



Środowiskowe sterowanie technologią elektrowni wiatrowej

*Andrzej Tomporowski, Józef Flizikowski,
Robert Kasner, Weronika Kruszelnicka*
Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy, Bydgoszcz

1. Wprowadzenie

Obecnie, częstą przeszkodą w eksploatacji elektrowni wiatrowych w przemyśle są stany ekstremalne mocy, a przede wszystkim energii ich działania, i związana z tym nieprzewidywalność zyskowności (rentowności). Wartości ekstremalne ze względu na swój istotny – w większości przypadków negatywny – wpływ na wiele dziedzin życia i nauki są, od długiego czasu, tematem zainteresowań nie tylko naukowców i badaczy z wielu dziedzin. Negatywny wpływ ekstremalnych wartości określonych charakterystyk obserwuje się m.in. w takich dziedzinach, jak energetyka, ekonomia, a dokładnie rynki finansowe, szeroko rozumiana meteorologia ze szczególnym uwzględnieniem środowiskowych procesów energii, np. elektrowni wiatrowych (Adaramola i in. 2014, Iglesias i in. 2010, Kusiak i in. 2013).

Rentowność sprzedaży netto (ang. net profit margin) mocy i energii, również emisji CO₂ w przypadku elektrowni wiatrowych – informuje, ile zysku (straty) po opodatkowaniu (netto) wypracowują w eksploatacji przychody z działalności. Innymi słowy, jaką część lub jaki procent wszystkich przychodów stanowi zysk po opodatkowaniu. Im wyższy wskaźnik sprzedaży netto tym lepiej, gdyż przedsiębiorstwo generuje większe przychody z działalności energetycznej i ekologicznej, a dzięki temu przynosi większy zysk energetyczny, finansowy i środowiskowy (Baseer i in. 2017, Diaf&Notton 2013, Ouarda i in. 2016).

Wysokie zyski ekonomiczne i niskie szkodliwości ekologiczne są stanami pożądanymi, ale asekuracja i szeroko rozumiane interdyscyplinarne bezpieczeństwo energetyczne powoduje, że główne zainteresowania poznawcze skupiają się na problemie: w jaki sposób zabezpieczyć się przed negatywnym oddziaływaniem ekstremalnie wysokich lub niskich wartości energetycznych charakterystyk użytkowych, czy też aerodynamicznych i meteorologicznych, które są bezpośrednią przyczyną powstawania negatywnych zjawisk (Deluga 2013, Gawłowski i in. 2010, Maatallah i in. 2013, Schweizer i in. 2016, Zohbi i in. 2015).

Mimo dynamicznego rozwoju wielu dziedzin nauki wciąż nie możliwym jest skuteczne przeciwdziałanie występowania ekstremalnych stanów meteorologicznych i ich negatywnym następstwom w przemysłowych stanach użytkowo-eksploatacyjnych. Jedyne, co można zrobić, to odpowiednio przewidywać efekt ich oddziaływania przez dobrze przygotowany system prognoz (Gawłowski i in. 2010, Khahro i in. 2014).

System prognoz warunków technicznych i stanów postulowanych oparty na teorii rozkładów ekstremalnych i związany jest z koniecznością badania określonych ciągów zmiennych losowych, które stanowią monitorowane, eksploatacyjne charakterystyki prędkości wiatru, natężenia przepływu odpowiadające za występowanie zjawisk niepożądanych. W większości przypadków rozpatrywane ciągi zmiennych losowych są w określonym stopniu od siebie zależne. Dlatego ważne są graniczne rozkłady wartości ekstremalnych w przypadku zależnych zmiennych losowych (Goh i in. 2016).

2. Cel badań

Celem badań jest weryfikacja modeli matematycznych, oszacowanie średniej i wariancji energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej zyskowności elektrowni wiatrowej dla uaktualnionego, eksploatacyjnego rozkładu wietrzności na podstawie średniej i wariancji rocznej zyskowności elektrowni wiatrowej dla „starszego” oraz bieżącego rozkładu wietrzności.

Założono zakresy prędkości i wydatku wiatru: podkrytyczny, efektywny i nadkrytyczny. Problem badawczy, dla osiągnięcia celu badań, sformułowano w postaci pytania: jakie modele matematyczne można utworzyć, zastosować i wykorzystać dla osiągnięcia niezawodności

działania i energetycznej, ekonomicznej oraz ekologicznej zyskowności elektrowni wiatrowej w dowolnym okresie jej eksploatacji?

3. Model matematyczny

W pracy (Miziuła& Rychlik 2014, Miziuła& Rychlik 2015) rozważany jest następujący model: niech dla danego przedziału $\Theta \subseteq \mathbb{R}$ rodzina $\{F_\theta\}_{\theta \in \Theta}$ będzie rodziną dystrybuant o tej własności, że

$$\theta_1 < \theta_2 \implies F_{\theta_1}(x) \leq F_{\theta_2}(x) \quad (1)$$

dla wszystkich $x \in \mathbb{R}$. Niech S i T będą danymi dwiema dystrybuantami mieszającymi. Do ograniczeń dla zależności w ciągach stacjonarnych należy silne mieszanie (*strongmixing*) (wprowadzone po raz pierwszy przez Rosenblatta w 1956 r.). Ciąg $\{X_n\}$ spełnia założenie silnego mieszania, jeżeli istnieje funkcja mieszająca, funkcja $g(k)$ (*mixingfunction*) dążąca do zera, jeżeli $k \rightarrow \infty$ i taka, że:

$$|P(A \cap B) - P(A)P(B)| < g(k) \quad (2)$$

gdzie:

$$A \in \Gamma(X_1, \dots, X_p)$$

$$B \in \Gamma(X_{p+k+1}, \dots, X_{p+k+2}, \dots)$$

dla pewnego p i k , gdzie $\Gamma(\bullet)$ oznacza – ciało generowane przez wskazane zmienne losowe. Tak więc jeżeli ciąg zmiennych jest mieszający, to pewne zdarzenie A „na podstawie przeszłości do czasu p ” jest blisko niezależne od zdarzenia B „na podstawie przyszłości od czasu $p + k + 1$ naprzód”, kiedy k jest duże. Na uwagę w tym miejscu zasługuje fakt, że warunek mieszający jest jednostajny, tzn. że funkcja $g(k)$ nie jest zależna od A i B . Inne sposoby definiowania zależności wraz z ich zastosowaniami są omówione m.in. w pracach (Nor i in. 2014, Okeniyi i in. 2015).

Zdefiniowano dystrybuanty G i H jako mieszanki tej samej rodziny dystrybuant $\{F_\theta\}_{\theta \in \Theta}$ względem dwóch różnych dystrybuant mieszających – odpowiednio S i T :

$$G(x) = \int_{\Theta} F_\theta(x)S(d\theta), \quad H(x) = \int_{\Theta} F_\theta(x)T(d\theta) \quad (3)$$

Ponadto przyjmujemy, że zmienne losowe X i Y mają dystrybuanty odpowiednio G i H :

$$X \sim G, \quad Y \sim H.$$

Przy powyższych założeniach Miziuła udowodnił, że wartość oczekiwana $E(Y)$ i wariancja $\text{Var}(Y)$ zmiennej losowej Y mogą być oszacowane na podstawie analogicznych parametrów zmiennej losowej X i prostej funkcji dystrybuant mieszających G i H . Mianowicie:

$$\frac{r-L}{2} \wedge 0 \leq \frac{E(Y)-E(X)}{E(|X-E(X)|)} \leq \frac{R-l}{2} \vee 0, \quad l \wedge r \leq \frac{\text{Var}(Y)}{\text{Var}(X)} \leq L \vee R, \quad (4)$$

gdzie:

$$l = \inf_{\theta \in \Theta} \left\{ \frac{T(\theta)}{S(\theta)} \right\}, \quad L = \sup_{\theta \in \Theta} \left\{ \frac{T(\theta)}{S(\theta)} \right\}, \quad (5)$$

$$r = \inf_{\theta \in \Theta} \left\{ \frac{1-T(\theta)}{1-S(\theta)} \right\}, \quad R = \sup_{\theta \in \Theta} \left\{ \frac{1-T(\theta)}{1-S(\theta)} \right\}, \quad (6)$$

natomiast \wedge i \vee oznaczają odpowiednio minimum i maksimum. Oszacowania te są optymalne w tym sensie, że dla danych dystrybuant mieszających S i T istnieje rodzina dystrybuant $\{F_\theta\}_{\theta \in \Theta}$, dla której wybrana nierówność staje się równością.

Oszacowania we wzorach (4) są tym dokładniejsze, im wartości l , L , r i R są bliższe 1. Jako, że zbiór parametrów Θ oraz dystrybuanty mieszające S i T są dowolnie wybierane przez użytkownika modelu. Warto tu zwrócić szczególną uwagę na możliwie doskonały dobór tych wielkości, co pozwoli na otrzymanie z zależności (4) jak najlepszych oszacowań.

4. Zastosowania teoretycznego modelu

4.1. Pod- i nadkrytyczne stany wietrzności

Przedstawiony model znalazł zastosowanie w teorii systemów niezawodnościowych do szacowania wartości oczekiwanej, wariancji i ogólnych miar rozproszenia czasu życia systemu w jednostkach analogicznych parametrów czasu życia pojedynczego elementu systemu przy założeniu, że elementy systemu są przestawialne (p. Goh i in. 2016, Lun & Lam 2000).

Innym kontekstem, w którym powyższe rozumowanie okazało się użyteczne i który omówiony zostanie tu nieco szerzej, jest analiza strat wywołanych przez ponad krytyczne prędkości (przepływy) wiatru przez elektrownie wiatrowe. W tym przypadku:

- $\Theta = [b, B]$, b oznacza podkrytyczną, najmniejszą prędkość wiatru powodującą ruch wirnika, natomiast B oznacza nadkrytyczną prędkość wiatru, dla której z przyczyn bezpieczeństwa należy wyłączyć turbinę,
- θ – oznacza roczne maksimum przepływu wiatru w okolicy kompleksu elektrowni (mierzone w $\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$),
- F_θ – oznacza dystrybuantę strat w kompleksie elektrowni wiatrowej spowodowanych krytycznym przepływem wiatru o wartości θ .

Przez b oznaczono najmniejszy przepływ powodujący efektywnie użyteczną pracę turbiny, natomiast B oznacza przepływ, którego przekroczenie może spowodować uszkodzenie elementów konstrukcyjnych wirnika. Dystrybuanty strat wydatku F_θ dla danych przepływów θ nie są znane, natomiast warunek (1) jest naturalnie spełniony: większy przepływ krytyczny powoduje większe straty. Dalej:

- S – oznaczna dystrybuantę rocznego maksimum przepływu wiatru wyznaczoną na podstawie starszych danych empirycznych,
- T – oznaczna dystrybuantę rocznego maksimum przepływu wiatru wyznaczoną na podstawie uaktualnionych danych empirycznych.

Dla potrzeb prowadzonych rozważań przyjęto założenie, że realizacja procesu przetwórczego następuje w oparciu o energię dostarczoną z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) oraz, że analizowany proces energetyczno-przetwórczy w elektrowni wiatrowej jest częścią składową tego systemu. Tym samym staje się pośrednio źródłem zyskowności dla produkcji przemysłowej. Dystrybuanta S została wyestymowana na podstawie dostępnych danych empirycznych a nie w procesie bieżącego monitorowania. Dystrybuantę T natomiast wyznacza się na podstawie na bieżąco aktualizowanych danych empirycznych. Przy takiej interpretacji zdefiniowano następujące dystrybuanty strat:

- G – oznacza dystrybuantę rocznych strat w kompleksie elektrowni przy użytej „starszej” dystrybuancie przepływu wiatru S ,
- H – oznacza dystrybuantę rocznych strat w kompleksie elektrowni przy użytej uaktualnionej dystrybuancie przepływu wiatru T ,
- X – oznacza losowe roczne straty w kompleksie elektrowni (mierzone w zł) przy użytej „starszej” dystrybuancie przepływu wiatru S ,

- Y – oznacza losowe roczne straty w kompleksie elektrowni (mierzone w zł) przy użytej uaktualnionej dystrybucji przepływu wiatru T .

Prowadzone analizy ukierunkowane były na zaktualizowanie parametrów $E(Y)$ i $\text{Var}(Y)$, czyli średniej i wariancji rocznych strat energetycznych farm wiatrowych przy użyciu zaktualizowanych danych. Co prawda wielkości te mogą zostać wyestymowane bezpośrednio, wymaga to jednak przeprowadzenia symulacji bardzo czasochłonnej, a przez to bardzo drogich. Można ich uniknąć. Wystarczy użyć posiadanych już parametrów $E(X)$, $E(|X - E(X)|)$ i $\text{Var}(X)$ dla strat wyznaczonych na podstawie „starszych” danych, obliczyć l , L , r i R (co dla danych S i T nie stanowi problemu) i zastosować je we wzorach (4).

4.2. Zyskowność elektrowni wiatrowej

Celem badań jest oszacowanie średniej i wariancji dziennej energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej zyskowności elektrowni wiatrowej dla uaktualnionego rozkładu dziennej wietrzności na podstawie średniej i wariancji rocznej zyskowności elektrowni wiatrowej na podstawie rozkładu dziennej wietrzności. W prowadzonych rozważaniach wielkości zdefiniowane w ogólnym modelu mają następujące interpretacje:

- $\theta = [b, B]$,
- θ – oznacza prędkość wiatru (mierzoną w $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$),
- F_θ – oznacza dystrybuantę dziennych zysków energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych uzyskanych z działania elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru θ .

Przez b oznaczono najmniejszą prędkość wiatru powodującą ruch wirnika, natomiast B oznacza prędkość wiatru, dla której z przyczyn bezpieczeństwa należy wyłączyć turbinę. Dla danej prędkości wiatru θ zyski są losowe z nieznaną dystrybuantą F_θ . Warunek (1) jest spełniony w naturalny sposób: im mocniej wieje (większe prędkości wiatru) w przedziale efektywnych prędkości i przepływów, tym większy finalny zysk energetyczny, ekonomiczny i ekologiczny. Niech ponadto:

- S – oznacza dystrybuantę dziennej wietrzności wyznaczoną na podstawie starszych danych empirycznych,

- T – oznaczna dystrybuantę dziennej wietrzności wyznaczoną na podstawie uaktualnionych danych empirycznych.

Wtedy:

- G – oznacza dystrybuantę dziennych zysków energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych przy użytej „starszej” dystrybuancie wietrzności S ,
- H – oznacza dystrybuantę dziennych zysków przy użytej uaktualnionej dystrybuancie wietrzności T ,
- X – oznacza losowy dzienny zysk (mierzony w MWh, zł, $t_{eq}CO_2$) przy użytej „starszej” dystrybuancie wietrzności S ,
- Y – oznacza losowy dzienny zysk (mierzony w MWh, zł, $t_{eq}CO_2$) przy użytej uaktualnionej dystrybuancie wietrzności T .

W tym miejscu analiza skierowana jest na zaktualizowanie parametrów $E(Y)$ i $Var(Y)$, czyli średniej i wariancji dziennych zysków przy użyciu zaktualizowanych danych. W tym celu użyto znanych już parametrów $E(X)$, $E(|X - E(X)|)$ i $Var(X)$ dla zysków wyznaczonych na podstawie „starszych” danych, by wyznaczyć: l , L , r i R i podstawić je do wzorów (4).

5. Studium przypadku

Zmienne warunki wietrzności utrudniają teoretyczne oszacowanie produktywności elektrowni wiatrowej. Szacunki dokonane na podstawie teoretycznych zależności i obliczeń obarczone są błędem – właśnie ze względu na zmienność i nieprzewidywalność warunków wietrznych.

W opracowaniu, analizę produktywności, w zależności od wietrzności w warunkach rzeczywistych, przeprowadzono dla elektrowni Vestas V90 o mocy 2 MW zlokalizowanej w gminie Błaszki. Wirnik elektrowni znajduje się na wysokości 105 m nad poziomem gruntu, a jego średnica to 90 m. Analizę stanu rzeczywistego przeprowadzono dla trzech kolejnych lat użytkowania elektrowni – 2013-2015.

W tabeli 1 przedstawiono średnie miesięczne wartości prędkości wiatru w analizowanym przedziale czasu i dla lokalizacji posadowienia przyjętego obiektu badań (gmina Błaszki). Z analizy danych zauważa się zmiany prędkości wiatru w poszczególnych miesiącach, w ciągu roku.

Tabela 1. Średnie miesięczne prędkości wiatru na wysokości 105 m w latach 2013-2015 w gminie Błaszki [badania własne]

Table 1. Average monthly wind speed at a height of 105m in 2013-2015 in Błaszki [Own research]

Miesięczne średnie prędkości wiatru w poszczególnych latach, m·s⁻¹			
Miesiąc	2013	2014	2015
Styczeń	6,493	7,711	8,583
Luty	5,290	7,142	6,250
Marzec	6,757	6,044	7,062
Kwiecień	5,750	5,585	6,472
Maj	5,200	6,250	5,271
Czerwiec	4,429	4,830	4,914
Lipiec	4,784	5,120	5,566
Sierpień	4,839	5,100	5,872
Wrzesień	5,599	5,257	5,840
Październik	6,435	5,567	5,664
Listopad	6,512	5,811	6,995
Grudzień	8,479	7,361	7,950
Rocznie	6,24	6,22	6,70

Miesiącem o najwyższej prędkości wiatru jest styczeń i grudzień, najniższe średnie prędkości zanotowano w czerwcu. Dla wyznaczenia prędkości wiatru na dowolnej wysokości możliwe jest przeliczenie (Carvalho i in. 2014):

$$v_2 = v_1 \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^\alpha \quad (7)$$

gdzie:

v_1, v_2 - prędkość wiatru na wysokości H_1, H_2

α – współczynnik wykładniczy zależny od szorstkości terenu

lub:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{\ln\left(\frac{H_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_1}{z_0}\right)} \right) \quad (8)$$

Zależność współczynnika α i z_0 jest następująca:

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)} \quad (9)$$

gdzie:

H – wysokość, na której porównywane są współczynniki.

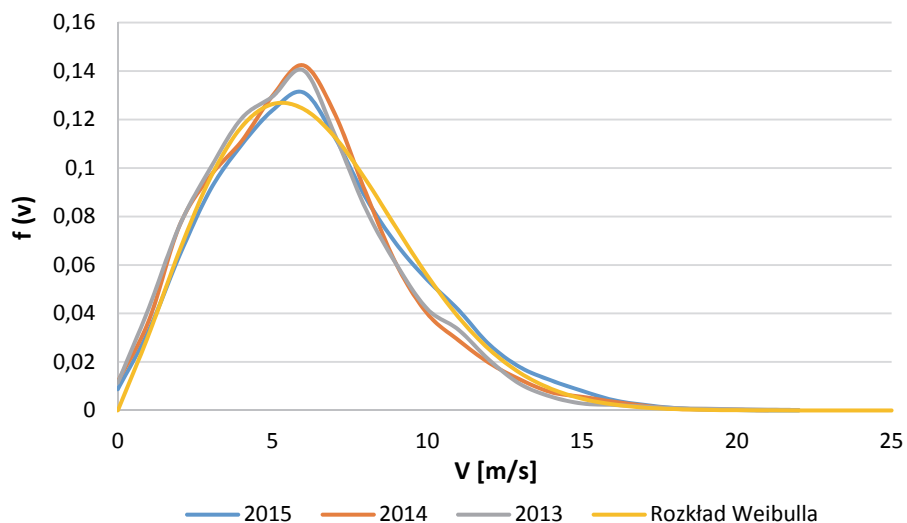
Zmiennym parametrem jest nie tylko prędkość wiatru w danej chwili, zmienne są także czasy występowania danych prędkości wiatru. Aby określić częstość występowania i czasy trwania poszczególnych prędkości wiatru posłużono się teorią Weibulla, wg. której rozkład częstości występowania prędkości wiatru, w postaci analitycznej można opisać funkcją (Usta 2016):

$$F(C, k, v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{(k-1)} \exp\left\{-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right\} \quad (10)$$

oznaczonej dwoma parametrami:

- parametrem kształtu – C,
- parametrem skali – k, gdzie: v – prędkość wiatru, $m \cdot s^{-1}$.

Na rysunku 1 przedstawiono rozkłady prędkości wiatru w latach 2013-2015, w miejscu posadowienia analizowanej elektrowni wiatrowej, wyznaczone na podstawie pomiarów oraz rozkład Weibulla dla tej lokalizacji wyznaczone metodami numerycznymi. Przy wyznaczaniu rozkładu Weibulla przyjęto współczynniki: $k = 2,15$ oraz $C = 7,10$.



Rys. 1. Rozkłady prędkości wiatru dla lat: 2013-2015 i funkcja Weibulla częstości występowania prędkości wiatru w gminie Błaszki [badania własne]

Fig. 1. Distributions of wind speeds for years: 2013-2015 and function of Weibull frequency of wind speed in Błaszki [own research]

Tabela 2. Miesięczne czasy występowania danej prędkości wiatru w gminie Błaszki w 2013 roku [badania własne]

Table 2. Monthly prevalence of times the wind speed in Błaszki in 2013 [own research]

Czasy występowania danej prędkości wiatru w roku 2013, h												
V m·s ⁻¹	Miesiąc											
	Sty	Lut	Mar	Kwie	Maj	Czer	Lip	Sie	Wrze	Paź	List	Gru
0	15,6	2,0	3,7	10,8	12,6	25,9	5,2	3,7	5,8	4,5	8,6	1,5
1	37,9	24,2	14,9	29,5	44,6	79,2	29,8	28,3	36,0	17,9	24,5	3,0
2	37,2	66,5	26,8	60,5	52,1	105,8	84,1	87,8	56,2	37,2	44,6	10,4
3	46,1	110,9	46,9	67,7	74,4	82,8	105,6	128,0	73,4	69,9	49,0	22,3
4	89,3	105,5	58,0	74,9	101,2	90,7	126,5	132,4	98,6	61,0	57,6	59,5
5	103,4	92,1	106,4	82,1	104,9	90,0	122,8	95,2	100,8	83,3	80,6	72,9
6	98,2	72,6	117,6	105,1	135,4	90,0	117,6	87,8	102,2	119,0	98,6	84,8
7	74,4	54,4	85,6	100,1	102,7	57,6	74,4	78,9	82,8	100,4	100,8	87,8

Tabela 2. cd.
Table 2. cont.

Czasy występowania danej prędkości wiatru w roku 2013, h												
V m·s ⁻¹	Miesiąc											
	Sty	Lut	Mar	Kwie	Maj	Czer	Lip	Sie	Wrze	Paź	List	Gru
8	47,6	48,4	69,9	77,8	57,3	40,3	37,9	46,9	61,9	87,0	78,5	77,4
9	40,9	39,6	75,9	44,6	29,8	27,4	20,8	21,6	39,6	59,5	57,6	70,7
10	37,2	23,5	60,3	30,2	16,4	14,4	11,9	16,4	20,9	35,7	42,5	57,3
11	41,7	17,5	41,7	24,5	8,9	10,8	3,7	13,4	14,4	30,5	33,1	52,1
12	29,0	6,7	28,3	10,1	2,2	3,6	0,7	0,7	13,7	20,8	21,6	44,6
13	14,9	3,4	7,4	1,4	0,4	1,4	3,0	3,0	7,2	10,4	13,0	29,8
14	8,9	2,0	0,7	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	4,3	4,5	7,2	20,8
15	7,4	1,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1,4	1,5	1,8	11,2
16	7,4	1,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	10,0
17	3,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	8,9
18	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1
19	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8
20	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,1
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
T_p , h	653,2	579,3	698,6	619,2	634,6	509,0	625,0	624,2	622,1	684,5	642,2	730,6

Dodatkowo w tabeli 2 zestawiono czasy występowania danej prędkości wiatru w poszczególnych miesiącach 2013 roku.

Przyjęto, że podstawową wielkością użytkową, charakteryzującą pracę elektrowni wiatrowej jest ilość wytworzonej energii elektrycznej w czasie – E_a (za czas rozliczeniowy przyjęto okres jednego roku ze względu na pewne charakterystyczne i podobne, powtarzalne przebiegi rocznych rozkładów prędkości wiatru). Tę ilość wyznaczano z obliczeń, wykorzystując parametry funkcji Weibulla: C , k .

$$E_a = \int_0^{T_a} P(t)dt = \int_{v_0}^{v_{\max}} P(v) \cdot F(C, k, v)dv, \text{ kW} \cdot \text{h} \cdot \text{a}^{-1} \quad (11)$$

gdzie:

T_a – okres czasu jednego roku, $T_a = 8\,760$ h,

v_0 – startowa prędkość wiatru, przy której uruchamia się elektrownia wiatrowa (na ogół: $v_0 = 4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$),

v_{\max} – prędkość wiatru, przy której następuje zatrzymanie elektrowni wiatrowej i wyłączenie jej z ruchu (na ogół: $v_{\max} = 25 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$),

$P(t)$ – moc elektrowni wiatrowej w chwili „ t ”, kW

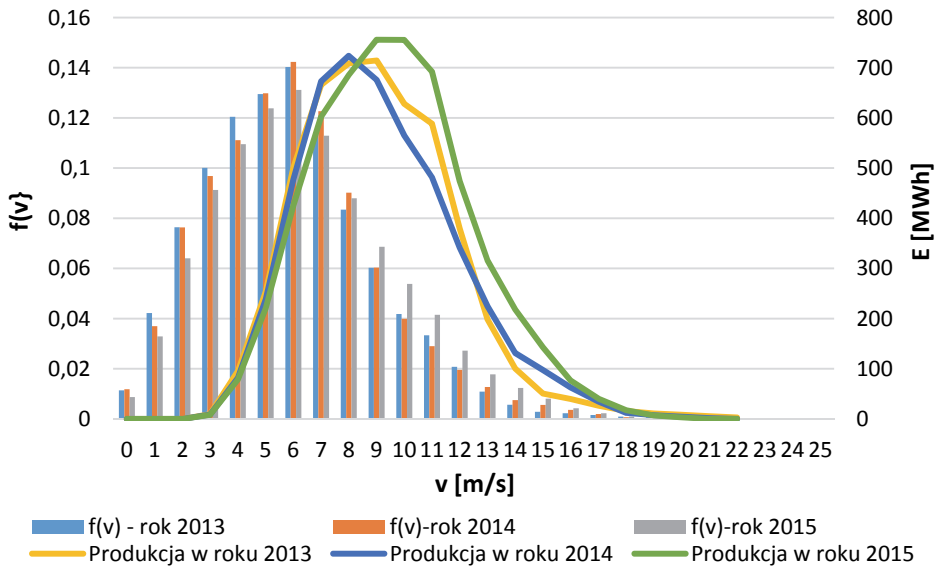
$P(v)$ – moc elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru (v), kW

Rzeczywiste wartości miesięcznej energii wyprodukowane przez analizowaną elektrownię wiatrową Vestas V90, o mocy 2 MW przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Miesięczna produkcja energii elektrycznej (w MWh) przez pojedynczą elektrownię wiatrową w trzech kolejnych latach [opracowanie własne]

Table 3. Monthly production of electricity (in MWh) by a single wind power plant in the next three years [own research]

Miesięczna produkcja energii elektrycznej w poszczególnych latach, MWh			
Miesiąc	2013	2014	2015
Styczeń	535	593	778
Luty	316	572	427
Marzec	588	444	575
Kwiecień	416	367	535
Maj	321	460	330
Czerwiec	241	269	246
Lipiec	245	292	347
Sierpień	270	287	375
Wrzesień	378	318	397
Październik	526	370	416
Listopad	523	428	602
Grudzień	710	639	798
Razem	5069	5039	5826

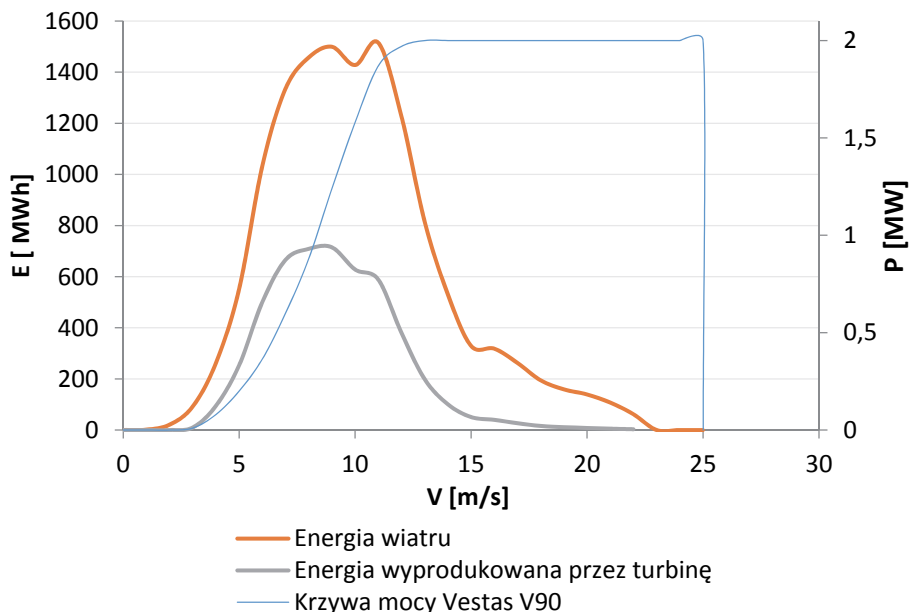


Rys. 2. Produktywność elektrowni wiatrowej Vestas V90, 2 MW w zależności od prędkości wiatru oraz rozkład częstości występowania danej prędkości wiatru w gminie Błaszki w latach 2013-2015 [badania własne]

Fig. 2. The productivity of a wind turbine Vestas V90 2 MW depending on the wind speed and the frequency distribution of the wind speed in Błaszki 2013-2015 [own research]

Porównując zestawienie produktywności w poszczególnych miesiącach z prędkościami wiatru w poszczególnych miesiącach łatwo zauważyć, że miesiące o najniższej (czerwiec) i najwyższej produktywności (styczeń, grudzień) pokrywają się z miesiącami o najniższej i najwyższej prędkości wiatru. Produktywność (zyskowność) zależy więc od prędkości wiatru a także częstości jego występowania. Dla badanej elektrowni wyznaczono produktywność w zależności od prędkości wiatru w latach 2013-2015 oraz naniesiono rozkłady częstości występowania danej prędkości wiatru (rys. 2).

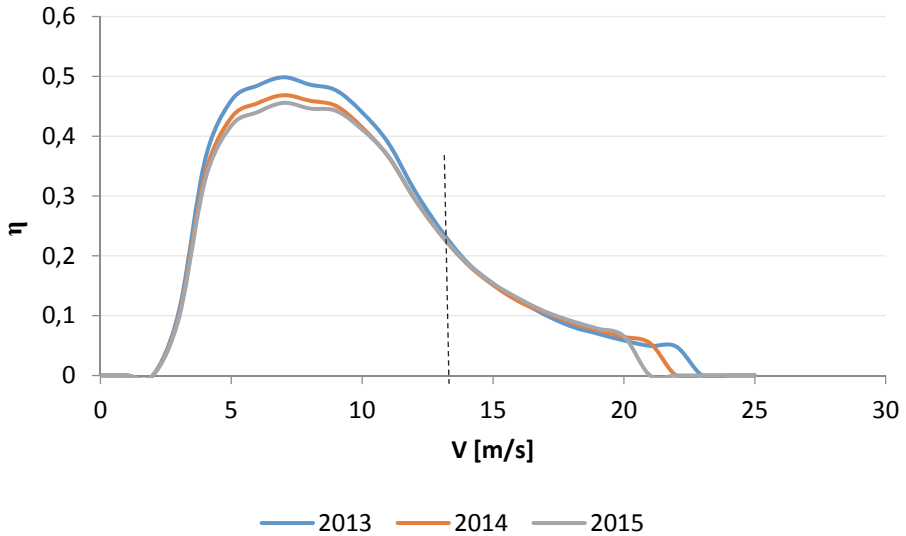
Elektrownia wiatrowa zgodnie z prawem Betze'a nie jest w stanie przetworzyć więcej niż 60% dostępnej energii wiatru. Na rysunku 3 przedstawiono ilość energii możliwej do pozyskania z wiatru w miejscu lokalizacji analizowanego obiektu badań oraz ilość energii jaką wyprodukowała elektrownia wiatrowa w 2013 roku.



Rys. 3. Dostępna energia wiatru, energia wyprodukowana przez turbinę I krzywa mocy w zależności od prędkości wiatru dla elektrowni Vestas V90 zlokalizowanej w gminie Błaszki w roku 2013 [badania własne]

Fig. 3. Available wind energy, the energy produced by the turbine and power curve depending on wind speeds for power Vestas V90 located in Błaszki in 2013 [own research]

Na podstawie danych o dostępnej energii wiatru i produktywności w poszczególnych latach wyznaczono rzeczywiste, uzyskiwane sprawności elektrowni wiatrowej w zależności od prędkości wiatru w badanym okresie trzech lat (rys. 4). Maksymalne sprawności uzyskiwane są przy prędkości wiatru równej około 7 m/s.



Rys. 4. Zależność sprawności turbiny Vestas V90 od prędkości wiatru w gminie Błaszki w trzech kolejnych latach [badania własne]

Fig. 4. The dependence of the efficiency of the turbine Vestas V90 wind speed in Błaszki in three consecutive years [own research]

Roczna produkcja energii elektrycznej może stanowić kryterium dopasowania danej elektrowni do zadanej lokalizacji produkcji przemysłowej z jej warunkami meteorologicznymi.

$$A = \frac{\int_0^{T_a} P(t) dt}{P_i} = \frac{\int_0^{T_a} P(v) \cdot F(C, k, v) dv}{P_i} = T(C, k, v), \quad h \cdot a^{-1} \quad (12)$$

Równoważnym i jednocześnie uzupełniającym kryterium dopasowania jest czas użytkowania mocy zainstalowanej – T_i . Tu: pojęcie „moc zainstalowana - P_i ” – dla elektrowni wiatrowych może być traktowane jako równoznaczne z pojęciem „moc znamionowa – P_n ”.

W zależnościach (9) i (10) wielkości E_a oraz T_i są zależne od parametrów funkcji Weibulla. Można więc na płaszczyźnie (C, x, k) wyznaczyć linie stałych wartości E_a lub/i T_i . Rodzina takich wykresów stanowi **charakterystykę wytwórczą** elektrowni wiatrowej. Dla badanej elektrowni w zadanej lokalizacji parametry C, k do wyznaczenia charakterystyki wytwórczej elektrowni wiatrowej przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Parametry C i k charakterystyki wytwórczej elektrowni wiatrowej Vestas V90 w gminie Błaszki [badania własne]

Table 4. Parameters C and k of the productivity characteristics of the wind turbine Vestas V90 in Błaszki [own research]

Parametr	Lata		
	2013	2014	2015
C	7,10	7,06	7,61
k	2,15	2,13	2,50

Tabela 5. Wskaźniki rocznych korzyści ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych badanej elektrowni wiatrowej Vestas V90, 2 MW w latach 2013-2015 [badania własne]

Table 5. Indicators of annual economic, energy and environmental benefits of wind turbine Vestas V90 2 MW in years 2013-2015 [own research]

Wskaźnik zyskowności		2013	2014	2015
Korzyści ekonomiczne, $k_e=f^*(v,n_e,p_e)$, tys. PLN	Przychody	1761	1878	1589
	Nakłady	493	442	441
	Korzyści	1268	1436	1148
Korzyści energetyczne, $k_{en}=f(v,n_{en},p_{en})$, MWh	Produktywność	4995	4841	5518
	Nakłady	21	18	14
	Korzyści	4974	4823	5504
Korzyści ekologiczne, $k_{ekol}=f(v,n_{ekol},p_{ekol})$, $t_{eq}CO_2$	Pożytki	4056	3930	4481
	Nakłady	24	24	24
	Korzyści	4032	3906	4457

f^* – funkcja prędkości wiatru, nakładów i produktywności, odpowiednio: ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych

W tabeli 5. zestawiono wskaźniki korzyści ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych, definiowane jako różnica produktywności i nakładów na jej uzyskanie w warunkach rocznych wietrzności miejsca osadzenia elektrowni wiatrowej w latach (2013-2015).

Wskaźniki w tabeli 5 pełnią rolę relatywizującą techniki wytwarzania energii i w tym kontekście okazały się bardzo użyteczne. Sama rentowność sprzedaży netto mocy, energii elektrycznej, również świadectw zaoszczędzonych emisji CO_2 równa jest zyskowi netto, dzielone-

mu przez: przychody netto z ich sprzedaży powiększone o pozostałe przychody operacyjne, przychody finansowe i zyski nadzwyczajne.

6. Podsumowanie

Zweryfikowano modele matematyczne produktywności, oszacowano możliwości średniej i wariancji „zyskowności” energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej elektrowni wiatrowej dla uaktualnionego rozkładu wietrzności, na podstawie średniej i wariancji rocznej zyskowności elektrowni wiatrowej oraz dla bieżąco monitorowanej wietrzności w gminie Błaszki, w latach: 2013, 2014 i 2015. Pozytywnie sprawdzono i oceniono założenie o zakresach prędkości i wydatku wiatru: podkrytycznym, efektywnym i nadkrytycznym.–Zestawiono roczne wskaźniki korzyści ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych, definiowane jako różnice produktywności i nakładów eksploatacyjnych na jej uzyskanie w warunkach rocznych wietrzności (2013-2015). Najwyższe wartości, w badanych latach uzyskano: w roku 2013 dla korzyści ekonomiczne, $k_e=f^*(v,n_e,p_e)$ 1436 tys. PLN; w roku 2014 dla korzyści energetyczne, $k_{en}=f(v,n_{en},p_{en})$ 5504 MWh; również w roku 2014 dla korzyści ekologiczne, $k_{ekol}=f(v,n_{ekol},p_{ekol})$ 4457 $t_{eq}CO_2$.

Planowanie aplikacji/wdrożenia innowacji, a w dalszej kolejności użytkowania w procesie eksploatacji elektrowni wiatrowej, to etapy wymagające znacznych nakładów energetycznych, ekonomicznych i ekologicznych. Zatem już na etapie projektowania winny być weryfikowane wszelkie wątpliwości i ograniczenia przeciwdziałające innowacyjnym rozwiązaniom. W tym właśnie momencie należy stworzyć strategię innowacyjnego wdrożenia oraz podjąć decyzje formalne i finansowe. Jak pokazano na rysunkach 1 i 2, funkcje rozkładu częstości prędkości wiatru są nie tylko zróżnicowane w poszczególnych latach, ale wykazują w kolejnych latach bardzo wyraźną tendencję zmniejszania się częstości występowania użytecznych prędkości wiatru na rzecz wzrostu częstości występowania małych prędkości wiatru.

Potwierdzono założenie, że realizacja zasilania technologii wytwórczej mocą i energią następuje z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE), również sprzedaż mocy i energii wytworzonej w elektrowni wiatrowej następuje do tego systemu, co staje się źródłem uzasadnionej zyskowności dla produkcji przemysłowej. Potwierdzają to dane

empiryczne z bieżącego monitorowania prędkości wiatru, mocy i energii elektrycznej elektrowni wiatrowej ujęte w modele matematyczne wspomagające projektowanie oraz ekologiczne rozwiązania innowacyjne w przemyśle.

Literatura

- Adaramola, M., Agelin-Chaab, M., Paul, S. S. (2014). Assessment of Wind Power Generation Along the Coast of Ghana. *Energy Conversion and Management*, 77, 61-69.
- Baseer, M. A., Meyer, J. P., Rehman, S., Alam, Md. M. (2017). Wind power characteristics of seven data collection sites in Jubail, Saudi Arabia using Weibull parameters. *Renewable Energy*, 102, 35-49.
- Carvalho, D., Rocha, A., Gómez-Gesteira, M., Silva Santos, C. (2014). WRF wind simulation and wind energy production estimates forced by different reanalyses: Comparison with observed data for Portugal. *Applied Energy*, 117, 116-126.
- Deluga, W. (2013). Grupa energetyczna energia na krajowym rynku energii. *Rocznik Ochrona Środowiska*, 15, 944-965.
- Diaf, S., Notton, G. (2013). Technical and economic analysis of large-scale wind energy conversion systems in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 37-51.
- Gawłowski, S., Listowska-Gawłowska, R., Piecuch, T. (2010). Uwarunkowania i prognoza bezpieczeństwa energetycznego Polski na lata 2010-2110. *Rocznik Ochrona Środowiska*, 12, 127-176.
- Goh, H. H., Lee, S. W., Chua, Q. S., Goh, K. C., Teo, K. T. K. (2016). Wind energy assessment considering wind speed correlation in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 1389-1400.
- Iglesias, G., Castellanos, P., Seijas, A. (2010). Measurement of productive efficiency with frontier methods: A case study for wind farms, *Energy Economics*, 32(5), 1199-1208.
- Khahro, S. F., Tabbassum, K., Soomro, A. M., Dong, L., Liao, X. (2014) Evaluation of wind power production prospective and Weibull parameter estimation methods for Babaurband, Sindh Pakistan, *Energy Conversion and Management*, 78, 956-967.
- Kusiak, A., Zhang, Z., Verma, A. (2013). Prediction, operations, and condition monitoring in wind energy. *Energy*, 60, 1-12.
- Lun, I. Y. F., Lam, J. C. A. (2000). Study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy* 2000, 20(2), 145-153.

- Maatallah, T., Alimi, S. E., Dahmouni, A. W., Nasrallah, S. B. (2013). Wind power assessment and evaluation of electricity generation in the Gulf of Tunis, Tunisia. *Sustainable Cities and Society*, 6, 1-10.
- Miziula, P., Rychlik, T. (2014). Sharp bounds for lifetime variances of reliability systems with exchangeable components. *IEEE Trans. Reliab.*, 63(4), 850-857.
- Miziula, P., Rychlik, T. (2015). Extreme dispersions of semicoherent and mixed system lifetimes. *J. Appl. Probab.*, 52(1), 117-128.
- Nor, K. M., Shaaban, M., Rahman, H. A. (2014). Feasibility assessment of wind energy resources in Malaysia based on NWP models. *Renewable Energy*, 62, 147-154.
- Okeniyi, J. O., Moses, I. F., Okeniyi, E. T. (2015). Wind characteristics and energy potential assessment in Akure, South West Nigeria: econometrics and policy implications. *International Journal of Ambient Energy*, 36(6), 282-300.
- Ouarda, T. B. M. J., Charron, C., Chebana, F. (2016). Review of criteria for the selection of probability distributions for wind speed data and introduction of the moment and L-moment ratio diagram methods, with a case study. *Energy Conversion and Management*, 124, 247-265.
- Schweizer, J., Antonini, A., Govoni, L., Gottardi, G., Archetti, R., Supino, E., Berretta, C., Casadei, C., Ozzi, C. (2016). Investigating the potential and feasibility of an offshore wind farm in the Northern Adriatic Sea. *Applied Energy*, 177, 449-463.
- Usta, I. (2016). An innovative estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications. *Energy*, 106, 301-314.
- Zohbi, G. A., Hendrick, P., Bouillard, P. (2015). Wind characteristics and wind energy potential analysis in five sites in Lebanon. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(44), 15311-15319.

Environmental Control of Wind Power Technology

Abstract

Currently, a common obstacle to the operation of wind turbines are states of extreme power, and above all the power of their actions, and the associated unpredictability of profitability. Net profit margin of power and energy, also the CO₂ emissions in the case of wind turbines – indicates how much profit (loss) after tax (net) generate income from operations. High economic profits and low ecological mischievousness of activities of wind power plant are desirable states, but energy security requires to Effectively counteract the negative effects of extremely high or low value of the energy characteristics utilities, or the aerodynamic and meteorological conditions, which are a direct cause of negative phenomena.

In the paper for the aim of research adopted to verify mathematical models to estimate the mean and variance of energy, economic and environmental profitability of wind power for the updated distribution of wind on the basis of the mean and variance of the annual profitability of a wind turbine for "elderly" and the current distribution of wind.

The article presents issues related to the operational management and exploitation of complex technical objects on the example of large wind turbine. In the paper developed the mathematical model of wind turbine productivity depending on variable wind speed and localization. Considered operational profits and losses of energy in sub- and supercritical wind conditions. Research of productivity for the real object was carried out on the basis of the research results of the wind turbine Vestas V90 / 105m 2 MW located in the municipality of Błaszki. It is assumed that the basic utility characteristic, characterizing the work of wind power is the amount of electricity generated in time. For determination this characteristic the parameters C and K of Weibull function was used.

Positively tested and rated the assumption of speed ranges and wind flow: subcritical, supercritical and effective. Variable wind conditions make it difficult to estimate the theoretical productivity of a wind power plant. Estimates made on the basis of theoretical dependence and calculations are burdened with mistake – precisely because of the volatility and unpredictability of wind conditions.

The study did not assess the short-term (eg. Monthly), specific profitability, due to the volatility of prices and the value of certificates of energy origin in different periods of research. Compiled while the annual economic, energy and environmental indicators of benefits defined as differences in productivity and operational costs to obtain it in terms of annual wind (2013-2015). The highest values were obtained in the studied years: in 2013 for economic benefits, $k_e = f^*(v, n_e, p_e)$ 1436 thousand PLN; in 2014 for the of energy benefit $k_{en} = f(v, n_{en}, p_{en})$ 5504 MWh; also in 2014 for the environmental benefits $k_{ekol} = f(v, n_{ekol}, p_{ekol})$ 4457 teqCO₂.

Streszczenie

Częstą przeszkodą w eksploatacji elektrowni wiatrowych są stany ekstremalne mocy, a przede wszystkim energii ich działania, i związana z tym nieprzewidywalność zyskowności (rentowności). Rentowność sprzedaży netto (ang. net profit margin) mocy i energii, również emisji CO₂ w przypadku elektrowni wiatrowych – informuje, ile zysku (straty) po opodatkowaniu (netto) wypracowują przychody z działalności. Wysokie zyski ekonomiczne i niskie szkodliwości ekologiczne działania elektrowni wiatrowej są stanami pożądanymi, jednak bezpieczeństwo energetyczne wymaga by skutecznie przeciwdziałać negatywnym

oddziaływaniom ekstremalnie wysokich lub niskich wartości energetycznych charakterystyk użytkowych, czy też aerodynamicznych i meteorologicznych, które są bezpośrednią przyczyną powstawania negatywnych zjawisk.

W pracy za cel badań przyjęto weryfikację modeli matematycznych, oszacowanie średniej i wariancji energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej zyskowności elektrowni wiatrowej dla uaktualnionego rozkładu wietrzności na podstawie średniej i wariancji rocznej zyskowności elektrowni wiatrowej dla „starszego” oraz bieżącego rozkładu wietrzności.

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z eksploatacyjnym użytkowaniem złożonych obiektów technicznych na przykładzie turbin wiatrowych dużej mocy. W pracy opracowano model matematyczny produktywności turbiny wiatrowej w zależności od zmiennych prędkości wiatru i lokalizacji. Rozpatrywano eksploatacyjne zyski i straty energii w pod- i nadkrytycznych warunkach wietrzności. Badania produktywności dla rzeczywistego obiektu przeprowadzono na podstawie wyników badań turbiny wiatrowej Vestas V90 / 105m o mocy 2 MW zlokalizowanej w gminie Błaszki. Przyjęto, że podstawową wielkością użytkową, charakteryzującą pracę elektrowni wiatrowej jest ilość wytworzonej energii elektrycznej w czasie. Do jej wyznaczenia wykorzystano parametry C i k funkcji Weibulla.

Pozytywnie sprawdzono i oceniono założenie o zakresach prędkości i wydatku wiatru: podkrytycznym, efektywnym i nadkrytycznym. Zmienne warunki wietrzności utrudniają teoretyczne oszacowanie produktywności elektrowni wiatrowej. Szacunki dokonane na podstawie teoretycznych zależności i obliczeń obarczone są błędem – właśnie ze względu na zmienność i nieprzewidywalność warunków wietrznych.

W pracy nie dokonano oceny krótkoterminowej (np. miesięcznej), konkretnej zyskowności, ze względu na zmienność cen i wartości świadectw pochodzenia energii w poszczególnych okresach badań. Zestawiono natomiast roczne wskaźniki korzyści ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych, definiowane jako różnice produktywności i nakładów eksploatacyjnych na jej uzyskanie w warunkach rocznych wietrzności (2013-2015). Najwyższe wartości, w badanych latach uzyskano: w roku 2013 dla korzyści ekonomicznych, $k_e=f^*(v, n_e, p_e)$ 1436 tys. PLN; w roku 2014 dla korzyści energetycznych, $k_{en}=f(v, n_{en}, p_{en})$ 5504 MWh; również w roku 2014 dla korzyści ekologicznych, $k_{ekol}=f(v, n_{ekol}, p_{ekol})$ 4457 $t_{eq}CO_2$.

Słowa kluczowe:

technologia wytworzenia mocy, technologia przetwarzania energii, prognozowanie środowiska

Keywords:

power generation technology, energy conversion technology, forecasting environment