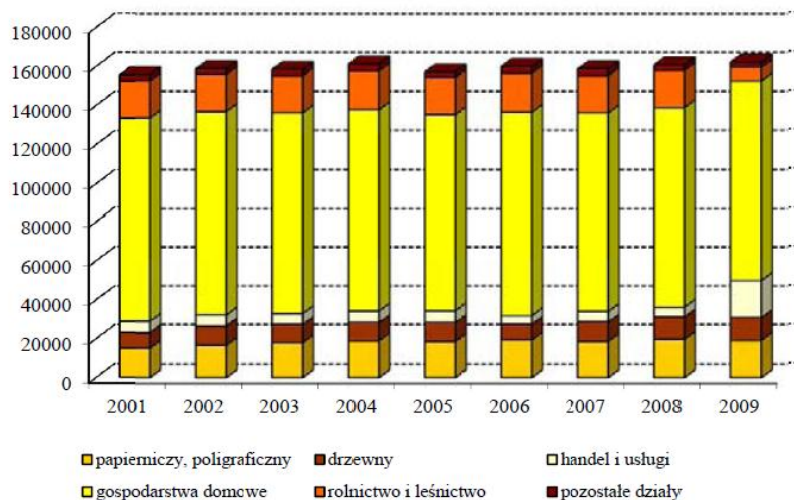
Polityka energetyczna Polski do 2030 roku przewiduje, że spośród odnawialnych źródeł energii najwięcej energii elektrycznej uzyskiwane będzie z biomasy stałej. Największa dynamika wzrostu nastąpi w latach 2010-2020.

Dotychczas wykorzystywane instalacje do współspalania przechodzą pełną konwersję na biomasę (spalanie 100 procent biomasy zamiast współspalania) [IV.48]. Według biuletynu URE [IV.49] moc zainstalowana w elektrowniach biomasowych wynosiła odpowiednio 54,615 MW w 2008 r., 70,888 w 2009 r. i 82,884 MW w 2010 r. Na podstawie koncesji ważnych na 31 grudnia 2010 r. w Polsce istnieje 18 elektrowni na biomasę o sumarycznej mocy zainstalowanej wynoszącej 356,190 MW, ponadto w 41 instalacjach ma miejsce współspalanie

biomasy. Struktura zużycia biomasy stałej w Polsce wg GUS została zaprezentowana na rysunku IV.3 [IV.50].



Rys. IV.2. Rośliny energetyczne: plonowanie i potencjał [IV.47]



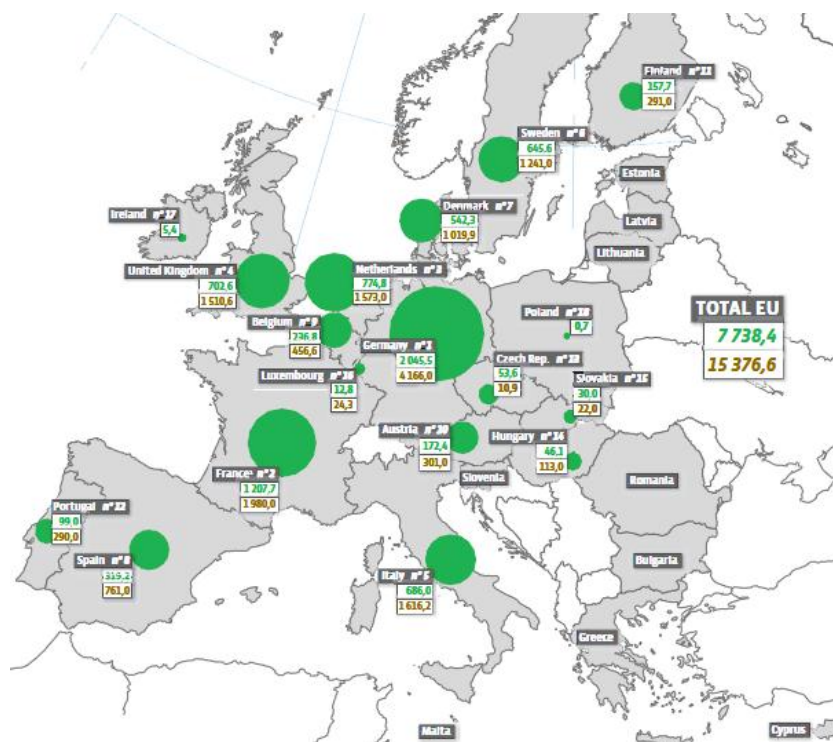
Rys. IV.3. Zużycie biomasy stałej przez odbiorców końcowych w latach 2001-2009 w TJ [IV.50]

W państwach europejskich w latach 2008-2009 miał również miejsce wzrost produkcji pierwotnej energii elektrycznej z biomasy w postaci stałej do 72,8 Mtoe (62,2 TWh) w 2009 roku. Według opracowań sporządzonych przez EUROOBSERVER, w 2009 w Polsce wyprodukowano z biomasy w postaci stałej



biodegradowalnych które pochodzą wyłącznie z obszarów, na których są selektywnie zbierane odpady przeznaczone do innych procesów odzysku, w tym do procesów recyklingu;

- frakcja podsitowa stanowi część zmieszanych odpadów komunalnych, które ulegają rozkładowi tlenowemu lub beztlenowemu przy udziale mikroorganizmów;
- wartość ryczałtowa udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w energii chemicznej całej masy zmieszanych odpadów komunalnych kierowanych do termicznego przekształcania osiąga poziom 42 % całości energii odzyskanej w wyniku termicznego przekształcenia tych odpadów i wartość ta jest wartością kwalifikującą część energii odzyskanej z termicznego przekształcenia zmieszanych odpadów komunalnych jako energią odzyskaną z odnawialnego źródła energii;



Rys. IV.5. Produkcja energii pierwotnej (kolor zielony) i energii elektrycznej brutto (kolor brązowy) z odpadów komunalnych w Europie w 2009 r. [IV.55]

- prowadzone są badania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w energii chemicznej całej masy zmieszanych odpadów komunalnych kierowanych do termicznego przekształcania, na podstawie metodyki badań

potwierdzających rzeczywisty udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii z termicznego przekształcania zmieszanych odpadów komunalnych, określonej w załączniku do rozporządzenia, zwane dalej „badaniami”;

- badania są wykonywane przez laboratoria akredytowane lub posiadające certyfikat wdrożonego systemu jakości badań lub uprawnienia do badania właściwości fizykochemicznych, toksyczności i ekotoksyczności substancji i preparatów nadane w trybie określonym w przepisach o substancjach i preparatach chemicznych. (Badania przeprowadza się raz na 3 lata, w tym w pierwszym roku, w którym miałyby nastąpić zakwalifikowanie części energii odzyskanej z termicznego przekształcania zmieszanych odpadów komunalnych jako energii z odnawialnego źródła energii);
- termiczne przekształcenie zmieszanych odpadów komunalnych zawierających frakcje biodegradowalne odbywa się zgodnie z warunkami określonymi w przepisach dotyczących termicznego przekształcania odpadów, w szczególności w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza;
- prowadzona jest wiarygodna dokumentacja dotycząca ilości i jakości odpadów dostarczonych do procesu termicznego przekształcania odpadów w postaci ewidencji odpadów oraz wyników badań [IV.52, IV.54].

Motywacją do zwiększenia ilości zakładów przeróbki odpadów stanowi Dyrektywa Rady UE z 1999 r. obligująca do ograniczenia do max. 50 % wagowo całkowitej masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji do dnia 31 grudnia 2013, zaś do dnia 31 grudnia 2020 - musi nastąpić ograniczenie do nie więcej niż 35 % wagowo całkowitej masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, w stosunku do masy tych odpadów wytworzonych w 1995 r. Mimo to, udział odpadów komunalnych w krajowych bilansach energii odnawialnej jest znikomy (29 TJ w 2009 roku) [IV.50]. Produkcja energii pierwotnej w przeliczeniu na liczbę mieszkańców wyniosła 0,02 toe/1 000 mieszkańców [IV.55].

W Europie w okresie 2008-2009 r. odnotowano 3,3 % wzrost zużycia pierwotnie wyprodukowanej energii z odpadów miejskich, co dało 7,7 Mtoe (15,4 TWh) w 2009. Najwięcej, bo aż 2 Mtoe energii pierwotnej pozyskano z odpadów komunalnych w Niemczech. Produkcję energii pierwotnej i energii elektrycznej brutto z odpadów komunalnych w poszczególnych krajach europejskich przedstawiono na rysunku IV.5 [IV.55].

Biokomponenty zaczynają odgrywać coraz większą rolę w polityce energetycznej UE również jako substytut paliw ropopochodnych. Podziały paliw obowiązujące w Unii Europejskiej zostały przedstawione w tabelach IV.10, IV.11 [IV.76]. Biopaliwa powinny spełniać szereg wymagań min: zapewniać

niezależność energetyczną, mieć mniejszą emisyjność związków toksycznych w procesie ich spalania, umożliwiać niższe koszty eksploatacji silników i urządzeń grzewczych. Powinny one spełniać wszystkie wymogi stawiane paliwom alternatywnym takie jak występowanie w dostatecznej ilości, odpowiednie właściwości techniczne i energetyczne, niska cena produkcji i sprzedaży, oraz minimalne zagrożenia środowiskowe płynące z ich stosowania.

Tabela IV.10. Podział biopaliw [IV.76, IV.77]

Paliwa ciekłe	Paliwa gazowe
bioetanol (E5, E85), bezwodny alkohol etylowy produkowany z biomasy lub biodegradowalnych odpadów w wyniku procesu fermentacji, w tym bioetanol zawarty w eterze etylo-tert-butylovym lub eterze etylo-tert-amylovym	bio DME (eter dimetylový otrzymywany z biomasy jako paliwo do silników o zaplonie samoczynnym)
biodiesel (B5, B30 i B100), z dodatkiem estrów metylových albo estrów etylových, kwasów tłuszczových wytwarzanych z biomasy	biogaz (wytwarzany z biomasy oraz z biodegradowalnych frakcji odpadových o właściwościach zbliżonych do właściwości gazu naturalnego)
biometanol, alkohol metylový wytwarzany z biomasy, w tym biometanol zawarty w eterze metylo-tert-butylovym lub eterze metylo-tert-amylovym	biowodór (wodór pozyskany z biomasy oraz z biodegradowalnych frakcji odpadových)
bio-butanol 85 % mieszanka butanolu z benzyną może być wykorzystywana w silnikach, w których nie zachodzi konieczność modyfikacji	
bio-ETBE- eter etylovo tert-butylový produkowany na bazie bioetanolu, (47 % v/v) jako dodatek przeciwstukový do benzyn	
bio-MTBE- eter metylovo tert-butylový produkowany na bazie biometanolu, (36 % v/v) jako dodatek przeciwstukový do benzyn	
BtL („biomass to liquid”) jako ciekłe frakcje i ich mieszaniny otrzymywane z biomasy, mogące stanowić biopaliwa lub biokomponenty paliwowe	
czysty olej roślinny (PVO), produkowany w zakładach przetwórstwa tłuszczového poprzez tłoczenie i ekstrakcję lub podobne etapy, jako surowe oleje lub rafinowane lecz nie modyfikowane chemicznie	
węglowodory syntetyczne - syntetyczne węglowodory lub mieszanki syntetycznych węglowodorów, wytwarzane z biomasy	

Ponadto biopaliwa winny spełniać wymagania stawiane paliwom do silników spalinyowych i urządzeń energetycznych dotyczące właściwego transportu wewnętrznego, rozpylenia, odparowania i spalania paliwa; wymagania związane z oddziaływaniem środowisko; z magazynowaniem, transportem i dystrybucją paliw oraz wymagania związane ze sposobami postępowania z paliwami niespełniającymi określonych norm przedmiotowych.

Tabela IV.11. Technologie wytwarzania biopaliw [IV.76, IV.77]

Biopaliwa pierwszej generacji	Biopaliwa drugiej generacji	Biopaliwa trzeciej generacji
bioetanol otrzymywany z procesów hydrolizy i fermentacji (EtOH) i jego mieszaniny z benzynami silnikowymi	bioetanol otrzymywany z procesów przeróbki lignocelulozy, na drodze zaawansowanych procesów hydrolizy i fermentacji;	biowodór, otrzymywany na drodze procesów zgazowania i wydzielania lub specyficznych procesów biologicznych
eter etylo tert-butyłowy (ETBE) otrzymywany z przeróbki chemicznej bioetanolu	dimetyloeter (DME) otrzymywany z biomasy	biometanol, otrzymywany jak wyżej, w tym także z procesów syntezy
estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME)	„biopaliwa syntetyczne”, otrzymywane w procesach zgazowania lignocelulozy oraz syntezy produktów tego zgazowania, (procesy „BtL”)	
estry etylowe kwasów tłuszczowych (FAEE)	biodiesel, stanowiący mieszaninę paliw do silników o zapłonie samoczynnym pierwszej generacji z „biopaliwami syntetycznymi”, otrzymywany w procesach hydrrafinacji olejów i tłuszczów pochodzenia roślinnego i zwierzęcego	
czyste oleje roślinne otrzymywane z procesów tłoczenia na zimno i ekstrakcji ziaren roślin oleistych i ich mieszaniny z estrami (biodiesel)	Biogaz syntetyczny, (SNG) otrzymywany w procesach zgazowania i syntezy produktów tych procesów o właściwościach gazu naturalnego	
estry metylowe oleju rzepakowego (RME)	bio-butanol	
biogaz, stanowiący oczyszczony biogaz z zawilgoconego biogazu składowiskowego, bądź rolniczego		

### IV.3. Charakterystyka wybranych biopaliw gazowych

#### IV.3.1. Biogaz

Biogaz jest produktem czterostopniowego procesu mezofilnej (temp. 30-37°C) fermentacji beztlenowej, który zachodzi w zamkniętej komorze fermentacyjnej. Przebieg procesu przedstawiono schematycznie na rysunku IV.6 [IV.65]. Do głównych czynników wpływających na przebieg procesu zaliczamy temperaturę (30-40°C), czas retencji (12-36 dni), obciążenie ładunkiem zanieczyszczeń organicznych, odczyn pH (bakterie metanogenne wymagają pH 7-7,7), mieszanie biomasy i obecność inhibitorów reakcji (np. amoniak i chrom) [IV.65, IV.73].

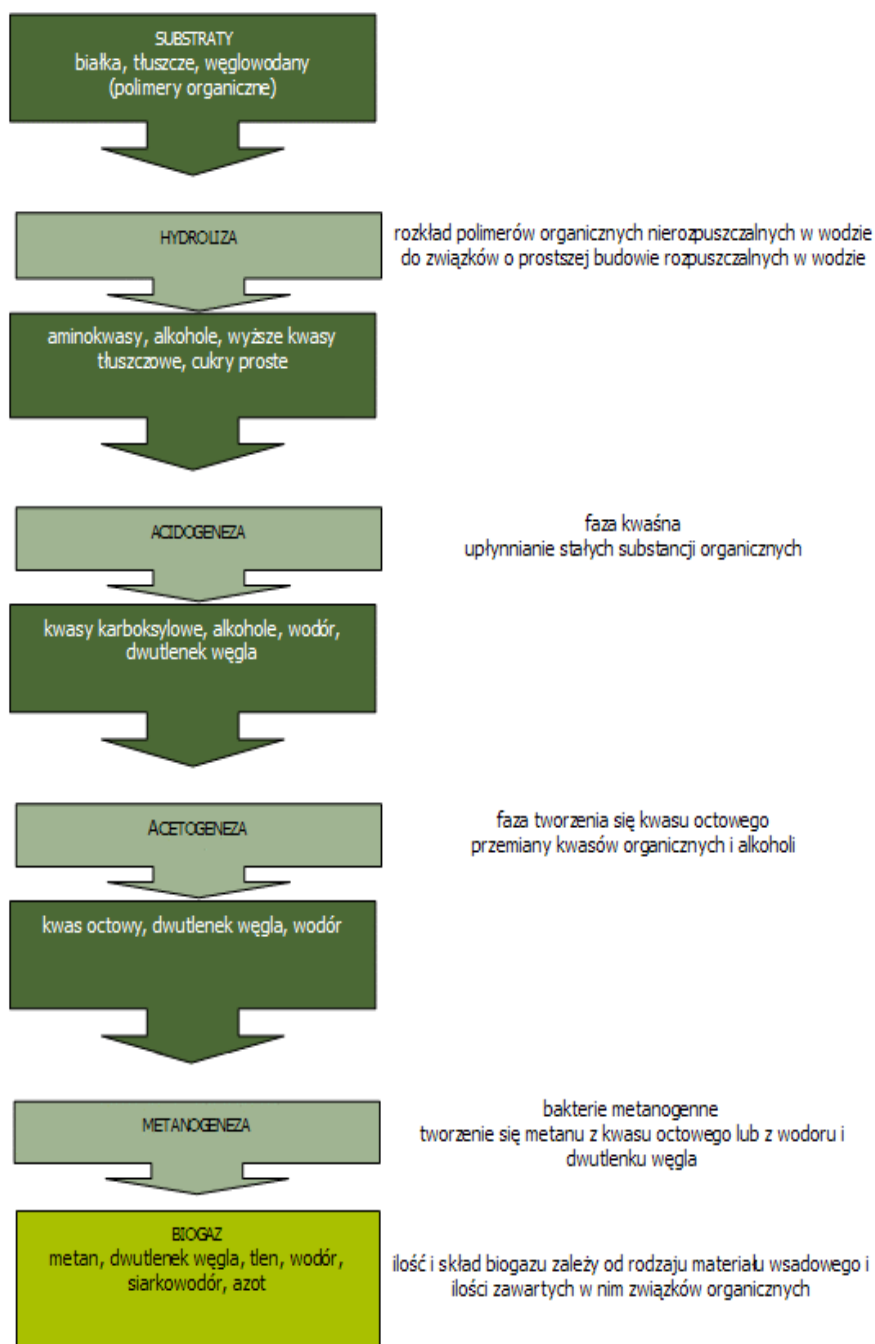
W zależności od użytych substratów możemy wyróżnić [IV.60, IV.61]:

- agrogaz - biogaz pochodzenia rolniczego powstały z odpadów pochodzenia zwierzęcego i roślinnego. Surowcem do produkcji biogazu jest gnojowica i obornik pochodzenia zwierzęcego z domieszkami innych odpadów i produktów ubocznych przemysłu spożywczego, leśnego i rolnictwa takich jak np. odpady poubojowe, łodygi i liście roślin uprawnych, wysłodki. Biogaz rolniczy o wartości opałowej rzędu 20-23 MJ/Nm<sup>3</sup> i gęstości 1,2 kg/Nm zawiera zwykle 60-70 % metanu, 30-40 % dwutlenku węgla, do 1,5 % siarkowodoru i 4 % azotu [IV.62, IV.63, IV.64, IV.65] (tabela IV.12). Z 1 m<sup>3</sup> gnojowicy można uzyskać w przybliżeniu 20 m<sup>3</sup> biogazu, natomiast z 1 m<sup>3</sup> obornika nawet 30 m<sup>3</sup>. Produkcja biogazu i energii z wybranych roślin została przedstawiona w tabeli IV.13 [IV.66, IV.67].
- gaz wysypiskowy powstały z biodegradowalnych części odpadów (odpady organiczne, zielone, papier) na wysypiskach odpadów. Głównymi składnikami gazu wysypiskowego są metan 57,6-62,1 %, dwutlenek węgla 32,7-36,2 % i tlen 0,3-0,6 % [IV.69].
- gaz ściekowy - z wód odpadowych oraz ścieków komunalnych (osady ściekowe) i przemysłowych odpowiednio poddanych obróbce w oczyszczalni ścieków. Gaz ściekowy jest palną mieszaniną metanu i dwutlenku węgla średnio w proporcji 65/35 %.

Biogazownia to instalacja służąca do celowej produkcji biogazu. Schemat technologiczny biogazowni opartej na fermentacji metanowej przedstawiono na rysunku IV.7 [IV.70]. Główne elementy biogazowni to [IV.63, IV.66, IV.70-IV.72, IV.73]:

- zbiorniki na substrat, hala przyjęć, sortowania i higienizacji surowca z układem sterylizacji lub pasteryzacji do oczyszczania substratów oraz kratami lub sitami do rozdrabniania i ujednorodniania biomasy,
- układ podawania biomasy (ładowarki, przenośniki, stacje dozujące, pompownie, rurociągi),





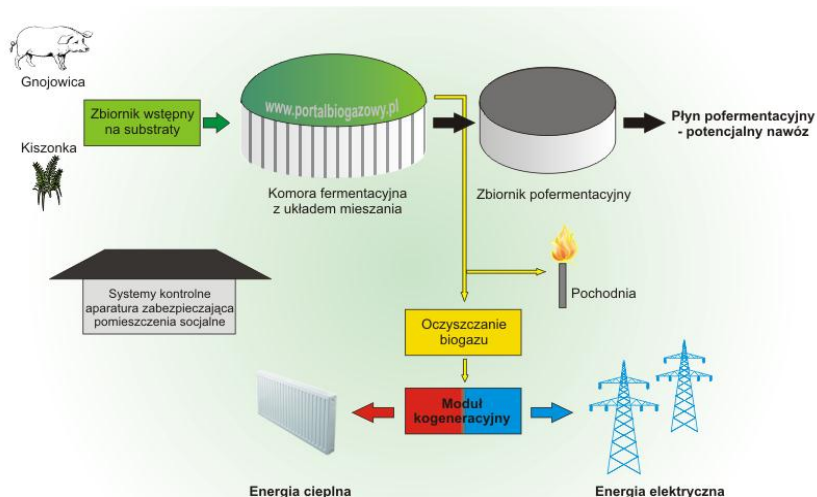
Rys. IV.6. Przebieg procesu fermentacji metanowej [IV.65]

Tabela IV.12. Skład agrogazu [IV.64, IV.65]

Substancja/ związek	Średnia zawartość	Granice zawartości	Właściwości
metan	65 %	55-85 %	łatwopalny, nietrujący, bezwonny, lżejszy od powietrza, im więcej metanu tym wyższa wartość opałowa biogazu
dwutlenek węgla	35 %	14-48 %	niepalny, im więcej dwutlenku węgla tym niższa wartość kaloryczna biogazu
siarkowodór		0-3 %	może powodować korozję armatury i zbiorników metalowych
para wodna		2-7 %	może skraplać się i powodować nieδροżność w rurociągach
azot		0-0,3 %	
tlen		0,1-0,5 %	
wodór		1-5 %	

Tabela IV.13. Produkcja biogazu i energii z wybranych roślin [IV.65-IV.68]

Substrat roślinny	Plon masy świeżej dt/ha	Biogaz m <sup>3</sup> /ha	Energia GJ/ha
Kukurydza cała roślinna	300-500	4 050-6 750	87-145
Lucerna	250-350	3 960-4 360	85-94
Żyto	300-400	1 620-2 025	35-43
Pszennyto	300	2 430	52
Burak cukrowy - korzeń	400-700	10 260	220
Burak cukrowy - liście	300-500	3 375	72
Słonecznik	300-500	2 430-3 240	52-70
Rzepak	200-350	1 010-1 620	22-37



Rys. IV.7. Uproszczony schemat biogazowni rolniczej [IV.70]

- komora fermentacyjna (najczęściej cylindryczny, wolnostojący, poziomy lub zagłębiony w ziemi żelbetowy, izolowany zbiornik wyposażony w foliowy, gazoszczelny dach samonośny) z mechanicznym, hydraulicznym lub gazowym układem mieszania, rurociągami przelewowymi, zaworami bezpieczeństwa i ujęcia gazu i układem podgrzewania (pośrednim: wymienniki ciepła lub bezpośrednim - rozcieńczanie materiału wsadowego gorącą wodą lub parą),
- system oczyszczania biogazu (redukcja stężenia siarkowodoru i usunięcie nadmiaru pary wodnej),
- zbiornik biogazu,
- układ wytwarzania energii (przez silniki lub turbiny gazowe [produkcja energii elektrycznej przesyłanej do sieci, 1 m<sup>3</sup> biogazu pozwala wyprodukować 2,1 kWh energii elektrycznej, przy założonej sprawności układu 33 %] w kotłach [produkcja energii cieplnej głównie na potrzeby własne do ogrzewu komory fermentacyjnej a w dalszej kolejności przesyłanej do sieci ciepłowniczej; 1 m<sup>3</sup> biogazu pozwala wyprodukować 5,4 kWh ciepła przy założonej sprawności układu 85 %], przez układy kogeneracyjne (CHP) do produkcji energii elektrycznej i cieplnej [1 m<sup>3</sup> biogazu pozwala wyprodukować 2,1 kWh energii elektrycznej i 2,9 kWh ciepła], przez układy trójgeneracyjne do produkcji energii elektrycznej ciepła i zimna [układy CHP połączone z urządzeniem chłodniczym]),
- przyłącza sieci energetycznej/cieplnej,
- komora pofermentacyjna (kryta bądź odkryta, czasem w formie tzw. lagun). Odpady pofermentacyjne mogą zostać rozrzucone na łąkach, bez wcześniejszego przetworzenia lub zostać poddane obróbce (przez rozdzielanie fazy stałej od osadu i fazy płynnej przez odparowanie, sprasowanie i separację membranową). Podczas w/w procesów dochodzi do zmniejszenia objętości odpadów pofermentacyjnych i zwiększenia stężenia substancji odżywczych w nich zawartych, dzięki czemu mogą zostać wykorzystane np. jako nawóz. Faza płynna po rozcieńczeniu wodą deszczową w proporcji 1:1 może zostać wykorzystana jako woda technologiczna,
- budynek techniczny.

Ilość budowanych biogazowni w Polsce systematycznie wzrasta. Według biuletynu URE moc zainstalowana w elektrowniach biomasowych wynosiła odpowiednio 54 615 MW w 2008 r., 70 888 w 2009 r. i 82 884 MW w 2010 r. [IV.73].

Stan na październik 2011 na podstawie danych zebranych przez portal biogazowy [IV.70] przedstawiono na rysunku IV.8.

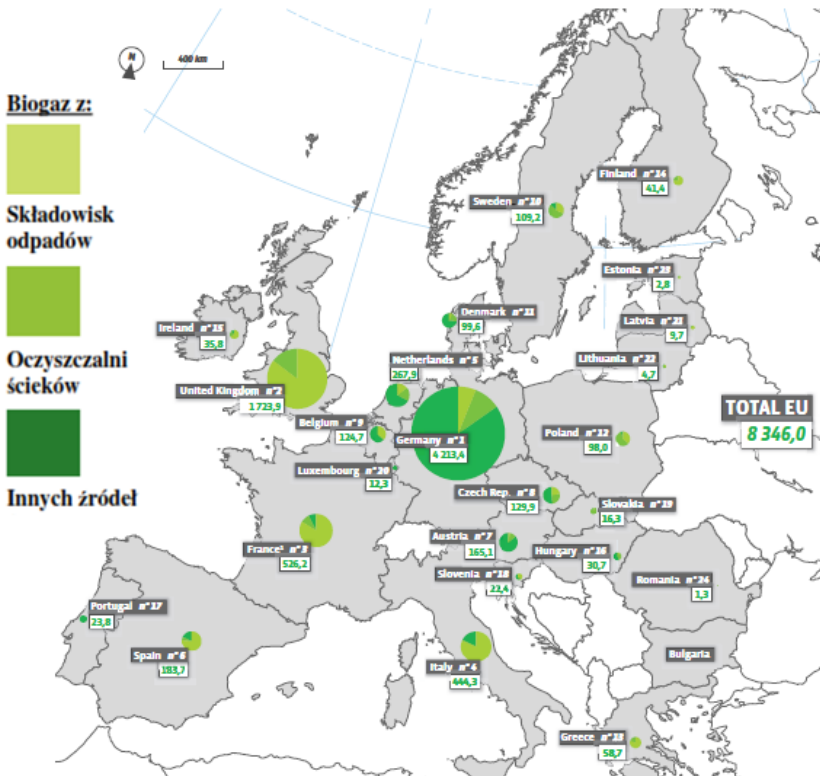


Rys. IV.8. Mapa biogazowni w Polsce (październik 2011) [IV.70]

W Unii Europejskiej w 2009 roku z biogazu wyprodukowano 8,3 Mtoe energii pierwotnej i 25,2 TWh energii elektrycznej. Niemcy są wiodącym producentem energii elektrycznej z biogazu (51,5 tep/1000 mieszkańców w Niemczech w porównaniu do 2,6 tep/1000 mieszkańców w Polsce w 2009 roku) [IV.74]. Największa biogazownia na świecie o mocy 20 MW znajduje się w niemieckiej miejscowości Penkun [IV.65]. Produkcję energii pierwotnej z biogazu na terenie UE przedstawiono na rysunku IV.9.

Oprócz zwiększenia niezależności energetycznej, rozproszenia generacji energii i ograniczenia zapotrzebowania na paliwa kopalne rozwój technologii bezodpadowej jaką są biogazownie przyczynia się do minimalizacji efektu cieplarnianego (ograniczenie emisji dwutlenku węgla, metanu i amoniaku), redukcji emisji pyłów, tlenków siarki i azotu. Z powstaniem biogazowni wiążą się dodatkowe korzyści ekonomiczne i społeczne: wzrost opłacalności produkcji rolnej (produkcja nawozu, brak konieczności utylizacji), aktywizacja środowiska wiejskiego i dodatkowe możliwości zarobkowe dla okolicznej ludności. Należy jednak pamiętać również o zagrożeniach: możliwości powstania monokultur roślin uprawianych na potrzeby energetyczne (zmniejszenie bioróżnorodności),

zaburzeniu bilansu próchniczego i wodnego gleby i ograniczeniu liczby populacji zwierząt.



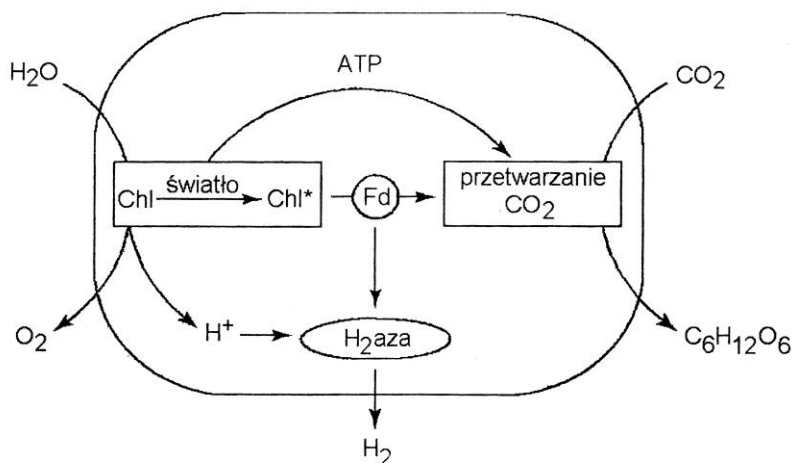
Rys. IV.9. Produkcja energii pierwotnej z biogazu na terenie UE (ktOE) [IV.74]

### IV.3.2. Biowodór

Ponieważ wodór posiada dużą wartość energii chemicznej w przeliczeniu na jednostkę masy, a produktem jego spalania jest obojętna dla środowiska woda, postrzegany jest często jako paliwo przyszłości. Najpopularniejszym sposobem wykorzystania wodoru są ogniwa paliwowe. Znajdują one coraz szersze zastosowanie w motoryzacji, w elektronicznych urządzeniach przenośnych oraz przemyśle zbrojeniowym. Wodór pozyskuje się metodami termicznymi i chemicznymi. Około 95 % wodoru produkowanego obecnie pochodzi z paliw kopalnych, w tym 60 % światowej produkcji wodoru uzyskuje się za pomocą metod konwersji gazu ziemnego, głównie poprzez produkcję gazu syntezowego ( $H_2$ , CO) w procesie reformingu parowego metanu (SMR) [IV.78]. Procesom reformingu w niskich temperaturach (250-300°C) można poddawać także metanol oraz etanol, potencjalnie mogące być produktami z przeróbki biomasy. Wodór można pozyskać ze zgazowania węgla oraz w procesie elektrolizy wody. Wodór

powstaje również w procesie dysocjacji wody w wysokich temperaturach. Znana jest metoda produkcji wodoru z amoniaku w obecności katalizatora w podwyższonej temperaturze. Prowadzone są badania nad metodami biologicznymi, opartymi na fermentacji biomasy i metodach biofotolitycznych, wykorzystujących rozkład wody za pomocą enzymów hydrogenazy i nitrogenazy [IV.78, IV.79].

Jednym z procesów jaki może być wykorzystany w produkcji biowodoru jest biofotoliza wody polegająca na rozbiciu wody na wodór i tlen w reakcji fotosyntezy. Dwuetapowy mechanizm wytwarzania wodoru w procesie biofotolizy został przedstawiony na rysunku IV.10.



Rys. IV.10. Dwuetapowy mechanizm wytwarzania wodoru w procesie biofotolizy [IV.80]

Mechanizm przemian biochemicznych można przedstawić graficznie jako dwa komplementarne szlaki reakcji. Energia promieniowania słonecznego jest pochłaniana przez chlorofil ( $Chl$ ) i wykorzystywana do wytworzenia wysokoenergetycznego ATP i zwiększenia potencjału utleniająco-redukującego białka stromy ferredoksyny ( $Fd$ ). Ferredoksyna aktywuje hydrogenazę odpowiedzialną za wytworzenie wodoru. W reakcjach następczych ATP i aktywowana ferredoksyna przekształca  $CO_2$  w węglowodany. Zasadniczą wadą zastosowania metod biofotolizy jest mała efektywność bioprocessów opartych na aktywności hydrogenazy w naturalnych szczepach, dlatego nadzieje pokłada się w inżynierii genetycznej [IV.79, IV.80].

Ciemna fermentacja wodorowa może być również wykorzystana w produkcji biowodoru. Polega ona na konwersji cukrów prostych do wodoru, kwasów organicznych i dwutlenku węgla. Źródłem cukrów może być różnego rodzaju

biomasa. Glukoza jest najbardziej popularnym substratem do beztlenowej produkcji wodoru. Przy pH od 4-5 oraz przy użyciu bakterii beztlenowych (*Clostridium butyricum*), fakultatywnych (*Enterobacter aerogenes*) lub po zmieszaniu powyższych bakterii powstaje kwas octowy lub masłowy oraz dwutlenek węgla i wodór [IV.78, IV.79].

Niektóre algi, podobnie jak bakterie, potrafią wytwarzać wodór z glukozy w warunkach beztlenowych bez dostępu światła. W takich warunkach *Chlamydomonas* produkują 6  $\mu\text{molH}_2/\text{mg s.m. glonów}$  na godzinę [IV.79, IV.81].

#### IV.4. Wybrane biopaliwa ciekłe

Biopaliwa pierwszej generacji należą do najpopularniejszych: w Europie głównie stosuje się bioestry, zaś w Ameryce bioetanol. Obecnie trwają prace nad wprowadzeniem do użycia biopaliw II generacji, produkowanych na bazie celulozy. Technologie te posiadają większy potencjał redukcji dwutlenku węgla i wykorzystują jako surowiec biomasę odpadową, która nie stanowi konkurencji dla produkcji na cele spożywcze [IV.82]. Zestawienie wytworzonych i sprzedanych w Polsce biopaliw w II kwartale 2011 wg URE zostało przedstawione w tabeli IV.14.

##### IV.4.1. Bioalkohole

Bioetanol jest popularnym bioalkoholem otrzymywanym przez odwodnienie alkoholu gorzelnianego, zawierającego 97,2 % objętości etanolu ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ ). Alkohol etylowy produkuje się przemysłowo w procesie fermentacji alkoholowej z roślin uprawnych zawierających cukry, skrobię lub celulozę. Sacharozę zawierają trzcina cukrowa, burak cukrowy, sorgo i owoce; skrobię - kukurydza, owies, jęczmień, ryż, ziemniaki i maniok; ligninę i celulozę - drewno, słoma i trawy. Etanol może być produkowany z różnych węglowodanów o wspólnym wzorze  $(\text{CH}_2\text{O})_n$ , ale lignina i celuloza są trudno rozkładalne i dlatego stosowane są różne metody chemiczne ich przemiany do prostszych cukrów takie jak działanie wodorotlenkiem sodu, kwasem fosforowym lub solnym, autohydrolyza hemicelulozy w wodzie w wysokiej temperaturze i ciśnieniu powyżej punktu nasycenia, eksplozja z udziałem pary, amoniaku lub dwutlenku węgla, lub metody enzymatyczne z wykorzystaniem enzymu celulazy [IV.84]. W procesie produkcji bioetanolu biomasa jest mielona, a następnie mieszana z wodą i drożdżami i utrzymywana w wysokiej temperaturze w zbiornikach fermentacyjnych. Reakcja chemiczna fermentacji alkoholowej dzieli się na dwa etapy - enzymatycznej hydrolyzy sacharozy oraz fermentacji cukrów prostych [IV.79]. Do produkcji 1 litra spirytusu etylowego potrzeba około 3 kg zboża lub melasy albo 12,5 kg ziemniaków lub buraków. Polska jest jednym z ważniejszych europejskich

producentów etanolu. Bioetanol może być wykorzystany jako paliwo napędowe w przystosowanych silnikach lub jako ulepszający proces spalania dodatek do benzyny, który pozwala zredukować emisje tlenków węgla, tlenków azotu, związków ołowiu i węglowodorów aromatycznych, przy czym etanol może być dodawany do paliwa napędowego albo bezpośrednio albo po przetworzeniu na eter etylo-tetr-butylowy (ETBE) [IV.85].

Tabela IV.14. Zestawienie wytworzonych i sprzedanych biopaliw w II kwartale 2011\*, [IV.83]

Wyszczególnienie	Jedn. miary	Ogółem	Na bazie benzyn silnikowych	Na bazie oleju napędowego	Ester (samoistne paliwo)
Ilość biopaliw ciekłych wytworzonych przez ogół producentów:	tona	34 380	0	58	34 322
Ilość biopaliw ciekłych sprzedanych przez producentów na terytorium kraju:	tona	129 171	3	549	128 619
Ilość biopaliw ciekłych przeznaczonych do zastosowania w wybranych flotach ***) oraz zużytych przez producentów na potrzeby własne:	tona	2 295	0	0	2 295

\*) Na podstawie informacji uzyskanych od 51 przedsiębiorców wytwarzających, magazynujących, importujących lub nabywających wewnątrzspółnotowo paliwa ciekłe lub biopaliwa ciekłe i wprowadzających je do obrotu, którzy przekazali sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 30 ust. 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

\*\*) Wybrane floty, o których mowa w art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw

Jako paliwa można używać zarówno 100 % etanolu lub gazoholu w postaci mieszaniny 90 % benzyny i 10 % etanolu. W Brazylii silniki samochodów typu FlexiFuel przystosowane są do spalania zamiennie etanolu lub benzyny, lub mieszanki obydwu paliw. Wartość opałowa etanolu wynosi 31,1 MJ/kg a liczba oktanowa 108, podczas gdy dla benzyny wartości te wynoszą odpowiednio 44,4 MJ/kg i 91, a dla gazoholu 33,7 MJ/kg oraz 93/94 [IV.79, IV.86]. Liczba oktanowa charakteryzuje odporność paliwa na spalanie detonacyjne. Etanol ma największy indeks oktanowy, największą liczbę oktanową spośród wszystkich znanych tlenowych komponentów benzyn i zwiększa zdolność paliwa do spalania bezstukowego. Dodatek 5 % etanolu do benzyny powoduje obniżenie zawartości CO w spalinach o 20 % (obniżenie temperatury płomienia mieszanki spalanej



w silniku). Dodatkowo obserwuje się zmniejszenie o 10 % emisji cząstek stałych. Wadą etanolu jest mniejsza wartość opałowa (o 44 % niższa od benzyny), korozyjność, mieszalność z wodą i niższe ciśnienie parowania, które utrudnia uruchamianie silnika na zimno [IV.87]. Etanol może być także używany do produkcji prądu elektrycznego w ogniach paliwowych. W przeszłości etanol i ciekły tlen używane były jako dwuskładnikowe paliwo raketowe [IV.79].

Alkohol metylowy (drzewny,  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) był wcześniej wytwarzany procesie suchej destylacji drewna. Metanol syntetyczny wytwarzany jest w procesie uwodornienia tlenku węgla, zachodzącym w temperaturze 300-400°C, pod podwyższonym ciśnieniem i w obecności katalizatora. Może być wykorzystywany jako paliwo napędowe lub dodatek do benzyny w postaci eteru metylo-tetrabutylowego (MTBE). Jest mniej popularny od bioetanolu ze względu na niższą wartość opałową (22-23 MJ/kg) i emisję toksycznego aldehydu mrówkowego podczas spalania. Przekształcany w ogniach paliwowych nowego typu w wodór jest często uznawany za paliwo przyszłości [IV.88].

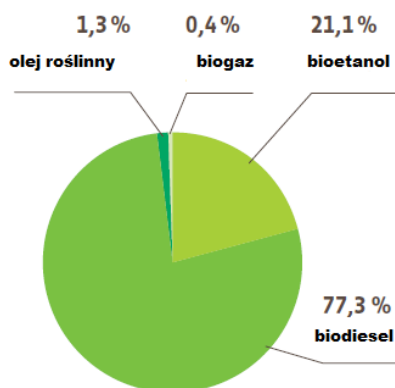
#### **IV.4.2. Oleje roślinne**

Bioolej można otrzymać poddając biomasę szybkiej pirolizie w 400-600°C. Wartość opałowa biooleju wynosi 45-50 % wartości energetycznej oleju napędowego, co sprawia, że może być on stosowany w kotłach, palnikach, turbinach i generatorach prądu jako paliwo nie przyczyniające się do emisji dwutlenku siarki, neutralne z punktu widzenia bilansu tlenku węgla i dające śladowe emisje dwutlenku azotu [IV.85].

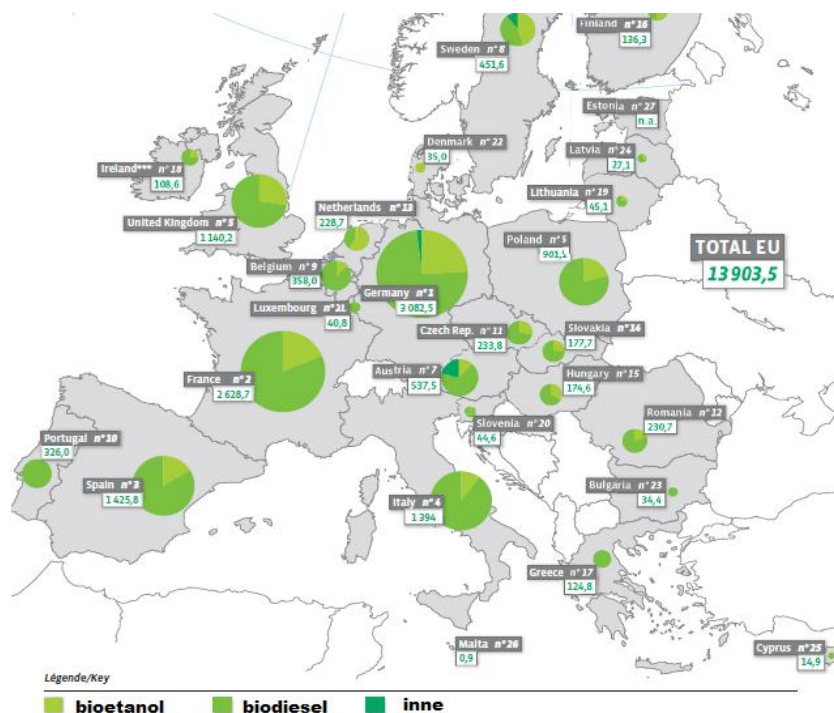
Biodiesel to paliwo silnikowe przeznaczone do silników Diesla, składające się z jednoalkilowych estrów długo-łańcuchowych kwasów tłuszczowych otrzymanych z tłuszczów zwierzęcych lub roślinnych. Produkcja biodiesla oparta jest głównie na tłuszczach pochodzących z roślin uprawnych, głównie z soi, rzepaku i oleju palmowego. Technologia produkcji jest znana od wielu lat [IV.79]. Najwcześniej podjęte próby dotyczyły rzepaku. Olej rzepakowy przetwarzano w estry metylowe (RME) przy użyciu tzw. technologii zimnej (20-70°C i dla zakładów produkcyjnych o małej wydajności) lub technologii gorącej (240°C i 10 MPa). RME jest używany głównie jako substytut oleju napędowego lub dodatek do oleju napędowego, mieszany z nim w różnych proporcjach [IV.85].

#### **IV.4.3. Rynek biopaliw płynnych w Polsce i Europie**

Według EUROSERVER, 2011 [IV.89] w Unii Europejskiej w 2010 roku nastąpił 13,6 % wzrost zużycia biopaliw: o 13,9 Mtoe w porównaniu z rokiem 2009 (w tym o 1,7 Mtoe w transporcie).



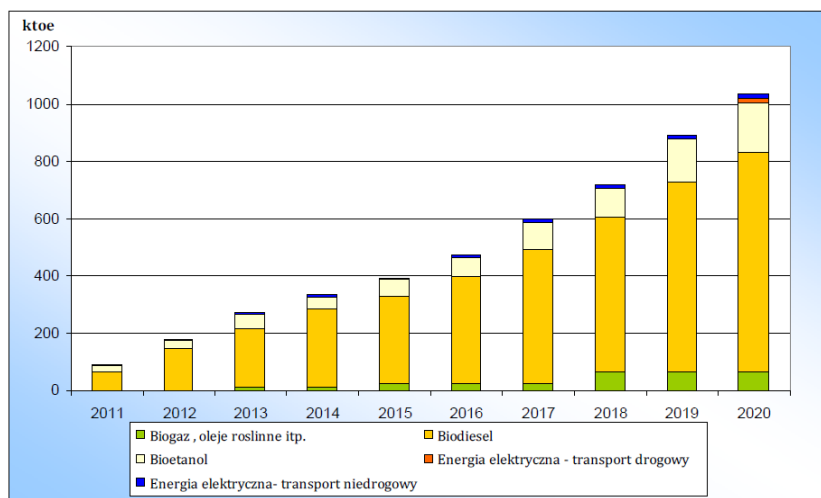
Rys. IV.11. Udział procentowy poszczególnych biopaliw w transporcie w krajach UE w 2010 r. [IV.89]



Rys. IV.12. Udział biopaliw w transporcie w poszczególnych krajach UE [IV.89]

Największy wzrost odnotowano w przypadku użytkowania biodiesla. W transporcie w krajach UE zużyto blisko 14 Mtoe biopaliw w tym 2,9 Mtoe bioetanolu i 10,7 Mtoe biodiesla. Pierwsze miejsce pod względem stosowania biokomponentów zajmują Niemcy (746 776 toe bioetanolu, 2 281 791 toe biodiesla i 53 908 innych). Polska jest na 6 pozycji (odpowiednio 187 184, 710 713

i 3 180 toe). Udział procentowy poszczególnych biopaliw w transporcie w krajach UE w 2010 r. przedstawiono na rysunku IV.11, zaś zużycie biodiesla i bioetanolu w poszczególnych krajach pokazuje rysunek IV.12 [IV.89]. Całkowita produkcja biodiesla w Europie w 2010 roku wyniosła 9 570 tys. ton (2 861 tys. ton i 370 tys. ton odpowiednio w Niemczech i Polsce). Jeśli zostanie utrzymane obecne tempo wzrostu zużycia biopaliw do celów transportowych to przewiduje się, że w 2020 roku owo zużycie wyniesie 30 793 ktoe, co przekracza nawet założenia NREAP (National Renewable Energy Action Plan): 28 371 ktoe (7 121 ktoe i 21 250 ktoe odpowiednio bioetanolu i biodiesla). Prognozowany przyrost produkcji biopaliw i alternatywnych wyprodukowanych z odnawialnych zasobów energii - paliw i energii elektrycznej w latach 2011-2020 w Polsce wg IEO BREC przedstawiono na rysunku IV.13 [IV.36].



Rys. IV.13. Prognozowany w KPD przyrost produkcji biopaliw i alternatywnych wyprodukowanych z odnawialnych zasobów energii - paliw i energii elektrycznej w latach 2011-2020 w ktoe [IV.36]

Po przyjęciu przez Radę Ministrów Wieloletniego programu promocji biopaliw lub innych paliw odnawialnych na lata 2008-2014 ustalono wysokość tzw. Narodowego Celu Wskaźnikowego, dotyczącego udziału biokomponentów w ogólnej ilości paliw (tabela IV.15), [IV.90-IV.92]. Według URE cel na rok 2010 został osiągnięty.

W rezultacie dotychczasowych działań mających na celu rozwój rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych w Polsce istnieje formalna możliwość dodawania do 5 % bioetanolu do benzyn silnikowych oraz do 5 % estrów metylowych kwasów tłuszczowych do oleju napędowego. Możliwe jest również wprowadzanie do obrotu dwóch rodzajów biopaliw ciekłych: estrów metylowych

kwasów tłuszczowych stanowiących samoistne paliwo oraz oleju napędowego zawierającego 20 % ww. estrów.

Tabela IV.15. Narodowe Cele Wskaźnikowe

2007	2,30
2008	3,45
2009	4,60
2010	5,75
2011	6,20
2012	6,65
2013	7,10
2014	7,55

Opublikowana dyrektywa 2009/30/WE daje możliwość dodawania większej niż dotychczas ilości biokomponentów do paliw ciekłych. Określa ona wymagania jakościowe dla benzyn silnikowych o zawartości bioetanolu do 10 % (tzw. paliwo E10) oraz dla oleju napędowego o zawartości estru metylowego do 7 % (tzw. paliwo B7). Równocześnie dyrektywa przewiduje możliwość wprowadzania do obrotu oleju napędowego zawierającego ponad 7 % estru.

W okresie przejściowym - do 2013 r. zakłada się istnienie na rynku dwóch rodzajów benzyn silnikowych - o zawartości do 5 % bioetanolu i o większej zawartości - do 10 % bioetanolu. Związane jest to z koniecznością umożliwienia zaopatrzenia w benzynę pojazdów, posiadających silniki nieprzystosowane do paliwa zawierającego więcej niż 5 % bioetanolu [IV.93].

#### Literatura do rozdziału IV

- [IV.1] Strategia rozwoju biopaliw w Polsce. dr inż. Krzysztof Biernat Instytut Paliw i Energii Odnawialnej
- [IV.2] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji - Dz. U. Nr 260/2005 r., poz. 2181, ze zm. - § 5 ust. 7 i § 16 ust. 7 lit. a-e
- [IV.3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 marca 2002 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów - Dz. U. Nr 37/2002 r., poz. 339, ze zm. - § 16 ust. 1 pkt 1-5
- [IV.4] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody - Dz. U. Nr 206/2008 r., poz. 1291 - § 4 ust. 1 pkt 1 lit. a, b, c, e, f
- [IV.5] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji - Dz. U. Nr 183/2008 r., poz. 1142 - § 2 pkt 1, część F załącznika nr 1
- [IV.6] Prawo energetyczne - Dz. U. Nr 89/2006, poz. 625, ze m. - art. 9a ust. 8b, art. 9l wraz z nowelizacją z 11 marca 2010 roku

- [IV.7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii - Dz. U. Nr 156/2008 r., poz. 969, ze zm. - § 2 pkt 1
- [IV.8] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych - Dz. U. Nr 169/2006 r., poz. 1199, ze zm. - art. 2 ust. 1 pkt 2
- [IV.9] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji -Dz. U. Nr 95/2011 r., poz. 558, § 2 pkt 1
- [IV.10] Eko-akademia, Prawo ochrony środowiska w praktyce, <http://eko-akademia.pl/>
- [IV.11] Dyrektywa 2001/77/WE, zawarta w rozporządzeniu ministra gospodarki z dnia 19 grudnia 2005r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 261, poz. 2187, z późn. zm.)
- [IV.12] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/30/WE z 8 maja 2003 roku w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych
- [IV.13] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych Dz. U. Nr 169 poz. 1199
- [IV.14] Projekt ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw przyjęty przez Sejm w dniu 27 maja 2011 r.
- [IV.15] Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 12 kwietnia 2011 r. w sprawie wartości opałowych oraz średnich cen biokomponentów i paliw ciekłych w 2011 r., M.P. 2011 nr 34 poz. 413
- [IV.16] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 22 stycznia 2009 r. w sprawie wymagań jakościowych dla biopaliw ciekłych
- [IV.17] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 19 października 2005 r. w sprawie wymagań jakościowych dla biokomponentów oraz metod badań jakości biokomponentów
- [IV.18] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 grudnia 2008 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych
- [IV.19] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 grudnia 2007 r. w sprawie wartości opałowej poszczególnych biokomponentów i paliw ciekłych
- [IV.20] Dyrektywa 2009/28/EC z 23 kwietnia 2009 r. źródeł o promocji stosowania energii ze odnawialnych
- [IV.21] Dyrektywa 2009/30/EC z 23 kwietnia 2009 r. o jakości paliw oraz mechanizmu monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych
- [IV.22] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów Z dnia 10 listopada 2009 r., Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2010 r.
- [IV.23] Renata Jaworska Rynek Biomasy w Polsce - mocne i słabe strony <http://www.bioenergiadlaregionu.eu>
- [IV.24] Rogulska M., Rynek biomasy stałej w Polsce i perspektywy rozwoju, „Czysta Energia”, Nr 6, 2010
- [IV.25] Projekt dokumentu pn. "Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych" <http://www.mg.gov.pl/node/12111>

- [IV.26] ROTIME, Ekologiczność i ekonomiczność biopaliw, <http://www.ogrzewnictwo.pl/>
- [IV.27] Peletyzacja i Brykietowanie, <http://www.coach-bioenergy.eu/>
- [IV.28] Czysta Energia, <http://www.czysta-energia.ovh.org>
- [IV.29] Raport GUS, 2009
- [IV.30] A. Zawadzka, M. Imbierowicz i inni, 2010: Inwestowanie w Energetykę Odnawialną, Polska Akademia Nauk, Oddział w Łodzi, Komisja Ochrony Środowiska, str.169-184
- [IV.31] Jackowska I. [red.], Biomasa jako źródło energii, Wydawnictwo Wieś Jutra, Warszawa 2009, s. 29
- [IV.32] ROŚLINY ENERGETYCZNE NA TERENACH ROLNYCH, Biomass iraoe cenTres, 2008
- [IV.33] ROZPORZĄDZENIE RADY (WE) NR 1782/2003 z dnia 29 września 2003 r. ustanawiające wspólne zasady dla systemów wsparcia bezpośredniego w ramach wspólnej polityki rolnej i ustanawiające określone systemy wsparcia dla rolników
- [IV.34] ROZPORZĄDZENIE RADY (WE) NR 2012/2006 z dnia 19 grudnia 2006 r. zmieniające i poprawiające rozporządzenie (WE) nr 1782/2003 ustanawiające wspólne zasady dla systemów wsparcia bezpośredniego w ramach wspólnej polityki rolnej i ustanawiające określone systemy wsparcia dla rolników oraz zmieniające rozporządzenie (WE) nr 1698/2005 w sprawie wsparcia rozwoju obszarów wiejskich przez Europejski Fundusz Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich (EFRROW)
- [IV.35] ROZPORZĄDZENIA KOMISJI (WE) NR 1973/2004 z dnia 29 października 2004 r. ustanawiające szczegółowe zasady stosowania rozporządzenia Rady (WE) nr 1782/2003 w odniesieniu do systemów wsparcia przewidzianych w tytułach IV i IVa tego rozporządzenia oraz wykorzystania odlogowanych gruntów do produkcji surowców
- [IV.36] The Institute for Renewable Energy (EC BREC IEO) Ltd., <http://www.ieo.pl>
- [IV.37] Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa (IUNG) <http://www.iung.pulawy.pl/>
- [IV.38] RAPORT LASY W POLSCE 2010, [www.lasy.gov.pl](http://www.lasy.gov.pl)
- [IV.39] [www.biomassstradecentres.eu](http://www.biomassstradecentres.eu), projektu BIOMASSTRADCENTRES, koordynowany przez AIEL ROŚLINY ENERGETYCZNE NA TERENACH ROLNYCH
- [IV.40] Majtkowski W. 2007. Wartościowe rośliny energetyczne. W: Materiały z IV Konferencji „Biopaliwa szansą dla Polski, Dni Ślązowca”, SGGW, Warszawa, 27-28 września 2007
- [IV.41] Oznaczanie ciepła spalania i obliczanie wartości opałowej. PN-81/G-04513 Paliwa stałe
- [IV.42] Piskier T. 2007: Topinambur - alternatywne źródło energii. W: Materiały z IV Konferencji „Biopaliwa szansą dla Polski, Dni Ślązowca”, SGGW, Warszawa, 27-28 września 2007
- [IV.43] Ochrona Środowiska i Zasobów Naturalnych nr 40, 2009 r. Magdalena Komorowicz, Hanna Wróblewska, Jacek Pawłowski, SKŁAD CHEMICZNY I WŁAŚCIWOŚCI ENERGETYCZNE BIOMASY Z WYBRANYCH SUROWCÓW ODNAWIALNYCH 402-410
- [IV.44] Szczukowski S. (2006): Zwiększenie produkcji biomasy z wieloletnich upraw wierzby krzewiastej. W: Paliwa i Energia XX I wieku szansą rozwoju wsi i miast. W. Ciechanowicz, S. Szczukowski (red.) WIT, Warszawa: 171-181

- [IV.45] Prosiński S. 1984. Chemia drewna. PWRiL, Warszawa
- [IV.46] Vassiliev et al., 2010 [Fuel Volume 89, Issue 5, May 2010, Pages 913-933  
Stanislav V. Vassilev, David Baxter, Lars K. Andersen, Christina G. Vassileva  
An overview of the chemical composition of biomass
- [IV.47] KWS Polska Sp. z o.o. , <http://www.kws.pl/>
- [IV.48] Raport CIRE: Wzrost zużycia biomasy,  
<http://www.cire.pl/zielonaenergia/publikacje>
- [IV.49] URE (nr 1 (75) 31 marca 2011 Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki
- [IV.50] GUS, „Odnawialne źródła energii w 2009 r.” Informacje i opracowania  
statystyczne, Warszawa 2010
- [IV.51] SYSTÈMES SOLAIRES le journal des énergies renouvelables N° 200 - 2010  
SOLID BIOMASS BAROMETER - EUROBSERV'ER - NOVEMBER 2010
- [IV.52] Łysek M., Podstawy prawne termicznego przekształcania odpadów jako  
alternatywnego źródła energii, <http://www.bioenergiadlaregionu.eu>
- [IV.53] Dyrektywa Rady UE nr 99/31 z 26.04.1999 r. w sprawie składowania odpadów
- [IV.54] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 czerwca 2010 r. w sprawie  
szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii  
odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych  
(Dz.U.10.117.788)
- [IV.55] Renewable municipal waste barometer SYSTÈMES SOLAIRES le journal des  
énergies renouvelables N° 200 - 2010
- [IV.56] Szufa S., Toryfikacja biomasy drzewnej i jej współpalanie z węglem  
w elektrowniach i elektrociepłowniach, <http://www.bioenergiadlaregionu.eu>
- [IV.57] Taler J., Procesy cieplne i przepływowe w dużych kotłach energetycznych,  
Modelowanie i monitoring, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2010
- [IV.58] Cocker-Maciejewska A., Obróbka wstępna biomasy na potrzeby systemów  
energetycznych, Ochrona środowiska i zasobów naturalnych nr 30, 2007, str.133-  
141
- [IV.59] Bliźniak D., Rynek biomasy w Polsce i Europie -- wybrane zagadnienia, TGE  
S.A.
- [IV.60] POLITYKA ENERGETYCZNA Tom 9 \_ Zeszyt specjalny \_ 2006 PL ISSN  
1429-6675, -Tomasz MIROWSKI Odnawialne źródła energii do wytwarzania  
energii Elektrycznej
- [IV.61] Józwiak M., Technologia biogazowa - referat TAIEX [www.biogaz.com.pl](http://www.biogaz.com.pl)
- [IV.62] Romaniuk W. Wardal W. 1999. Pozyskanie biogazu do celów energetycznych.  
Materiały konferencyjne. IBMER. Warszawa. s144-149
- [IV.63] Głuszczka J., Wardal J., Romaniuk W., Domasiewicz T., Biogazownie rolnicze,  
ISBN: 978-83-7073-432-9, 01/2011
- [IV.64] Grzybek A., Ekspertyza „Ocena strategii rozwoju energetyki odnawialnej oraz  
kierunki rozwoju energetycznego wykorzystania biogazu wraz z propozycją  
działań, 31.08.2005
- [IV.65] <http://www.biogazownierolnicze.pl/>
- [IV.66] Romaniuk W., Karbowy A., UWARUNKOWANIA ROZWOJU BIOGAZOWI  
ROLNICZYCH, Problemy Inżynierii Rolniczej nr 3/2008, 105-112
- [IV.67] Matczuk M., Energia z biogazu, Farmer, 21, 34-35, 2007
- [IV.68] Podkówka Z., Kiszonka z Sucrosorgo 506 w żywieniu bydła, [www.nk.com](http://www.nk.com)
- [IV.69] Dudek, J. ; Zaleska-Bartosz, J. Metody utylizacji gazu składowiskowego, Karbo,  
2004, Nr 3, s. 158-163
- [IV.70] <http://www.portalbiogazowy.pl>

- [IV.71] Kotowski W. 2007. Nie z pożywienia. *Energetyka*, 4(22):14-16
- [IV.72] Kotowski W. 2007. Biometan z biogazu. *Czysta Energia*, 12: 22-24
- [IV.73] Kujawski J., Kujawski O., [www.ogrzewnictwo.pl](http://www.ogrzewnictwo.pl)
- [IV.74] SYSTEMES SOLAIRES le journal des énergies renouvelables N° 200 - 2010, BIOGAS BAROMETER - EUROBSER V'ER - NOVEMBER 2010
- [IV.75] Kijewski L., KPODR Minikowo, Oddział w Przysieku, PZDR w Brodnicy, Jare rośliny oleiste, <http://www.kpodr.pl>
- [IV.76] Polska Platforma Technologiczna Biopaliw i Biokomponentów, Strategia rozwoju biopaliw w Polsce, Biomasa i biopaliwa w Polsce. Warsztaty Biopaliwa, 19 czerwca 2007, dr in . Krzysztof Biernat, Instytut Paliw i Energii Odnawialnej
- [IV.77] <http://www.sznuj-energie.pl>
- [IV.78] Kwiecień K., Biologiczne procesy produkcji wodoru, Gaz, woda i technika sanitarna, 2006, nr 5, 2-6
- [IV.79] Grykałowska M., Wykorzystanie alg w produkcji biopaliw, Promotor:. Joanna Pawłat, studia podyplomowe Odnawialne Źródła Energii, IPEE, Politechnika Lubelska 2011
- [IV.80] Kuzera K., Grabowska A., Prokop J., Lipowski A., Perspektywy zastosowania biotechnologicznych metod produkcji wodoru, *Przemysł Chemiczny*, 84 (2005), nr 11, 833-835
- [IV.81] Miura Y., Hydrogen production by photosynthetic, *Energy Conversion Management*, 36 (2002), no 6-9, 903-906
- [IV.82] <http://e-biopaliwa.pl>
- [IV.83] [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)
- [IV.84] Harun R., Jason W.S.Y., Cherrington T., Danquah M.K., Microalgal biomass as a cellulosic fermentation feedstock for bioethanol production, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, 1-9
- [IV.85] <http://www.biomasa.org>
- [IV.86] Armin S., Review on biofuel oil and gas production processes from microalgae, *Energy Conversion and Management*, 50 (2009), 1834-1840
- [IV.87] Bulat M., Bulat H., Recent trends in global production and utilization of bioethanol fuel, *Applied Energy*, 86 (2009), 2273-2282
- [IV.88] <http://energiaodnawialna.net>
- [IV.89] SYSTEMES SOLAIRES le journal des énergies renouvelables N° 204 - 2011, BAROMÈTRE BIOCAR BURANT S - EUROBSERV'ER - JUILLET 2011
- [IV.90] WIELOLETNI PROGRAM PROMOCJI BIOPALIW LUB INNYCH PALIW ODNAWIALNYCH NA LATA 2008 - 2014 Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 24 lipca 2007 r., art. 37 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
- [IV.91] Dyrektywa 2003/30/WE z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych
- [IV.92] <http://prawo.ekologia.pl>



## **PODSUMOWANIE**

W Polsce udział energii odnawialnej w bilansie energetycznym jest szacowany przez takie instytucje, jak: Agencja Rynku Energii, Główny Urząd Statystyczny, Ministerstwo Gospodarki i Europejskie Centrum Energii Odnawialnej (ECEO). Wartości podawane przez te instytucje nie są zgodne, stąd trudno jest oszacować prawidłowe wykorzystanie OZE w Polsce. Według GUS, w latach 1997-98, udział OZE w całkowitym zużyciu energii pierwotnej wyniósł 4 %. Założenia Polityki Energetycznej do 2020 r. przewidywały 5,1%, zaś ECEO - 2,5 % to jest  $10^4$  petadžuli ( $1PJ = 10^{15}J$ ), przy całkowitym zużyciu energii pierwotnej wynoszącym około 4 000 petadžuli.

Zróżnicowanie danych o aktualnym stanie wykorzystania OZE wynika ze specyfiki sektora energetyki odnawialnej, charakteryzującego się rozproszoną generacją w instalacjach małych mocy. Wiele instalacji produkuje energię na potrzeby własne użytkownika, jak to ma miejsce w przypadku wykorzystania w gospodarstwach domowych energii biomasy (drewno, słoma), słońca i wiatru; w biogazowniach rolniczych i komunalnych, produkujących energię dla gospodarstw rolnych i oczyszczalni ścieków. Instalacje te wymagają prowadzenia specjalnych badań ankietowych, pozwalających określić ich liczbę, wydajność oraz produkcję energii. Wnioskowanie o wysokości produkcji energii z biopaliw stałych w oparciu o bilansowanie zużycia drewna i biomasy odpadowej może prowadzić do znacznych błędów, bo odpady te są albo spalane na wolnym powietrzu, albo w niedostosowanych paleniskach, albo trafiają do kompostowni i na wysypiska śmieci.

Stopniowy wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, głównie biomasy i energii wodnej, następował w Polsce w latach 90-tych z powodu zwiększenia wykorzystania drewna i odpadów drzewnych przez ludność wiejską. Uruchomiono lokalne elektrociepłownie na słomę oraz odpady drzewne, ciepłownie geotermalne, kilka elektrowni wiatrowych, liczne małe elektrownie wodne, oraz ciepłownie i elektrownie zasilane biogazem z wysypisk odpadów komunalnych i oczyszczalni ścieków.

Nie wszystkie zrealizowane w latach 90-tych XXw instalacje miały szansę na powielenie. Wiele inwestycji było chybionych - nie dokonano analizy przyczyn sukcesu jednych instalacji i niepowodzeń innych. Nie spełniono zatem podstawowych wymogów rozwoju nowych technologii, tj. nie zachowano kolejności: od prototypu, poprzez wdrożenia pilotowe, do komercjalizacji technologii. Brak studiów o możliwości wykorzystania poszczególnych technologii i ich pełnych charakterystyk techniczno-ekonomicznych powodował, że niekiedy budowane były instalacje demonstracyjne technologii, które nie miały perspektyw

na dostosowanie się do reguł rynkowych w ówczesnych warunkach prawno-ekonomicznych. Przypadkowość wdrożeń technologii OZE w Polsce była wynikiem braku wizji rozwoju sektora energetycznego i dostosowania do niej mechanizmów wsparcia, w tym także finansowego tak, aby rozwój energetyki odnawialnej następował po najniższych kosztach w długim okresie. Taka wizja, zdaniem wielu ekspertów, nie powstała do tej pory.

Większość procesów wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych wymaga skomplikowanych technicznie urządzeń, o rozwiązaniach uwzględniających, między innymi, zmieniające się warunki atmosferyczne. Dlatego koszty inwestycyjne (budowy elektrowni) są zazwyczaj wysokie, zaś koszty eksploatacyjne znacznie niższe. W ciągu ostatnich 2 dekad XX wieku, koszty wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zmniejszyły się od kilku do kilkunastu razy - np. koszty ogniw fotoelektrycznych zmniejszyły się ponad 30-krotnie. W perspektywie do 2030 r. te koszty wytwarzania, z uwagi na rozwój technologii, ulegną z pewnością dalszemu obniżeniu i jak prognozują niektórzy, staną się niższe niż koszt wytworzenia energii ze źródeł konwencjonalnych.

## INDEKS RZECZOWY

- Bakterie** 141, 148
- biogaz** 11, 126–130, 139–141, 143–146, 158
- biogazownia** 126, 141, 144–145, 158
- biomasa** 7–9, 12–13, 125–128, 130–136, 139–141, 144, 146–148, 150, 158
- biopaliwo** 11, 125–129, 133, 138–141, 148–152, 158
- biowodór** 139–140, 146–147
- Charakterystyka**
- promieniowania słonecznego 9, 11, 14–20, 23, 25, 27, 29, 32–34, 36–37, 42–43, 126, 147
  - prądowo-napięciowa 34–35
  - elektrowni wiatrowej 12, 50, 59–60, 62–65, 70–76, 79–87, 89–95, 158
  - mocy 71–72, 80, 87
  - MEW 103
  - wybranych biopaliw 141
- ciśnienie**
- wody 111, 117, 119
  - parowania 150
- Energetyka** 7–13, 20, 59–60, 88–90, 92–95, 97, 102, 105, 130, 134, 158–159
- energia**
- elektryczna 710, 12, 14, 33–34, 3638, 41, 47, 58–60, 62, 64–65, 68–69, 72, 75, 80–81, 85, 87, 92–93, 98, 99–100, 102, 104, 107, 117, 119, 122
  - mórza 90, 96
  - słoneczna 7, 9, 12–15, 17–21, 25, 27–29, 33, 96
  - promieniowania 9, 16, 19, 30, 33, 147
  - wiatru 7–9, 13, 50–51, 58, 60, 62, 67–68, 75, 82, 88–89, 158
  - pierwotna 7–10, 136–138, 145–146, 158
  - cieków lądowych 96
  - kinetyczna 108, 118–119
  - wody 7–8, 96–98, 107, 117, 119
  - ciśnienia 114, 118
  - prędkości 118
  - potencjalna 18, 107, 117–119
  - wewnętrzna 7
- Falownik** 37–39
- faza**
- płynna 144
  - początkowa 87
  - projektowa 116
  - stała 127, 144
- Gaz** 14, 20, 59, 92, 99, 126–127, 139–141, 144, 146
- Instalacja**
- domowa 64
- Magazynowanie**
- wody 98, 104, 106
- Parametry**
- ogniw fotowoltaicznych 42, 44
  - falownika 37–39
- Rozwój**
- budownictwa mieszkaniowego 20
  - energetyki
    - — słonecznej 10–11, 20
    - — wodnej 10–11, 97
    - — geotermalnej 10, 12  - sektora OZE 12
  - struktur klastrowych 12

- Spalanie biomasy** 125  
— — wiatru 13, 88  
— — wody 12–13, 96, 101, 103  
sprawność 7, 21 24, 28, 31–34, 42–  
44, 46, 62, 67, 68, 71–72, 97, 107,  
109, 112, 114, 115, 119, 120, 123,  
144  
stan skupienia 127–128
- Środowisko** 7–9, 13, 42, 89–90, 97,  
99–100, 102–103, 130, 134, 136,  
145 146
- Technologie**  
— Heat-Pipe 25  
— kosmiczne 31  
temperatura  
— dobową 17  
— powietrza 17  
— pracy 43  
tlenki  
— azotu 145, 149  
— siarki 24, 145  
— węgla 99, 127, 149–150  
transformator  
— blokowy 70, 86
- Układ**  
— dzielnika napięcia  
— energia wewnętrzna 7  
— energoelektroniczny 41, 70  
— laboratoryjny  
— napędowy 12  
— prądu stałego 37  
— prostownika  
— solarny  
— szeregowo-równoległy 21  
— zasilania
- Współspalanie**  
— odpadów 125  
— biomasy 133, 134
- Zasoby energii**  
— — słonecznej 13, 17