

MACIEJ DURACZYŃSKI \*

## **Badanie oraz ocena zasobów energii wiatru w rejonie miasta Sandomierz**

### Słowa kluczowe

energia wiatru – prędkość wiatru – inwestycje

### Streszczenie

Inwestycje związane z wykorzystaniem energii wiatru są skomplikowane i wymagają dużych nakładów finansowanych. Dlatego bardzo ważne jest rzetelne przeprowadzenie każdego z etapów przedsięwzięcia. Jednym z najważniejszych jest ocena zasobów energetycznych wiatru. W referacie przedstawione zostały wyniki badań przeprowadzonych w okolicach Sandomierza. Omówione zostało stanowisko badawcze, sposób przeprowadzenia pomiarów oraz analiza otrzymanych wyników.

### Wprowadzenie

Energetyka wiatrowa staje się coraz bardziej popularna. Największymi potentatami w tym sektorze energetycznym są Niemcy z całkowitą mocą zainstalowaną na poziomie 20 622 MW, Hiszpania z całkowitą mocą na poziomie 11 615 MW oraz Dania (3136 MW). Również w Polsce rozwój tego sektora energetyki nabiera tempa. Na początku lat dziewięćdziesiątych energetyka wiatrowa była jedynie propagowana przez pasjonatów i ludzi szerzących ekologiczne wytwarzanie energii. Pod koniec 1996 roku całkowita moc zainstalowanych elektrowni wynosiła zaledwie 0,8 MW [1].

Wraz z przystąpieniem Polski do struktur UE widzimy gwałtowny wzrost rozwoju energetyki wiatrowej. Na początku 2007 roku całkowita moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych wynosiła już około 176 MW i stale się powiększa. Jednak aby można było zainstalować nowe moce wytwórcze, konieczne są lokalizacje o odpowiednich warunkach wietrzności. Terenów, które spełniają odpowiednie warunki jest niewiele, dlatego bardzo ważną częścią toku inwestycji jest ocena zasobów [3].

### 1. Stanowisko badawcze

Urządzeniami służącymi do badania potencjału energetycznego danej lokalizacji są maszty pomiarowe. Maszt, który został wykorzystany do celów niniejszej pracy został zaprojektowany na zlecenie indywidualnego klienta. Jest

---

\* Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków  
e-mail: maciejduraczyński@wp.pl

to lekka konstrukcja stalowo-rurowa składająca się z 6 segmentów o długości ok. 6,5 m wraz z odciągami. Takie rozwiązanie jest korzystne ze względu na łatwość transportu z jednej lokalizacji na drugą.

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. Proces ten pokazany jest na rysunku 1.



Rysunek 1. Widok masztu pomiarowego [fot. Adam Dull]

Figure 1. View of measuring mast [photo Adam Dull]

Maszt wyposażony jest w 3 czujniki prędkości wiatru zainstalowane na wysokościach 20, 30 i 40 m oraz w 2 czujniki kierunku wiatru umieszczone na wysokości 30 i 40 metrów. Mierzona jest również temperatura, ciśnienie oraz wilgotność. Dane zapisywane są w rejestratorze na kartach pamięci. Pojemność karty jest znaczna i wystarcza na rok badań. Zapis danych następuje co 10 sekund, natomiast odczyt danych i komunikacja z rejestratorem odbywa się za pomocą interfejsu RS. Specyfikacja techniczna czujników prędkości i kierunku znajduje się w tabeli 1.

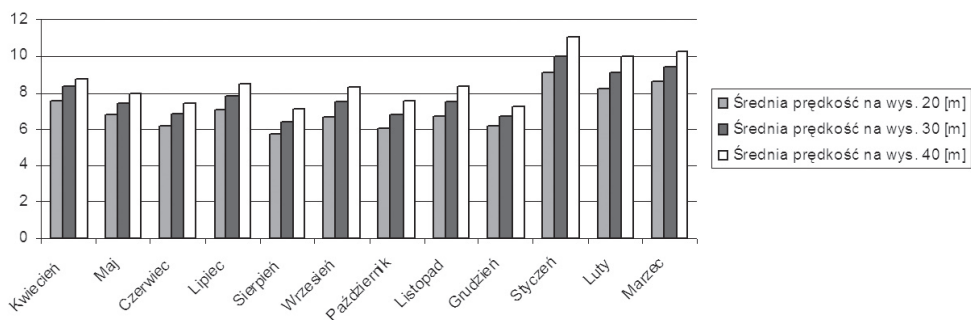
Tabela 1. Specyfikacja techniczna sprzętu pomiarowego [www.artman.pl]

Table 1. Technical specifications of measurement equipment

| Dane techniczne dotyczące czujników prędkości wiatru        | Dane techniczne dotyczące czujników kierunku |
|---|--|
| Zakres mierzonych prędkości wiatru 0,5÷40 m/s               | sposób pomiaru: potencjometr                 |
| Prędkość rozruchowa nadajnika prędkości wiatru max. 0,5 m/s | próg czułości: max. 0,5 m/s                  |
| Napięcia zasilania 12÷15 V dla czujnika optoelektronicznego | zakres odczytu kierunku wiatru: 0÷360°       |
| Pobór prądu: 5 mA dla optoelektronicznego                   | rozdzielczość wskazań kierunku wiatru: 1°    |

## 2. Dane i ich analiza

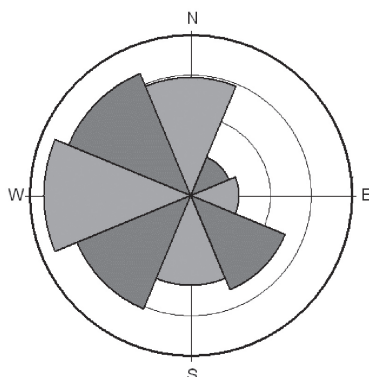
Pomiar dokonywany był przez okres 12 miesięcy od kwietnia 2007 do marca 2008 roku. Średnią prędkość wiatru w poszczególnych miesiącach przedstawia rysunek 2. Prędkość wiatru jest większa w sezonie zimowym, natomiast spada w okresie letnim. Jest to cecha charakterystyczna dla klimatu panującego na terenie Polski.



Rysunek 2. Średnia prędkość wiatru w ciągu 12 miesięcy pomiarów [opracowanie własne]

Figure 2. The average wind speed within 12 months of measurements

Kierunek wiatru kształtował się następująco (rys. 3).



Rysunek 3. Rozkład kierunku wiatru [opracowanie własne]

Figure 3. The distribution of wind direction

Dominuje kierunek zachodni, a także kierunek północno- i południowo-zachodni.

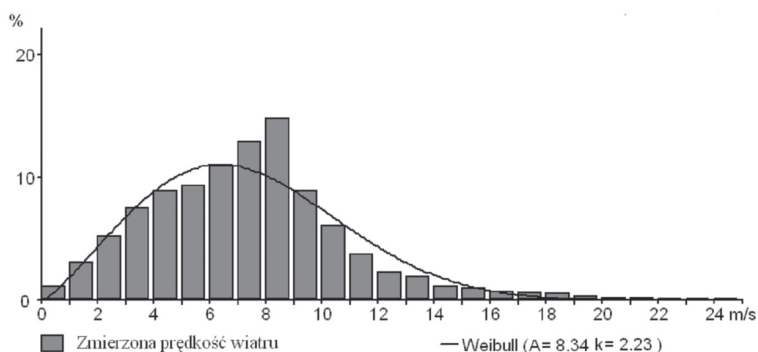
Zmierzone wartości prędkości wiatru histogramowano w przedziałach o szerokości 1m/s (rys. 3). Następnie wyznaczono funkcję gęstości prawdopodobieństwa według rozkładu Weibulla (równanie 1). Jest to dwuparametrowy rozkład używany w energetyce wiatrowej do opisu częstości prędkości wiatru. Funkcja opisana jest parametrem skali  $A$  oraz parametrem kształtu  $k$  [2]:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (1)$$

Dla badanej lokalizacji rozkład Weibulla przedstawia się następująco (rys. 4).

### 2.1. Analiza wielkości produkowanej energii

Aby scharakteryzować ilość wytworzonej energii, posłużono się turbiną DeWind o mocy 1250 kW. Specyfikacja techniczna znajduje się w tabeli 2.



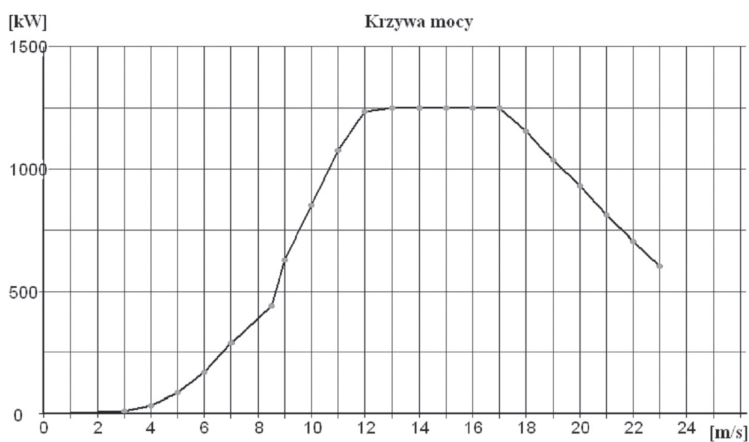
Rysunek 4. Histogram prędkości wiatru wraz z dopasowaniem rozkładem Weibulla. [opracowanie własne]

Figure 1. Histogram of wind speed fitted to Weibull distribution

Tabela 2. Dane techniczne turbiny [6]

Table 2. Technical specification of the turbine [6]

|  |           |
|--|-----------|
| Producent                              | DeWind    |
| Model                                  | DeWind 64 |
| Wysokość, m                            | 68        |
| Średnia wirnika, m                     | 64        |
| Powierzchnia omiatania, m <sup>2</sup> | 63217     |
| Moc, kW                                | 1250      |
| Prędkość startowa (Cut in), m/s        | 2,5       |
| Prędkość odcięcia (Cut out), m/s       | 23        |
| Prędkość wirnika, obr./min.            | 13,5÷24,5 |



Rysunek 5. Krzywa mocy turbiny DeWind 64 [6]

Figure 5. The turbine DeWind 64 power curve [6]

Dla określenia rzeczywistej produkcji energii elektrycznej konieczne jest uwzględnienie wszystkich strat energii występujących w elektrowni wiatrowej:

- strat związanych z regulacją mocy,
- straty podczas załączania i wyłączenia (nie wszystkie zasoby wiatru mogą być wykorzystane).

Po uwzględnieniu tych strat podawana jest przez producenta krzywa mocy turbiny, uwzględniająca wszelkie straty i podająca rzeczywistą moc turbiny dla danej prędkości wiatru. Krzywa mocy dla turbiny DeWind 64 przedstawia się następująco (rys. 5).

Tabelarycznie zależność mocy od prędkości wiatru przedstawiona jest w tabeli 3.

Tabela 3. Moc elektrowni DeWind 64 [6]

Table 3. The power of DeWind 64 power plant [6]

| Prędkość [m/s] | Moc [kW] | Prędkość [m/s] | Moc [kW] | Prędkość [m/s] | Moc [kW] |
|----------------|----------|----------------|----------|----------------|----------|
| 0              | 0,0      | 9              | 631,0    | 18             | 1154,0   |
| 1              | 0,0      | 10             | 850,0    | 19             | 1036,0   |
| 2              | 0,0      | 11             | 1078,0   | 20             | 930,0    |
| 3              | 13,0     | 12             | 1234,0   | 21             | 812,0    |
| 4              | 37,0     | 13             | 1250,0   | 22             | 705,0    |
| 5              | 85,0     | 14             | 1250,0   | 23             | 605,0    |
| 6              | 168,0    | 15             | 1250,0   | 24             | 0,0      |
| 7              | 288,0    | 16             | 1250,0   | 25             | 0,0      |
| 8              | 442,0    | 17             | 1250,0   | 25             | 0,0      |

Wysokość 40 m nie jest wysokością docelową, na której będzie znajdowała się piasta wirnika. Wiadomo również, iż prędkość rośnie wraz ze wzrostem wysokości, a także uzależniona jest od szorstkości terenu. Aby przewidzieć, jaka prędkość wiatru jest na wyższych wysokościach, konieczne jest przeliczenie prędkości z 40 m na docelową. Możliwe jest przy zastosowaniu wzoru (2) [2].

$$V_2 = V_1 \cdot \left( \frac{H_2}{H_1} \right)^\alpha \quad (3)$$

gdzie:

- $V_1$  i  $V_2$  – prędkość wiatru na wysokościach  $H_1$  i  $H_2$ ,
- $\alpha$  – współczynnik wykładniczy zależny od szorstkości terenu.

Prędkość wiatru na wysokości 68 m przeprowadzono na dwa sposoby:

- sposób uproszczony, współczynnik  $\alpha$  został wyznaczony na podstawie charakterystyki danego obszaru (tabela 4),
- współczynnik szorstkości został wyznaczony na podstawie wzoru (2), przy znajomości prędkości wiatru na wysokości 20, 30, 40 m (przedstawionej na rysunku 2).

## 2.2. Szacowanie współczynnika szorstkości na dostawie klas szorstkości

W tabeli 4 przedstawiono klasy szorstkości wraz z odpowiadającym współczynnikiem [2].

Tabela 4. Klasy terenu [2]

Table 4. Classes of land [2]

| Klasa szorstkości | Współczynnik szorstkości $\alpha$ | Rodzaj terenu  |
|-------------------|-----------------------------------|--|
| 1,5               | 0,055                             | Otwarte pola uprawne z pojedynczymi niskimi zabudowaniami i 8 metrowymi żywopłotami oddalonymi o 500 m |
| 2,0               | 0,1                               | Otwarte pola uprawne z pojedynczymi niskimi zabudowaniami i 8 metrowymi żywopłotami oddalonymi o 500 m |
| 2,5               | 0,2                               | Tereny uprawne z licznymi zabudowaniami lub 8 metrowe żywopłoty oddalone o ok. 250 m                   |
| 3,0               | 0,4                               | Wioski, małe miasteczka, tereny uprawne z licznymi żywopłotami, las lub teren połądowany               |
| 3,5               | 0,8                               | Duże miasta z wysokimi budynkami   |
| 4,0               | 1,6                               | Bardzo duże miasta z drapaczami chmur  |

Teren, na którym posadowiony jest maszt, to teren płaski, otwarty, z nielicznymi zabudowaniami wokół, oddalonymi od siebie o kilkaset metrów. Na podstawie tabeli 4 określono klasę szorstkości terenu równą 2,5, a odpowiadający jej współczynnik  $\alpha$  wynosi 0,20.

### 2.3. Obliczenie współczynnika szorstkości na podstawie posiadanych danych

W przypadku obliczania współczynnika szorstkości, korzystając z danych dla wysokości 20 i 30 m współczynnik  $\alpha$  wynosi ok. 0,25. W przypadku, kiedy do obliczeń wykorzystaliśmy dane z wysokości 20 i 40 m, współczynnik  $\alpha$  wynosi 0,27. Z powyższej analizy wynika iż szacowanie prędkości wiatru tylko na podstawie stworzonych klas szorstkości daje niższe wartości współczynnika  $\alpha$ . Może to oznaczać, że klasa szorstkości analizowanego terenu jest wyższa niż 2,5 (pomiędzy 2,5 a 3), co by oznaczało występowanie na tym terenie pewnych elementów z klasy 3.

Szacowana roczna produkcja energii kształtuje się na poziomie 4,1 GWh w przypadku analizy z danych pomiarowych. Natomiast w przypadku analizy z wykorzystaniem rozkładu Weibulla produkcja wynosi 4,2 GWh. Należy pamiętać, że podczas pracy elektrowni wiatrowej mogą występować przerwy związane z awariami, remontami, przeglądami i innymi trudnymi do przewidzenia okolicznościami. Szacuje się, że przerwy w eksploatacji sięgają ok. 10% czasu pracy elektrowni [7].

Uwzględniając powyższe czynniki, szacowana produkcja w przypadku analizy z danych pomiarowych wyniesie 3,6 GWh/rok, a w przypadku stosowania modelu Weibulla produkcja wyniesie 3,7 GWh/rok.

## 3. Analiza ekonomiczna

Mając oszacowaną produkcję turbiny możemy sprawdzić, czy inwestycja jest opłacalna. Założono, iż przychód uzyskany z 1 MWh wyniesie ok. 360 zł. Jest to przychód związany ze sprzedażą energii, a także świadectw pochodzenia tzw. „Zielonych certyfikatów” [4]. Natomiast roczne koszty ponoszone przez inwestora to koszty związane z eksploatacją, podatkami od nieruchomości, rozliczeniem z zakładem energetycznym (moc bierna). Nakłady inwestycyjne (wg danych inwestora) wyniosą ok. 1,4 mln €. Składają się one z dwóch zasadniczych grup kosztów. Pierwsza z nich związana jest z nakładami inwestycyjnymi przedprodukcyjnymi i obrazuje ona wszelkie koszty ponoszone we wstępnej fazie inwestycji. Wyróżnić tutaj należy przede wszystkim koszty opracowania projektu technicznego i studium wykonalności, nakłady na badania zasobów energetycznych (pomiarów sił i kierunków wiatru), wszelkiego rodzaju wymagane opłaty prawne i administracyjne oraz nakłady na badania geologiczne. Druga grupa natomiast odnosi się do nakładów inwestycyjnych produkcyjnych i łączy takie wielkości jak: wartość zakupionego

gruntu, nakłady poniesione na konstrukcję dróg dojazdowych oraz fundamentów, koszty związane z zakupem turbiny, wszelkie koszty towarzyszące w postaci transportu i montażu urządzenia, jak również koszt podłączenia energetycznego.

Do celów analizy ekonomicznej wykorzystano wskaźniki efektywności inwestycyjnej, takie jak SPBT, NPV, IRR.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że NPV dla tej inwestycji jest dodatnie i wynosi 6,5 mln zł, natomiast jeśli chodzi o IRR, to wynosi 17%. Nakłady inwestycyjne zwrócą się w 5 lat.

### Podsumowanie

Na podstawie opisanych pomiarów i analizy otrzymanych danych stwierdzono, że na wybranym terenie występują bardzo dobre warunki wiatrowe (średnia roczna prędkość wiatru jest równa 8,3 m/s). Natomiast na podstawie analizy ekonomicznej można wyciągnąć wniosek, że budowa elektrowni wiatrowej dla przedstawionej lokalizacji jest uzasadniona ekonomicznie.

### Literatura

- [1] Soliński B.: *Energetyka wiatrowa – wyzwanie przyszłości*, Globe-Energia – Odnawialne Źródła Energii, Wyd. Geosystem, nr 2/2007, Kraków 2007.
- [2] Gumuła St., Knap T., Strzelczyk P., Szczerba Z.: *Energetyka wiatrowa*, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne AGH, Kraków 2006.
- [3] [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), 2008.
- [4] [www.ptce.pl](http://www.ptce.pl), 2008.
- [5] *Ten Year Review of the International Wind Power Industry 1995-2004 – Forecast for 2015 & Long Term Scenario to 2025*, BTM Consult ApS – October 2005.
- [6] [www.windfair.net](http://www.windfair.net), 2008.

MACIEJ DURACZYŃSKI

## The Study, and Wind Energy Resource Estimation in the Area of Sandomierz City

### Keywords

wind energy – wind speed – investment

### Abstract

Investments related to the use of wind power are complicated and require large investment outlay. Therefore, it is very important to carry out reliably each phase of the project. One of the most important is wind energy resource estimation. The paper presents the results of research conducted in the vicinity of Sandomierz. Position research, the manner in which the measurement and analysis of the results obtained has been discussed.

