
POLITECHNIKA OPOLSKA
Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki

Rozprawa doktorska

Mgr inż. Wojciech Radziewicz

**Modelowanie elektrowni wiatrowej w systemie
elektroenergetycznym w otoczeniu rynkowym**

Promotor:
Prof. dr hab. inż. Gerhard Bartodziej

Opole 2009

*Dziękuję Panu Prof. Gerhardowi Bartodziejowi
za wiele cennych uwag i pomysłów
oraz za wspólne rozmowy.
Praca ta nie powstałaby
bez wiedzy i doświadczenia Pana Profesora.*

*Dziękuję także dr Michałowi Tomaszewskiemu
za wsparcie i przyjacielską pomoc.*

*Pracę dedykuję
mojej ukochanej żonie i synowi.*

Spis treści:

Wykaz oznaczeń i skrótów	5
1. Wprowadzenie	10
1.1. Cel pracy	12
1.2. Zakres pracy	13
1.3. Teza pracy	14
2. Analiza literatury dotyczącej energetyki wiatrowej	15
2.1. Kierunki badań dotyczących energetyki wiatrowej	15
2.2. Badania dotyczące energetyki wiatrowej w Polsce	15
2.3. Historyczny rozwój energetyki wiatrowej	16
2.4. Stan obecny energetyki wiatrowej na świecie	18
2.5. Energetyka wiatrowa w Polsce	20
2.6. Budowa elektrowni wiatrowej	21
2.7. Układy generatorowe w elektrowniach wiatrowych	23
3. Procesy energetyczne w energetyce wiatrowej	24
3.1. Moc i energia wiatru	24
3.2. Opis statystyczno-probabilistyczny prędkości wiatru	26
3.2.1. Rozkład normalny	26
3.2.2. Rozkład Weibulla prędkości wiatru	28
3.2.3. Rozkład Rayleigha prędkości wiatru	30
3.3. Prędkość wiatru na różnych wysokościach	30
3.4. Potencjał energetyczny wiatru na różnych wysokościach	33
3.5. Powierzchniowa gęstość mocy	33
3.6. Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej	36
4. Rynek energii elektrycznej w Polsce a energetyka wiatrowa	39
4.1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce	41
4.2. Struktura rynku energii elektrycznej w Polsce	43
4.3. Model rynku energii elektrycznej w Polsce	44
4.4. Towarowa Giełda Energii (TGE)	46
4.4.1. Rodzaje rynków na TGE	46
4.4.2. Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wiatrowej na TGE	47
4.4.3. Zróżnicowanie cen sprzedaży energii elektrycznej na TGE	48
4.4.4. Cenowe strefy sprzedaży na TGE	49
4.4.5. Możliwość sprzedaży energii elektrycznej na TGE we współpracy z elektrownią szczytowo-pompową	51
4.4.6. Badanie nad sposobami akumulowania energii elektrycznej	52
4.5. Aspekty wykorzystania energii odnawialnej	54
4.5.1. Dyrektywy Unii Europejskiej a energetyka wiatrowa	54
4.5.2. Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE	55
4.5.3. Zielone certyfikaty	55
4.5.4. Cena sprzedaży energii zielonej	56
4.5.5. Białe i czerwone certyfikaty	57
5. Modelowanie elektrowni wiatrowej	58
5.1. Założenia wstępne	58
5.2. Koszty budowy elektrowni wiatrowej	59
5.3. Wybór lokalizacji elektrowni wiatrowej	60
5.4. Elektrownia wiatrowa w systemie elektroenergetycznym	62
5.5. Założenia do modelowania elektrowni wiatrowej	63
5.6. Model ekonometryczny elektrowni wiatrowej i jego elementy	65

5.6.1. Moduł założeń inwestycyjnych	67
5.6.2. Moduł finansowania inwestycji	69
5.6.3. Moduł eksploatacyjny	70
5.6.4. Moduł przychodów	72
5.6.5. Moduł kalkulacyjny	73
5.7. Metody oceny efektywności inwestycyjnej elektrowni wiatrowej	75
5.7.1. Zaktualizowana wartość netto (NPV)	76
5.7.2. Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)	77
6. Implementacja modelu - program komputerowy <i>Farma Wiatrowa 2.5</i>	78
6.1. Opis autorskiego programu <i>Farma Wiatrowa 2.5</i>	78
6.2. Algorytm programu <i>Farma Wiatrowa 2.5</i>	81
7. Analiza efektywności funkcjonowania elektrowni wiatrowej	83
7.1. Ustalenie parametrów wejściowych	83
7.2. Badania symulacyjne z wykorzystaniem modelu elektrowni wiatrowej	85
7.2.1. Analiza wrażliwości	85
7.3. Symulacja wpływu pojedynczego parametru na wynik finansowy elektrowni wiatrowej	88
7.3.1. Prognoza wartości średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i kursu jednolitego zielonych certyfikatów	88
7.3.2. Zmiana cen sprzedaży: energii elektrycznej i zielonych certyfikatów	91
7.3.3. Wpływ średniorocznej prędkości wiatru	93
7.3.4. Zmiana gęstości powietrza atmosferycznego	97
7.3.5. Zmiana kosztów inwestycyjnych	98
7.3.6. Zmiana oprocentowania kredytu inwestycyjnego	101
7.3.7. Wpływ rozwiązań technicznych turbozespołów różnych producentów.	103
7.4. Analiza wpływu zmian parametrów wzajemnie zależnych na wynik finansowy elektrowni wiatrowej	105
7.4.1. Zmiana średnicy rotora turbozespołu i mocy zainstalowanej	105
7.4.2. Wpływ liczby turbozespołów i kosztów inwestycyjnych	107
7.4.3. Zmniejszenie kosztów awarii poprzez umowę serwisową	108
7.4.4. Problem wykorzystania turbozespołów używanych	110
7.5. Analiza prędkości wiatru na różnych wysokościach	111
7.5.1. Zmiana wysokości masztu turbozespołu i średniej prędkości wiatru	116
7.6. Zastosowanie metody Monte Carlo do analizy wyniku finansowego elektrowni wiatrowej	118
7.7. Analiza wielowymiarowa	121
8. Prognozowanie produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej	124
8.1. Wahania cen energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego TGE	125
8.2. Wykorzystanie modułu <i>Prognozowanie 24h</i>	126
8.3. Analiza wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przy zastosowaniu modułu <i>Prognozowanie 24h</i>	128
9. Analiza ryzyka w elektrowni wiatrowej	129
9.1. Metody identyfikacji ryzyka i strategie postępowania	130
9.2. Model symulacji czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej	132
9.3. Symulacja czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej	133
10. Podsumowanie i wnioski	137
11. Kierunki dalszych badań	141
12. Literatura	143
12.1. Publikacje	143
12.2. Odnośniki internetowe	151
Dodatek. Tabełaryczne zestawienie danych obliczeniowych	153

Wykaz oznaczeń i skrótów

A	powierzchnia omiatana wirnikiem turbozespołu wiatrowego
A_i^t	wysokość amortyzacji w każdym z okresów t
BD	koszt budynków, dróg i pozostałych budowli
C_e	sprawność elektryczna turbozespołu wiatrowego
$C_{eś}$	średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
C_p	sprawność aerodynamiczna wirnika turbozespołu wiatrowego
CZ	koszt części zamiennych
DFP	dotądnie przepływy finansowe
E_h	energia wiatru obliczona dla wysokości h
E_{ME}	zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej
E_{MFI}	zbiór wejściowych parametrów ekonomicznych obejmujących finansowanie budowy, uruchomienia i funkcjonowania elektrowni wiatrowej
E_{MK}	zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych niezbędnych do obliczenia wyniku finansowego w każdym z okresów t
E_{MP}	zbiór wejściowych parametrów ekonomicznych obejmujących produkcję i sprzedaż energii elektrycznej oraz certyfikatów zielonej energii
E_{MZI}	zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych związanych z realizacją inwestycji
E_o	energia wiatru na wysokości h_o
E_R	rzeczywista ilość energii produkowana przez turbozespół wiatrowy
E_{we}	zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych
GPZ	główny punkt zasilania
h	wysokość, dla której oblicza się prędkość wiatru V_h
H_G	wysokość wiatru gradientowego
h_o	wysokość usytuowania wiatromierza dla pomiarów prędkości wiatru V_o
i	stopa dyskontowa
i_1	niższa stopa dyskonta, przy której $NPV > 0$, ale bliska zera
i_2	wyższa stopa dyskonta, przy której $NPV < 0$, ale bliska zera
IE	koszt infrastruktury elektrycznej i przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
IRR	wewnętrzna stopa zwrotu

K	współczynnik szorstkości terenu
KA	koszty administracyjne
KD	koszt kredytów długoterminowych
K_{do}	koszty działalności operacyjnej
K_{do}^t	suma kosztów działalności operacyjnej związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej w każdym z okresów t
K_f	koszty finansowe
K_f^t	suma kosztów finansowych w każdym z okresów t
K_h	współczynnik wysokości
K_i^t	suma kosztów inwestycyjnych w każdym z okresów t
KK	koszt kredytów krótkoterminowych
K_{ozz}	pozostałe obowiązkowe zmniejszenie zysku (obciążenia dodatkowe np. dywidenda)
KP	koszt przestojów i konserwacji planowanych
K_p	pozostałe koszty operacyjne
K_p^t	suma pozostałych kosztów związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej w każdym z okresów t
K_{pd}	podatek dochodowy
K_{pd}^t	wysokość podatku dochodowego w każdym z okresów t
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KU	koszt ubezpieczenia
m	wielkość wejściowa modelu
MC	metoda Monte Carlo
ME	moduł eksploatacyjny
MEW	model systemu elektrowni wiatrowej
MFI	moduł finansowania inwestycji
MK	moduł kalkulacyjny, w którym następuje obliczenie wyniku finansowego elektrowni wiatrowej
MIP	koszt mediów i paliw
MP	moduł przychodów
MZI	moduł założeń inwestycyjnych
n	analizowany horyzont czasowy (liczba lat)

NCF_t	przepływ pieniężny w roku t będący różnicą pomiędzy wpływami pieniężnymi w roku t a wydatkami poniesionymi w roku t
NPV	zaktualizowana wartość netto
NR	koszty napraw i remontów
NV	ujemna wartość NPV odpowiadająca i_2
OZE	odnawialne źródła energii
p	ciśnienie powietrza
P_{24}	przychód dobowy w elektrowni wiatrowej
P_A	powierzchniowa gęstość mocy
P_e	wyjściowa moc elektryczna turbozespołu wiatrowego
PE	koszt pozwoleń i ekspertyz
P_f	przychody finansowe
P_{max}	wyjściowa moc maksymalna turbozespołu wiatrowego
P_n	przychody netto ze sprzedaży
P'_n	suma przychodów netto w każdym z okresów t
PP	koszt pozostałych podatków (od nieruchomości, środowiskowych)
P_p	pozostałe przychody operacyjne, przychody pośrednie
P_u	moc użyteczna pobrana od strumienia powietrza
$P_{u,max}$	teoretyczna maksymalna moc użyteczna pobrana od strumienia powietrza
PV	dodatnia wartość NPV odpowiadająca i_1
PW	koszt pomiarów warunków wietrznych i studium wykonalności
PWP	koszt przygotowania wdrożenia i opracowania projektu
R	stała gazowa
RDB	Rynek Dnia Bieżącego
RDN	Rynek Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii
RPM	Rynek Praw Majątkowych na Towarowej Giełdzie Energii
s	współczynnik strat
SC	przychody netto ze sprzedaży certyfikatów energii zielonej
SE	przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umów, kontraktów lub na Towarowej Giełdzie Energii
SI	koszt sprzętu informatycznego i oprogramowania
SJ	przychody netto ze sprzedaży jednostek redukcji emisji gazów cieplarnianych

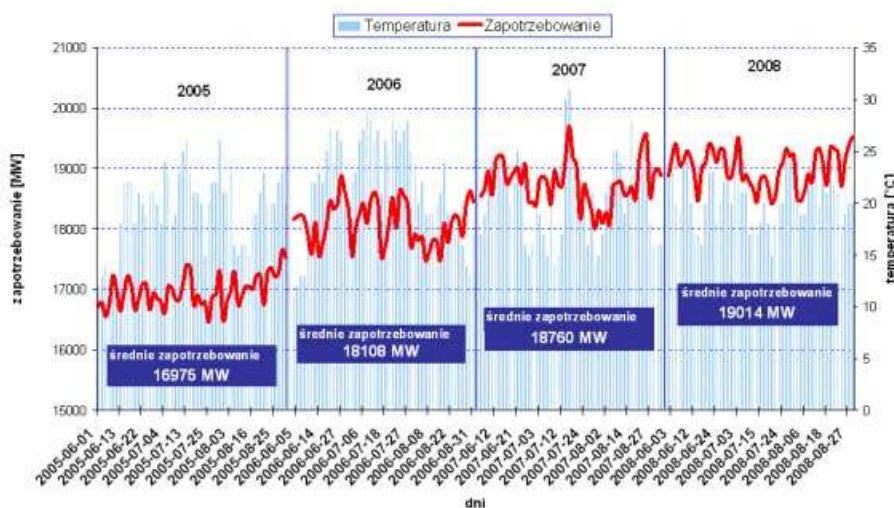
S_{MP}	zbiór wejściowych parametrów stochastycznych, determinujących produkcję energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej
T	analizowany horyzont czasowy
t	przedział czasu - krok symulacji
TGE	Towarowa Giełda Energii
T_{ME}	zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej
T_{MP}	zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z produkcją i sprzedażą energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej
T_{MZI}	zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z realizacją inwestycji w postaci elektrowni wiatrowej
TPA	zasada dostępu strony trzeciej
TT	koszt transportu turbin
TW	koszt zakupu turbin wiatrowych
Twe	zbiór wejściowych parametrów technologicznych
URE	Urząd Regulacji Energetyki
V	prędkość wiatru
V_0	prędkość wiatru przed wirnikiem turbozespołu wiatrowego
V_1	prędkość wiatru przepływającego przez wirnik turbozespołu wiatrowego
V_2	prędkość wiatru za wirnikiem turbozespołu wiatrowego
V_a	minimalna prędkość wiatru potrzebna do uruchomienia turbiny
VaR	wartość zagrożona, narażona na ryzyko
V_b	nominalna prędkość wiatru umożliwiająca uzyskanie mocy maksymalnej
V_c	graniczna prędkość wiatru powodująca zatrzymanie turbiny (funkcja stop)
V_h	prędkość wiatru obliczona na wysokości h
V_o	prędkość wiatru zmierzona na wysokości h_o
V_s	średnioroczna prędkość wiatru
W_f^t	wynik finansowy (zysk/strata) elektrowni wiatrowej w badanym przedziale czasu t
W_{IT}^t	zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej narastająco
WIBOR	wysokość oprocentowania pożyczek na polskim rynku międzybankowym
WP	wynagrodzenie pracowników przy budowie, montażu i uruchomieniu
X	wektor zmiennych objaśniających (predyktorów)

y	wielkość wyjściowa modelu
Y	zmienna objaśniana
Z_n	zyski nadzwyczajne
ZP	koszt zatrudnienia pracowników
Z_t	zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej w każdym z przedziałów czasu t
Z_T	zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej obliczanych w trybie narastającym
ZZ	koszt zakupu ziemi i przygotowania terenu
α	wykładnik potęgowej zależny od szorstkości terenu
β	parametr skali rozkładu Weibulla
γ	parametr kształtu rozkładu Weibulla
ΔWf	zmiana wyniku finansowego
ε	błąd losowy
ε_x	błąd zmiennych objaśniających
η	sprawność generatora
θ	kąt ustawienia łopat wirnika turbozespołu wiatrowego
λ	wyróżnik szybkobieżności zależny od prędkości wirnika i prędkości wiatru
μ	wartość oczekiwana rozkładu normalnego
ρ	gęstość powietrza
σ	odchylenie standardowe
σ^2	wariancja
Γ	funkcja kształtu gamma w rozkładzie Weibulla

1. Wprowadzenie

Rozwój społeczny i gospodarczy naszego państwa wiąże się - mimo kryzysu - ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną. W zużyciu energii wzrasta udział gospodarstw domowych, maleje natomiast udział przedsiębiorstw. Nadal dominuje produkcja energii elektrycznej wytwarzanej z paliw kopalnych (węgiel, ropa, gaz ziemny).

Według [Głu08] w ostatnich latach wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce sięga 2% rocznie, a wzrost mocy szczytowej wynosi aż 5% rocznie.



Rys.1.1. Zapotrzebowanie mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym w dni robocze o godz. 11⁰⁰ w miesiącach: czerwiec, lipiec, sierpień, w latach 2005- 2008 [Osp]

Zarówno na świecie, jak i w Polsce wzrasta produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Do podstawowych technologii produkcji energii elektrycznej z OZE zaliczyć można:

- elektrownie biogazowe,
- elektrownie wodne,
- farmy wiatrowe,
- wykorzystanie biomasy poprzez spalanie i zgazowywanie,
- ogniwa fotowoltaiczne.

Coraz większego znaczenia w procesie wytwarzania energii elektrycznej nabiera energetyka wiatrowa. Obecnie na świecie zainstalowano ponad 120 GW mocy w elektrowniach wiatrowych¹. Również w Polsce na przestrzeni ostatnich lat możemy zaobserwować bardzo duże zainteresowanie energetyką wiatrową. Istotnym czynnikiem jest konieczność wypełnienia przez Polskę zobowiązań wobec Unii Europejskiej w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Na Szczycie Rady Europejskiej 8-9 marca 2007 r. przyjęto plan działań integrujący politykę klimatyczną i energetyczną Wspólnoty. Jako jedno z głównych zadań przyjęto pakiet 3 x 20² zmierzający do zahamowania zmian klimatycznych, którego celem jest zmuszenie krajów Unii Europejskiej do odejścia od wysokoemisyjnego węgla na rzecz OZE, w tym także na rzecz energetyki wiatrowej. Według [Boc07]

¹ Dane na koniec 2008 r. na podstawie Global Wind Energy Council [Gwec].

² Pakiet 3 x 20 przyjęty przez Parlament Europejski zakłada do 2020 r.: redukcję emisji CO₂ o 20%, zmniejszenie zużycia energii o 20% oraz wzrost udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym Unii Europejskiej.

wykorzystanie energii wiatru na dużą skalę może przyczynić się do obniżenia tempa globalnego ocieplenia.

Oprócz niekwestionowanych wartości ekologicznych, podstawowym czynnikiem mającym wpływ na dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na świecie, w Europie i w Polsce jest postęp technologiczny oraz poprawa warunków ekonomicznych towarzysząca inwestycjom w farmy wiatrowe poprzez mechanizm dopłat do energii zielonej³. Szybki postęp technologiczny dotyczy przede wszystkim poprawy konstrukcji turbin, które osiągają coraz większą moc oraz zwiększenia wysokości masztów turbozespołów wiatrowych. Skutkuje to wzrostem opłacalności farm wiatrowych oraz redukcją kosztów wytwarzanej energii elektrycznej. Dlatego energetyka wiatrowa może stać się opłacalnym biznesem mogącym w dużym stopniu konkurować z konwencjonalnymi technologiami produkcji energii, zwłaszcza że może być wykorzystywana do zaspokojenia lokalnych potrzeb energetycznych, co przyczynia się do szybszego rozwoju gospodarczego regionu.

Budowa nowych źródeł wiatrowych w gospodarce rynkowej niesie ze sobą także wiele przeszkód. Pomiary prędkości wiatru są niewystarczające do jednoznacznego określenia optymalnej lokalizacji farmy wiatrowej. Istotne znaczenie mają inne czynniki nie związane z wiatrem, a określające ekonomiczne powodzenie inwestycji. Należą do nich: koszty kapitałowe podczas realizacji inwestycji, koszty eksploatacji ze szczególnym uwzględnieniem awarii i przestojów, ceny sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów⁴ oraz prognozy produkcji energii elektrycznej.

Istotną barierą w powstawaniu nowych farm wiatrowych są możliwości przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Stochastyczność wiatru ma wpływ na niestabilność źródła energii elektrycznej, co powoduje często konieczność przebudowy sieci przesyłowej. Koszty tej przebudowy zwykle przekraczają możliwości finansowe inwestora.

Energia elektryczna jest towarem, który podlega mechanizmom rynkowym, takim jak popyt i podaż. Brak efektywnych metod umożliwiających swobodne magazynowanie energii elektrycznej powoduje, że handel tym towarem jest utrudniony [Sza00]. Ponadto wyjątkowe znaczenie energii elektrycznej polega na tym, że każdy jej niedobór musi być równoważony na rynku bilansującym, w celu zapewnienia równowagi Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Powyższe skłania do konieczności prowadzenia badań w zakresie skwantyfikowania czynników istotnych mających wpływ na budowę i eksploatację elektrowni wiatrowej. Pomocnym narzędziem dla wspomagania decyzji dotyczącej wyboru optymalnej lokalizacji dla elektrowni wiatrowej może być autorskie oprogramowanie zaimplementowane na podstawie ekonometrycznego modelu elektrowni wiatrowej.

³ Energia pochodząca z OZE określana jest mianem *energii zielonej*.

⁴ Związane są z pochodzeniem energii ze źródeł odnawialnych i stanowią prawa majątkowe podlegające procesowi kupna-sprzedaży lub umorzenia na życzenie posiadacza przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zielone certyfikaty stanowią mechanizm wsparcia producentów, umożliwiając uzyskanie dodatkowych przychodów.

1.1. Cel pracy

Budowa elektrowni wiatrowej w warunkach gospodarki rynkowej obarczona jest ryzykiem. Aby zminimalizować to ryzyko, należy przeanalizować wszystkie aspekty realizacji farmy wiatrowej. Dotyczy to dwóch podstawowych etapów:

- fazy budowy elektrowni wiatrowej i jej uruchomienia,
- fazy eksploatacji.

W szczególności należy uwzględnić otoczenie elektrowni wiatrowej: Krajowy System Elektroenergetyczny (możliwość przyłączenia), regulacje prawne i podatkowe, rynek finansowy, rynek pracy, rynek usług serwisowych, Towarowa Giełda Energii. Konieczne jest zatem przeprowadzenie szczegółowych analiz wpływu wielu czynników na kształtowanie się wyniku finansowego elektrowni wiatrowej.

Głównymi celami niniejszej pracy są:

- sformułowanie modelu elektrowni wiatrowej funkcjonującej w systemie elektroenergetycznym w otoczeniu rynkowym,
- stworzenie narzędzia w postaci oprogramowania zaimplementowanego w oparciu o zaproponowany model,
- identyfikacja parametrów obiektu oraz ich kwantyfikacja w związku z optymalizacją funkcji celu jaką jest maksymalizacja wyniku finansowego,
- wykonanie szeregu wielowariantowych analiz (za pomocą autorskiego oprogramowania) określających niepewność wyniku finansowego, uwzględniających specyfikę elektrowni wiatrowej,
- predykcja produkcji energii elektrycznej oraz wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w wybranych warunkach eksploatacji dla dowolnej lokalizacji.

Zaproponowany model elektrowni wiatrowej uwzględnia: wielkość elektrowni (liczbę i jakość turbozespołów), lokalizację farmy wiatrowej i koszty z nią związane, otoczenie elektrowni wiatrowej wpływające na jej funkcjonowanie, warunki ekonomiczne zmienne w czasie (cena sprzedaży energii, dopłaty do energii odnawialnej, możliwość sprzedaży na Towarowej Giełdzie Energii, koszty kredytów, ubezpieczenia, itp.)

Przy konstruowaniu modelu elektrowni wiatrowej, a w konsekwencji oprogramowania, skoncentrowano się na trzech istotnych cechach: elastyczności (możliwości modyfikowania parametrów), otwartości (możliwości rozszerzenia o nowe moduły) i skalowalności (możliwości efektywnej pracy przy zwiększonej objętości danych).

Podczas badań skupiono się na analizie wyniku finansowego elektrowni wiatrowej-jako funkcji celu, w aspekcie zmiennych czynników wpływających na tę funkcję.

Celem poznawczym badań jest analiza wpływu wybranych czynników eksploatacyjnych i ekonomicznych na funkcję celu oraz ograniczenie ryzyka przy produkcji i sprzedaży energii elektrycznej.

1.2. Zakres pracy

Niniejsza rozprawa została podzielona na 12 rozdziałów, które obejmują przegląd literatury, strukturę rynku energii w Polsce, modelowanie elektrowni wiatrowej, badania i symulacje.

W rozdziale 2 przeprowadzono analizę literatury obejmującej problematykę energetyki wiatrowej, oddzielnie dla publikacji światowych i krajowych. Takie szerokie podejście do pozycji literaturowych związane jest przede wszystkim ze stosunkowo małymi doświadczeniami krajowymi w zakresie energetyki wiatrowej w odniesieniu do publikacji światowych, w szczególności do pozycji skandynawskich, niemieckich i amerykańskich.

Rozdział 3 obejmuje zagadnienia związane z procesami zachodzącymi w energetyce wiatrowej. Zwrócono uwagę na moc i energię wiatru, powierzchniową gęstość mocy oraz opis statystyczno-probabilistyczny prędkości wiatru.

Rozdział 4 dotyczy rynku energii elektrycznej w Polsce w odniesieniu do energetyki wiatrowej. Opisano tu strukturę rynku energii, model rynku energii w Polsce, Towarową Giełdę Energii i możliwości sprzedaży energii na Rynku Dnia Następnego. Zwrócono uwagę na dyrektywy Unii Europejskiej związane z OZE oraz opisano szczegółowo mechanizm wsparcia państwa w postaci certyfikatów energetycznych.

Kolejny 5 rozdział dotyczy modelowania elektrowni wiatrowej w systemie elektroenergetycznym w otoczeniu rynkowym. Przedstawiono tu założenia wstępne, opisano model ekonometryczny elektrowni wiatrowej i jego moduły.

Dla potrzeb niniejszej pracy wykonano implementację komputerową modelu w postaci autorskiego oprogramowania *Farma Wiatrowa 2.5*. Budowa oraz zakres funkcjonalny znajduje się w rozdziale 6.

Rozdział 7 obejmuje szereg analiz związanych z funkcjonowaniem elektrowni wiatrowej. Ustalono parametry wejściowe modelu i przeprowadzono analizę wrażliwości oraz zidentyfikowano parametry istotne dla zmiany wartości funkcji celu. Przeprowadzono także analizę efektywności z uwzględnieniem zmian jednego, jak i wielu parametrów.

W rozdziale 8 dokonano prognozowania wyniku finansowego elektrowni wiatrowej na podstawie danych meteorologicznych przy wykorzystaniu modułu *Prognozowanie 24h*.

Rozdział 9 to analiza ryzyka w elektrowni wiatrowej z wykorzystaniem metody Monte Carlo. Zaproponowano model symulacji czynników ryzyka i opisano wyniki badań.

Rozdział 10 stanowi podsumowanie, zawiera konkluzje i wnioski autora na temat polskiej energetyki wiatrowej na podstawie przeprowadzonych badań.

Rozdział 11 dotyczy kierunków dalszych badań w zakresie rozwoju modelu ekonometrycznego i analizy ryzyka w elektrowni wiatrowej.

Integralną część rozprawy stanowi dodatek, zawierający tabelaryczne zestawienie danych obliczeniowych.

1.3. Teza pracy

Praca zmierza do wykazania zasadności następującej tezy:

Model elektrowni wiatrowej uwzględniający warunki techniczne oraz rynkowe może być wykorzystany do wspomagania wyboru lokalizacji oraz eksploatacji elektrowni wiatrowej funkcjonującej w systemie elektroenergetycznym.

Powyższą tezę można przedstawić w postaci tez pośrednich:

- **Duża liczba zmiennych w czasie powoduje, że właściwa identyfikacja stanowiska elektrowni wiatrowej jest złożona. Model elektrowni wiatrowej może wspomóc proces decyzyjny dotyczący wyboru lokalizacji dla stanowiska elektrowni wiatrowej.**
- **Implementacja komputerowa modelu elektrowni wiatrowej zasilona danymi rzeczywistymi umożliwia zwiększenie efektu ekonomicznego poprzez analizowanie produkcji energii elektrycznej, a także symulację i predykcję.**
- **Prognozy wykonane przy zastosowaniu modelu elektrowni wiatrowej mogą wspomagać proces zarządzania elektrownią wiatrową, ograniczając ryzyko ekonomiczne występujące w zmiennym otoczeniu rynkowym.**
- **Oficjalna polska mapa wiatrów nie odpowiada potrzebom energetyki wiatrowej i wymaga ponownego opracowania z uwzględnieniem nowych profili wysokości: 60, 90 i 120 m nad poziomem terenu.**

2. Analiza literatury dotyczącej energetyki wiatrowej

2.1. Kierunki badań dotyczących energetyki wiatrowej

Wiatr wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej od ponad stu lat. Jednak dopiero w ostatnich latach możemy obserwować bardzo dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej. W wielu krajach prowadzone są badania obejmujące zagadnienia związane z wykorzystaniem energii wiatru. Generalnie literaturę dotyczącą energetyki wiatrowej możemy podzielić na publikacje:

- dotyczące funkcjonowania elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym [VSP06, SLV04, VSC03, CoP04, Ros03, MPP02, Tan01, Lar02],
- dotyczące rozwiązań technicznych w energetyce wiatrowej oraz publikacje związane z inżynierią wiatrową [Ves07, GaT02, TRA00, AbX00, Akh03, MMR02],
- obejmujące modelowanie zagadnień związanych z energetyką wiatrową [Mil02, HSJ01, CPr03, LJG00, AkK99],
- dotyczące aspektów ekonomicznych w energetyce wiatrowej, a szczególnie metod efektywności projektów inwestycyjnych oraz obejmujące zagadnienia związane z predykcją i ryzykiem przy produkcji energii elektrycznej [MuP95, ShD03, Ret00, FLW01, HNG02, Ack04],
- z zakresu wpływu elektrowni wiatrowych na środowisko [Gel03, Doe03, Awe92, Nie96, PGR02],
- przedstawiające stan energetyki wiatrowej na świecie oraz w różnych państwach [Ack05, Dea96, Ric96, Awe08, Goi98, End04],
- akty prawne, wykonawcze i inne regulacje [Due90, Due96, Mgp04, Upo91, Ura94, Rmg04, Unp04, Rmg08, Dpe01, Pdp08, Upe97].

2.2. Badania dotyczące energetyki wiatrowej w Polsce

Rozważania obejmujące zagadnienia z zakresu energetyki wiatrowej oraz wpływu elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny w Polsce możemy znaleźć w wielu publikacjach naukowych.

A. Flaga w pracach [Fla83, Fla85, FIS94, Fla95, Fla04, Fla08] przedstawia problematykę związaną z inżynierią wiatrową, a w szczególności odnosi się do charakterystyk wiatrów i fizyki wiatru, jego wpływu na budowle, ludzi i ich otoczenie oraz prezentuje zasoby i możliwości wykorzystania energii wiatru w energetyce.

Z. Lubośny w [Lub06] przedstawia modele matematyczne elementów elektrowni wiatrowych (turbiny wiatrowej, generatora, układu sterowania) oraz modele elektrowni wiatrowych pracujących w systemie elektroenergetycznym. Doskonałym rozszerzeniem jest kolejna publikacja tego autora [Lub09], opisująca pracę farm wiatrowych w systemie elektroenergetycznym.

T. Boczar w pracy [Boc07] prezentuje najnowsze rozwiązania wykorzystujące energię wiatru oraz przedstawia aktualne możliwości wykorzystania energii wiatru w krajach Unii Europejskiej i w Polsce. Część publikacji nawiązuje do problematyki wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych w kontekście polityki Unii Europejskiej i polityki Polski. Wymienić tu

można publikacje: W. Jabłońskiego i J. Wnuka [JaW04] oraz B. Solińskiego, I. Solińskiego, R. Ranasza [SSR05, SoS04].

Problematykę pracy elektrowni w systemie elektroenergetycznym poruszają H. Gładys i R. Matla [GłM97]. Autorzy dokonują ogólnej charakterystyki systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem jego stabilności oraz opisują optymalizację pracy elektrowni w systemie elektroenergetycznym. R. Janiczek i M. Przygodzki w publikacji [JaP06] opisują wpływ źródeł rozproszonych na system elektroenergetyczny.

Przykłady rozwiązań konstrukcyjnych oraz projektowanie elektrowni wiatrowej przedstawiają w swojej pracy S. Gumuła, T. Knap, P. Strzelczyk i Z. Szczerba [GKS06].

Wiele publikacji porusza zagadnienia związane z oddziaływaniem elektrowni wiatrowych na środowisko. Należy do nich praca [Lew07] W. Lewandowskiego, który przedstawia prognozę udziału aeroenergetyki w bilansie energetycznym Polski wraz z oszacowaniem proekologicznego efektu tego wzrostu. Do innych publikacji związanych z wpływem energetyki, w tym energetyki wiatrowej na środowisko zaliczyć można prace: G. Jastrzębskiej [Jas07] czy A. Hrynkiewicza [Hry02].

Budowa elektrowni wiatrowej stanowi spore przedsięwzięcie inwestycyjne. Wiele publikacji naukowych porusza problematykę opłacalności budowy i eksploatacji elektrowni wiatrowej. I. Soliński w swoich pracach [Sol94, Sol97a, Sol97b, Sol99b] przedstawia ekonomiczne aspekty wykorzystania energii wiatrowej. Ponadto w swojej publikacji [Sol99a] określa metody oceny zasobów wiatru i wydajności energetycznej elektrowni wiatrowych, wyznacza potencjał energetyczny wiatru na różnych wysokościach i dokonuje ekonomicznej oceny wykorzystania elektrowni wiatrowych w oparciu o statyczne i dynamiczne wskaźniki rentowności. Do tej publikacji nawiązuje praca W. Kamrata [Kam99], który określa metody oceny efektywności inwestowania w sektorze energii. Ocenę ekonomiczną przedsięwzięć inwestycyjnych w warunkach gospodarki rynkowej przedstawia także H. Charun [Cha04].

Szanse i zagrożenia wynikające z obecności w systemie elektroenergetycznym źródeł rozproszonych, w tym elektrowni wiatrowych, przedstawiają w swojej książce G. Bartodziej i M. Tomaszewski [BaT08].

Wyzwania i problemy stojące przed polską energetyką wiatrową zauważa J. Popczyk [Pop08], który stwierdza: „*Udział energetyki wiatrowej w pokryciu obciążenia szczytowego (w bilansie mocy wytwórczych zainstalowanych) wynoszący 8...9% oznacza, że ponad 90% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych musi mieć rezerwowanie w innych technologiach.*” I dalej: „*Dlatego przed energetyką wiatrową stoi wielki problem internalizacji kosztów zewnętrznych rezerwowania...*”.

Rozwój energetyki wiatrowej jest daleki od zakończenia i dotyczy wielu zagadnień związanych z nowymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi obejmującymi zwiększenie mocy turbosespołów. Dotyczy także wpływu aeroenergetyki na system elektroenergetyczny, środowisko i rynek energii elektrycznej. Procesom tym towarzyszą wciąż nowe publikacje.

2.3. Historyczny rozwój energetyki wiatrowej

Energię wiatru wykorzystywano od dawna. Początkowo służyła ona jako napęd statków i łodzi żaglowych. Ponad pięć tysięcy lat temu po basenie Morza Śródziemnego pływały pierwsze okręty żaglowe. Mniej więcej w tym samym czasie Egipcjanie transportowali towary po Nilu za pomocą jednożaglowych łodzi. Najstarsze informacje o tzw. urządzeniach wietrznych można znaleźć w kodeksie Hammurabiego z 1750 r. p.n.e. Służyły one do pompowania wody. Do podobnych celów wiatraków używano także w Indiach 400 lat p.n.e. [JaW04]. W Chinach natomiast oraz w państwach śródziemnomorskich wiatraki

pojawiły się na początku naszej ery i używano je zarówno do celów irygacyjnych, jak i mielenia zboża [Boc07]. Pierwsze wiatraki o poziomej osi obrotu pracujące w młynach pojawiły się w Anglii około 1150 r. i we Francji około 1180 r. W Europie pod koniec XIX wieku typowy młyn wykorzystujący energię wiatru miał wysokość 30 metrów i rotor o średnicy 25 metrów [Ack05]. W Polsce wiatraki stały się powszechne w XIV wieku, a najstarszym i najbardziej popularnym typem wiatraka był drewniany wiatrak koźłowy z czterema śmigłami o poziomej osi obrotu.

Wraz z wynalezieniem elektryczności podjęto rozważania nad wykorzystaniem wiatru jako źródła energii elektrycznej. Prace prowadzono równolegle w Europie i USA. W 1888 r. Amerykanin Charles F. Bush skonstruował pierwszą samoczynnie działającą siłownię wiatrową produkującą energię elektryczną [Boc07]. Była ona jednak mało wydajna ze względu na zbyt dużą liczbę łopat (144) wolnoobrotowego wirnika. W 1891 r. duński wynalazca Poul la Cour skonstruował pierwszą testową turbinę wiatrową, a w trzy lata później pierwszą elektrownię wiatrową (rys. 2.1.). W 1950 r. jego student Johannes Juul wynalazł turbinę wiatrową wyposażoną w generator prądu przemiennego [Enw].



Rys. 2.1. Elektrownia wiatrowa zaprojektowana przez Poul'a la Coure'a [Enw]

Przemysł zainteresował się elektrowniami wiatrowymi w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku. Przyczynił się do tego światowy kryzys paliwowy z 1975 r. Zaczęły wówczas powstawać farmy wiatrowe. Jako pierwsze do czystej energii wiatru zaczęły powracać kraje najbardziej rozwinięte, które konsumują ogromne ilości energii.

Po zakończeniu zimnej wojny produkcja elektrowni wiatrowych umożliwiła zagospodarowanie części potencjału przemysłu zbrojeniowego i jego restrukturyzację.

Jednak najbardziej dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej nastąpił w ostatnich dwudziestu latach dzięki nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym oraz coraz niższym kosztom wytworzenia turbozespołów, co wiąże się nieodzownie ze zwiększeniem opłacalności produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych. Tempo rozwoju technologicznego w energetyce wiatrowej nie maleje. Według [Wiś03] do 2050 roku potencjał techniczny energii wiatru będzie w stanie zaspokoić 150% globalnych potrzeb energetycznych.

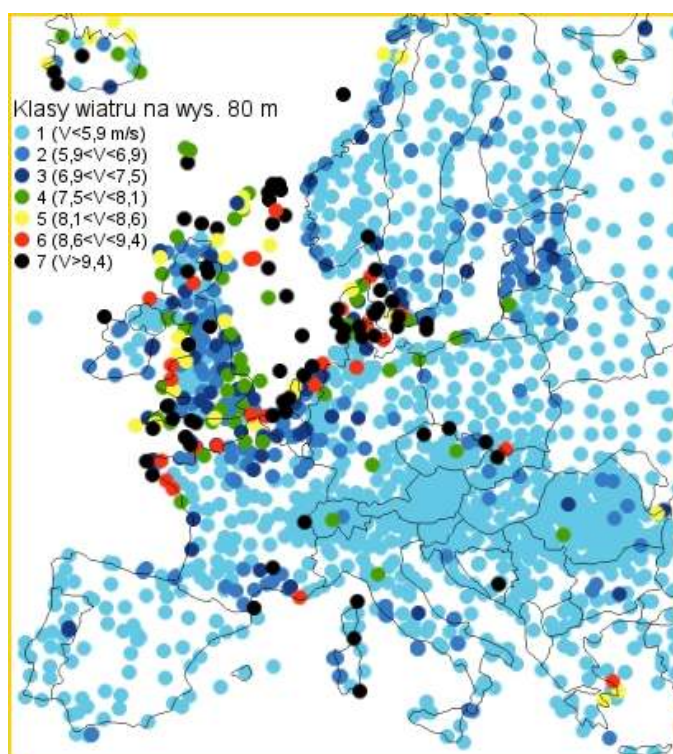
Obecnie największe turbozespoły osiągają moc 6 MW, a średnica wirnika przekracza 120 m. Największe moce są najczęściej instalowane w farmach wiatrowych typu „*offshore*”. Rozwój energetyki wiatrowej w zastosowaniach przemysłowych przedstawia tab. 2.1. [Ack05].

Tab. 2.1. Rozwój turbozespołów w zastosowaniach przemysłowych od 1985 r. [Ack05]

Rok	Moc (kW)	Średnica wirnika (m)
1985	50	15
1989	300	30
1992	500	37
1994	600	46
1998	1500	70
2003	3000-3600	90-104
2004	4500-5000	112-128

2.4. Stan obecny energetyki wiatrowej na świecie

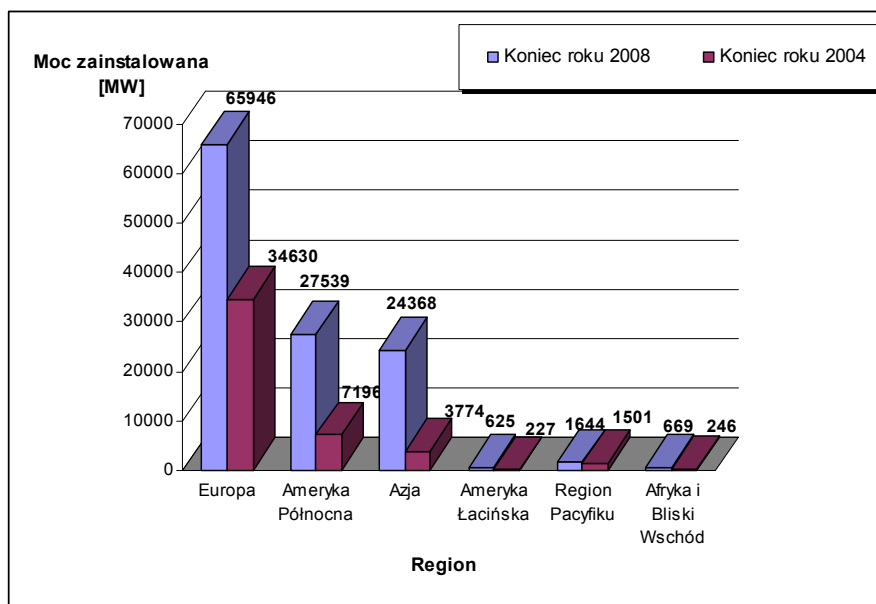
Potencjalne możliwości pozyskania energii przy wykorzystaniu turbozespołów wiatrowych związane są przede wszystkim ze średniorocznymi prędkościami wiatru na danym terenie oraz z ukształtowaniem terenu. Światowe zasoby energii wiatru szacuje się na około 53 000 TWh/rok, co przewyższa ponad czterokrotnie globalne zużycie energii elektrycznej na świecie [Boc07].



Rys. 2.2. Zasoby energii wiatru w Europie - średnia prędkość wiatru na wysokości 80 m w 2000 r. [Unst]

Energetyka wiatrowa była w latach 90. najszybciej rozwijającą się technologią produkcji energii elektrycznej. W latach 1990-2006 na obszarze Unii Europejskiej nastąpił ponad 110-krotny mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych [Boc07]. Przyrost zainstalowanej mocy na świecie nie był jednak proporcjonalny. Według [Ack05] na koniec 2003 roku, aż 74% światowej produkcji energii elektrycznej przy wykorzystaniu energii wiatru pochodziło z krajów europejskich, 18% tej energii produkowano w Ameryce Północnej i około 8% w krajach Azji i w rejonie Pacyfiku. Obecnie kraje europejskie

posiadają 54,60% udziału mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na świecie. Moc zainstalowaną w elektrowniach wiatrowych w różnych regionach świata przedstawia rys. 2.3.



Rys. 2.3. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w różnych regionach świata w latach 2005 i 2008. Źródło: opracowanie własne na podstawie [Gwec, Biom]

Według [Gwec] obecnie na świecie w energetyce wiatrowej zainstalowanych jest ponad 120 GW. Wśród wszystkich krajów największymi rynkami są: Stany Zjednoczone z mocą zainstalowaną 25 170 MW oraz Niemcy z mocą 23 903 MW⁵. Dla porównania w Polsce na koniec 2008 roku w elektrowniach wiatrowych zainstalowano 472 MW. Tab. 2.2. przedstawia łączną moc zainstalowaną w energetyce wiatrowej na największych rynkach na świecie, w latach 2001-2008, a na rys. 2.4. znajduje się przyrost skumulowanej mocy w elektrowniach wiatrowych na świecie.

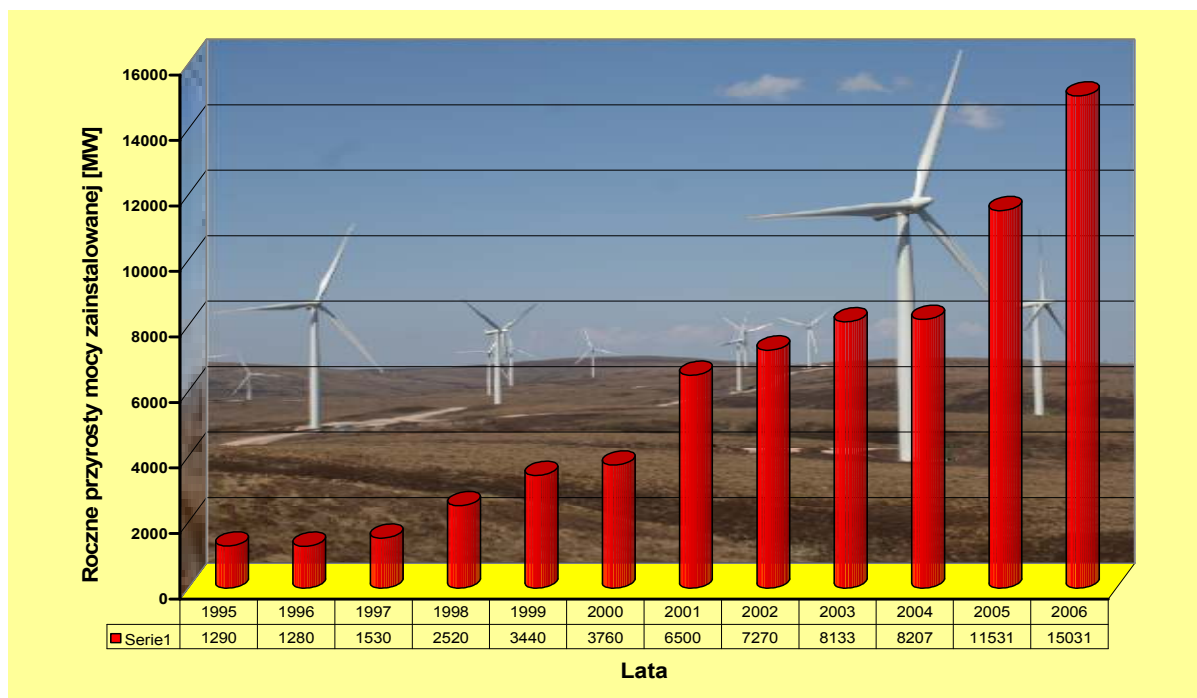
Tab. 2.2. Łączna moc zainstalowana na największych rynkach na świecie wraz z tempem ich rozwoju [Gwec, Psew]

Kraj	Moc zainst. w 2001 [MW]	Moc zainst. w 2002 [MW]	Moc zainst. w 2003 [MW]	Moc zainst. w 2004 [MW]	Moc zainst. w 2005 [MW]	Moc zainst. w 2006 [MW]	Moc zainst. w 2007 [MW]	Moc zainst. w 2008 [MW]
USA	4 245	4 674	6 361	6 750	9 149	11 603	16 818	25 170
Niemcy	8 743	11 968	14 612	16 649	18 428	20 622	22 247	23 903
Hiszpania	3 550	5 043	6 420	8 263	10 027	11 615	15 145	16 754
Chiny	406	473	571	769	1 267	2 604	6 050	12 210
Indie	1 456	1 702	2 125	3 000	4 430	6 270	8 000	9 645
Włochy	700	806	922	1 261	1 717	2 123	2 726	3 736
UK	525	570	759	889	1 353	1 963	2 389	3 404
Dania	2 456	2 880	3 076	3 083	3 122	3 136	3 125	3 241

⁵ Stan na koniec 2008 r. na podstawie [Gwec].

Impulsy dla rozwoju energetyki wiatrowej generowały ruchy ekologiczne i szerokie zainteresowanie opinii publicznej problemami ochrony środowiska. Pojęcie „*energii odnawialnej*” nabrało znaczenia politycznego. Spowodowało to powstanie w wielu krajach ustaw określających sposoby wspierania rozwoju źródeł energii odnawialnej. W Niemczech powstała ustawa EEG (*niem. Erneuerbare-Energien-Gesetz*) w roku 2000 z ważnością 20 lat. Obecna wersja EEG z 31 września 2008 r., która weszła w życie 1 stycznia 2009 r., ma się przyczynić do rozwoju niemieckiej energetyki odnawialnej w okresie do roku 2020 [Fdu08].

W Polsce ustawa „Prawo energetyczne” z roku 1997 po raz pierwszy zauważa energie odnawialne i ukazuje mechanizmy wspierania ich rozwoju. Nadal jednak Polska znajduje się na początku dalekiej drogi rozwoju energii odnawialnych, w tym wykorzystania wiatru.



Rys. 2.4. Przyrost skumulowanej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na świecie w latach 1990-2006 [Boc07]

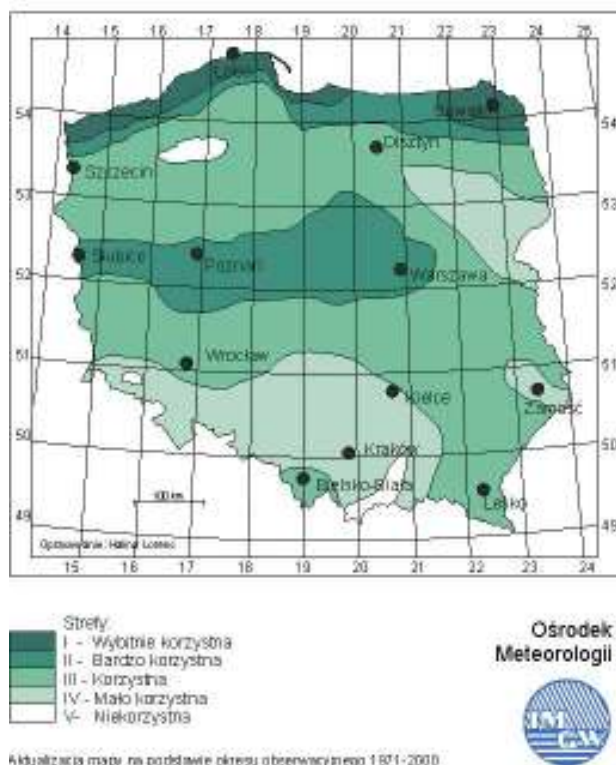
2.5. Energetyka wiatrowa w Polsce

Polska należy do krajów o ograniczonym rozeznaniu potencjału energii wiatrowej. Według [Biom], gdyby wykorzystano ten potencjał, to nasz kraj mógłby pokryć 17% zapotrzebowania na energię elektryczną. Najlepsze warunki wietrzne występują na północy Polski nad morzem i w rejonie Suwałk, niekorzystne natomiast w Polsce południowej i południowo-zachodniej. Poniższy rysunek przedstawia mapę Polski pod względem zasobów energii wiatru, na którym wyznaczono pięć rejonów o różnych zasobach energii odniesionych do wysokości 30 m. W Polsce występuje brak pełnego rozeznania prędkości wiatru na wysokościach 60-160 m, na których obecnie instaluje się gondole turbozespołów wiatrowych.

Rzeczywisty potencjał może znacznie przekraczać wartości wynikające z profilowanych map wiatrowych dla obszaru Polski. Aktualne wyniki badań wykonywanych przez przedsiębiorstwa utrzymywane są w tajemnicy i są przedmiotem obrotu handlowego.

Wydaje się koniecznym opracowanie nowej mapy wiatru na terenie Polski uwzględniającej potencjał energii wiatru na różnych profilach wysokości np. 60, 90 i 120 m

nad poziomem terenu. Aktualną mapę obejmującą pięć stref energetycznych wiatru w Polsce przedstawia rys. 2.5. [Imigw, Lor05].



Rys. 2.5. Pięć stref energetycznych wiatru w Polsce - średnia prędkość wiatru na wysokości 30 m w latach 1971- 2000 r. [Imigw, Lor05]

2.6. Budowa elektrowni wiatrowej

Elektrownia wiatrowa stanowi zespół urządzeń umożliwiających produkcję energii elektrycznej. W rozumieniu przepisów prawa budowlanego elektrownia wiatrowa jest obiektem budowlanym, który może zostać wybudowany wyłącznie po uzyskaniu pozwolenia na budowę, a jej integralną częścią jest zespół urządzeń prądotwórczych [Bęb08].

Każda elektrownia wiatrowa w rozumieniu prawa budowlanego składa się z:

- fundamentu,
- masztu,
- gondoli zawierającej rotor ze skrzydłami i urządzenia prądotwórcze.

Wielkość fundamentu zależy od masztu, którego wysokość związana jest z mocą zainstalowaną w elektrowni wiatrowej, a także od rodzaju gruntu⁶. Fundament pod turbospół wiatrowy o mocy 2 MW z masztem o wysokości 80 m, ma powierzchnię około 400 m² i głębokość około 1,5 m. Do jego wykonania należy zużyć około 520 m³ betonu i 48 ton stali zbrojeniowej o średnicy prętów wynoszącej 28 mm [Eco].

Im większa jest moc zainstalowana, tym dłuższe są skrzydła wirnika. Przykładowo dla elektrowni wiatrowej o mocy 2 MW skrzydło wirnika ma długość 40 m, a powierzchnia omiatana łopatkami wirnika wynosi 5027 m². Wirnik osadzony jest na wale wolnoobrotowym, który połączony jest poprzez przekładnię z wałem szybkoobrotowym, a ten połączony jest

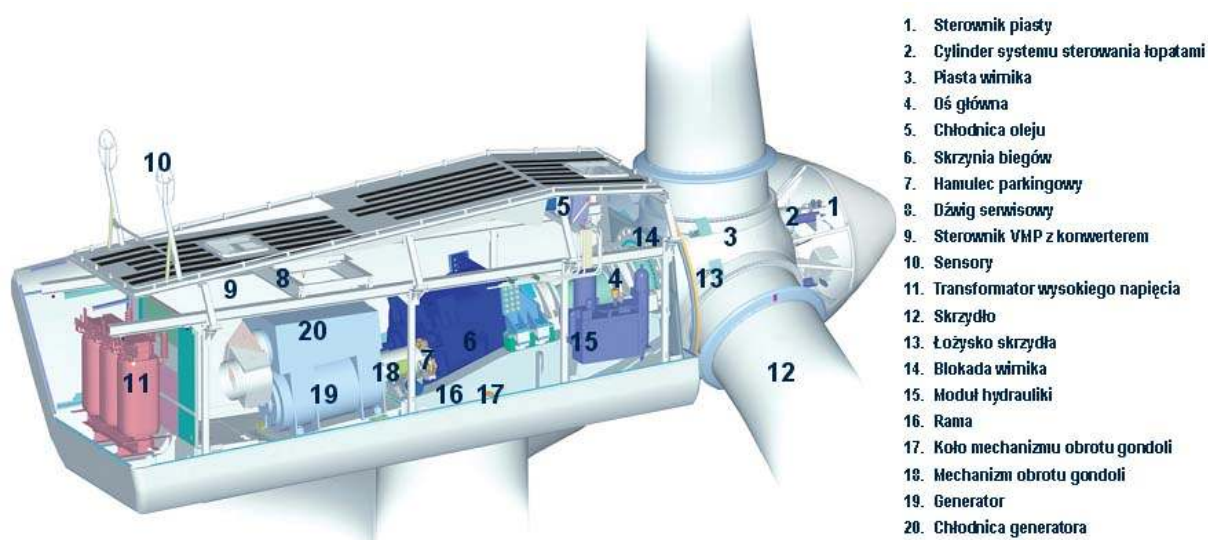
⁶ Jeżeli grunt ma małą nośność, to stosuje się pale fundamentowe, co zwiększa koszty budowy.

z wałem generatora. Generatorami najczęściej są prądnice asynchroniczne, które podczas rozruchu łączone są do sieci poprzez układy tyrystorowe.

Gondola i wirnik obracane są w kierunku wiatru przez silniki i przekładnię zębatą znajdującą się na szczycie masztu [Cire].

Elektrownia wiatrowa zawiera następujące elementy:

- konstrukcyjne w postaci fundamentu i masztu,
- mechaniczne, jak: wały, przekładnie, łożyska, układ smarowania, chłodzenia, skrzynia biegów, hamulec, silniki sterujące gondolą,
- prądotwórcze, do których zaliczamy: generator, transformator, układy tyrystorowe,
- systemy pomiarowe i sterowania.



Rys. 2.6. Budowa turboszespolu wiatrowego na przykładzie duńskiego modelu Vestas V80- 2.0 MW [Ves07]

Elektrownia wiatrowa zajmuje niewielką przestrzeń, która poza obszarem około 100 m² stanowiącym część nadziemną budowli, może być nadal użytkowana. Również strefa serwisowa⁷, zwykle wydzielona lub należąca do właściciela elektrowni, może być użytkowana np. jako łąka lub pastwisko.

Elektrownia wiatrowa jest podłączona do sieci elektroenergetycznej:

- lokalnej, wydzielonej,
- stanowiącej część systemu elektroenergetycznego.

Ze względów ekonomicznych, dla obniżenia kosztów przyłączenia, tworzone są grupy elektrowni wiatrowych - od kilku do kilkudziesięciu zespołów, przyłączonych przez wspólną rozdzielnię i wspólne linie (zwykle dwie) do sieci elektroenergetycznych średniego napięcia - przy małych mocach i 110 kV i większych - przy dużych mocach grupy elektrowni wiatrowych.

⁷ Strefa serwisowa zależy od rodzaju turboszespolu. Dla turboszespolu o mocy 2MW strefa serwisowa wynosi około 30 x 30 m.

2.7. Układy generatorowe w elektrowniach wiatrowych

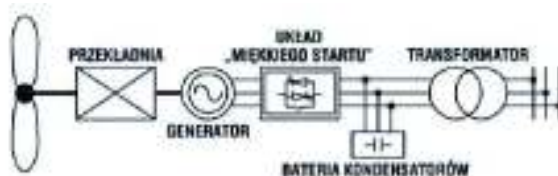
Głównym elementem turbosespołu wiatrowego jest generator. Według [Han05] turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w dowolny typ generatora prądu trójfazowego. Jednak wymagania synchronizacji z siecią systemu elektroenergetycznego oraz dotyczące jakości energii elektrycznej powodują, że w elektrowniach wiatrowych stosuje się określone typy generatorów synchronicznych i asynchronicznych.

Większość elektrowni wiatrowych zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym wyposażona jest w generatory asynchroniczne, co wynika z prostoty ich konstrukcji, łatwości sterowania, niskich kosztów i masowej produkcji [Fla08]. Ich prędkość wynosi 1500 lub 750 obrotów na minutę. Wymusza to jednak zastosowanie przekładni pomiędzy szybkoobrotowym generatorem a wolnoobrotowym wirnikiem, którego prędkość jest zmienna i nie przekracza 40 obrotów na minutę.

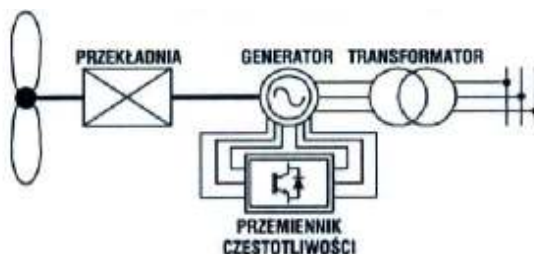
Znane są również konstrukcje turbosespołów zawierające dwa niezależne generatory asynchroniczne w jednej obudowie. Występuje w tym przypadku tak zwany mały generator, pracujący przy słabych wiatrach, którego prędkość synchroniczna wynosi 750 obrotów na minutę. Gdy prędkość wiatru wzrasta, to włączany jest duży generator o prędkości synchronicznej równej 1500 obrotów na minutę [Lub06].

Mniej powszechne są rozwiązania konstrukcyjne turbosespołów wiatrowych wyposażone w generatory synchroniczne. Jest to spowodowane przede wszystkim dużo wyższym kosztem produkcji tych generatorów, w stosunku do generatorów asynchronicznych podobnych rozmiarów. Generatory synchroniczne są połączone z wirnikiem w sposób bezpośredni - bez przekładni, a z systemem elektroenergetycznym za pomocą przekształtnika energoelektronicznego [Fla08]. Ze względu na małą prędkość generatorów synchronicznych stosuje się rozwiązania konstrukcyjne z dużą ilością par biegunów.

Typowe konfiguracje generatorów obecnie stosowane w elektrowniach wiatrowych przedstawia rys. 2.7. [na podstawie Han05 i DPF00].



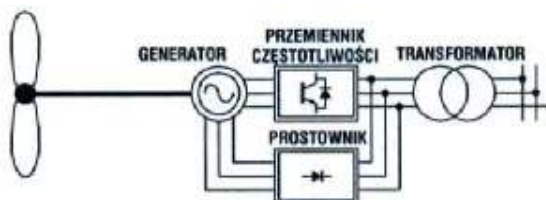
Rys.2.7a Układ „miękkiego startu” o stałej prędkości obrotowej z generatorem asynchronicznym indukcyjnym



Rys. 2.7b Układ z generatorem asynchronicznym i przetwornikiem mocy



Rys. 2.7c Układ z generatorem synchronicznym z magnesami trwałymi



Rys. 2.7d Układ z generatorem synchronicznym, przetwornikiem częstotliwości i prostownikiem, bez przekładni

3. Procesy energetyczne w energetyce wiatrowej

3.1. Moc i energia wiatru

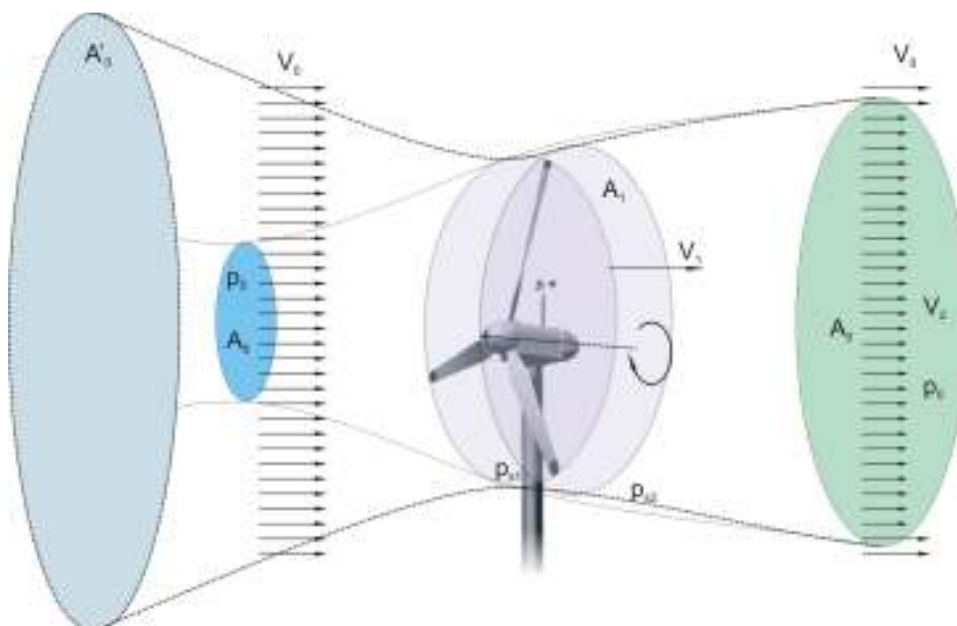
Elektrownia wiatrowa produkuje energię elektryczną, pobierając moc z przepływającego przez wirnik powietrza. Powietrze dopływające do wirnika ma prędkość V_0 , natomiast powietrze odpływające z wirnika ma prędkość V_2 . Prędkość powietrza i jego ciśnienie przed wirnikiem są większe od prędkości powietrza i ciśnienia za wirnikiem elektrowni wiatrowej. Prędkość powietrza przepływającego przez wirnik (V_1) jest średnią arytmetyczną prędkości V_0 i V_2 [Lew07]:

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2} \quad (3.1)$$

gdzie:

- V_1 - prędkość wiatru przepływającego przez wirnik turbozespołu wiatrowego,
- V_0 - prędkość wiatru przed wirnikiem turbozespołu wiatrowego,
- V_2 - prędkość wiatru za wirnikiem turbozespołu wiatrowego.

Na skutek stopniowego wyhamowania wiatru przed wirnikiem następuje również zwiększenie ciśnienia powietrza do wartości p_{s1} bezpośrednio przed wirnikiem. Natomiast zaraz za wirnikiem występuje zmniejszenie ciśnienia powietrza do wartości p_{s2} , które dopiero w pewnej odległości wyrównuje się z ciśnieniem otoczenia p_0 .



Rys. 3.1. Schemat przepływu wiatru przez turbinę wiatrową [Lew07]

Ze spadku prędkości powietrza oraz jego ciśnienia za turbiną wynika moc użyteczna P_u pobrana od strumienia powietrza, ponieważ jest ona różnicą energii kinetycznej powietrza przed i za wirnikiem, zgodnie z zależnością [Lew07]:

$$P_u = \rho A_1 V_1 \frac{V_0^2 - V_2^2}{2} \quad (3.2)$$

gdzie:

- P_u - moc użyteczna pobrana od strumienia powietrza,
- V_0 - prędkość wiatru przed wirnikiem turboszespołu wiatrowego,
- V_1 - prędkość wiatru przepływającego przez wirnik turboszespołu wiatrowego,
- V_2 - prędkość wiatru za wirnikiem turboszespołu wiatrowego,
- ρ - gęstość powietrza,
- A_1 - powierzchnia omiatana wirnikiem turboszespołu wiatrowego.

Maksimum mocy dla danej prędkości wiatru V_0 i określonych wymiarów wirnika A_1 wynika z warunku [BuK80]:

$$\frac{dP_u}{dV_2} = 0 \quad (3.3)$$

Zatem po skorzystaniu z zależności (3.2) i warunku (3.3) otrzymujemy:

$$\frac{dP_u}{dV_2} = \frac{1}{4} \rho A_1 (-2V_0 V_2 + V_0^2 - 3V_2^2) = 0 \quad (3.4)$$

Wówczas:

$$V_2 = \frac{V_0}{3} \quad (3.5)$$

Przy takim optymalnym zmniejszeniu prędkości powietrza, gdzie prędkość powietrza za wirnikiem jest równa 1/3 prędkości przed wirnikiem, teoretycznie maksymalną moc użyteczną pobraną od przepływającego strumienia powietrza określa wzór, zwany prawem Betza [Lew07, Sude]:

$$P_{u,max} = \frac{8}{27} \rho A_1 V_0^3 \quad (3.6)$$

gdzie:

- $P_{u,max}$ - teoretyczna maksymalna moc użyteczna pobrana od strumienia powietrza,
- V_0 - prędkość wiatru przed wirnikiem turboszespołu wiatrowego,
- ρ - gęstość powietrza,
- A_1 - powierzchnia omiotana wirnikiem turboszespołu wiatrowego.

Prawo Betza określa maksymalną teoretyczną sprawność zamiany mocy wiatru dopływającego do turboszespołu wiatrowego na moc mechaniczną wykorzystaną przez ten turboszepeł. Sprawność ta wynosi 59,3%. Prawo Betza mówi również, że moc wiatru zmienia się proporcjonalnie do trzeciej potęgi jego prędkości.

3.2. Opis statystyczno-probabilistyczny prędkości wiatru

Często zdarza się, iż do wstępnej oceny potencjału energetycznego stosuje się średnioroczną prędkość wiatru w danej lokalizacji zmierzoną dyskretnie na określonej wysokości. Prędkość wiatru mierzona na pewnej wysokości ma charakter przypadkowy. Aby otrzymać bardziej szczegółowe informacje na temat kształtowania się prędkości wiatru w czasie, należy skorzystać z prawa rozkładu.

Dla celów prognostycznych wyniku finansowego elektrowni wiatrowej jest wskazane zrozumienie kształtu rozkładów zmiennych (np. prędkości wiatru, występowania awarii, cen energii, itp.).

W celu zidentyfikowania branego pod uwagę rozkładu zazwyczaj dopasowuje się rozkład empiryczny do rozkładu teoretycznego poprzez porównanie częstości zaobserwowanych w danych rzeczywistych do częstości oczekiwanych rozkładu teoretycznego [Stat].

3.2.1. Rozkład normalny

Zmienne, których wartości określone są przez wiele niezależnych zdarzeń losowych, podlegają rozkładowi normalnemu. Jest on jednym z najważniejszych rozkładów prawdopodobieństwa, ponieważ bardzo często występuje w naturze. Rozkładowi temu podlegają zatem zjawiska fizyczne, przyrodnicze i społeczne.

Zmienna losowa $X : N(\mu, \sigma)$ ma rozkład normalny z wartością oczekiwaną równą μ i odchyleniem standardowym równym σ , jeśli jej funkcja gęstości ma następującą postać [Wik]:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.7)$$

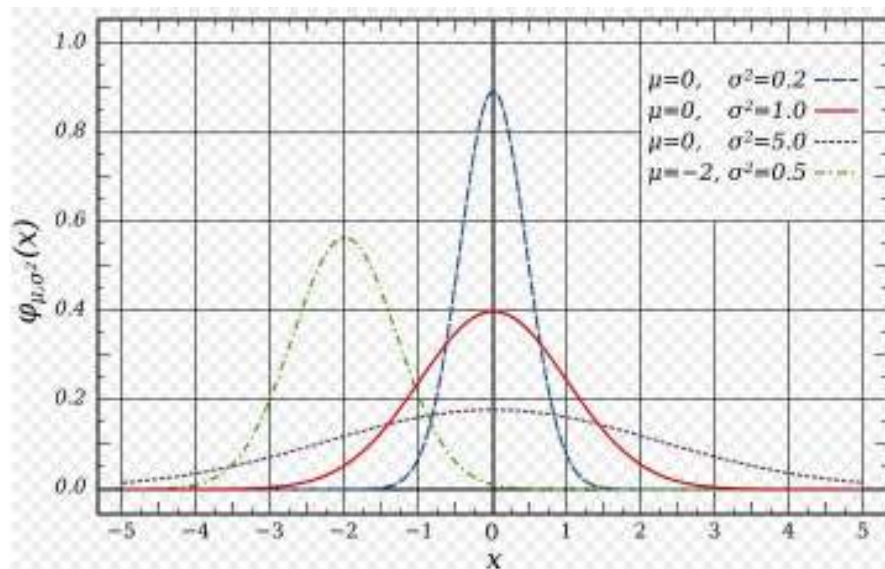
dla: $-\infty < x < \infty$ i $\sigma > 0$

gdzie:

- μ - wartość oczekiwana rozkładu,
- σ - odchylenie standardowe,
- σ^2 - wariancja.

We wszystkich rozkładach normalnych funkcja gęstości jest symetryczna względem wartości oczekiwanej (średniej) rozkładu. Wartość parametru μ decyduje o położeniu krzywej normalnej względem osi rzędnych, natomiast odchylenie standardowe σ determinuje smukłość wykresu (im mniejsza wartość σ , tym krzywa normalna jest bardziej stroma). Punkt przegięcia krzywej znajduje się w odległości jednego odchylenia standardowego od średniej. Z rozkładem normalnym związana jest także reguła trzech sigm, która mówi, że około 68% pola pod wykresem krzywej znajduje się w odległości jednego odchylenia standardowego od średniej, około 95,5% w odległości dwóch odchylen standardowych i około 99,7% w odległości trzech σ .

Gęstość prawdopodobieństwa rozkładu normalnego dla zmiennych: wartości oczekiwanej i odchylenia standardowego, przedstawia rys. 3.2. Jest to przykładowa rodzina krzywych, z których kolorem czerwonym oznaczono gęstość prawdopodobieństwa rozkładu normalnego standaryzowanego $N(0, 1)$.



Rys. 3.2. Przykładowe rozkłady normalne dla różnych wartości μ i σ [Wik]

3.2.2. Rozkład Weibulla prędkości wiatru

Chociaż rozkładowi normalnemu podlegają niezależne zmienne losowe i może on opisywać zjawiska stochastyczne, to do modelowania prędkości wiatru w danej lokalizacji i na określonej wysokości bardziej stosowym typem rozkładu jest rozkład dwuparametryczny Weibulla.

Rozkład gęstości prawdopodobieństwa dla rozkładu Weibulla określa wzór [GKS06]:

$$f(V) = \frac{\gamma}{\beta} \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma}} \quad (3.8)$$

dla: $V > 0$

gdzie:

γ - parametr kształtu (według [GKS06] w warunkach polskich zawiera się w granicach 1,2 – 2,2),

β - parametr skali zależny od średniorocznej prędkości wiatru V_s oraz od parametru kształtu γ .

Dla rozkładu Weibulla wartość oczekiwana będąca średnioroczną wartością prędkości wiatru zależna jest od parametru kształtu oraz parametru skali i może zostać wyznaczona na podstawie wzoru [Wik]:

$$V_s = \beta \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) \quad (3.9)$$

gdzie:

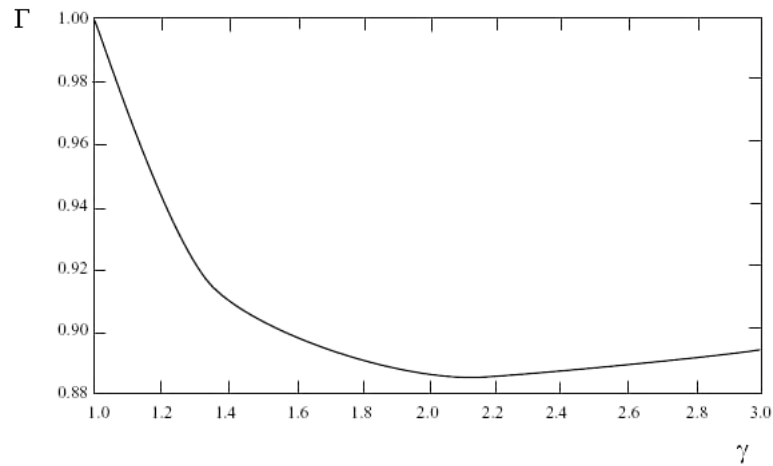
V_s - średnioroczna prędkość wiatru

Γ - funkcja kształtu gamma.

Przy czym [GKS06]:

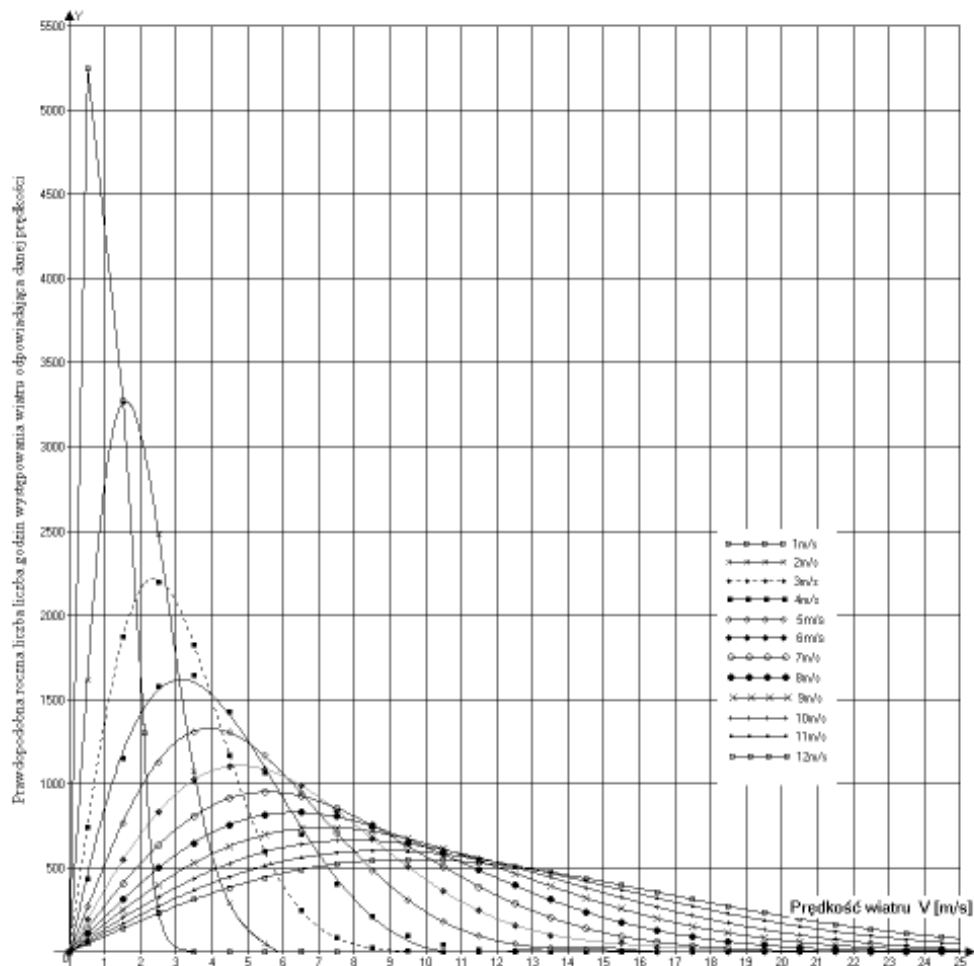
$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) = \frac{\sqrt{\pi}}{2} = 0,8862 \quad (3.10)$$

Wartość funkcji kształtu zmienia się nieznacznie i oscyluje pomiędzy 1,0 i 0,885 (rys. 3.3.):



Rys. 3.3. Wartość funkcji kształtu Γ w zależności od parametru kształtu γ [BSJ01]

Rozkład Weibulla w postaci graficznej przedstawia zależność spodziewanej liczby godzin wiania wiatru z określoną prędkością. Na rozkład ujęty w tej formie składa się rodzina krzywych, z których każda odpowiada określonej prędkości średniorocznej wiatru [GuW08].



Rys. 3.4. Przykładowe rozkłady Weibulla dla prędkości wiatru w zależności od prędkości średniorocznych [GuW08]

Należy zwrócić uwagę, że rozkład prędkości wiatru w danej lokalizacji wyliczony na podstawie rozkładu Weibulla może różnić się od rzeczywistych rozkładów prędkości wiatru (według [GKS06] nawet do 30%).

3.2.3. Rozkład Rayleigha prędkości wiatru

Rozkład prędkości wiatru w funkcji czasu także dobrze opisuje rozkład jednoparametryczny Rayleigha. Jest on szczególnym przypadkiem rozkładu Weibulla, w którym parametr kształtu γ wynosi 2.

Rozkład gęstości prawdopodobieństwa dla rozkładu Rayleigha określa wzór [GKS06, Wik]:

$$f(V) = \frac{V}{\beta^2} \cdot e^{\left(\frac{-V}{2\beta^2}\right)} \quad (3.11)$$

dla: $V > 0$

gdzie:

β - parametr skali zależny od średniorocznej prędkości wiatru.

3.3. Prędkość wiatru na różnych wysokościach

Występowanie wiatru ma charakter stochastyczny. Prędkość wiatru natomiast w dużej mierze zależy od ukształtowania terenu (szorstkości) oraz od wysokości nad powierzchnią tego terenu. Spotyka się różne definicje szorstkości terenu w zależności od jego ukształtowania. Według [GKS06] najczęściej wyróżnia się trzy rodzaje szorstkości terenu:

- otwarty (z nielicznymi przeszkodami o małej wysokości),
- wiejski (z zabudową niską lub teren zalesiony),
- miejski (z zabudową wysoką).

W Europie Zachodniej dominuje czterostopniowa skala szorstkości terenu, uwzględniająca wysokości przeszkód, ich przekroje poprzeczne i powierzchnie rzutów poziomych. Dla celów energetyki wiatrowej [Lor92] proponuje bardziej szczegółową - sześciostopniową skalę szorstkości terenu.

Tab.3.1. Charakterystyka klas szorstkości terenu, wysokości wiatru gradientowego H_G oraz wartości wykładnika potęgowego α w zależności od współczynnika szorstkości K [Lor92, GKS06]

Klasa szorstkości	Wysokość wiatru gradientowego H_G [m]	Współczynnik szorstkości K	Wykładnik potęgowy α	Opis terenu
0	300	0,005	0,150	Teren płaski otwarty, na którym wysokość nierówności jest mniejsza od 0,5 m
1	330	0,007	0,165	Teren płaski otwarty lub nieznacznie pofalowany. Mogą występować pojedyncze zabudowania lub drzewa w dużych odległościach od siebie
2	360	0,010	0,190	Teren płaski lub pofalowany z otwartymi dużymi przestrzeniami. Mogą występować grupy drzew lub niska zabudowa w znacznej odległości od siebie
3	400	0,015	0,220	Teren z przeszkodami, tj. tereny zalesione, przedmieścia większych miast oraz małe miasta, tereny przemysłowe luźno zabudowane
4	440	0,025	0,270	Teren z licznymi przeszkodami w niedużej odległości od siebie, tj. skupiska drzew, budynków w odległości min. 300 m od miejsca obserwacji
5	500	0,035	0,350	Teren z licznymi dużymi przeszkodami położonymi blisko siebie, obszary leśne, centra dużych miast

Klasa szorstkości 0 oznacza teren płaski otwarty, pod względem ukształtowania idealny dla celów energetyki wiatrowej. Klasy szorstkości: 4 i 5 oznaczają teren z wieloma przeszkodami, często wysokimi, które utrudniają dobrą lokalizację farmy wiatrowej.

Prędkość wiatru rośnie wraz z wysokością. Badania dowiodły, że zmiana prędkości wiatru nad podłożem rośnie tylko do pewnej wysokości określonej mianem wysokości wiatru gradientowego H_G , która zależy od klasy szorstkości terenu [Sol99a]. Obecnie nie ma jeszcze na świecie elektrowni wiatrowej, która osiągałaby najniższą wysokość wiatru gradientowego.

Prędkości wiatru w funkcji wysokości określa wyznaczona doświadczalnie zależność [Sol99a]:

$$V_h = V_o \left(\frac{h}{h_o} \right)^\alpha \quad (3.12)$$

gdzie:

V_h - prędkość wiatru obliczona na wysokości h ,

V_o - prędkość wiatru zmierzona na wysokości h_o ,

h_o - wysokość usytuowania wiatromierza dla pomiarów prędkości wiatru V_o ,

h - wysokość, dla której oblicza się prędkość wiatru V_h ,

α - wykładnik potęgowy zależny od klasy szorstkości terenu, określony na drodze doświadczalnej.

Na podstawie powyższej funkcji potęgowej można wyznaczyć prędkość wiatru na dowolnej wysokości, mając dane pomiary prędkości wiatru na wysokości niższej. Należy zwrócić uwagę, że wykładnik potęgowy α został wyznaczony w sposób doświadczalny i zależy on od współczynnika szorstkości terenu K . Dlatego otrzymane wyniki prędkości wiatru powinny być traktowane jako przybliżone [Rad09]. Wyniki badań prowadzonych przez H. Lorenc i opisane w [Lor92] potwierdzają dużą zgodność obliczeń z rzeczywistymi pomiarami. Jednak pewność (obarczona jedynie błędami pomiaru) przebiegu prędkości wiatru w funkcji wysokości daje zainstalowanie wiatromierza na oczekiwanej wysokości gondoli turbozespołu wiatrowego. Jest to niestety przedsięwzięcie kosztowne ze względu na wysokość najnowszych elektrowni wiatrowych. Obecnie najwyższa na świecie elektrownia wiatrowa znajduje się w miejscowości Laasow (Niemcy). Wysokość masztu tego turbozespołu wynosi 160 m, a moc zainstalowana to 2,5 MW.



Rys. 3.5. Najwyższa na świecie elektrownia wiatrowa zbudowana w 2007 roku w Laasow (Niemcy) [Pau08]

3.4. Potencjał energetyczny wiatru na różnych wysokościach

Wzrost prędkości wiatru V związany ze wzrostem wysokości powoduje również znaczny przyrost energii wiatru, która zależy od prędkości V w trzeciej potęgze. Wielkość energii wiatru w funkcji wysokości określa funkcja potęgowa [Sol99a]:

$$E_h = E_o \left(\frac{h}{h_o} \right)^{3\alpha} \quad (3.13)$$

gdzie:

- E_h - energia wiatru obliczona dla wysokości h ,
- E_o - energia wiatru na wysokości h_o ,
- h_o - wysokość usytuowania wiatromierza dla pomiarów prędkości wiatru V_o ,
- h - wysokość, dla której oblicza się energię wiatru E_h ,
- α - wykładnik potęgowy zależny od klasy szorstkości terenu, określony na drodze doświadczalnej.

Według [Pau08] usytuowanie gondoli turbozespołu wiatrowego na wysokości 160 m nad poziomem gruntu umożliwi zwiększenie energii wiatru od 35% do 45% w odniesieniu do takiego samego turbozespołu umieszczonego na wysokości 100 m.

3.5. Powierzchniowa gęstość mocy

Powierzchniowa gęstość mocy jest parametrem zależnym przede wszystkim od warunków atmosferycznych i określa teoretyczny potencjał mocy możliwy do wytworzenia na jednostkę powierzchni omiatanej wirnikiem turbozespołu wiatrowego. Jednostką powierzchniowej gęstości mocy jest W/m^2 . Jest to parametr zmienny w czasie, a jego analiza może pomóc w podjęciu decyzji dotyczącej budowy farmy wiatrowej, a także wyboru turbozespołów.

Powierzchniową gęstość mocy dla elektrowni wiatrowej określamy zależnością [Rad08b]:

$$P_A = \frac{1}{2} C_e \cdot \rho \cdot V^3 \quad (3.14)$$

gdzie:

- C_e - sprawność elektryczna turbozespołu wiatrowego⁸,
- ρ - gęstość powietrza,
- V - prędkość wiatru.

Powierzchniowa gęstość mocy zależy przede wszystkim od prędkości wiatru, która będąc w trzeciej potęgze ma największy wpływ na ten parametr. Niewielki wpływ na P_A ma sprawność elektryczna turbozespołu, ponieważ nowoczesne turbiny mają bardzo zbliżoną sprawność elektryczną oscylującą w granicach 44%. Natomiast gęstość powietrza ma znaczący wpływ na powierzchniową gęstość mocy, gdyż jej wartość może wahać się w granicach nawet kilkunastu procent [Rad08b].

⁸ Według [Wie06] C_e wynosi od 42% do 46%.

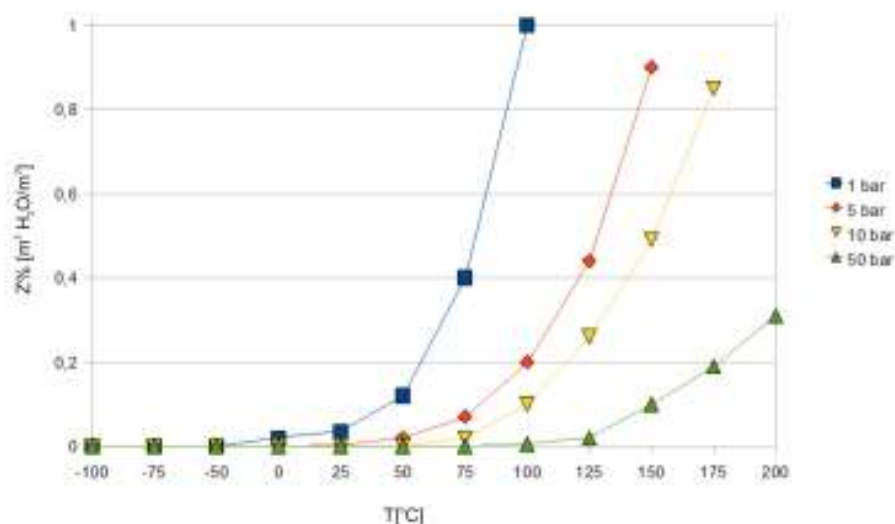
Jeśli powietrze potraktujemy jako gaz doskonały, to jego gęstość można wyznaczyć z równania Clapeyrona [OIW04]:

$$\rho = \frac{p \cdot \mu}{R \cdot T} \quad (3.15)$$

gdzie:

- p - ciśnienie powietrza (Pa),
- μ - masa molowa powietrza (dla powietrza suchego $\mu_a = 28,96$ kg/kmol),
- R - stała gazowa wynosząca 8314,4 (J/kmol*K),
- T - temperatura bezwzględna (K).

Wpływ na gęstość powietrza ma przede wszystkim jego temperatura i ciśnienie. Natomiast wpływ wilgotności powietrza na jego gęstość jest znikomy. Na rys. 3.6. pokazano maksymalny molowy udział pary wodnej w nasyconym powietrzu wilgotnym (tj. o wilgotności względnej $\phi = 100\%$).



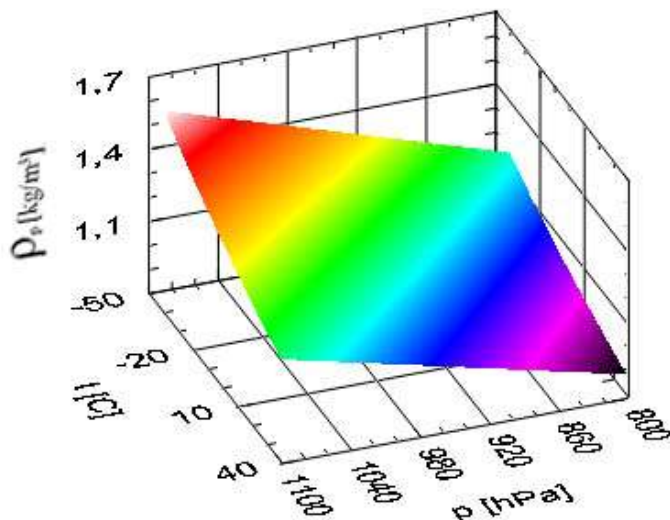
Rys.3.6. Maksymalny molowy udział pary wodnej w nasyconym powietrzu wilgotnym [OIW04]

Gęstość powietrza wilgotnego zależy od wilgotności względnej, indywidualnej stałej gazowej powietrza wilgotnego, zastępczej masy molowej powietrza wilgotnego, udziału molowego pary wodnej w powietrzu suchym, ciśnienia nasycenia pary wodnej, współczynnika korekcyjnego i temperatury bezwzględnej.

Dla energetyki wiatrowej znaczenie mają jedynie przypadki z zakresu temperatury od -40°C do $+40^{\circ}\text{C}$ rozpatrywane dla ciśnienia atmosferycznego. Według [OIW04] poniżej temperatury 0°C udział pary wodnej w powietrzu wilgotnym jest tak mały, że jej wpływ na gęstość może być pomijany, a maksymalny molowy udział pary wodnej w nasyconym powietrzu wilgotnym dla ciśnienia 1 bar (1000 hPa) i temperatury 40°C wynosi mniej niż 0,08. Zatem w wybranym przedziale ciśnienia i temperatury można przyjąć, że wpływ wilgotności powietrza na jego gęstość jest mało znaczący.

W termodynamice i chemii fizycznej definiuje się warunki normalne i warunki standardowe, które oznaczają określoną temperaturę i ciśnienie otoczenia, stanowiąc punkt odniesienia dla obliczeń fizykochemicznych [Wik].

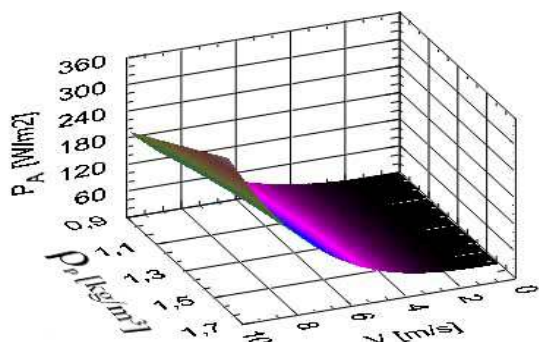
Warunki normalne, to ciśnienie $p = 1013,25$ hPa (1 atm = 1,01325 bar) oraz temperatura 0°C (273,15 K). Gęstość powietrza w warunkach normalnych dla powietrza suchego wynosi $\rho_n = 1,293$ kg/m³. W warunkach standardowych, czyli dla ciśnienia $p = 1013,25$ hPa i temperatury 25°C (298,15 K) gęstość powietrza suchego wynosi $\rho_s = 1,168$ kg/m³. Zależność gęstości powietrza suchego od temperatury i ciśnienia w wybranych przedziałach wielkości przedstawia rys. 3.7.



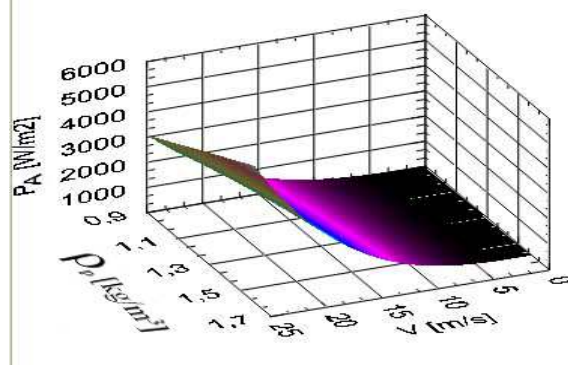
Rys. 3.7. Zależność gęstości powietrza suchego od temperatury i ciśnienia. Źródło: opracowanie własne

Ponieważ powierzchniowa gęstość P_A mocy zależy od gęstości powietrza, która zależy przede wszystkim od temperatury i ciśnienia atmosferycznego, to należy stwierdzić, że przy stałej prędkości wiatru powierzchniowa gęstość mocy osiąga największą wartość dla najniższej temperatury i najwyższego ciśnienia. Zależność powierzchniowej gęstości mocy od gęstości powietrza atmosferycznego i prędkości wiatru dla stałego współczynnika sprawności elektrycznej $C_e = 44\%$ przedstawia Rys 3.8. a), b):

a)



b)



Rys. 3.8. Zależność powierzchniowej gęstości mocy od gęstości powietrza atmosferycznego i prędkości wiatru dla stałego współczynnika sprawności elektrycznej $C_e = 44\%$: a) dla prędkości wiatru w zakresie od 0 do 10 m/s, b) dla prędkości wiatru w zakresie od 0 do 25 m/s. Źródło: opracowanie własne

3.6. Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej

Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej uzależniona jest od wielu czynników. Wpływ na ilość wyprodukowanej energii elektrycznej mają oczywiście warunki atmosferyczne (głównie prędkość wiatru i czas wiania), konstrukcja wirnika, wysokość gondoli, powierzchnia omiatania wirnika, sprawność elektryczna i mechaniczna turbiny.

Moc turbozespołu wiatrowego można określić zależnością [Ban05]:

$$P = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \theta) \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \eta \quad (3.16)$$

gdzie:

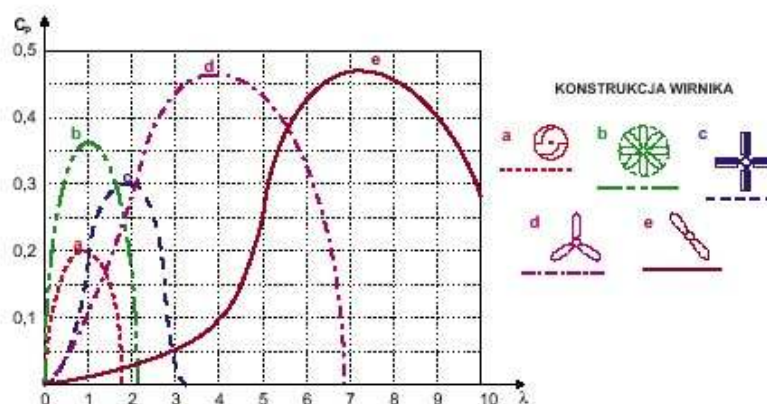
- C_p - sprawność aerodynamiczna wirnika turbozespołu wiatrowego,
- θ - kąt ustawienia łopat wirnika turbozespołu wiatrowego,
- λ - wyróżnik szybkobieżności zależny od prędkości wirnika i prędkości wiatru,
- ρ - gęstość powietrza,
- A - powierzchnia omiatana wirnikiem turbozespołu wiatrowego,
- V - prędkość wiatru,
- η - sprawność generatora.

Sprawność aerodynamiczna, czyli sprawność konwersji energii wiatru zależy od kąta ustawienia łopat wirnika turbozespołu wiatrowego θ oraz od wyróżnika szybkobieżności λ . Wyróżnik szybkobieżności λ wyrażony jest jako stosunek prędkości obwodowej końca łopatki wirnika do prędkości strumienia swobodnie przepływającego powietrza.

W zależności od wyróżnika szybkobieżności rozróżnia się następujące typy turbin wiatrowych [Lew07]:

- wolnobieżne $\lambda < 1,5$
- średnobieżne $1,5 < \lambda < 3,5$
- szybkobieżne $\lambda > 3,5$

Na rys. 3.9. przedstawiono zależność sprawności aerodynamicznej od konstrukcji wirnika.



Rys. 3.9. Sprawność aerodynamiczna wirnika w funkcji wyróżnika szybkobieżności dla różnych wirników turbozespołów wiatrowych [Ban05]

Sprawność aerodynamiczna największe wartości osiąga dla wirników z dwiema lub trzema łopatom. Przy konstrukcji turbin wiatrowych obecnie najczęściej stosuje się wirniki z trzema łopatom. Maksymalna teoretyczna sprawność aerodynamiczna C_p zgodnie z prawem Betza wynosi 59,3% [Sude], ale w praktyce nie osiąga nawet 50%.

Zatem wyjściową moc elektryczną turbiny można określić zależnością [Wie06]:

$$P_e = \frac{1}{2} C_e \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (3.17)$$

gdzie:

C_e - sprawność elektryczna turboszespołu wiatrowego (%) uwzględniająca sprawność aerodynamiczną C_p oraz sprawność generatora η .

Według [Wie06] współczesne turbiny osiągają całkowitą sprawność C_e od 42% do 46% w odniesieniu do niezaburzonego przepływu powietrza.

Teoretyczną ilość produkowanej energii elektrycznej w turboszespołe wiatrowym określamy jako [Rad08b]:

$$E = \int_0^t P_e dt = \int_0^t P_A \cdot A dt \quad (3.18)$$

gdzie:

P_e - wyjściowa moc elektryczna turboszespołu wiatrowego uwzględniająca sprawność elektryczną,
 P_A - powierzchniowa gęstość mocy,
 A - powierzchnia omiataana wirnikiem turboszespołu wiatrowego,
 t - czas pracy turbiny.

Rzeczywista ilość produkowanej energii musi uwzględniać minimalną początkową prędkość wiatru V_a potrzebną do uruchomienia turbiny, maksymalną graniczną prędkość wiatru V_c powodującą zatrzymanie turbiny ze względów bezpieczeństwa, nominalną prędkość wiatru V_b , od której turboszespoł wytwarza moc maksymalną oraz współczynnik strat s . Prędkości te zależą od parametrów technicznych turboszespołu [Rad08b]. W nowoczesnych rozwiązaniach prędkość rozruchu może wynosić 2,5 m/s, prędkość maksymalna (funkcja stop)⁹ 25 m/s, a prędkość nominalna waha się pomiędzy 12, a 15 m/s [Ves07]. Współczynnik strat powinien uwzględniać przestoje turboszespołu związane z remontami i awariami, oblodzeniami skrzydeł wirnika i pogorszeniem ich aerodynamicznych właściwości, a także straty sieciowe oraz straty związane z rozmieszczeniem większej liczby turbin względem siebie, co może mieć wpływ na zaburzenie swobodnego przepływu powietrza.

⁹ Prędkość wiatru określona przez producenta turboszespołu, przy której następuje zatrzymanie turbiny poprzez ustawienie skrzydeł rotora w „chorągiewkę”.

Dlatego rzeczywista ilość energii produkowana przez turbinę wiatrową wynosi [Rad08b]:

$$E_R = \begin{cases} E \cdot s & \text{dla } V \in \langle V_a, V_b \rangle \\ E_{\max} \cdot s & \text{dla } V \in \langle V_b, V_c \rangle \\ 0 & \text{dla } V \in \langle 0, V_a \rangle \cup \langle V_c, \infty \rangle \end{cases} \quad (3.19)$$

Zatem na podstawie zależności (3.16), (3.17), (3.18) i (3.19) rzeczywistą ilość energii produkowanej przez turbosespół wiatrowy określić można jako następującą funkcję warunkową:

$$E_R = \begin{cases} \int_0^t P_A \cdot A \cdot s \, dt & \text{dla } V \in \langle V_a, V_b \rangle \\ \int_0^t P_{\max} \cdot s \, dt & \text{dla } V \in \langle V_b, V_c \rangle \\ 0 & \text{dla } V \in \langle 0, V_a \rangle \cup \langle V_c, \infty \rangle \end{cases} \quad (3.20)$$

gdzie:

- P_A - powierzchniowa gęstość mocy,
- A - powierzchnia omiotana wirnikiem turbosespołu wiatrowego,
- P_{\max} - wyjściowa moc maksymalna turbosespołu wiatrowego,
- s - współczynnik strat,
- V_a - minimalna prędkość wiatru potrzebna do uruchomienia turbiny,
- V_b - nominalna prędkość wiatru umożliwiającą uzyskanie mocy maksymalnej,
- V_c - graniczna prędkość wiatru powodująca zatrzymanie turbiny (funkcja stop),
- t - czas pracy turbosespołu wiatrowego.

Z powyższej zależności wynika, że do określenia ilości produkowanej energii elektrycznej przez turbosespół wiatrowy pomocne jest określenie powierzchniowej gęstości mocy P_A . Ponieważ parametr ten jest zmienny w czasie istotne jest przeanalizowanie go w dłuższym okresie czasu celem oszacowania ilości produkowanej energii elektrycznej i podjęcia decyzji inwestycyjnej w zakresie budowy elektrowni wiatrowej.

Według [Vie06] dla lokalizacji o dobrych warunkach wiatrowych produkcja energii równoważna jest w przybliżeniu około 3000 godzin wykorzystania mocy maksymalnej. Dla turbosespołu 2 MW produkcja energii wyniosłaby wówczas 6000 MWh. Aby osiągnąć taką produkcję energii powierzchniowa gęstość mocy musiałaby wynosić około 140 W/m².

Jeżeli zostanie uwzględniona zmienność prędkości wiatru V w zależności od wysokości nad poziomem gruntu, ale poniżej wysokości wiatru gradientowego H_G , to wówczas na podstawie zależności (3.12) i (3.17) oraz zależności (3.20) rzeczywistą ilość produkowanej energii w elektrowni wiatrowej E_R określa następująca zależność [Rad09]:

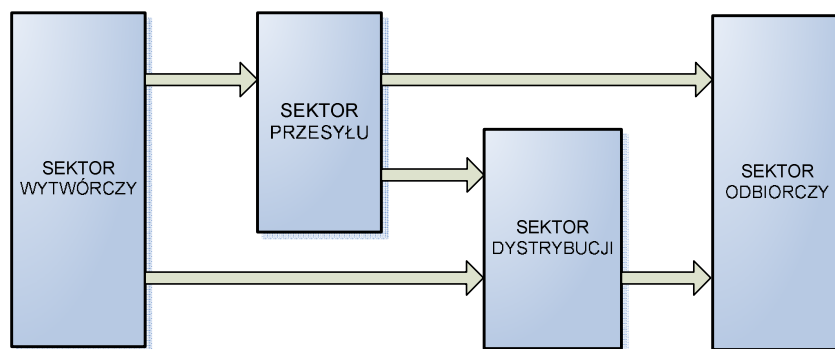
$$E_R = \begin{cases} \frac{1}{2} \int_0^t C_e A s \rho(t) \left(\left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha V_0(t) \right)^3 dt & \text{dla } V \in \langle V_a, V_b \rangle \\ \int_0^t s P_{\max} dt & \text{dla } V \in \langle V_b, V_c \rangle \\ 0 & \text{dla } V \in \langle 0, V_a \rangle \cup \langle V_c, \infty \rangle \end{cases} \quad (3.21)$$

gdzie:

- C_e - sprawność elektryczna turboszespołu wiatrowego (%) uwzględniająca sprawność aerodynamiczną turboszespołu oraz sprawność generatora,
- P - gęstość powietrza zależna od ciśnienia powietrza i jego temperatury,
- A - powierzchnia omiataana wirnikiem turboszespołu wiatrowego,
- V_0 - prędkość wiatru zmierzona na wysokości h_0 ,
- h_0 - wysokość usytuowania wiatromierza dla pomiarów prędkości wiatru V_0 ,
- h - wysokość, dla której oblicza się rzeczywistą ilość produkowanej energii E_R ,
- α - wykładnik potęgowy zależny od klasy szorstkości terenu, określony na drodze doświadczalnej,
- P_{\max} - wyjściowa moc maksymalna turboszespołu wiatrowego dla nominalnej prędkości wiatru,
- s - współczynnik strat,
- V_a - minimalna początkowa prędkość wiatru potrzebna do uruchomienia turbiny,
- V_b - nominalna prędkość wiatru umożliwiająca uzyskanie mocy maksymalnej,
- V_c - graniczna prędkość wiatru powodująca zatrzymanie turbiny (funkcja stop),
- t - czas pracy turboszespołu wiatrowego.

4. Rynek energii elektrycznej w Polsce a energetyka wiatrowa

Rynek energii elektrycznej funkcjonuje w ścisłym powiązaniu z systemem elektroenergetycznym. Na rys. 4.1. przedstawiono schemat przepływu energii w systemie elektroenergetycznym. Energia elektryczna generowana przez sektor wytwórczy przesyłana jest do odbiorców hurtowych, takich jak spółki dystrybucyjne. Do tego celu wykorzystywana jest sieć przesyłowa wysokich napięć [Tocz02]. Do odbiorców końcowych energia przesyłana jest bezpośrednio lub z wykorzystaniem sieci średnich i niskich napięć.



Rys. 4.1. Schemat przepływu energii w systemie elektroenergetycznym [Tocz02]

Sektor elektroenergetyczny w Polsce cechuje dosyć duży stopień rozdrobnienia zarówno w sferze producentów jak i dystrybutorów.

Sektor ten w Polsce tworzą [Tocz02]:

- przedsiębiorstwa wytwórcze (podsektor wytwarzania),
- podsektor przesyłu,
- przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

W związku z realizacją programu rządowego w 2007 roku utworzone zostały cztery duże grupy (koncerny) energetyczne. „Program dla elektroenergetyki” zakładał skonsolidowanie zarówno dystrybutorów, jak i wytwórców energii, aby mogły skutecznie konkurować z innymi europejskimi przedsiębiorstwami na wolnym rynku [Taur]. Utworzenie koncernów poskutkowało także zredukowaniem mechanizmów konkurencji na rynku krajowym.

Do największych koncernów energetycznych w Polsce należą [Pge, Taur]:

- Polska Grupa Energetyczna (PGE) - największa firma sektora elektroenergetycznego w Polsce,
- Turon Polska Energia SA,
- Grupa Energetyczna ENEA,
- Grupa Energetyczna ENERGA.

Dla każdego koncernu rozwój źródeł rozproszonych jest niewygodny. Zainstalowanie określonej mocy np. 1000 MW ze źródeł rozproszonych o mocach do kilku MW wymaga dużo większego wysiłku organizacyjnego i kilka razy większych nakładów finansowych niż budowa jednego dużego bloku węglowego o tej samej mocy.

4.1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce

Produkcja energii elektrycznej realizowana jest przez podsektor wytwarzania (a w szczególności przedsiębiorstwa wytwórcze wykorzystujące odnawialne źródła energii), w skład którego wchodzi [Are06]:

- elektrownie zawodowe, czyli przedsiębiorstwa, które sprzedają energię elektryczną wielu odbiorcom z wykorzystaniem sieci elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych,
- elektrownie zawodowe niezależne, które energię elektryczną dostarczają w większości jednemu odbiorcy finalnemu oraz rozproszone przedsiębiorstwa

wytwórcze działające poza strukturami przedsiębiorstw sieciowych, które wykorzystują odnawialne źródła energii,

- elektrownie przemysłowe, które stanowią część zakładów przemysłowych, a energia przez nie wytwarzana przeznaczona jest głównie na potrzeby tych zakładów.

Pod względem technologicznym produkcja energii elektrycznej w Polsce oparta jest głównie na wykorzystaniu węgla kamiennego i brunatnego. Jednak z kilku powodów coraz większego znaczenia nabierają odnawialne źródła energii. Pierwszym jest coraz mniejsza bariera technologiczna, a tym samym coraz większa opłacalność i konkurencyjność zastosowania OZE. Nie bez znaczenia pozostaje fakt, że cena energii zielonej jest prawie trzykrotnie wyższa od ceny energii wytworzonej w sposób konwencjonalny. Drugim ważnym czynnikiem jest ochrona środowiska. Zastosowanie technologii wykorzystujących OZE w dużo mniejszym stopniu wpływa na degradację ekologiczną. Trzecim natomiast czynnikiem są zobowiązania w stosunku do Unii Europejskiej obejmujące zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym bilansie produkcji energii elektrycznej w Polsce. Porównanie produkcji energii elektrycznej w Polsce w wybranym okresie przedstawia tab. 4.1.

Tab. 4.1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce - porównanie okresów styczeń-maj 2005 i styczeń -maj 2006 [Are06]

Wyszczególnienie		styczeń –maj		Indeks dynamiki %
		2005	2006	
		GWh		
Elektrownie zawodowe¹⁾	1	62 481.5	66 745.6	106.82
Ciepłne	2	60 781.5	65 320.6	107.47
Węgiel kamienny	3	36 616.1	40 774.0	111.36
W tym: elektrociepłownie	4	11 371.4	11 378.6	100.06
Węgiel brunatny	5	22 589.8	22 805.0	100.95
Gaz ²⁾	6	1 332.0	1 323.6	99.36
Współspalanie biomasy	7	243.6	418.0	171.55
Wodne	8	1 700.0	1 425.0	83.82
Szczytowo-pompowe ³⁾	9	604.1	568.2	94.06
Przepływowe	10	1 095.8	856.7	78.18
Pozostałe	11	-	-	-
Wiatrowe	12	-	-	-
Inne źródła odnawialne	13	-	-	-
Elektrownie przemysłowe	14	3 444.9	3 478.4	100.97
Ciepłne	15	3 199.5	3 206.8	100.23
W tym: gazowe	16	101.8	94.3	92.60
Biogazowe	17	2.4	2.6	107.83
Na biomasę ⁵⁾	18	242.0	268.3	110.87
Wodne	19	1.0	0.8	75.78
Elektrownie niezależne pozostałe	20	228.1	228.6	100.23
Wodne	21	127.1	109.6	86.19
Wiatrowe	22	61.5	84.3	137.21
Biogazowe	23	39.1	34.2	87.58
Na biomasę	24	0.46	0.50	110.55
Inne źródła odnawialne	25	-	-	-
RAZEM	26	66 154.5	70 452.5	106.50
Elektrownie ciepłne ⁴⁾	27	63 737.4	68 109.4	106.86
Elektrownie szczytowo – pompowe	28	604.1	568.2	94.06
Źródła odnawialne ⁵⁾	29	1 812.9	1 774.9	97.90

1) – elektrownie sektora elektroenergetycznego oraz elektrownie niezależne ciepłne,

2) – jednopalniowe,

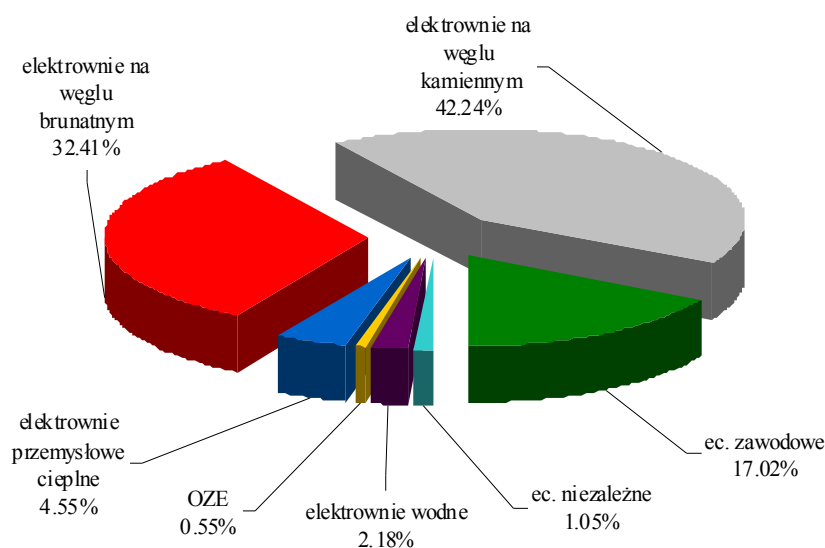
3) – łącznie z członami pompowymi w elektrowniach wodnych.

4) – z wyłączeniem współspalania biomasy,

5) – w tym: współspalania biomasy

Odnawialne źródła energii wykorzystywane są głównie w elektrowniach niezależnych. W porównywanym okresie od stycznia do maja 2005 r. i odpowiednio 2006 r. można zaobserwować wyraźną dynamikę wzrostu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych (137,21%) i na biomasę (110,55%). Natomiast spadek dynamiki w elektrowniach wodnych (86,19%) może być spowodowany zmniejszoną ilością opadów atmosferycznych.

Należy zauważyć, że także elektrownie zawodowe, oprócz konwencjonalnych technologii produkcji energii, wykorzystują odnawialne źródła - głównie w postaci współspalania biomasy. W analizowanym okresie nastąpił bardzo dynamiczny wzrost współspalania biomasy w elektrowniach zawodowych, a indeks dynamiki wyniósł aż 171,55%.



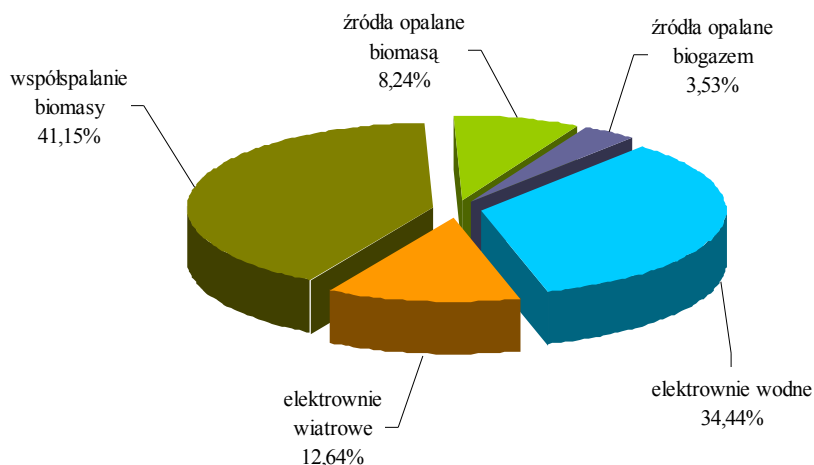
Rys. 4.2. Struktura produkcji energii elektrycznej styczeń - maj 2006 [Are06]

Współspalanie biomasy przy produkcji energii elektrycznej pomimo tego, że zalicza się do OZE, to jednak generuje emisję zanieczyszczeń i dwutlenku węgla do atmosfery. W ujęciu statystycznym współspalanie biomasy traktuje się na równi z produkcją energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych, które wytwarzają czystą energię.

Jak pokazuje rys. 4.2. udział OZE (w tym także elektrowni wodnych) w produkcji energii elektrycznej w Polsce, w okresie styczeń - maj 2005 r., oscylował w granicach 3%. Jest to zjawisko dosyć niepokojące w obliczu celu, jakim jest 7,5% udział energii pochodzącej z OZE w krajowym bilansie zużycia energii elektrycznej brutto w roku 2010.

Według [Tge09] produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce wyniosła w 2008 r. 6 253 574 MWh i była o blisko 20% większa w stosunku do roku 2007¹⁰. Produkcję energii elektrycznej z OZE w 2008 r. przedstawia Rys 4.3.

¹⁰ Dane na podstawie [Tge09] w oparciu o wystawione świadectwa pochodzenia.



Rys. 4.3. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce w 2008 r. [Tge09]

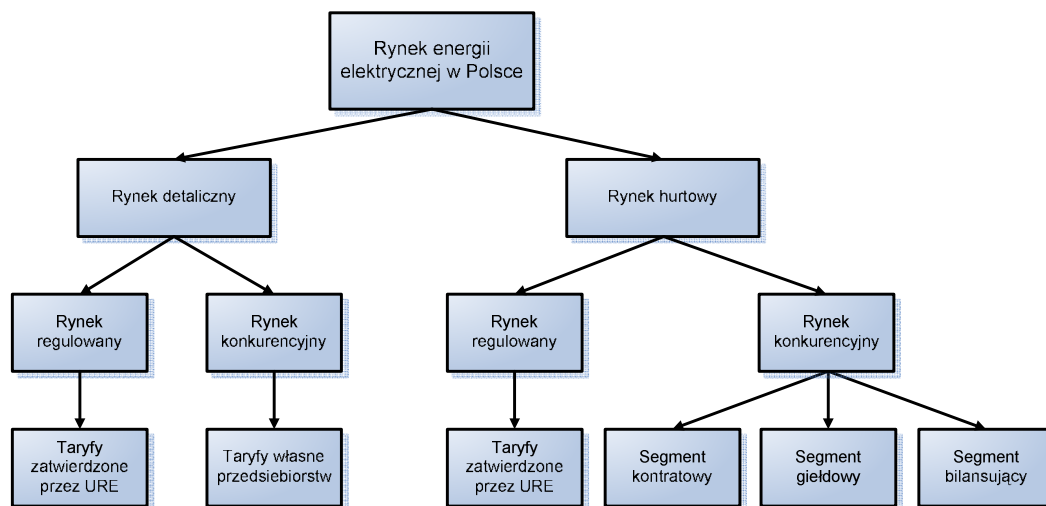
Kraje rozwinięte wykorzystują OZE w znacznie większym stopniu. Już w roku 2000 udział OZE w bilansie energetycznym krajów Unii Europejskiej wyniósł średnio 6%, a spośród nich w Szwecji 30,7%, Finlandii 23,9% czy Austrii 23,2%. Należy zwrócić uwagę na to, że udział odnawialnych źródeł energii w światowym bilansie energetycznym wynosi około 18% [Fpdś, Biom].

4.2. Struktura rynku energii elektrycznej w Polsce

Według [Zer03] rynek energii elektrycznej można podzielić na: część detaliczną i hurtową oraz na część regulowaną i konkurencyjną. W segmencie detalicznym handel realizowany jest na podstawie kontraktów, przy czym w obszarze regulowanym wykorzystywane są taryfy przedsiębiorstw energetycznych zatwierdzone przez organy regulacyjne, a w części konkurencyjnej przedsiębiorstwa energetyczne oferują odbiorcom końcowym własne taryfy. W segmencie hurtowym w obszarze regulowanym producenci energii również stosują taryfy zatwierdzone przez organy regulacyjne, natomiast w obszarze konkurencyjnym występują trzy segmenty:

- segment kontraktowy;
- segment giełdowy;
- segment bilansujący.

Strukturę detalicznego i hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce przedstawia rys. 4.4.



Rys. 4.4. Struktura rynku energii elektrycznej w Polsce na podstawie [Cire]

Od roku 2001 w Polsce funkcjonuje zasada TPA¹¹. Umożliwia ona odbiorcom finalnym zakup energii elektrycznej u dowolnego sprzedawcy, ale dopiero od 1 lipca 2007 r. dotyczy ona wszystkich odbiorców energii elektrycznej, w tym także gospodarstw domowych. Ponieważ sprzedaż energii elektrycznej wiąże się bezpośrednio z jej przesyłem, to dzięki zasadzie TPA wszyscy uczestnicy rynku mogą korzystać z sieci dowolnego przedsiębiorstwa energetycznego bez konieczności kupowania od niego energii elektrycznej. Dzięki temu możliwa jest demonopolizacja rynku i wzrost konkurencyjności.

Odbiorcy końcowi, którzy chcą skorzystać z zasady TPA mogą rozwiązać dotychczasową umowę i zawrzeć nową: na zakup i zużycie energii elektrycznej np. z dowolnym przedsiębiorstwem obrotu oraz umowę na przesył energii elektrycznej z lokalnym zakładem energetycznym. Następuje wówczas przejście odbiorcy na obrót pozataryfowy. Możliwe jest także zawarcie z przedsiębiorstwem obrotu jednej umowy kompleksowej na zakup i dystrybucję energii elektrycznej.

W praktyce zasada TPA działa w ograniczonym zakresie, ponieważ większość odbiorców pozostaje przy tradycyjnym sposobie zakupu energii, tzn. jako odbiorcy taryfowi kupując energię w spółce dystrybucyjnej, do sieci której są przyłączeni. Jako przyczynę tego stanu zdecydowana większość odbiorców przedstawia bariery prawne, ekonomiczne i techniczne [Toe].

4.3. Model rynku energii elektrycznej w Polsce

Rynek energii elektrycznej jest rynkiem czasu rzeczywistego [Tom05]. Oznacza to, że zapotrzebowanie na energię elektryczną musi być w każdej chwili pokrywane przez producentów. Trudność polega na tym, że nie stworzono dotychczas efektywnych metod pozwalających na swobodne magazynowanie energii elektrycznej [Sza00], co uniemożliwia stworzenie zapasów energii w czasie mniejszego zapotrzebowania.

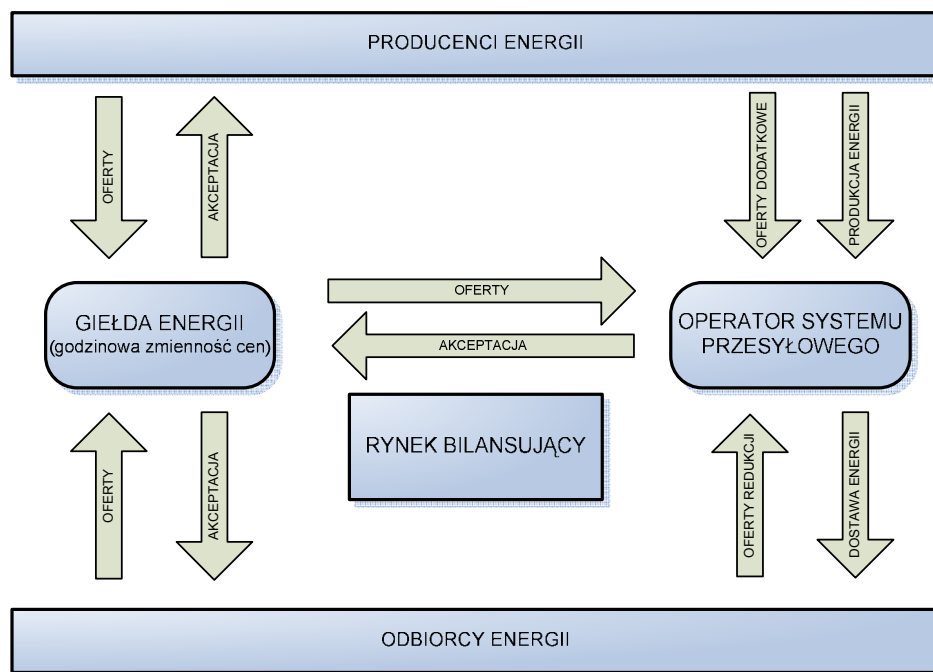
Rynek energii elektrycznej charakteryzuje się następującymi cechami, takimi jak [Rmg04]:

- mała elastyczność cenowa popytu,
- ograniczona elastyczność produkcji,

¹¹ Zasada TPA (ang. *Third Part Access*) - zasada dostępu strony trzeciej.

- strategiczne znaczenie bezawaryjnego działania systemu elektroenergetycznego,
- łatwość monopolizacji rynku poprzez wykorzystanie specyficznych cech fizycznych działania rynku.

Model rynku energii elektrycznej w Polsce przedstawia rys. 4.5.



Rys.4.5. Model rynku energii elektrycznej [WeW00]

Zarówno producenci, jak i odbiorcy energii elektrycznej składają oferty na rynku bilansującym oraz na Towarowej Giełdzie Energii. Na giełdzie oferta dotyczy wyłącznie transakcji kupna-sprzedaży energii elektrycznej, natomiast na rynku bilansującym oprócz ofert handlowych, składane są także oferty bilansujące, które służą operatorowi systemu przesyłowego do rozdziału obciążeń w systemie elektroenergetycznym. Podstawowym celem funkcjonowania rynku bilansującego jest bieżące bilansowanie zapotrzebowania na energię, które uzależnione jest zarówno od wielkości wytwarzania, jak i poboru energii w systemie elektroenergetycznym.

Operator systemu przesyłowego jest podmiotem zapewniającym odpowiednie warunki do prowadzenia handlu energią. Operator dokonuje zakupów i sprzedaży energii, będąc stroną wszystkich transakcji bilansujących i optymalizacyjnych. Selekcjonuje oferty w kolejności ich wyceny w celu dostosowania produkcji wytwórców do zapotrzebowania odbiorców z zapewnieniem warunków bezpiecznej i niezawodnie pracy systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym [Tom05].

Obrót energią elektryczną na rynku giełdowym na podstawie zleceń kupna i sprzedaży składanych przez strony zapewnia wzrost konkurencyjności w handlu energią elektryczną. Szczegóły funkcjonowania Towarowej Giełdy Energii zostały opisane w rozdziale 4.6.

4.4. Towarowa Giełda Energii

Handel energią elektryczną na rynku giełdowym realizowany jest w Polsce dzięki Towarowej Giełdzie Energii SA (TGE). Obrót energią elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii odbywa się na rynku hurtowym we wszystkich jego trzech segmentach: kontraktowym, giełdowym i bilansującym.

Rynek giełdowy oferuje następujące korzyści [Tge]:

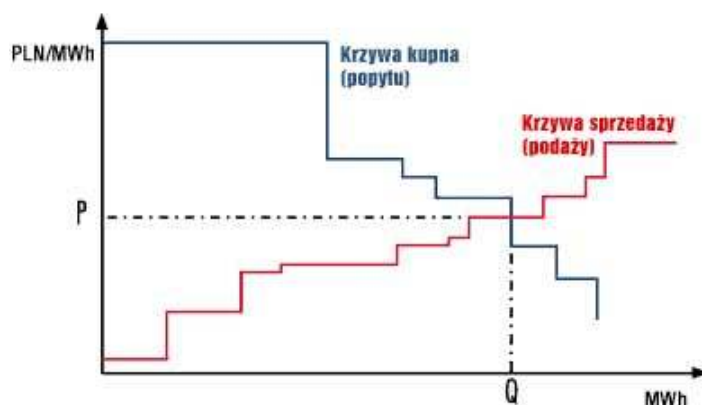
- zapewnia jawne i przejrzyste reguły zawierania transakcji handlowych,
- eliminuje ryzyko handlowe, ponieważ kupujący składają 100% zabezpieczenia,
- redukuje koszty negocjacji, automatyzując proces wyszukiwania najlepszej oferty,
- zapewnia dużą elastyczność zawierania transakcji,
- ustala obiektywne, rynkowe ceny energii, stanowiące odniesienie dla wszystkich pozostałych rodzajów kontraktów zawieranych na rynku hurtowym.

Na Towarowej Giełdzie Energii możliwa jest sprzedaż energii wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej. Sprzedaż ta daje szansę na osiągnięcie większych przychodów ze względu na wysokie ceny energii, szczególnie w godzinach szczytu, ale obarczona jest dużym ryzykiem spowodowanym losowością występowania wiatru. W celu zmniejszenia ryzyka niezbędnym jest szczegółowe prognozowanie produkcji energii w elektrowni wiatrowej zaproponowane w rozdziale 8.

4.4.1. Rodzaje rynków na Towarowej Giełdzie Energii

Na TGE występują następujące rynki: Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Praw Majątkowych, Rynek Zleceń Dobilansujących.

Notowania na Rynku Dnia Następnego odbywają się codziennie. RDN prowadzony jest na dzień przed dobą, w której następuje fizyczna dostawa energii. Składa się on z 24 godzinowych linii notowań (okresów rozliczeniowych), w których członkowie giełdy mogą kupować i sprzedawać energię elektryczną. Uczestnicy RDN wysyłają zlecenia kupna lub sprzedaży dla poszczególnych godzin [Tge]. Ze zleceń sprzedaży tworzona jest krzywa podaży, a ze zleceń zakupu tworzona jest krzywa popytu (rys. 4.6.). *Fixing*, czyli ustalanie jednego kursu kupna-sprzedaży wyznaczane jest na podstawie przecięcia się krzywych popytu i podaży.



Rys. 4.6. Wyznaczenie ceny równowagi i wielkości obrotu dla każdej godziny na TGE [Tge]

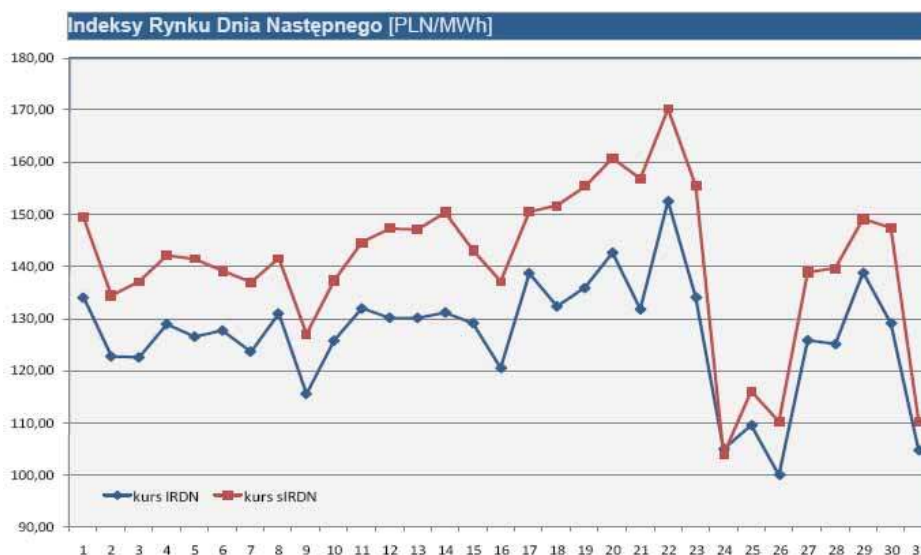
Kolejnym rynkiem na Towarowej Giełdzie Energii jest Rynek Praw Majątkowych. Przedmiotem obrotu są tu prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii produkowanej w oparciu o odnawialne źródła energii i świadectwa pochodzenia wyprodukowania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

Rynek Zleceń Dobilansujących dotyczy przedsiębiorstw obrotu energią i umożliwia im domknięcie pozycji kontraktowych na rynku bilansującym.

Udział sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii w całości bilansu energetycznego kraju jest mały. Z danych opublikowanych wynika, że w 2008 r. udział ten wyniósł tylko 1,79% [Tge09]. Związane jest to przede wszystkim z tym, że polski rynek giełdowy jest rynkiem stosunkowo młodym. Jednak odnotowuje się systematyczny wzrost obrotu energią na TGE.

4.4.2. Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wiatrowej na TGE

Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wiatrowej na Towarowej Giełdzie Energii jest obciążona dużym ryzykiem ekonomicznym, ponieważ ze względu na dużą zmienność wiatru prognozowanie produkcji obciążone jest znaczną niepewnością [Rad08a]. Zmienność cen sprzedaży energii w odniesieniu do każdej godziny oraz różnice w cenach energii dla każdego dnia powiększają ryzyko sprzedaży. Zmienność cen energii na przestrzeni miesiąca w oparciu o indeksy IRDN i sIRDN oraz średni kurs miesięczny ważony obrotem dla każdego dnia przedstawiają rys. 4.7. i 4.8.



Rys. 4.7. Raport miesięczny za grudzień 2007 r. indeksów Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii [Tge08]

Kolorem niebieskim oznaczono krzywą bazowego indeksu IRDN, będącego średnią ważoną ceną transakcji zawartych danego dnia dostawy we wszystkich godzinach w dobach n-1 i n-2, natomiast krzywa oznaczona kolorem czerwonym dotyczy wartości indeksu szczytowego sIRDN w godzinach 8- 22 [Tge08].



Rys. 4.8. Raport miesięczny za grudzień 2007 r. średniego miesięcznego kursu ważonego obrotem dla energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego TGE [Tge08]

4.4.3. Zróżnicowanie cen sprzedaży energii elektrycznej na TGE

Z raportu [Tge08] wynika, że miesięczny średni ważony kurs w grudniu 2007 r. wyniósł 128,09 zł/MWh, a godzinowe wahania kursu RDN kształtowały się w przedziale 60,00- 251,09 zł/MWh.

Tak duże zróżnicowanie cen sprzedaży energii daje także spore możliwości zwiększenia przychodów ze sprzedaży, ale wiąże się z równie dużym ryzykiem. Zróżnicowanie cen energii w wybranych dniach na Rynku Dnia Następnego przedstawiają rys. 4.9. a), b) i c).



Rys. 4.9.a Ceny netto sprzedaży energii w ujęciu godzinowym w dniu 20 grudnia 2007 r. na Rynku Dnia Następnego TGE [Tge]



Rys. 4.9.b Ceny netto sprzedaży energii w ujęciu godzinowym w dniu 20 stycznia 2008 r. na Rynku Dnia Następnego TGE [Tge]



Rys. 4.9.c Ceny netto sprzedaży energii w ujęciu godzinowym w dniu 20 lutego 2008 r. na Rynku Dnia Następnego TGE [Tge]

Pomimo dużego zróżnicowania cen sprzedaży energii elektrycznej w godzinowych cyklach rozliczeniowych, możemy zaobserwować, że najwyższe ceny kształtują się między godziną 18 i 20, a najniższe w przedziale między godziną 2 i 6. Kurs średni wypada zwykle w granicach południa. Jednocześnie średni kurs dzienny waha się nawet do kilkudziesięciu procent w odniesieniu do średniego ważonego kursu miesięcznego. Natomiast średnioważone kursy miesięczne w roku 2007 wahają się tylko kilkanaście procent (min. 111,79 zł/MWh w kwietniu 2007 i maks. 128,09 zł/MWh w grudniu 2007) [Rad08a].

4.4.4. Cenowe strefy sprzedaży energii elektrycznej na TGE

Celowym wydaje się określenie stref cenowych sprzedaży energii elektrycznej w odniesieniu do średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, która w roku 2006 osiągnęła poziom 119,70 zł/MWh. Po tej cenie następuje bowiem sprzedaż energii z OZE z ograniczonym ryzykiem. Strefy cenowe ułatwiłyby podejmowanie decyzji w zakresie sprzedaży energii produkowanej w elektrowniach wiatrowych na Towarowej Giełdzie Energii.

Zaproponowany podział na strefy cenowe sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE w odniesieniu do średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym (C_{es}) przedstawia się następująco [Rad08a]:

- strefa A- przedział cenowy od C_{es} do $C_{es} - 20\%$,
- strefa B- przedział cenowy poniżej $C_{es} - 20\%$,
- strefa C- przedział cenowy od C_{es} do $C_{es} + 20\%$,
- strefa D- przedział cenowy od $C_{es} + 20\%$ do $C_{es} + 40\%$,
- strefa E- przedział cenowy powyżej $C_{es} + 40\%$.

Przykładowy wykres cen sprzedaży netto w ujęciu godzinowym z podziałem na strefy cenowe przedstawia rys. 4.10.



Rys. 4.10. Wykres ceny netto sprzedaży energii w ujęciu godzinowym w dniu 20 stycznia 2008 r. na Rynku Dnia Następnego TGE z uwzględnieniem stref cenowych. Źródło: Opracowanie własne na podstawie [Rad08a]

Strefa cenowa A i B są strefami nieopłacalnymi dla sprzedaży energii wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej. Natomiast strefa C, a w szczególności strefy D i E są obszarami o dużej opłacalności.

Jednak zmienność warunków wietrznych utrudnia prognozowanie produkcji energii w elektrowni wiatrowej, a to z kolei wpływa znacząco na możliwość sprzedaży zadeklarowanej ilości energii na TGE w korzystnej strefie cenowej. Każde niedoszacowanie lub przeszacowanie wolumenu energii skutkuje koniecznością włączenia się do gry rynku bilansującego i poniesienia przez producenta energii kosztów pomyłki [Rad08a].

Istnieją następujące rozwiązania tego problemu:

- korzystanie z właściwie rozlokowanych stacji meteorologicznych celem określenia prognozy warunków wietrznych w sposób jak najbardziej dokładny,
- wykorzystywanie zaawansowanych metod matematycznych dla przetwarzania danych historycznych i zmniejszenia niepewności prognoz,
- budowa systemów zbierania informacji o przebiegach wiatrów obejmujących cały kraj, funkcjonujących w systemie *on-line*, zapewniających przewidywalność wiatrów w okresie co najmniej 1 doby,
- budowa systemów informatycznych obsługujących Towarową Giełdę Energii umożliwiających zmniejszenie okresu wyprzedzenia zbierania oferty na dostawę energii elektrycznej,
- współpraca elektrowni wiatrowej z elektrownią szczytowo-pompową,

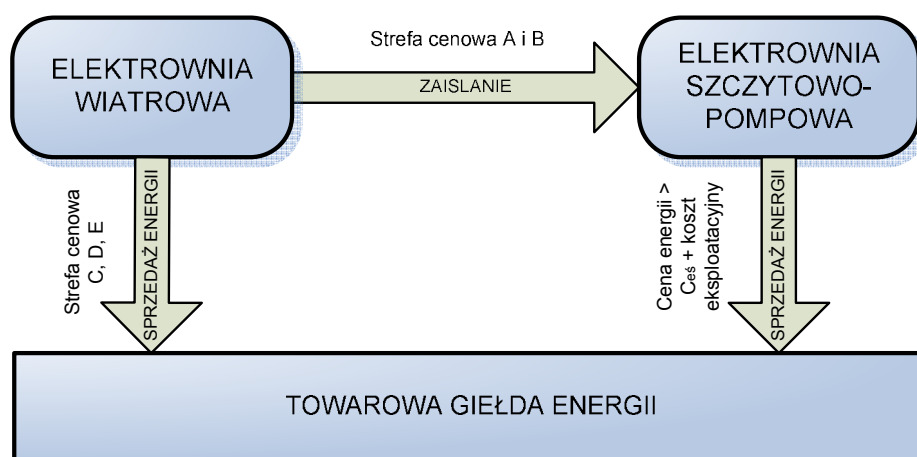
Pierwsze rozwiązanie jest trudne w realizacji, ponieważ Rynek Dnia Następnego wymaga określenia produkcji w perspektywie 24 godzin, a prognoza w takim horyzoncie czasowym może okazać się nietrafna. Należy jednak zwrócić uwagę, że polska giełda jest młoda w stosunku do innych giełd na świecie. Należy spodziewać się, że w przyszłości, podobnie jak na innych rynkach energii, czas składania ofert na dostarczenie energii elektrycznej będzie znacznie krótszy niż obecnie na TGE 24 godziny przed dostawą. Czas zamknięcia składania ofert na dostawę energii elektrycznej w odniesieniu do czasu dostawy tej energii na wybranych rynkach energii przedstawia tab. 4.2.

Tab. 4.2. Czas zamknięcia składania ofert na dostawę energii elektrycznej w odniesieniu do czasu dostawy tej energii na wybranych rynkach [Ack04, Nord]

Rynek	Czas zamknięcia składania ofert na dostawę energii elektrycznej
Anglia i Walia	1 godzina przed dostarczeniem energii
Nord Pool (Norwegia, Szwecja, Finlandia i Dania)	godzina 24.00 dnia poprzedniego bez możliwości zmian po godzinie 24.00
Australia	5 minut przed dostawą
Nowa Zelandia	2 godziny przed dostawą

4.4.5. Możliwości sprzedaży energii elektrycznej na TGE we współpracy z elektrownią szczytowo-pompową

Współpraca elektrowni wiatrowej z elektrownią szczytowo-pompową (przy założeniu możliwości lokalizacyjnych) wydaje się być dobrym rozwiązaniem. Elektrownia szczytowo-pompowa składa się z dwóch zbiorników wodnych rozmieszczonych na różnych wysokościach. Woda pompowana jest do zbiornika znajdującego się na wyższym poziomie, gdzie jest gromadzona jako energia potencjalna i może zostać wpuszczona z powrotem do niższego zbiornika przechodząc przez turbiny wodne generujące energię elektryczną [Seko]. Wówczas, gdy cena sprzedaży energii znajduje się w strefie A lub B, to elektrownia wiatrowa produkuje energię elektryczną na potrzeby własne, zasilając pompy elektrowni szczytowo-pompowej. Gdy natomiast prognozy wskażą, że wiatr pojawi się w strefie cenowej C i D, a w szczególności E, to wówczas produkcja ta może zostać sprzedana na Towarowej Giełdzie Energii po cenach wyższych. Energia uzyskana z elektrowni szczytowo-pompowej zostanie sprzedana również na TGE, ale wówczas gdy cena sprzedaży przekroczy cenę C_{es} powiększoną o koszt eksploatacyjny tej elektrowni. Działania takie spowodują zmniejszenie ryzyka przy produkcji energii z OZE przy jednoczesnym wzroście przychodów ze sprzedaży. Schemat współpracy elektrowni wiatrowej z elektrownią szczytowo-pompową przedstawia rys. 4.11.



Rys. 4.11. Współpraca elektrowni wiatrowej z elektrownią szczytowo-pompową przy produkcji i sprzedaży energii elektrycznej na TGE. Źródło: Opracowanie własne na podstawie [Rad08a]

Prognoza produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej możliwa jest tylko w oparciu o rzeczywiste przebiegi. Potrzebna jest obserwacja wyników na giełdzie i produkcji energii w elektrowni wiatrowej z zapisami minimum co 10 minut. Oddzielnym problemem jest generowanie przez elektrownie wiatrowe zapotrzebowania na moc regulacyjną (moc czynną i bierną).

4.4.6. Badania nad sposobami akumulowania energii elektrycznej

Zmienność występowania wiatru oraz okresowość zapotrzebowania na energię elektryczną powodują, że istnieje konieczność prowadzenia badań nad magazynowaniem energii elektrycznej. Towarowa Giełda Energii stwarza ponadto przesłanki dla opłacalności procesów akumulowania energii. Obecnie istnieje kilka technologii magazynowania energii elektrycznej:

- bateryjne zasobniki energii,
- kinetyczne zasobniki energii,
- nadprzewodnikowe zasobniki energii,
- superkondensatory (ultrakondensatory),
- elektrownie szczytowo- pompowe,
- kompresyjne zasobniki energii,
- ogniwa paliwowe na paliwo wodorowe.

Kinetyczne zasobniki energii w postaci wirujących kół zamachowych w sposób ciągły obciążają sieć w celu utrzymania swojej prędkości kątowej. W żądanej chwili (np. przerwa w zasilaniu) energia kinetyczna zgromadzona w kole zamieniana jest na energię elektryczną [Suł07]. Wadą wirujących mas jest konieczność ciągłego zasilania i stosunkowo krótki czas oddawania zgromadzonej energii. Zarówno bateryjne jak i kinetyczne zasobniki energii oraz ultrakondensatory, ze względów technologicznych oraz ekonomicznych nie stanowią obecnie dobrego rozwiązania w zakresie magazynowania energii elektrycznej dla potrzeb energetyki wiatrowej.

W nadprzewodnikowych zasobnikach energii stosuje się cewkę schłodzoną do temperatury ciekłego helu (4 K), przez którą przepływa prąd stały [Zar08]. Wykorzystuje się wówczas zjawisko nadprzewodnictwa, a w polu magnetycznym cewki gromadzi się energia. Zasobniki te przeznaczone są do akumulowania energii do 100 MWh. Technologia ta mogłaby być wykorzystywana dla potrzeb magazynowania energii wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej, ale jej wysoki koszt uniemożliwia powszechne wykorzystanie nadprzewodnikowych zasobników energii w elektroenergetyce.

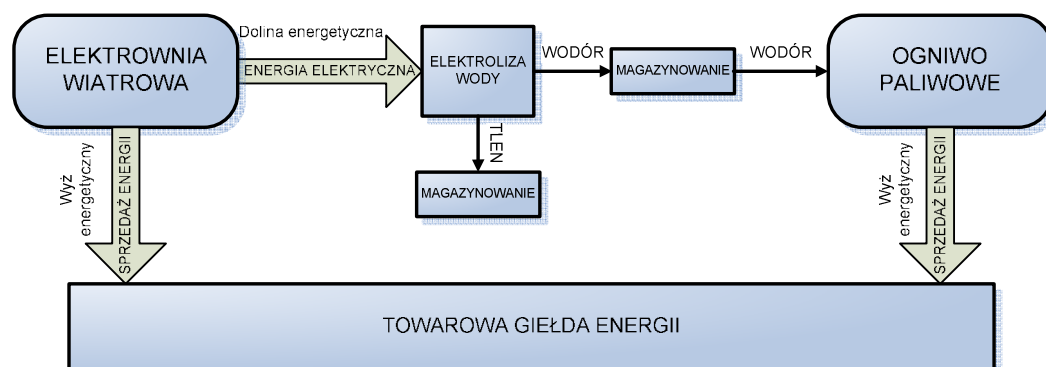
Wykorzystywanie elektrowni szczytowo-pompowych (omówione w rozdziale 4.4.5) wydaje się być dobrym sposobem akumulowania energii. Przeszkodą może być w tym przypadku lokalizacja, która wymaga odpowiedniego ukształtowania terenu oraz dostępność dużego zbiornika wody.

Magazynowanie energii w postaci sprężonego powietrza stosuje się w elektrowniach z turbinami gazowym. W dolinie nocnej generator turbosespołu gazowego pobiera energię i produkuje sprężone powietrze. W okresie zapotrzebowania na energię sprężone powietrze wykorzystywane jest do produkcji energii elektrycznej [Lis]. Kompresyjne zasobniki energii mogą być zatem wykorzystywane w elektrowni z turbinami gazowymi, która współpracuje z elektrownią wiatrową. Energia generowana przez farmę wiatrową w okresie wysokiego zapotrzebowania mogłoby być sprzedana po korzystnych cenach, a w okresie niskiego zapotrzebowania służyłaby do produkcji sprężonego powietrza. Kombinacja tych dwóch

technologii mogłaby przynieść korzyści ekonomiczne pod warunkiem dokładnego skalkulowania kosztów inwestycyjnych i możliwości produkcji.

Na potrzeby energetyki zawodowej istotne znaczenie może mieć produkcja i magazynowanie wodoru. J. Popczyk w [Pop09] stwierdza, że dopiero współcześnie powstały warunki techniczno-ekonomiczne do powszechnego wykorzystania wodoru w energetyce „... który będzie także produkowany z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i słonecznych oraz magazynowany w zintegrowanych instalacjach wytwórczo-zasobnikowych.”

Według [Mol08] pozyskiwanie wodoru z wody w procesie elektrolizy, jest najbardziej obiecującą metodą. Ponieważ jest to proces kosztowny, to niezbędna do tego celu energia powinna pochodzić z innych źródeł niż spalanie paliw kopalnych. Ponadto magazynowanie wodoru w zbiornikach ciśnieniowych i kriogenicznych wymaga zastosowania odpowiednich materiałów ze względu na łatwopalność i wysoką lotność wodoru. Wykorzystanie ogniw paliwowych zasilanych wodorem pozyskanym w procesie elektrolizy wody dzięki energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni wiatrowej może być ekonomicznie uzasadnione. Podobnie jak w przypadku kompresyjnych zasobników energii, produkcja wodoru mogłaby następować w dolinie energetycznej, a sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej z wodoru, w czasie szczytu zapotrzebowania. Za wykorzystaniem tej technologii dla potrzeb energetyki przemawia niska szkodliwość środowiskowa oraz wysoka sprawność ogniw paliwowych, która w połączeniu z ogrzewaniem może wynieść nawet do 80%. Schemat współpracy elektrowni wiatrowej i ogniwa paliwowego zasilanego wodorem przedstawia rys. 4.12.



Rys. 4.12. Współpraca elektrowni wiatrowej i ogniwa paliwowego zasilanego wodorem przy produkcji i sprzedaży energii elektrycznej na TGE. Źródło: Opracowanie własne.

Każda z metod magazynowania energii elektrycznej ma swoje wady i zalety. Ponieważ akumulowanie energii elektrycznej na dużą skalę nie jest łatwe i dodatkowo wiąże się ze stratami konwersji, to dla potrzeb energetyki wiatrowej najbardziej korzystne jest magazynowanie energii z wykorzystaniem elektrowni szczytowo-pompowych, kompresyjnych zasobników energii oraz ogniw paliwowych zasilanych wodorem.

4.5. Aspekty wykorzystania energii odnawialnej

4.5.1. Dyrektywy Unii Europejskiej a energetyka wiatrowa

Sektor elektroenergetyczny ma duży udział w zanieczyszczaniu środowiska poprzez emisję zanieczyszczeń gazowych i pyłowych np. dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenu azotu, czy amoniaku. Według [Sob02] w ostatnim czasie przesłanki ekologiczne stały się jedną z ważniejszych składowych europejskiej polityki energetycznej. Unia Europejska wspiera działania mające na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, a w szczególności rozwój energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii. W listopadzie 1997 roku Komisja Europejska opracowała Białą Księgę Energetyki Odnawialnej, która zakłada w 2010 roku wzrost udziału OZE w bilansie energetycznym do 12%. Aby zrealizować ten cel, każde z państw członkowskich zostało zobowiązane do określenia minimalnego udziału OZE w swoim bilansie.

Parlament Europejski 27 września 2001 r. zatwierdził Dyrektywę 2001/77/WE, celem której jest wspieranie zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej państw Wspólnoty. Dyrektywa ta zwraca uwagę na potrzebę społecznego poparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz na konieczność posługiwania się mechanizmami wspierania rozwoju OZE, łącznie z „zielonymi certyfikatami”, pomocą inwestycyjną, zwolnieniami podatkowymi lub obniżaniem podatku, zwrotami podatkowymi oraz systemami wsparcia cen bezpośrednich [Dpe01].

Kolejnym istotnym dokumentem Parlamentu Europejskiego związanym z OZE jest Projekt Dyrektywy KOM(2008)19 wersja ostateczna, z dnia 23 stycznia 2008 r., który obejmuje promowanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez określenie przez państwa członkowskie Wspólnoty docelowego udziału energii pochodzącej z OZE w ostatecznym zużyciu energii w 2020 r. Dla Polski docelowy udział energii ze źródeł odnawialnych w 2020 r. ma wynosić 15%. Ponadto każde z państw członkowskich ma podjąć środki niezbędne do stworzenia infrastruktury sieci energetycznej umożliwiającej uwzględnienie dalszego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, łącznie z połączeniami międzysieciovymi między państwami członkowskimi [Pdp08]. Dokument ten porusza także problematykę zapewnienia przez każde z państw członkowskich wydania gwarancji pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, które to mają być respektowane przez pozostałe państwa członkowskie.

Należy także zwrócić uwagę na fakt, że Światowa Komisja Rady Energetycznej przewiduje do roku 2020 wzrost udziału energii odnawialnej do 21,3% (scenariusz pesymistyczny) lub nawet do 29,6% (scenariusz optymistyczny) [Rpdś].

Odpowiedzią Polski na wytyczne Unii Europejskiej jest „Program dla elektroenergetyki” podpisany przez Radę Ministrów 28 marca 2006 r. (zastępujący poprzednie dokumenty), który zakłada między innymi wyraźny rozwój i promocję odnawialnych źródeł energii [Mgzpe]. Zgodnie z założeniami tego dokumentu do 2010 roku nastąpi znaczny wzrost mocy wytwórczej ze źródeł odnawialnych, a produkcja energii z tego typu źródeł powinna osiągnąć poziom co najmniej 7,5% w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto.

Ministerstwo Gospodarki będzie zachęcać producentów do większego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji oraz promować technologie ograniczające emisję zanieczyszczeń, co stanowić będzie szansę także dla rozwoju energetyki wiatrowej [Mgo]. Ponadto w przygotowanym przez Ministerstwo

Gospodarki *Projekcie prognozy oddziaływania polityki energetycznej na środowisko* z dnia 5 marca 2009 r. [Mgo09] stwierdza się, że cel kierunkowy polityki energetycznej Polski jakim jest 15% udział OZE w bilansie energii w roku 2020 i 20% w roku 2030, wydaje się mało ambitny i rekomenduje się osiągnięcie poziomu 30% udziału OZE w zaspokojeniu zapotrzebowania na energię finalną. Skutkowałoby to powstaniem nowych miejsc pracy, zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń poprzez ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych.

Jednak kryzys finansowy i gospodarczy może spowodować brak środków na wspieranie energii odnawialnych zarówno w budżecie państwa, jak i w przedsiębiorstwach energetycznych na zakup drogich energii odnawialnych. Możliwości realizacji tego planu są obecnie (2009 r.) nieokreślone.

4.5.2. Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE

Zgodnie z dyrektywą 2001/77/WE [Dpe01] oraz z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. [Rmg08] Polska gwarantuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z OZE oraz zapewnia pierwszeństwo w przesyle tej energii.

Obowiązujące prawo energetyczne [Upe97] nakłada na sprzedawcę z urzędu obowiązek zakupu energii elektrycznej w swoim obszarze działania, a pochodzącej ze źródeł odnawialnych, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym.

Wytwórca energii elektrycznej może skorzystać z tego przywileju, ale może również sprzedać wyprodukowaną w OZE energię innym podmiotom na zasadach rynkowych [Lub08] po wynegocjowanej cenie, korzystając z zasady TPA.

4.5.3. Zielone certyfikaty

Zielone certyfikaty stanowią mechanizm wsparcia dla podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a w szczególności dla elektrowni wiatrowych. Zielone certyfikaty związane są z pochodzeniem wyprodukowanej energii elektrycznej z OZE potwierdzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

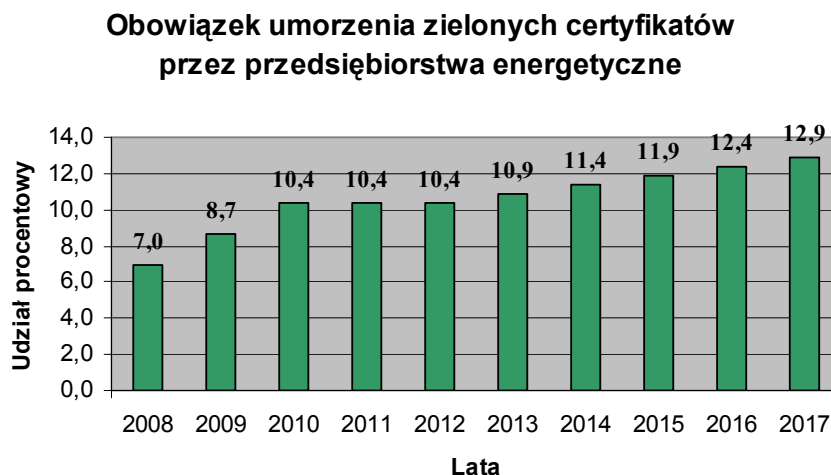
Świadczenia pochodzenia nie mają wartości materialnej, zaś przedmiotem obrotu mogą być jedynie prawa majątkowe będące immanentną częścią świadectwa (zielonego certyfikatu) [Lub08]. Zielone certyfikaty są zatem prawami majątkowymi powstałymi w wyniku konwersji wydawanych przez prezesa URE świadectw pochodzenia. Certyfikaty te podlegają procesowi kupna- sprzedaży na Towarowej Giełdzie Energii oraz procesowi umorzenia przez Prezesa URE na życzenie posiadacza. Nominał zielonego certyfikatu wynosi 1 kWh. Dzięki systemowi zielonych certyfikatów producenci energii z OZE otrzymują dodatkowe przychody zapewniające opłacalność produkcji.

Polityka państwa polskiego w zakresie wydawania i umarzania zielonych certyfikatów zmierza do promowania proekologicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Oprócz wsparcia finansowego dla producentów energii ze źródeł odnawialnych, Polska nakłada obowiązek, dotyczący przedsiębiorstw energetycznych, uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej. Obowiązek ten uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiało do umorzenia, lub z uiszczonych opłat zastępczej, w wykonanej całkowitej

rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż [Rmg08]:

- 7,0%- w 2008 r.,
- 8,7%- w 2009 r.,
- 10,4%- w 2010 r.,

Obowiązkowy udział procentowy umorzenia zielonych certyfikatów przez przedsiębiorstwa energetyczne w stosunku do całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo w poszczególnych latach przedstawia rys. 4.13.



Rys. 4.13. Obowiązek przedsiębiorstw energetycznych przedstawienia do umorzenia zielonych certyfikatów w latach 2008- 2017 na podstawie [Rmg08]

4.5.4. Cena sprzedaży energii zielonej

Na cenę sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z OZE zwanej *energiją zieloną* składa się suma cen:

- średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym lub ceny rynkowej w zależności od złożonej oferty innemu podmiotowi albo w zależności od oferty złożonej na Towarowej Giełdzie Energii,
- ceny praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z OZE (zielonych certyfikatów), których obrót odbywa się na Towarowej Giełdzie Energii.

Według wyliczeń Urzędu Regulacji Energetyki średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku 2007 osiągnęła poziom 128,80 zł za 1 MWh [Pgwnp]. Dla porównania średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku 2006 osiągnęła poziom 119,70 zł za 1 MWh [Ure].

Natomiast średnioroczny kurs jednolity na rynku praw majątkowych TGE w roku 2007 wyniósł 239,18 zł za prawa majątkowe z tytułu świadectw pochodzenia 1 MWh energii wyprodukowanej z OZE. Dla porównania w 2006 roku kurs ten wyniósł 213,82 zł [Tge].

Należy zwrócić uwagę, że jednostkowa opłata zastępcza za świadectwa nie przedłożone do umorzenia Prezesowi URE przez przedsiębiorstwo energetyczne w roku 2007 wyniosła 242,40 zł za 1 MWh [Infor].

Zatem średnio cena sprzedaży energii zielonej w roku 2007 wyniosła prawie 368 zł za 1 MWh, a w 2006 roku nieco ponad 333 zł za 1 MWh. Blisko 2/3 tej ceny to premia w postaci zielonych certyfikatów. Gdyby nie istniało wsparcie państwa w formie dopłat do energii zielonej, to wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych byłoby nieopłacalne.

4.5.5. Białe i czerwone certyfikaty

Istotnym celem w polityce energetycznej Polski jest poprawa efektywności energetycznej. Do 2020 roku wszystkie kraje Unii Europejskiej muszą razem spełnić cele 3 x 20 uzgodnione na szczycie Rady Europejskiej w marcu 2007 r. Należą do nich [Bed08]:

- zmniejszenie emisji CO₂ o 20%,
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20%,
- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku.

Zarówno zmniejszenie emisji CO₂ jak i zwiększenie efektywności energetycznej będzie realizowane przez system białych certyfikatów, które stanowią mechanizm rynkowy zachęcający do oszczędzania energii. Wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz odbiorcom końcowym będą musiały uzyskać i przedłożyć prezesowi URE odpowiednią ilość białych certyfikatów¹². Certyfikaty te będzie można uzyskać podejmując stosowne działania, które obejmować mają ograniczenie zużycia energii, zwiększenie racjonalnego jej wykorzystania, zwiększenie sprawności wytwarzania energii oraz ograniczenie strat w przesyłce i dystrybucji. Szczegółowy katalog działań prooszczędnościowych wraz z odpowiadającą im ilością białych certyfikatów zostanie określony w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego do spraw gospodarki [Mgo07]. Białe certyfikaty stanowią również przedmiot obrotu na Towarowej Giełdzie Energii. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne nie uzyska odpowiedniej ilości białych certyfikatów, to będzie mogło je kupić na TGE.

Mechanizm białych certyfikatów szczegółowo precyzuje ustawa o efektywności energetycznej. Prace nad jej projektem zostały już zakończone, obecnie trwają uzgodnienia między resortami i planuje się, że wejdzie ona w życie 1 stycznia 2010 r. [Wnp].

Czerwone certyfikaty stanowią natomiast mechanizm wsparcia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. System certyfikowania czerwonej energii wprowadzono w 2007 roku, a zalety tego rozwiązania są identyczne jak w przypadku zielonych certyfikatów. Stanowią one rodzaj dopłat do wytwarzania energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji. Według [Dre06] potencjał kogeneracyjny w Polsce jest szacowany na ok. 55 TWh i może być osiągnięty poprzez podniesienie efektywności wytwarzania w źródłach istniejących, przebudowę części istniejących ciepłowni na elektrociepłownie oraz poprzez budowę źródeł kogeneracyjnych w mniejszych miejscowościach. Wspieranie rozwoju kogeneracji przynosi wiele korzyści, gdyż produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła umożliwia uzyskanie oszczędności poprzez zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych dzięki czemu następuje również ograniczenie emisji CO₂.

¹² Ilość certyfikatów przedłożonych prezesowi URE przez przedsiębiorstwo energetyczne uzależniona jest od sprzedaży zanotowanej przez to przedsiębiorstwo.

Mechanizm zielonych, białych i czerwonych certyfikatów przyczynia się do redukcji emisji CO₂. Ze względu na konieczność poniesienia kosztów w celu redukcji tej emisji, kolejność technologii przedstawia się następująco:

1. poszanowanie energii,
2. kogeneracja,
3. energia ze źródeł odnawialnych.

5. Modelowanie elektrowni wiatrowej

5.1. Założenie wstępne

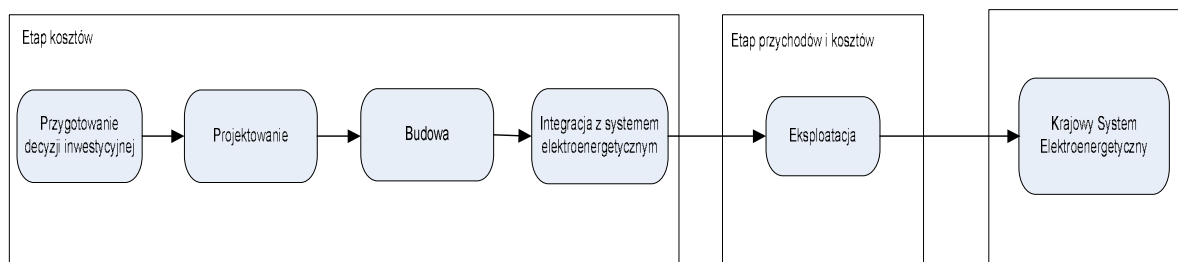
Ze względu za stochastyczny charakter występowania wiatru, określenie czasu, po którym inwestycja w postaci farmy wiatrowej umożliwi wygenerowanie dodatnich przepływów finansowych w przedsiębiorstwie energetycznym, stanowi złożone zadanie.

Celowe wydaje się stworzenie uniwersalnego modelu farmy wiatrowej, dzięki któremu możliwe będzie wykonanie symulacji produkcji energii elektrycznej przy różnych prognozach zmienności wiatru, dla zmiennej liczby turbin wiatrowych i o różnych mocach zainstalowanych. Model ten powinien uwzględniać także różne scenariusze gospodarcze obejmujące: zmianę cen energii w czasie, sprzedaż energii na rynku energii elektrycznej, zmienność przychodów ze sprzedaży papierów wartościowych TGC¹³, a także uwzględnienie strat energii powstałych przy produkcji i przesyle oraz kosztów awarii i remontów. Model ten powinien także umożliwiać realizację procesu handlowego, w ramach którego wszyscy uczestnicy rynku indywidualnie konkurują o jak najbardziej korzystną sprzedaż energii elektrycznej [Zer03]. Ponieważ prędkość wiatru wzrasta wraz z wysokością, to model powinien uwzględniać możliwość zainstalowania gondoli turbozespołów wiatrowych na różnej wysokości, z czym bezpośrednio wiążą się zmienne koszty budowy i zmienne przychody w czasie eksploatacji.

Przeprowadzone symulacje dotyczyć powinny analizy wyniku finansowego od momentu oddania elektrowni wiatrowej do eksploatacji przez okres 25 lat ze względu na przewidywany „czas życia” elektrowni wiatrowej oraz z uwagi na jej amortyzację, która zgodnie z ustawą o podatku dochodowym od osób fizycznych wynosi 4,5% rocznie [Upo91].

Poszczególne etapy funkcjonowania farmy wiatrowej przedstawia rys. 5.1.

¹³ TGC (ang. *Tradeable Green Certificates*)- Certyfikaty Zielonej Energii, nazywane również zielonymi certyfikatami [Tge].

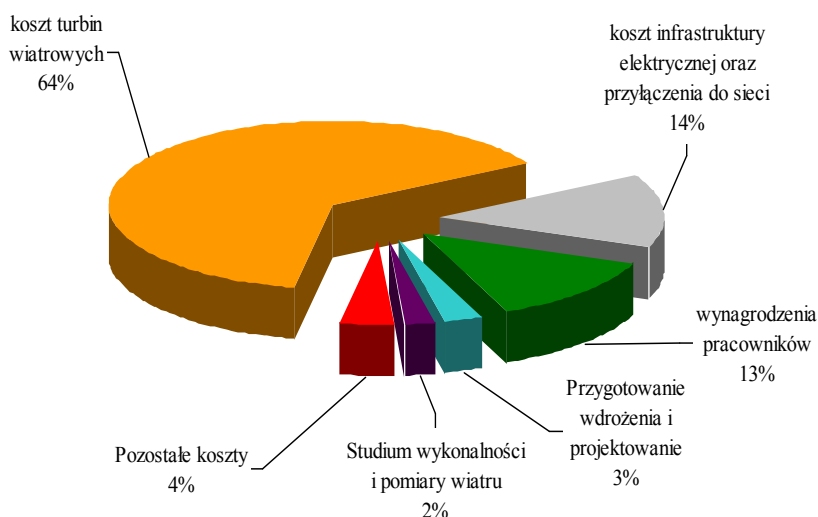


Rys. 5.1. Etapy funkcjonowania farmy wiatrowej. Źródło: opracowanie własne na podstawie [RT08]

5.2. Koszty budowy elektrowni wiatrowej

Koszty budowy elektrowni wiatrowej związane są ze wszystkimi działaniami mającymi na celu oddanie do użytkowania elektrowni wiatrowej i dotyczą zarówno fazy pomiarów, projektowania oraz realizacji. Koszty te obejmują:

- pomiary warunków wietrznych,
- przygotowanie studium wykonalności,
- przygotowanie projektu i pozwoleń,
- zakup ziemi pod farmę wiatrową,
- zakup turbin wiatrowych i ich transport,
- koszty związane z infrastrukturą elektryczną,
- przyłączenie do systemu elektroenergetycznego,
- wynagrodzenia pracowników przy budowie i montażu.



Rys. 5.2. Udział kosztów inwestycyjnych przy budowie elektrowni wiatrowej. Źródło: opracowanie własne na podstawie [Boc07, Ret]

5.3. Wybór lokalizacji elektrowni wiatrowej

Jednym z podstawowych problemów przy budowie elektrowni wiatrowej jest określenie właściwego miejsca dla jej lokalizacji. Warunki wietrzne odgrywają istotne znaczenie, ale stanowią tylko jeden z wielu parametrów podlegających identyfikacji [BaR08].

Niemożliwa jest prosta identyfikacja stanowiska elektrowni wiatrowej na podstawie danych pomiarów prędkości wiatru. Istnieje bowiem zbyt wiele czynników nie związanych z wiatrem, a zmiennych w czasie, jak: infrastruktura lokalna, warunki zakupu przez odbiorcę, które istotnie wpływają na wybór lokalizacji.

Podczas identyfikacji stanowiska dla elektrowni wiatrowej funkcją celu jest optymalizacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej oraz zapewnienie efektywności inwestycji. Identyfikacja stanowiska może być prowadzona:

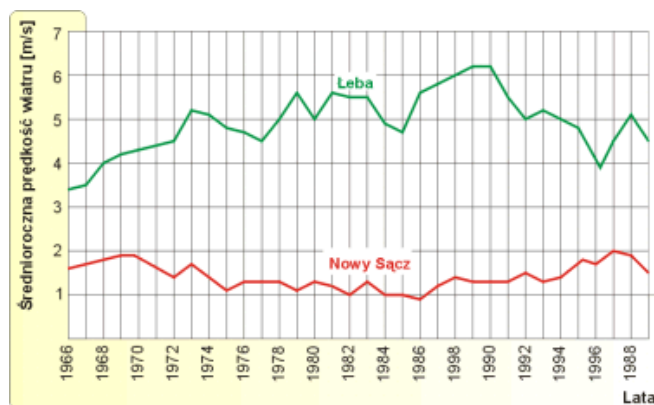
- przez inwestora - wtedy funkcję celu stanowi maksymalny wynik finansowy,
- przez operatora sieci elektroenergetycznych - wtedy może być obliczana dodatkowa wartość dodana wynikająca ze zmniejszenia strat przesyłu energii po uruchomieniu elektrowni wiatrowej oraz zmniejszenia nakładów inwestycyjnych na rozbudowę sieci, a także poprawienia lokalnego bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

Czynniki, które wpływają znacząco na funkcję celu inwestora to:

- warunki wietrzne,
- koszty zakupu ziemi lub prawa użytkowania,
- koszty budowy elektrowni wiatrowych,
- koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej,
- koszty eksploatacyjne,
- koszty kapitałowe,
- cena zakupu energii elektrycznej.

W Polsce brakuje jeszcze mechanizmów ekonomicznych dla wspierania lokalizacji elektrowni wiatrowych w pobliżu węzłów sieciowych o wspólnym deficycie energii.

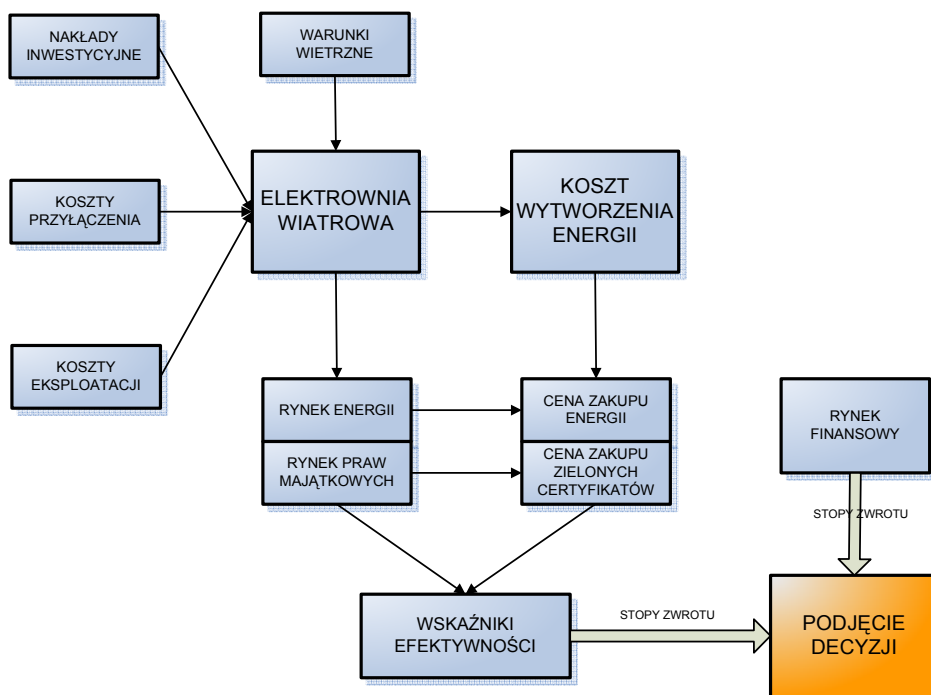
Pomiary wiatru powinny być wykonywane lokalnie, a także regionalnie w sposób długookresowy. Przyjmuje się, że minimalny czas pomiarów to okres 1 roku, ale wyniki wieloletnie umożliwiają wykonanie analizy warunków ekstremalnych i właściwą ich ocenę. Na rys. 5.3. można zaobserwować, że w roku 1966 w Łebie średnioroczne prędkości wiatru pozwalały zakwalifikować tę lokalizację do mało atrakcyjnych dla potrzeb energetyki wiatrowej, podczas gdy analiza wieloletnia umożliwia stwierdzenie dobrych warunków dla tej lokalizacji. Ponadto w Polsce pomiary wykonywane są często przez stacje meteorologiczne na wysokości 30 m. Wysokość ta jest niewystarczająca dla turbozespołów wiatrowych. Średnice wirników największych turbin wiatrowych przekraczają dziś 120 m [Ves07], dlatego pomiary te powinny być wykonywane na wysokości od 80 m do 160 m wraz z określeniem kierunku wiatru. Jest to jednak kosztowne, ponieważ wymaga zainstalowania wysokich masztów jedynie w celach pomiarowych.



Rys. 5.3. Średnioroczne prędkości wiatru dla dobrych (Łeba) i słabych (Nowy Sącz) warunków wietrznych na przestrzeni 30 lat [Blcd]

Przy podejmowaniu decyzji o lokalizacji farmy wiatrowej istotne jest także przeanalizowanie rynku energii elektrycznej, rynków finansowych oraz określenie kosztów wytwarzania energii.

Ogólny schemat procesu podejmowania decyzji dotyczącej wyboru lokalizacji dla elektrowni wiatrowej przedstawia rys. 5.4.



Rys. 5.4. Schemat ogólny procesu podejmowania decyzji o wyborze lokalizacji farmy wiatrowej [BaR08]

5.4. Elektrownia wiatrowa w systemie elektroenergetycznym

System elektroenergetyczny musi zapewniać możliwość przesyłu energii od źródeł do odbiorców. W zależności od odległości na jakie ma być przesyłana energia, wykorzystywane są sieci o różnych napięciach [Osp]:

- od 220 kV do 750 kV (najwyższe napięcia), w przypadku przesyłania na duże odległości, rzędu setek kilometrów,
- 110 kV (wysokie napięcia), w przypadku przesyłania na odległości rzędu kilkudziesięciu kilometrów,
- 15 lub 20 kV (średnie napięcia) stosowane w lokalnych liniach rozdzielczych.

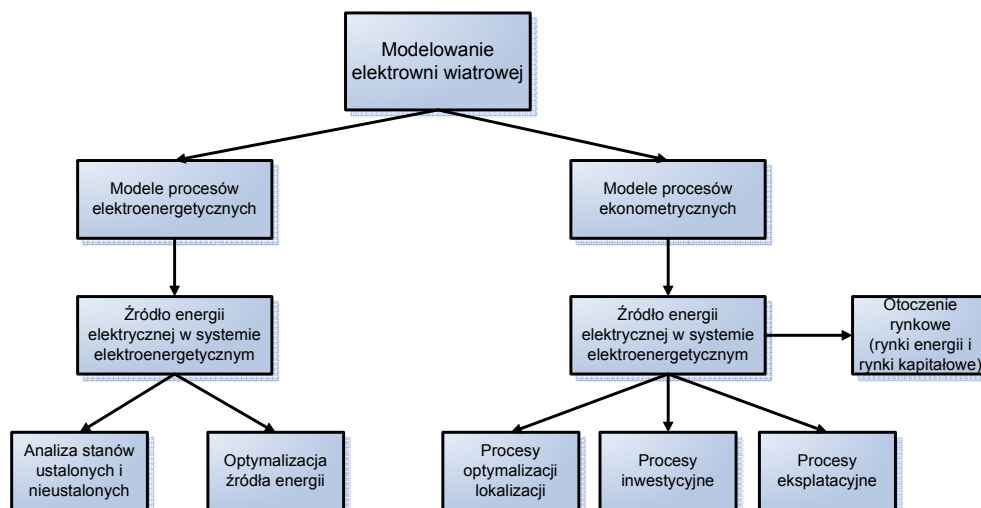


Rys. 5.5. Plan sieci przesyłowej w Polsce
(kolor zielony: linie elektroenergetyczne 220 kV, czerwony: 400 kV, niebieski: 750 kV) [Osp]

Moc zainstalowana grupy elektrowni wiatrowych decyduje o możliwościach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Bezpośrednio do linii średniego napięcia 15 lub 20 kV można podłączać elektrownie wiatrowe o mocy do 6 MW [Biom], a powyżej tej mocy konieczne jest zbudowanie stacji GPZ (główny punkt zasilania), umożliwiającej podłączenie do linii wysokiego napięcia 110 kV lub 220 kV. Dla dużej farmy wiatrowej niezbędna staje się bliskość linii lub węzła wysokiego napięcia (110- 400 kV) dla umożliwienia przyłączenia.

5.5. Założenia do modelowania elektrowni wiatrowej

Jednym z elementów systemu elektroenergetycznego jest elektrownia, a w szczególności elektrownia wiatrowa. Modelowanie elektrowni wiatrowej w systemie elektroenergetycznym może dotyczyć procesów elektroenergetycznych oraz konometrycznych, co przedstawia rys. 5.6.



Rys. 5.6. Modele procesów elektroenergetycznych i ekonometrycznych w elektrowni wiatrowej.
Źródło: opracowanie własne

Różne są modele procesów elektroenergetycznych obejmujące analizę stanów ustalonych i nieustalonych po włączeniu nowego źródła energii do sieci, lecz globalnie są one bardzo zbliżone. Podobnie wygląda modelowanie w celu optymalizacji elektrowni wiatrowych. Źródła wiatrowe osiągnęły bowiem wysoką dojrzałość techniczną i technologiczną. Producenci dążą do zwiększenia mocy turbozespołów przy jednoczesnym zmniejszeniu ich masy oraz obniżeniu kosztów wytwarzania.

Natomiast modele procesów ekonometrycznych obejmujących przyłączenie elektrowni wiatrowej do sieci systemu elektroenergetycznego powinny uwzględniać specyfikę warunków lokalnych. Modele te umożliwiają przygotowanie oprogramowania do analizy opłacalności i zintegrowanego zarządzania farmą wiatrową. Jednak nakład pracy obejmujący stworzenie oprogramowania w oparciu o modele procesów ekonometrycznych może powodować nieopłacalność dla powszechnego stosowania. Systemy komercyjne opisane w rozdziale 6 są najczęściej niedostępne ekonomicznie dla małych podmiotów.

W niniejszej pracy realizowany jest dynamiczny model ekonometryczny obejmujący zarówno procesy optymalizacji lokalizacji elektrowni wiatrowej, jak i procesy inwestycyjne, eksploatacyjne oraz otoczenie rynkowe tych procesów z uwzględnieniem wartości pieniądza w czasie. Poza pracą pozostaje natomiast modelowanie zjawisk elektrycznych i współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Praktyka często wymaga wykonania analizy zachowania systemu w celu jego optymalizacji. Analiza ta zwykle wymaga stworzenia modelu matematycznego, który opisuje zachowanie się systemu za pomocą zmiennych.

Według [Fis81] przez system należy rozumieć zbiór powiązanych ze sobą obiektów scharakteryzowanych za pomocą atrybutów (cech), które również mogą być ze sobą powiązane. Natomiast ogólnie przez model rozumieć należy uproszczoną reprezentację rzeczywistego obiektu. Modelowanie jest zatem przybliżonym odtworzeniem najważniejszych właściwości oryginału, a celem modelowania jest uproszczenie złożonej rzeczywistości umożliwiające realizację procesu badawczego.

W pracy J. Rajski i J. Tyszer [RaT86] stwierdzają, że model systemu jest ilościową i jakościową reprezentacją jego statycznej i dynamicznej struktury, pozwala przedstawić wpływ czynników istotnych z punktu widzenia prowadzonych badań na zachowanie się systemu.

Według J. Gutenbauma [Gut87] ogólny model systemu jest traktowany jako operator S , który przekształca wielkość wejściową m , w wielkość wyjściową y :

$$y = S(m) \quad ; \quad S : m \rightarrow y \quad (5.1)$$

„Przyjmując, że zarówno m jak i y są funkcjami czasu, działanie przekształcenia S można przedstawić w postaci relacji (5.18):

$$S : m_{[0,t_f]} \rightarrow y_{[t_0,t]} \quad ; \quad 0 < t_0, t_f < t \quad (5.2)$$

Zapis ten oznacza, że na przebieg wyjściowy w przedziale $[t_0, t]$ ma wpływ przebieg wejściowy w przedziale $[0, t_f]$, przy czym ważne jest, że chwila 0 jest wcześniejsza, czasami dużo wcześniejsza, od chwili t_0 .

Na podstawie powyższej definicji model elektrowni wiatrowej możemy ogólnie zapisać równaniem:

$$MEW : (T_{we}, E_{we}) \rightarrow t \in T(Z_t, Z_T) \quad (5.3)$$

gdzie:

- MEW –model systemu elektrowni wiatrowej,
- T_{we} –zbiór wejściowych parametrów technologicznych,
- E_{we} –zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych,
- T –analizowany horyzont czasowy,
- t –przedział czasu (krok symulacji),
- Z_t –zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej w każdym z przedziałów czasu t ,
- Z_T –zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej obliczanych w trybie narastającym.

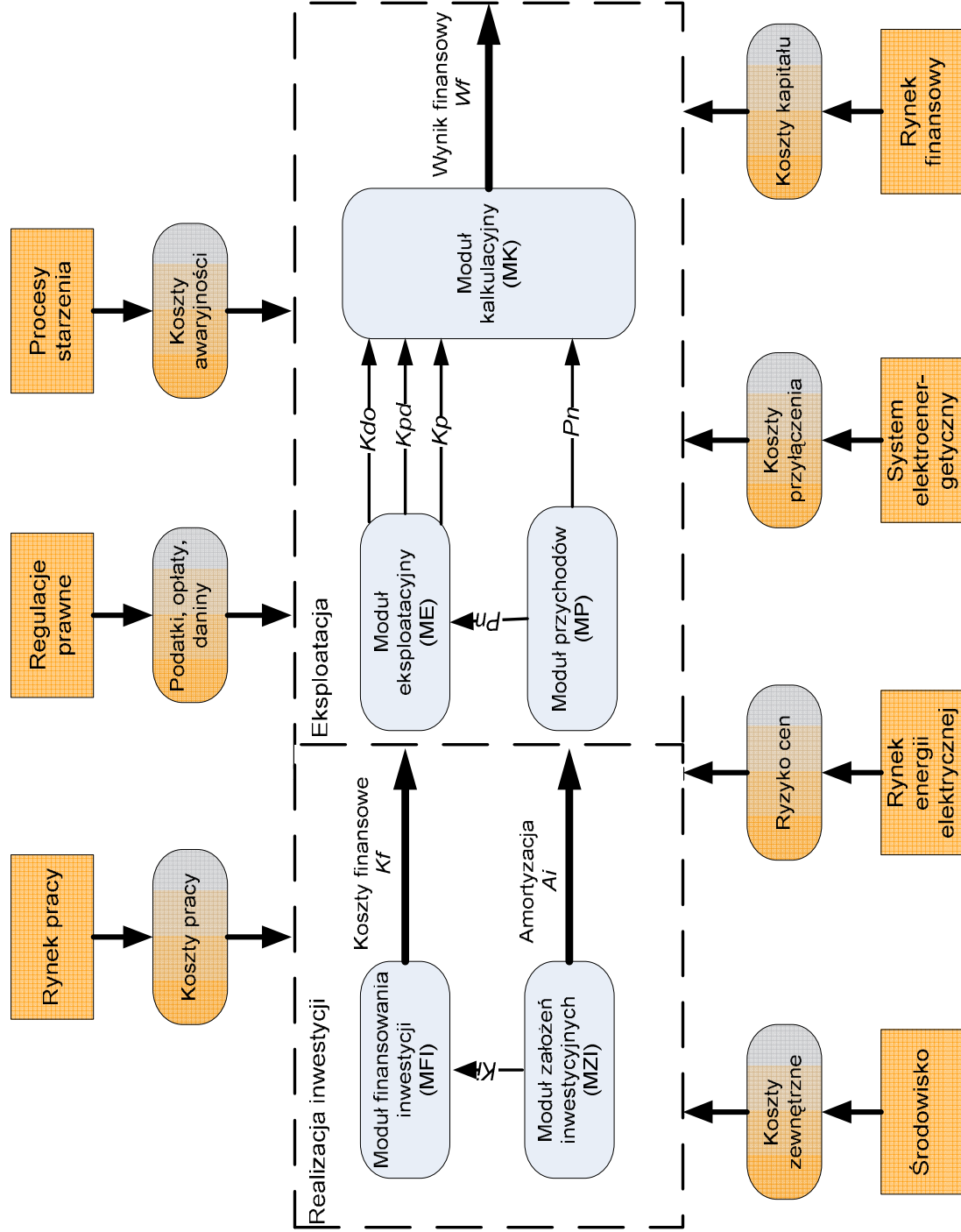
5.6. Model ekonometryczny elektrowni wiatrowej i jego elementy

Przedmiotem analizy jest model elektrowni wiatrowej umożliwiający optymalizację funkcji celu, jaką jest wynik finansowy. Dlatego do zakresu modelowania włączono moduł kalkulacyjny działający w oparciu o rachunek zysków i strat, dzięki któremu możliwe jest symulowanie wyniku finansowego.

Określenie wyniku finansowego zgodnie z zasadami rachunkowości [Ura94] powinno odbywać się w cyklach miesięcznych i rocznych. Jednak ze względu na konieczność podejmowania szybkich decyzji, szczególnie w zakresie prognozowanej produkcji energii elektrycznej oraz ze względu na stochastyczny charakter występowania wiatru, dla potrzeb symulacji przyjęto zmienny interwał czasu.

W modelu elektrowni wiatrowej wyróżnić należy następujące elementy [RTo08]:

- moduł założeń inwestycyjnych,
- moduł finansowania inwestycji,
- moduł eksploatacyjny,
- moduł przychodów,
- moduł kalkulacyjny.



Rys. 5.7. Model ekonomiczny elektrowni wiatrowej i jego elementy. Źródło: opracowanie własne

5.6.1. Moduł założeń inwestycyjnych

Moduł założeń inwestycyjnych (MZI) służy do określenia sumy kosztów inwestycyjnych (K_i), które stanowią wejście dla modułu finansowania inwestycji. Umożliwia on również określenie rocznej wysokości amortyzacji (A_i), która stanowi składową kosztów rocznej działalności operacyjnej w module eksploatacyjnym.

Moduł założeń inwestycyjnych można określić następującą zależnością:

$$MZI : (T_{MZI}, E_{MZI}) \rightarrow t \in T (A_i^t, K_i^t) \quad (5.4)$$

gdzie:

- MZI – moduł założeń inwestycyjnych,
- T_{MZI} – zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z realizacją inwestycji w postaci elektrowni wiatrowej,
- E_{MZI} – zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych związanych z realizacją inwestycji w postaci elektrowni wiatrowej,
- A_i^t – wysokość amortyzacji w każdym z okresów t [PLN],
- K_i^t – suma kosztów inwestycyjnych w każdym z okresów t [PLN],
- T – analizowany horyzont czasowy,
- t – przedział czasu - krok symulacji.

Sumę kosztów inwestycyjnych określa relacja:

$$K_i = PW + PP + PE + ZZ + BD + TW + TT + WP + SI + IE \quad (5.5)$$

gdzie:

- PW – koszt pomiarów warunków wietrznych i studium wykonalności [PLN],
- PWP – koszt przygotowania wdrożenia i opracowania projektu [PLN],
- PE – koszt pozwoleń i ekspertyz [PLN],
- ZZ – koszt zakupu ziemi i przygotowania terenu [PLN],
- BD – koszt budynków, dróg i pozostałych budowli [PLN],
- TW – koszt zakupu turbin wiatrowych [PLN],
- TT – koszt transportu turbin [PLN],
- WP – wynagrodzenie pracowników przy budowie, montażu i uruchomieniu [PLN],
- SI – koszt sprzętu informatycznego i oprogramowania [PLN],
- IE – koszt infrastruktury elektrycznej i przyłączenia do sieci elektroenergetycznej [PLN].

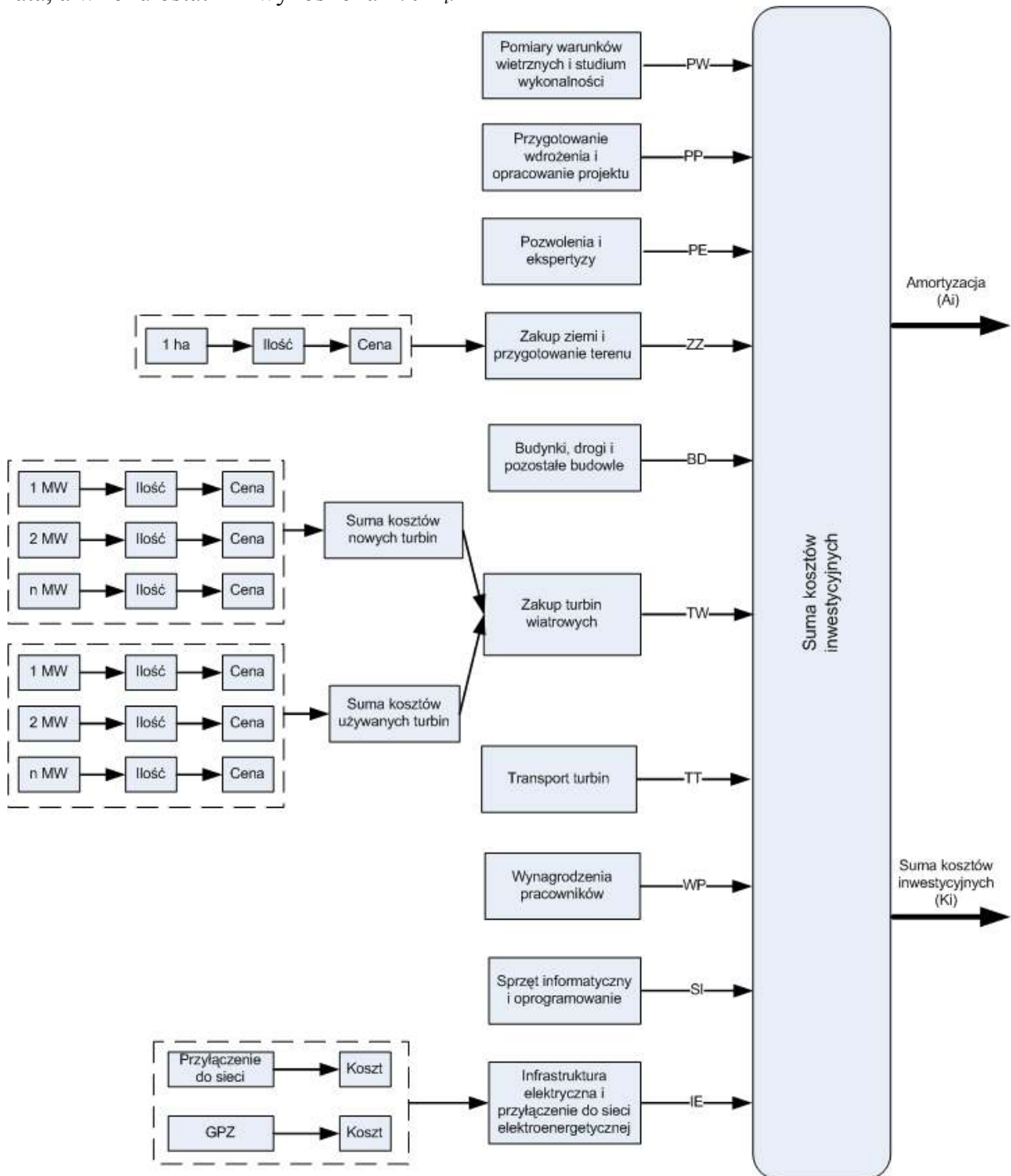
Zgodnie z ustawą z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych, tekst ujednolicony, stan prawny na dzień 19 marca 2009, załącznik nr 1: wykaz rocznych stawek amortyzacyjnych [Upo91], amortyzacja elektrowni wiatrowej (A_i) w module założeń inwestycyjnych wynosi:

$$A_i = K_i \cdot 4,5\% \quad (5.6)$$

gdzie:

- K_i – suma kosztów inwestycyjnych [PLN].

Stopa amortyzacji to 4,5% sumy kosztów inwestycyjnych rocznie przez pierwsze 22 lata, a w roku ostatnim wynosi ona 1% K_i .



Rys. 5.8. Moduł założeń inwestycyjnych (PZI). Źródło: opracowanie własne na podstawie [RT08]

5.6.2. Moduł finansowania inwestycji

Moduł finansowania inwestycji (MFI) po otrzymaniu danych wejściowych w postaci sumy kosztów inwestycyjnych umożliwia określenie kosztów oprocentowania kredytów krótko- i długoterminowych oraz zaangażowania środków własnych inwestora. Koszty finansowe (K_{PFI}) stanowią kolejne wejście dla modułu kalkulacyjnego.

Moduł finansowania inwestycji można określić następującą zależnością:

$$MFI : E_{MFI} \rightarrow t \in T(K_f^t) \quad (5.7)$$

gdzie:

MFI – moduł finansowania inwestycji,

E_{MFI} – zbiór wejściowych parametrów ekonomicznych obejmujących finansowanie budowy, uruchomienia i funkcjonowania elektrowni wiatrowej,

K_f^t – suma kosztów finansowych w każdym z okresów t [PLN],

T – analizowany horyzont czasowy,

t – przedział czasu - krok symulacji.

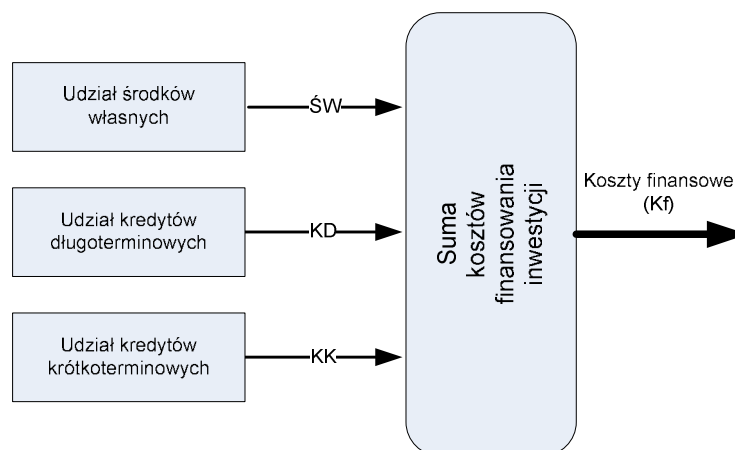
Sumę kosztów finansowych określa równanie:

$$K_f = KD + KK \quad (5.8)$$

gdzie:

KD – koszt kredytów długoterminowych [PLN],

KK – koszt kredytów krótkoterminowych [PLN],



Rys. 5.9. Moduł finansowania inwestycji (MFI). Źródło: opracowanie własne na podstawie [RT08]

Moduł założeń inwestycyjnych oraz moduł finansowania inwestycji stanowią elementy składowe fazy uruchomienia farmy wiatrowej, która może trwać w zależności od liczby i jakości turbozespołów, od roku do trzech lat. Zwykle czas liczony od momentu rozpoczęcia pomiarów warunków wietrznych do uruchomienia farmy wiatrowej wynosi około dwa lata.

Kolejną fazą jest eksploatacja elektrowni wiatrowej. Prowadzone badania i symulacje dotyczyć będą tej właśnie fazy, czyli czasu liczonego od momentu oddania elektrowni

wiatrowej do użytku, aż do założonego przewidywanego czasu eksploatacji turbozespołów wynoszącego 25 lat.

Faza eksploatacji obejmuje następujące elementy [RTo08]:

- moduł eksploatacyjny,
- moduł przychodów,
- moduł kalkulacyjny.

5.6.3. Moduł eksploatacyjny

Moduł eksploatacyjny zawiera koszty administracyjne, koszty napraw i remontów, konserwacji, części zamiennych, zatrudnienia, paliw, podatków, ubezpieczenia i rezerwy. Umożliwia określenie rocznych kosztów działalności operacyjnej (K_{do}), rocznych pozostałych kosztów (K_p) oraz wyznaczenie wysokości podatku dochodowego (K_{pd}).

Moduł eksploatacyjny reprezentowany jest przez następującą zależność:

$$ME : (T_{ME}, E_{ME}) \rightarrow t \in T (K_{do}^t, K_p^t, K_{pd}^t) \quad (5.9)$$

gdzie:

ME – moduł eksploatacyjny,

T_{ME} – zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej,

E_{ME} – zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej,

K_{do}^t – suma kosztów działalności operacyjnej związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej w każdym z okresów t [PLN],

K_p^t – suma pozostałych kosztów związanych z eksploatacją elektrowni wiatrowej w każdym z okresów t [PLN],

K_{pd}^t – wysokość podatku dochodowego w każdym z okresów t [PLN],

T – analizowany horyzont czasowy,

t – przedział czasu - krok symulacji.

Sumę kosztów działalności operacyjnej można zapisać równaniem:

$$K_{do} = NR + KP + CZ + ZP + MP + PP + KA + KU \quad (5.10)$$

gdzie:

NR – koszty napraw i remontów [PLN],

KP – koszt przestojów i konserwacji planowanych [PLN],

CZ – koszt części zamiennych [PLN],

ZP – koszt zatrudnienia pracowników [PLN],

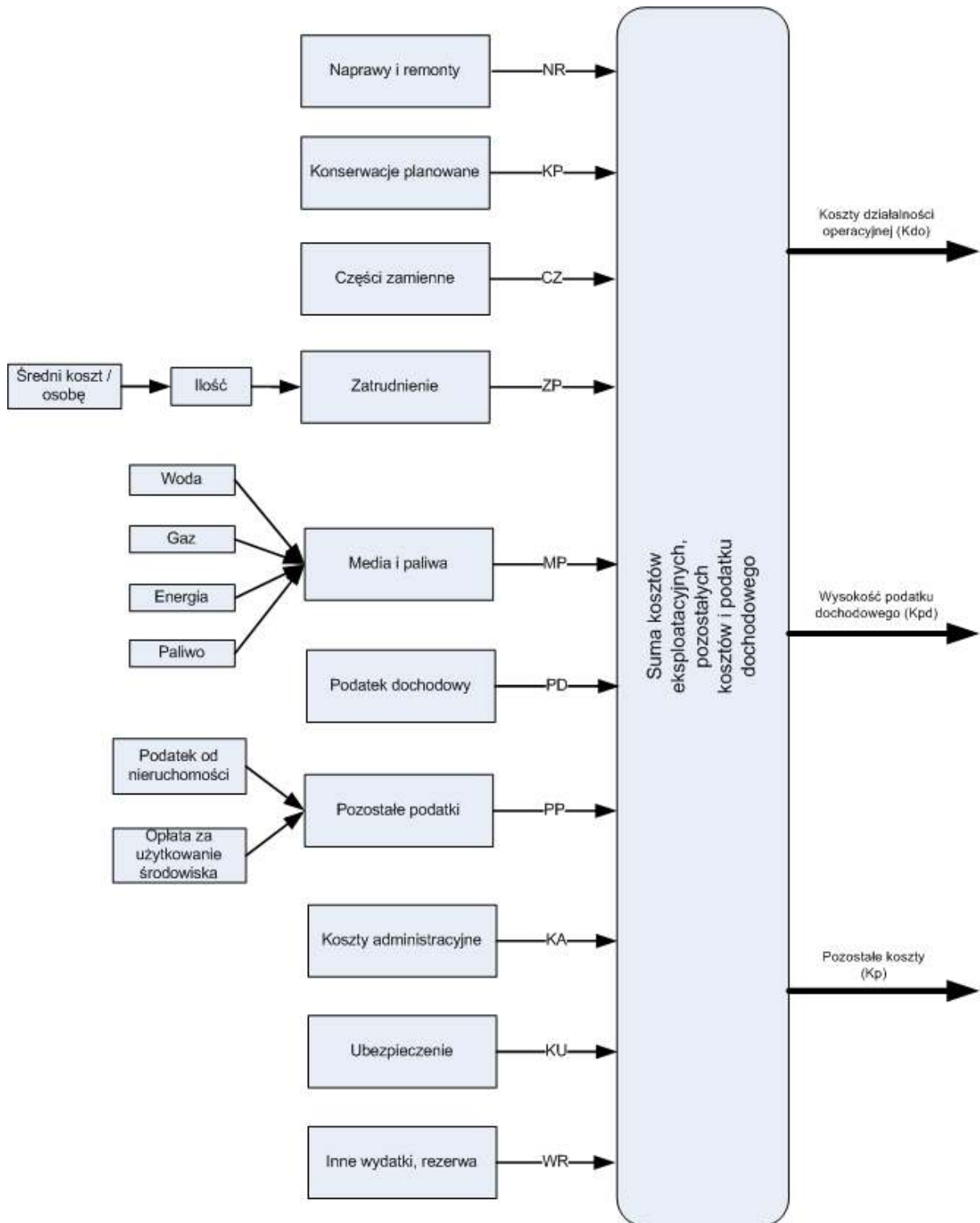
MP – koszt mediów i paliw [PLN],

PP – koszt pozostałych podatków (od nieruchomości, środowiskowych) [PLN],

KA – koszty administracyjne [PLN],

KU – koszt ubezpieczenia [PLN],

Pozostałe koszty (K_p) obejmują przede wszystkim rezerwy finansowe. Natomiast wysokość podatku dochodowego uzależniona jest od dochodu i wynosi 19%.



Rys. 5.10. Moduł eksploatacyjny (ME). Źródło: opracowanie własne na podstawie [RT08]

5.6.4. Moduł przychodów

Moduł przychodów (MP) obejmuje przychody netto ze sprzedaży energii z uwzględnieniem różnych cen energii w zależności od scenariuszy gospodarczych (np. kontrakt na stałą cenę energii przez okres 1 roku lub możliwość sprzedaży energii na Towarowej Giełdzie Energii z uwzględnieniem godzinowej zmienności cen energii). Moduł ten uwzględnia także przychody ze sprzedaży zielonych certyfikatów otrzymywanych przez przedsiębiorstwo dzięki produkcji energii ze źródła odnawialnego. Uwzględniono także możliwość konsorcjum z producentem energii w sposób konwencjonalny, dzięki czemu możliwe będzie również czerpanie zysków ze sprzedaży jednostek ERU¹⁴.

Wyjściem modułu przychodów są przychody netto ze sprzedaży (P_n), które są jednocześnie wejściem dla modułu kalkulującego wynik finansowy przedsiębiorstwa.

Moduł przychodów można przedstawić za pomocą relacji:

$$MP: (E_{MP}, T_{MP}, S_{MP}) \rightarrow t \in T (P'_n) \quad (5.11)$$

gdzie:

MP – moduł przychodów,

E_{MP} – zbiór wejściowych parametrów ekonomicznych obejmujących produkcję i sprzedaż energii elektrycznej oraz certyfikatów zielonej energii, a także jednostek redukcji emisji gazów cieplarnianych,

T_{MP} – zbiór wejściowych parametrów technicznych związanych z produkcją i sprzedażą energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej,

S_{MP} – zbiór wejściowych parametrów stochastycznych (przede wszystkim warunków atmosferycznych), determinujących produkcję energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej,

P'_n – suma przychodów netto w każdym z okresów t [PLN],

T – analizowany horyzont czasowy,

t – przedział czasu- krok symulacji.

Sumę przychodów netto ze sprzedaży w modelu elektrowni wiatrowej można określić jako:

$$P_n = SE + SJ + SC \quad (5.12)$$

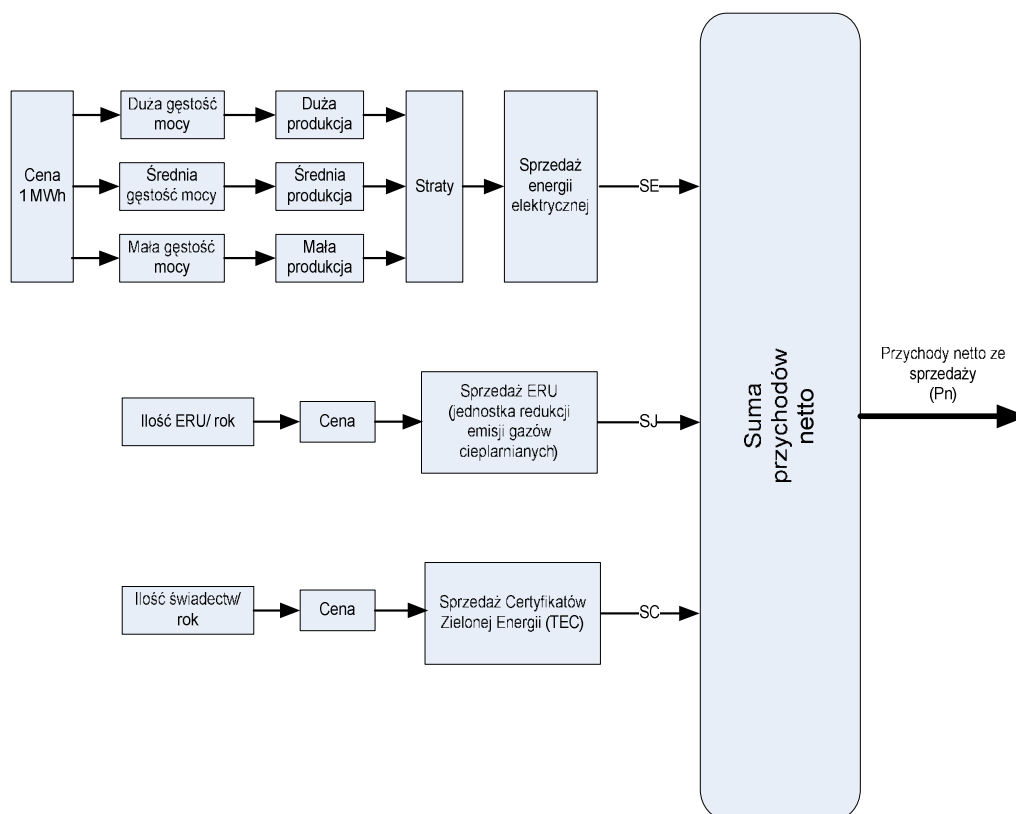
gdzie:

SE – przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umów, kontraktów lub na Towarowej Giełdzie Energii [PLN],

SJ – przychody netto ze sprzedaży jednostek redukcji emisji gazów cieplarnianych ERU [PLN],

SC – przychody netto ze sprzedaży certyfikatów energii zielonej [PLN].

¹⁴ ERU (ang. *Emission Reduction Units*)- jednostki redukcji emisji gazów cieplarnianych.



Rys. 5.11. Moduł przychodów (MP). Źródło: opracowanie własne na podstawie [RTo08, Tge]

5.6.5. Moduł kalkulacyjny

Obliczenie wyniku finansowego przedsiębiorstwa odbywa się w module kalkulacyjnym (MK) w oparciu o rachunek zysków i strat. Wejściami dla tego modułu są wymienione wcześniej:

- koszty finansowe (K_f),
- koszty działalności operacyjnej (K_{do}),
- pozostałe koszty (K_p),
- wysokość podatku dochodowego (K_{pd}),
- przychody netto ze sprzedaży (P_n).

W sposób ogólny moduł kalkulacyjny opisać można w następujący sposób:

$$MK : E_{MK} \rightarrow t \in T(W_f^t, W_{fT}^t) \quad (5.13)$$

gdzie:

MK – moduł kalkulacyjny w modelu elektrowni wiatrowej, w którym następuje obliczenie wyniku finansowego (W_f) farmy wiatrowej,

E_{MK} – zbiór wejściowych parametrów ekonomiczno-finansowych niezbędnych do obliczenia wyniku finansowego w każdym z okresów t ,

W_f^t – zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej w każdym z okresów t ,

W_{fT}^t – zbiór wyników finansowych elektrowni wiatrowej narastająco,

- T – analizowany horyzont czasowy,
 t – przedział czasu - krok symulacji.

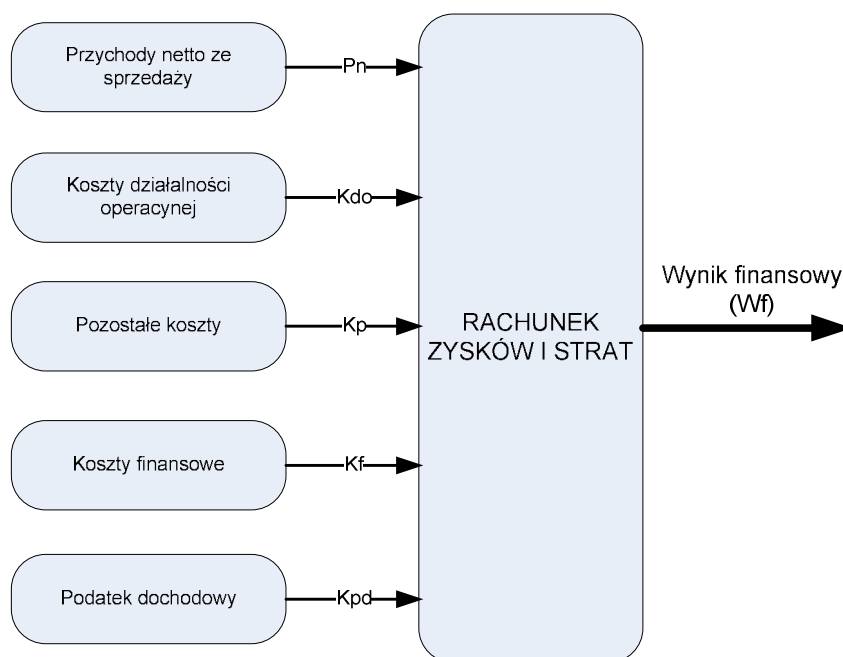
Natomiast wynik finansowy elektrowni wiatrowej dla określonego przedziału czasu t obliczany jest ze wzoru:

$$W_f^t = P_n - K_{do} + P_p - K_p + P_f - K_f + Z_n - K_{pd} - K_{ozz} \quad (5.14)$$

gdzie:

- W_f^t – wynik finansowy (zysk/strata) elektrowni wiatrowej w badanym przedziale czasu t [PLN],
 P_n – przychody netto ze sprzedaży i zrównane z nimi [PLN],
 K_{do} – koszty działalności operacyjnej [PLN],
 P_p – pozostałe przychody operacyjne, przychody pośrednie [PLN],
 K_p – pozostałe koszty operacyjne [PLN],
 P_f – przychody finansowe [PLN],
 K_f – koszty finansowe [PLN],
 Z_n – zyski nadzwyczajne (np. odszkodowania od zdarzeń incydentalnych) [PLN],
 K_{pd} – podatek dochodowy [PLN],
 K_{ozz} – pozostałe obowiązkowe zmniejszenie zysku (obciążenia dodatkowe np. dywidenda) [PLN].

W zaproponowanym modelu dokonano pewnego uproszczenia kalkulacji wyniku finansowego ze względu na założenie, iż podczas działalności elektrowni wiatrowej nie występują: pozostałe przychody operacyjne, przychody finansowe, zyski nadzwyczajne oraz pozostałe obowiązkowe zmniejszenia zysku. Wówczas blok kalkulacji zysku elektrowni wiatrowej w oparciu o rachunek zysków i strat przedstawia rys. 5.12.



Rys. 5.12. Blok kalkulacji wyniku finansowego elektrowni wiatrowej.
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [Tom05]

5.7. Metody oceny efektywności inwestycyjnej elektrowni wiatrowej

Każda inwestycja ma charakter wielowariantowy zależny od czynników technicznych i ekonomicznych. Rozwiązanie problemu inwestycji sprowadza się do określenia założeń inwestycyjnych, opracowania możliwych wariantów, dokonania ich kalkulacji oraz oceny i wyboru najlepszego rozwiązania.

Szczególne znaczenie nabiera ekonomiczna ocena wykorzystania elektrowni wiatrowej ze względu na specyfikę energii odnawialnej, która wymaga wysokich nakładów inwestycyjnych, stosunkowo niskich kosztów eksploatacyjnych i dotyczy długiego (25 lat) okresu eksploatacji. W tak długim okresie eksploatacji może wystąpić duża zmienność warunków rynkowych, takich jak: cena energii, cena zielonych certyfikatów, wysokość inflacji, wysokość oprocentowania kredytów, itp.

Oczywista stała się konieczność przeprowadzenia analizy ekonomicznej przedsięwzięcia każdorazowo przed podjęciem decyzji inwestycyjnej w celu wskazania racjonalnego rozwiązania [Jac94]. Ocena finansowa przedsięwzięcia inwestycyjnego polega na zgromadzeniu i odpowiednim ujęciu danych dotyczących nakładów i oczekiwanych wyników, a następnie porównaniu ich za pomocą określonych metod. W pracy [Kam99] W. Kamrat stwierdza, że analiza opłacalności rynkowej ma na celu określenie, czy efekt finansowy netto będzie przynajmniej tak wielki, jak efekt możliwy do uzyskania z innych możliwości inwestycyjnych.

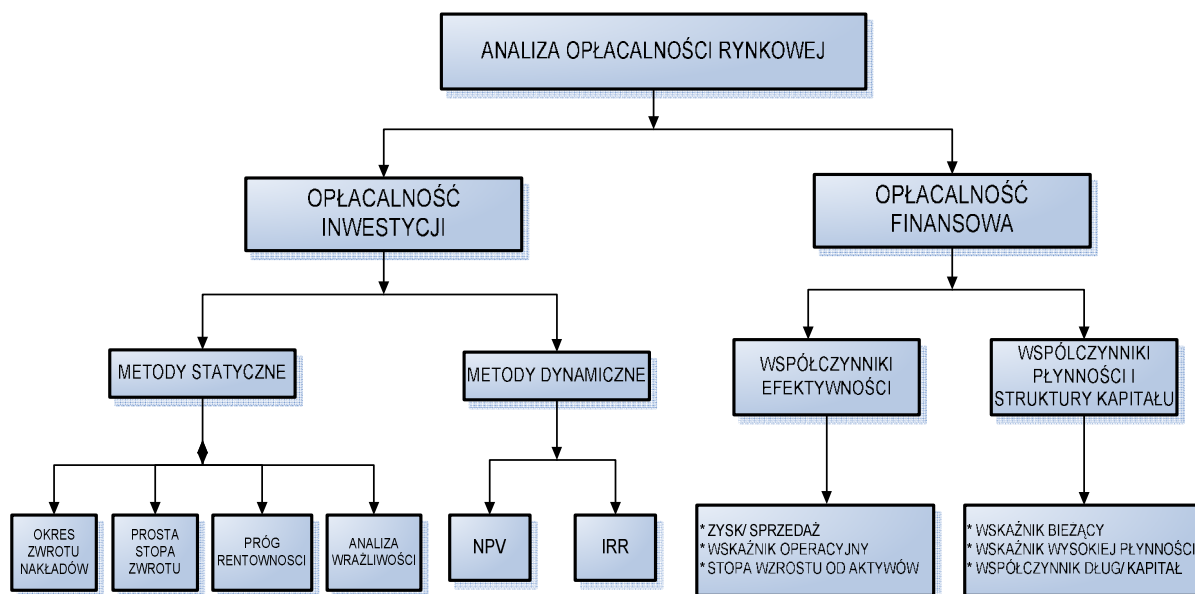
Ocenę efektywności inwestycyjnej większych inwestycji realizuje się w oparciu o metody dynamiczne. Metody dynamiczne zwane również metodami dyskontowymi są bardziej precyzyjne przy ocenie efektywności inwestycyjnej, ponieważ uwzględniają rachunek dyskonta, czyli wartość pieniądza w czasie. W pracy [JSi07] autorzy stwierdzają, że metody dyskontowe pozwalają objąć oceną cały okres funkcjonowania przedsięwzięcia, a więc zarówno okres jego realizacji, jak i pełny przewidywany okres eksploatacji inwestycji. Podstawą obliczeń jest prognoza przepływów pieniężnych netto związanych z ocenianym projektem. Do metod dynamicznych zaliczamy [JSi07]:

- metodę zaktualizowanej wartości netto (NPV)¹⁵,
- metodę wewnętrznej stopy zwrotu (IRR)¹⁶.

Ogólną klasyfikację podstawowych metod i wskaźników opłacalności przedstawiono na rys. 5.13.

¹⁵ NPV (ang. *Net Present Value*)- zaktualizowana wartość netto.

¹⁶ IRR (ang. *Internal Rate of Return*)- wewnętrzna stopa zwrotu.



Rys. 5.13. Ogólny schemat podstawowych metod i wskaźników opłacalności rynkowej [Kam99]

Do oceny efektywności inwestycyjnej elektrowni wiatrowej stosuje się dynamiczne metody opłacalności inwestycji: zarówno metodę NPV oraz IRR jako metody uwzględniające przede wszystkim wartość pieniądza w czasie oraz obejmujące cały okres eksploatacji elektrowni wiatrowej. W komputerowej implementacji modelu elektrowni wiatrowej (opisanej w rozdziale 6) uwzględniono ocenę efektywności elektrowni wiatrowej poprzez wyznaczenie NPV i IRR dla każdego przypadku.

5.7.1. Zaktualizowana wartość netto (NPV)

Zaktualizowana wartość netto jako metoda oceny efektywności ekonomicznej inwestycji opiera się na analizie zdyskontowanych przepływów pieniężnych przy zadanej stopie dyskonta. Pozwala ona określić łączną, aktualną wartość przepływów finansowych (wpływów i wydatków pieniężnych), które zostaną wygenerowane na skutek realizacji inwestycji.

Zaktualizowaną wartość netto oblicza się ze wzoru [Lau99]:

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{NCF_t}{(1+i)^t} \quad (5.15)$$

gdzie:

- NCF_t – przepływ pieniężny w roku t będący różnicą pomiędzy wpływami pieniężnymi w roku t a wydatkami poniesionymi w roku t ,
- i – stopa dyskontowa,
- t – kolejny rok działalności,
- n – analizowany horyzont czasowy (w przypadku elektrowni wiatrowej założono 25 lat).

Poziom NPV zależy od wartości i rozłożenia w czasie przepływów pieniężnych netto oraz od przyjętej do obliczeń stopy procentowej [JSi07]. Im wyższy jest poziom stopy

procentowej, tym niższa jest wartość zdyskontowanych przepływów finansowych w kolejnych latach, a tym samym wartość NPV. Poziom stopy dyskontowej wyznacza się, uwzględniając aktualne koszty pozyskania kapitału i stanowi ona granicę rentowności inwestycyjnej przedsięwzięcia.

Inwestycja jest opłacalna, gdy NPV jest większy od zera, a granicą opłacalności jest poziom NPV równy zero.

5.7.2. Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR)

Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) jest kolejną z dynamicznych metod oceny rentowności przedsięwzięć inwestycyjnych i według [Sol99a] jest metodą najczęściej stosowaną.

Polega ona na określeniu takiej stopy procentowej, przy której zaktualizowana wartość netto ocenianej inwestycji wynosi zero (NPV=0).

Wewnętrzną stopę zwrotu oblicza się ze wzoru [Kam99]:

$$IRR = i_1 + \frac{PV(i_2 - i_1)}{PV - |NV|} \quad (5.16)$$

gdzie:

- i_1 – niższa stopa dyskonta, przy której NPV>0, ale bliska zera,
- i_2 – wyższa stopa dyskonta, przy której NPV<0, ale bliska zera,
- PV – dodatnia wartość NPV odpowiadająca i_1 ,
- NV – ujemna wartość NPV odpowiadająca i_2 .

Zarówno niższą (i_1), jak i wyższą stopę dyskonta (i_2) wyznacza się metodą kolejnych przybliżeń, a różnica pomiędzy nimi nie powinna być większa niż 1 punkt procentowy.

Wewnętrzna stopa zwrotu IRR jest miarą rentowności inwestycji i pokazuje rzeczywistą stopę zysku z przedsięwzięcia. Przy analizie wielowariantowej najkorzystniejszy jest ten wariant, przy którym wartość IRR jest największa. IRR określa bowiem maksymalną stopę kredytu inwestycyjnego, który pozwoli jeszcze sfinansować projekt bez straty.

Inwestycja jest opłacalna, jeżeli wewnętrzna stopa zwrotu jest wyższa niż stopa graniczna, równa aktualnemu oprocentowaniu kapitału zwiększonemu o margines ryzyka [Lau99].

6. Implementacja modelu - program komputerowy *Farma Wiatrowa 2.5*

Wykorzystanie modelu do wspomagania wyboru lokalizacji elektrowni wiatrowej funkcjonującej w systemie elektroenergetycznym w otoczeniu rynkowym wymaga implementacji programowej.

Istnieją systemy komercyjne wspomagające funkcjonowanie elektrowni wiatrowej, ale ich koszty są wysokie. Ponadto są to najczęściej realizacje obce, które nie zawsze dostosowane są do polskich przepisów i regulacji prawnych.

Na podstawie zaproponowanego modelu autor stworzył program komputerowy *Farma Wiatrowa 2.5*, który umożliwi przeprowadzanie wielokryterialnych badań symulacyjnych. Oprogramowanie zrealizowano uwzględniając schemat ogólny procesu podejmowania decyzji o wyborze lokalizacji dla elektrowni wiatrowej (rys. 5.4.). Zaproponowana implementacja wspomaga także eksploatację elektrowni wiatrowej poprzez wykorzystanie modułu prognozowania.

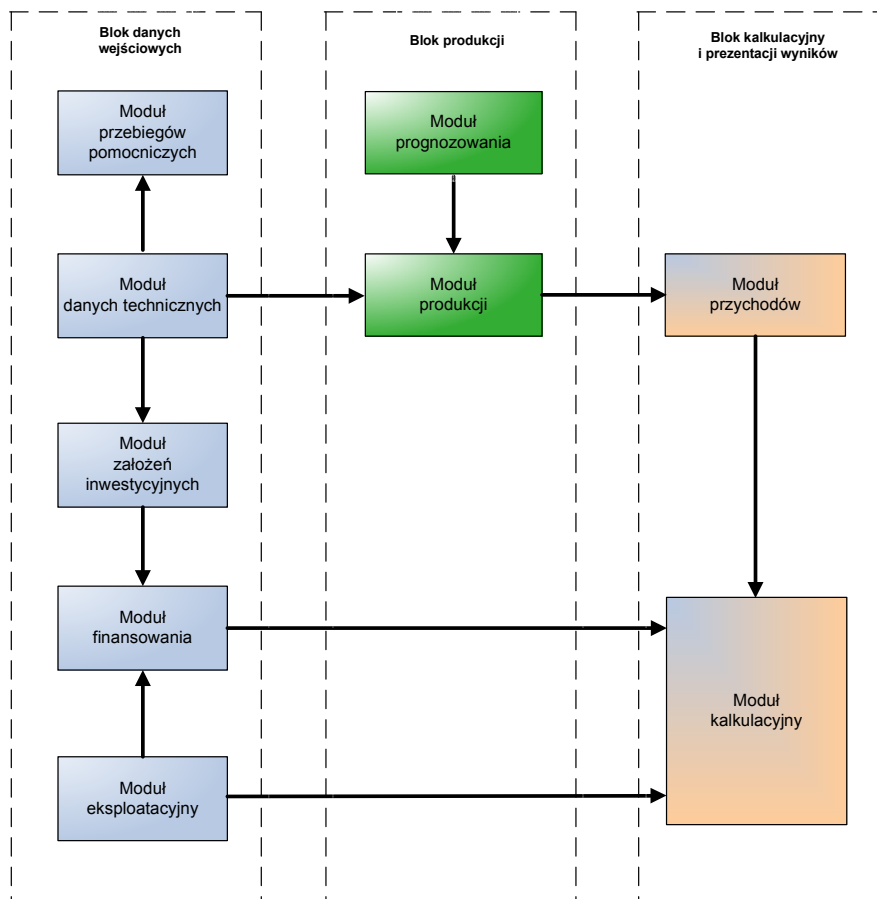
6.1. Opis autorskiego programu *Farma Wiatrowa 2.5*

Przedstawiony w rozdziale 5 model elektrowni wiatrowej został wykorzystany do stworzenia autorskiego programu *Farma Wiatrowa 2.5*. Komputerową implementację zrealizowano w środowisku *LabView* firmy National Instruments. Jest to już 25 wersja systemu.

Oprogramowanie składa się z następujących modułów:

- dane techniczne,
- przebiegi pomocnicze,
- założenia inwestycyjne,
- eksploatacyjny,
- finansowania,
- produkcji,
- przychodów,
- prognozowania,
- kalkulacyjny.

Moduły systemu *Farma Wiatrowa 2.5* w większości odpowiadają modułom zaproponowanym w modelu elektrowni wiatrowej. Oprogramowanie zawiera także kilka dodatkowych elementów związanych z poprawą funkcjonalności. Należą do nich moduł danych technicznych, produkcji, moduł przebiegów pomocniczych oraz moduł prognozowania. Schemat ideowy budowy programu przedstawiono na rys. 6.1.



Rys. 6.1. Budowa programu *Farma Wiatrowa 2.5*. Źródło: opracowanie własne

System podzielono na trzy logiczne części obejmujące:

- blok danych wejściowych,
- blok produkcji,
- blok kalkulacyjny i prezentacji wyników

Istotnym elementem, programu jest moduł danych technicznych, będący elementem bloku danych wejściowych. W module tym podawane są parametry wejściowe obejmujące między innymi: liczbę i rodzaj turbozespołów, moc turbiny, powierzchnię omiotania wirnika, współczynnik strat, współczynnik sprawności elektrycznej, wysokość masztu oraz prędkości charakterystyczne podane przez producenta wybranego turbozespołu. Istnieje ponadto możliwość zaimportowania rzeczywistych danych pomiarowych obejmujących przebiegi: prędkości wiatru, temperatury powietrza oraz ciśnienia atmosferycznego. Wejścia te mogą również przyjmować wartości stałe dla analizowanego okresu, a także mogą być generowane losowo według dopasowanych rozkładów. Panel modułu danych technicznych przedstawia rys. 6.2.

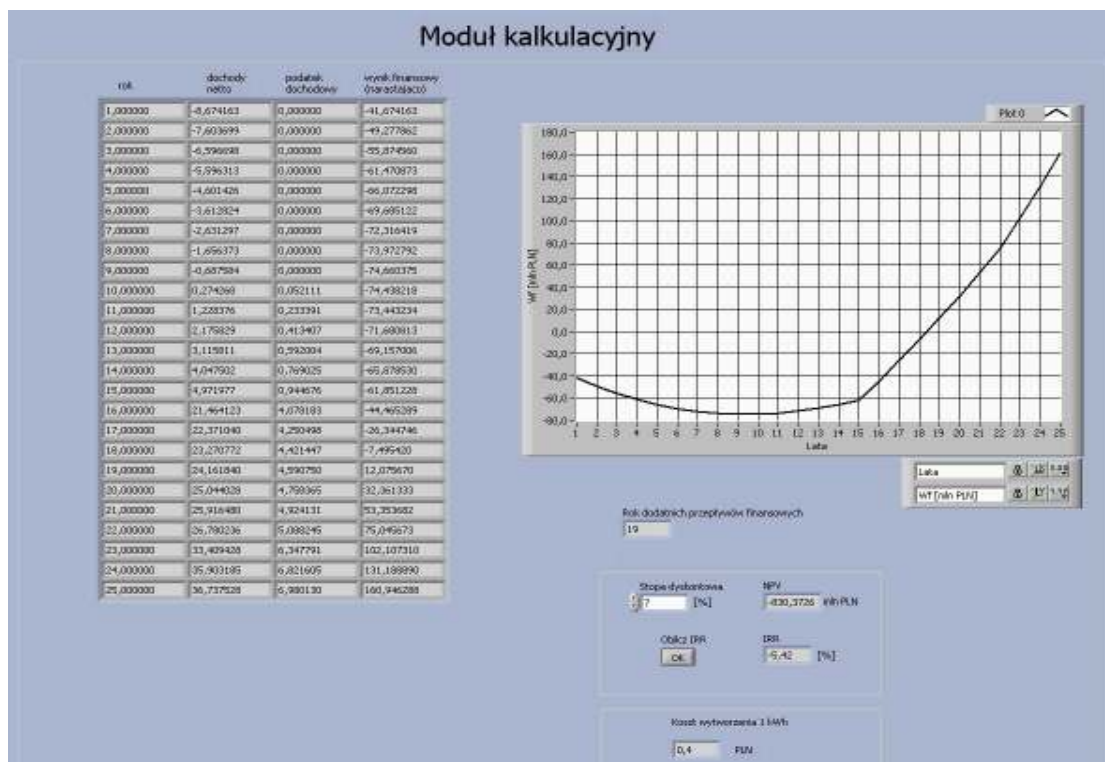
Rys. 6.2. Panel modułu *Dane techniczne* programu *Farma Wiatrowa 2.5*

Wartości zmiennych z modułu danych technicznych przekazywane są do modułu przebiegów pomocniczych i do modułu założeń inwestycyjnych. Moduł przebiegów pomocniczych umożliwia graficzną prezentację danych wejściowych oraz służy do obliczenia i prezentacji pozostałych parametrów np. gęstości powietrza, powierzchniowej gęstości mocy, czy średniej prędkości wiatru. Natomiast moduł założeń inwestycyjnych uzupełniany jest o pozostałe składniki kosztów, a dane z niego pobierane są przez moduł finansowania, do którego przekazywane są także dane z modułu eksploatacyjnego obejmującego koszty eksploatacyjne w analizowanym horyzoncie czasu.

Wszystkie wyżej wymienione składniki oprogramowania stanowią blok danych wejściowych.

Kolejnym elementem *Farmy Wiatrowej 2.5* jest blok produkcji, w którym następuje prognozowanie produkcji energii elektrycznej w oparciu o wartości pobrane z bloku danych wejściowych. W skład bloku produkcji wchodzi: moduł produkcji, w którym obliczana jest ilość energii elektrycznej dla badanego okresu oraz moduł prognozowania, w którym następuje predykcja produkcji na najbliższe 24 godziny.

Blok produkcji przekazuje dane do bloku kalkulacyjnego i prezentacji wyników, gdzie następuje określenie przychodów i kosztów działalności operacyjnej, kalkulacja wysokości podatku dochodowego i obliczenie wartości funkcji celu - wyniku finansowego elektrowni wiatrowej. W bloku tym następuje także graficzna prezentacja wyników symulacji wraz z możliwością ich eksportu oraz określane są wskaźniki oceny efektywności inwestycji: NPV, IRR oraz DFP. Panel modułu kalkulacyjnego dla przykładowej symulacji przedstawia rys. 6.3.

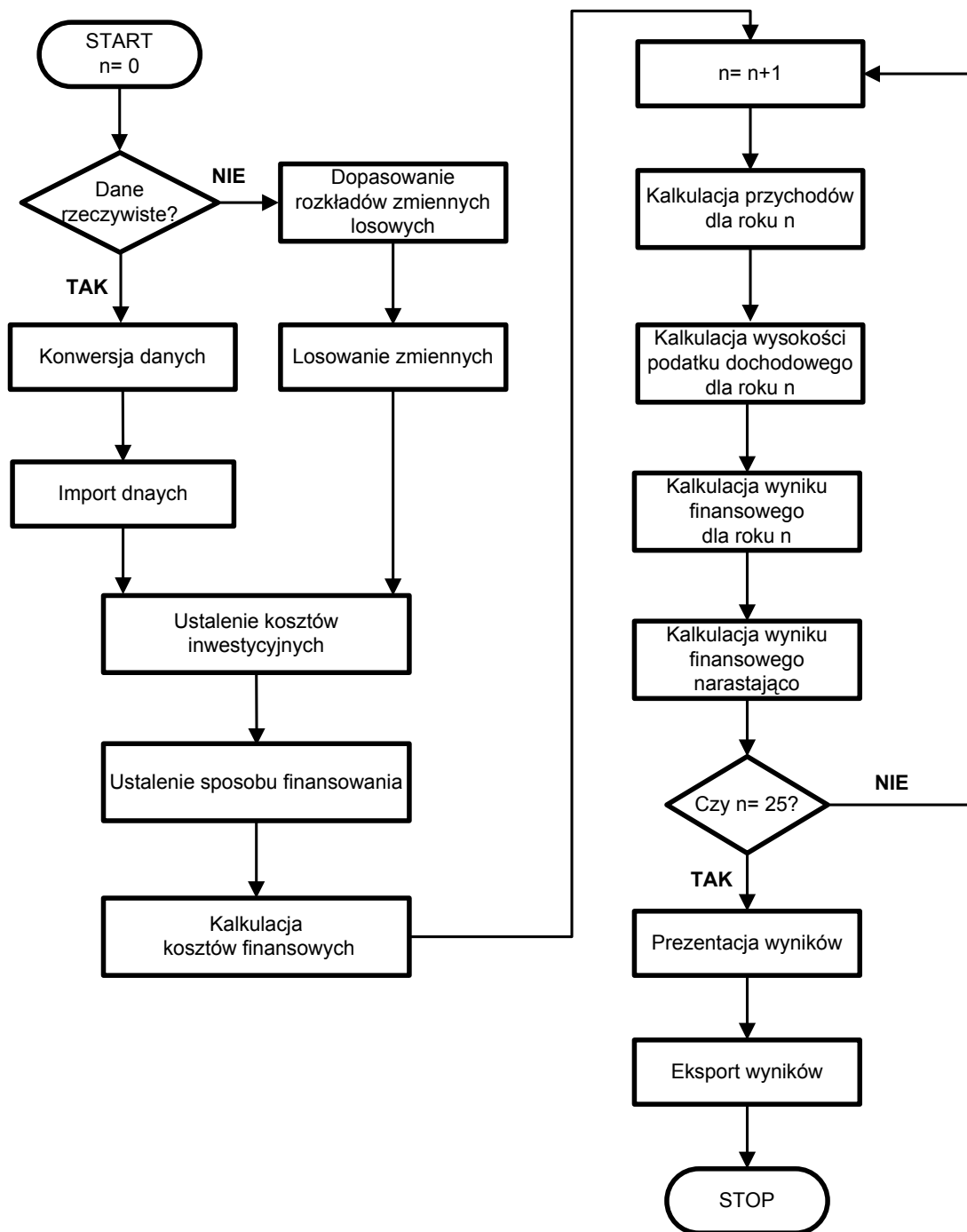
Rys. 6.3. Panel modułu kalkulatoryjnego programu *Farma Wiatrowa 2.5*

Oprogramowanie *Farma Wiatrowa 2.5* uwzględnia możliwość wykonania symulacji zarówno w wybranym momencie, jak również dla całego okresu funkcjonowania elektrowni wiatrowej, wynoszącego 25 lat.

System ten, zdaniem autora, może znaleźć komercyjny zastosowanie w lokalnej i krajowej energetyce wiatrowej.

6.2. Algorytm programu *Farma Wiatrowa 2.5*

Program *Farma Wiatrowa 2.5* umożliwia wyznaczenie wyniku finansowego elektrowni wiatrowej po 25 latach funkcjonowania przy założeniu, że produkcja energii elektrycznej obliczona jest w oparciu o dane wejściowe. Na wejściu podawane mogą być rzeczywiste pomiary, prognozy lub wylosowane wartości zmiennych. Wynik finansowy kalkulowany jest dla każdego roku osobno. Istnieje możliwość wyznaczenia W_f dla dowolnego okresu czasu. Algorytm pracy programu *Farma Wiatrowa 2.5* przedstawia rys. 6.4.



Rys. 6.4. Algorytm pracy programu *Farma Wiatrowa 2.5* zbudowanego na podstawie zaproponowanego modelu dla analizy wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w czasie jej funkcjonowania. Źródło: opracowanie własne

7. Analiza efektywności funkcjonowania elektrowni wiatrowej

Podczas projektowania elektrowni wiatrowej oraz identyfikacji lokalizacji niezbędne są pomiary warunków wiatrowych. Wyznaczenie rocznego rozkładu prędkości wiatru oraz prędkości średniej dla danej wysokości jest niewystarczające dla pojęcia decyzji dotyczącej realizacji inwestycji w postaci budowy elektrowni wiatrowej. Historyczne dane meteorologiczne są niezbędne w procesie projektowania, ponieważ umożliwiają określenie potencjalnej rocznej produkcji energii elektrycznej. Złożoność zadania projektowego wymaga uwzględnienia wielu różnych czynników mogących mieć wpływ na wynik finansowy.

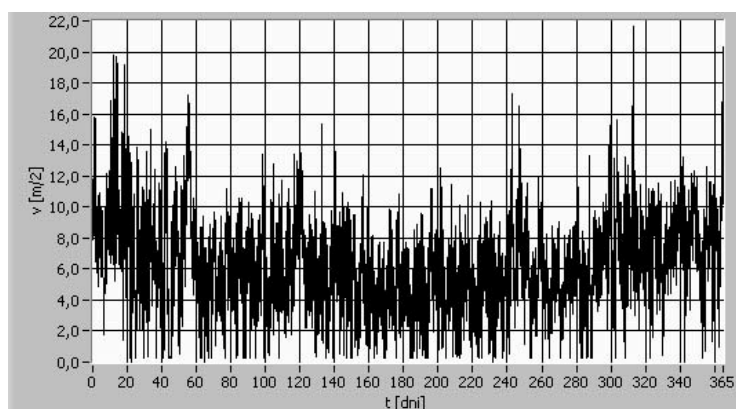
Symulacja funkcjonowania elektrowni wiatrowej powinna obejmować zmienność parametrów wejściowych dotyczących różnych wariantów i scenariuszy gospodarczych w celu określenia optymalnego rozwiązania (najdogodniejszej lokalizacji oraz liczby i rodzaju turbozespołów) dla maksymalizacji zysku.

W dalszej kolejności, po zbudowaniu farmy wiatrowej, symulacje oraz prognozy produkcji energii elektrycznej są niezbędne do właściwego zarządzania przedsiębiorstwem i podejmowania decyzji dotyczących przyszłości.

W niniejszym rozdziale podjęto próbę prognozowania wyniku finansowego elektrowni wiatrowej jako funkcji celu, w zależności od zmiennych czynników, w oparciu o autorskie oprogramowanie *Farma Wiatrowa 2.5*, będące implementacją modelu elektrowni wiatrowej.

7.1. Ustalenie parametrów wejściowych

Jednym z podstawowych parametrów wejściowych dla modelu elektrowni wiatrowej jest roczny przebieg prędkości wiatru, który ma bezpośredni wpływ na produkcję energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej. Dla potrzeb symulacji wykorzystano rzeczywiste pomiary prędkości wiatru w miejscowości *G* znajdującej się w północno-wschodniej Polsce. Pomiary przeprowadzono na wysokości 42 m nad poziomem gruntu z dyskretyzacją 10-sekundową, a następnie zapisano w bazie danych rekordy będące 10-minutowymi średnimi¹⁷. Prędkość średnia wyniosła 6,25 m/s. Na rys. 7.1. przedstawiono roczny przebieg prędkości wiatru dla tej lokalizacji.



Rys. 7.1. Roczny przebieg prędkość wiatru na wysokości 42 m dla miejscowości *G* w północno-wschodniej Polsce. Opracowanie własne na podstawie otrzymanych wyników pomiarów.

¹⁷ Łącznie, w ciągu roku, w bazie danych zapisano 52 560 uśrednionych pomiarów prędkości wiatru, temperatury powietrza i ciśnienia atmosferycznego.

Do parametrów wpływających na wynik finansowy elektrowni wiatrowej należą także: liczba i rodzaj turbozespołów (moc zainstalowana), powierzchnia objęta wirnikiem, współczynnik strat, gęstość powietrza atmosferycznego, wysokość masztu turbozespołu (związana z prędkością wiatru), koszty inwestycyjne (w tym cena zakupu i montażu turbozespołów), koszty eksploatacyjne (w tym koszty administracyjne, media, ubezpieczenie), kurs euro, wskaźnik inflacji, koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego, koszt zatrudnienia, udział środków własnych przy realizacji inwestycji, dotacje, wysokość środków własnych, wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego, cena sprzedaży energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów. Tabela 7.1. przedstawia parametry wejściowe dla potrzeb przeprowadzenia symulacji wyniku finansowego elektrowni wiatrowej.

Tab. 7.1. Parametry wejściowe dla potrzeb symulacji wyniku finansowego elektrowni wiatrowej. Opracowanie własne na podstawie [Boc07, MMR02, Tge, Ure, NBP, Gus]

Parametr	Jedn.	Wartość	Uwagi
Turbozespół	szt.	15	Producent Vestas V- 80 (2 MW). Prędkość start 4 m/s, prędkość stop 25 m/s, prędkość nominalna 15 m/s
Moc zainstalowana	MW	30	Moc turbozespołów: 2 MW każdy
Sprawność elektryczna turbozespołu	%	44,00	Sprawność elektryczna waha się w granicach 42 - 46%
Powierzchnia objęta wirnikiem	m ²	5027,00	Średnica rotora wynosi 80 m
Średnioroczna prędkość wiatru	m/s	6,25	Roczne pomiary rzeczywiste w lokalizacji G na wys. 42 m nad poziomem gruntu
Gęstość powietrza	kg/m ³	1,2295	Gęstość powietrza stanowi wartość średnią z pomiarów
Współczynnik strat	%	2,00	Współczynnik strat obejmuje roczną dyspozycyjność turbozespołów
Koszty inwestycyjne	mln PLN	165,00	Całkowity koszt projektu 165 mln zł (2 mln euro za każdy turbozespół bez fundamentów), z czego 80% stanowi zakup, transport i montaż turbozespołów
Koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego	mln PLN	16,50	10% całości projektu
Kurs euro	PLN	4,3998	Średni kurs NBP z dnia 12-05-2009 r.
Wskaźnik inflacji	%	2,50	Inflacja średnioroczna w roku 2007
Udział środków własnych	%	20,00	80% środków inwestycyjnych pochodzi z kredytu inwestycyjnego
Dotacje	%	0,00	Brak dotacji
Wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego	%	8,00	Oprocentowanie w skali roku. Dodatkowo jednorazowy koszt uzyskania kredytu: 1%
Wysokość oprocentowania kredytu obrotowego	%	10,00	Oprocentowanie w skali roku. Dodatkowo jednorazowy koszt uzyskania kredytu: 1%
Koszty zatrudnienia	mln PLN	0,12	Roczne koszty zatrudnienia uwzględniają wysokość podatków i opłat na ZUS
Koszty administracyjne, media, ubezpieczenie, pozostałe podatki	mln PLN	5,81	3,52% całości projektu rocznie
Naprawy, remonty, części zamienne	mln PLN	3,30	2% całości projektu rocznie
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	PLN/MWh	155,44	Średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w roku 2008
Średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE	PLN/MWh	250,03	Średni kurs sprzedaży zielonych certyfikatów na RPM ¹⁸ Towarowej Giełdy Energii w pierwszym półroczu 2009 r.

¹⁸ RPM- Rynek Praw Majątkowych na Towarowej Giełdzie Energii.

7.2. Badania symulacyjne z wykorzystaniem modelu elektrowni wiatrowej

W niniejszym rozdziale przedstawiono badania symulacyjne z wykorzystaniem modelu elektrowni wiatrowej. Obejmują one:

- Analizę wrażliwości wyniku finansowego elektrowni wiatrowej, tj.:
 - Zmianę wartości parametru wejściowego o 5% (etap pierwszy),
 - Zmianę wartości parametru wejściowego o najmniejszą możliwą wartość (etap drugi).
- Symulację wpływu pojedynczego parametru na wynik finansowy elektrowni wiatrowej, poprzez:
 - Zmianę wartości średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
 - Zmianę wartości średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów,
 - Zmianę średniorocznej prędkości wiatru,
 - Zmianę gęstości powietrza atmosferycznego,
 - Zmianę kosztów inwestycyjnych,
 - Zmianę oprocentowania kredytu inwestycyjnego oraz długości okresu kredytowania,
 - Zmianę rozwiązań technicznych turbozespołów różnych producentów.
- Analizę wpływu zmian parametrów wzajemnie zależnych na wynik finansowy elektrowni wiatrowej, tzn.:
 - Zmianę średnicy rotora turbozespołu i mocy zainstalowanej,
 - Zmianę liczby turbozespołów i kosztów inwestycyjnych,
 - Zmniejszenie kosztów awarii poprzez umowę serwisową,
 - Problem wykorzystania turbozespołów używanych.
 - Analizę prędkości wiatru na różnych wysokościach,
 - Zmianę wysokości masztu turbozespołu i średniej prędkości wiatru.
- Zastosowanie metody Monte Carlo do analizy wyniku finansowego elektrowni wiatrowej,
- Analizę równoczesnych zmian kilku parametrów wejściowych i wpływ tych zmian na wynik finansowy elektrowni wiatrowej.

7.2.1. Analiza wrażliwości

Analizę wrażliwości przeprowadzono w oparciu o parametry wejściowe modelu elektrowni wiatrowej opisane w rozdziale 7.1. Wynik finansowy na koniec pierwszego roku działalności elektrowni wiatrowej dla tych parametrów wyniósł: - 41 676 063 zł, a po 25 latach -174 763 482. Celem analizy było określenie tych parametrów wejściowych, które mają największy wpływ na zmianę wyniku finansowego elektrowni. Wyznaczono także parametry, które wpływają na poprawę wyniku finansowego oraz te, które wpływają na jego pogorszenie. Do obserwacji wybrano dwa horyzonty czasowe: roczny oraz równy czasowi życia inwestycji, który wynosi 25 lat. Badania przeprowadzono w dwóch etapach. Pierwszy etap zrealizowano zmieniając poszczególne parametry wejściowe o 5% i obserwowano wielkość zmian wyniku finansowego. Wyniki analizy przedstawiono w tab. 7.2. a), b).

Tab. 7.2.a Analiza wrażliwości wyniku finansowego elektrowni wiatrowej dla rocznego horyzontu czasowego przeprowadzona w oparciu o parametry wejściowe opisane w rozdziale 7.1.-część pierwsza

Parametr	Jedn.	Wartość	Wynik finansowy po zmianie parametru o +5%	Zmiana wyniku finansowego w stosunku do wartości początkowej
Średnioroczna prędkość wiatru	m/s	6,25	-36 517 867 zł	12,38%
Sprawność elektryczna turbozespołu	%	44,00	-40 623 899 zł	2,52%
Gęstość powietrza	kg/m ³	1,2295	-40 625 310 zł	2,52%
Współczynnik strat	%	2,00	-41 697 774 zł	-0,05%
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	zł/ MWh	155,44	-41 184 010 zł	1,18%
Średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE	zł/ MWh	250,03	-40 884 472 zł	1,90%
Koszty inwestycyjne	mln PLN	165,00	-56 521 867 zł	-35,62%
Koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego	mln PLN	16,50	-41 972 979 zł	-0,71%
Kurs euro	PLN	4,3998	-44 049 232 zł	-5,69%
Wskaźnik inflacji	%	2,50	-41 687 906 zł	-0,03%
Udział środków własnych	%	20,00	-43 131 366 zł	-3,49%
Dotacje	%	0,00	-40 702 581 zł	2,34%
Wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego	%	8,00	-42 058 544 zł	-0,92%
Wysokość oprocentowania kredytu obrotowego	%	10,00	-41 692 563 zł	-0,04%
Koszty zatrudnienia	mln PLN	0,12	-41 682 213 zł	-0,01%
Koszty administracyjne, media, ubezpiec.	mln PLN	5,81	-41 988 688 zł	-0,75%
Naprawy, remonty, części zamienne	mln PLN	3,30	-41 845 188 zł	-0,41%

Tab. 7.2.b Analiza wrażliwości wyniku finansowego elektrowni wiatrowej dla 25-letniego horyzontu czasowego przeprowadzona w oparciu o parametry wejściowe opisane w rozdziale 7.1.-część pierwsza

Parametr	Jedn.	Wartość	Wynik finansowy po zmianie parametru o +5% po 25 latach działalności	Zmiana wyniku finansowego w stosunku do wartości początkowej po 25 latach działalności
Średnioroczna prędkość wiatru	m/s	6,25	-56 258 969 zł	67,81%
Sprawność elektryczna turbozespołu	%	44,00	-152 416 813 zł	12,79%
Gęstość powietrza atmosferycznego	kg/m ³	1,2295	-150 589 505 zł	13,83%
Współczynnik strat	%	2,00	-175 266 202 zł	-0,29%
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym	zł/ MWh	155,44	-163 354 424 zł	6,53%
Średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE	zł/ MWh	250,03	-156 435 099 zł	10,49%
Koszty inwestycyjne	mln PLN	165,00	-309 872 455 zł	-77,31%
Koszt podłączenia do KSE	mln PLN	16,50	-177 420 267 zł	-1,52%
Kurs euro	PLN	4,3998	-196 059 714 zł	-12,19%
Wskaźnik inflacji	%	2,50	-175 143 366 zł	-0,22%
Udział środków własnych	%	20,00	-173 493 035 zł	0,73%
Dotacje	%	0,00	-160 161 249 zł	8,36%
Wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego	%	8,00	-180 500 703 zł	-3,28%
Wysokość oprocentowania kredytu obrotowego	%	10,00	-175 147 767 zł	-0,22%
Koszty zatrudnienia	mln PLN	0,12	-174 960 753 zł	-0,11%
Koszty administracyjne, media, ubezpiec.	mln PLN	5,81	-184 853 617 zł	-5,77%
Naprawy, remonty, części zamienne	mln PLN	3,30	-180 204 299 zł	-3,11%

Analiza wrażliwości wykazała, że parametry wejściowe, których 5% wzrost powoduje poprawę wartości funkcji celu, jaką jest wynik finansowy (W_f) to: średnioroczna prędkość wiatru, sprawność elektryczna turbosespołu, gęstość powietrza, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE, dotacje oraz udział środków własnych. Wzrost pozostałych parametrów wpływa na pogorszenie wartości funkcji celu.

Przeanalizowano dwa okresy działalności elektrowni wiatrowej: początkowy i końcowy w celu precyzyjniejszego określenia tych parametrów, które znacząco wpływają na jej wynik finansowy. Przyjęto, że parametry wejściowe mające znaczący wpływ na zmianę wartości funkcji celu, to takie, których zmiana o 5% powoduje odchylenie W_f od wartości początkowej o ponad 1% w pierwszym roku i o ponad 10% po 25 latach. Do tych parametrów należą:

- średnioroczna prędkość wiatru,
- sprawność elektryczna turbosespołu,
- gęstość powietrza atmosferycznego,
- średnioroczny kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE,
- koszty inwestycyjne,
- kurs euro.

Pozostałe parametry wejściowe powodują nieznaczne wahania wartości funkcji celu zarówno w pierwszym, jak i w ostatnim roku funkcjonowania elektrowni wiatrowej.

W kolejnym etapie analizy wrażliwości dokonywano zmian wartości tych parametrów wejściowych, których nie można regulować procentowo ze względu na bariery technologiczne. Obserwowano zatem odchylenia wartości funkcji, celu zmieniając parametry początkowe o najmniejszą możliwą wartość. Wyniki analizy przedstawiono w tab. 7.3. a), b).

Tab. 7.3.a Analiza wrażliwości wyniku finansowego elektrowni wiatrowej dla rocznego horyzontu czasowego przeprowadzona w oparciu o parametry wejściowe opisane w rozdziale 7.1.-część druga

Parametr	Jedn.	Wartość	Zmiana wartości	Procentowa zmiana wartości	Wynik finansowy po zmianie wartości parametru po 1 roku działalności	Zmiana wyniku finansowego w stosunku do wartości początkowej po 1 roku działalności
Turbosespół	szt.	15	16	6,67%	-39 964 369 zł	4,11%
Moc turbosespołu	MW	2,00	1,80	-10,00%	-42 165 551 zł	-1,17%
Startowa prędkość wiatru	m/s	4	3	-25,00%	-41 349 362 zł	0,78%
Nominalna prędkość wiatru	m/s	15	13	-13,33%	-41 676 063 zł	0,00%
Średnica rotora turbosespołu	m	80	90	12,50%	-36 556 968 zł	12,28%

Tab. 7.3.b Analiza wrażliwości wyniku finansowego elektrowni wiatrowej dla 25-letniego horyzontu czasowego przeprowadzona w oparciu o parametry wejściowe opisane w rozdziale 7.1.-część druga

Parametr	Jedn.	Wartość	Zmiana wartości	Procentowa zmiana wartości	Wynik finansowy po zmianie wartości parametru po 25 latach działalności	Zmiana wyniku finansowego w stosunku do wartości początkowej po 25 latach działalności
Turbosespół	szt.	15	16	6,67%	-135 410 505 zł	22,52%
Moc turbosespołu	MW	2,00	1,80	-10,00%	-186 150 968 zł	-6,52%
Startowa prędkość wiatru	m/s	4	3	-25,00%	-167 217 929 zł	4,32%
Nominalna prędkość wiatru	m/s	15	13	-13,33%	-174 763 482 zł	0,00%
Średnica rotora turbosespołu	m	80	90	12,50%	-57 156 942 zł	67,29%

Przyjęto, że parametry wejściowe mające znaczący wpływ na zmianę wartości funkcji celu, to takie, których zmiana o najmniejszą możliwą wartość powoduje odchylenie W_f od wartości początkowej o ponad 1% w pierwszym roku i o ponad 10% po 25 latach. Do tych parametrów należą:

- liczba turbozespołów,
- średnica rotora turbozespołu.

Pozostałe parametry nie mają znaczącego wpływu na wynik finansowy elektrowni wiatrowej.

Należy zwrócić uwagę, że analizę wrażliwości przeprowadzono przy założeniu zmian wartości poszczególnych parametrów początkowych i utrzymywaniu ich jako wartości stałe przez cały okres obserwacji, tj. 25 lat. W rzeczywistości niektóre z parametrów są stałe przez cały czas funkcjonowania elektrowni wiatrowej (np. wszystkie parametry wymienione w tab. 3a), a część parametrów oscyluje wokół wartości średniej (np. średnioroczna prędkość wiatru, gęstość powietrza atmosferycznego, sprawność elektryczna turbozespołu). Jednak niektóre parametry są zmienne w czasie i mogą podlegać trendom. Należą do nich:

- średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,
- wskaźnik inflacji,
- wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego (zmienna stopa oprocentowania),
- koszty zatrudnienia,
- koszty administracyjne,
- koszty napraw i remontów.

Parametry te choć według analizy wrażliwości nie mają istotnego wpływu na wahania wartości funkcji celu, to ich zmienność w czasie może spowodować wyraźną zmianę wyniku finansowego elektrowni wiatrowej po 25 latach funkcjonowania. Dlatego celowe wydaje się wykonanie badań uwzględniających trendy zmian tych parametrów.

7.3. Symulacja wpływu pojedynczego parametru na wynik finansowy elektrowni wiatrowej

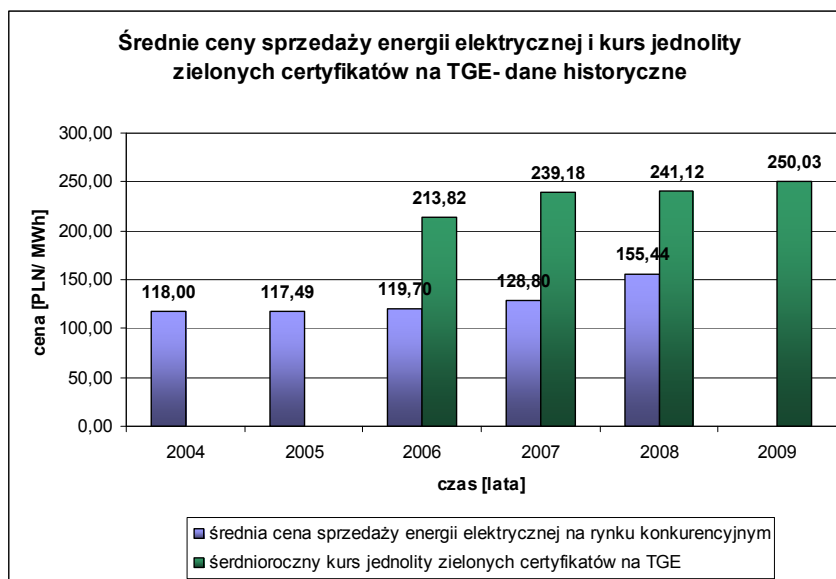
Podczas przeprowadzonych badań obserwowano zmiany wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przyłączonej do systemu elektroenergetycznego w 25-letnim horyzoncie czasowym. Po wykonaniu analizy wrażliwości dokonano szeregu symulacji obejmujących zmiany pojedynczego parametru i jego wpływu na wartość funkcji celu W_f .

7.3.1. Prognoza średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i kursu jednolitego zielonych certyfikatów

Analiza wrażliwości wykazała, że znaczący wpływ na wynik finansowy elektrowni wiatrowej po 25 latach funkcjonowania ma cena sprzedaży zielonych certyfikatów (według średniorocznego kursu jednolitego na TGE). Wahania wyniku finansowego mogą być jeszcze większe, jeżeli uwzględni się prognozowanie oraz trend tego parametru. Podobnie istotny

wpływ na zmianę wartości funkcji celu może mieć prognozowany trend średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

W celu prognozowania wartości tych parametrów wykorzystano dane historyczne przedstawione na rys. 7.2.



Rys. 7.2. Dane historyczne średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej i kursu jednolitego zielonych certyfikatów. Opracowanie własne na podstawie [Tge, Toe, Ure]

Na przestrzeni ubiegłych lat można zaobserwować wzrost zarówno średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej, jak i kursu jednolitego zielonych certyfikatów na Rynku Praw Majątkowych TGE (dane dotyczące roku 2009 obejmują jedynie pierwsze półrocze). Według [Pop08] wzrost cen energii elektrycznej, spowodowany kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂ i wzrostem cen węgla, jest nieunikniony.

W niniejszym rozdziale podjęto próbę predykcji cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów.

Ponieważ dane historyczne nie zawierają elementów odstających, zatem do prognozowania wartości tych parametrów wykorzystano model regresji liniowej, w którym współczynniki modelu obliczane są za pomocą najpopularniejszej metody statystycznej estymacji i wyznaczania linii trendu - metody najmniejszych kwadratów.

Postać ogólną modelu regresji przedstawia zależność [Wik]:

$$Y = f(X + \varepsilon_x, \beta) + \varepsilon \quad (7.1)$$

gdzie:

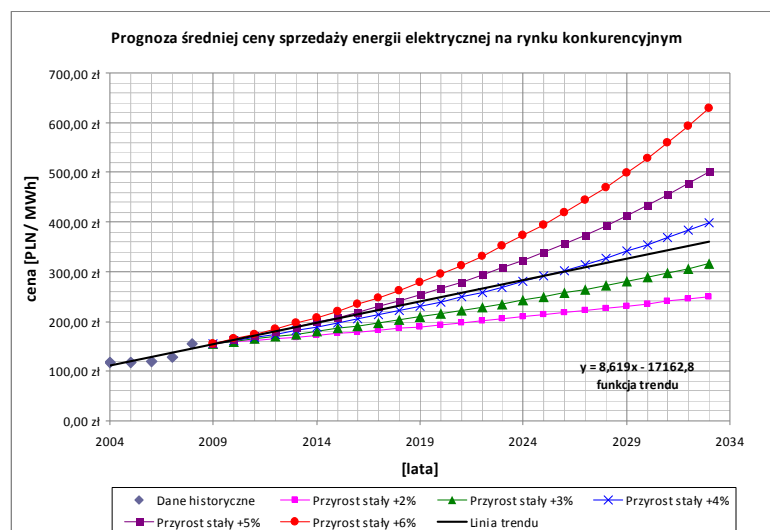
- Y - zmienna objaśniana,
- X - wektor zmiennych objaśniających (predyktorów),
- ε_x - błąd zmiennych objaśniających,
- β - wektor współczynników regresji,
- $f(X + \varepsilon_x, \beta)$ - funkcja regresji,
- ε - błąd losowy, o rozkładzie być może zależnym od X .

Regresja liniowa zakłada zależność liniową pomiędzy zmiennymi objaśnianymi a objaśniającymi i polega na znalezieniu współczynników regresji, co w przypadku jednej zmiennej objaśnianej sprowadza się do wyznaczenia współczynników funkcji liniowej jak najlepiej dopasowanej do danych doświadczalnych (historycznych).

W przypadku średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym przy zastosowaniu metody najmniejszych kwadratów współczynniki te wyniosły: $a= 8,619$ oraz $b= -17\,161,80$. Analogicznie dla średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów współczynniki regresji liniowej wyniosły odpowiednio: $a= 11,057$ oraz $b= -21\,960,90$.

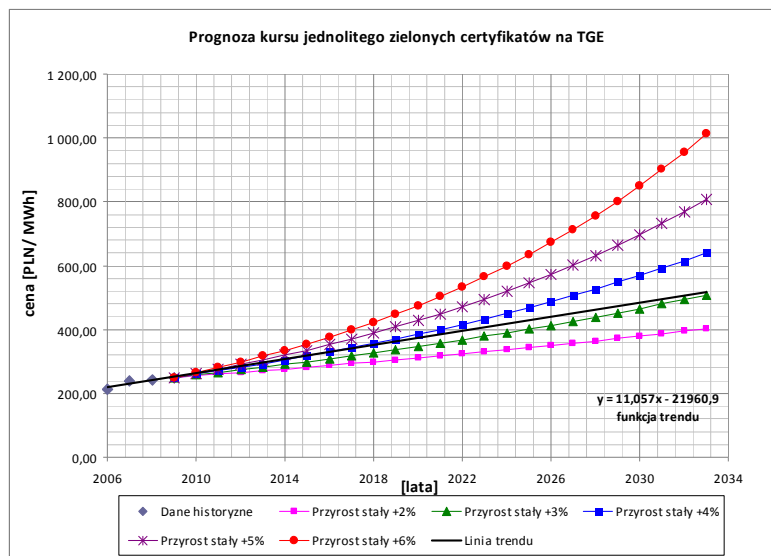
Przeanalizowano także stały przyrost tych parametrów wejściowych w przedziale od 2- 6% co 1%. Stałe przyrosty 2% i 3% znajdują się poniżej linii trendu zarówno w stosunku do ceny sprzedaży energii elektrycznej jak i do kursu jednolitego zielonych certyfikatów. Najbliżej wyznaczonej linii trendu dla średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej znajduje się prosta uwzględniająca stały coroczny 4% wzrost. Natomiast dla kursu jednolitego zielonych certyfikatów najbardziej dopasowana w stosunku do linii trendu jest prosta obejmująca stały coroczny 3% wzrost tego parametru.

Prognozy średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów z uwzględnieniem stałego przyrostu tych parametrów w przedziale 2- 6% oraz z zastosowaniem modelu regresji liniowej przedstawiają rys. 7.3. a), b).



Rys. 7.3.a) Prognozy średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym z uwzględnieniem stałego przyrostu w przedziale 2- 6% oraz z zastosowaniem modelu regresji liniowej.

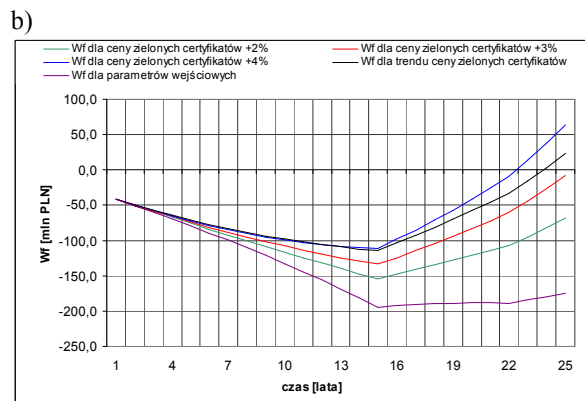
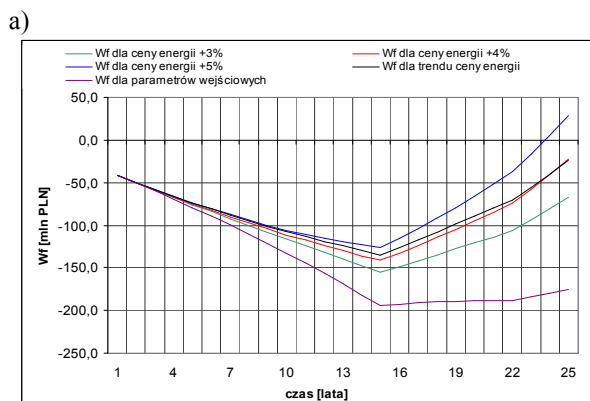
Opracowanie własne na podstawie [Tge, Ure]

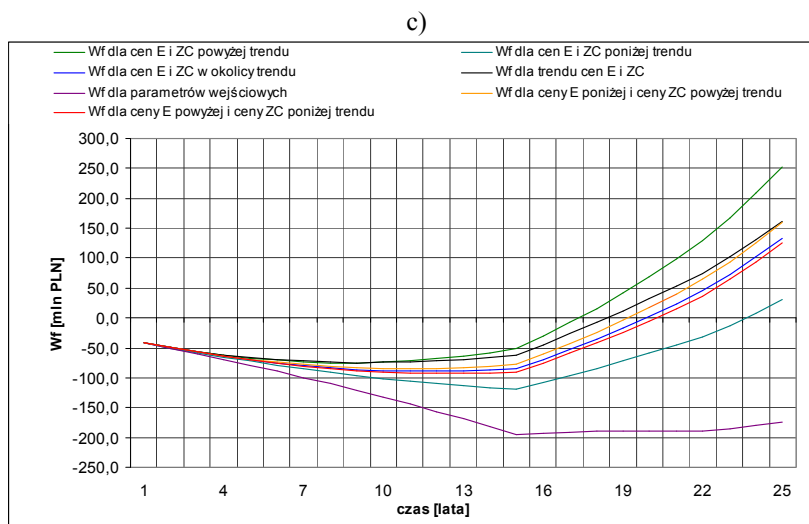


Rys. 7.3.b) Prognozy średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów z uwzględnieniem stałego przyrostu w przedziale 2- 6% oraz z zastosowaniem modelu regresji liniowej.
Opracowanie własne [Tge, Ure]

7.3.2. Zmiana cen sprzedaży: energii elektrycznej i zielonych certyfikatów

Wykorzystując model elektrowni wiatrowej dokonano symulacji uwzględniających prognozy cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz ich wpływ na zmianę wyniku finansowego. Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiają rys. 7.4. a), b), c) i tab. 7.2.





Rys. 7.4. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem prognoz: a) średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, b) średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów, c) zarówno średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów

Tab. 7.2. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od prognoz średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i prognoz średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów w 25-letnim horyzoncie czasowym

Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jedn.	Warunki początkowe	Rodzaj symulacji					
				Trend cen E i ZC	Coroczny wzrost cen E +4% i ZC +3%	Coroczny wzrost cen E +3% i ZC +2%	Coroczny wzrost cen E +5% i ZC +4%	Coroczny wzrost cen E +3% i ZC +4%	Coroczny wzrost cen E +5% i ZC +2%
Dodatnie przepływy finansowe	<i>DPF</i>	rok	brak	19	20	24	18	20	21
NPV	<i>NPV</i>	mln PLN	-1 795,82	-830,37	-984,01	-1 241,67	-711,63	-921,44	-1 018,66
IRR	<i>IRR</i>	%	-194,89	-5,42	-9,61	-38,58	-1,63	-7,17	-10,97
Średnia prędkość wiatru	<i>Vśr</i>	m/s	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
Roczna produkcja	<i>Er</i>	MWh	63 327	63 327	63 327	63 327	63 327	63 327	63 327
Powierzchniowa gęstość mocy	<i>PA</i>	W/m ²	109,30	109,30	109,30	109,30	109,30	109,30	109,30
Koszt produkcji 1kWh	<i>K_{1kWh}</i>	PLN	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
Wynik finansowy po 25 latach	<i>Wf</i>	mln PLN	-174,76	160,95	133,93	30,17	251,68	159,97	124,94
Zmiana wyniku finansowego	ΔWf	%	0,00	192,09%	176,64%	117,26%	244,01%	191,54%	171,49%

Zgodnie z oczekiwaniami symulacje wykazały, że zmiana parametrów wejściowych tj.: prognoza cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów ma istotny wpływ na zmianę wartości funkcji celu W_f . We wszystkich analizowanych przypadkach wynik finansowy uzyskany po 25 latach funkcjonowania elektrowni wiatrowej bardzo wyraźnie różnił się od wyniku finansowego skalkulowanego dla obecnych cen sprzedaży. Uwzględniając trendy cenowe energii elektrycznej i zielonych certyfikatów należy stwierdzić, że W_f na koniec okresu obliczeniowego przyjmuje wartość dodatnią wynoszącą 160,95 mln PLN, a jego zmiana (ΔW_f) w odniesieniu do wyniku finansowego obliczonego dla parametrów wejściowych wyniosła 192,09%. Jednak dodatnie przepływy finansowe wystąpiły dopiero w roku 19, a wskaźniki NPV oraz IRR (uwzględniające rachunek dyskonta) były wciąż niekorzystne i wyniosły odpowiednio -830,37 mln PLN oraz -5,42%.

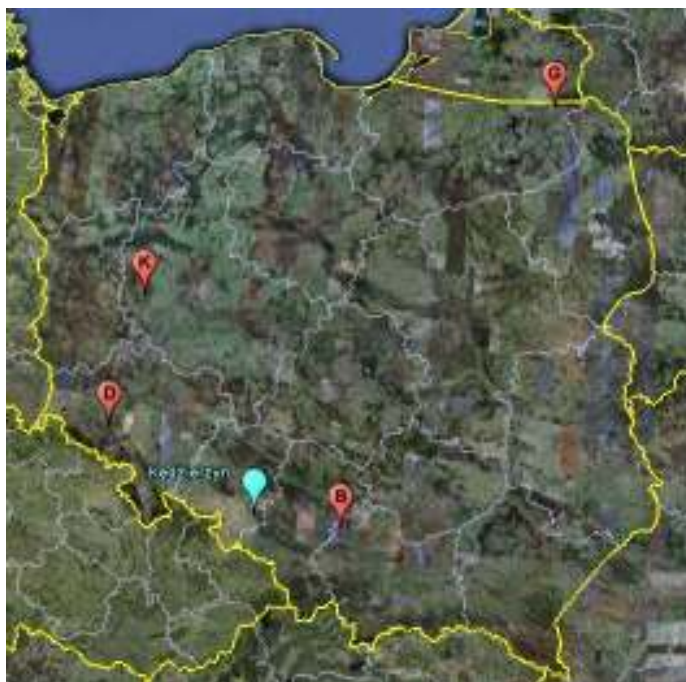
W celu większej przejrzystości obliczeń i analiz przyjęto, że dla dalszych rozważań parametrami wejściowymi będą prognozy średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów w oparciu o ich trendy¹⁹.

7.3.3. Wpływ średniorocznej prędkości wiatru

Średnioroczna prędkość wiatru jest jednym z najistotniejszych parametrów funkcjonowania elektrowni wiatrowej, ponieważ charakteryzuje roczny przebieg prędkości wiatru. Zgodnie z zależnością (3.21) przebieg ten ma bezpośredni wpływ na ilość wyprodukowanej energii elektrycznej. Roczny przebieg prędkości wiatru wyznacza się na podstawie pomiarów uśrednianych co 10 min i wykonywanych najczęściej na wysokościach między 20 m a 60 m nad powierzchnią terenu. Otrzymuje się w ten sposób 52 560 pomiarów prędkości wiatru w ciągu roku.

Na potrzeby przeprowadzonych badań autor wykonał pomiary prędkości wiatru na różnych wysokościach w miejscowości Kędzierzyn, które zostały szczegółowo opisane w rozdziale 7.5. Ponadto do symulacji wyniku finansowego elektrowni wiatrowej wykorzystano otrzymane pomiary rocznego przebiegu prędkości wiatru w miejscowości G wykonane na wysokości 42 m oraz w miejscowości B , zmierzone na wysokości 50 m. Otrzymano także kwartalne wyniki pomiarów prędkości wiatru w miejscowości K i czteromiesięczne pomiary w miejscowości D , również zmierzone na wysokości 50 m nad powierzchnią terenu. Założono, że wyniki z miejscowości K i D mają charakter powtarzalny i wykorzystano je w modelu jako pomiary całoroczne. Lokalizację miejscowości G , B , K i D na mapie Polski przedstawia rys. 7.5.

¹⁹ W dalszych badaniach, prognozy średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów w oparciu o ich trendy, są traktowane jako warunki początkowe.

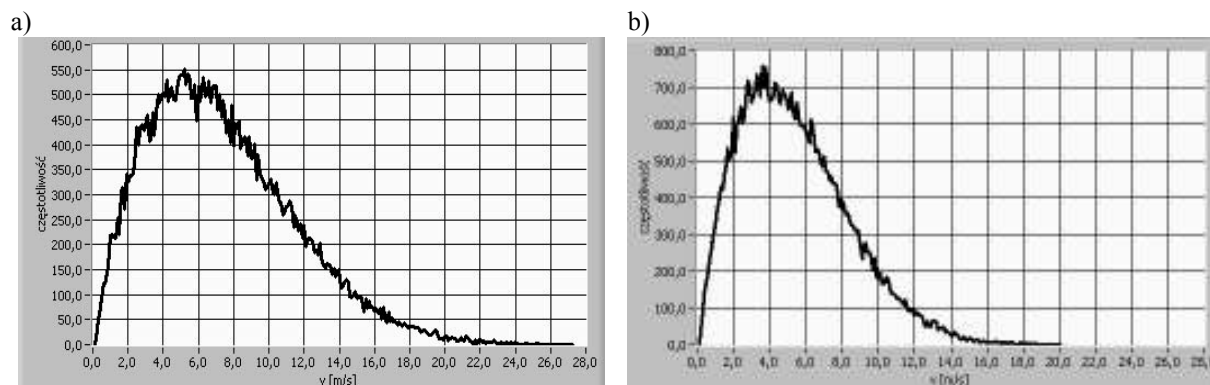


Rys. 7.5. Lokalizacja miejscowości G, B, K, D i Kędzierzyn, w których wykonano pomiary prędkości wiatru. Opracowanie własne na podstawie Google Earth [Goea]

Oprócz rzeczywistych pomiarów wykonano kilka symulacji rocznego przebiegu prędkości wiatru otrzymując różną prędkość średnią - zarówno większą, jak i mniejszą w odniesieniu do warunków początkowych, gdzie $V_{sr} = 6,25$ m/s. Zastosowano tu metodę polegającą na zamodelowaniu rocznego przebiegu prędkości wiatru poprzez wykonanie losowania 52 560 pomiarów według dwuparametrycznego rozkładu Weibulla (opisanego w rozdziale 3.2.2). Według [GKS06] parametr kształtu γ rozkładu Weibulla dla polskich warunków atmosferycznych waha się w przedziale 1,2 – 2,2. Na potrzeby symulacji przyjęto, że parametr $\gamma = 1,8$, a parametr skali β dobierano w zależności od założonej średniorocznej prędkości wiatru.

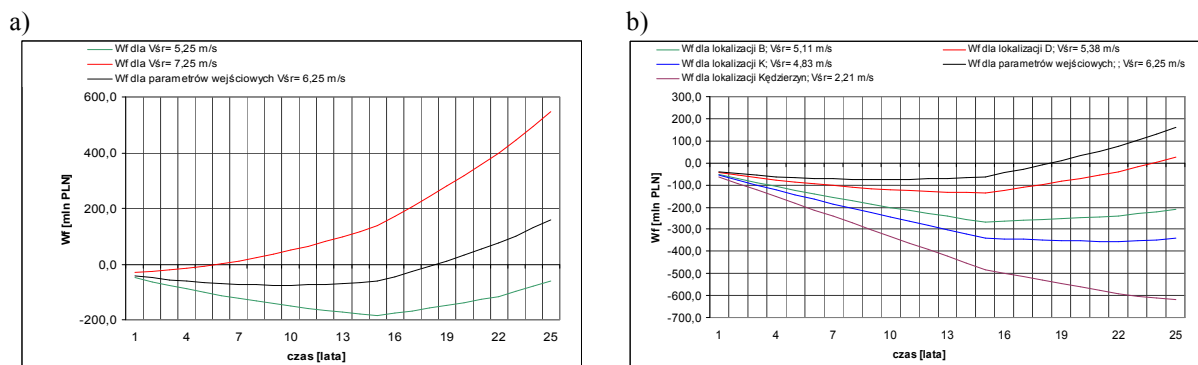
Losowanie zrealizowano w oparciu o autorskie oprogramowanie *Farma Wiatrowa 2.5*, wykorzystując integrację środowiska projektowego aplikacji *LabView* i funkcje statystyczne języka technicznego przetwarzania *Matlab*.

Rozkłady Weibulla prędkości wiatru w zależności od założonych prędkości średniorocznych przedstawia rys. 7.6. a) i b).



Rys. 7.6. Rozkłady Weibulla prędkości wiatru dla parametru $\gamma = 1,8$ w zależności od założonych prędkości średniorocznych: a) $V_{sr} = 7,25$ m/s, b) $V_{sr} = 5,25$ m/s. Opracowanie własne.

Zarówno rzeczywiste pomiary prędkości wiatru, jak i wygenerowane w oparciu o rozkład Weibulla wykorzystano do przeprowadzenia analizy wpływu zmiany średniorocznej prędkości wiatru na wynik finansowy elektrowni wiatrowej. Rezultaty badań przedstawia rys. 7.7. a) i b) oraz tab. 7.3. a), b).



Rys. 7.7. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w zależności od zmian przebiegu prędkości wiatru: a) wygenerowanego w oparciu o rozkład Weibulla, b) dla rzeczywistych pomiarów w różnych lokalizacjach. Źródło: opracowanie własne.

Tab. 7.3. a) Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian przebiegu prędkości wiatru dla pomiarów wykonanych w różnych lokalizacjach

Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe miejscowość <i>G</i>	Rodzaj symulacji			
				Pomiary wiatru w miejscowości <i>B</i>	Pomiary wiatru w miejscowości <i>D</i>	Pomiary wiatru w miejscowości <i>K</i>	Pomiary wiatru w miejscowości <i>Kędzierzyn</i>
Dodatnie przepływy finansowe	<i>DPF</i>	rok	19	brak	24	brak	brak
Wskaźnik NPV	<i>NPV</i>	mln PLN	-830,37	-2 409,54	-1 403,16	-2 977,47	-4 101,18
Wskaźnik IRR	<i>IRR</i>	%	-5,42	-195,19	-43,40	-197,10	-199,41
Średnioroczna prędkość wiatru	<i>V_{sr}</i>	m/s	6,25	5,11	5,38	4,83	2,21
Roczna produkcja	<i>E_r</i>	MWh	63 327	37 785	53 347	28 749	11 227
Koszt wytworzenia 1kWh	<i>Kl_{kWh}</i>	PLN	0,49	0,81	0,57	1,07	2,05
Powierzchniowa gęstość mocy	<i>PA</i>	W/m ²	109,30	63,49	99,10	46,66	20,31
Wynik finansowy po 25 latach	<i>W_f</i>	mln PLN	160,95	-207,96	27,37	-342,38	-620,59
Zmiana wyniku finansowego	<i>ΔW_f</i>	%	0,00	-229,21	-82,99	-312,73	-485,59

Tab. 7.3. b) Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian przebiegu prędkości wiatru dla pomiarów wygenerowanych w oparciu o rozkład Weibulla

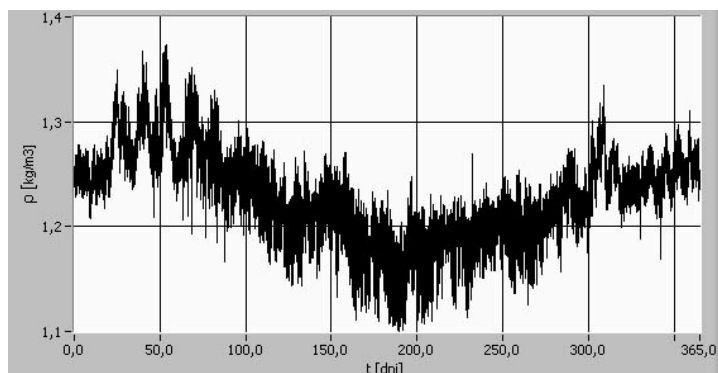
Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe $V_{sr}= 6,25$ m/s	$V_{sr}= 7,25$ m/s	$V_{sr}= 5,25$ m/s
Dodatnie przepływy finansowe	DPF	rok	19	6	brak
Wskaźnik NPV	NPV	mln PLN	-830,37	755,51	-1 783,90
Wskaźnik IRR	IRR	%	-5,42	13,47	-190,34
Roczna produkcja	Er	MWh	63 327	92 307	47 832
Koszt wytworzenia 1kWh	$K1kWh$	PLN	0,49	0,33	0,64
Powierzchniowa gęstości mocy	PA	W/m ²	109,3	220,44	84,83
Wynik finansowy po 25 latach	Wf	mln PLN	160,95	545,88	-61,66
Zmiana wyniku finansowego	ΔWf	%	0	239,17	-138,31

Przeprowadzone badania potwierdziły wyniki analizy wrażliwości. Przebieg prędkości wiatru jest jednym z najważniejszych czynników mających wpływ na wynik finansowy elektrowni wiatrowej. Stosunkowo niewielka zmiana średniorocznej prędkości wiatru powoduje duże zamiany W_f . Dla określonych w modelu warunków początkowych średnioroczne prędkości wiatru zmierzone w miejscowościach B , D , K wyniosły odpowiednio: 5,11 m/s, 5,38 m/s i 4,83 m/s, Kędzierzyn 2,21 m/s. Są to prędkości niewystarczające dla poprawy wyniku finansowego w odniesieniu do parametrów wejściowych. Zmiany wyniku finansowego wyniosły: dla miejscowości B -229,21%, dla miejscowości D -82,99% i dla miejscowości K -312,73%. Również wskaźniki NPV i IRR były ujemne. Powierzchniowa gęstość mocy w każdym z tych przypadków spadła poniżej wartości 100 W/m², co nie kwalifikuje tych lokalizacji jako dobre dla potrzeb energetyki wiatrowej. Należy jednak zwrócić uwagę, że pomiary wykonano na wysokości 50 m nad powierzchnią terenu, a nowoczesne turbozespoły posiadają maszty o wysokościach przekraczających 100 m. Celowe wydaje się wykorzystanie modelu elektrowni wiatrowej do przeliczenia zmierzonych prędkości wiatru i odniesienia ich do wysokości masztu wybranego modelu turbozespołu wiatrowego.

Tab. 7.3. b) zawiera wyniki symulacji pomiarów prędkości wiatru wygenerowanych w oparciu o rozkład Weibulla. Badano zmiany średniorocznej prędkości wiatru o ± 1 m/s w stosunku do warunków początkowych ($V_{sr}= 6, 25$ m/s) i ich wpływ na wynik finansowy osiągany przez farmę wiatrową. Dla przebiegu o średniej prędkości wynoszącej 5,25 m/s wyniki analizy były niekorzystne, a $W_f= -61 660 906$ zł. Natomiast dla przebiegu o $V_{sr}= 7,25$ m/s symulacja wykazała, że wynik finansowy wyniósł 545 884 487 zł, co stanowi zmianę ΔWf w stosunku do warunków początkowych o 239,17%. Dodatnie przepływy finansowe osiągnięto już w 6 roku funkcjonowania elektrowni wiatrowej, a powierzchniowa gęstość mocy osiągnęła wartość 220,44 W/m². Ponad 30 % spadł koszt wytworzenia 1 kWh i wyniósł 0,33 zł.

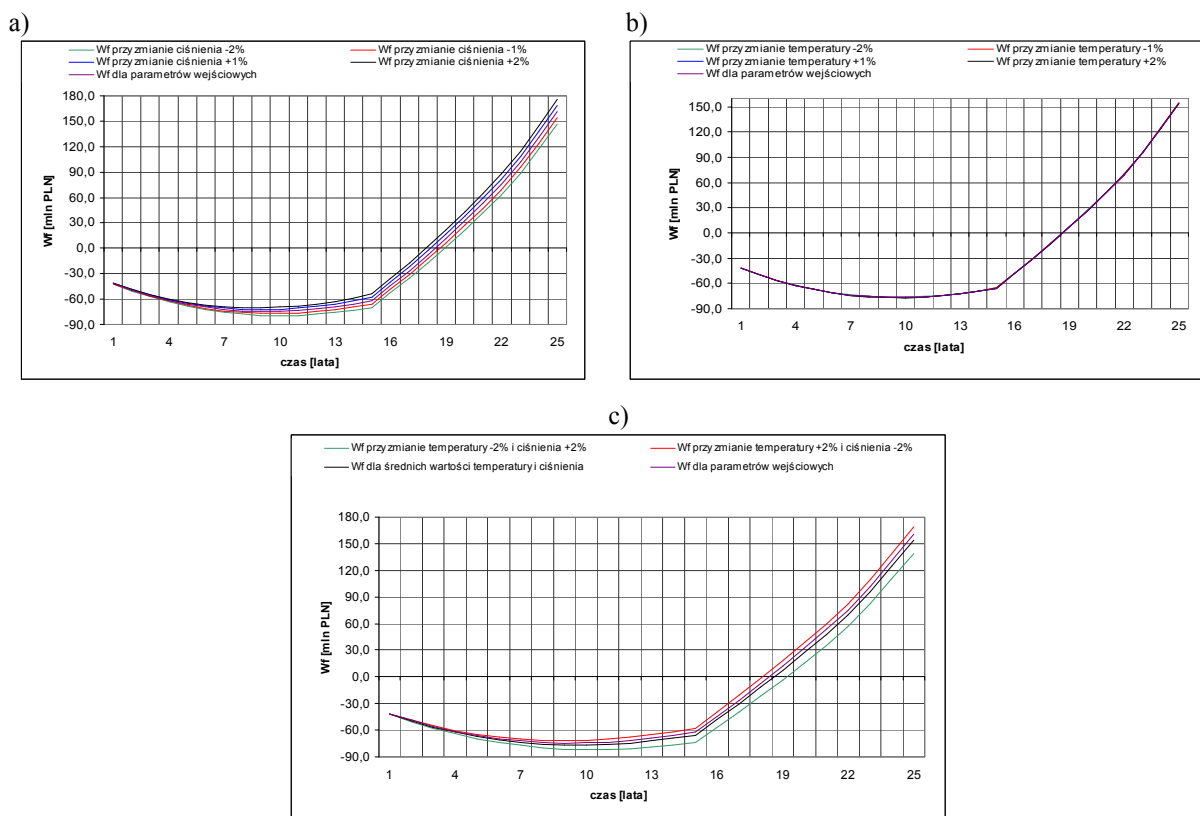
7.3.4. Zmiana gęstości powietrza atmosferycznego

Powierzchniowa gęstość mocy, a w konsekwencji ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez turboszpół wiatrowy znacząco zależy od gęstości powietrza atmosferycznego, która jest wprost proporcjonalna do ciśnienia powietrza i odwrotnie proporcjonalna do jego temperatury. Zależności te szczegółowo opisano w rozdziale 3.5. Na rys. 7.8. przedstawiono roczny przebieg gęstości powietrza atmosferycznego wyznaczony na podstawie pomiarów przeprowadzonych na wysokości 42 m nad powierzchnią gruntu dla miejscowości G.



Rys. 7.8. Roczny przebieg gęstości powietrza atmosferycznego wyznaczony na podstawie pomiarów przeprowadzonych na wysokości 42 m nad powierzchnią gruntu dla miejscowości G w północno-wschodniej Polsce. Źródło: opracowanie własne na podstawie otrzymanych wyników pomiarów

Wyniki symulacji zmian W_f w zależności od ciśnienia atmosferycznego i temperatury powietrza przedstawiono na rys. 7.9. a), b), c) i w tab. 7.4.



Rys. 7.9. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem zmian: a) ciśnienia atmosferycznego, b) temperatury powietrza, c) ciśnienia atmosferycznego i temperatury powietrza

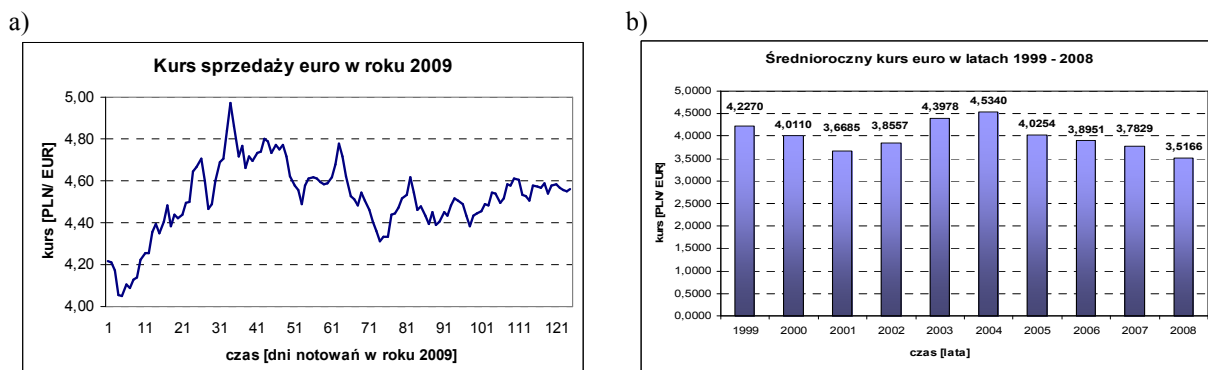
Tab. 7.4. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od gęstości powietrza poprzez zmiany ciśnienia atmosferycznego i temperatury powietrza w 25-letnim horyzoncie czasowym

Wskaźnik/ Parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe	Rodzaj symulacji		
				Wartości średnie temp. i ciśnienia	Zmiana temp. -2% i ciśnienia +2%	Zmiana temp. +2% i ciśnienia -2%
Dodatnie przepływy finansowe	DPF	rok	19	19	19	20
Wskaźnik NPV	NPV	mln PLN	-830,37	-859,00	-795,19	-923,92
Wskaźnik IRR	IRR	%	-5,42	-6,14	-4,61	-7,89
Średnioroczna prędkość wiatru	$V_{\text{śr}}$	m/s	6,25	6,25	6,25	6,25
Średnioroczna gęstość powietrza	ρ	kg/m ³	1,2295	1,2279	1,2533	1,2025
Roczna produkcja	E_r	MWh	63 327	62 844	63 921	61 759
Powierzchniowa gęstość mocy	P_A	W/m ²	109,30	107,88	110,11	105,65
Koszt wytworzenia 1kWh	K_{1kWh}	PLN	0,49	0,49	0,48	0,50
Wynik finansowy po 25 latach	W_f	mln PLN	160,95	154,26	169,17	139,12
Zmiana wyniku finansowego	ΔW_f	%	0,00	-4,16%	5,11%	-13,56%

Analizę przeprowadzono zmieniając wartości średnie ciśnienia atmosferycznego i temperatury powietrza w przedziale od -2% do +2%. Wpływ temperatury powietrza na zmianę W_f po 25 latach okazał się niewielki i wyniósł w skrajnym przypadku jedynie 0,33%. Analogicznie wpływ ciśnienia atmosferycznego na zmianę W_f był wyraźniejszy i wyniósł 8,97%. Średnioroczna gęstość powietrza zmieniała się nieznacznie w przedziale od 1,2025 kg/m³ (wyższa temperatura i niższe ciśnienie) do 1,2533 kg/m³ (niższa temperatura i wyższe ciśnienie). Choć analiza wrażliwości wykazała, że gęstość powietrza istotnie wpływa na zmianę wartości funkcji celu, to w praktyce poprawa wyniku finansowego wiąże się ze zlokalizowaniem elektrowni wiatrowej na terenie o wyraźnie niższej średniorocznej temperaturze powietrza i jednocześnie wyższym średniorocznym ciśnieniu atmosferycznym.

7.3.5. Zmiana kosztów inwestycyjnych

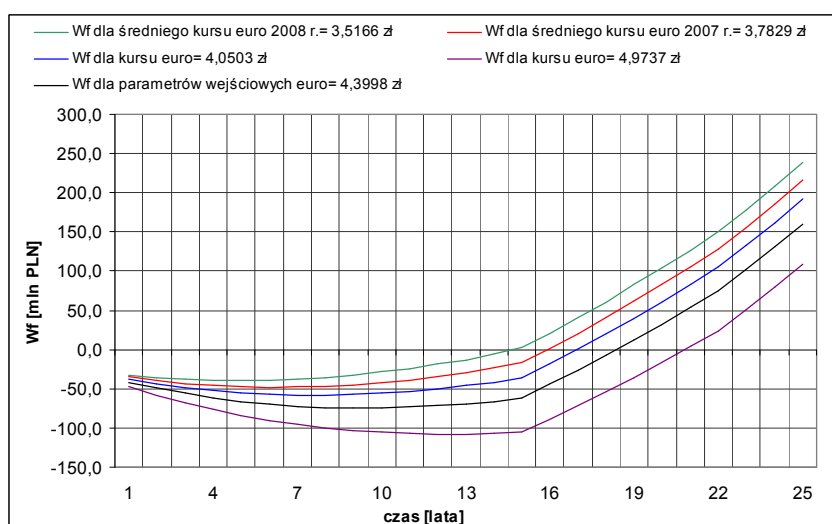
Podczas kolejnych badań analizowano wartość funkcji celu w zależności od zmiany wysokości kosztów inwestycyjnych. Koszty inwestycyjne zależą od wielu składowych, z których podstawową jest koszt zakupu turbozespołów wiatrowych. Zakup ten realizowany jest najczęściej w walucie euro, zatem kurs sprzedaży euro w dniu zapłaty ma duże znaczenie. Kurs sprzedaży euro w 2009 r. oraz średnioroczne kursy euro na przestrzeni ostatnich 10 lat przedstawia rys. 7.10. a), b).



Rys. 7.10. Wahania kursowe euro: a) kurs sprzedaży euro w 2009 r., b) średnioroczne kursy euro w latach 1999 – 2008. Opracowanie własne na podstawie [Nbp]

Z powodu kryzysu na rynkach finansowych w latach 2008- 2009, kurs sprzedaży euro mocno fluktuował. Szczególnie duże wahania kursu można było zaobserwować w pierwszym kwartale 2009 r. Przykładowo 8 stycznia 2009 r. kurs sprzedaży euro wyniósł 4,0503 zł, a 12 lutego tego roku euro podrożało do 4,9737 zł, co stanowi wzrost o 22,80%.

Wyniki symulacji zmian funkcji celu W_f w zależności od kursu euro przedstawiono na rys. 7.11 i w tab. 7.5. Analizę przeprowadzono w odniesieniu do średniorocznego kursu euro w latach 2007 i 2008 oraz do najwyższego i najniższego kursu sprzedaży euro w pierwszym półroczu 2009 r. Zmiana wyniku finansowego w stosunku do warunków początkowych była bardzo wyraźna i wyniosła w skrajnych przypadkach 48,39% (dla średniorocznego kursu euro z 2008 r.) oraz -32,67% (dla najwyższego kursu sprzedaży euro w pierwszym półroczu 2009 r.). Analiza wykazała także, iż w przypadku kursu wynoszącego 3,5166 zł (średni kurs euro w 2008 r.), dodatnie przepływy finansowe wystąpiłyby 4 lata wcześniej, a wskaźnik IRR uzyskał wartość dodatnią wynoszącą 3,38%. Ponadto koszt wytworzenia 1kWh spadł w stosunku do warunków początkowych o 5 groszy i wyniósł 0,43 zł.

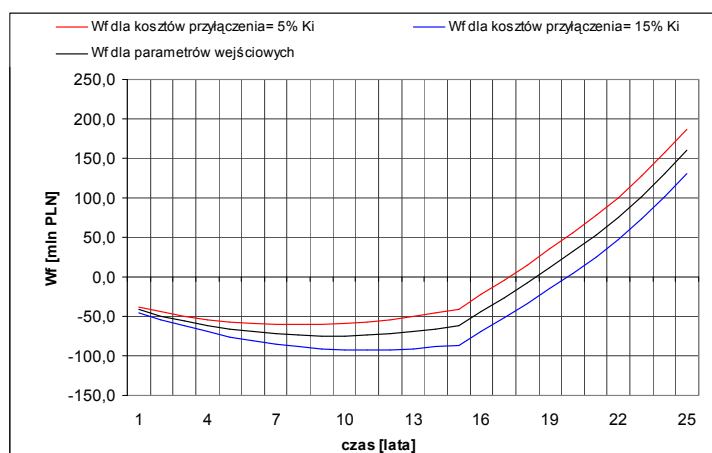


Rys. 7.11. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem zmian kursu euro

Tab.7.5. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian kursu euro

Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe euro= 4,3998 PLN	Rodzaj symulacji			
				Śr. kurs euro w 2008 r. euro= 3,5166 PLN	Śr. kurs euro w 2007 r. euro= 3,7829 PLN	euro= 4,0503 PLN	euro= 4,9737 PLN
Dodatnie przepływy finansowe	<i>DPF</i>	rok	19	15	16	17	21
Wskaźnik NPV	<i>NPV</i>	mln PLN	-830,37	-267,77	-434,63	-604,55	-1 207,73
Wskaźnik IRR	<i>IRR</i>	%	-5,42	3,38	0,99	-1,57	-14,80
Średnioroczna prędkość wiatru	<i>V_{sr}</i>	m/s	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
Roczna produkcja	<i>Er</i>	MWh	63 327	63 327	63 327	63 327	63 327
Powierzchniowa gęstość mocy	<i>PA</i>	W/m ²	109,30	109,30	109,30	109,30	109,30
Koszt wytworzenia 1kWh	<i>K_{ikWh}</i>	PLN	0,49	0,43	0,45	0,46	0,52
Wynik finansowy po 25 latach	<i>W_f</i>	mln PLN	160,95	238,83	215,73	192,22	108,37
Zmiana wyniku finansowego	<i>ΔW_f</i>	%	0,00	48,39%	34,04%	19,43%	-32,67%

Istotną składową kosztów inwestycyjnych jest także koszt podłączenia elektrowni wiatrowej do systemu elektroenergetycznego. Zależy on od wielkości farmy wiatrowej oraz od jej odległości do linii przesyłowej. Jako parametr wejściowy symulacji przyjęto, że koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego wynosi 10% całości kosztów inwestycyjnych (K_i). Analizę przeprowadzono zakładając dwa warianty: korzystniejszy i mniej korzystny. W pierwszym przypadku koszt podłączenia do systemu elektroenergetycznego (SE) wyniósł 5% K_i , w drugim zaś 15% K_i . Symulacja zmiany wyniku finansowego elektrowni wiatrowej po 25 latach funkcjonowania w zależności od zmiany kosztu podłączenia do SE przedstawia rys. 7.12 i tab. 7.6.



Rys. 7.12. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem zmian kosztów przyłączenia do systemu elektroenergetycznego

Tab. 7.6. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian wysokości kosztów przyłączenia do systemu elektroenergetycznego

Wskaźnik/ Parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe podłączenie do SEE= 10% Ki	Rodzaj symulacji	
				Podłączenie do SEE= 5% Ki	Podłączenie do SEE= 15% Ki
Dodatnie przepływy finansowe	<i>DPF</i>	rok	19	18	20
Wskaźnik NPV	<i>NPV</i>	mln PLN	-830,37	-643,33	-1 042,31
Wskaźnik IRR	<i>IRR</i>	%	-5,42	-2,20	-9,81
Średnioroczna prędkość wiatru	<i>V_{śr}</i>	m/s	6,25	6,25	6,25
Roczna produkcja	<i>Er</i>	MWh	63 327	63 327	63 327
Powierzchniowa gęstość mocy	<i>PA</i>	W/m ²	109,30	109,30	109,30
Koszt wytworzenia 1kWh	<i>K_{1kWh}</i>	PLN	0,49	0,47	0,50
Wynik finansowy po 25 latach	<i>W_f</i>	mln PLN	160,95	186,86	131,48
Zmiana wyniku finansowego	ΔW_f	%	0,00	16,10%	-18,31%

Dla wariantu korzystniejszego zaobserwować można wzrost wartości funkcji celu do 186,86 mln zł, co stanowi przyrost o 16,10% w odniesieniu do warunków początkowych. Mimo tego wskaźniki NPV oraz IRR przyjmują nadal wartości ujemne i wynoszą odpowiednio: -643,33 mln zł i -2,20%. Koszt wytworzenia 1kWh wyniósł 0,47 zł.

Dla scenariusza mniej korzystnego (koszt podłączenia do SE= 15% Ki) nastąpił spadek wartości funkcji celu o 29,47 mln zł, co stanowi zmianę wyniku finansowego o -18,31%. Koszt wytworzenia 1kWh w tym przypadku wyniósł 0,50 zł.

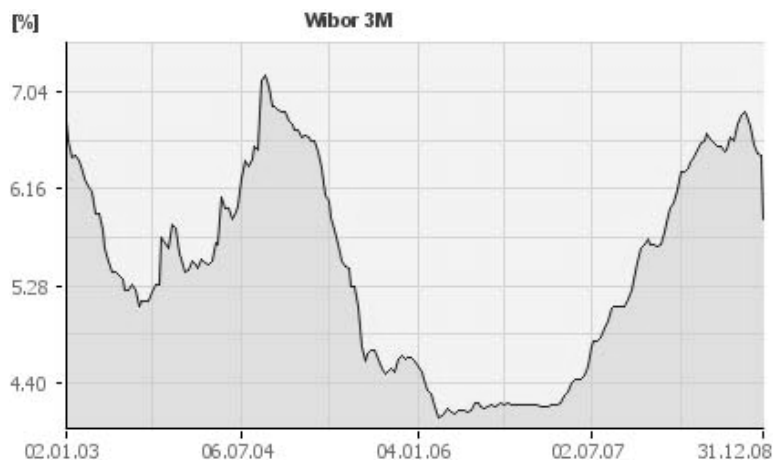
Do pozostałych kosztów inwestycyjnych należą także: koszt pomiarów warunków wietrznych, koszt wykonania niezbędnych pozwoleń i ekspertyz oraz opracowania projektu, koszt zakupu lub wieloletniej dzierżawy ziemi pod elektrownię wiatrową, transport turbozespołów wiatrowych, wynagrodzenia pracowników, koszt budowy niezbędnych obiektów i dróg, oraz zakup sprzętu i oprogramowania informatycznego.

Zaproponowany model elektrowni wiatrowej umożliwia analizę wpływu każdego z tych czynników na wynik finansowy, jednak ze względu na niski procentowy udział tych kosztów w całości kosztów inwestycyjnych, ograniczono się jedynie do przeprowadzenia symulacji przedstawionych na Rys 7.11. i 7.12.

7.3.6. Zmiana oprocentowania kredytu inwestycyjnego

Jednym z parametrów wejściowych dla potrzeb symulacji wyniku finansowego elektrowni wiatrowej jest stopa oprocentowania kredytu inwestycyjnego. Dla uproszczenia przyjęto, że kredyt udzielony jest w walucie: polski złoty (PLN), a oprocentowanie jest stałe

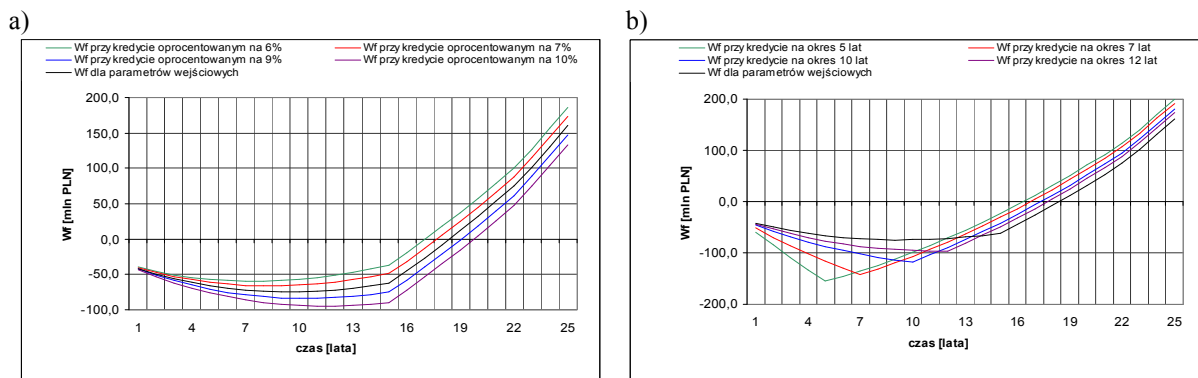
przez cały okres kredytowania i wynosi 8% w skali roku, uwzględniając stopę procentową WIBOR²⁰ i marżę banku. W rzeczywistości WIBOR jest zmienny w czasie, a od jego wysokości zależy wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego.



Rys.7.13. Wysokość oprocentowania pożyczek na polskim rynku międzybankowym w okresie 3 miesięcy (WIBOR 3M) w latach 2003- 2008 [Pfm, Ppfb]

Jak widać na rys. 7.13. WIBOR 3M mocno fluktuował i trudno prognozować jego trend. W latach 2003- 2008 wartość średnia WIBOR 3M wyniosła 5,41% [Ppfb]. Dlatego uwzględniając wartości średnie wysokości oprocentowania pożyczek na polskim rynku międzybankowym oraz marżę banku przyjęto różne scenariusze, w których oprocentowanie jest stałe przez cały okres kredytowania i różni się o $\pm 2\%$ od parametru wejściowego wynoszącego 8%. Następnie przeanalizowano zmianę wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w zależności od wysokości oprocentowania kredytu inwestycyjnego.

Ponadto wykonano symulacje zmiany W_f dla różnego okresu kredytowania, który na potrzeby analizy wyniósł: 5, 7, 10, 12 i 15 lat. Wyniki badań przedstawione są na rys. 7.14.a), b) i w tab. 7.7



Rys. 7.14. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem zmian: a) wysokości oprocentowania kredytu inwestycyjnego, b) okresu kredytowania

²⁰ WIBOR (ang. *Warsaw Interbank Offer Rate*)- wysokość oprocentowania pożyczek na polskim rynku międzybankowym.

Tab. 7.7. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian wysokości oprocentowania kredytu inwestycyjnego i okresu kredytowania

Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jednostka	Warunki początkowe kredyt 8% na 15 lat	Rodzaj symulacji			
				Oprocentowanie kredytu= 6%	Oprocentowanie kredytu= 10%	Okres kredytowania= 5lat	Okres kredytowania= 12 lat
Dodatnie przepływy finansowe	DPF	rok	19	18	20	17	18
Wskaźnik NPV	NPV	mln PLN	-830,37	-645,47	-1 029,75	-1 066,26	-894,48
Wskaźnik IRR	IRR	%	-5,42	-2,05	-9,83	-3,95	-5,01
Średnioroczna prędkość wiatru	$V_{\bar{r}}$	m/s	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25
Roczna produkcja	Er	MWh	63 327	63 327	63 327	63 327	63 327
Koszt wytworzenia 1kWh	$K1kWh$	PLN	0,49	0,47	0,50	0,44	0,47
Wynik finansowy po 25 latach	W_f	mln PLN	160,95	186,31	133,43	199,67	174,10
Zmiana wyniku finansowego	ΔW_f	%	0,00	15,76%	-17,10%	24,06%	8,17%

Przeprowadzane badania dowodzą, że krótki okres kredytowania (5lat) umożliwia poprawę wyniku finansowego o 24,06% w stosunku do 15-letniego okresu. Jednakże krótki okres kredytowania ma negatywny wpływ na W_f w pierwszych latach funkcjonowania elektrowni wiatrowej i powoduje konieczność dofinansowania projektu przez inwestora. Dlatego wskaźnik NPV w tym przypadku jest bardzo niekorzystny i wynosi -1 066,26 mln zł. Podobną wartość przyjmuje NPV (-1 029,75 mln zł) dla wyższego o 2 punkty oprocentowania kredytu inwestycyjnego. Przy takich założeniach ΔW_f wynosi -17,10%. Najkorzystniejszym wariantem przy tych założeniach jest scenariusz, gdzie wysokość oprocentowania kredytu inwestycyjnego wynosi 6%, a okres kredytowania 15 lat. Wówczas wartość funkcji celu po 25 latach wynosi 186,31 mln zł i jest o 15,76% wyższa w stosunku do warunków początkowych.

7.3.7. Wpływ rozwiązań technicznych turbozespołów różnych producentów

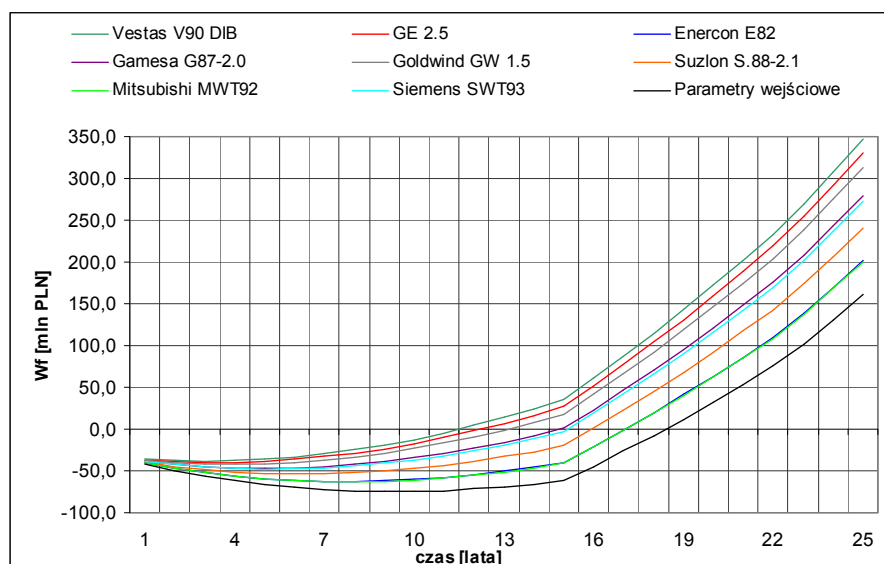
W niniejszym rozdziale dokonano analizy zmiany wyniku finansowego przy różnych rozwiązaniach technicznych turbozespołów dostarczanych przez czołowych światowych producentów. Jako parametr wejściowy zastosowano turbozespół Vestas V-80 o mocy zainstalowanej 2 MW. Porównywano ΔW_f po 25 latach funkcjonowania przy założeniu identycznych kosztów inwestycyjnych i tej samej, bądź zbliżonej mocy zainstalowanej wynoszącej 30 MW. Rozwiązania techniczne różnią się między sobą przede wszystkim powierzchnią omiatania wirnika, prędkościami: start, stop i nominalną oraz niekiedy mocą zainstalowaną. Rozwiązania techniczne czołowych producentów turbozespołów przedstawia tab. 7.8.

Tab. 7.8. Czołowi producenci turbozespołów wiatrowych, modele i parametry [według Wen, Wik]

Producent	Kraj	Model	Moc wyjściowa [MW]	Ilość [szt.]	Moc zainstalowana [MW]	V start [m/s]	V stop [m/s]	V nom. [m/s]	Powierzchnia omiatania [m ²]
Vestas	Dania	V90 DIB	2,0	15	30,0	2,5	21,0	13,0	6 362
GE	USA	GE 2.5	2,5	12	30,0	3,5	25,0	12,5	7 854
Enercon	Niemcy	E82	2,0	15	30,0	3,0	28,0	12,0	5 281
Gamesa	Hiszpania	G87-2.0	2,0	15	30,0	4,0	25,0	14,0	5 945
Suzlon	Indie	S.88-2.1	2,1	14	29,4	4,0	25,0	14,0	6 082
Mitsubishi	Japonia	MWT92	2,4	12	28,8	3,0	25,0	12,5	6 648
Goldwind	Chiny	GW77/1.5	1,5	20	30,0	4,0	25,0	15,0	4 657
Siemens	Niemcy	SWT93	2,3	13	29,9	4,0	25,0	13,0	6 800

Przeprowadzona symulacja wykazała, że istnieją bardzo istotne różnice zmiany wartości funkcji celu w zależności od zastosowanych modeli turbozespołów przy założeniu niezmiennych kosztów zakupu. W przypadku gdy rozwiązania konstrukcyjne uniemożliwiały porównanie wprost (np. model General Electrics GE 2.5 lub Siemens SWT93), to zmniejszono liczbę turbozespołów, tak by moc zainstalowana w elektrowni wiatrowej była zbliżona do 30 MW.

Okazało się, że najlepszy wynik finansowy otrzymano dla modelu Vestas V90 DIB, który był lepszy aż o 115,79% w odniesieniu do wyniku finansowego obliczonego dla warunków początkowych (model Vestas V80). Najmniejszą zmianę ΔW_f otrzymano dla modeli Mitsubishi MWT92 (24,57%) i Enercon E82 (25,52%). Należy zauważyć, że wszystkie porównane modele umożliwiają poprawę wyniku finansowego oraz wskaźników NPV, IRR, DFP w stosunku do modelu Vestas V80. Spowodowane jest to przede wszystkim większą powierzchnią omiatania wirnika, która zgodnie z analizą wrażliwości ma istotny wpływ na zmianę wartości funkcji celu. Wyniki symulacji przedstawione są na rys. 7.15. i w tab. 7.9.



Rys. 7.15. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem różnych rozwiązań technicznych oferowanych przez producentów turbozespołów wiatrowych

Tab. 7.9. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian rozwiązań technicznych różnych producentów turbozespołów wiatrowych

Model	Moc wyjściowa [MW]	Ilość [szt.]	Moc zainst. [MW]	Roczna produkcja Er [MWh]	NPV [mln PLN]	IRR [%]	DPF [rok]	Koszt 1 kWh [PLN]	W _f po 25 latach [mln PLN]	ΔW _f [%]
V80 par. wyjściowy	2,0	15	30,0	63 327	-830,37	-5,42	19	0,49	160,95	0,00
V90 DIB	2,0	15	30,0	77 120	-45,63	6,55	13	0,40	347,31	115,79
GE 2.5	2,5	12	30,0	75 878	-113,61	5,80	13	0,40	330,84	105,56
E82	2,0	15	30,0	66 309	-654,01	-1,78	18	0,46	202,02	25,52
G87-2.0	2,0	15	30,0	72 030	-327,58	3,24	15	0,43	279,49	73,65
S.88-2.1	2,1	14	29,4	69 147	-491,18	0,93	16	0,44	240,62	49,51
MWT92	2,4	12	28,8	66 197	-661,45	-1,91	18	0,46	200,49	24,57
GW77/1.5	1,5	20	30,0	74 534	-187,83	4,95	14	0,41	312,96	94,45
SWT93	2,3	13	29,9	71 484	-358,35	2,83	16	0,43	272,15	69,10

7.4. Analiza wpływu zmian parametrów wzajemnie zależnych na wynik finansowy elektrowni wiatrowej

W elektrowniach wiatrowych pracujących w systemie elektroenergetycznym może występować wzajemna korelacja pomiędzy parametrami techniczno-ekonomicznymi. Często modyfikacja jednego parametru wymusza zmianę innego. W kolejnych badaniach przeprowadzono zmianę parametrów wzajemnie zależnych i obserwowano ich wpływ na wynik finansowy.

7.4.1. Zmiana średnicy rotora turbozespołu i mocy zainstalowanej

Kolejnym etapem badań było przeprowadzenie symulacji obejmujących zmianę średnicy rotora turbozespołu wiatrowego oraz zmianę mocy zainstalowanej przy założeniu stałej liczby 15 turbin. Najczęściej zwiększenie średnicy rotora turbozespołu powoduje równoczesne zwiększenie mocy wyjściowej. Jednak występują różne rozwiązania konstrukcyjne i czasem zdarza się, że mniejsza średnica rotora umożliwia uzyskanie większej mocy wyjściowej. Przykładem jest tu model E70 firmy Enercon, który przy średnicy rotora wynoszącej 71 m posiada moc wyjściową 2,3 MW.

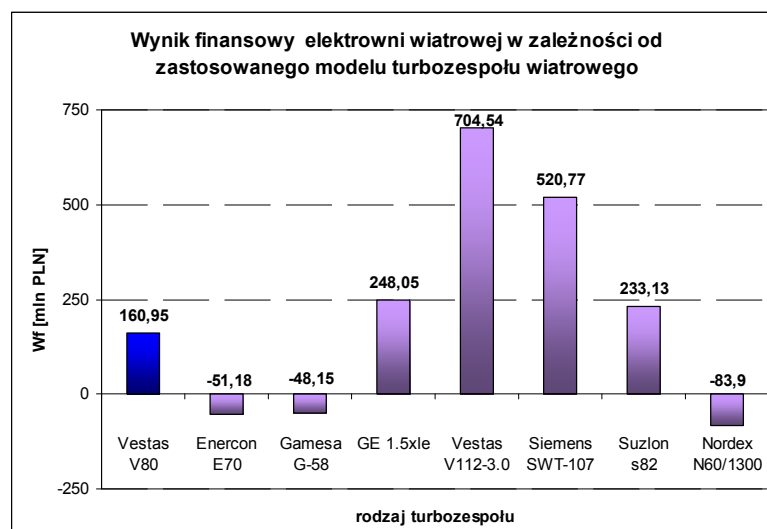
Analizę przeprowadzono dla wybranych modeli różnych producentów, uwzględniając zarówno mniejsze, jak i większe moce wyjściowe turbozespołów (w odniesieniu do warunków początkowych - 15 turbin Vestas V80, o średnicy rotora wynoszącej 80 m i mocy wyjściowej 2,0 MW każda).

Ponieważ podczas analizy różnych wariantów zmianie ulegała moc zainstalowana elektrowni wiatrowej, to równocześnie zmieniano także koszt zakupu analizowanych turbozespołów przyjmując, że 1 MW mocy zainstalowanej wynosi 1 mln euro. Wyniki badań zawiera tab. 7.10.

Tab. 7.10. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian: średnicy rotora turbozespołu wiatrowego, mocy zainstalowanej i kosztów inwestycyjnych

Producent	Model	Średnica rotora [m]	Moc wyjściowa [MW]	Moc zainst. [MW]	Roczna prod. Er [MWh]	NPV [mln PLN]	IRR [%]	Koszt 1 kWh [PLN]	Wf po 25 latach [mln PLN]	ΔWf po 25 latach [%]
Vestas	V80 par. wejściowy	80,0	2,00	30,00	63 327	-830,37	-5,42	0,49	160,95	0,00%
Enercon	E70	70,0	2,30	34,50	52 892	-1 913,46	-189,03	0,63	-51,18	-131,80%
Gamesa	G-58	58,0	0,85	12,75	32 125	-1 057,69	-191,82	0,66	-48,15	-129,92%
GE	GE 1.5xle	82,5	1,50	22,50	62 628	-172,90	4,65	0,42	248,05	54,12%
Vestas	V112-3.0	112,0	3,00	45,00	118 322	842,40	12,35	0,33	704,54	337,75%
Siemens	SWT-107	107,0	3,60	54,00	112 645	-235,47	5,46	0,39	520,77	223,57%
Suzlon	S82	82,0	1,50	22,50	61 512	-235,16	3,71	0,43	233,13	44,85%
Nordex	N60/1300	60,0	1,30	19,50	36 179	-1 472,15	-192,90	0,69	-83,90	-152,13%

Zgodnie z analizą wrażliwości badania wykazały, że średnica rotora turbozespołu wiatrowego ma bardzo duży wpływ na wynik finansowy. Zmiany wyniku finansowego w zależności od zastosowanego modelu były wyraźne i wahały się w przedziale od -152,13% do 337,75%. Najlepszy W_f w horyzoncie 25-letnim (704 542 670 zł) uzyskano dla modelu Vestas V112-3.0 o średnicy rotora 112 m. Najgorszą wartość funkcji celu (-83 903 295 zł) otrzymano dla modelu Nordex N60/1300 o średnicy rotora wynoszącej 60 m. Wynik finansowy uzyskany po 25 latach funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zastosowanego modelu turbozespołu i mocy zainstalowanej przedstawiono na rys. 7.16.

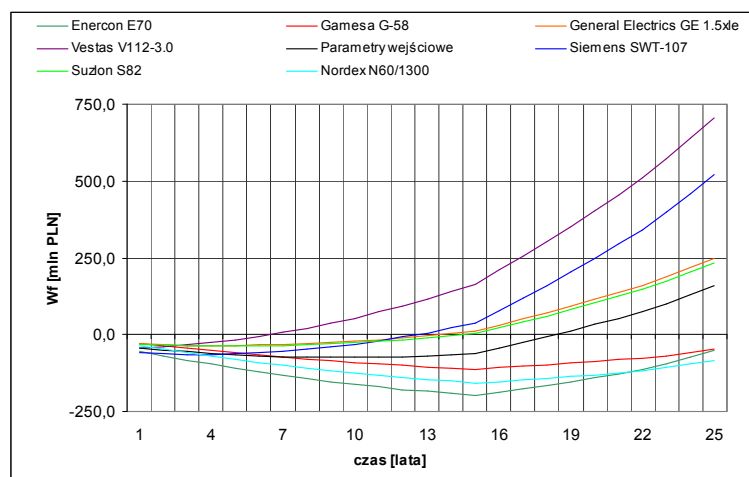


Rys. 7.16. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej w horyzoncie 25-letnim w zależności od zastosowanego modelu turbozespołu wiatrowego

Większe średnice rotora turbozespołu wiatrowego w najnowszych rozwiązaniach konstrukcyjnych wyraźnie zwiększają moc zainstalowaną. Obejmuje to również jednorazowe zwiększenie kosztów inwestycyjnych oraz coroczny wzrost kosztów eksploatacyjnych (większe podatki i ubezpieczenie).

Właściwy dobór modelu turbozespołu wiatrowego nie jest oczywisty, ponieważ zależy od wielu czynników, a w szczególności od średniorocznej prędkości wiatru i od możliwości przyłączenia do KSE. Jak wykazała analiza, dla średniorocznej prędkości wiatru w okolicach

6 m/s wydajniejsze są rozwiązania z większymi średnicami rotora. Zastosowanie turbozespołów o średnicy rotora poniżej 80 m, a tym samym o powierzchni omiatanej wirnikiem wynoszącej mniej niż 5 000 m², dla przyjętych założeń są ekonomicznie nieuzasadnione. Symulację wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w zależności od zastosowanego modelu turbozespołu wiatrowego przedstawia rys. 7.17.



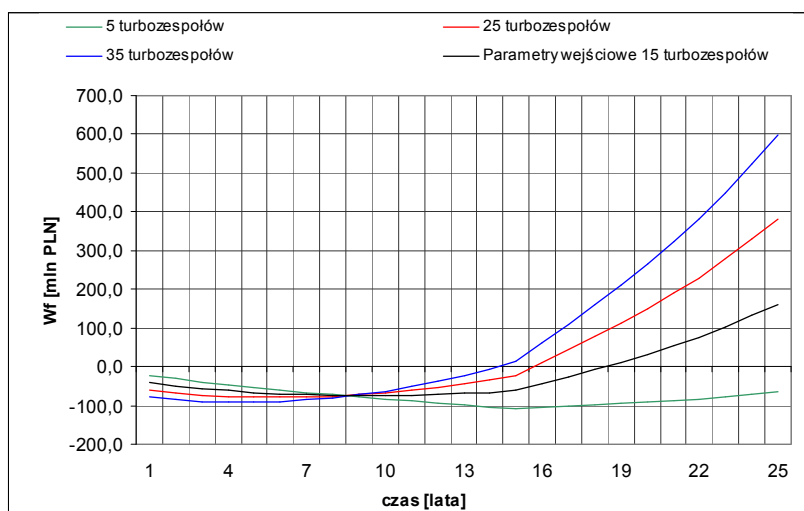
Rys. 7.17 Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w zależności od zmian: średnicy rotora turbozespołu wiatrowego, mocy zainstalowanej i kosztów inwestycyjnych

Zdaniem autora, uwzględniając właściwości topograficzne i klimatyczne Polski, istnieje możliwość wykorzystania zdecydowanej większości miejsc na potrzeby energetyki wiatrowej (pod warunkiem możliwości przyłączeniowych). Niektóre lokalizacje mogą być przeznaczone dla dowolnych rozwiązań konstrukcyjnych (dobre warunki wiatrowe), inne natomiast zarezerwowane są jedynie dla nowoczesnych rozwiązań konstrukcyjnych - dużych turbozespołów.

7.4.2. Wpływ liczby turbozespołów i kosztów inwestycyjnych

Liczba turbozespołów w elektrowni wiatrowej zależy od możliwości przyłączenia do systemu elektroenergetycznego (tzw. gościnności SE), od możliwości lokalizacyjnych (dostatecznie duży obszar) oraz od możliwości finansowych inwestora. Zmiana ilości turbozespołów ma zasadniczy wpływ na zmianę kosztów inwestycyjnych, ponieważ zakup turbin wiatrowych obejmuje większość K_i .

W ramach pracy dokonano analizy wpływu liczby turbozespołów i kosztów inwestycyjnych na wynik finansowy elektrowni wiatrowej. Podobnie jak w rozdziale 7.3.1 przyjęto, że koszt zakupu turbozespołów jest proporcjonalny do mocy zainstalowanej i wynosi 1 mln euro na każdy 1 MW mocy. Wyniki badań przedstawia rys. 7.18.



Rys. 7.18. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej przy zmianie liczby turbozespołów i kosztów inwestycyjnych

Dla przyjętych danych wejściowych wykorzystanie 5 turbozespołów jest nieuzasadnione, a wynik finansowy na końcu projektu wynosi $-65\,513\,384$ zł. Natomiast dla większej liczby turbozespołów (35 szt.) W_f wyniósł $597\,984\,915$ zł. Jednak nawet dla tego przypadku wskaźnik NPV przyjął wartość ujemną: $-579,97$ mln zł. Dodatkowo przepływy finansowe pojawiły się w 15 roku i wystąpiły o 4 lata wcześniej w odniesieniu do warunków początkowych. W tym przypadku o 7 gr spadł także koszt wytworzenia 1 kWh i wyniósł $0,42$ zł.

Należy zauważyć, że zwykle w pierwszych latach funkcjonowania farmy wiatrowej przychody nie równoważą kosztów. Dla dużych inwestycji jest to większym obciążeniem finansowym w stosunku do mniejszych elektrowni, gdyż większa liczba turbin generuje większy koszt inwestycyjny i wyższe koszty eksploatacyjne. Dlatego dobór ilości turbozespołów musi być kompromisem pomiędzy możliwościami finansowymi inwestora a potencjalnym zyskiem.

7.4.3. Zmniejszenie kosztów awarii poprzez umowę serwisową

Ważnym elementem funkcjonowania farmy wiatrowej jest awaryjność turbozespołów. „Czas życia” elektrowni wiatrowej wynosi 25 lat, dlatego awarie są nieuniknione. Producenci turbozespołów nie publikują danych dotyczących awaryjności, a statystyki prowadzone przez właścicieli farm wiatrowych są tajne.

Według danych otrzymanych od jednego z wiodących producentów turbozespołów, najczęściej uszkodzeniom ulegają sterowniki i sensory oraz moduł hydrauliki. Tabela 10 przedstawia rodzaje awarii, ich szacunkowy koszt i częstość występowania.

Tab. 7.11. Rodzaje awarii turbozespołów wiatrowych na podstawie danych otrzymanych od jednego z wiodących producentów

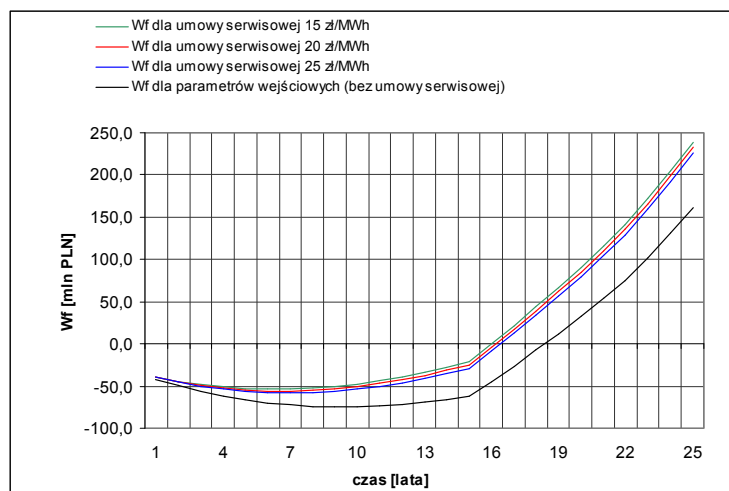
Rodzaj awarii	Czas naprawy (przestoju) [dzień]	Szacunkowy koszt naprawy [PLN]	Statystyczna częstość zdarzenia
Wymiana przekładni	7	1 000 000	raz na 10 lat
Wymiana generatora	7	500 000	raz na 10 lat
Naprawa skrzyni biegów	2	20 000	raz na 5 lat
Naprawa modułu hydrauliki	1	15 000	raz na 3 lata
Naprawa hamulca parkingowego	1	10 000	raz na 3 lata
Naprawa sterowników lub sensorów	1	10 000	raz na 1 rok
Naprawy drobne	1	10 000	raz na 0,5 roku

Oprócz nieprzewidywalnych awarii, turbozespoły przechodzą regularne przeglądy. Raz w roku przeprowadzany jest serwis, a raz na 5 lat wymiana oleju. Czas przestoju podczas tych prac zwykle nie przekracza 1 dnia, a koszt wynosi około 10 000 zł dla 1 turbozespołu.

Okres gwarancyjny, podczas którego producent zapewnia 98% dyspozycyjności turbozespołu wynosi najczęściej 2 lata. Po tym czasie awarie usuwane są odpłatnie, a dodatkową stratą jest przestój podczas naprawy.

Jednym z założeń dla kalkulacji wyniku finansowego jest uwzględnienie w module eksploatacyjnym stałej rocznej rezerwy wynoszącej 2% kosztu całej inwestycji. Rezerwa ta przeznaczona jest na pokrycie kosztów napraw i remontów planowanych oraz awarii.

Istnieje możliwość podpisania umowy serwisowej z producentem turbozespołów na zapewnienie opieki pogwarancyjnej na takich samych zasadach, jak opieka gwarancyjna (zapewnienie 98% dyspozycyjności pracy i brak kosztów związanych z zakupem uszkodzonych elementów). Umowa taka może być traktowana jako ubezpieczenie na wypadek awarii. Koszt takiego rozwiązania najczęściej związany jest z wielkością produkcji i kształtuje się na poziomie 15-25 zł/MWh. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej dla różnych kosztów umowy pogwarancyjnej i zniesieniu 2% rezerwy rocznej przedstawia rys. 7.19.



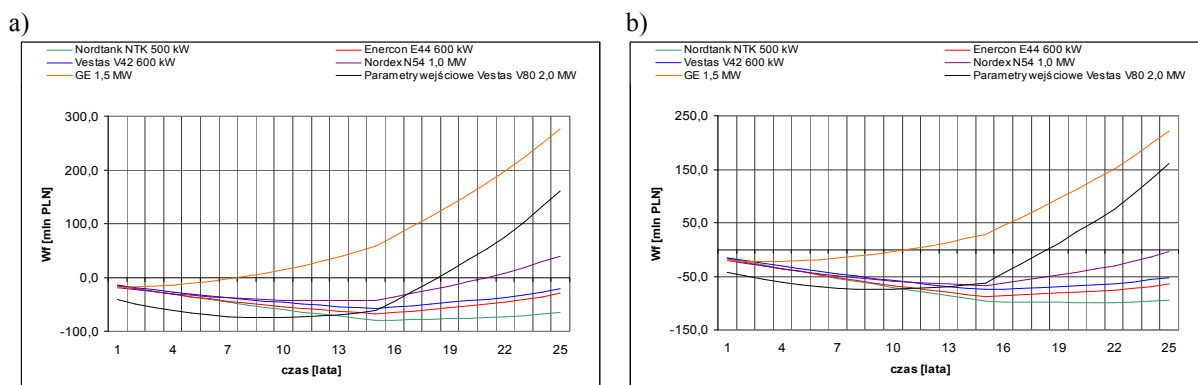
Rys. 7.19. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej dla różnych warunków umowy serwisowej

Badania dowiodły, że dużo korzystniejszym rozwiązaniem jest podpisanie umowy pogwarancyjnej z producentem turbozespołów niż gromadzenie corocznej rezerwy na wypadek awarii. Zmiana wyniku finansowego w odniesieniu do parametrów wejściowych w każdym z analizowanych przypadków przekroczyła 40%, a dla najkorzystniejszego (koszt umowy serwisowej = 15 zł/MWh) ΔW_f po 25 latach funkcjonowania wyniósł 48,66%. Dla tego przypadku wskaźnik IRR przyjął wartość dodatnią i wyniósł 0,85%, a koszt wytworzenia 1 kWh wyniósł 0,43 zł.

7.4.4. Problem wykorzystania turbozespołów używanych

Od kilku lat w Polsce funkcjonuje rynek turbozespołów używanych. Oferowane są turbiny różnej mocy od 60 kW do 1,5 MW. Najstarsze z nich mają już ponad 20 lat, ale dostępne są także modele kilkuletnie.

W niniejszym rozdziale przeprowadzono analizę wyniku finansowego farmy wiatrowej przy wykorzystaniu turbozespołów używanych. Dla potrzeb analizy przyjęto, że turbiny nie są starsze niż 15 lat, a moc wyjściowa każdego turbozespołu wynosi nie mniej niż 500 kW. Uwzględniono także niższy koszt zakupu urządzeń używanych według aktualnej oferty rynkowej [Pdero, Parka], a także niższe koszty ubezpieczenia i podatków od nieruchomości. Ze względu na to, że używane turbozespoły mogą ulegać częstszym awariom, założono wyższe koszty eksploatacyjne obejmujące dwu- i trzykrotne zwiększenie corocznych rezerw na naprawy i remonty. Pozostałe parametry wejściowe (w tym między innymi: liczba turbozespołów i roczny przebieg prędkości wiatru) nie zostały zmienione. Wyniki badań przedstawia rys. 7.20. a), b).



Rys. 7.20. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej dla turbozespołów używanych w odniesieniu do parametrów wejściowych: a) przy dwukrotnie większej rezerwie na naprawy i remonty, b) przy trzykrotnie większej rezerwie na naprawy i remonty. Źródło: opracowanie własne na podstawie [Dero, Parka]

Używane turbozespoły są najczęściej o połowę tańsze w stosunku do nowych. Są to jednak starsze rozwiązania konstrukcyjne, które wymagają bardzo dobrych warunków wiatrowych, aby ich zakup był uzasadniony. Jak wykazała analiza, używane turbiny o mocy wyjściowej poniżej 1,5 MW nie nadają się do zastosowania w Polsce na dużą skalę. W przypadku analizowanych modeli: Nordtank NTK 500, Enercon E44, Vestas V42 oraz Nordex N54 wartość funkcji celu jest znacznie niższa w odniesieniu do parametrów wejściowych (model Vestas V80- 2,0 MW), a wskaźniki NPV, IRR oraz DPF są tu bardzo niekorzystne. W przypadku używanych siłowni występuje także problem remontów i awarii, związany z dostępnością części i trudnymi do oszacowania kosztami napraw.

Dużo korzystniejszym rozwiązaniem jest używany model General Electrics GE 1,5 MW, dla którego wartość W_f po 25 latach znacznie przekroczyła 200 mln zł. Dla analizowanego przypadku, ze względu na wcześniejsze kilkuletnie użytkowanie, założono dwa warianty:

- dwukrotnie większą coroczną rezerwę finansową na naprawy i remonty (4% wartości inwestycji),
- trzykrotnie większą coroczną rezerwę finansową na naprawy i remonty (6% wartości inwestycji).

Dla obydwu wariantów współczynnik NPV uzyskał wartość dodatnią i wyniósł odpowiednio: 260,71 mln zł oraz 26,97 mln zł. Również współczynnik IRR przyjął wartość dodatnią i wyniósł 11,04% (I wariant) oraz 7,48% (II wariant). Dodatnie przepływy finansowe dla pierwszego wariantu wystąpiły już w 8 roku funkcjonowania farmy wiatrowej, a dla drugiego w roku 11. Koszt wytworzenia 1 kWh wyniósł odpowiednio 0,38 zł i 0,43 zł.

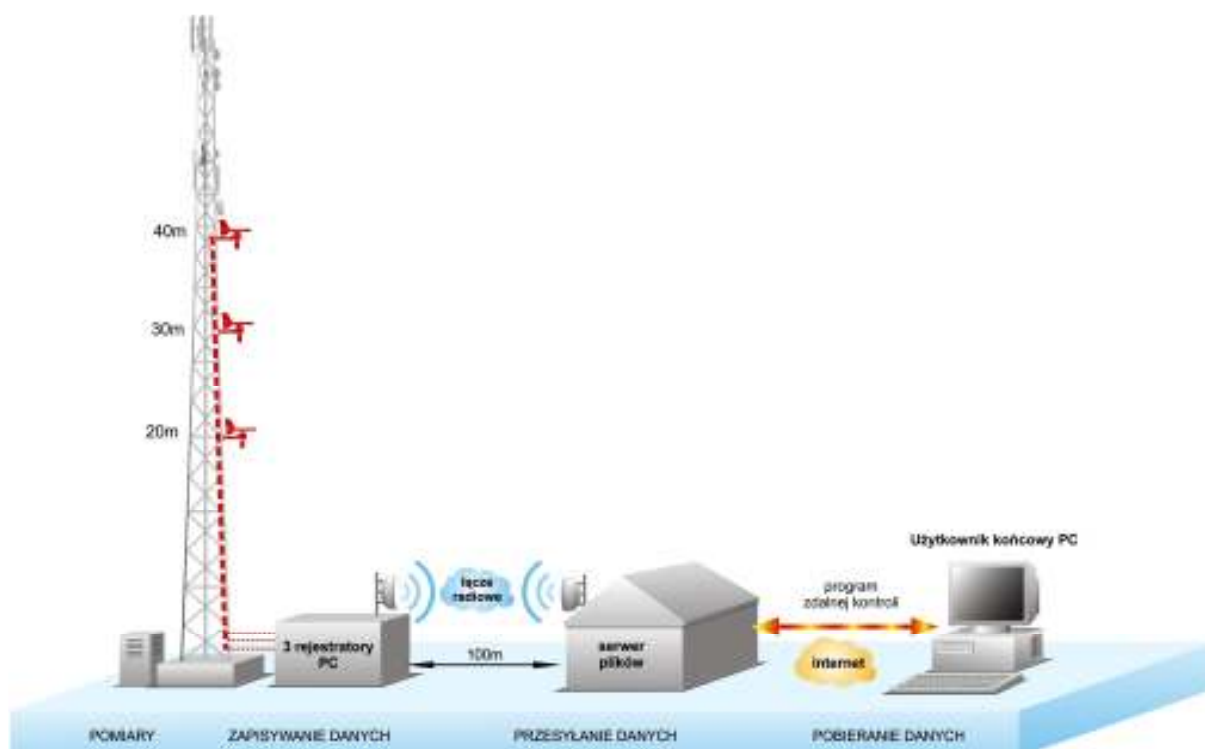
Zastosowanie turbozespołów używanych wydaje się uzasadnione w przypadku dysponowania mniejszym kapitałem inwestycyjnym. Dla polskich warunków wiatrowych należy koncentrować się przede wszystkim na rozwiązaniach konstrukcyjnych o średnicach rotora przekraczających 70 m i mocy wyjściowej turbozespołu wynoszącej co najmniej 1,5 MW.

7.5. Analiza prędkości wiatru na różnych wysokościach

Przy projektowaniu farmy wiatrowej jednym z najistotniejszych elementów jest wyznaczenie przebiegu prędkości wiatru. Jak opisano w rozdziale 3.3., prędkość wiatru zależy od wysokości.

Integralną częścią pracy było przeprowadzenie analizy prędkości wiatru na różnych wysokościach na podstawie własnych pomiarów. Badania przeprowadzono w miejscowości Kędzierzyn, na terenie miejskiej oczyszczalni ścieków, gdzie otrzymano zgodę na wykorzystanie masztu telefonii komórkowej do celów pomiarowych. W bezpośrednim sąsiedztwie masztu znajdują się drzewa i budynki oraz liczne duże przeszkody położone blisko siebie. Nie jest to dobra lokalizacja dla potrzeb energetyki wiatrowej, jednak celem badań było wyznaczenie zależności pomiędzy wysokością a prędkością wiatru oraz określenie wielkości różnic średnich prędkości wiatru dla różnych wysokości. Pomiarów wykonano na trzech wysokościach: 20, 30 i 40 m nad powierzchnią terenu.

Do celów pomiarowych wykorzystano trzy stacje meteorologiczne *Professional Remote Weather Station WS-2300*. Zarówno stacje meteo, jak i trzy rejestratory danych *Dell Optiflex 2800* zostały zakupione przez autora. Pomiarów przeprowadzono w okresie od 1 maja do 31 sierpnia 2009 r. Łącznie dla każdej wysokości otrzymano 17 712 uśrednionych 10-minutowych pomiarów prędkości wiatru (144 dziennie), które w trybie *on-line* były zapisywane na dysku twardym rejestratora. Następnie za pomocą programu zdalnej kontroli dane pomiarowe mogły być pobierane dla potrzeb analizy. Schemat instalacji pomiarowej przedstawia rys. 7.21.

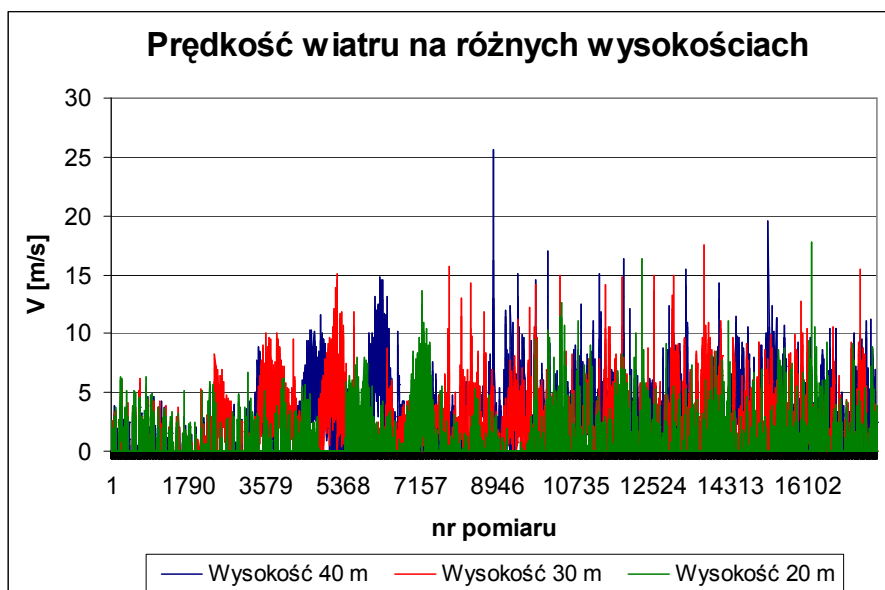


Rys. 7.21. Schemat instalacji do pomiaru prędkości wiatru na różnych wysokościach w miejscowości Kędzierzyn

Badania potwierdziły, że prędkość wiatru na wysokości 40 m nad powierzchnią terenu jest większa niż prędkość wiatru na wysokościach niższych. Analiza wyników pomiarów wykazała, że czasem chwilowa prędkość wiatru na wysokościach niższych może być większa od prędkości wiatru zmierzonych wyżej. Średnia prędkość wiatru dla badanej lokalizacji wyniosła:

- na wysokości 40 m: $V_{sr} = 2,21$ m/s,
- na wysokości 30 m: $V_{sr} = 1,99$ m/s,
- na wysokości 20 m: $V_{sr} = 0,79$ m/s.

Wyniki pomiarów przedstawia rys. 7.22.



Rys. 7.22. Prędkość wiatru na różnych wysokościach w miejscowości Kędzierzyn. Czas wykonania pomiarów: od 1 maja do 31 sierpnia 2009 r. Źródło: opracowanie własne

Oprócz własnych pomiarów przebiegu prędkości wiatru dla potrzeb analizy wykorzystano otrzymane wyniki pomiarów prędkości wiatru w miejscowości *G*. Przeanalizowano dane z okresu od stycznia do czerwca 2007 roku. Średnie prędkości wiatru dla tamtej lokalizacji są dużo korzystniejsze w stosunku do prędkości średnich w Kędzierzynie i wynoszą:

- dla wysokości 20 m nad powierzchnią terenu: $V_{\text{sr}} = 5,86$ m/s
- dla wysokości 40 m nad powierzchnią terenu: $V_{\text{sr}} = 6,64$ m/s
- dla wysokości 58 m nad powierzchnią terenu: $V_{\text{sr}} = 7,05$ m/s

Kolejnym etapem badań było potwierdzenie zależności pomiędzy prędkością wiatru a wysokością pomiaru, na podstawie równania (3.12) opisanego w rozdziale 3.3., zaproponowanego przez Solińskiego [Sol99a].

Przyjęto, że dla lokalizacji w miejscowości *G* teren posiada pierwszą klasę szorstkości, a wykładnik potęgowy $\alpha = 0,165$. Ze względu na bezpośrednią bliskość wysokich przeszkód, dla lokalizacji w Kędzierzynie przyjęto piątą klasę szorstkości terenu ($\alpha = 0,35$). Następnie wyznaczono średnie prędkości wiatru dla różnych wysokości, wykorzystując dane przebiegi z wysokości niższej i porównano je z rzeczywistymi pomiarami. Rezultaty analizy przedstawia Tabela 7.12. a), b):

Tab. 7.12.a) Średnie prędkości wiatru na różnych wysokościach dla lokalizacji w miejscowości *G*

Wysokość pomiaru <i>h</i> [m]	Miejscowość <i>G</i>		
	V_{sr} rzeczywista [m/s]	V_{sr} wyznaczona (wys. 40 m) [m/s]	V_{sr} wyznaczona (wys. 20 m) [m/s]
58	7,05	7,06	6,99
40	6,64	-	6,57
20	5,86	-	-

Tab. 7.12. b) Średnie prędkości wiatru na różnych wysokościach dla lokalizacji w miejscowości Kędzierzyn

Wysokość pomiaru h [m]	Miejscowość Kędzierzyn		
	V_{sr} rzeczywista [m/s]	V_{sr} wyznaczona (wys. 30 m) [m/s]	V_{sr} wyznaczona (wys. 20 m) [m/s]
40	2,21	2,20	1,01
30	1,99	-	0,91
20	0,79	-	-

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów można w prosty sposób wyznaczyć rzeczywiste współczynniki wysokości dla danej lokalizacji w oparciu o średnie prędkości wiatru wyznaczone dla różnych wysokości.

Współczynnik wysokości można obliczyć w oparciu o zależność (3.12):

$$K_h = \left(\frac{h}{h_o} \right)^\alpha \quad (7.2)$$

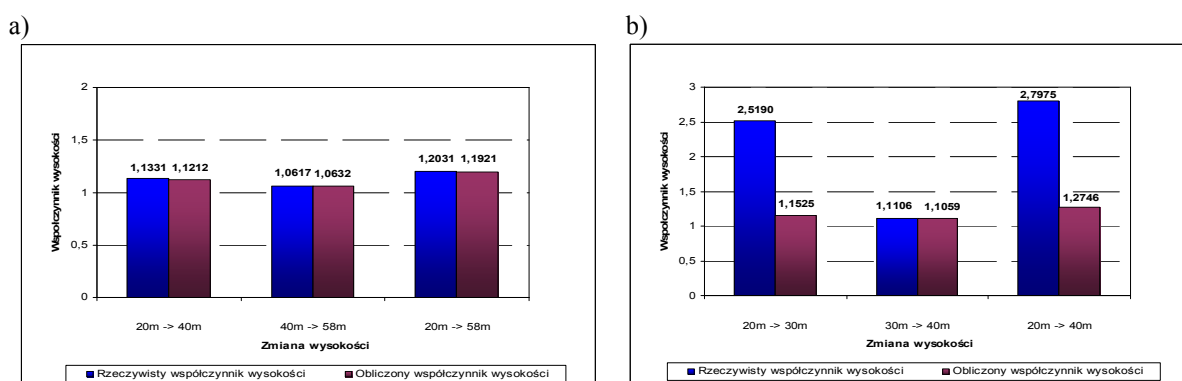
gdzie:

h - wysokość, dla której oblicza się prędkość wiatru,

h_o - wysokość usytuowania wiatromierza dla rzeczywistych pomiarów prędkości wiatru,

α - wykładnik potęgowy zależny od klasy szorstkości terenu, określony na drodze doświadczalnej.

Rys. 7.23. a), b) przedstawia wielkości rzeczywistych i obliczonych współczynników wysokości dla lokalizacji w miejscowości G i Kędzierzyn.



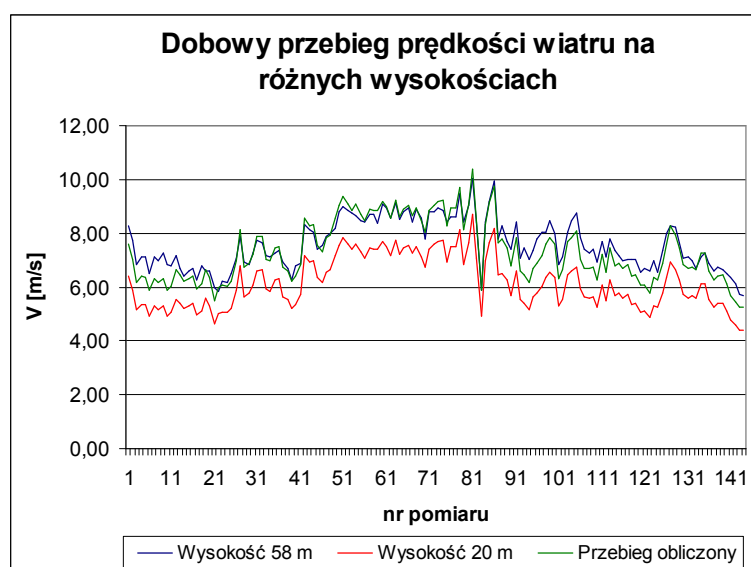
Rys. 7.23. Rzeczywiste i obliczone współczynniki wysokości: a) dla lokalizacji w miejscowości G, b) dla lokalizacji w miejscowości Kędzierzyn

Rzeczywiste współczynniki wysokości w miejscowości G są bardzo zbliżone do współczynników obliczonych na podstawie zależności (7.2). Różnice wynoszą dla wysokości pomiędzy 20, a 40 m: 1,06%, pomiędzy 20, a 58 m: 0,92% oraz pomiędzy 40, a 58 m: 0,14%.

Bardzo zbliżony wynik różnicy współczynników wysokości otrzymano dla pomiarów przeprowadzonych w miejscowości Kędzierzyn pomiędzy wysokościami 30, a 40 m. Różnica wyniosła jedynie 0,42%. Natomiast dużo większe różnice pomiędzy rzeczywistymi i obliczonymi współczynnikami wystąpiły pomiędzy wysokościami 20, a 30

m: 118,57% oraz pomiędzy 20, a 40 m: 119,48%. Wystąpienie tak dużych różnic jest spowodowane pomiarami prędkości wiatru na wysokości 20 m dla 5 klasy szorstkości terenu. Ze względu na liczne przeszkody znajdujące się w pobliżu stanowiska pomiarowego, stacje meteorologiczne należy umieszczać na wysokościach co najmniej 30 m nad poziomem terenu.

Obecnie badania prędkości wiatru wykonuje się, wykorzystując 60-metrowe maszty pomiarowe. Ponieważ nowoczesne turboszespoły produkowane są seryjnie z wieżami o wysokości przekraczającej 100 m (np. Enercon E82 z wieżą o wysokości 138 m), to celowe wydaje się przeliczenie wartości otrzymanych wyników przebiegu prędkości wiatru z wysokości 60 m (lub niższej) na wartości odpowiadające przebiegom prędkości wiatru na wysokości montażu gondoli turboszespołu wiatrowego. Rys. 7.24. przedstawia porównanie dobowego przebiegu prędkości wiatru zmierzonego na wysokości 58 m w miejscowości G z przebiegiem obliczonym na podstawie: pomiarów przeprowadzonych na wysokości 20 m i współczynnika wysokości K_h .



Rys. 7.24. Dobowy przebieg prędkości wiatru na wysokości 58 m oraz przebieg obliczony na podstawie pomiarów uzyskanych na wysokości 20 m. Źródło: opracowanie własne na podstawie pomiarów w miejscowości G z 6 stycznia 2007 r.

Jak wykazała analiza, obliczony na podstawie równania (7.2) współczynnik wysokości K_h jest zbliżony do rzeczywistego. Średnia dobową prędkość wiatru dla wysokości 58 m wyniosła 7,58 m/s, a średnia dobową prędkość wiatru obliczona na podstawie K_h i prędkości zmierzonej na wysokości 20 m wyniosła 7,34 m/s. Różnica pomiędzy średnimi dobowymi prędkościami wiatru wyniosła 3,27%. Wyznaczona prędkość wiatru w oparciu o współczynnik K_h najczęściej obarczona jest błędem. Jeżeli właściwie zostanie określona chropowatość terenu i na tej podstawie zostanie odpowiednio dobrany wykładnik potęgowy α , to błąd przeliczenia nie powinien przekroczyć 5%.

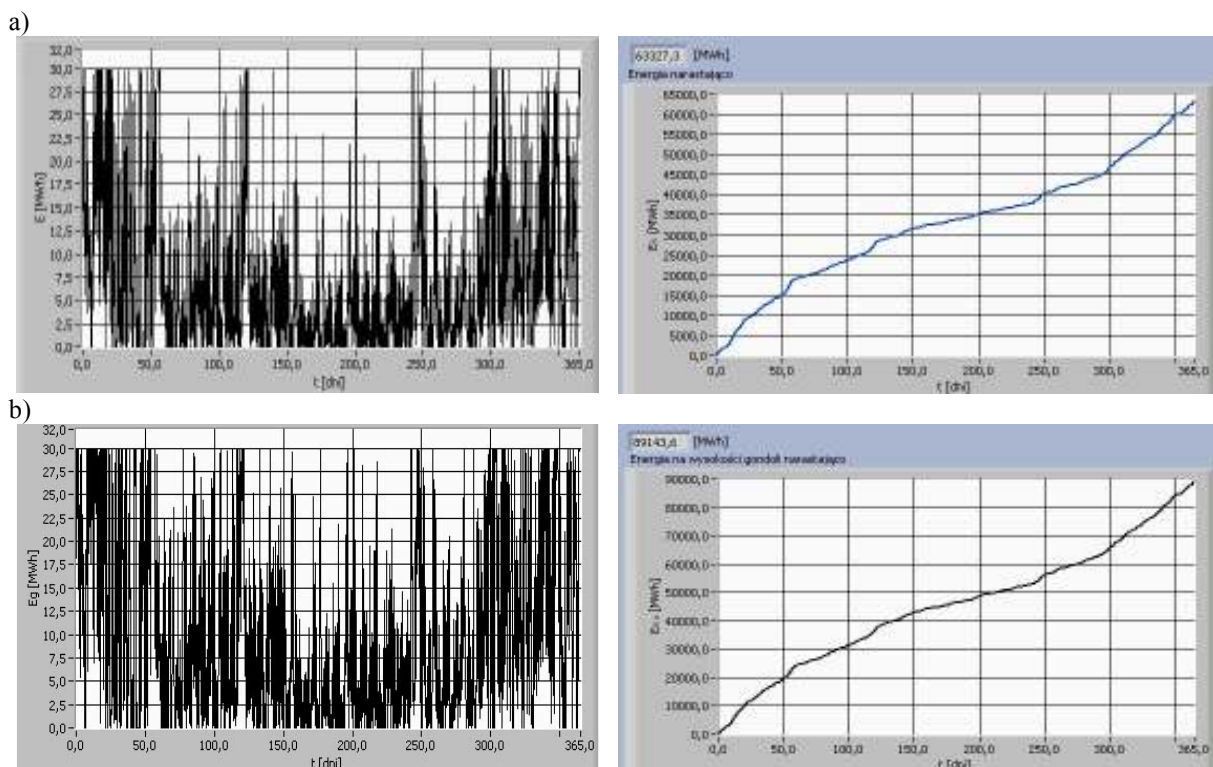
Pomiary na wysokościach poniżej 20 m nad poziomem terenu mogą być niewystarczające do właściwego określenia współczynnika wysokości, a tym samym do właściwego określenia przebiegu prędkości wiatru na wysokościach odpowiadających wysokościami masztów turboszespołów wiatrowych.

7.5.1. Zmiana wysokości masztu turbozespołu i średniej prędkości wiatru

Prędkość wiatru ma znaczący wpływ na ilość energii produkowanej przez turbozespół wiatrowy. Opisana w poprzednim rozdziale analiza prędkości wiatru w funkcji wysokości potwierdziła słuszność tezy, że prędkość ta wzrasta wraz z wysokością.

W niniejszym rozdziale przedstawiono badania obejmujące wpływ wysokości masztu turbozespołów wiatrowych na ilość energii elektrycznej produkowanej przez farmę wiatrową, a w konsekwencji na wynik finansowy osiągnięty przez tę farmę.

Jako warunki początkowe do obliczeń przyjęto pomiary prędkości wiatru wykonane na wysokości 42 m nad poziomem terenu w miejscowości *G*. Ilość produkowanej energii elektrycznej skalkulowano dla turbozespołu Vestas V-80 2,0 MW. Wieża tego turbozespołu może mieć wysokość: 60 m, 67 m, 78 m i 100 m. Dlatego w oparciu o współczynnik wysokości K_h przeliczono roczny przebieg prędkości wiatru z wysokości 42 m, na wysokości odpowiadające fabrycznym wysokościami masztu turbozespołu Vestas V-80. Przyjęto, że teren w miejscowości *G* jest płaski, otwarty i nieznacznie pofalowany o pierwszej klasie szorstkości, dla której wykładnik potęgowy $\alpha=0,165$. W oparciu o nowe przebiegi prędkości wiatru skalkulowano roczną produkcję energii elektrycznej i obliczono wartość funkcji celu dla badanych przypadków wysokości. Na rys. 7.25. a), b) przedstawiono roczną produkcję energii elektrycznej skalkulowaną dla warunków początkowych oraz dla prędkości wiatru na wysokości 100 m.

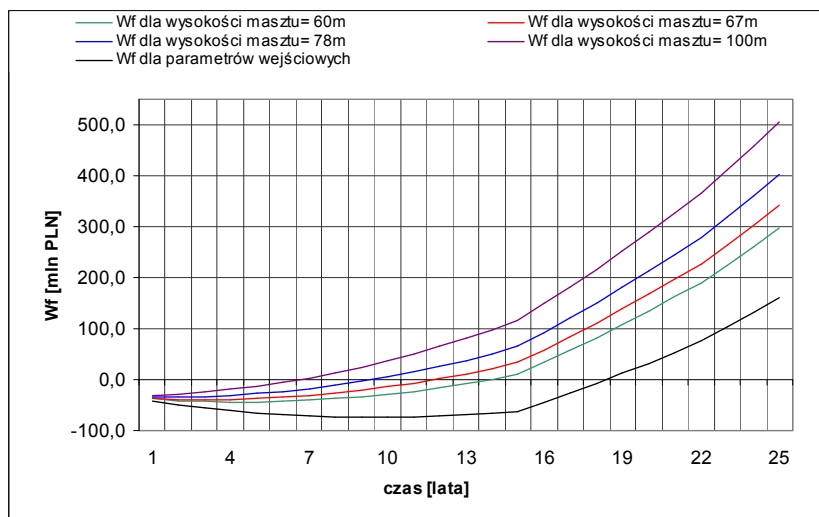


Rys. 7.25. Roczna produkcja energii elektrycznej obliczona: a) dla warunków początkowych, b) dla prędkości wiatru przeliczonej na wysokość 100 m

Dla założonych warunków początkowych roczny przebieg prędkości wiatru zmierzonej na wysokości 42 m umożliwia wytworzenie 63 327 MWh w ciągu roku. Natomiast dla wysokości 100 m średnia roczna prędkość wiatru wzrasta o 15,39%, co daje

możliwość wyprodukowania 89 144 MWh/ rok. Jest to wartość, aż o 40,77% większa w odniesieniu do warunków początkowych.

Na podstawie obliczeń rocznej produkcji energii elektrycznej w zależności od wysokości masztów turbozespołów wiatrowych przeprowadzono symulacje W_f elektrowni wiatrowej w horyzoncie 25-letnim. Wyniki badań przedstawia rys. 7.26. oraz tab. 7.13.



Rys. 7.26. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem zmian: wysokości masztów turbozespołów wiatrowych i rocznych przebiegów prędkości wiatru

Tab. 7.13. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej w zależności od zmian: wysokości masztów turbozespołów wiatrowych i rocznych przebiegów prędkości wiatru

Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jedn.	Warunki początkowe	Rodzaj symulacji			
				Wysokość masztu 60m	Wysokość masztu 67m	Wysokość masztu 78m	Wysokość masztu 100m
Dodatnie przepływy finansowe	DPF	rok	19	14	12	10	7
NPV	NPV	mln PLN	-830,37	-252,32	-70,62	180,39	591,00
IRR	IRR	%	-5,42	4,19	6,28	8,78	12,24
Współczynnik wysokości	Kh	-	1,00	1,0606	1,0801	1,1075	1,1539
Średnia prędkość wiatru	V_{sr}	m/s	6,25	6,63	6,75	6,92	7,21
Powierzchniowa gęstość mocy	P_A	W/m ²	109,30	130,39	137,72	148,47	167,92
Roczna produkcja energii	E_r	MWh	63 327	73 373	76 664	81 306	89 144
Koszt produkcji 1kWh	K_{1kWh}	PLN	0,49	0,42	0,40	0,38	0,34
Wynik finansowy po 25 latach	W_f	mln PLN	160,95	297,48	341,26	402,50	504,73
Zmiana wyniku finansowego	ΔW_f	%	0,00	84,83%	112,03%	150,08%	213,60%

Wyniki badań dowodzą, że wartość funkcji celu istotnie wzrasta wraz ze zwiększeniem wysokości

213,60% i osiągnął wartość 504,73 mln zł. Jednocześnie zmniejszył się koszt wytworzenia 1kWh z 0,49 zł do 0,34 zł. Dodatkowo przepływy finansowe pojawiają się znacznie wcześniej i występują dla wysokości: 60 m - w 14 roku, 67 m - w 12 roku, 78 m - w 10 roku oraz 100 m już w 7 roku funkcjonowania elektrowni wiatrowej. Wskaźnik IRR dla analizowanych przypadków przyjmuje wartości dodatnie. Wskaźnik NPV wykazuje, że inwestycja jest ryzykowna przy zastosowaniu masztów o wysokości 67 m i niższych. Natomiast dla masztów o wysokości 78 i 100 m NPV przyjmuje wartości dodatnie wynoszące odpowiednio: 180,39 mln zł i 591,00 mln zł.

Analiza dowiodła, że dobór wysokości masztu produkowanego dla określonego modelu turbozespołu wiatrowego może decydować o powodzeniu ekonomicznym inwestycji, jaką jest farma wiatrowa.

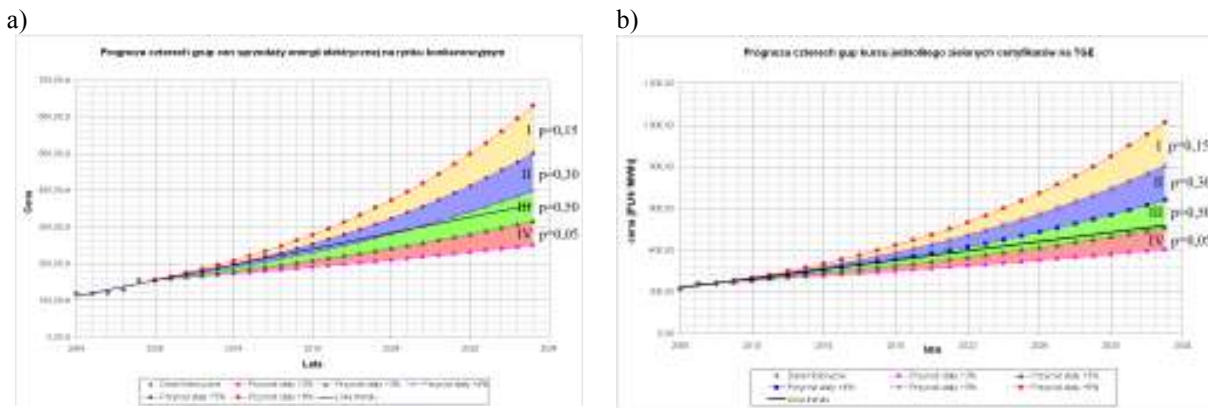
7.6. Zastosowanie metody Monte Carlo do analizy wyniku finansowego elektrowni wiatrowej

Metoda Monte Carlo (MC) służy do modelowania procesów złożonych, w których trudno wyznaczyć wynik w sposób analityczny. Metoda ta jest zaliczana do metod symulacyjnych i może być stosowana wszędzie tam, gdzie występują procesy lub zjawiska stochastyczne. Istotą MC jest przypadkowe losowanie wielkości charakteryzujących proces, a następnie wyznaczenie i przeanalizowanie parametrów statystyki opisowej, tj.: statystyki położenia i rozrzutu [Chy99].

W niniejszym rozdziale wykorzystano metodę Monte Carlo do estymacji przedziałowej wyniku finansowego elektrowni wiatrowej. W procesie kalkulacji funkcji celu w 25-letnim horyzoncie czasowym występuje wiele zmiennych stochastycznych. Dla potrzeb analizy wybrano 2 zmienne losowe: cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE. Następnie określono grupy wartości (cen sprzedaży) dla każdej zmiennej oraz określono gęstość prawdopodobieństwa zmiennych losowych poprzez założenie prawdopodobieństwa wystąpienia wartości w poszczególnej grupie dla każdej z dwóch zmiennych. Założono, że cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE, mają rozkład logarytmiczno-normalny i wstępują w czterech grupach z następującym prawdopodobieństwem:

- I grupa: 0,15
- II grupa: 0,30
- III grupa: 0,50
- IV grupa: 0,05

Podział na 4 grupy wybranych zmiennych losowych (rys. 7.27.) wyznaczono na podstawie prognoz cen sprzedaży energii elektrycznej oraz kursu jednolitego zielonych certyfikatów, które zostały opisane w rozdziale 7.3.1.

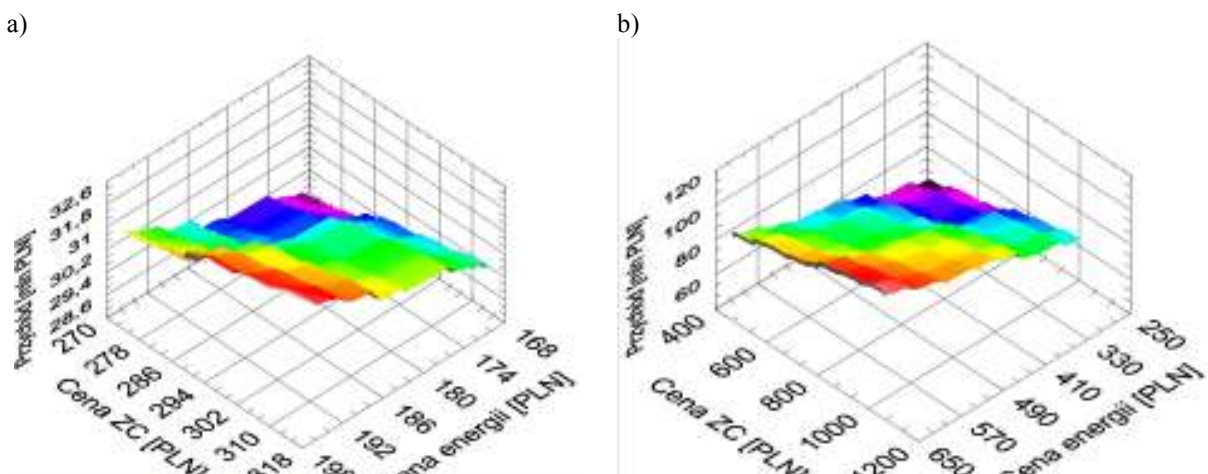


Rys. 7.27. Podział na 4 grupy wartości wybranych zmiennych losowych: a) cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, b) kurs jednolity zielonych certyfikatów na TGE

Podczas analizy W_f istotne znaczenie ma przychód osiągany w każdym roku przez farmę wiatrową. Przychód zależy przede wszystkim od wielkości produkcji energii elektrycznej oraz od ceny sprzedaży energii i zielonych certyfikatów. Niemożliwe jest precyzyjne określenie przychodu w przyszłości.

W oparciu o metodę Monte Carlo można oszacować różnice pomiędzy minimalnym a maksymalnym potencjalnym przychodem. Korzystając z założeń dotyczących gęstości prawdopodobieństwa wybranych zmiennych losowych, wykonano 100 losowań par cen dla roku 2013 oraz dla roku 2033. Wartości cen sprzedaży energii (1 MWh) w roku 2013 znajdują się w przedziale od 168,25 zł do 196,24 zł, a wartości kursu zielonych certyfikatów są w przedziale od 270,64 zł do 315,66. Analogiczne przedziały wartości zmiennych losowych dla roku 2033 to: od 250,02 zł do 629,37 zł (energia) oraz od 402,16 zł do 1012,36 zł (zielone certyfikaty).

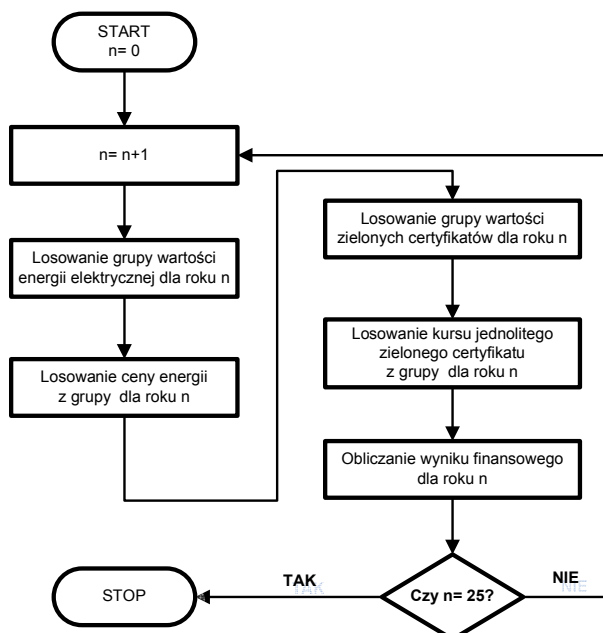
Różnice przychodu w 2013 roku, dla założonych warunków początkowych, wahały się w przedziale 39,17 mln zł, a 45,54 mln zł. Im dalsza predykcja, tym większe różnice, które dla roku 2033 i znalazły się w przedziale od 58,27 mln zł do 145,38 mln zł. Płaszczyzny przychodów dla analizowanych przypadków przedstawia rys. 7.28. a), b).



Rys. 7.28. Płaszczyzna przychodów farmy wiatrowej w funkcji zmiennych losowych: a) generowanych z przedziału wartości dla roku 2013, b) generowanych z przedziału wartości dla roku 2033

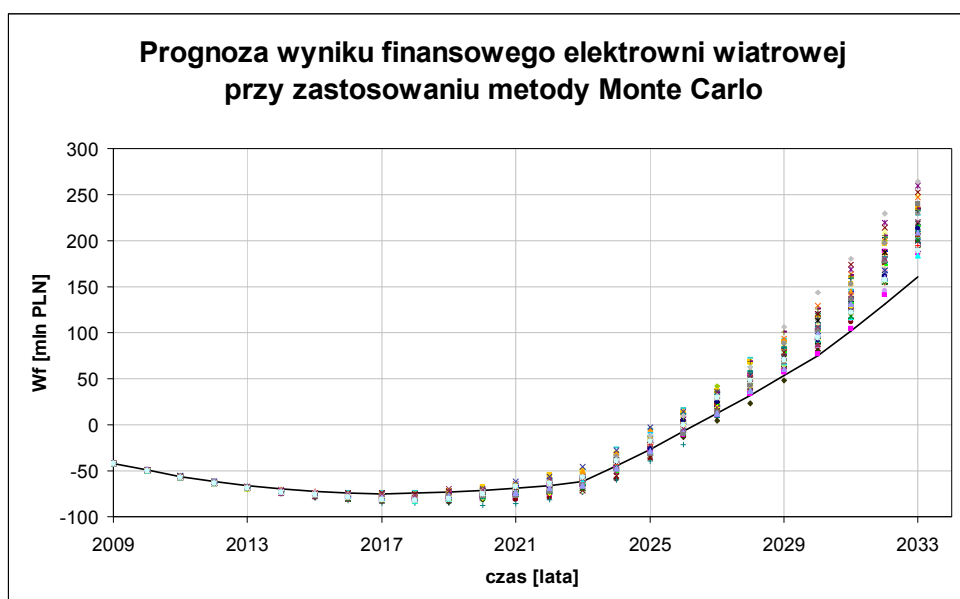
Kolejnym etapem analizy było prognozowanie wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przy użyciu metody MC. W tym celu zastosowano programowy generator liczb

pseudolosowych, który losował grupę wartości, a następnie liczbę odpowiadającą wartości zmiennej losowej z tej grupy (losowanie w przedziale wartości z założoną gęstością prawdopodobieństwa). Programowy generator liczb pseudolosowych realizował losowanie dla każdej z dwóch zmiennych i dla każdego roku funkcjonowania elektrowni wiatrowej. Algorytm obliczania wyniku finansowego farmy wiatrowej przy zastosowaniu metody MC dla grup wartości zmiennych losowych przedstawia rys. 7.29.



Rys. 7.29. Algorytm obliczania wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przy zastosowaniu metody Monte Carlo dla 2 zmiennych losowych

Na podstawie tego algorytmu wykonano 1250 losowań par cen i wyznaczono 50 prognoz wartości funkcji celu. Wyniki analizy przedstawia rys. 7.30.



Rys. 7.30. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przy zastosowaniu metody Monte Carlo w odniesieniu do parametrów wejściowych

Analiza wykazała, że dla tak założonej gęstości prawdopodobieństwa wybranych zmiennych losowych prognoza wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w pierwszym okresie jej funkcjonowania, oscyluje wokół wartości W_f obliczonej dla warunków początkowych. Po 15 latach funkcjonowania większość wygenerowanych symulacji osiągnęła lepszy wynik finansowy w odniesieniu do warunków początkowych. Natomiast po 22 roku działalności farmy wiatrowej wszystkie wyniki symulacji znalazły się powyżej krzywej opisującej wynik finansowy elektrowni wiatrowej skalkulowany dla warunków początkowych. Przedział wartości funkcji celu dla przeprowadzonych symulacji w 25 roku funkcjonowania elektrowni wiatrowej ma postać: $184,06 \text{ mln zł} < W_f < 264,38 \text{ mln zł}$.

Większa wartość funkcji celu po 25 latach dla wszystkich losowań związana jest założeniem określonej gęstości prawdopodobieństwa wzrostu cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów. Istnieje możliwość elastycznej modyfikacji założeń modelu w zakresie podania gęstości prawdopodobieństwa zmiany cen.

7.7. Analiza wielowymiarowa

W niniejszym rozdziale wykonano analizę wielowymiarową polegającą na zbadaniu wpływu zmiany kilku parametrów wejściowych na wynik finansowy elektrowni wiatrowej. Symulacja taka jest bliższa rzeczywistości, w której zmianie ulega wiele czynników mających wpływ na zmienną wyjściową. W celu czytelności porównania, badania przeprowadzono dla tej samej lokalizacji²¹ w oparciu o roczne pomiary prędkości wiatru, temperatury powietrza i ciśnienia atmosferycznego, a wyniki symulacji odniesiono do wyniku finansowego wyznaczonego dla parametrów wejściowych.

Analiza obejmuje cztery warianty - od bardzo korzystnego do mało korzystnego. Parametry podlegające zmianie należą do parametrów istotnie wpływających na wartość funkcji celu. Dla każdego wariantu, zależnie od wysokości wieży, wyznaczono współczynniki wysokości (metodologię opisano w rozdziale 7.5), uwzględniające zmianę prędkości wiatru na wysokości gondoli turbozespołu²². Do wyznaczenia cen sprzedaży energii elektrycznej i zielonych certyfikatów zastosowano metodę Monte Carlo opisaną w rozdziale 7.6 (losowanie w przedziale wartości z założoną gęstością prawdopodobieństwa). Zestawienie wariantów symulacji wraz z wartościami parametrów przedstawia tab. 7.14.

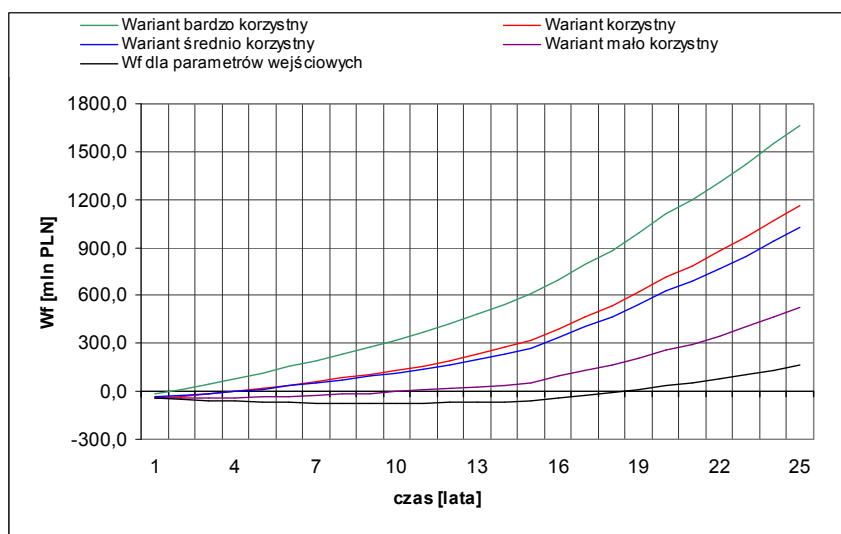
²¹ Badania przeprowadzono w miejscowości G w północno-wschodniej Polsce.

²² Pomiary wykonano na wysokości 42 m nad poziomem terenu.

Tab. 7.14. Cztery warianty symulacji i wartości parametrów istotnie wpływających na wynik finansowy elektrowni wiatrowej

Parametr	Jedn.	Wariant bardzo korzystny	Wariant korzystny	Wariant średnio korzystny	Wariant mało korzystny
Rodzaj turbozespołu (15 szt.)	-	Vestas V112-3,0 MW	Siemens SWT 107- 3,6 MW	GE 2.5 xl-2,5 MW	Vestas V80-2,0 MW
Moc zainstalowana	MW	45,0	54,0	37,5	30,0
Średnica rotora	m	112	107	100	80
Powierzchnia objęta wirnikiem	m ²	9 852	9 000	7 854	5 027
Wysokość wieży	m	119	80	100	100
Współczynnik wysokości	-	1,1874	1,1122	1,1539	1,1539
Średnioroczna prędkość wiatru na wysokości gondoli	m/s	7,42	6,95	7,21	7,21
Kurs euro	PLN	4,00	4,20	4,40	4,60
Koszt inwestycji	mln PLN	206,84	270,33	213,53	193,12
Koszt podłączenia do SEE (udział procentowy w całości inwestycji)	%	5	10	15	20
Dotacje z funduszy strukturalnych	%	20	15	0	0
Koszt umowy serwisowej o 98% dostępność turbozespołów	PLN/MWh	15	20	25	30

Badania wykazały, że dla określonej lokalizacji (jednakowe warunki meteorologiczne) można otrzymać skrajnie różne wartości wyniku finansowego. Kluczowe jest zatem właściwe zaprojektowanie farmy wiatrowej poprzez optymalny dobór parametrów istotnych, a nie tylko związanych z wiatrem. Efekty przeprowadzonych symulacji przedstawia rys. 7.31. i tab. 7.14.



Rys. 7.31. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem czterech wariantów symulacji w odniesieniu do wyniku finansowego dla parametrów wejściowych

Tab. 7.14. Wskaźniki i parametry funkcjonowania elektrowni wiatrowej dla czterech wariantów symulacji

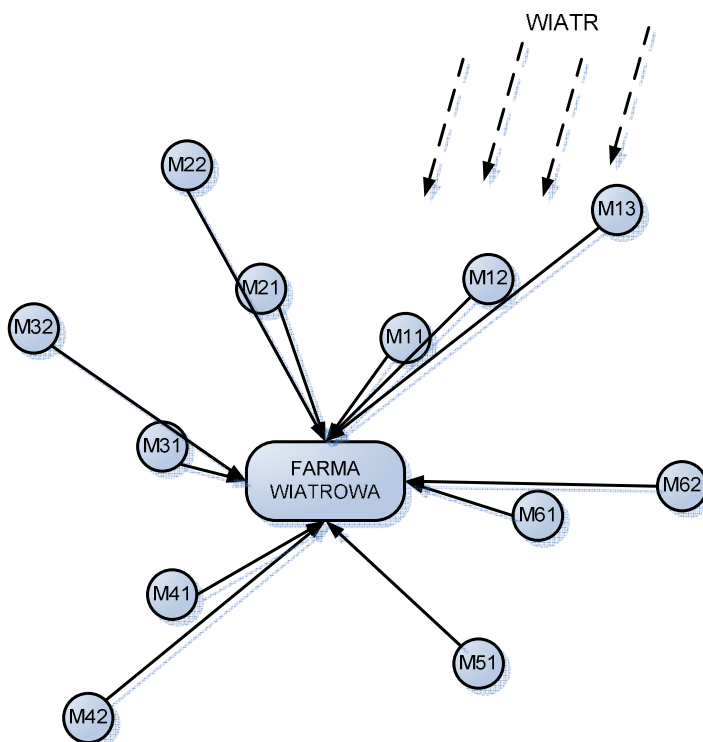
Wskaźnik/ parametr	Symbol	Jednostka	Symulacja dla parametrów wejściowych	Rodzaj symulacji			
				Wariant bardzo korzystny V112- 3.0 MW	Wariant korzystny Siemens-3.6 MW	Wariant średnio korzystny GE- 2.5 MW	Wariant mało korzystny V80- 2.0MW
Dodatnie przepływy finansowe	<i>DPF</i>	rok	19	2	5	5	11
Wskaźnik NPV	<i>NPV</i>	mln PLN	-830,37	4 547,19	2 086,73	1 869,51	164,90
Wskaźnik IRR	<i>IRR</i>	%	-5,42	28,40	16,76	17,48	8,35
Średnia prędkość wiatru na wysokości gondoli	<i>Vśr</i>	m/s	6,25	7,42	6,95	7,21	7,27
Powierzchniowa gęstość mocy	<i>PA</i>	W/m ²	109,30	182,98	150,37	167,92	167,92
Roczna produkcja	<i>Er</i>	MWh	63 327	168 807	146 220	129 426	88 578
Koszt wytworzenia 1kWh	<i>K1kWh</i>	PLN	0,49	0,18	0,27	0,27	0,36
Wynik finansowy po 25 latach	<i>Wf</i>	mln PLN	160,95	1 664,09	1 166,97	1 027,77	527,37
Zmiana wyniku finansowego	ΔW_f	%	0,00	933,94%	625,07%	538,58%	227,67%

Wszystkie cztery warianty symulacji wykazały dodatnie wartości wskaźników opłacalności inwestycji: NPV oraz IRR. Dla wariantu bardzo korzystnego NPV wyniósł aż 4 547,19 mln zł, a dla mało korzystnego 164,90 mln zł. Są to bardzo wysokie wartości w odniesieniu do wartości NPV, obliczonego dla parametrów wejściowych i wynoszącego -830,37 mln zł. Podobnie wskaźnik IRR dla parametrów wejściowych wyniósł -5,42%, podczas gdy dla analizowanych symulacji IRR znalazł się w przedziale od 8,35 do 28,40%. Taki rozrzut wskaźników rentowności pomiędzy parametrami początkowymi a analizowanymi przypadkami, dla tej samej lokalizacji, związany jest z uwzględnieniem prędkości wiatru w funkcji wysokości oraz z właściwym doбором modelu turboszespołu wiatrowego. Dla najwydajniejszych turbin roczna produkcja wyniosła 168 807 MWh (Vestas V-112-3.0) i 146 220 MWh (Siemens SWT 107-3.6). Wynik finansowy po 25 latach dla analizowanych wariantów wyniósł: 1 664,09 mln zł dla bardzo korzystnego, 1 166,97 mln zł dla korzystnego, dla wariantu średnio korzystnego 1 027,77 mln zł i dla mało korzystnego 527,37 mln zł. W odniesieniu do symulacji przeprowadzonej dla parametrów wejściowych, zmiana wyniku finansowego ΔW_f wyniosła dla wariantu mało korzystnego 227,66%, a dla bardzo korzystnego, aż 933,94%. Dodatnie przepływy finansowe dla analizowanych przypadków uzyskano w 2, 5, 5 i 11 roku funkcjonowania farmy wiatrowej. Koszty wytworzenia 1 kWh energii elektrycznej znalazły się w przedziale od 0,18 do 0,36 zł.

Wyniki analizy dowodzą, że aktualna polska mapa wiatrów obejmująca pięć stref energetycznych wiatru w Polsce [Imigw, Lor05] wymaga rewizji. Autor stwierdza, że istnieje możliwość wykorzystania zdecydowanej większości miejsc dla lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie Polski pod warunkiem odpowiedniego doboru konstrukcji turbin, uwzględnienia współczynników wysokości i możliwości podłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

8. Prognozowanie produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej

Szczegółowe prognozowanie produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej może mieć duży wpływ na osiągnięte przychody, ponieważ umożliwia składanie trafnych zleceń na Towarowej Giełdzie Energii na Rynku Dnia Następnego oraz na Rynku Zleceń Dobilansowujących. Schemat prognozowania przedstawia rys. 8.1.



Rys. 8.1. Schemat prognozowania prędkości i kierunku wiatru dla farmy wiatrowej.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [Rad08a]

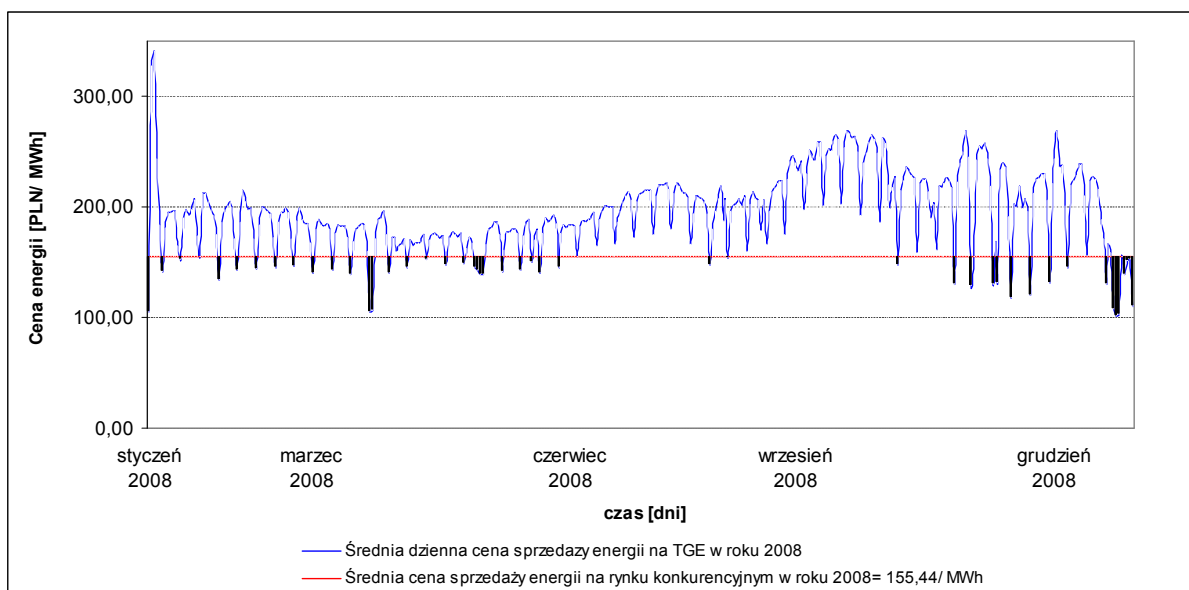
Podczas prognozowania prędkości i kierunku wiatru istotne jest weryfikowanie danych z wielu stacji meteorologicznych. Powinny one być oddalone w różnej odległości od farmy wiatrowej np. stacje M11, M12 i M13. Wówczas otrzymane wyniki mogą być równocześnie weryfikowane, co ułatwia trafniejszą prognozę produkcji energii elektrycznej [Rad08a].

Jest oczywiste, że właściciel pojedynczej farmy wiatrowej nie może finansować systemu stacji meteorologicznych. System nowoczesnych stacji meteo dobrze wspiera bezpieczeństwo energetyczne (prognozy wiatrów dla elektrowni, przewidywanie katastrof, występowanie ekstremalnych zjawisk atmosferycznych), które winno być celem współczesnego państwa.

8.1. Wahania cen energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii

Sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę wiatrową odbywa się na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się obrotem energią elektryczną. Cena sprzedaży energii nie może być niższa niż średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku poprzednim²³.

Istnieje także możliwość sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii, na której można uzyskać dużo wyższą cenę sprzedaży. Średnią dzienną cenę sprzedaży energii elektrycznej na TGE w roku 2008 przedstawia rys. 8.2.



Rys. 8.2. Średnia dzienna cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE w roku 2008 w odniesieniu do średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2008 r. Źródło: Opracowanie własne na podstawie [Tge]

Przez 316 dni w roku 2008 średnia dzienna cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE była wyższa niż średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. Można zaobserwować sezonowość cen sprzedaży energii elektrycznej na TGE, która w pierwszym półroczu 2008 r. oscylowała wokół 175 zł/ MWh, podczas gdy w drugim półroczu wahała się w okolicach 200 zł/ MWh. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE w 2008 r. wyniosła 195,24 zł/ MWh i była o 25,60% wyższa w odniesieniu do średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Obecnie pozakontraktowa sprzedaż energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej może odbywać się na Towarowej Giełdzie Energii tylko na Rynku Dnia Następnego. Przykładowy średnioważony kurs energii elektrycznej na RDN przedstawia rys. 8.3.

²³ Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku 2008 wyniosła 155,44 zł/ MWh.



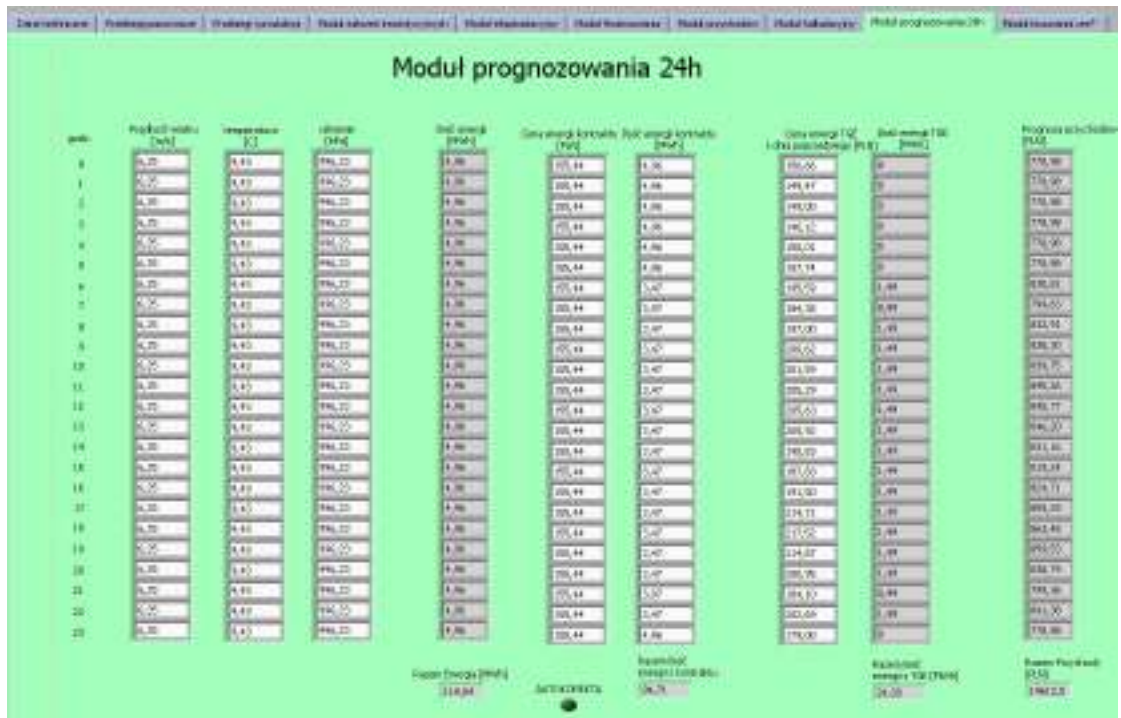
Rys. 8.3. Średnioważony kurs energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego Towarowej Giełdy Energii na dzień 24 lutego 2009 r. [Tge]

Dobowe wahania kursu energii elektrycznej są znaczne. W godzinach od 1 do 6 średnioważony kurs energii elektrycznej na RDN jest niski. Szczyt zapotrzebowania na energię, a tym samym wzrost ceny sprzedaży przypada na godziny wieczorne między 18 a 21. Energia elektryczna uzyskuje również wysoką cenę między godziną 9 a 14.

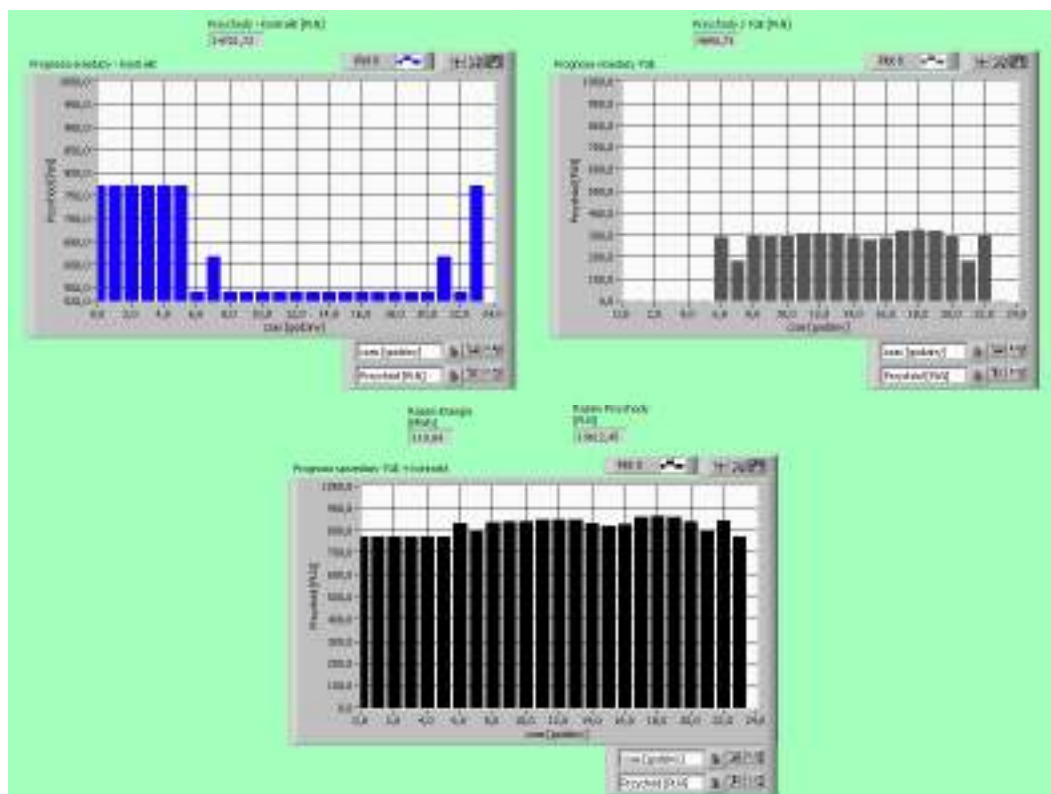
8.2. Wykorzystanie modułu *Prognozowanie 24h*

Większe przychody ze sprzedaży wiążą się z ryzykiem, ponieważ z wyprzedzeniem 1 doby należy zadeklarować godzinowy wolumen sprzedaży na Rynku Dnia Następnego TGE. W przypadku elektrowni wiatrowej dokładna prognoza jest niemożliwa ze względu na niestabilność źródła. Karą za brak zadeklarowanej produkcji jest konieczność dokupienia brakującej ilości energii na Rynku Dobilansującym po wyższych cenach.

Model elektrowni wiatrowej umożliwia minimalizację ryzyka błędnej prognozy produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej dzięki wykorzystaniu modułu *Prognozowanie 24h*, który jest integralną częścią zaproponowanego przez autora modelu elektrowni wiatrowej. Moduł ten może być zasilony prognozami meteorologicznymi na 24 godziny następnej doby. W oparciu o prognozy meteo oraz o dane historyczne (cena energii z dnia poprzedniego) oprogramowanie umożliwia prognozę przychodów z uwzględnieniem parametrów wejściowych modelu. Istnieje możliwość wprowadzenia ilości sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy kontraktowej oraz na TGE. Wprowadzanie danych do modułu *Prognozowanie 24h* przedstawia rys. 8.4., a prognozy dobowych przychodów pokazane są na rys. 8.5.



Rys. 8.4. Moduł Prognozowanie 24h - wprowadzanie danych



Rys. 8.5. Moduł Prognozowanie 24h - prognoza przychodów dobowych

Podczas badań założono, że tylko część energii elektrycznej będzie sprzedawana na TGE, co ograniczy ryzyko kar finansowych związanych z błędnymi prognozami. W nawiązaniu cenowych stref sprzedaży zaproponowanych w rozdziale 4.4.4 założono, że

sprzedaż energii na TGE może odbywać się tylko po cenach z przedziałów C, D oraz E. Przeanalizowano 3 warianty sprzedaży:

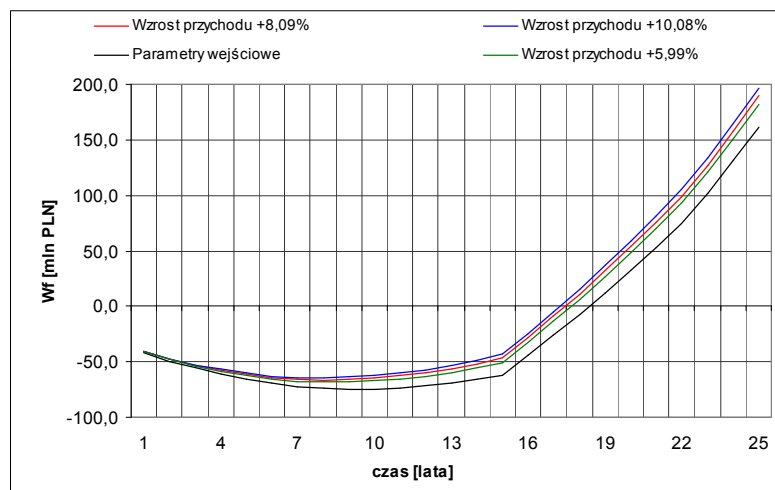
- 20% energii w przedziale C, 30% energii w przedziale D, 40% energii w przedziale E
- 30% energii w przedziale C, 40% energii w przedziale D, 50% energii w przedziale E
- 40% energii w przedziale C, 50% energii w przedziale D, 60% energii w przedziale E

Jako prognozy meteorologiczne przyjęto roczne średnie wartości pomiarów w miejscowości G wynoszące: $V=6,25$ m/s, $p=996,23$ hPa, $t=9,43$ °C.

Analiza wykazała, że dla takich założeń nastąpił wzrost dobowego przychodu (P_{24}) ze sprzedaży energii elektrycznej. Dla pierwszego wariantu wzrost dobowego przychodu wyniósł 5,99%, dla drugiego wariantu 8,09% oraz dla trzeciego P_{24} wzrósł o 10,08%.

8.3. Analiza wyniku finansowego elektrowni wiatrowej przy zastosowaniu modułu *Prognozowanie 24h*

W oparciu o wyniki analizy prognozowania dobowego przychodu z wykorzystaniem modułu *Prognozowanie24h* przeprowadzono badania wpływu prognozowania na wynik finansowy elektrowni wiatrowej odniesiony do roku bilansowego. Założono możliwy roczny wzrost przychodu w elektrowni wiatrowej związany ze sprzedażą energii elektrycznej na TGE na poziomach odpowiadających dobowym wzrostom przychodu. Przeanalizowano wpływ zmian przychodu na wynik finansowy uzyskany przez farmę wiatrową po 25 latach funkcjonowania. Wyniki badań przedstawia rys. 8.6.



Rys. 8.6. Symulacja wyniku finansowego elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem 3 wariantów wzrostu przychodu związanego ze sprzedażą energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii

Badania dowiodły, że sprzedaż części wyprodukowanej energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii może spowodować wzrost przychodu, a tym samym ma wpływ na wynik finansowy osiągany przez farmę wiatrową. W przeanalizowanych wariantach wzrost przychodu o 5,99% rocznie spowodował wzrost W_f , w odniesieniu do parametrów wejściowych, o 13,03% po 25 latach funkcjonowania. Dla drugiego wariantu (roczny wzrost

przychodu o 8,09%) zmiana W_f wyniosła 17,56%, natomiast dla najkorzystniejszego przypadku ΔW_f wyniosła 21,85%.

Sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni wiatrowej na Rynku Dnia Następnego nie jest powszechna ze względu na stochastyczność wiatru i trudności prognozowania ilości produkcji. Dywersyfikacja sprzedaży daje duże możliwości wzrostu przychodów, ale obarczona jest ryzykiem błędnej prognozy.

Model elektrowni wiatrowej, a w szczególności moduł *Prognozowanie 24h* pomaga w podejmowaniu decyzji dotyczącej ilości energii sprzedawanej na TGE oraz okresu sprzedaży. Archiwizowanie danych historycznych i porównywanie ich z faktyczną produkcją może jeszcze bardziej wpłynąć na trafność podejmowanych decyzji.

Ważnym wydarzeniem będzie stworzenie Rynku Dnia Bieżącego (RDB), na którym prognozy nie będą musiały być tak odległe. Proponuje się uruchomienie RDB, na którym będą możliwe korekty zadeklarowanej wcześniej na RDN, sprzedaży ilości energii elektrycznej, z wyprzedzeniem 2 godzin [Pse09].

Istotnym czynnikiem mogącym mieć wpływ na trafność prognoz produkcji energii elektrycznej mogłaby być współpraca elektrowni wiatrowej z elektrownią szczytowo-pompową lub elektrownią biogazową.

9. Analiza ryzyka w elektrowni wiatrowej

Procesy inwestycyjne związane z budową i eksploatacją elektrowni wiatrowej wymagają wiedzy na temat przyszłych wydatków i wpływów z inwestycji. W celu uzyskania tej wiedzy niewystarczający jest prosty rachunek ekonomiczny lub analiza efektywności. Aby analizować wydarzenia, które mogą mieć wpływ na daną inwestycję, należy zamodelować procesy składające się na nią oraz określić potencjalne zagrożenia towarzyszące jej przebiegowi [Rus09a]. Uwzględnienie zdarzeń, które mogą wystąpić podczas procesu inwestycyjnego lub w trakcie jego eksploatacji wymaga przeprowadzenia analizy ryzyka inwestycyjnego.

Przez ryzyko rozumie się możliwość osiągnięcia efektu różniącego się od oczekiwanego. Z kolei podejmowanie decyzji i realizację działań prowadzących do osiągnięcia przez podmiot akceptowalnego poziomu ryzyka określa się zarządzaniem ryzykiem [Jaj09]. Aby właściwie poprowadzić projekt inwestycyjny, należy poznać ryzyko z nim związane i przygotować się na różne warianty inwestycji. Samo ryzyko niekoniecznie oznacza potencjalny koszt – może także pociągać za sobą nieoczekiwane zyski, które są możliwe do uzyskania z inwestycji.

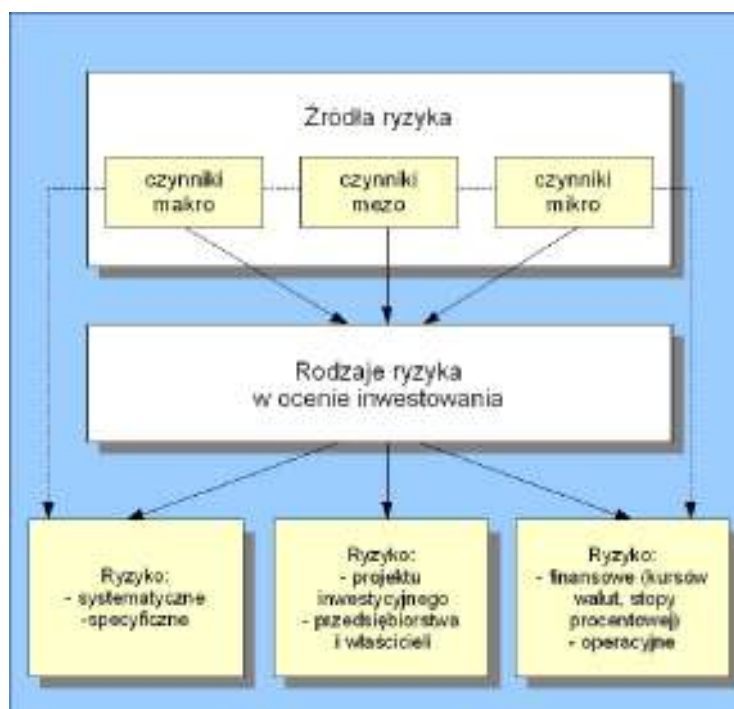
Zarządzanie ryzykiem nie jest pojedynczym działaniem, lecz złożonym procesem. Składa się na nie wiele etapów. Wstępne szacowanie ryzyka i identyfikacja jego scenariuszy dokonywane są z wykorzystaniem modeli ryzyka, które katalogują szereg potencjalnych rodzajów ryzyka związanych z projektami. W dalszej kolejności następuje szacowanie częstości ryzyka i próba określenia ilości wystąpień poszczególnych zjawisk. Wymiennie do określania częstości ryzyka można stosować szacowanie prawdopodobieństwa poszczególnych zjawisk - ważne tylko, aby w analizie zachować spójność. Kolejnym etapem jest szacowanie konsekwencji zdarzeń. Najczęściej są to koszty lub przychody towarzyszące zdarzeniu. W prostszych metodach stosuje się także klasy – np. znaczne, średnie i nieznaczne straty. Dalej poprzez złożenie skutków i częstotliwości wystąpienia zdarzeń wyznacza się poziomy ryzyka dla scenariuszy. Następnym etapem procesu zarządzania ryzykiem jest jego

ocena i wybór sposobu postępowania w poszczególnych sytuacjach. W trakcie całego procesu następuje monitorowanie i kontrola ryzyka, które powinny być kontynuowane także w trakcie inwestycji, a ich wyniki przeanalizowane i zaimplementowane w dalszych działaniach.

Czynniki ryzyka można rozróżniać ze względu na zasięg oddziaływania, co przedstawiono na rys. 9.1. Należy zwrócić uwagę na wielorakie pochodzenie potencjalnych zagrożeń. Mogą one pochodzić zarówno z otoczenia zewnętrznego organizacji, jak i z niej samej, a jej przyczyny mogą wynikać z samego projektu (w ujęciu mikro), jak i z zagrożeń całego sektora, czy całej gospodarki.

Metody analizy ryzyka nabierają dużego znaczenia zarówno dla rozwiązań technicznych, jak i w ekonomii. Analizy ilościowe ryzyka mogą być prowadzone jedynie dla ściśle określonych modeli obiektów jako procesów.

Według J. Popczyka formalne metody analizy ryzyka inwestycyjnego w elektroenergetyce są dopiero w początkowej fazie rozwoju [Pop09]. Autor stwierdza istotny brak analiz ryzyka procesów budowy i eksploatacji elektrowni wiatrowych. Istnieją opracowania dotyczące ogólnie ryzyka w procesach inwestycyjnych.



Rys. 9.1. Źródła ryzyka w ocenie projektu inwestycyjnego [MaT01]

9.1. Metody identyfikacji ryzyka i strategie postępowania

W celu dokładnego pomiaru i identyfikacji ryzyka dla poszczególnych czynników można zastosować szereg metod. Najpowszechniej wykorzystywana z nich to porównanie korzyści i kosztów, w dalszej kolejności analiza przyczynowo-skutkowa, wskaźniki ryzyka oraz mapowanie ryzyka. Rzadziej stosowanymi metodami są: modelowanie statystyczne, analiza kapitału narażonego na ryzyko (VaR)²⁴, zrównoważona karta wyników, analiza konkurencyjności i analiza wrażliwości [ChW06]. Należy zauważyć, że dobór odpowiedniej

²⁴ VaR (ang. *Value At Risk*)- wartość zagrożona, narażona na ryzyko.

metody do badanego czynnika ryzyka i odpowiednia implementacja metody wymaga pewnego doświadczenia. Do określenia ogólnego poziomu ryzyka inwestycji najlepiej nadaje się metoda modelowania statystycznego.

Po poprawnym określeniu czynników ryzyka i oszacowaniu ich częstości oraz skutków należy dobrać do nich odpowiednie strategie postępowania. Strategie te to [RaR09]:

- unikanie ryzyka – dywersyfikacja, eliminacja lub zakaz,
- zatrzymanie – akceptacja lub ponowna wycena,
- redukcja – rozproszenie lub redundancja elementów,
- transfer – ubezpieczenie, zabezpieczenie lub kompensata,
- wykorzystanie – alokacja, dywersyfikacja, ekspansja lub przeprojektowanie.

Nie można dowolnie decydować, od których czynników należy się ubezpieczyć, a które powielić, stosując strategię redundancji. Aby zdecydować, którą strategię dobrać, niezbędne są odpowiednie wytyczne. Prawidłowy dobór strategii do odpowiednich czynników ryzyka pokazuje tab. 9.1.

Tab. 9.1. Wytyczne dotyczące sposobów postępowania [Ser07]

Częstość incydentów	Możliwe konsekwencje incydentu			
	Nieznaczne	Znaczące	Poważne	Katastrofalne
Bardzo duża	R, T	R, P	R, P, U	R, P, U
Duża	T	R, P, T	R, P, U	R, P, U
Średnia	T	R, P, T	R, P, U	R, P, U
Mała	T	T	O, P	O, P

Metoda w niej przedstawiona dzieli wszystkie czynniki na grupy według wielkości potencjalnych konsekwencji i według częstości ich występowania. Inne strategie przyporządkowuje się dla kosztownych, ale rzadkich zdarzeń, inne zaś dla częstych, ale niezbyt kosztownych. Strategie w tabeli oznaczone są symbolami, które rozwija się następująco:

- O – odtwarzanie zdolności działania po incydencie
- P – przeniesienie ryzyka (ubezpieczenia, outsourcing, itp.)
- R – redukcja ryzyka
- T – tolerowanie ryzyka
- U – unikanie ryzyka

Po zidentyfikowaniu i oszacowaniu czynników ryzyka danej inwestycji można oszacować wynikowy poziom ryzyka dla całej inwestycji. W celu zobrazowania poziomu ryzyka inwestycji można skorzystać z metody symulacji Monte Carlo. Proponowana symulacja procesów związanych z ryzykiem jest na tyle uniwersalna, że z powodzeniem może być zastosowana niezależnie od branży w której przeprowadzana jest inwestycja, a jej wyniki pozwalają porównywać ogólny poziom ryzyka projektów składających się z różnych procesów określonych zmiennymi trudnymi do porównania innym sposobem.

Do przeprowadzenia symulacji konieczna jest konstrukcja modelu składającego się ze zmiennych losowych odpowiadających odpowiednim czynnikom ryzyka. Aby dobrze zaimplementować w modelu rozkłady statystyczne zmiennych, należy wcześniej zbadać ich charakterystykę. Danymi wejściowymi wprowadzanymi do modelu są przyporządkowane

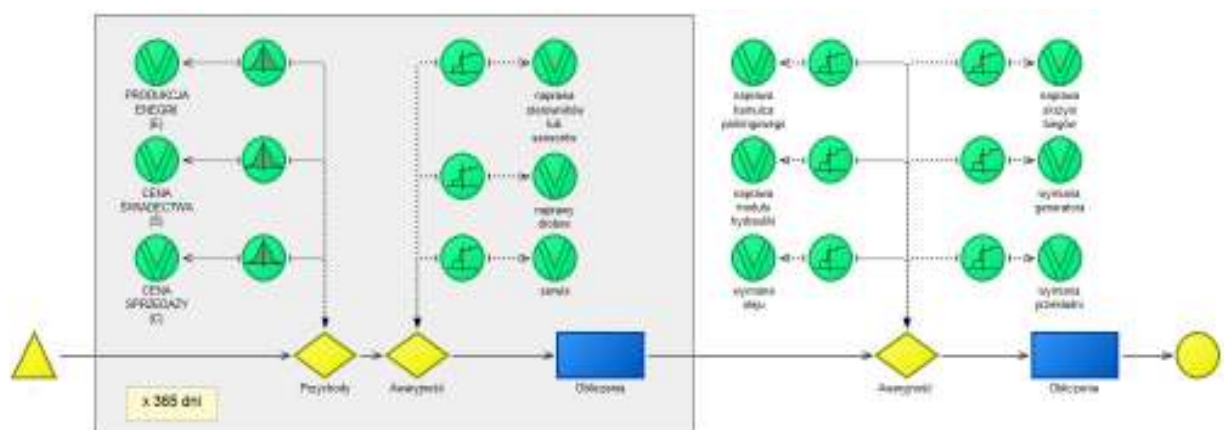
od odpowiednich zdarzeń prawdopodobieństwa ich wystąpienia oraz towarzyszące tym zdarzeniom koszty. Prawdopodobieństwa zajścia modelowanych zdarzeń mogą być podane zarówno za pomocą prostych współczynników prawdopodobieństw jak i zadawane odpowiednimi rozkładami statystycznymi [Rus09b]. Dane te z reguły są przetworzonymi statystycznie wynikami pomiarów lub zbiorem historycznych zapisów określających zjawisko w możliwie największym horyzoncie czasowym.

Dla tak zbudowanego modelu przeprowadza się symulację, a uśrednione w ten sposób wyniki tworzą wyjściowy rozkład ryzyka dla całej modelowanej inwestycji bądź innego procesu. Symulację można przeprowadzać wiele razy, modyfikując parametry wejściowe modelu, i w ten sposób badać różne wersje danej inwestycji. Wyniki symulacji można odczytywać na wiele sposobów, mogą być prezentowane na rozkładach statystycznych bądź histogramach.

9.2. Model symulacji czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej

W celu przeprowadzenia analizy ryzyka dla elektrowni wiatrowej zbudowano model (rys. 9.2.), na który składają się następujące zmienne losowe: cena sprzedaży energii elektrycznej, cena prawa majątkowego w postaci zielonego certyfikatu, produkcja energii (zależna od siły wiatru, wysokości masztu turbozespołu i chropowatości terenu), oraz awaryjność podzespołów turbozespołów wiatrowych.

Po przeprowadzeniu analizy statystycznej dopasowano rozkłady statystyczne do zmiennych losowych. Ceny zostały opisane rozkładem logarytmiczno-normalnym, natomiast do zmiennej określającej produkcję energii elektrycznej, zależnej w głównej mierze od prędkości wiatru, dopasowano rozkład Weibulla. Zmienne określające awaryjność zostały zaimplementowane jako zmienne dyskretne, a złożyły się na nie zdarzenia związane z: naprawą sterowników lub sensorów, koniecznością serwisu, drobnymi naprawami, wymiana przekładni, wymianą generatora, naprawą skrzyni biegów, wymianą oleju, naprawą modułu hydrauliki i naprawą hamulca parkingowego.



Rys. 9.2. Model symulacji czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej. Źródło: opracowanie własne [RaR09]

Oprócz zmiennych losowych w badanym modelu uwzględniono także inne czynniki mające wpływ na wynik finansowy badanej inwestycji. Dlatego zaimplementowano koszty: inwestycyjne, podłączenia do systemu elektroenergetycznego, zatrudnienia, administracyjne,

media, ubezpieczenie, finansowanie inwestycji z kredytu i koszty tego kredytu, wskaźnik inflacji oraz wysokość podatku dochodowego.

Na potrzeby symulacji czynników ryzyka przyjęto założenia wejściowe analogiczne do parametrów wejściowych wcześniejszej analizy efektywności (opisanej szczegółowo w rozdziale 7.3). Dane dotyczące finansowania inwestycji, kredytów, cen energii i certyfikatów zielonych, inflacji, ale także dane dotyczące produkcji energii i kosztów towarzyszących inwestycji zostały dobrane tak, aby analiza ryzyka mogła być rozszerzeniem wcześniejszej analizy efektywności.

Kolejnym etapem było wykonanie oprogramowania *Ryzyko FW 1.3* w oparciu o zaproponowany model. Mechanizm symulacji został zaimplementowany w języku *Delphi*²⁵ na platformie *Borland*. Autorskie oprogramowanie *Ryzyko FW 1.3* umożliwia łatwą modyfikację modelu i szybkie generowanie wyników symulacji. Program oprócz wykonywania symulacji i generowania wyników, przetwarza je zwracając statystyki oraz plotując szereg wykresów. Obliczane są między innymi: przeciętny, minimalny i maksymalny wynik inwestycji, dominanta i kwartyle wyników oraz ich przeciętne odchylenie, a także prawdopodobieństwo wystąpienia straty dla danej inwestycji.

Symulacja dla modelu wykonywana jest na kilku poziomach. Zadawane są: liczba powtórzeń, okres inwestycji w latach oraz liczba turbozespołów wiatrowych wchodzących w skład farmy wiatrowej. Część zmiennych (np. związanych z kosztami rocznymi i awaryjnością) jest naliczana do wyniku w skali rocznej, natomiast druga grupa zmiennych (np. dotyczących cen, czy produkcji energii) jest zliczana w dniach, dlatego dodatkowo musi być przeliczana, aby dopasować horyzont czasowy zmiennych. Dla uaktualniania ceny w każdym kolejnym roku zwiększa się ją, korzystając z wcześniejszych obliczeń z zastosowaniem regresji liniowej (opisanej w rozdziale 7.3.1). Symulacja wykonywana jest zadaną liczbą powtórzeń dla określonej liczby siłowni wiatrowych i odpowiedniej liczby lat – dla każdego kolejnego roku obliczane są zmienne losowe w skali rocznej oraz dla 365 dni – zmienne w skali dziennej.

9.3. Symulacja czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej

Na podstawie przygotowanego wcześniej modelu i autorskiego oprogramowania, przeprowadzono trzy symulacje czynników ryzyka, odpowiadające analogicznym, wykonanym wcześniej obliczeniom efektywności inwestycji w badaną farmę wiatrową (opisaną w rozdziale 7.3.2). Analizowane trzy warianty inwestycji obejmują: lokalizację *G* i roczny rzeczywisty przebieg prędkości wiatru z nią związany ($V_{sr} = 6,25$ m/s), a także dwie przykładowe lokalizacje *X* ($V_{sr} = 7,25$ m/s) oraz *Y* ($V_{sr} = 5,25$ m/s), z wygenerowanymi dla nich, w oparciu o rozkład Weibulla, rocznymi przebiegami prędkości wiatru. Badania symulacyjne przeprowadzono wykorzystując metodę Monte Carlo, wykonując 10 000 losowań dla każdego przypadku. Wyniki symulacji zaprezentowane w tab. 9.2. pokazują przeciętny wynik finansowy po okresie 25 lat oraz wyniki skrajne – minimalny wynik finansowy po 25 latach (ukazuje sytuację, w której występuje najwięcej niekorzystnych czynników, np. awarii, czy słabego wiatru) i maksymalny wynik finansowy.

²⁵ Delphi- zintegrowane środowisko programistyczne typu RAD (ang. *Rapid Application Development*), umożliwiające szybkie tworzenie aplikacji dzięki zastosowaniu dużego zestawu gotowych komponentów [Wik].

Tab. 9.2. Porównanie wyników analizy efektywności z wynikami symulacji czynników ryzyka w elektrowni wiatrowej dla 3 różnych lokalizacji

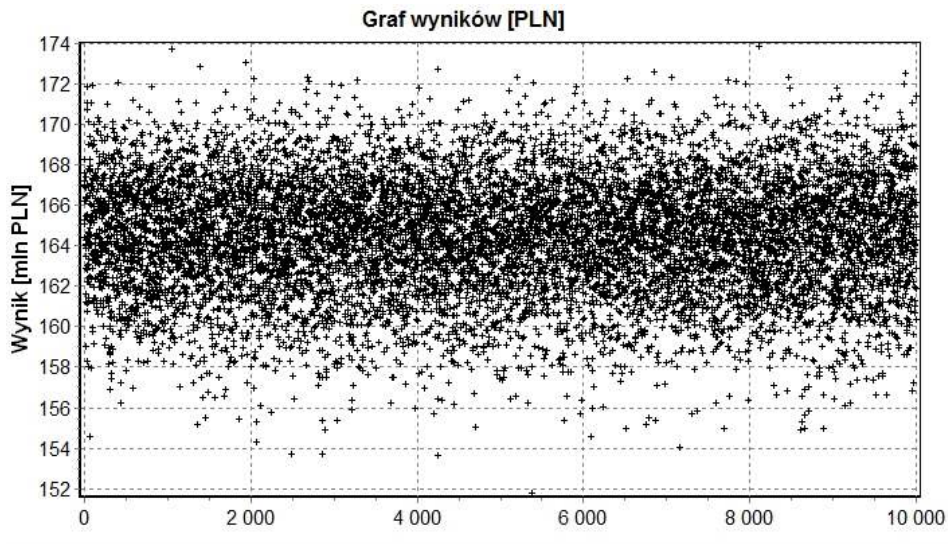
	Lokalizacja <i>G</i> ($V_{śr}= 6,25$ m/s)	Lokalizacja <i>X</i> ($V_{śr}= 7,25$ m/s)	Lokalizacja <i>Y</i> ($V_{śr}= 5,25$ m/s)
Analiza efektywności elektrowni wiatrowej [mln PLN]			
Wynik finansowy po 25 latach	160,95	545,88	-61,66
Symulacje czynników ryzyka elektrowni wiatrowej [mln PLN]			
Przeciętny wynik finansowy po 25 latach	164,45	545,72	-43,79
Minimalny wynik finansowy po 25 latach	151,77	538,47	-70,56
Maksymalny wynik finansowy po 25 latach	173,87	551,90	-21,82

Rezultaty symulacji dla trzech porównywanych inwestycji są dość zróżnicowane, i jak widać, charakterystyka wiatrowa terenu ma decydujące znaczenie dla rentowności inwestycji. Dla lokalizacji *Y*, z najslabszymi warunkami wietrznymi, uzyskano ujemne wyniki finansowe, w granicach od 20,29 do 70, 91 mln zł straty. Drugi wariant inwestycji (lokalizacja *G*) po 25 latach miał wynik finansowy wynoszący 164,45 mln zł. Najlepszy W_f wynoszący 545,72 mln zł otrzymano dla lokalizacji *X*. Wszystkie warianty cechowały się dość dużym rozstępem wyników, co oznacza spore ryzyko inwestycyjne i trudność przy planowaniu wyniku finansowego po 25 latach funkcjonowania elektrowni wiatrowej.

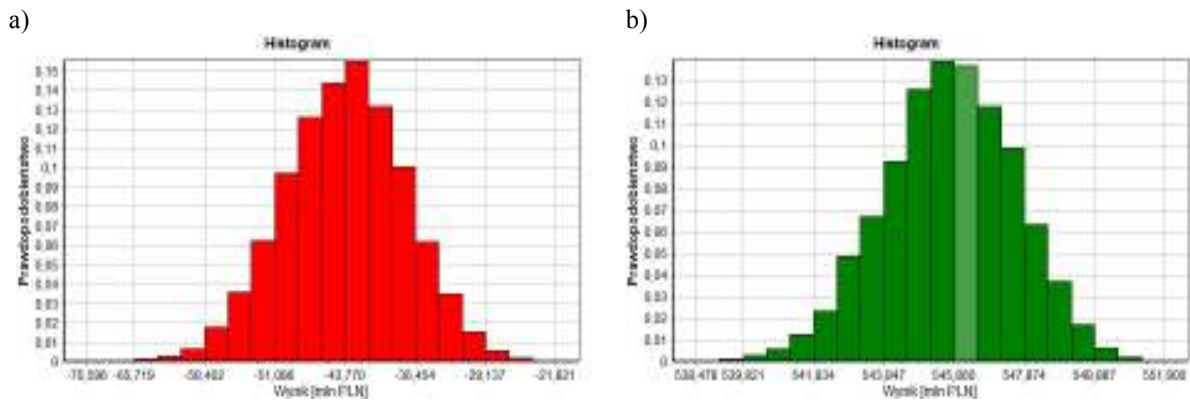
Wyniki symulacji zostały zobrazowane na kilku rysunkach. Na grafie (rys. 9.3.) przedstawiono wyniki symulacji w wariancie *G*. Spośród wszystkich wygenerowanych symulacji czynników ryzyka inwestycji wyraźnie widać koncentrację wyniku finansowego między 161 a 168 mln zł.

Na rys. 9.4. a), b) przedstawiono histogramy wyników symulacji dla najgorszej i najlepszej lokalizacji. Dla przypadku *Y* większość wyników symulacji zawiera się pomiędzy -55 a -30 mln zł. Natomiast dla przypadku *X* większość wyników zawiera się pomiędzy 540 a 550 mln zł, zatem prawdopodobieństwo uzyskania gorszego wyniku w tej lokalizacji jest stosunkowo niewielkie. Na histogramie dodatkowo odróżniono słupek, w którym zawiera się wynik z wcześniejszych obliczeń analizy efektywności.

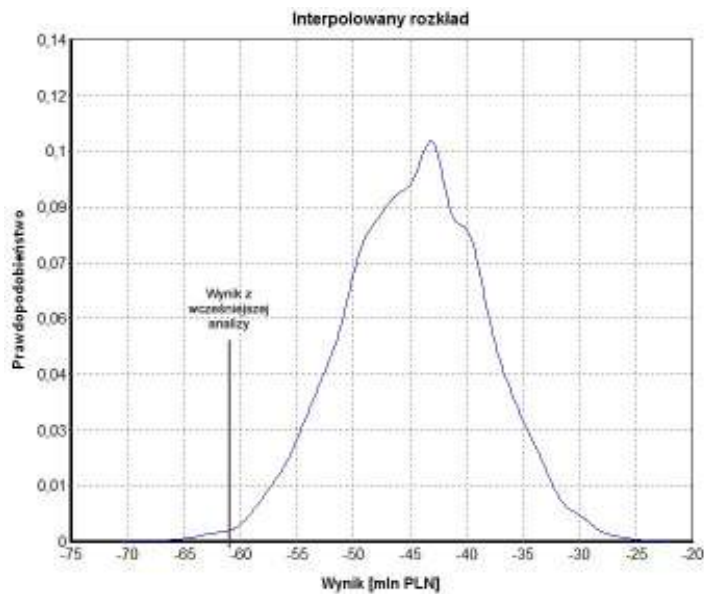
Na wykresie rozkładu (rys. 9.5.) przedstawiono wynik najgorszej lokalizacji, która nie notuje żadnych dodatnich wyników finansowych. Na rozkładzie tym oznaczono także wynik wcześniejszej analizy efektywności, który mieści się w dolnym zakresie rozkładu wyników – jak widać jest dosyć prawdopodobne, że wynik finansowy po 25 latach będzie o kilkanaście milionów wyższy.



Rys. 9.3. Graf wyników symulacji czynników ryzyka metodą Monte Carlo dla inwestycji w elektrownię wiatrową w lokalizacji G



Rys. 9.4. Histogramy wyników symulacji czynników ryzyka dla inwestycji w elektrownię wiatrową: a) w lokalizacji Y, b) w lokalizacji X



Rys. 9.5. Interpolowany rozkład możliwych wyników symulacji czynników ryzyka dla inwestycji w elektrownię wiatrową w lokalizacji Y.

Badania analizy efektywności elektrowni wiatrowej dla zaproponowanych przypadków dały zbliżone wyniki do analizy czynników ryzyka.

Analiza czynników ryzyka dla elektrowni wiatrowej stanowi zatem dobre uzupełnienie analizy efektywności. Zaproponowany model i opracowane na jego podstawie autorskie oprogramowanie *Ryzyko FW 1.3* dają możliwość określenia rozkładu wyniku finansowego elektrowni wiatrowej po 25 latach w zależności od prawdopodobieństwa występowania zdarzeń losowych. Dzięki temu możliwe jest oszacowanie prawdopodobieństwa uzyskania wyniku finansowego znajdującego się w określonym przedziale wartości.

10. Podsumowanie i wnioski

Źródła wiatrowe osiągnęły wysoką dojrzałość techniczną i technologiczną. Wytwórcy zajmują się ich optymalizacją: wzrostem mocy zainstalowanej, spadkiem masy, zastosowaniem większych średnic rotora i wyższych wież. Następuje zmniejszenie ceny odniesionej do jednostki mocy i kosztów produkcji energii elektrycznej.

Efekty ekonomiczne generowane są w dwóch podstawowych obszarach:

- w obrębie elektrowni wiatrowej jako przedsiębiorstwa,
- w systemie elektroenergetycznym, w którym następują zmiany rozpiętości mocy.

Ze względu na przyłączenie do SEE niestabilnego źródła wiatrowego często konieczne są dodatkowe inwestycje związane z modernizacją sieci elektroenergetycznej.

Celem niniejszej pracy było sformułowanie modelu elektrowni wiatrowej funkcjonującej w systemie elektroenergetycznym, na działanie której wpływ mają także regulacje prawne i otoczenie rynkowe. Zaproponowany model umożliwia uwzględnienie różnych scenariuszy gospodarczych podczas eksploatacji elektrowni wiatrowej obejmujących między innymi: zmianę cen energii elektrycznej w czasie, jej sprzedaż na otwartym rynku energii elektrycznej, zmienność przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów, straty energii w procesie produkcyjnym oraz zmienne koszty awarii i remontów.

Praca nie zajmuje się w sposób szczegółowy skutkami powstałymi w systemie elektroenergetycznym, spowodowanymi uruchomieniem elektrowni wiatrowej.

Na podstawie modelu zaimplementowano oprogramowanie autorskie *Farma Wiatrowa 2.5*. Powstałe narzędzie daje możliwość wykonania wielowariantowych analiz funkcji celu dla określonej lokalizacji elektrowni wiatrowej. Zastosowanie modelu przedstawiono w badaniach opisanych w rozdziale 7 i 8. Badania przeprowadzono na podstawie rzeczywistych pomiarów prędkości wiatru i warunków atmosferycznych.

Istotny wkład własny autora to:

1. Sformułowanie ekonometrycznego modelu elektrowni wiatrowej. Opracowany model może wspomóc podejmowanie decyzji o wyborze lokalizacji dla elektrowni wiatrowej. Dzięki zastosowaniu modelu dla każdej lokalizacji z dobrymi warunkami wiatrowymi można wyznaczyć graniczne koszty przyłączenia, przy których utraci się opłacalność inwestowania.
2. Wykonanie komputerowej implementacji modelu w postaci autorskiego oprogramowania *Farma Wiatrowa 2.5* w środowisku *LabView (National Instruments)*. Stworzone narzędzie może wspomagać projektowanie elektrowni wiatrowej oraz wspomagać zarządzanie elektrownią wiatrową poprzez możliwość prognozowania produkcji energii elektrycznej i wyniku finansowego osiąganego przez farmę wiatrową. Oprogramowanie to korzysta z funkcjonalności interaktywnego matematycznego środowiska projektowania *Matlab* i umożliwia eksport wyników symulacji, co może mieć znaczenie dla integracji z dowolnym systemem informatycznym.

3. Wyznaczenie parametrów istotnych dla budowy i eksploatacji elektrowni wiatrowej. W pracy przeprowadzono analizę wrażliwości i dokonano kwantyfikacji parametrów mających duży wpływ na wartość funkcji celu.
4. Przeprowadzenie pomiarów prędkości wiatru. Pomiary zrealizowano na różnych wysokościach: 20, 30 i 40 m nad poziomem terenu w miejscowości Kędzierzyn (województwo opolskie). Do celów pomiarowych wykorzystano trzy stacje meteorologiczne *Professional Remote Weather Station WS-2300* oraz rejestratory danych w postaci komputerów *Dell Optiflex 2800*. Uzyskane wyniki pomiarów wykorzystano w modelu elektrowni wiatrowej oraz podczas analizy prędkości na różnych wysokościach.
5. Zweryfikowanie wpływu wysokości na prędkość wiatru. Na podstawie publikacji i własnych pomiarów potwierdzono wzrost prędkości wiatru wraz z wysokością. Zdefiniowano współczynnik wysokości K_h zależny od klasy szorstkości terenu. Dzięki współczynnikowi wysokości istnieje możliwość przeliczenia wartości otrzymanych wyników pomiarów prędkości wiatru z wysokości niższej na wartość odpowiadającą wysokości montażu gondoli turbozespołu wiatrowego.
6. Przeprowadzenie wielowariantowych analiz efektywności elektrowni wiatrowej w oparciu o rzeczywiste pomiary prędkości wiatru oraz w oparciu o pomiary wygenerowane przez generatory losowe na podstawie dobranych rozkładów. Symulacje miały na celu określenie wielkości wpływu poszczególnych parametrów na wynik finansowy uzyskiwany przez farmę wiatrową. Symulacje umożliwiły także określenie wyniku finansowego elektrowni wiatrowej w wybranych hipotetycznych warunkach rynkowych.
7. Dokonanie oceny ilościowej i jakościowej określonej lokalizacji. W ramach oceny przeprowadzono badania dotyczące możliwości wykorzystania turbozespołów używanych oraz wpływu ilości siłowni wiatrowych na wartość funkcji celu.
8. Przeprowadzenie analizy ryzyka z wykorzystaniem metody Monte Carlo jako prostej i przejrzystej, umożliwiającej łatwe modyfikowanie generatorów losowych. Analiza ryzyka jako uzupełnienie analizy efektywności umożliwia określenie niepewności wyniku finansowego w zależności od gęstości prawdopodobieństwa występowania zdarzeń losowych, takich jak: awarie i przestoje, naprawy serwisowe, katastrofy oraz zmienność cen i zmienność produkcji energii elektrycznej.

Wobec powyższych, w wyniku zastosowania modelu, teza pracy: „Model elektrowni wiatrowej uwzględniający warunki techniczne oraz rynkowe może być wykorzystany do wspomaganie wyboru lokalizacji oraz eksploatacji elektrowni wiatrowej funkcjonującej w systemie elektroenergetycznym” została udowodniona.

Weryfikacja postawionych tez oraz przeprowadzone badania zaowocowały wnioskami i wskazówkami w zakresie polskiej energetyki wiatrowej:

1. Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną niesie ze sobą konieczność powstawania nowych źródeł energii lub modernizacji istniejących. Coraz większego znaczenia nabierają proekologiczne, niskoemisyjne odnawialne źródła energii, wśród nich energetyka wiatrowa.
2. Wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na świecie jest znaczący. Największą dynamikę wzrostu produkcji energii pochodzącej z wiatru wykazują Stany Zjednoczone i Chiny. Polska energetyka wiatrowa stanowi jedynie niecałe 0,8% europejskiej energetyki wiatrowej.
3. Problemy z dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce związane są przede wszystkim z ograniczonymi możliwościami przyłączenia dużych farm wiatrowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Zdolność przyjęcia określonej mocy ze źródeł wiatrowych bez istotnych inwestycji (gościnność systemu) może dochodzić w Polsce do 20% mocy zainstalowanych w systemie.
4. Małe elektrownie wiatrowe (do 2 MW) można przyłączać do sieci średnich napięć. Mniejsze opłaty przyłączeniowe zwiększają opłacalność inwestycji i powodują rozwój rynku turbozespołów używanych. Urządzenia o starszej konstrukcji mogą negatywnie wpływać na jakość energii elektrycznej.
5. Polska jest obszarem stosowania źródeł wiatrowych nie wnosząc istotnego wkładu w rozwój ich konstrukcji. Podstawowe znaczenie dla polskiej energetyki wiatrowej ma zatem optymalne ich stosowanie i wykorzystanie. Optymalizacja wyboru lokalizacji i eksploatacji elektrowni wiatrowych dotyczy efektów ekonomicznych.
6. Oficjalna polska mapa wiatrów [Lor05, Imigw] wymaga rewizji, ponieważ dotyczy pomiarów przebiegu prędkości wiatru na wysokości 10 i 30 m nad poziomem terenu. Mapa określa tylko nieliczne obszary Polski jako atrakcyjne dla energetyki wiatrowej.
7. Istnieje możliwość wykorzystania zdecydowanej większości miejsc dla lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie Polski pod warunkiem odpowiedniego doboru konstrukcji turbin. Związane jest to przede wszystkim z postępem technologicznym, a w szczególności ze zwiększeniem mocy nominalnej turbozespołów oraz ze zwiększeniem wysokości masztów, która obecnie przekracza 100 m.
8. Polska jest krajem, w którym można - ze względów topologicznych - wykorzystywać energię wiatru w podobnym stopniu jak w Niemczech. Główne ograniczenie techniczne stanowią sieci elektroenergetyczne. Budowa elektrowni wiatrowych wymaga optymalizacji lokalizacji nie tylko ze względu na dobre warunki wiatrowe, ale także ze względu na możliwość przyłączenia do systemu elektroenergetycznego, bez konieczności ponoszenia dodatkowych nakładów na modernizację sieci.

9. Niemożliwa jest prosta identyfikacja stanowiska elektrowni wiatrowej na podstawie samych pomiarów prędkości wiatru. Istnieje wiele czynników nie związanych z warunkami meteorologicznymi, a mających znaczący wpływ na wynik finansowy generowany przez elektrownię wiatrową. Należą do nich: warunki odbioru energii elektrycznej, infrastruktura lokalna, rynek finansowy, regulacje prawne.
10. Każda lokalizacja wymaga:
 - indywidualnych badań przebiegu prędkości wiatru w okresie co najmniej 1 roku,
 - indywidualnej oceny zarówno potencjału energetycznego, jak i warunków techniczno- ekonomicznych.
11. Ze względu na stochastyczność źródeł wiatrowych powstaje problem internalizacji kosztów zewnętrznych spowodowanych koniecznością rezerwowania mocy w systemie elektroenergetycznym w innych technologiach.
12. Na poziomie ekonomicznym państwo, w oparciu o regulacje prawne, przejmuje na siebie obowiązek zapewnienia racjonalności ekonomicznej funkcjonowania źródła wiatrowego poprzez szczególne warunki odbioru energii odnawialnej oraz poprzez mechanizm wsparcia w postaci zielonych certyfikatów.
13. Towarowa Giełda Energii umożliwia grę rynkową związaną ze sprzedażą energii na Rynku Dnia Następnego. TGE stwarza także przesłanki dla opłacalności procesów akumulowania energii i określenia kosztu granicznego nowej technologii.
14. Zaproponowany przez autora model elektrowni wiatrowej oraz jego komputerowa implementacja pozwalają na wykonanie krótkoterminowych prognoz ilości sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii. Umożliwia to prowadzenie gry rynkowej w trakcie eksploatacji farmy wiatrowej celem zwiększenia efektu ekonomicznego inwestycji.
15. Projektowanie każdej elektrowni wiatrowej wymaga indywidualnego podejścia w zakresie optymalizacji lokalizacji i właściwego zwymiarowania farmy wiatrowej. Opracowany model i oprogramowanie - w ocenie autora - umożliwiają racjonalną ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej w polskich warunkach ekonomicznych. Ocena ta stwarza przesłankę do działań na rzecz optymalnego wyboru rozwiązań technicznych elektrowni wiatrowej.
16. Zaproponowany model jest elastyczny, otwarty i skalowalny. Przeprowadzone symulacje i wyniki analiz potwierdzają, że model oraz autorskie oprogramowanie *Farma Wiatrowa 2.5*, mogą znaleźć komercyjne zastosowanie w lokalnej i krajowej energetyce wiatrowej.

11. Kierunki dalszych badań

W przyszłości dalsze badania powinny obejmować 3 kierunki:

- dalszy rozwój modeli ekonometrycznych i analizy ryzyka w elektrowniach wiatrowych, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów zewnętrznych,
- analizę jakości energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wiatrowych, z rozróżnieniem turbozespołów nowych i używanych,
- problemy integracji teleinformatycznej elektrowni wiatrowej w obrębie:
 - a) przedsiębiorstwa,
 - b) węzła sieciowego,
 - c) Krajowego Systemu Energetycznego.

W ramach przyszłych prac nad ekonometrycznym modelem elektrowni wiatrowej planuje się uzupełnienie go o kolejne moduły obejmujące następujące zagadnienia:

- archiwizacja danych historycznych i ich obróbka statystyczna,
- powiązanie komputerowej implementacji modelu ze zintegrowanym systemem informatycznym przedsiębiorstwa,
- wnioskowanie w oparciu o logikę rozmytą (ang. *fuzzy logic*) i system ekspercki,
- monitorowanie awarii i przestojów serwisowych.

Powiązanie oprogramowania symulacyjnego zbudowanego w oparciu o model farmy wiatrowej z systemem informatycznym przedsiębiorstwa posiadającego elektrownię wiatrową powinno odbywać się za pomocą modułu komunikacyjnego. Moduł ten służyć powinien uniwersalnej wymianie danych pomiędzy oprogramowaniem *Farma Wiatrowa 2.5*, a oprogramowaniem przedsiębiorstwa przy zastosowaniu pliku wymiany danych. Komunikacja powinna odbywać się dwustronnie: w kierunku oprogramowania przedsiębiorstwa przesyłane są wyniki dowolnych symulacji krótko- lub długookresowych, wnioskowanie o wielkości produkcji i sposobie sprzedaży energii elektrycznej (giełda, umowa) oraz dane dotyczące statystyk awaryjności i przeglądów okresowych. W drugą stronę natomiast przesyłane są dane dotyczące faktycznej produkcji energii elektrycznej, generowanych przychodów i kosztów w wybranym okresie. Na tym etapie trudno określić w jakiej technologii miałyby być zrealizowany uniwersalny system wymiany danych, ponieważ w znacznej mierze zależy to od zintegrowanego informatycznego systemu przedsiębiorstwa.

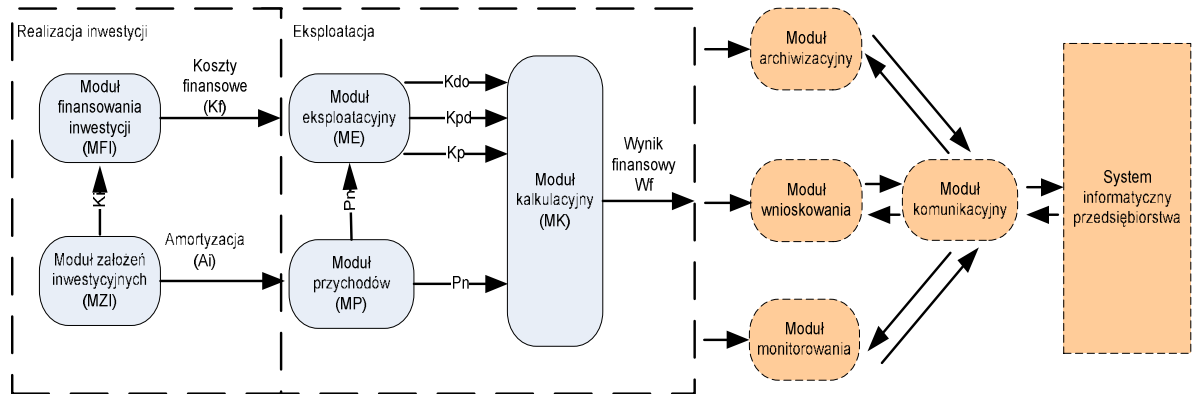
Zarówno dane historyczne o faktycznej sprzedaży energii elektrycznej, jak i dane symulacyjne dotyczące wybranego okresu z przeszłości będą przechowywane w module archiwizacyjnym. Moduł ten umożliwi porównanie symulacji z faktyczną produkcją (wskazując dokładność trafności prognoz) oraz umożliwi statystyczną analizę danych historycznych szczególnie w zakresie przebiegów prędkości wiatru.

Za statystyki awaryjności i przeglądów okresowych odpowiedzialny będzie moduł monitorowania, w którym przechowywane będą informacje o każdym turbozespole. Moduł ten będzie wspierał planowanie remontów oraz planowanie kosztów działalności operacyjnej przedsiębiorstwa.

Moduł wnioskowania zawierać powinien regulator rozmyty, który zdefiniowany jest za pomocą wielu zmiennych lingwistycznych doskonale opisujących zjawiska stochastyczne i niepewne. Moduł ten dodatkowo wyposażony w system ekspercki wspierałby wnioskowanie w oparciu o prognozy oraz dane historyczne. Wnioskowanie polegać powinno na określeniu

wielkości przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej z uwzględnieniem różnych rynków zbytu i różnego poziomu cen.

Koncepcję uzupełnienia modelu elektrowni wiatrowej o dodatkowe moduły przedstawia rys. 11.1.



Rys. 11.1. Koncepcja uzupełnienia modelu elektrowni wiatrowej o dodatkowe moduły.
Źródło: opracowanie własne

12. Literatura

12.1. Publikacje

- [AbX00] Abdin E., Xu W.: *Control Design and Dynamic Performance Analysis of a Wind Turbine- Induction Generator Unit*, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2000.
- [Ack04] Ackermann T.: *Distributed Resources in a Re- regulated Market*, PhD thesis, Department of Electrical Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2004.
- [Ack05] Ackermann T.: *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology, Stockholm 2005.
- [Akh03] Akhmatov V.: *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, PhD thesis, Technical University of Denmark, Denmark 2003.
- [AkK99] Akhmatov V., Knudsen H.: *Dynamic Modeling of Windmills*, Conference: International Power System Transients, Budapest, Hungary 1999.
- [Are06] Agencja Rynku Energii SA, 2006, *Informacja statystyczna o energii elektrycznej*, Biuletyn miesięczny, nr 5 (149), Warszawa 2006.
- [Awe08] American Wind Energy Association: *Second Quarter 2008 Market Report*, AWEA, USA 2008.
- [Awe92] American Wind Energy Association: *Energy and Emission Balance Favours Wind*, Wind Energy Weekly number 521, AWEA, USA 1992.
- [Ban05] Bandzül W.: *Energetyka wiatrowa w Polsce*, Elektroenergetyka nr 3/2005, Warszawa 2005.
- [BaR08] Bartodziej G., Radziewicz W.: *Narzędzia do identyfikacji stanowiska elektrowni wiatrowej*, Energetyka 10/2008, Warszawa 2008.
- [BaT08] Bartodziej G., Tomaszewski M.: *Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne*, Wydawnictwo Federacji Stowarzyszeń Naukowo- Technicznych Energetyka i Środowisko, Warszawa 2008.
- [Bed08] Bednarska A.: *Europejskie plany poprawy efektywności energetycznej*, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, 1/2008, Warszawa 2008.
- [Bęb08] Bęben R.: *Czy elektrownia wiatrowa jest inwestycją celu publicznego?*, Wydział Zarządzania Uniwersytetu Gdańskiego, <http://www.cire.pl>, 2008.
- [Boc07] Boczar T.: *Energia wiatrowa. Aktualne możliwości wykorzystania.*, PAK, Warszawa 2007.

- [BSJ01] Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E.: *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons Ltd, England, 2001.
- [BuK80] Bukowski J., Kijowski P.: *Kurs mechaniki płynów*, PWN, Warszawa 1980.
- [Cha04] Charun H.: *Podstawy gospodarki energetycznej- część I*, Politechnika Koszalińska, Koszalin 2004.
- [ChW06] Chwieruta S., Waszkielewicz W.: *Zarządzanie ryzykiem w polskich zakładach ubezpieczeń*, Nowoczesne metody i techniki w zarządzaniu, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo – Dydaktyczne, Kraków, 2006.
- [Chy99] Chyliński A.: *Metoda Monte Carlo w bankowości*, Twigger S.A., Warszawa 1999.
- [CoP04] Courault J., de Preville G.: *Integration of Offshore Wind Farm in the Power System*, Conseil International des Grands Reseaux Electriques 2004 (CIGRE'04), Paris, France 2004.
- [CPr03] Cotrell J., Pratt W.: *Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems*, Report TP-500-34648, National Renewable Energy Laboratory, USA 2003.
- [Dea96] Danish Energy Agency: *Energy 21: The Danish Government's Action Plan*, DEA, Denmark 1996.
- [Doe03] U.S. Department of Energy, *International Energy Outlook 2003*, Energy Information Administration, Washington DC 2003.
- [Dpe01] Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych, Bruksela, 2001.
- [DPF00] Dubois M. R., Polinder H., Ferreira J. A.: *Comparison of Generator Topologies for Direct-drive Wind Turbines*, Nordic Workshop of Power and Industrial Electronics, IEEE, New York 2000.
- [Dre06] Dreżewski J.: *Czerwone certyfikaty- mechanizm wsparcia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła*, Wokół Energetyki, 2/2006, Poznań 2006.
- [Due90] Dyrektywa Unii Europejskiej nr 90/377/EEC w sprawie przejrzystości cen gazu i energii elektrycznej.
- [Due96] Dyrektywa Unii Europejskiej nr 96/92/EC w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (w skrócie Dyrektywa IEM).
- [End04] Ender C.: *Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland- Stand 31.12.2003*, DEWI Magazin Number 24, Germany 2004.
- [Fdu08] Federalny Dziennik Ustaw z 2008 r. część I nr 49, wydany w Bonn dnia 31 września 2008 r., *Ustawa o nowelizacji prawa o energiach odnawialnych w dziedzinie energii elektrycznej i zmianach związanych nią przepisów*, Bonn 2008.

- [Fis81] Fishman G.: *Symulacja komputerowa- pojęcia i metody*, PWE, Warszawa 1981.
- [Fla04] Flaga A.: *Nowe trendy w inżynierii wiatrowej i aerodynamice budowli*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2004.
- [Fla08] Flaga A.: *Inżynieria wiatrowa. Podstawy i zastosowania*, Wydawnictwo „Arkady”, Warszawa 2008.
- [Fla83] Flaga A.: *Analiza wzdłużnego poprzecznego i skrętnego oddziaływania wiatru na smukłe budowle inżynierskie w ujęciu stochastycznym*, monografia 22, Politechnika Krakowska, Kraków 1983.
- [Fla85] Flaga A.: *Analiza obciążenia poprzecznego wiatrem spowodowanego fluktuacjami kierunku wiatru*, Inżynieria i budownictwo, 7- 8, 1985.
- [Fla95] Flaga A.: *Inżynieria wiatrowa- perspektywy działań w ujęciu systemowym*, Inżynieria i Budownictwo, 9, 1995.
- [FIS94] Flaga A., Sidor A.: *Zjawiska dyskomfortu wywołane oddziaływaniem wiatru na ludzi w strefach zabudowanych*, WŚBL, Lublin 1994.
- [FLW01] Focken U., Lange M., Waldl H.: *Previento- A Wind Power Prediction System with an Innovative Upscaling Algorithm*, 2001 European Wind Energy Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark 2001.
- [Fpdś] Fundacja Partnerstwo dla Środowiska, *Zintegrowane podejście do wykorzystania odpadów drzewnych do produkcji energii cieplnej w Polsce*, <http://www.epce.org.pl>
- [GaT02] Gasch R., Twele J.: *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, James and James, London, Great Britain 2002.
- [Gel03] Geller H.: *Energy revolution: policies for a sustainable future*. RIO3, World Climate & Energy Event. Rio de Janeiro, 2003.
- [GKS06] Gumuła S., Knap T., Strzelczyk P., Szczerba Z.: *Energetyka wiatrowa*, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo- Dydaktyczne, AGH, Kraków 2006.
- [GłM99] Gładys H., Matla R.: *Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 1999.
- [Głu08] Głuszak A.: *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju w perspektywie operatora systemu przesyłowego*. Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008- 2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii- różne scenariusze rozwoju energetyki. Komitet Problemów Energetyki PAN, Warszawa, czerwiec 2008.
- [Goi98] Government of India: *Wind Power Development in India: Towards Global Leadership*, Ministry of Non- conventional Energy Sources, Delhi, India 1998.
- [Gut87] Gutenbaum J.: *Modelowanie matematyczne systemów*, PWN, Warszawa, Łódź 1987.

- [GuW08] Gumuła S., Woźniak A.: *Jak określić stopień wykorzystania mocy elektrowni wiatrowej?*, Czysta Energia 1/2008, Warszawa 2008.
- [Han05] Hansen A. D.: *Generators and Power Electronics for Wind Turbines*, Wind Power in Power Systems, Royal Institute of Technology, Stockholm 2005.
- [HNG02] Holttinen H., Nielsen T., Giebel G.: *Wind Energy in the Liberalized Market-Forecast Errors in a Day Ahead Market Compared to a More Flexible Market Mechanism*, Second International Symposium on Distributed Generation, Stockholm, Sweden 2002.
- [Hry02] Hryniewicz A.: *Energia: wyzwanie XXI wieku*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jagiellońskiego, Kraków 2002.
- [HSJ01] Hansen A., Sorensen P., Janosi L., Bech J.: *Wind Farm Modelling for Power Quality*, Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), Denver, USA 2001.
- [Jac94] Jaczewski M.: *Wybrane metody ekonomiczne oceny inwestycji w elektroenergetyce*, Energetyka nr 6, 1994.
- [Jaj09] Jajuga K.: *Zarządzanie ryzykiem*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2009.
- [JaP06] Janiczek R., Przygodzki M.: *Rozproszone źródła energii w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2006.
- [Jas07] Jastrzębska G.: *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, WNT, Warszawa 2007.
- [JaW04] Jabłoński W., Wnuk J.: *Odnawialne źródła energii w polityce energetycznej Unii Europejskiej i Polski*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Sosnowcu, Sosnowiec 2004.
- [JSi07] Jachna T., Sierpińska M.: *Metody podejmowania decyzji finansowych. Analiza przykładów i przypadków*, Wydawnictwo PWN, Warszawa 2007.
- [Kam99] Kamrat W.: *Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii*, Politechnika Gdańska, Gdańsk 1999.
- [Lar02] Larson A.: *Flicker Emission of Wind Turbines Caused by Switching Operations*, IEEE Transactions on Energy Conversion 17, 2002.
- [Lau99] Laudyn D.: *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
- [Lew07] Lewandowski W.: *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007.
- [LJG00] Lanberg L., Joensen A., Giebel G., Madsen H., Nielsen T.: *Zephyr: The Short-term Prediction Models*, Conference and Exhibition: Wind Power for the 21st Century, Kassel, Germany 2000.
- [Lor05] Lorenc H.: *Atlas Klimatu Polski*, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2005.

- [Lor92] Lorenc H.: *Zasoby wiatru w Polsce*, Materiały badawcze IGIMW, Seria Meteorologia 18, Warszawa 1992.
- [Lub06] Lubośny Z.: *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwa Naukowo- Techniczne, Warszawa 2006.
- [Lub08] Lubińska M.: *Odnawialne Źródła Energii w świetle przepisów prawa*, Energia Gigawat, nr 10/2008, Warszawa 2008.
- [Lub09] Lubośny Z.: *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwa Naukowo- Techniczne, Warszawa 2009.
- [MaT01] Manikowski A., Tarapaty Z.: *Ocena projektów gospodarczych. Część I. Modele i metody*, Difin, Warszawa 2001.
- [Mgo07] Ministerstwo Gospodarki, *Założenia do ustawy o efektywności energetycznej*, Departament Energetyki, Warszawa lipiec 2007,
- [Mgo08] Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski- Strategia do 2030 roku*, Warszawa 2008.
- [Mgo09] Ministerstwo Gospodarki, *Prognoza oddziaływania polityki energetycznej na środowisko*, Załącznik nr 4 do projektu „Polityki energetycznej Polski do roku 2030” z dnia 5 marca 2009 r., Warszawa 2009.
- [Mgp04] Ministerstwo Gospodarki i Pracy, *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, Warszawa, 2004.
- [Mil02] Milligan M.: *Modelling Utility- Scale Wind Power Plants, Part 2: Capacity Credit*, Raport TP-500-29701, National Renewable Energy Laboratory, USA 2002.
- [MMR02] Manwell J., McGowan J., Rogers A.: *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*, University of Massachusetts, Amherst, USA, 2002.
- [Mol08] Molenda J.: *Polityka energetyczna*, tom 11, zeszyt 2, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków 2008.
- [MPP02] Milligan M., Porter K., Parsons B., Caldwell J.: *Wind Energy and Power System Operations: A Survey of Current Research and Regulatory Action*, The Electricity Journal, USA, March 2002.
- [MuP95] Munksgaard J, Pedrsen M, Pedersen J.: *Economic Value of Wind Power-Report 1*, Amternes of Kommunernes Forskningsinstitut, Copenhagen, Denmark 1995.
- [Nie96] Nielsen F.: *Wind Turbines and the Landscape: Architecture and Aesthetics* Development Programme for Renewable Energy of the Danish Energy Agency, Denmark 1996.
- [OIW04] Oleśkiewicz- Popiel Cz., Wojtkowiak J.: *Wpływ temperatury, ciśnienia i wilgotności na gęstość i lepkość powietrza*, Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja nr1/2004, Warszawa 2004.
- [Pau08] Pauwels, *Slim transformer inside the world's highest wind turbine*, Prospekt firmy Pauwels, 2008.

- [Pdp08] Projekt Dyrektywy KOM(2008)19 /wersja ostateczna/ w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych z dnia 23 stycznia 2008r., Bruksela, 2008.
- [PGR02] Pasqualetti M., Gipe P., Richter R.: *Wind Power in View- Energy Landscapes in a Crowded World*, Academic Press, San Diego, USA 2002.
- [Pop08] Popczyk J.: *Rynek i innowacyjność- dwa współczesne filary zarządzania bezpieczeństwem energetycznym. Klaster 3x20. Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008- 2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii- różne scenariusze rozwoju energetyki*. Komitet Problemów Energetyki PAN, Warszawa, czerwiec 2008.
- [Pop09] Popczyk J.: *Rynkowe mechanizmy zarządzania bezpieczeństwem energetycznym (w tendencji). Wybrane pojęcia i definicje*. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [Pse09] Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.: *Koncepcja rozwiązań w zakresie zgłaszania na Rynku Bilansującym Transakcji handlowych zawieranych na rynkach dnia bieżącego*, spotkanie konsultacyjne Konstancin-Jeziorna, marzec 2009.
- [Rad08a] Radzewicz W. *Sale of Electric Energy Produced in Wind Power Plant on the Commodity Energy Market*, Zeszyty Naukowe Politechniki Opolskiej nr 323/2003, Elektryka z. 60, Forum Energetyków GRE 2008, Szczyrk 2008,
- [Rad08b] Radzewicz W. *Powierzchniowa gęstość mocy w elektrowni wiatrowej*, Zeszyty Naukowe Politechniki Opolskiej, Elektryka nr 326/2008, z 61, II Środowiskowe Warsztaty Doktorantów Politechniki Opolskiej, Jarnołtówek 2008.
- [Rad09] Radzewicz W.: *Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej w zależności od potencjału wiatru na różnych wysokościach*, XII Konferencja Komputerowo Zintegrowane Zarządzanie, Zakopane, 2009.
- [RaR09] Radzewicz W., Ruszczak B.: *Analiza ryzyka w elektrowni wiatrowej*, Nowa Energia 11/2009, Warszawa 2009,
- [RaT86] Rajski J., Tyszer J.: *Modelowanie i symulacja cyfrowa*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1986.
- [Ret00] RETScreen: *Pre-feasibility Analysis Software*, CANMET Energy Diversification Research Laboratory (CEDRL), Canada 2000.
- [Ric96] Richter R.: *Wind Energy in America: A History*, University of Oklahoma Press, USA 1996.
- [Rmg04] Rozporządzenie Ministra Gospodarki Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonego w odnawialnych źródłach energii , DZ.U. z 2004 r. , Nr 267, poz. 2656.
- [Rmg08] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U.2008.156.969).

- [Rok07] Rok T.: *Obecne i przewidywane systemy certyfikatów w elektroenergetyce*, Energetyka 7/2007, Warszawa 2007.
- [Ros03] Rosas P.: *Dynamic Influence of Wind Power on the Power System*, Orsted Danmarks Tekniske Universitet, Lyngby, Denmark 2003.
- [RTo08] Radziewicz W., Tomaszewski M.: *Techniczno- ekonomiczny model farmy wiatrowej*, XI Konferencja Komputerowo Zintegrowane Zarządzanie, Zakopane, 2008.
- [Rus09a] Ruszczak B.: *Komputerowa symulacja procesów związanych z ryzykiem przy wykorzystaniu środowiska ADONIS*, Komputerowo Zintegrowane Zarządzanie, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Opole, 2009.
- [Rus09b] Ruszczak B.: *Symulacja czynników ryzyka inwestycji w sektorze energetycznym*, Komputerowo Zintegrowane Zarządzanie, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Opole, 2009.
- [Ser07] Serewa M.: *Metodyka zarządzania ryzykiem organizacyjnym przez jednostki administracji publicznej*, Zarządzanie Przedsiębiorstwem, Nr 2/2007, Opole 2007.
- [ShD03] Shirazi M., Drouilhet S.: *Analysis of the Performance Benefits of Short- term Energy Storage in Wind- Diesel Hybrid Power System*, Report CP-440-22108, National Renewable Energy Laboratory, USA 2003.
- [SLV04] Sassnick Y., Luter M., Voelzke R.: *Influence of Increased Wind Energy Infeed on the Transmission Network*, Conseil International des Grands Reseaux Electriques 2004, Paryż 2004.
- [Sob02] Sobolewski M.: *Sektor energetyczny wobec akcesji do Unii Europejskiej*, Kancelaria Sejmu Biuro Studiów Ekspertyz, nr 943, Warszawa 2002.
- [Sol94] Soliński I.: *Prognozy kosztów i konkurencyjność odnawialnych i nieodnawialnych nośników energii w polskich warunkach*, Seminarium IBMER, Warszawa 1994.
- [Sol97a] Soliński I.: *Ocena zasobów energii wiatru i efektywnego ich wykorzystania w rejonie Przełęczy Dukielskiej*, Seminarium nt. „Problemy wykorzystania energii geotermalnej i wiatrowej w Polsce”, Wydawnictwo CPPGSMiE PAN, Kraków 1997.
- [Sol97b] Soliński I.: *Aspekty ekonomiczne wykorzystania energii wiatru w południowo-wschodnim rejonie Polski*, IV Konferencja „Mała Energetyka- ‘97”, Zakopane 1997.
- [Sol99a] Soliński I.: *Energetyczne i ekonomiczne aspekty wykorzystania energii wiatrowej*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków 1999.
- [Sol99b] Soliński I.: *Elektrownie wiatrowe „RYMANÓW”. Wyniki badań i analiz*, Konferencja nt. „Wykorzystanie wiatru do produkcji energii elektrycznej w warunkach Beskidu Niskiego i województwa Podkarpackiego”, Rymanów 1999.
- [SoS04] Soliński B., Soliński I.: *Energetyka wiatrowa w Polsce*, Polityka Energetyczna, t. 7 z. 1, 2004.
- [SSR05] Soliński B., Soliński I., Ransz R.: *Stan rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Unii Europejskiej*, Kwartalnik AGH, R. 29, z. 4, Kraków 2005.

- [Suł07] Sułkowski T.: *Rezerwowe i bezprzerwowe zasilanie w energię elektryczną-urządzenia i układy*, Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP, Warszawa 2007.
- [Sza00] Szablewski A.: *Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, ELIPSA, Warszawa 2000.
- [Tan01] Tande J.: *Wind Power in Distribution Grids- Impact on Voltage Conditions*, Independent Research Organization in Scandinavia (SINTEF), Energy Research TR A5330, Norway 2001.
- [Tge08] Raport miesięczny- grudzień 2007, Towarowa Giełda Energii SA, Warszawa 2008.
- [Tge09] Towarowa Giełda Energii, biuletyn informacyjny: *Rynek praw majątkowych*, Warszawa 2009.
- [Tocz02] Toczyłowski E.: *Optymalizacja procesów rynkowych przy ograniczeniach*, Akademicka Oficyna Wydawnicza EXIT, Warszawa 2002
- [Tom05] Tomaszewski M.: *Model przedsiębiorstwa dystrybucyjnego działającego na otwartym rynku energii elektrycznej*, Politechnika Opolska, Opole 2005.
- [TRA00] Tande J., Relakis G., Alejandro O.: *Synchronisation of Wind Turbines*, European Wind Energy Association, WIP- Renewale Energies, Kassel, Germany 2000.
- [Unp04] Ustawa z dnia 20 kwietnia 2004 r. o Narodowym Planie Rozwoju Dz. U. 2004 nr 116, poz. 1206.
- [Upe97] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne (Dz.U.2006.89.625).
- [Upo91] Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych, Dz. U. z 2000 r. Nr 14, poz. 176, załącznik nr 1: wykaz rocznych stawek amortyzacyjnych.
- [Ura94] Ustawa z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, Dz. U. z 2002 r., Nr 76, poz. 694, ze zm.
- [Ves07] Vestas Wind Systems: *Vestas V80- 2,0 MW*, Denmark 2007.
- [VPS06] Vrtek M., Pumprla O., Szeliga Z.: *Niezawodność produkcji energii z odnawialnych źródeł energii*, Diagnostyka Eksploatacyjno- Remontowa Urządzeń energetycznych. Zagadnienia wybrane, 2006.
- [VSC03] Voelzke R., Sassnick Y., Christl N.: *Integration of Large Scale Wind Farms into Grids, Technical Aspects of Transmission System Design and Grid Control*, 2003 EWEC Conference, Madrid, Spain 2003.
- [WeW00] Weron A., Weron R.: *Giełda energii. Strategie zarządzania ryzykiem*, CIRE, Wrocław 2000.
- [Wie06] Wien F.: *Generacja rozproszona i odnawialne źródła energii. Energetyka wiatrowa*, Jakość Zasilania Inicjatywa Leonardo (LPQI), Listopad 2006.

- [Wiś03] Wiśniewski G.: *Odnawialne źródła energii jako element rozwoju lokalnego*, Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, Warszawa 2003.
- [Zar08] Zarębski T.: *Problemy magazynowania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł*, Energetyka 3/2008, Warszawa 2008.
- [Zer03] Zerka M.: *Strategie na rynkach energii elektrycznej*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2003.

12.2. Odnosiniki internetowe

- [Biom] Serwis informacyjny poświęcony zmianom klimatycznym i odnawialnym źródłom energii, <http://www.biomasa.org>
- [Blcd] BLCD-Mot, <http://www.elektrownie.tanio.net>
- [Cire] Centrum Informacji o Rynku Energii, <http://cire.pl>
- [Eco] Energia- Eco Spółka z o.o., <http://www.energiaeco.pl/zbudowy.html>
- [Enw] Serwis informacyjny o energii wiatru i elektrowniach wiatrowych, <http://energiaziatru.w.interia.pl/historia.htm>
- [Goea] Portal interaktywny Google Earth, <http://earth.google.com/intl/pl>
- [Gus] Główny Urząd Statystyczny, <http://www.stat.gov.pl>
- [Gwec] Global Wind Energy Council, <http://www.gwec.net>
- [Imigw] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, <http://www.imgw.pl>
- [Infor] Portal Prawno- Gospodarczy INFOR, <http://ksiegowosc.infor.pl>
- [Lis] Krzysztof Lis, <http://www.drewnozamiastbenzyny.pl>
- [Mgo] Ministerstwo Gospodarki, <http://www.mg.gov.pl/Gospodarka/Energetyka>
- [Mgzpe] Ministerstwo Gospodarki, Główne założenia programu dla elektroenergetyki, <http://www.mg.gov.pl>
- [Nbp] Narodowy Bank Polski, <http://www.nbp.pl>
- [Nord] Nordpool- największy europejski rynek energii, <http://www.nordpool.com>
- [Osp] Operator Systemu Przesyłowego PSE- Operator SA, <http://www.pse-operator.pl>

-
- [Parka] Przedsiębiorstwo Arka, turbozespoły używane, <http://www.arka.wroclaw.pl>
- [Pdero] Przedsiębiorstwo Dero, sprzedaż i doradztwo w zakresie turbozespołów nowych i używanych, <http://www.elektrownie.org>
- [Pfm] Portal finansowy Monety.pl, <http://www.money.pl>
- [Pge] Polska Grupa Energetyczna SA, <http://www.pgesa.pl/pl/Strony/default.aspx>
- [Pgwnp] Portal Gospodarczy Wirtualny Nowy Przemysł, <http://www.energetyka.wnp.pl>
- [Ppfb] Polski portal finansowy Bankier.pl, <http://www.bankier.pl>
- [Psew] Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, <http://www.psew.pl>
- [Ret] RETScreen International i Ministerstwo Zasobów Naturalnych Kanady, <http://www.retscreen.net/pl/home.php>
- [Seko] Stowarzyszenie Ekonatura, <http://www.ekonatura.org>
- [Stat] Statsoft Sp. z o.o., <http://www.statsoft.pl>
- [Sude] Serwis usługowy dla elektroników, <http://www.elektronikab2b.pl>
- [Taur] Tauron Polska Energia SA, <http://www.tauron-pe.pl>
- [Tge] Towarowa Giełda Energii, <http://www.tge.pl>
- [Toe] Towarzystwo Obrotu Energią, <http://www.toe.pl>
- [Unst] Uniwersytet Stanford, <http://www.stanford.edu>
- [Ure] Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl>
- [Wen] Portal informacyjny Wind Energy News, <http://www.windenergynews.com>
- [Wik] Encyklopedia Wikipedia, <http://www.pl.wikipedia.org>
- [Wnp] Wirtualny Nowy Przemysł, <http://www.wnp.pl>

Dodatek

Tabelaryczne zestawienie danych obliczeniowych

- Tab. 1. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych prognoz zmian średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym
- Tab. 2. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych prognoz zmian wartości średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów
- Tab. 3. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych lokalizacji i różnej średniorocznej prędkości wiatru
- Tab. 4. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy zmiennych kosztach inwestycyjnych związanych z kursem euro, w dniu zakupu turbozespołów wiatrowych
- Tab. 5. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy zastosowaniu rozwiązań technicznych wybranych producentów turbozespołów
- Tab. 6. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla typowych średnic rotora turbozespołu wiatrowego
- Tab. 7. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla zmiennej liczby turbozespołów Vestas V80- 2,0 MW i zmiennych kosztów inwestycyjnych
- Tab. 8. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla wybranych turbozespołów używanych
- Tab. 9. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla masztów turbozespołów o różnych wysokościach h
- Tab. 10. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy równoczesnej zmianie kilku parametrów wejściowych (analiza wielowymiarowa dla różnych wariantów)

Tab. 1. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych prognoz zmian średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy dla ceny energii +3% [mln PLN]	Wynik finansowy dla ceny energii +4% [mln PLN]	Wynik finansowy dla ceny energii +5% [mln PLN]	Wynik finansowy dla ceny energii na podstawie regresji liniowej [mln PLN]	Wynik finansowy stałej ceny energii [mln PLN]
1	-41,674163	-41,674163	-41,674163	-41,674163	-41,676063
2	-50,223338	-50,187874	-50,089717	-50,141645	-50,566894
3	-58,770515	-58,531771	-58,227800	-58,302527	-59,686985
4	-67,250118	-66,694738	-66,068431	-66,162789	-69,290512
5	-75,658145	-74,666440	-73,590510	-73,728563	-79,114256
6	-83,991382	-82,434798	-80,771824	-81,006135	-89,229497
7	-92,246772	-89,988522	-87,589686	-88,001946	-99,681915
8	-100,420153	-97,314584	-94,018401	-94,723233	-110,410286
9	-108,507526	-104,400121	-100,031807	-101,176130	-121,441572
10	-116,505698	-111,231171	-105,602644	-107,367575	-132,783952
11	-124,409745	-117,793313	-110,701294	-113,304678	-144,445825
12	-132,215558	-124,071673	-115,297049	-118,994727	-156,435817
13	-139,919209	-130,050290	-119,357483	-124,445195	-168,762789
14	-147,515690	-135,712123	-122,847824	-129,663737	-181,435837
15	-155,000183	-141,040323	-125,732226	-134,658203	-194,464307
16	-148,351842	-132,454567	-114,930010	-125,912406	-192,696703
17	-141,604444	-123,568164	-103,572723	-116,998817	-191,232746
18	-134,754063	-114,365391	-91,626176	-107,923768	-190,080635
19	-127,795918	-104,829156	-79,053785	-98,694278	-189,248789
20	-120,725919	-94,941518	-65,816579	-89,317539	-188,745856
21	-113,538614	-84,684203	-51,874225	-79,800924	-188,580717
22	-106,229249	-74,038093	-37,184012	-70,151991	-188,805130
23	-94,114485	-58,304974	-17,023102	-55,700736	-184,665434
24	-80,530686	-40,804796	5,315228	-39,796348	-179,555139
25	-66,808129	-22,852447	28,544301	-23,783465	-174,763482

Tab. 2. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych prognoz zmian wartości średniorocznego kursu jednolitego zielonych certyfikatów

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy dla kursu zielonych certyfikatów +2% [mln PLN]	Wynik finansowy dla kursu zielonych certyfikatów +3% [mln PLN]	Wynik finansowy dla kursu zielonych certyfikatów +4% [mln PLN]	Wynik finansowy dla kursu zielonych certyfikatów na podstawie regresji liniowej [mln PLN]	Wynik finansowy stałego kursu zielonych certyfikatów [mln PLN]
1	-41,674163	-41,674163	-41,674163	-41,674163	-41,676063
2	-50,265134	-50,106815	-49,948497	-49,717986	-50,566894
3	-58,772415	-58,289228	-57,803508	-57,300689	-59,686985
4	-67,195656	-66,213451	-65,218579	-64,428889	-69,290512
5	-75,534023	-73,869783	-72,172613	-71,108082	-79,114256
6	-83,787468	-81,249312	-78,643395	-77,344553	-89,229497
7	-91,955467	-88,342014	-84,607606	-83,145379	-99,681915
8	-100,037023	-95,138027	-90,041449	-88,516529	-110,410286
9	-108,032572	-101,627653	-94,919397	-93,464770	-121,441572
10	-116,511397	-107,800100	-99,214824	-97,997041	-132,783952
11	-124,333119	-113,644112	-102,900010	-102,121084	-144,445825
12	-132,068006	-119,148613	-105,946780	-105,843556	-156,435817
13	-139,715295	-124,302075	-108,324609	-109,171927	-168,762789
14	-147,275046	-129,091892	-110,002524	-112,114488	-181,435837
15	-154,746874	-133,506280	-110,947845	-114,678454	-194,464307
16	-148,111357	-124,150585	-98,475974	-103,838792	-192,696703
17	-141,404482	-114,469621	-85,354137	-92,706178	-191,232746
18	-134,626427	-104,451769	-71,552247	-81,286944	-190,080635
19	-127,777028	-94,085580	-57,038851	-69,588109	-189,248789
20	-120,855784	-83,359267	-41,780618	-57,616865	-188,745856
21	-113,863400	-72,260713	-25,743887	-45,381098	-188,580717
22	-106,799739	-60,776955	-8,893125	-32,887853	-188,805130
23	-94,987102	-44,217472	13,486810	-15,467126	-184,665434
24	-81,766986	-25,909396	38,093408	3,531381	-179,555139
25	-68,475820	-7,175823	63,630760	22,763542	-174,763482

Tab. 3. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla różnych lokalizacji i różnej średniorocznej prędkości wiatru

Lata	Rodzaj symulacji					
	Wynik finansowy dla lokalizacji B $V_{\text{śr}}= 5,11$ m/s [mln PLN]	Wynik finansowy dla lokalizacji D $V_{\text{śr}}= 5,38$ m/s [mln PLN]	Wynik finansowy dla lokalizacji Kędzierzyn $V_{\text{śr}}= 2,21$ m/s [mln PLN]	Wynik finansowy dla lokalizacji X $V_{\text{śr}}= 7,25$ m/s [mln PLN]	Wynik finansowy dla lokalizacji Y $V_{\text{śr}}= 5,25$ m/s [mln PLN]	Wynik finansowy dla warunków początkowych $V_{\text{śr}}= 6,25$ m/s [mln PLN]
1	-52,030967	-45,477555	-62,799112	-30,508182	-47,956895	-41,674163
2	-70,517395	-57,077784	-92,600497	-26,665963	-62,162367	-49,277862
3	-88,499502	-67,855615	-122,420207	-21,546112	-75,665778	-55,874560
4	-105,983650	-77,817569	-152,264337	-15,154220	-88,473590	-61,470873
5	-122,975591	-86,969239	-182,138907	-7,494506	-100,591454	-66,072298
6	-139,481610	-95,316909	-212,050200	1,427937	-112,025658	-69,685122
7	-155,508528	-102,867561	-242,004772	11,607146	-122,783119	-72,316419
8	-171,062947	-109,627797	-272,009225	23,037771	-132,870442	-73,972792
9	-186,151258	-115,603847	-302,070215	35,715079	-142,293917	-74,660375
10	-200,780397	-120,802648	-332,194679	49,633449	-151,060480	-74,438218
11	-214,957854	-125,231849	-362,389840	64,786374	-159,177720	-73,443234
12	-228,690538	-128,898200	-392,662875	81,168700	-166,652448	-71,680813
13	-241,985922	-131,809171	-423,021255	98,774373	-173,492135	-69,157006
14	-254,852039	-133,972960	-453,472748	117,596444	-179,704916	-65,878530
15	-267,296361	-135,396876	-484,025092	137,629304	-185,298161	-61,851228
16	-264,424796	-123,341138	-499,110616	171,482764	-176,717054	-44,465289
17	-261,225385	-110,700173	-514,313507	206,532320	-167,648094	-26,344746
18	-257,704362	-97,479953	-529,641993	242,772623	-158,097353	-7,495420
19	-253,868746	-83,687496	-545,104736	280,196653	-148,071849	12,075670
20	-249,725728	-69,329995	-560,710618	318,797219	-137,578774	32,361333
21	-245,282989	-54,415259	-576,468853	358,566198	-126,625890	53,353682
22	-240,547779	-38,950409	-592,388658	399,496783	-115,220364	75,045673
23	-230,850095	-18,265442	-602,704597	446,258977	-98,692195	102,107310
24	-219,539431	4,290017	-611,551585	495,502841	-80,390959	131,188890
25	-207,960122	27,371766	-620,589555	545,884487	-61,660906	160,946288

Tab. 4. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy zmiennych kosztach inwestycyjnych związanych z kursem euro, w dniu zakupu turbozespołów wiatrowych

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy przy średnim kursie euro= 3,5166 zł [mln PLN]	Wynik finansowy przy średnim kursie euro= 3,7829 zł [mln PLN]	Wynik finansowy przy średnim kursie euro= 4,0503 zł [mln PLN]	Wynik finansowy przy średnim kursie euro= 4,9737 zł [mln PLN]	Wynik finansowy przy średnim kursie euro= 4,3998 zł [mln PLN]
1	-32,136139	-35,011366	-37,898470	-47,868372	-41,674163
2	-35,488631	-39,645380	-43,819299	-58,232901	-49,277862
3	-37,820201	-43,262669	-48,727617	-67,599470	-55,874560
4	-39,137116	-45,869603	-52,629901	-75,974921	-61,470873
5	-39,444517	-47,471434	-55,531507	-83,364983	-66,072298
6	-38,880601	-48,074189	-57,438577	-89,776180	-69,685122
7	-37,509200	-47,758689	-58,358036	-95,215830	-72,316419
8	-35,335353	-46,644588	-58,308059	-99,690785	-73,972792
9	-32,363708	-44,736633	-57,468186	-103,207436	-74,660375
10	-28,599560	-42,040214	-55,843907	-105,772983	-74,438218
11	-24,048844	-38,561370	-53,441362	-107,395437	-73,443234
12	-18,716609	-34,305251	-50,265805	-108,081730	-71,680813
13	-12,608553	-29,277664	-46,323149	-107,885616	-69,157006
14	-5,731032	-23,485070	-41,619966	-106,944441	-65,878530
15	1,910481	-16,933058	-36,161954	-105,264290	-61,851228
16	20,899765	1,572899	-18,141319	-88,919599	-44,465289
17	40,639585	20,824590	0,620226	-71,850652	-26,344746
18	61,124521	40,816473	20,117019	-54,063529	-7,495420
19	82,347962	61,541815	40,342203	-35,565512	12,075670
20	104,303133	82,993715	61,288753	-16,364066	32,361333
21	126,982579	105,164587	82,948951	3,532644	53,353682
22	150,379695	128,047694	105,315927	24,117289	75,045673
23	178,413602	155,788512	132,762444	50,547511	102,107310
24	208,271727	185,412548	162,151425	79,124785	131,188890
25	238,825083	215,725964	192,223909	108,365270	160,946288

Tab. 5. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy zastosowaniu rozwiązań technicznych wybranych producentów turbozespołów

Lata	Rodzaj symulacji									
	Wynik finansowy dla Vestas V90 2,0 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla GE 2.5 2,5 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Enercon E82 2,0 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Gamesa G87 2,0 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Sulzon S.88 2,1 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla MWT92 2,4 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla SWT 83 2,3 MW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Vestas V80 2,0 MW [mln PLN]		
1	-36,081453	-36,585288	-40,465190	-38,145326	-39,314528	-40,510471	-38,366663	-41,674163		
2	-37,808440	-38,841696	-46,798523	-42,040991	-44,438768	-46,891384	-42,494904	-49,277862		
3	-38,256977	-39,844108	-52,066176	-44,758379	-48,441479	-52,208816	-45,455611	-55,874560		
4	-37,590218	-39,645785	-56,274795	-46,304193	-51,329336	-56,469410	-47,255481	-61,470873		
5	-35,897727	-38,441538	-59,429848	-46,683842	-53,107778	-59,678636	-47,899930	-66,072298		
6	-33,184594	-36,236457	-61,537620	-46,051857	-53,783089	-61,842778	-47,491134	-69,685122		
7	-29,456662	-33,036375	-62,605215	-44,486171	-53,442334	-62,968941	-46,157335	-72,316419		
8	-24,719279	-28,846641	-62,639237	-41,992134	-52,219171	-63,063727	-43,903881	-73,972792		
9	-18,977303	-23,672121	-61,834546	-38,574643	-50,118520	-62,310035	-40,735676	-74,660375		
10	-12,236354	-17,518436	-60,203225	-34,239318	-47,146002	-60,731493	-36,658338	-74,438218		
11	-4,502814	-10,391959	-57,751571	-28,992502	-43,307937	-58,334397	-31,678207	-73,443234		
12	4,218035	-2,297979	-54,484950	-22,839516	-38,609667	-55,124114	-25,800607	-71,680813		
13	13,920144	6,757452	-50,409414	-15,786410	-33,057244	-51,106697	-19,031589	-69,157006		
14	24,596686	16,767517	-45,531701	-7,839970	-26,657431	-46,288883	-11,377935	-65,878530		
15	36,241926	27,726474	-39,857634	0,994028	-19,416025	-40,676494	-2,845423	-61,851228		
16	61,465678	52,244134	-20,777399	23,325398	1,276787	-21,659717	19,175758	-44,465289		
17	87,643683	77,696260	-0,915079	46,529965	22,796875	-1,862634	42,061444	-26,344746		
18	114,770346	104,077234	19,723554	70,602048	45,138513	18,708982	65,805944	-7,495420		
19	142,838647	131,380040	41,131483	95,534631	68,294684	40,048113	90,402241	12,075670		
20	171,841395	159,597484	63,301513	121,320520	92,258195	62,147566	115,843143	32,361333		
21	201,770591	188,721579	86,225736	147,951758	117,021112	84,999432	142,120698	53,353682		
22	232,619303	218,745381	109,897130	175,421373	142,576440	108,596690	169,227927	75,045673		
23	269,057534	254,338896	138,985701	208,399367	173,594180	137,609343	201,834834	102,107310		
24	307,735472	292,152317	170,141720	243,535969	206,724584	168,687666	236,591651	131,188890		
25	347,309101	330,841623	202,021088	279,487122	240,623574	200,487557	272,154317	160,946288		

Tab. 6. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla typowych średnic rotora turbozespołu wiatrowego

Lata	Rodzaj symulacji									
	Wynik finansowy dla EnerconE70 r= 70 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla GamesaG58 r= 58 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla GE1.Sale r= 82,5 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla VestasV112 r= 112 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla Siemens SWT r= 107 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla SuzlonS82 r= 82 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla NordexN60 r= 60 m [mln PLN]	Wynik finansowy dla Vestas V80 r= 80 m [mln PLN]		
1	-53,031497	-27,009426	-30,080944	-43,712199	-59,682603	-30,533684	-36,054724	-41,674163		
2	-68,257547	-35,731941	-32,688903	-39,467521	-63,213412	-33,617374	-47,814291	-49,277862		
3	-82,692372	-44,021643	-34,286283	-33,558591	-64,822122	-35,712459	-59,076868	-55,874560		
4	-96,342742	-51,883838	-34,879258	-25,991916	-64,575158	-36,825103	-69,848194	-61,470873		
5	-109,214526	-59,323315	-34,550100	-16,772224	-62,783382	-36,960377	-80,133414	-66,072298		
6	-121,314284	-66,345312	-33,416195	-5,905343	-59,453064	-36,283002	-89,938177	-69,685122		
7	-132,649265	-72,955518	-31,482891	6,601795	-54,591543	-34,824018	-99,268634	-72,316419		
8	-143,226359	-79,159436	-28,755149	20,743065	-48,205410	-32,588386	-108,130717	-73,972792		
9	-153,052100	-84,962385	-25,237547	36,513151	-40,300503	-29,580692	-116,530146	-74,660375		
10	-162,133727	-90,370147	-20,935296	53,905618	-30,883745	-25,806150	-124,473155	-74,438218		
11	-170,479189	-95,388968	-15,854246	72,912914	-19,963143	-21,270599	-131,966495	-73,443234		
12	-178,095561	-100,024601	-9,999366	93,529238	-7,545058	-15,979017	-139,016354	-71,680813		
13	-184,990640	-104,283273	-3,376269	115,747663	6,363057	-9,937017	-145,629445	-69,157006		
14	-191,172944	-108,171685	4,008784	139,560128	21,752648	-3,150850	-151,813009	-65,878530		
15	-196,650135	-111,696058	12,150405	164,960313	38,616797	4,374084	-157,573739	-61,851228		
16	-186,392029	-107,448541	31,135611	209,603618	77,638256	22,724805	-152,819533	-44,465289		
17	-175,577408	-102,917670	50,864130	255,817619	118,116193	41,801057	-147,735274	-26,344746		
18	-164,212559	-98,108630	71,330626	303,596393	160,043998	61,597487	-142,326528	-7,495420		
19	-152,304804	-93,027269	92,528589	352,931906	203,413027	82,107584	-136,599602	12,075670		
20	-139,861649	-87,679582	114,451347	403,815923	248,214419	103,324678	-130,560958	32,361333		
21	-126,891217	-82,071973	137,091554	456,239045	294,438181	125,241432	-124,217516	53,353682		
22	-113,400964	-76,210479	160,442709	510,193577	342,075914	147,851333	-117,575771	75,045673		
23	-94,159893	-67,575572	188,239826	572,219501	398,789588	174,889397	-107,274706	102,107310		
24	-72,918918	-57,978404	217,802033	637,629018	459,088859	203,674761	-95,727447	131,188890		
25	-51,182981	-48,147205	248,053089	704,542670	520,772754	233,131174	-83,903295	160,946288		

Tab. 7. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla zmiennej liczby turbozespołów Vestas V80- 2,0 MW i zmiennych kosztów inwestycyjnych

Lata	Rodzaj symulacji			
	Wynik finansowy dla 5 turbozespołów Vestas V80 [mln PLN]	Wynik finansowy dla 15 turbozespołów Vestas V80 [mln PLN]	Wynik finansowy dla 25 turbozespołów Vestas V80 [mln PLN]	Wynik finansowy dla 35 turbozespołów Vestas V80 [mln PLN]
1	-23,535316	-41,674163	-59,782260	-77,951856
2	-31,356690	-49,277862	-67,136764	-85,120204
3	-38,886349	-55,874560	-72,768195	-89,850982
4	-46,127595	-61,470873	-76,686460	-92,157427
5	-53,083389	-66,072298	-78,899576	-92,070506
6	-59,756979	-69,685122	-79,416842	-90,038452
7	-66,151907	-72,316419	-78,470766	-86,072719
8	-72,271588	-73,972792	-76,167541	-80,183822
9	-78,119309	-74,660375	-72,514426	-72,381343
10	-83,698656	-74,438218	-67,519734	-62,676329
11	-89,013518	-73,443234	-61,192843	-51,081300
12	-94,067451	-71,680813	-53,541635	-37,606665
13	-98,864318	-69,157006	-44,575061	-22,264321
14	-103,408289	-65,878530	-34,303157	-5,067658
15	-107,703210	-61,851228	-22,734473	13,972020
16	-105,096116	-44,465289	9,466385	60,915649
17	-102,294457	-26,344746	42,942786	109,673959
18	-99,301430	-7,495420	77,686309	160,235881
19	-96,120663	12,075670	113,686571	212,587620
20	-92,755876	32,361333	150,932928	266,715034
21	-89,211052	53,353682	189,413616	322,602433
22	-85,489926	75,045673	229,118306	380,236154
23	-79,413554	102,107310	277,208088	449,268320
24	-72,545461	131,188890	328,547107	522,776875
25	-65,513384	160,946288	381,074877	597,984915

Tab. 8. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla wybranych turbozespołów używanych

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy dla Nordtank NTX 500 kW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Enercon E44 600 kW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Vestas V42 600 kW [mln PLN]	Wynik finansowy dla Nordex N54 1 000 kW [mln PLN]	Wynik finansowy dla GE 1.5 1 500 kW [mln PLN]
1	-15,912791	-17,392833	-15,398297	-20,058583	-21,135741
2	-22,495538	-23,741197	-20,931944	-25,840216	-22,092759
3	-28,937983	-29,866038	-26,256260	-31,235909	-22,200028
4	-35,243538	-35,771302	-31,374834	-36,250613	-21,604144
5	-41,415424	-41,460650	-36,290986	-40,888815	-20,330230
6	-47,457082	-46,938027	-41,008302	-45,155411	-18,383614
7	-53,372177	-52,207668	-45,530631	-49,055710	-15,770209
8	-59,164324	-57,273720	-49,861741	-52,594855	-12,495611
9	-64,837092	-62,140241	-54,005315	-55,777829	-8,565104
10	-70,394279	-66,811587	-57,965311	-58,610036	-3,984566
11	-75,839917	-71,292414	-61,745959	-61,097306	1,239521
12	-81,177859	-75,587107	-65,351243	-63,245027	7,101434
13	-86,412195	-79,700357	-68,785422	-65,059018	13,594841
14	-91,547256	-83,637162	-72,053040	-66,545535	20,712798
15	-96,587202	-87,402260	-75,158399	-67,710403	28,449107
16	-97,206390	-86,188019	-73,862057	-63,099629	44,164884
17	-97,739660	-84,843288	-72,442098	-58,239069	60,484300
18	-98,191363	-83,372059	-70,902139	-53,133587	77,401094
19	-98,566244	-81,778739	-69,246185	-47,788649	94,907925
20	-98,869166	-80,067843	-67,478338	-42,209860	112,997266
21	-99,105249	-78,244154	-65,602946	-36,403197	131,660950
22	-99,279466	-76,312264	-63,624177	-30,374314	150,891521
23	-98,074297	-72,746137	-60,180546	-22,164590	173,412680
24	-96,456169	-68,644411	-56,252370	-13,183770	197,264376
25	-94,800974	-64,449443	-52,234405	-3,999290	221,658032

Tab. 9. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, dla masztów turbozespołów o różnych wysokościach h

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy dla masztu o wys. $h=42$ m [mln PLN]	Wynik finansowy dla masztu o wys. $h=60$ m [mln PLN]	Wynik finansowy dla masztu o wys. $h=67$ m [mln PLN]	Wynik finansowy dla masztu o wys. $h=78$ m [mln PLN]	Wynik finansowy dla masztu o wys. $h=100$ m [mln PLN]
1	-41,674163	-37,600778	-36,266646	-34,384352	-31,547192
2	-49,277862	-40,924243	-38,188232	-34,338755	-28,796745
3	-55,874560	-43,043000	-38,840356	-33,190893	-24,819094
4	-61,470873	-43,963766	-38,345779	-30,946271	-19,619807
5	-66,072298	-43,743585	-36,832751	-27,609195	-13,203129
6	-69,685122	-42,562494	-34,306362	-23,184757	-5,574149
7	-72,316419	-40,426305	-30,772450	-17,678834	3,261191
8	-73,972792	-37,340366	-26,236366	-11,096774	13,297544
9	-74,660375	-33,309565	-20,702969	-3,443400	24,530149
10	-74,438218	-28,339522	-14,177879	5,275668	36,953387
11	-73,443234	-22,436590	-6,667476	15,054012	50,560777
12	-71,680813	-15,606079	1,822956	25,886388	65,347136
13	-69,157006	-7,854040	11,287367	37,766742	81,306415
14	-65,878530	0,812730	21,718932	50,688216	98,431687
15	-61,851228	10,388467	33,111916	64,645109	116,717317
16	-44,465289	33,482985	58,076131	92,247234	148,773119
17	-26,344746	57,472087	83,987327	120,870266	181,974638
18	-7,495420	82,350113	110,839898	150,508675	216,316474
19	12,075670	108,110048	138,626828	181,155443	251,791608
20	32,361333	134,744697	167,340923	212,803378	288,392848
21	53,353682	162,246094	196,974189	245,444448	326,112098
22	75,045673	190,607275	227,519691	279,071754	364,942523
23	102,107310	224,498245	263,647431	318,355300	409,554127
24	131,188890	260,569219	302,007600	359,945239	456,596998
25	160,946288	297,476153	341,256180	402,497589	504,727221

Tab. 10. Wynik finansowy elektrowni wiatrowej, w rachunku narastającym, przy równoczesnej zmianie kilku parametrów wejściowych (analiza wielowymiarowa dla różnych wariantów)

Lata	Rodzaj symulacji				
	Wynik finansowy dla wariantu bardzo korzystnego [mln PLN]	Wynik finansowy dla wariantu korzystnego [mln PLN]	Wynik finansowy dla wariantu średnio korzystnego [mln PLN]	Wynik finansowy dla wariantu mało korzystnego [mln PLN]	Wynik finansowy dla parametrów wejściowych [mln PLN]
1	-14,605235	-43,453844	-34,275627	-40,893426	-41,674163
2	14,010970	-31,281072	-24,459097	-41,986067	-49,277862
3	45,160221	-16,960135	-12,736219	-41,329665	-55,874560
4	77,275185	-1,849799	-0,309581	-39,625473	-61,470873
5	111,413497	14,964878	13,630801	-37,258250	-66,072298
6	153,193688	38,349443	33,391789	-33,945871	-69,685122
7	193,725711	60,602129	52,156306	-28,668754	-72,316419
8	236,079093	84,380481	72,276811	-18,916507	-73,972792
9	278,824687	108,445279	92,656546	-12,330891	-74,660375
10	323,534660	134,156996	114,499875	-2,372927	-74,438218
11	368,595464	160,116615	136,568606	5,897304	-73,443234
12	422,958610	194,076507	165,724891	17,160876	-71,680813
13	480,513701	230,742433	197,282691	27,977555	-69,157006
14	544,445456	272,871512	233,682626	39,785817	-65,878530
15	609,504038	315,914849	270,898407	55,330544	-61,851228
16	697,475868	385,262191	332,865343	91,795512	-44,465289
17	795,049906	462,862008	402,143873	133,325044	-26,344746
18	882,465329	531,595918	463,581854	164,428550	-7,495420
19	989,264046	617,051360	539,828155	205,827140	12,075670
20	1108,261894	713,003731	625,373256	257,289483	32,361333
21	1197,548524	783,148676	688,082593	292,313829	53,353682
22	1313,326868	876,167199	771,046282	344,442056	75,045673
23	1417,738370	961,849060	846,793890	409,808963	102,107310
24	1546,897659	1069,628638	941,900903	467,090656	131,188890
25	1664,094086	1166,966920	1027,774253	527,371647	160,946288