

Maciej DURACZYŃSKI\*, Mariusz FILIPOWICZ\*\*

## Porównanie zasobów energii wiatru i wody w wybranych lokalizacjach południowej Polski

**STRESZCZENIE.** Coraz większe zainteresowanie inwestycją w Odnawialne Źródła Energii (OZE) skłania inwestorów do analizy ekonomicznej związanej z opłacalnością pozyskiwania energii oraz podejmowania decyzji odnośnie wyboru danego źródła pod kątem efektywności energetycznej i finansowej. Najczęściej rozpatrywane oprócz biomasy są dwa rodzaje energii odnawialnej – energia wody i wiatru.

Praca opisuje porównanie ilości możliwej do wyprodukowania energii z wiatru dla trzech wybranych lokalizacji. W tym celu przeanalizowane zostały dane uzyskane z masztów pomiarowych mierzących prędkość i kierunek wiatru. Zasoby energii wiatrowej zostały porównane z zasobami energii wodnej dla przykładowej lokalizacji, dla projektowanej elektrowni wodnej.

Pokazano, że turbina wodna w skali uznawanej jako mała energetyka wodna (MEW), o tej samej mocy co turbiny wiatrowe (1,5 MW) generuje znacznie większą ilość energii (5,8 GW·h rocznie) niż trzy analizowane instalacje energetyki wiatrowej – odpowiednio 2,3, 3,1 i 1,7 GW·h. Dla zasobów wiatrowych przeanalizowano ich zmienność w cyklach dobowych i sezonowych oraz pokazano, że dla wybranej lokalizacji, każdy metr wzrostu wysokości wirnika nad poziomem gruntu skutkuje przyrostem produkowanej energii w ilości 18 MW·h na rok.

**SŁOWA KLUCZOWE:** energetyka wiatrowa, szacowanie zasobów wiatru, małe elektrownie wodne

---

\* Mgr inż. – Centrum Doradztwa Gospodarczego sp. z o.o., Rzeszów.

\*\* Dr hab. inż. – Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków;  
e-mail: filipow@agh.edu.pl

## Wprowadzenie

Wykorzystanie w Polsce energii ze źródeł odnawialnych stale wzrasta i przewiduje się, iż ta tendencja zostanie zachowana. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej w 2017 roku udział OZE w zużyciu energii finalnej wyniesie 12,9%. Założony w polityce energetycznej Polski na najbliższe lata udział produkcji energii pochodzącej z OZE wzrośnie kilkukrotnie w porównaniu ze stanem obecnym. Ratyfikowane przez Polskę zobowiązania oraz przyjęte do realizacji programy istotnie wpłyną również na rozwój wykorzystania energii wodnej i wiatru w sektorze energetycznym.

W związku z powyższym przewidywany popyt na energię wytwarzaną z OZE, w tym przy wykorzystaniu potencjału wody czy wiatru, będzie w najbliższych latach stale wzrastał. Osiągnięcie zakładanych pułapów w produkcji energii z OZE niekoniecznie zatrzyma tempo rozwoju tego sektora alternatywnej energii. Jedną z najpopularniejszych form pozyskiwania zielonej energii (oprócz biomasy) jest energia wiatrowa i wodna. Wielu inwestorów zadaje sobie pytanie, która z dostępnych technologii pozyskiwania czystej energii jest lepsza – energetyka wodna czy wiatrowa. Jednym z najważniejszych kryteriów porównawczych jest ilość wyprodukowanej energii oraz sprawność konwersji dla poszczególnych źródeł. Przekłada się to bezpośrednio na koszt wytworzonej w ten sposób energii elektrycznej.

Koszty energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru są zależne od wielkości farmy wiatrowej; według [1] wynoszą (odniesione do roku 2005) dla roku 2007 od 75 do 110 €/MW·h, przewidywane ceny dla roku 2020 to 55–90 €/MW·h, natomiast dla roku 2030 prognoza podaje ceny w wysokości 50–85 €/MW·h. W przypadku małych farm koszty te są nieco większe i analogicznie wynoszą 85–140 €/MW·h (2007) i prognozy 65–115 €/MW·h (2020) oraz 50–95 €/MW·h (2030).

Energetyka wodna natomiast cechuje się podobnymi kosztami wytwarzania energii. W małych elektrowniach analogiczne koszty zawarte są w przedziale 60–185 €/MW·h, w następnych latach przewiduje się niewielki spadek tych kosztów (o około 20%). W przypadku większych jednostek energetyki wodnej ceny są nieco niższe. Z kolei nakłady inwestycyjne energetyki wiatrowej wynoszą 4,8 mln zł/MW i są niższe jedynie od kosztów reaktorów jądrowych, a porównywalne z układami węglowymi. Jednak czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest ponad czterokrotnie mniejszy niż układów węglowych, gazowych czy jądrowych (wg [2] czas ten wynosi dla elektrowni wiatrowej 1520 h/rok, a dla pozostałych elektrowni 6400 h/rok). Efektywności tej nie poprawia nakładanie kar za emisję CO<sub>2</sub>, przy poziomie kar 20 €/Mg CO<sub>2</sub>, najbardziej korzystnym rozwiązaniem są bloki parowe na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym i elektrownie jądrowe.

Przy tych kosztach wytwarzania, energia wiatrowa czy wodna nie jest konkurencyjna wobec innych sposobów pozyskiwania energii; o wiele tańsze są rozwiązania energetyki węglowej, gazowej czy atomowej. Filozofia promowania odnawialnych źródeł energii zakłada zatem zastosowanie systemu zachęt, kreujących popyt na odnawialne źródła energii [3]. Mogą to być, występujące w różnych krajach, np. systemy taryf gwarantowanych czy systemy zielonych certyfikatów. W Polsce zdecydowano się na to drugie rozwiązanie.

Jednakże rozwój energetyki odnawialnej (w tym wiatrowej czy wodnej) wymaga spełnienia jeszcze innych warunków, którymi są: właściwie zaprojektowany mechanizm płatności, łatwy dostęp do sieci i uproszczone procedury administracyjne [3].

Energetyka wiatrowa wpisuje się w systemy generacji rozproszonej; ich zupełnie nowe podejście do systemu elektroenergetycznego stwarza konieczność wydzielenia nowych usług, które na rzecz tej energetyki trzeba realizować (od strony systemu), bądź za jej pomocą można realizować na rzecz systemu. Ponadto zauważa się, że energetyka wiatrowa będzie wymagała coraz pełniejszego pokrycia kosztów usług regulacyjnych i kosztów rezerwowania [4].

Jeżeli rozpatrujemy koszty jednostkowe energii, to w przypadku wiatru jest to kwota równa 400 zł/MW·h. Jest to wartość uwzględniająca nakłady inwestycyjne (stałe) oraz zmienne (głównie koszty paliwa) i jest to tzw. jednostkowy koszt kalkulowany wytwarzania energii elektrycznej. Przyjmuje się, że cały wolumen energii wyprodukowany w elektrowniach wiatrowych jest wprowadzany do sieci elektroenergetycznej. Rozważania zaprezentowane w [5] pokazują, że energia wiatrowa pomimo swojej zmienności dobowo-sezonowej i nieprzewidywalności może być istotnym elementem systemu elektroenergetycznego pod warunkiem, że dysponuje się innymi źródłami energii, w tym nieodnawialnymi, których dyspozycyjność jest wysoka. Sama natomiast energia wiatrowa posiada dość istotną wadę, polegającą na niemożności zbudowania systemu elektroenergetycznego opartego tylko i wyłącznie na układach generatorów wiatrowych. Wymagane jest zatem umiejętne połączenie tych źródeł w jednym systemie energetycznym, również ze źródłami energii nieodnawialnej [6]. Rozważa się zatem różne kombinacje źródeł i tak – w przeciwieństwie do systemu opisanego w [5], gdzie łączone są wszystkie dostępne źródła energii – rozważa się kombinacje, w których energia wiatrowa mogłaby odgrywać dominującą rolę w systemie elektroenergetycznym. Jedną z takich propozycji mogą być układy hybrydowe wiatr-gaz [6]. W tej koncepcji wykorzystuje się lokalne źródła gazu ziemnego, znajdujące się w pobliżu dużych farm wiatrowych (byłoby to możliwe np. na terenie Podkarpacia) – gaz służy do zasilania układów generatorów gazowych. Układy monitoringu zasobów wiatrowych (w tym predykcji prędkości wiatru) określają, z jaką mocą powinny pracować w danej chwili generatory gazowe, aby całość systemu zapewniała odpowiedni poziom produkowanej mocy. Rozważane są też różnorakie systemy magazynowania energii elektrycznej (sprężone powietrze, superkondensatory) mające zniwelować wspomnianą powyżej, istotną wadę energetyki wiatrowej.

W celu promowania i rozwoju energetyki wiatrowej, należy przede wszystkim znać jej zasoby. Polska nie posiada profesjonalnej, przygotowanej na potrzeby energetyki wiatrowej, mapy zasobów energetycznych [7]. Uważa się, że zasoby wiatrowe Polski porównywalne są do niemieckich. Rozwój energetyki wiatrowej blokuje słaby, w szeregu regionach, dostęp do sieci elektroenergetycznej oraz skomplikowane, nieraz wręcz absurdalne procedury administracyjne i środowiskowe. Wiele opracowań literaturowych [7] wskazuje na konieczność przeprowadzenia pomiarów parametrów energetycznych wiatru. Temu też zagadnieniu w znacznej mierze poświęcona jest niniejsza praca. Takie pomiary zostały wykonane m.in. przez pracowników Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, jednak z konieczności, dla ograniczonej liczby lokalizacji [7], co powoduje, że mają wartość tylko

lokalną. Opracowanie przedstawia dane o analogicznym charakterze z innych lokalizacji na terenie Podkarpacia. Kolejne dane, które są w trakcie pozyskiwania i opracowywania będą przedstawiane w odrębnych opracowaniach literaturowych. Autorzy mają nadzieję, że publikacja tych danych pozwoli na istotne uzupełnienie istniejącej luki.

## 1. Opis przeprowadzonych pomiarów

Urządzeniami służącymi do badania potencjału energetycznego wiatru dla danej lokalizacji są zestawy przetworników pomiarowych (najczęściej anemometry, czujniki kierunku, czujnik temperatury) umieszczone na masztach pomiarowych o specjalnej konstrukcji. Maszt, który został wykorzystany w jednej z analizowanych poniżej lokalizacji (zobacz [8]) stanowi lekką konstrukcję stalowo-rurową, składającą się z 6 segmentów o długości około 6,5 m wraz z odciegami. Takie rozwiązanie jest korzystne ze względu na łatwość transportu pomiędzy kolejnymi miejscami pomiarów.

Podstawę masztu stanowi prefabrykowany fundament z zatopioną kotwą, do której przykręca się właściwą konstrukcję. Kotwa posiada również mocowanie, które służy do przykręcenia masztów pomocniczych niezbędnych do instalacji całej konstrukcji. Montaż masztu odbywa się za pomocą wyciągarki (rys. 1).

Maszt wyposażony jest w czujniki prędkości i kierunku wiatru, które mogą być instalowane na dowolnych wysokościach; dodatkowo mogą być umieszczane czujniki temperatury, ciśnienia, wilgotności i innych wielkości fizycznych. Rodzaj i liczba czujników zależy od założonej ilości informacji wymaganej do pozyskania i dla różnych lokalizacji może być różna. Dane zapisywane są w rejestratorze na kartach pamięci. Pojemność karty jest znaczna i wystarcza z reguły na co najmniej rok badań, przy zapisie w równych interwałach czasowych (np. 10 s, 1 min, 10 min).



Rys. 1. Widok masztu pomiarowego w trakcie montażu dla lokalizacji (1)  
Źródło: Duraczyński 2008

Fig. 1. View of the measurement mast during instalation at the location (1)



Rys. 2. Mapa lokalizacji poszczególnych urządzeń: EW1-3 oznaczają lokalizacje elektrowni wiatrowych, MEW – lokalizacja elektrowni wodnej  
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. Map of location of the installations. EW1-3 wind power plants location, MEW – location of the hydro-plant

Badania przy użyciu tego typu masztów są prowadzone obecnie w kilku lokalizacjach południowej Polski. Niniejsza analiza opiera się na zakończonych pomiarach w trzech lokalizacjach:

- ✧ okolice Sandomierza, województwo świętokrzyskie (EW1) [9],
  - ✧ okolice Jarosławia, województwo podkarpackie (EW2),
  - ✧ okolice Tarnowa, województwo małopolskie (EW3).
- Mapę wraz z naniesionymi lokalizacjami przedstawiono na rysunku 2.

## 2. Analiza danych pomiarowych

Zbiorcze zestawienie otrzymanych rezultatów znajduje się w tabeli 1. Oprócz dokładnych charakterystyk pomiarowych zawarto tutaj dane o prędkości średniej wiatru, parametrach rozkładu Weibulla, gęstości przenoszonej mocy, czy wartości oszacowanej produkcji energii elektrycznej dla wybranego typu turbiny. W przypadku energii wiatru i wody założono, że generacja odbywać się będzie w jednostkach o takiej samej mocy równej 1,5 MW. Omówienie informacji zawartej w tabeli 1 i przedstawienie sposobu uzyskania prezentowanych danych zawarte jest w dalszej części opracowania. Podane są także dane dla planowanej budowy elektrowni wodnej, które będą wykorzystane do przeprowadzenia analizy porównawczej.

W przypadku elektrowni wiatrowych najistotniejszą sprawą jest zebranie danych o prędkościach wiatru. Zestawienie danych w postaci histogramu prawdopodobieństwa występowania prędkości wiatru w określonym przedziale jest już bardzo informatywne i umożliwia dalszą analizę. Na rysunku 3 przedstawiono otrzymane histogramy dla trzech lokalizacji.

Widoczne jest, że histogram dla lokalizacji (3) przesunięty jest w stronę mniejszych prędkości, czego wynikiem jest mniejsza prędkość średnia, natomiast histogramy dla lokalizacji (1) i (2) są bardziej podobne, czego skutkiem jest podobna wartość średniej prędkości (ok. 5,6 m/s), ale widoczne jest również, że część histogramu dla lokalizacji (2) przesunięta jest w stronę wyższych prędkości (powyżej 8 m/s).

Histogramy z rysunku zostały dopasowane rozkładami Weibulla, wyniki przedstawiono w tabeli 1. Dla histogramów (1) i (2) otrzymane parametry dopasowania są bardzo podobne.

W przypadku, kiedy pomiar dokonywany jest jednocześnie na kilku wysokościach – tak jak dla lokalizacji (1), gdzie pomiar był wykonywany na wysokościach 40, 60 i 80 m nad poziomem gruntu – możliwe jest wykorzystanie danych do obserwacji zmiany prędkości wiatru z wysokością. Przedstawione jest to na rysunku 4.

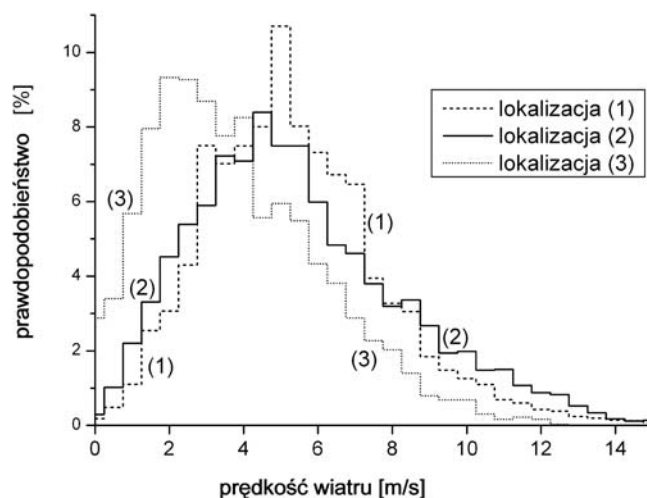
Widoczne jest, że wraz ze wzrostem wysokości wzrasta średnia prędkość wiatru  $v$ , histogram przesuwa się w stronę wyższych wartości oraz wzrasta gęstość mocy strumienia wiatru  $P$ . Warte zauważenia jest, że przy wzroście prędkości z 40 na 80 m, gęstość strumienia wiatru wzrosła aż o około 80%. Oznacza to, że dla tej konkretnej lokalizacji

TABELA 1. Zbiorcze zestawienie wyników pomiarów

TABLE 1. Summary of measurement results

Lp.	Jednostka/Lokalizacja	Wysokość pomiaru [m] Okres częst. zapisu	Gęstość mocy wiatru [W/m <sup>2</sup> ]	Parametry rozkładu Weibulla		Prędkość średnia [m/s]	Szacowana ilość wyprodukowanej energii [GW·h]	Czas pracy elektrowni z pełną mocą [%]
				c [m/s]	k			
1.	Elektrownia wiatrowa EW1 Okolice Sandomierza	40, 60, 80 04.2006–03.2007 10 s	180	6,3	2,3	5,6	2,3	18
2.	Elektrownia wiatrowa 2 Okolice Jarosławia	70 01.2005–12.2005 30 min	198	6,4	2,2	5,7	3,1	24
3.	Elektrownia wiatrowa 3 Okolice Tarnowa	40 06.2008–12.2008 60 min	94	4,5	1,7	4,0	1,7	13
4.	Mała elektrownia wodna Mielec	1951–2006 uśrednione rocznie	–	0,7*	2,8	20,9*	5,8	44

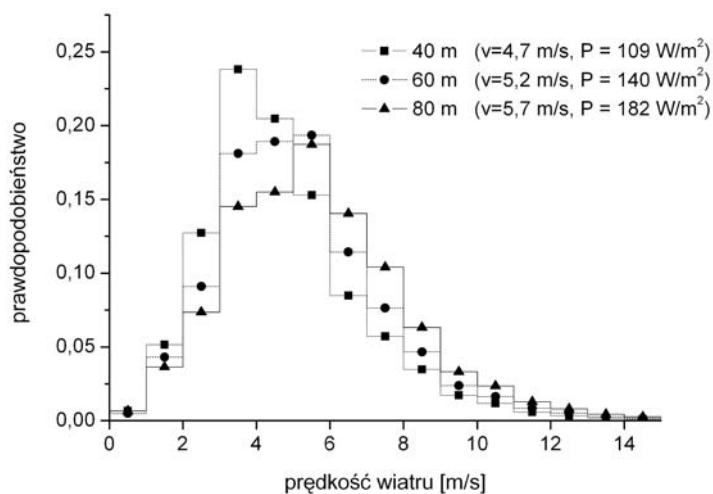
\* Dla MEW (pozycja 4) wielkości wyrażone są w m<sup>3</sup>/s, natomiast rozkład Weibulla został zastąpiony rozkładem logarytmiczno-normalnym  
Źródło: opracowanie własne



Rys. 3. Histogramy prędkości wiatru

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3. Histograms of wind speed



Rys. 4. Histogram prędkości wiatru mierzony na trzech wysokościach dla lokalizacji (1)

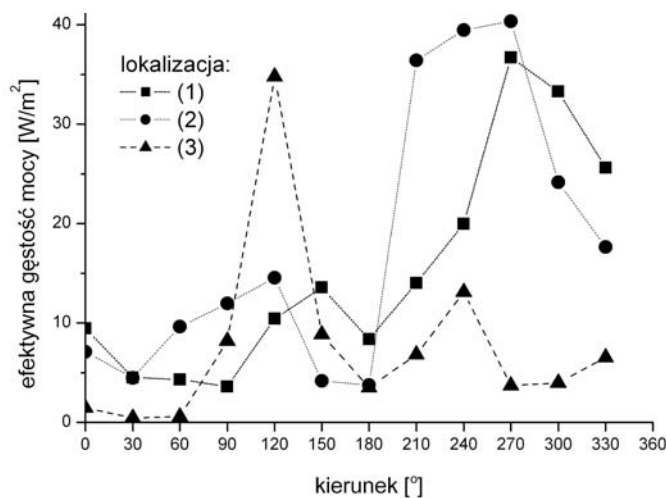
Źródło: opracowanie własne

Fig. 4. Histogram of wind speed for three heights for location (1)

należy rozważyć ustawienie wirnika turbiny jak najwyżej, gdyż skutkować to będzie wzrostem produkcji energii.

Analiza pokazuje także, że istotną rolę odgrywa znajomość wielkości gęstości mocy wiatru pochodzącej z danego kierunku. Na rysunku 5 przedstawiono wyniki dla trzech rozważanych lokalizacji. Widoczne jest, że dominują kierunki zachodnie (ok. 270 stopni),





Rys. 5. Gęstość mocy wiatru z danego kierunku dla trzech lokalizacji turbin wiatrowych  
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5. Power density of wind from chosen direction for three location of wind turbines

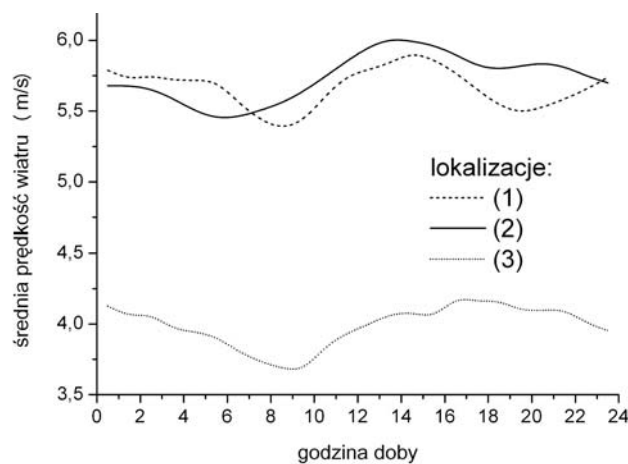
natomiast nieznaczna moc wiatru pochodzi z kierunków (0–180), tj. północ-wschód-południe. Wyjątek stanowi tu lokalizacja (3), gdzie istotna część mocy strumienia wiatru dociera z kierunku południowo-wschodniego (około 120 stopni), natomiast kierunek zachodni jest słabiej reprezentowany; jest to jednak sytuacja raczej wyjątkowa. Wyniki te mają istotne znaczenie dla projektowania rozmieszczenia pojedynczych turbin w ramach farmy wiatrowej, pokazują bowiem wzdłuż jakiego kierunku turbiny – ze względu na zasłanianie się – nie powinny być lokalizowane. Dla elektrowni składającej się tylko z pojedynczej turbiny ma to mniejsze znaczenie, gdyż może się ona nakierowywać na wiatr.

Niniejsza analiza dostarcza także informacji odnośnie dobowych profili prędkości wiatru. Profile te są uśrednione dla całego analizowanego okresu. Rysunek 6 przedstawia takie profile.

Widoczna jest zmienność prędkości wiatru w ciągu doby. Zmienność ta nie jest silna, średnio amplituda wahań wynosi około 10–15%. Zauważalne jest jednak, że okresy minimalnych i maksymalnych prędkości pokrywają się ze sobą dla analizowanych lokalizacji i tak, minimalna prędkość wiatru przypada w godzinach porannych, około 6–9, natomiast maksymalna prędkość w godzinach popołudniowych 13–17. Może to mieć znaczenie, gdyż 10% zmiany prędkości wiatru skutkuje 30% zmianami generowanej mocy, co może być istotne zwłaszcza podczas szczytu porannego w przypadku dużego udziału mocy wiatrowej w danej okolicy.

Istotniejsze są natomiast zmiany miesięczne prędkości wiatru. Na rysunku 7 przedstawione są one dla analizowanych lokalizacji (niestety dla trzeciej lokalizacji dostępne są dane w mniejszym horyzoncie czasowym).

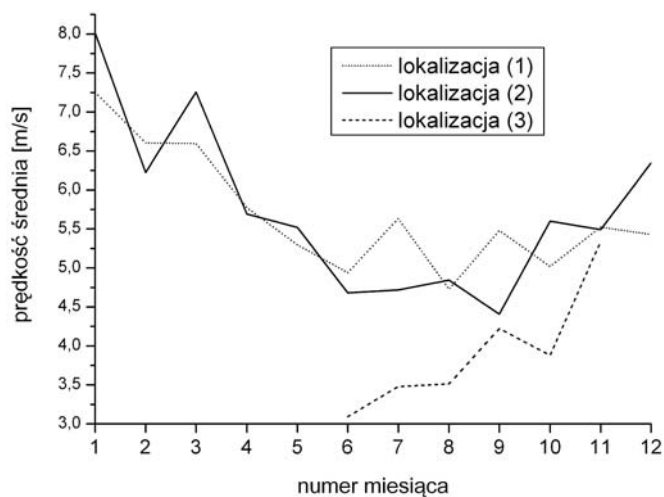
Zmiany te już są spore, dla lokalizacji (2) największa prędkość wiatru (w styczniu) jest praktycznie dwukrotnie większa od najmniejszej (we wrześniu). Widoczne jest,



Rys. 6. Dobowe profile prędkości wiatru

Źródło: opracowanie własne

Fig. 6. Daily wind speed profiles



Rys. 7. Miesięczne zmiany prędkości wiatru

Źródło: opracowanie własne

Fig. 7. Monthly wind speed variations

że największe średnie miesięczne prędkości wiatru występują w miesiącach zimowych (zwłaszcza w styczniu), natomiast maj–październik jest okresem o najmniejszych prędkościach. Jest to o tyle istotne, że w zimie z reguły zapotrzebowanie na energię wzrasta, w lecie jest mniejsze. W przypadku budowy hybrydowych systemów energetycznych wiatrowo-solarnych widoczne jest, że letni wzrost natężenia promieniowania słonecznego w pewnym stopniu może zrównoważyć spadek prędkości wiatru.

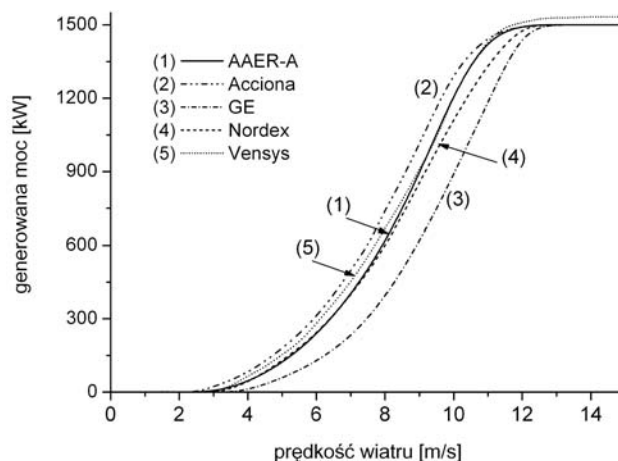
### 3. Szacowanie wielkości produkowanej energii elektrycznej

Moc pozyskiwania energii z wiatru zależy od dwu czynników:

- ❖ parametrów wiatru (prędkości, kierunku),
- ❖ właściwości turbiny wiatrowej, tj. krzywej mocy.

Krzywa mocy charakteryzuje zależność wytwarzanej mocy elektrycznej przez turbinę w funkcji prędkości wiatru. Krzywe te są podawane przez producentów poszczególnych turbin.

Przy rozważaniu wyboru typu turbiny należy uwzględnić, że jednostki różnych producentów charakteryzują się nieco innymi krzywymi mocy. Oznacza to, że dla identycznych warunków wiatrowych generowana moc może być różna. Dla przykładu, na rysunku 8 przedstawiono charakterystyki kilku arbitralnie wybranych jednostek [9].



Rys. 8. Krzywe mocy kilku wybranych turbin wiatrowych  
Źródło: na podstawie bazy danych programu Windographer [10]

Fig. 8. Power curves for few chosen wind turbines

Różnice, jakie są widoczne, to różna prędkość startowa turbiny (w przedziale od 3–4 m/s) oraz różna prędkość nasycenia (turbina osiąga moc znamionową), na rysunku w przedziale 12–13 m/s. Prędkość startowa dla praktycznego pozyskiwania energii wiatrowej ma niewielkie znaczenie (warunki wiatrowe powinny być takie, żeby prędkość była wyższa niż prędkość startowa turbiny). Widoczne jest, że różnice krzywej mocy mogą odgrywać rolę na poziomie średnio około 10–20% generowanej mocy. Oczywiście przy wyborze danego typu turbiny należy posłużyć się rachunkiem ekonomicznym, tzn. czy zwiększona produkcja energii będzie się opłacać w przypadku wydatkowania większych środków finansowych na zakup, przygotowania fundamentów pod cięższą jednostkę, czy zwiększone wymiary wirnika i wysokość całej konstrukcji. Tego typu analiza wymaga już dokładnej znajomości lokalnych uwarunkowań.

Przedstawione w tabeli 1 oszacowania produkcji energii zostały przedstawione na podstawie następującego wyrażenia:

$$E = \int_0^{\infty} \rho(v) \cdot T(v) dv = w(c, k) T(v) dv \quad (1)$$

gdzie:  $\rho(v)$  to histogram prędkości wiatru, tak jak na rysunku 3, może być dany w postaci histogramu pomiarowego lub za pomocą dopasowanego do niego rozkładu Weibulla  $w(c, k)$ , natomiast  $T(v)$  jest to krzywa mocy turbiny wiatrowej, przykłady przedstawione są na rysunku 8.

Uwaga: ze wzoru (1) wynika, że wykorzystanie tylko i wyłącznie średniej prędkości wiatru do szacowania produkcji energii nie jest zbyt poprawne. Znajduje to potwierdzenie w rezultatach zamieszczonych w tabeli 1, gdzie jest widoczne, że dla dwóch zbliżonych średnich prędkości wiatru, jakie zdarzyły się dla lokalizacji (1) i (2) obliczona energia różni się dość istotnie (ok. 30%). Jest to wynikiem tego, że średnia prędkość wiatru – nawet oszacowana z wyników pomiaru – nie jest zbyt dobrym parametrem do obliczania produkcji

TABELA 2. Podstawowe parametry turbiny Nordex S77

TABLE 2. Basic parameters of Nordex S77 wind turbine

Dane konstrukcyjne		Przekładnia	
Prędkość wiatru dla startu	3,5 m/s	1 stopień planetarny, 2 stopnie zębate czołowe	
Znamionowa prędkość wiatru	12 m/s	Układ elektryczny	
Prędkość wiatru dla zatrzymania	25 m/s	Moc znamionowa	1 500 kW
Wirnik		Typ generatora	podwójnie zasilany generator asynchroniczny,
Średnica	77 m	Typ przekształtnika	modulacja szerokości impulsów IGBT
Omywana powierzchnia wirnika	4 654 m <sup>2</sup>	Zakres prędkości obrotowych	1 000 do 1 950 ±10 % min <sup>-1</sup>
Liczba łopát	3	Napięcie znamionowe	690 V
Materiał	szkło-żywica epoksydowa lub szkło-poliester	Współczynnik migotania	< 5
Znamionowa prędkość obrotowa	10,6 – 19,0 ±10 % min <sup>-1</sup>	Współczynnik zawartości harmoniczych	około 1 %
Prędkość obwodowa końcówek łopát przy obrotach 19 min <sup>-1</sup>	69,6 m/s		

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych firmy Nordex

energii, gdyż brak jest informacji o rozmyciu prędkości wokół średniej. Zatem dla dokładniejszych analiz należy wykorzystać histogram eksperymentalny lub współczynniki rozkładu Weibulla.

Produkcję energii, przedstawioną w tabeli 1, wyznaczono dla turbiny firmy Nordex S77 [10], której podstawowe parametry techniczne przedstawione są w tabeli 2.

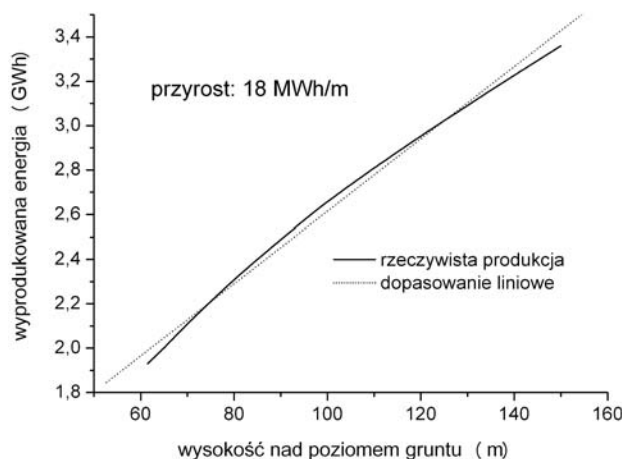
Rzeczywista ilość wyprodukowanej energii zależy od wysokości, na której umieszczony jest wirnik. Jest to spowodowane tym, że wraz ze wzrostem wysokości rośnie prędkość wiatru. Jednym z wyrażen, którym ten wzrost może być opisany jest:

$$V_2 = V_1 \cdot \left( \frac{H_2}{H_1} \right)^\alpha \quad (2)$$

gdzie:  $v_1, v_2$  – prędkości wiatru odpowiednio na wysokościach  $H_1$  i  $H_2$ ,  
 $\alpha$  – wykładnik potęgowy.

Wartość wykładnika potęgowego  $\alpha$  wyznaczana jest ze wzoru (2). W tym celu trzeba dysponować pomiarami na co najmniej dwóch wysokościach. Znajomość wartości  $\alpha$  umożliwia analizę możliwej do wyprodukowania energii w zależności od wysokości wirnika. Wyniki takiej analizy, przeprowadzonej dla lokalizacji (1), przedstawione są na rysunku 9.

Na rysunku 9 widoczne jest, że krzywa w przybliżeniu ma charakter liniowy, dopasowanie pokazuje, że przyrostowi wysokości o jeden metr towarzyszy wzrost produkcji energii w ciągu roku o średnio około 18 MW·h. Oczywiście optymalną wysokość należy wyznaczać na podstawie analizy kosztów związanych z budową wieży o danej wysokości.



Rys. 9. Zmiana wielkości wyprodukowanej energii wraz ze wzrostem wysokości usytuowania wirnika turbiny, według danych dla lokalizacji(1)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 9. Variation of electricity generation in dependence on wind turbine rotor position above the ground, data for location (1)

## 4. Porównanie elektrowni wiatrowej z elektrownią wodną

W celu uwidocznienia różnic pomiędzy takimi źródłami jak wiatr i woda, została przeprowadzona analiza porównawcza. W tym celu wzięto pod uwagę dane projektowanej turbiny wodnej dla elektrowni w Mielcu na rzece Wisłok.

Blok siłowni wodnej, o wymiarach około 21×20 m, zaprojektowano jako konstrukcję żelbetową. W budynku elektrowni zainstalowano trzy jednakowe turbiny Kaplana z wałem pionowym typ 2 100 mm. Zastosowano generatory asynchroniczne o napięciu 0,4 kV, współpracujące z siecią dystrybutora energii.

Elektrownia jest w pełni zautomatyzowana w zakresie:

- ❖ odstawienie turbozespołów w awaryjnych sytuacjach,
- ❖ automatyczne, ponowne załączanie się turbozespołów,
- ❖ dobór pracy turbozespołów, uzależniony od ilości wody będącej do dyspozycji w danej chwili, co gwarantuje maksymalne wykorzystanie energii wody płynącej w rzece, a w związku z tym wytworzenie maksymalnej ilości energii elektrycznej.

Podstawowe dane zawarte są w tabeli 3.

W celu określenia opisu statystycznego przepływającej wody przeanalizowano kilka wybranych rozkładów statystycznych. Zastosowano je do danych o przepływie wody zebranych przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej w latach 1951–2006 [12]. Analiza polegała na wyborze rozkładu opisującego najlepiej dane przepływu. Wyniki przedstawiono w tabeli 4.

Najlepszy opis danych uzyskano za pomocą rozkładu logarytmiczno-naturalnego (stosowany w statystyce tam, gdzie istotne są stosunki pomiędzy wartościami, a nie różnice pomiędzy nimi). Na podstawie parametrów tego rozkładu otrzymano średni przepływ wody równy 20,9 m<sup>3</sup>/s.

Wyniki dopasowania powyżej zaprezentowanymi rozkładami przedstawione są na rysunku 10.

Widoczne jest, że w analizowanym przypadku przepływy wody niezbyt dobrze opisywane są rozkładem Weibulla (stąd użycie innych histogramów), przede wszystkim

TABELA 3. Podstawowe dane MEW

TABLE 3. Basic parameters of the small hydro-plant

Podstawowe parametry MEW	
Przełyk instalowanych turbin	$Q = 57 \text{ m}^3/\text{s}$
Spad elektrowni	$H_{\max} \text{ brutto} = 4,5 \text{ m}$
Moc elektrowni	$N = 1500 \text{ kW}$

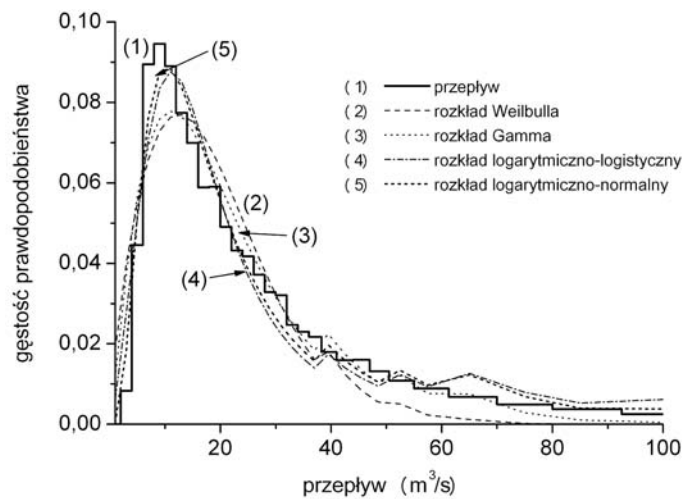
Źródło: opracowanie własne

TABELA 4. Rozkłady statystyczne zastosowane do opisu przepływu wody

TABLE 4. Statistical distributions used to fit the water flow data

Lp.	Rozkład gęstości prawdopodobieństwa $\rho(v) =$	Parametr skali c [m <sup>3</sup> /s]	Parametr kształtu k	Wartość średnia przepływu [m <sup>3</sup> /s]
1.	Weibulla: $\frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\frac{v}{c}\right)^k$	20,4720	1,7329	18,2
2.	Logarytmiczny – normalny: $\frac{1}{vc\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln(v) - k)^2}{2c^2}\right]$	0,6897	2,8017	20,9
3.	Logarytmiczny – logistyczny: $\frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \left/ \left[ 1 + \left(\frac{v}{c}\right)^k \right]^2 \right.$	16,2540	2,3752	22,2
4.	Gamma: $v^{k-1} \exp\left(-\frac{v}{c}\right) / \Gamma(k)c^k$	8,6957	2,2750	19,8

Źródło: opracowanie własne



Rys. 10. Dopasowanie danych o przepływie zaczerpniętych z [12] histogramami z tabeli 4

Źródło: opracowanie własne

Fig. 10. Fit of water flow data from [12] by the histograms from the table 4

w przypadku rzeki bardzo małe jest prawdopodobieństwo wystąpienia niewielkich przepływów, tzn. że rzeka w zasadzie nie wysycha ani nie zmienia się w niewielki strumyczek.

W analizowanym przypadku nie obserwowano przepływu poniżej 4 m<sup>3</sup>/s. W przypadku wiatru dość często obserwuje się sytuacje, gdzie prędkość jest niewielka czy też praktycznie równa zeru. Odmienna sytuacja występuje dla dużych przepływów – w przypadku rzeki względnie często występują przepływy duże w porównaniu do przewidywań rozkładu Weibulla. Dla wiatru wysokie prędkości obserwuje się bardzo rzadko.

Energię, jaką możemy uzyskać dzięki wykorzystaniu energii wody określa wzór [13]:

$$E = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot V_{sr} \cdot t \quad (3)$$

gdzie:  $\eta$  – sprawność (85%, typowa sprawność literaturowa turbiny Kaplana dla szerokiego zakresu przepływów),

$\rho$  – gęstość wody,

$g$  – przyspieszenie ziemskie,

$H$  – spad (przyjęto 4 m),

$V_{sr}$  – średni przepływ (przyjęto 20,9 m<sup>3</sup>/s na podstawie danych wieloletnich z IMGW, zobacz tabela 4 i rysunek 10),

$t$  – czas pracy elektrowni w roku (na podstawie danych przyjęto 8500 h ze względu na konieczność wyłączenia elektrowni dla przepływów ekstremalnych oraz z powodu wykonania niezbędnych prac konserwacyjnych).

Po podstawieniu otrzymujemy wartość 5,76 GW·h. Wartość ta została umieszczona w tabeli 1. Widoczne jest, że tak oszacowana produkcja energii przewyższa wartości otrzymane dla turbin wiatrowych.

## Podsumowanie

Jak wynika z powyższej analizy dla czterech jednostek OZE o tej samej mocy szacowana produkcja energii elektrycznej będzie się różnić dość znacznie; jest najbardziej efektywna przy zastosowaniu technologii MEW (5,76 GW·h). Na uwagę zasługuje też fakt, że te same turbiny wiatrowe umieszczone w różnych lokalizacjach mogą wyprodukować różną ilość energii elektrycznej. Wynik ten podkreśla znaczenie pomiarów prędkości wiatru przed wykonaniem inwestycji. Analogicznie, dla inwestycji w energetykę wodną istotne są pomiary przepływu wody.

Jednak ilość wyprodukowanej energii nie może być jedynym kryterium, którym należy się kierować przy wyborze technologii. Należy również zwrócić uwagę na:

✧ lokalizację (w przypadku wiatru jest znacznie więcej miejsc, które można wykorzystać pod budowę przyszłej elektrowni),



- ✧ nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1 MW nowej mocy wytwórczej (koszty budowy elektrowni wiatrowej są mniejsze niż w przypadku budowy MEW o tej samej mocy),
- ✧ czynniki środowiskowe w danym miejscu (bardzo często zdarza się, iż nie ma możliwości uzyskania pozwolenia wodno-prawnego ze względu na coraz częstsza tendencję zmniejszenia się ilości wody w ekosystemie. Natomiast w przypadku energetyki wiatrowej – niemożność uzyskania decyzji środowiskowej ze względu na znaczny hałas, bądź występowanie na danym terenie „unikalnych” gatunków roślin i zwierząt.

## Literatura

- [1] ŚCIAŻKO M., 2009 – Technologiczne i ekonomiczne bariery usuwania ditlenku węgla w układach energetycznych. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/1, s. 77–90.
- [2] ZAPOROWSKI B., 2008 – Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. *Polityka energetyczna* t. 11, z. 1, s. 531–542.
- [3] SOLIŃSKI B., 2008 – Rynkowe systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii – porównanie systemu taryf gwarantowanych z systemem zielonych certyfikatów. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 2, s. 107–119.
- [4] POPCZYK J., 2008 – Bezpieczeństwo energetyczne Polski oczami naukowca i praktyka. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 553–574.
- [5] WYRWA A., ADAMOWICZ K., 2009 – Zintegrowane planowanie w przykładowym systemie elektroenergetycznym. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/1, s. 91–101.
- [6] SOLIŃSKI I., OSTROWSKI J., SOLIŃSKI B., 2008 – Wiatrowo-gazowe elektrownie hybrydowe. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 2, s. 121–128.
- [7] SOLIŃSKI I., SOLIŃSKI B., SOLIŃSKA M., 2008 – Rola i znaczenie energetyki wiatrowej w sektorze energetyki odnawialnej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 451–464.
- [8] DURACZYŃSKI M., 2008 – Badanie oraz ocena zasobów energii wiatru w rejonie miasta Sandomierz. III Krakowska Konferencja Młodych Uczonych, Materiały konferencyjne, s. 215–223.
- [9] DURACZYŃSKI M., 2008 – Perspektywy rozwoju i pozyskiwania energii wiatru na potrzeby energetyki na przykładzie lokalizacji w województwie świętokrzyskim. Konferencja Czysta Energia, Czyste Środowisko, Kraków, Materiały konferencyjne, s. 65–75.
- [10] Baza danych programu Windographer.
- [11] Informacje uzyskane z firmy NORDEX.
- [12] Raport Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej w Krakowie. Obliczenie charakterystyk hydrologicznych rzeki Wisłok w profilu wodowskazowym Mielec 2, Kraków 2007.
- [13] MICHAŁOWSKI S., PLUTECKI J., 1975 – Energetyka wodna. WNT, Warszawa.

Maciej DURACZYŃSKI, Mariusz FILIPOWICZ

## Comparison of wind and water energy resources for chosen locations in South-East Poland

### Abstract

The paper presents comparison of energy possible to obtain from three wind turbines and small hydro-plant. In this aim data from mast measurements were analysed. The speed and direction parameters of the wind were measured and stored. The measurements cover of period ca. one year for wind data and 55 years for the water flow data (coming from long term hydrological archival data).

The presented data can be used for further analysis of energy and economical profits of installation of wind turbines and small hydro-plant. The aim of this analysis is to support decision taking of investments in RES.

It was shown that small hydro power turbine, with the same power as wind turbine (1.5 MW) generates considerably larger energy, i.e. 5.8 GW·h for water and 2,3, 3,1 and 1.7 GW·h for three locations of wind turbine, respectively.

Also the results indicate that for wind resources diurnal and seasonal variations of wind speed exists. Analysis of the behavior of wind speed for different altitudes lead to conclusion that energy generation is greater ca. 18 MW·h with increasing of turbine rotor position above the ground by one meter.

KEY WORDS: wind energy, estimation of wind resources, small hydro power