

Małgorzata PIASKOWSKA*

Potencjał techniczny i opłacalność wykorzystania energii wiatru w Polsce

STRESZCZENIE. W pierwszej części referatu przedstawiono zasoby energii wiatru w Polsce, obecne ich wykorzystanie oraz prognozy na przyszłość. Zauważono, że na 1/3 powierzchni naszego kraju występują odpowiednie warunki do rozwoju energetyki wiatrowej. Łącznie posadowionych jest 227 koncesjonowanych elektrowni o średniej zainstalowanej mocy blisko 2 MW, co daje w sumie około 451 MW. Przewiduje się, że realnym poziomem rozwoju energetyki wiatrowej do 2020 r. jest instalacja około 14000 MW i osiągnięcie produkcji energii elektrycznej z siłowni wiatrowych na poziomie 30 TWh rocznie.

W dalszej części przeprowadzono analizę ekonomiczną inwestycji w oparciu o wskaźniki NCF, DPBT, NPV oraz IRR. W tym celu założono, że elektrownia wiatrowa pracuje przy 4 średnich prędkościach wiatru 4, 5, 6, 7 m/s oraz ma moc 5, 30, 500 i 2500 kW. Przyjęto również wzrost cen energii w skali roku, stopę dyskontową, koszt i czas eksploatacji. Biorąc pod uwagę wszystkie rozważane wskaźniki należy stwierdzić, że opłacalne są elektrownie o dużych mocach, zlokalizowane w strefie, gdzie średnia prędkość wiatru jest większa niż 5 m/s.

SŁOWA KLUCZOWE: energetyka wiatrowa, analiza ekonomiczna

* Dr inż. — Wydział Matematyczno-Fizyczno-Techniczny, Uniwersytet Pedagogiczny w Krakowie;
e-mail: mpiasko@up.krakow.pl

Wprowadzenie

Na ostatnim szczycie przywódców państw członkowskich przyjęto tzw. pakiet energetyczny 3×20. Zakłada on, że do 2020 r. każdy z krajów Unii Europejskiej musi zmniejszyć emisję CO₂ o 20%, zwiększyć efektywność energetyczną o 20% oraz osiągnąć 20% udział energii ze źródeł odnawialnych. Ostatni z celów zapisany jest również w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia b.r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Biorąc pod uwagę fakt, że obecnie ponad 4% energii elektrycznej w naszym kraju pochodzi ze źródeł odnawialnych, czekają nas w najbliższym dziesięcioleciu bardzo duże zmiany na rynku energii. Przewiduje się, że jedną ze znaczących pozycji w dalszym ciągu będzie zajmować energetyka wiatrowa. Charakteryzuje ją duży, niewykorzystany potencjał i najmniejsza emisja dwutlenku węgla spośród wszystkich odnawialnych źródeł (tab. 1).

TABELA 1. Względna emisja CO₂ na 1 kWh wytworzonej energii elektrycznej z uwzględnieniem całego cyklu życia elektrowni [8]

TABLE 1. Relative emission of CO₂ on 1 kWh of electric energy produced referring to whole working time of a power plant [8]

Technologia	Względna emisja CO ₂ [g/kWh e]
Ogniwa fotowoltaiczne (PV)	19,0–59,0
Skoncentrowana energia słoneczna (CSP)	8,5–11,3
Energia wiatru	2,8–7,4
Energia geotermalna	16,1–61,0
Energia wody – spadek wody	48,0–71,0
Energia wody – fale	41,7–62,7
Energia wody – pływy	34,0–55,0

1. Zasoby energii wiatru w Polsce, ich wykorzystanie i perspektywy rozwoju

Średnia roczna prędkość wiatru w Polsce waha się od 2,8 do 3,5 m/s. Podczas, gdy za wartość minimalną do wykorzystania w celach energetycznych ze względów ekonomicznych uważa się prędkość powyżej 4 m/s. Występuje ona na wysokości od 25 m w górę na

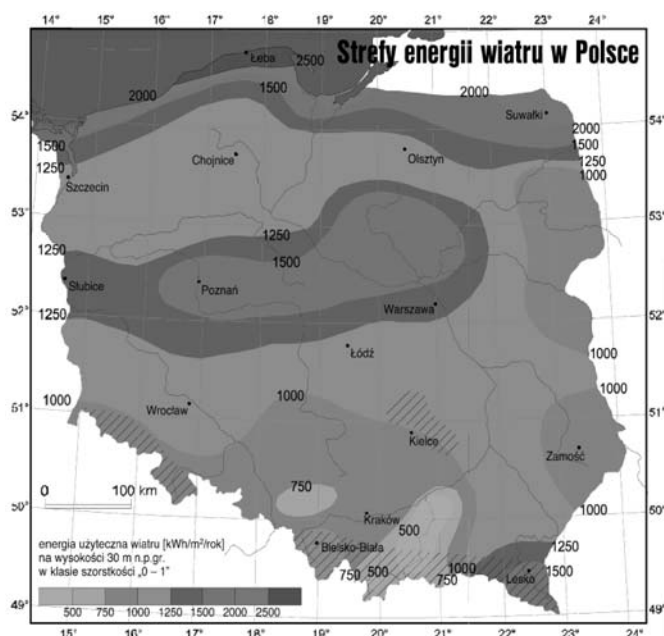
2/3 powierzchni naszego kraju. Prędkość powyżej 5 m/s dotyczy niewielkiego obszaru na wysokości 50 m i wyżej.

Szacuje się, że na 1/3 powierzchni Polski występują odpowiednie warunki do rozwoju energetyki wiatrowej [11]. Wyróżniającymi się rejonami, o wzmożonych prędkościach wiatru, są (rys. 1):

- ✧ środkowe, najbardziej wysunięte na północ części wybrzeża od Koszalina po Hel oraz wyspa Wolin wraz z terenami przyległymi do Zalewu Szczecińskiego,
- ✧ Suwalszczyzna,
- ✧ Środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- ✧ Beskid Śląski i Żywiecki,
- ✧ Bieszczady, Pogórze Dynowskie, rejon Przełęczy Dukielskiej,
- ✧ Dolina Sanu od granicy państwa po Sandomierz.

Na wymienionych obszarach, średnie roczne prędkości wiatru dla wysokości 30 m n.p.gr. przekraczają 4 m/s, a w rejonie wybrzeża nawet 6 m/s. Pozwalają one uzyskać energię co najmniej 1250 kWh/rok z 1 m² powierzchni omiotanej przez skrzydła siłowni [10, 11].

Zdaniem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW), energetyka wiatrowa w Polsce rozwija się zdecydowanie poniżej oczekiwań i możliwości. Łącznie posadowionych jest 227 koncesjonowanych elektrowni o średniej zainstalowanej mocy blisko 2MW, co daje w sumie około 451 MW. Pomimo tego, że dynamika rozwoju rynku jest cały czas bardzo wysoka (przyłączenie ok. 171 MW w ubiegłym roku), to zdecydowanie daleko nam jeszcze do liderów europejskich.



Rys. 1. Strefy energetyczne wiatru w Polsce [10]

Fig. 1. Wind energy zones in Poland [10]

Według raportu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej „Ocena możliwości rozwoju i potencjału energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 r.”, biorąc pod uwagę dzisiejsze uwarunkowania techniczne i technologiczne, całkowicie możliwym, bezpiecznym i realnym poziomem rozwoju energetyki wiatrowej do 2020 r. jest instalacja około 14000 MW i osiągnięcie produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych na poziomie 30 TWh rocznie.

Za wykorzystaniem energii wiatru przemawiają względy ekologiczne, rozwój i aktywizacja niektórych regionów, powstawanie nowoczesnych technologii i innowacji a także generowanie nowych miejsc pracy. Dodatkową korzyścią są przychody dla państw i samorządów lokalnych pochodzące z podatków [9].

2. Ważniejsze wskaźniki stosowane do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji

Wśród najbardziej rozpowszechnionych wskaźników ekonomicznych, zalecanych do analizy efektywności inwestycji przemysłowych przez Organizację Narodów Zjednoczonych ds. Rozwoju Przemysłowego (United Nations Industrial Development Organization – UNIDO), można wyróżnić:

- ✧ CF (Cash Flow) – przepływ pieniądza,
- ✧ NCF (Net Cash Flow) – przepływ pieniądza netto,
- ✧ PV (Present Value) – wartość obecna (danej kwoty),
- ✧ FV (Future Value) – wartość przyszła (danej kwoty),
- ✧ PBT (Pay Back Time) – czas zwrotu nakładów:
 - ✧ SPBT (Simply Pay Back Time) – prosty czas zwrotu nakładów,
 - ✧ DPBT (Discount by Pay Back Time) – zdyskontowany czas zwrotu nakładów,
- ✧ NPV (Net Present Value) – wartość bieżąca (kapitału) netto,
- ✧ IRR (Internal Rate of Return) – wewnętrzna stopa zwrotu [2, 3, 4, 5, 6, 7].

3. Analiza ekonomiczna na podstawie wskaźników NCF oraz DPBT

W celu przeprowadzenia analizy ekonomicznej przyjęto 4 wartości średniej prędkości wiatru, przy których pracowała elektrownia. Wynosiły one 4, 5, 6 i 7 m/s. W uwzględnionym zakresie mieszczą się użyteczne energetycznie średnioroczne prędkości wiatru.

Rozkład Weibulla pozwoli określić przez ile godzin w ciągu roku będzie wiał wiatr z daną prędkością. Mając z kolei charakterystyki elektrowni uwzględniające zależność jej

mocy od prędkości wiatru (w tym prędkości startową, osiągnięcia mocy nominalnej oraz prędkość, po przekroczeniu której następuje wyłączenie elektrowni), możemy wyliczyć ile energii elektrycznej wyprodukuje [1]. Do obliczeń przyjęto ponadto:

- ❖ wzrost cen energii w skali roku: 5%,
- ❖ stopę dyskontową: 8%,
- ❖ podatek dochodowy: 30%,
- ❖ koszty eksploatacyjne (procent nakładów inwestycyjnych): 2%,
- ❖ czas eksploatacji obiektu (w oparciu o materiały katalogowe): 25 lat.

Pozostałe dane zawarto w tabelach 2 i 3. Otrzymane wyniki przedstawiono na rysunkach 2–5. Pokazują one wpływ prędkości wiatru na kształtowanie się wartości wskaźnika NCF w kolejnych latach eksploatacji oraz wskaźnika DPBT dla rozpatrywanych elektrowni.

W celu przeprowadzenia analizy wpływu cen energii elektrycznej na efektywność inwestycji, podczas całego okresu eksploatacji, uwzględniono dwa warianty:

- ❖ stałą aktualną cenę energii,
- ❖ stały wzrost ceny energii o 5% w skali roku.

Uzyskane wyniki dla wybranej elektrowni wiatrowej o mocy 2500 kW i średniej prędkości wiatru 6 m/s, przedstawione zostały na rysunku 6.

TABELA 2. Dane charakterystyczne elektrowni przyjęte do obliczeń

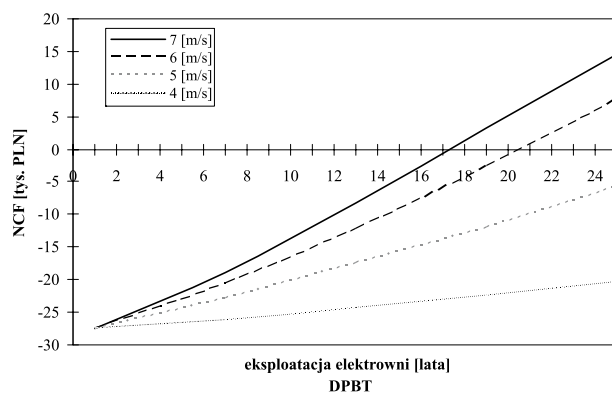
TABLE 2. Characteristic data of power plant taken into account

Lp.	Moc nominalna [kW]	Nakłady inwestycyjne		
		turbina [tys. PLN]	cała inwestycja [tys. PLN]	jednostka mocy zainstalowanej [PLN/kW]
1	5	20	27,5	5500
2	30	120	156	5200
3	500	1400	1840	3680
4	2500	4560	6180	2470

TABELA 3. Prognoza rocznej produkcji energii przez rozpatrywane elektrownie

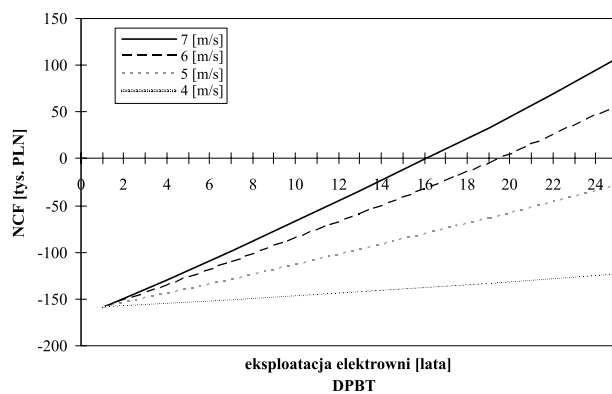
TABLE 3. Forecast of yearly energy output in researched power plants

Lp.	Moc nominalna [kW]	Produkowana energia elektryczna [MWh/a]			
		4 [m/s]	5 [m/s]	6 [m/s]	7 [m/s]
1	5	3	5,4	7,3	8,6
2	30	18	33	45	53
3	500	307	548	745	876
4	2500	1533	2738	3723	4380



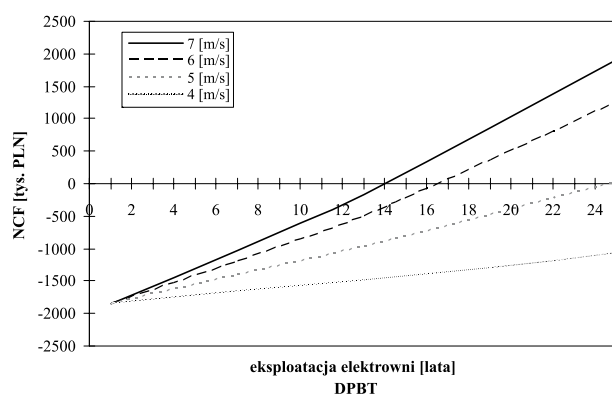
Rys. 2. Wpływ prędkości wiatru na wartości wskaźnika NCF i DPBT dla elektrowni o mocy 5 kW

Fig. 2. Influence of wind speed on value of indices NCF and DPBT for 5 kW power plant



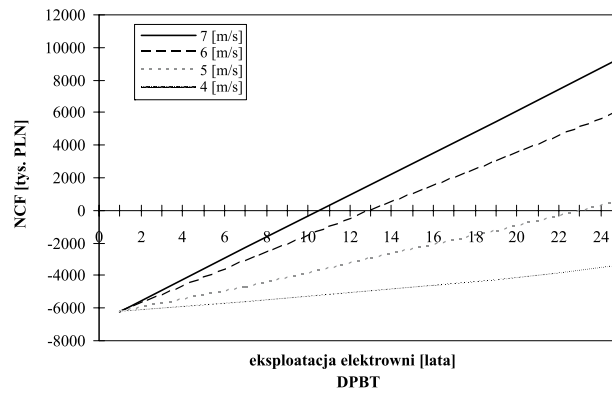
Rys. 3. Wpływ prędkości wiatru na wartości wskaźnika NCF i DPBT dla elektrowni o mocy 30 kW

Fig. 3. Influence of wind speed on value of indices NCF and DPBT for 30 kW power plant



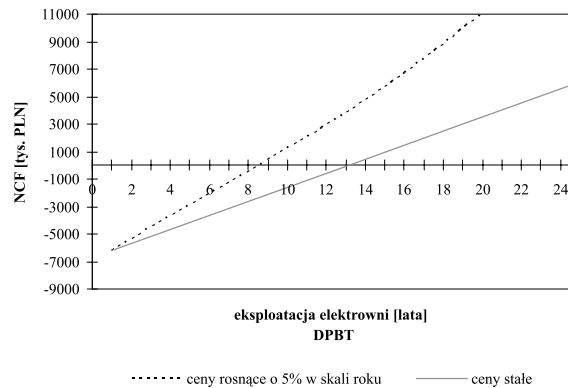
Rys. 4. Wpływ prędkości wiatru na wartości wskaźnika NCF i DPBT dla elektrowni o mocy 500 kW

Fig. 4. Influence of wind speed on value of indices NCF and DPBT for 500 kW power plant



Rys. 5. Wpływ prędkości wiatru na wartości wskaźnika NCF i DPBT dla elektrowni o mocy 2500 kW

Fig. 5. Influence of wind speed on value of indices NCF and DPBT for 2500 kW power plant



Rys. 6. Wpływ zmian cen energii na kształtowanie się wskaźnika NCF i DPBT dla elektrowni o mocy 2500 kW oraz średniej prędkości wiatru 6 m/s

Fig. 6. Influence of energy price change on value of indices NCF and DPBT for 2500 kW power plant with average wind speed of 6 m/s

4. Analiza ekonomiczna oparta na wskaźniku NPV

Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla wszystkich rozpatrywanych elektrowni i średnich prędkości wiatru zamieszczono w tabeli 4. Warunkiem pozytywnej oceny projektu inwestycyjnego jest uzyskanie wskaźnika NPV większego lub równego zero, co stanowi granicę opłacalności. Oczywiście im większa jest jego wartość, tym inwestycja bardziej korzystna ekonomicznie.

TABELA 4. Wartości wskaźników NPV

TABLE 4. NPV index values

Lp.	Moc nominalna [kW]	Wartości NPV [tys. PLN]			
		4 [m/s]	5 [m/s]	6 [m/s]	7 [m/s]
1	5	-34	-25	-4	5
2	30	-112	-70	-6	35
3	500	-1100	-380	690	1360
4	2500	-4020	-570	1590	3780

5. Analiza ekonomiczna oparta na wskaźniku IRR

Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla wszystkich rozpatrywanych elektrowni i średnich prędkości wiatru zamieszczono w tabeli 5. Warunkiem pozytywnej oceny projektu inwestycyjnego jest uzyskanie wskaźnika IRR większego lub równego przyjętej do obliczeń wartości stopy dyskontowej, czyli 8%.

TABELA 5. Wartości wskaźników IRR

TABLE 5. IRR index values

Lp.	Moc nominalna [kW]	Wartości IRR [%]			
		4 [m/s]	5 [m/s]	6 [m/s]	7 [m/s]
1	5	0,75	1,5	2,1	4,7
2	30	1,0	2,0	7,4	11,4
3	500	2,5	4,6	13,3	22,1
4	2500	3,0	7,4	16,6	26,1

Wnioski

Na podstawie przeprowadzonej analizy można stwierdzić, że im wyższa średnia prędkość wiatru, tym mniejszy wskaźnik DPBT, a większy NCF. Przy 4 m/s zdyskontowany czas zwrotu nakładów jest zawsze dłuższy od czasu żywotności obiektu. Porównując

natomiast charakterystyki, otrzymane dla poszczególnych elektrowni przy tych samych prędkościach średnich wiatru, można zauważyć, że im wyższa jest ich moc (niższy koszt zainstalowania jednostki mocy), tym mniejszy wskaźnik DPBT.

Opierając się na wskaźniku NPV należy stwierdzić, że nieopłacalne są wszystkie rozważane inwestycje, zlokalizowane w strefie, gdzie średnia prędkość wiatru wynosi 4 lub 5 m/s. Przy 6 m/s i dużych mocach elektrowni ich budowa zaczyna być korzystna ekonomicznie.

Analizując wskaźnik IRR można zauważyć, że nieopłacalne są wszystkie rozważane elektrownie o mocy 5 kW oraz te o większych mocach pracujące przy średnich prędkościach wiatru wynoszących 4 lub 5 m/s.

Literatura

- [1] GUMUŁA S., KNAP T., 2002 – Wpływ parametrów wiatru oraz parametrów elektrowni wiatrowej na produkcję energii elektrycznej. Konferencja: „Energetyka wiatrowa planowanie i realizacja”. Gdańsk.
- [2] SOLIŃSKA M., SOLIŃSKI I., 1999 – Aspekty ekologiczne i ekonomiczne wykorzystania energii odnawialnej w Polsce. IX Międzynarodowa Konferencja z cyklu „Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi”. Rytro.
- [3] SOLIŃSKI I., 1994 – Prognozy kosztów i konkurencyjność odnawialnych i nieodnawialnych nośników energii w polskich warunkach. Seminarium IBMER. Warszawa.
- [4] SOLIŃSKI I., 1997 – Koszty wytwarzania energii elektrycznej i energii cieplnej z odnawialnych źródeł energii. XI Konferencja z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych w gospodarce krajowej”. Sympozja i Konferencje nr 28. Wyd. CPPGSMiE PAN. Kraków.
- [5] SOLIŃSKI I., 1997 – Aspekty ekonomiczne wykorzystania energii wiatru w południowo-wschodnim rejonie Polski. IV Konferencja „Mała Energetyka – '97”. Zakopane.
- [6] SOLIŃSKI I., 1999 – Energetyczne i ekonomiczne aspekty wykorzystania energii wiatrowej. Wyd. IGSMiE PAN. Kraków.
- [7] SOLIŃSKI I., i in. 1994 – Prognozy kosztów oraz konkurencyjność odnawialnych i nieodnawialnych nośników energii w Polsce. Studia i Rozprawy nr 34. Wyd. CPPGSMiE PAN. Kraków.
- [8] www.ekoinstytut.pl, 20.07.2009
- [9] www.energetyka.wnp.pl, 20.07.2009
- [10] www.geoland.pl, 20.07.2009
- [11] www.ozee.kape.gov.pl, 20.07.2009

Małgorzata PIASKOWSKA

Technical potential and rentability of use of energy from the wind in Poland

Abstract

The first part of the paper informs about resource of wind energy in Poland, actual use and future expectations. Concluding there is a good wind energy potential on one third of surface area in Poland. 227 wind power plants have concession, each of them has in average 2MW, that gives us the 451 MW in whole. It is predicted that actually wind power industry development by 2020 reaches construction of 14000 MW in whole and achievement of 30 TWh yearly.

Next part of the paper includes analysis of economic investment according to NCF, DPBT, NPV and IRR indices, on the assumption that wind power plant works with average wind speed of 4, 5, 6, 7 m/s and achieves 5, 30, 500 and 2500 kW. Factors like rise of energy prices, discount rate, cost and usage time were taken into consideration. The conclusion based on a.m. indices shows that profitable are high-power wind power plants which are located in areas where average wind speed exceeds 5 m/s.

KEY WORDS: wind energy industry, economic analysis