

Krzysztof KARKOSZKA*

Metody prognozowania wielkości mocy elektrycznej z farm wiatrowych dla potrzeb bilansowania oraz prowadzenia ruchu krajowego systemu elektroenergetycznego

Streszczenie: Niniejszy artykuł ma charakter przeglądowy i obejmuje podstawy metodologii prognozowania wartości mocy elektrycznej generowanej w elektrowniach wiatrowych. Omawia charakterystykę pracy źródeł wiatrowych, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu zmienności warunków meteorologicznych na wartość generowanej mocy elektrycznej.

Prezentuje trzy metody predykcji: fizyczną, statystyczną oraz hybrydową (połączenie fizycznej i statystycznej). Przedstawia zakres wykorzystania poszczególnych metod, sposób weryfikacji wyników prognoz oraz obecnie wykorzystywane metody minimalizacji błędów prognoz, takie jak np. agregacja obszarowa prognoz bądź wykorzystanie kilku numerycznych prognoz pogody. Omawiana metoda perturbacji warunków początkowych stanowi przykład współczesnego podejścia do problematyki generacji prognoz probabilistycznych. Artykuł omawia również znaczenie dokładności wyników prognoz dla celów prowadzenia ruchu oraz bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz prezentuje krótko zakres ich wykorzystania dla potrzeb operatorów systemów przesyłowych.

Słowa kluczowe: prognozowanie, system elektroenergetyczny, energetyka wiatrowa

Forecasting methodologies of the electrical power generation from wind farms for the purpose of operation and balancing of power systems

Abstract: This article has the character of a review and covers the basics of the methodology of forecasting of the level of the electric power generated in wind power plants. It discusses the characteristics of the operation of the wind power sources, with particular emphasis on the impact of the dynamics of meteorological conditions on the value of generated electrical power.

The article presents three methods of wind power prediction: physical, statistical, and hybrid (combination of physical and statistical method). It discusses the applicability of specific methods, way of verification of the wind

* Dr inż., Centrum Zastosowań Zaawansowanych Technologii Sp. z o.o.; e-mail: krzysztof.karkoszka@cata.net.pl

power forecasts results and current methods used to minimize forecast errors, such as the aggregation area forecasts or the application of several numerical weather prediction models. It presents also the initial conditions perturbation method which is the modern approach for generation of probabilistic forecasts. The article discusses also the importance of accuracy of the wind power forecasts results for purposes of the operation and balancing the electrical power systems, and briefly presents the scope of their applications for transmission system operators processes.

Key words: forecasting methods, power system, wind power

Wprowadzenie

W celu wypełnienia zobowiązań międzynarodowych w zakresie redukcji emisji CO₂ coraz więcej energii elektrycznej w Europie generowanej jest w jednostkach wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE). Jak do tej pory, najwięcej mocy zainstalowano w elektrowniach wiatrowych Niemiec, Hiszpanii, Danii i Holandii. Ponieważ paliwem dla elektrowni wiatrowych jest strumień wiatru, poziom produkcji mocy elektrycznej w wiatrowych jednostkach wytwórczych jest ściśle uzależniony od panujących warunków atmosferycznych. Związana jest z tym duża niestabilność pracy tego rodzaju źródeł, co stwarza nowe wyzwania dla operatorów systemów przesyłowych odpowiedzialnych za prowadzenie ruchu i bilansowanie systemów z dużym udziałem generacji wiatrowej.

Ponieważ dla celów opracowywania planów pracy jednostek konwencjonalnych, planowania rezerw mocy oraz analizy ograniczeń sieciowych należy uwzględnić planowany poziom generacji wszystkich jednostek (mających wpływ na pracę systemu elektroenergetycznego oraz biorących udział w pokryciu zapotrzebowania na moc elektryczną), wymagane jest również opracowanie – z określonym horyzontem czasowym – planów pracy elektrowni wiatrowych. W przypadkach ekstremalnych może dojść nawet do sytuacji, że cały poziom chwilowego zapotrzebowania na moc elektryczną, może zostać pokryty przez źródła wiatrowe. Aby operator systemu przesyłowego mógł uwzględnić generację wiatrową w swoich procesach, musi wykonać lub pozyskać prognozy poziomu generacji mocy elektrycznej w elektrowniach wiatrowych. Do tego celu wykorzystuje się modele prognostyczne generacji wiatrowej. Zwykle operatorzy systemów przesyłowych opracowują prognozy generacji wiatrowej na różnym poziomie agregacji obszarowej, tzn. dla całego systemu elektroenergetycznego, określonych podobszarów systemu, węzłów sieci czy nawet dla pojedynczych dużych farm wiatrowych [1]. Zaleca się nawet, aby w celu minimalizacji błędów prognoz wykorzystywanych w procesach operatorów systemów przesyłowych, uwzględniać jednocześnie prognozy generacji wiatrowej oraz prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną [2].

Poniżej zwięźle scharakteryzowano współczesne metody opracowywania prognoz generacji wiatrowej dla potrzeb operatorów systemów przesyłowych.

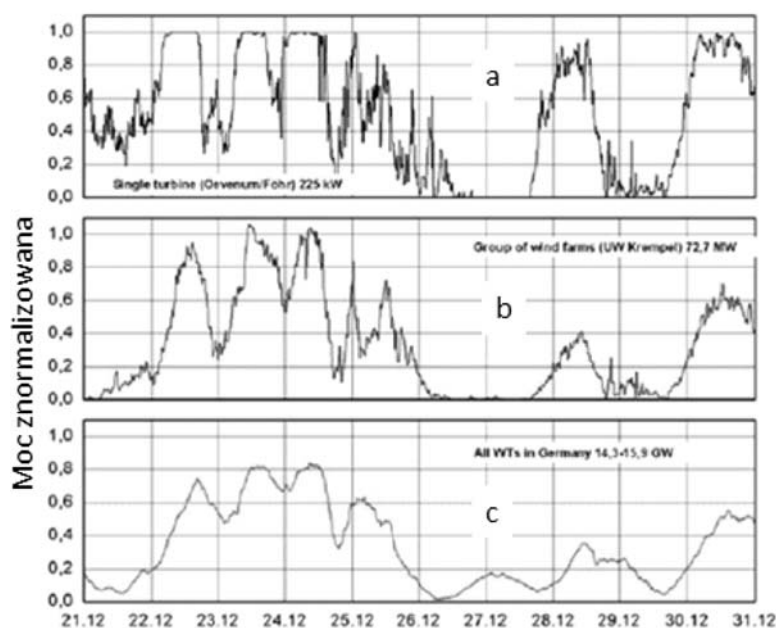
1. Wiatr w systemie elektroenergetycznym

Elektrownie wiatrowe charakteryzuje duża zmienność warunków pracy, co jest wynikiem wpływu dynamiki strumienia wiatru na pracę tych źródeł. Zmienność ta może stanowić poważne zagrożenie dla funkcjonowania systemów elektroenergetycznych,

w których znaczna część mocy wytwórczych zainstalowana jest w tego rodzaju źródłach. Zakres wpływu zmienności generacji wiatrowej na pracę systemu elektroenergetycznego może mieć charakter lokalny, regionalny bądź globalny (obejmować cały system lub nawet systemy sąsiednie). Na rysunku 1 przedstawiono przebieg generacji pojedynczej turbiny wiatrowej, farmy wiatrowej, jak również generację mocy elektrycznej na poziomie całego systemu elektroenergetycznego [3]. Jak łatwo zauważyć, częstość zmian oraz gradienty tych zmian maleją wraz z ze wzrostem agregacji źródeł. „Wygładzony” przebieg generacji mocy elektrycznej zagregowanej na poziomie całego systemu jest wynikiem wzajemnego wpływu generacji poszczególnych jednostek. Spowodowane jest to faktem, że gradienty zmian generacji poszczególnych jednostek mogą mieć różne znaki i różnić się częstością tych zmian.

W systemach elektroenergetycznych z dużym nasyceniem elektrowni wiatrowych bardzo często generację wiatrową traktuje się jako tzw. „zapotrzebowanie ujemne”. Wynika to z faktu, że generacja wiatrowa ma zwykle charakter lokalny i energia generowana przez tego rodzaju źródła może być niejako zużywana również lokalnie. Stosując takie podejście mówimy często o tzw. zapotrzebowaniu netto czyli różnicy pomiędzy zapotrzebowaniem na moc elektryczną, a generacją wiatrową.

Reasumując, możemy powiedzieć, że wypadkowa zmienności przebiegu generacji mocy elektrycznej w źródłach wiatrowych zależy przede wszystkim od poziomu agregacji wytwarzania w tych źródłach. Jak się później okaże, zjawisko to jest znakomicie wykorzystywane do celów minimalizacji błędów prognoz generacji wiatrowej.



Rys. 1. Dynamika generacji wiatrowej
a) pojedynczej turbiny wiatrowej, b) farmy wiatrowej, c) grupy farm wiatrowych [3]

Fig. 1. The dynamics of wind generation for
a) a single wind turbine, b) a wind farm, c) a group of wind farms [3]

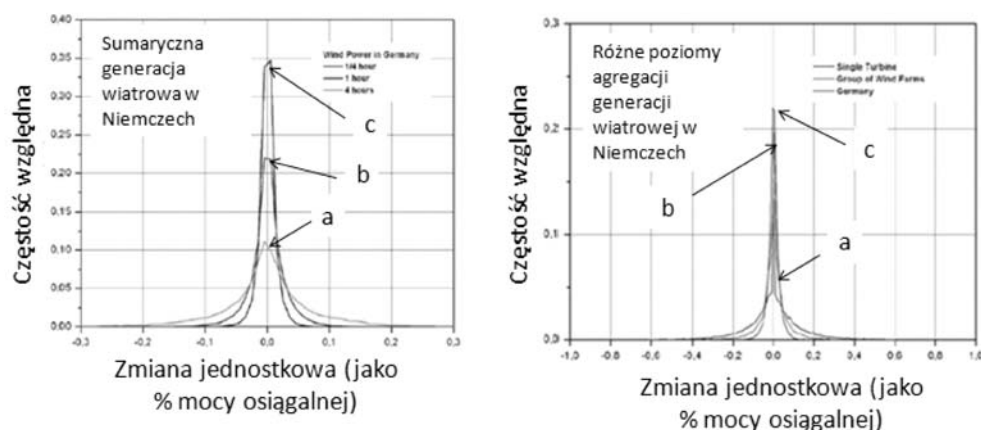
2. Charakterystyka pracy źródeł wiatrowych

Jak już wcześniej wspomniano wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem źródeł wiatrowych charakteryzuje się dużą zmiennością. Obszarowo zmienność ta zależy od lokalizacji źródeł wiatrowych na obszarze danego systemu elektroenergetycznego. Analizując zachowanie się źródeł wiatrowych w Niemczech i Danii dochodzimy do wniosku, że zmienność generacji źródeł wiatrowych na poziomie całego systemu elektroenergetycznego w Niemczech jest dużo niższa niż w przypadku Danii. Wynika to z faktu, że źródła wiatrowe zainstalowane w Niemczech mają charakter bardziej rozproszony. W przypadku Danii są one głównie skupione wzdłuż linii brzegowej, na obszarze której występują dość zmienne warunki atmosferyczne. Podobny charakter pracy źródeł wiatrowych powinien być również obserwowany w Polsce.

Na rysunku 2 przedstawiono wykresy obrazujące rozkład zmienności pracy źródeł wiatrowych w Niemczech, w różnych okresach czasowych oraz dla różnego poziomu agregacji źródeł. Z analizy powyższych rysunków wynika, że zmienność ta rośnie wraz ze wzrostem rozpatrywanego okresu czasowego, natomiast częstość tychże zmian maleje. Odwrotnie wygląda sytuacja w przypadku agregacji źródeł.

Częstość występowania małych zmian rośnie wraz ze wzrostem obszaru agregacji źródeł wiatrowych. Oba powyższe wykresy stanowią cenne źródło wiedzy dla operatora systemu przesyłowego w zakresie zachowania się źródeł wiatrowych w systemie elektroenergetycznym i wydaje się zasadnym, by tego typu analizy zostały przeprowadzone również dla generacji wiatrowej przyłączonej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w Polsce.

Z typowego rozkładu prędkości wiatru wynika, że turbina wiatrowa pracuje bardzo rzadko z mocą znamionową (przez okres mniejszy niż 10%), najczęściej natomiast w zakresie charakteryzującym się bardzo dużym gradientem generacji. Wynika to z faktu, że



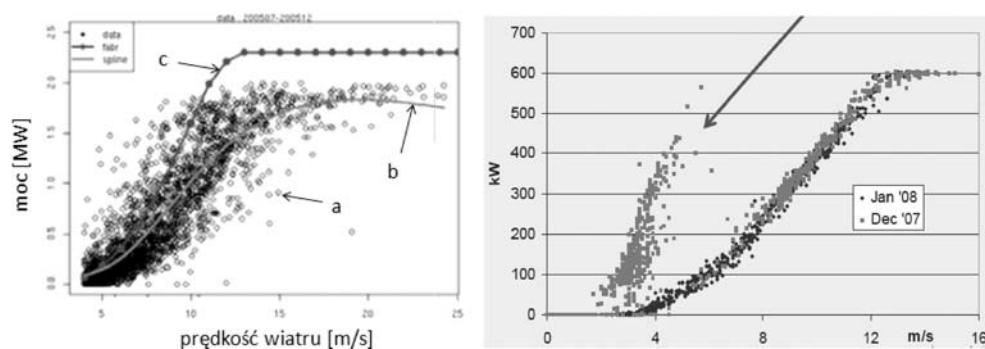
Rys. 2. Rozkład zmienności generacji mocy elektrycznej w przypadku różnych okresów czasowych – wykres lewy (a – 4h, b – 1h, c – 1/4h);
różnej agregacji źródeł – wykres prawy (a – pojedyncza turbina, b – farma, c – Niemcy) [3]

Fig. 2. Distribution of the variability of electrical power generation in the case of different time periods – the left graph (a – 4h, b – 1h, c – 1/4h);
aggregation of different sources – a right graph (a – single WT, b – wind farm, c – Germany) [3]

teoretyczna moc czynna (P_{el}^t) generowana przez pojedynczą turbinę wiatrową zależy przede wszystkim od trzeciej potęgi modułu prędkości wiatru (u), tzn. $P_{el}^t = f(u^3)$.

Taka charakterystyka pracy źródeł wiatrowych może stanowić poważny problem dla operatorów systemów elektroenergetycznych, w których generacja wiatrowa ma charakter skupiony. Przykładowo, w systemie duńskim istnieje problem z tzw. generacją oscylującą.

Przebieg rzeczywistej charakterystyki mocy turbiny wiatrowej bardzo często odbiega od jej przebiegu teoretycznego. Na poniższym rysunku (rys. 3) pokazano przykładowy przebieg dwuwymiarowy rzeczywistej charakterystyki mocy turbiny wiatrowej oraz wpływ warunków meteorologicznych, takich jak silne opady śniegu, na zmianę przebiegu charakterystyki mocy turbiny [4, 5]. Na rzeczywistą charakterystykę mocy turbiny wiatrowej ma wpływ również zjawisko stratyfikacji termicznej, bardzo często występujące wzdłuż linii brzegowej. W zależności od znaku gradientu temperatury (∇T), warstwy powietrza przy powierzchni gruntu, profil prędkości wiatru – modelowany bardzo często z wykorzystaniem funkcji logarytmicznej – może mieć charakter niestabilny w zależności od pory dnia.

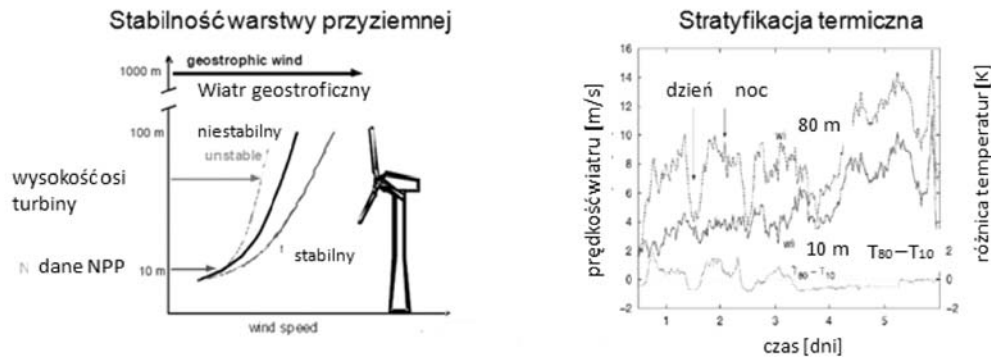


Rys. 3. Rzeczywista charakterystyka mocy turbiny wiatrowej – rysunek lewy (a – pomiary, b – interpolacja, c – charakterystyka teoretyczna); wpływ silnego wiatru oraz opadu śniegu na charakterystykę mocy turbiny wiatrowej – rysunek prawy [4, 5]

Fig. 3. The actual characteristics of the wind turbine – left graph (a – measurements, b – spine, c – theoretical power curve); the impact of strong winds and snowfall on the characteristics of wind turbine – right graph [4, 5]

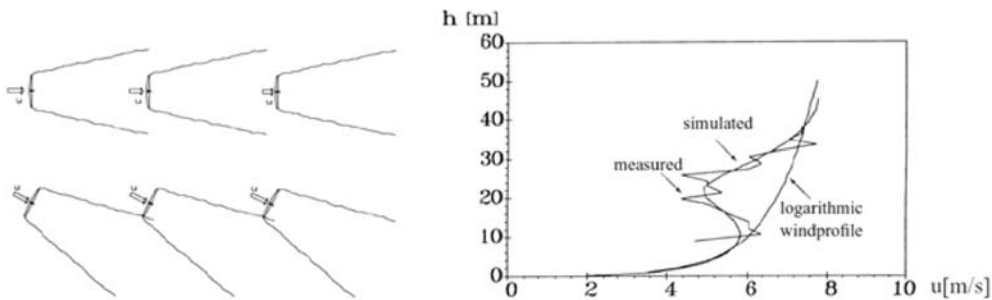
Jak pokazano na rysunku 4, wraz ze wzrostem gradientu temperatury przy powierzchni gruntu, zakładany idealny profil logarytmiczny prędkości wiatru może być nieprawdziwy [6]. Powyższy fakt powoduje znaczne trudności w oszacowaniu prędkości wiatru na poziomie gondoli turbiny wiatrowej, gdyż bardzo często prognozy – jak i również pomiary prędkości wiatru – wykonywane są dla innych wysokości nad poziomem gruntu i dopiero na ich podstawie aproksymuje się prędkość wiatru na poziomie osi wirnika turbiny.

Praca pojedynczej turbiny wiatrowej może być również zakłócona w wyniku zaburzenia profilu prędkości wiatru poprzez turbinę stojącą przed nią (w kierunku odwrotnym do kierunku prędkości wiatru). Efekt ten, zwany „efektem farmy”, został pokazany na rysunku 5.



Rys. 4. Wpływ zjawiska stratyfikacji termicznej na stabilność warstwy powietrza przy powierzchni gruntu [6]

Fig. 4. The impact of thermal stratification on the stability of a layer of air near the ground [6]



Rys. 5. Wpływ lokalizacji turbiny wiatrowej w wewnętrznej strukturze farmy na profil prędkości wiatru warstwy powietrza przy powierzchni gruntu [6]

Fig. 5. Effect of location of a wind turbine in the internal structure of the wind farm and wind velocity profile of air layer near the ground [6]

Reasumując, rzeczywista charakterystyka mocy całej farmy wiatrowej ma charakter dość złożony, wielowymiarowy i matematycznie może być opisana za pomocą poniższej zależności:

$$P_{el}^{rzecz} = f(\vec{u}, \rho_p, \nabla T, L_T, \dots) \quad (1)$$

gdzie:

- \vec{u} – wektor prędkości wiatru,
- ρ_p – gęstość powietrza,
- ∇T – gradient temperatury,
- L_T – lokalizacja turbiny wewnątrz farmy wiatrowej itd.

Jedynym sposobem wyznaczenia rzeczywistej charakterystyki turbiny bądź farmy wiatrowej jest wykorzystanie rzeczywistych danych pomiarowych, zarówno w zakresie wartości meteorologicznych, takich jak prędkość i kierunek wiatru, jak i pomiarów z systemu SCADA.

3. Modele prognostyczne

Prognozą generacji wiatrowej wykonaną w czasie t dla określonej chwili czasowej w przyszłości $t + k$, nazywamy przewidywaną moc średnią $P(t + k)$ jaką wygeneruje dana farma/grupa farm wiatrowych w zadanym przedziale Δt (np. 15 min, 1 h, etc.) określonym przez rozdzielczość czasową prognozy.

Najprostszym modelem prognozy generacji wiatrowej jest tzw. „model zachowawczy”, który matematycznie możemy zapisać w następującej postaci [7]: $P(t + k) = P(t)$. Relacja ta mówi, że prognozowana moc generacji wiatrowej w chwili czasowej $t + k$ będzie taka sama jak wielkość mocy zmierzona w chwili czasu tworzenia prognozy t . Mimo swojej prostoty zależność ta doskonale sprawdza się w przypadku prognoz generowanych w horyzoncie ultra-krótkoterminowym (np. godzinowym). Powodem tego jest dość zachowawcza natura samego wiatru oraz fakt, że farma wiatrowa, w skład której wchodzi dość duża liczba jednostek wytwórczych, rozłożona jest na znacznym obszarze, wynikiem czego poszczególne jednostki nie reagują jednocześnie na zmianę prędkości wiatru.

„Modele fizyczne” opierają się na zależnościach fizycznych pomiędzy modelowanymi zjawiskami atmosferycznymi a generacją wiatrową. Zależności te mogą mieć charakter mechanistyczny bądź korelacji. Bardzo często modeluje się profil prędkości wiatru przy powierzchni gruntu, wykorzystując do tego celu mezoskalowe bądź globalne numeryczne prognozy pogody. Najprostszym założeniem jest przyjęcie logarytmicznego profilu prędkości wiatru. Taki model może dość dobrze opisywać rzeczywistość pod warunkiem, że analizowany stan atmosfery ma charakter statyczny. W stanach dynamicznych atmosfery, np. podczas przechodzenia frontów atmosferycznych, profil prędkości wiatru może znacznie odbiegać od założenia logarytmicznego. Innymi czynnikami wpływającymi na profil prędkości wiatru są wspomniane już wcześniej zjawiska stratyfikacji termicznej oraz efekt farmy. Ponieważ przestrzenny profil prędkości wiatru jest w rzeczywistości trójwymiarowy, buduje się fizyczne modele farm wiatrowych oraz dość szczegółowo odwzorowuje orografię danego obszaru.

„Modele statystyczne” opisują bezpośrednio zależności statystyczne pomiędzy wielkością generacji wiatrowej a prognozowanymi wielkościami meteorologicznymi, takimi jak: prędkości wiatru, kierunek, temperatura, ciśnienie atmosferyczne itd. Poprawnie określone zależności statystyczne powinny być wyznaczane na podstawie prognoz, a nie rzeczywistych wartości generacji wiatrowej. Natomiast wartość rzeczywista generacji powinna służyć do celów wyznaczenia błędów prognoz i korekty ich wyników.

„Modele hybrydowe” są połączeniem metod statystycznych i fizycznych. Często zależności statystyczne są wykorzystywane do celów identyfikacji i korygowania błędów systematycznych, czyli w obróbce wyników prognoz. Innym sposobem jest wykorzystanie metod statystycznych w celu generacji prognoz ultra-krótkoterminowych, gdzie tak naprawdę interesujące są jedynie zamiany generacji, a nie jej wartość bezwzględna. Natomiast prognozy wykonywane w horyzoncie czasowym powyżej 8 godzin są generowane z wykorzystaniem modeli fizycznych.

4. Charakterystyka danych wejściowych

Danymi wejściowymi do modeli prognostycznych generacji wiatrowej są przede wszystkim: dane stałe – opisujące farmę, dane historyczne – takie jak pomiary wielkości meteorologicznych, pomiary generacji z systemu SCADA, dane czasu rzeczywistego – pozyskiwane w trybie *on-line* z systemów SCADA bądź stacji meteo oraz numeryczne prognozy pogody. Te ostatnie stanowią najważniejszy/najistotniejszy wkład do modeli prognostycznych.

Fizycznie stan atmosfery ziemskiej opisany jest za pomocą układu równań różniczkowych cząstkowych drugiego stopnia (tzw. równań zachowania) uzupełnionych o równania stanu (opisujących zależności pomiędzy wielkościami fizycznymi, takimi jak: temperatura, ciśnienie itd.). W celu znalezienia konkretnego rozwiązania takiego układu równań, należy oczywiście znać warunki brzegowe oraz początkowe opisujące stan układu w danej chwili czasowej.

Ponieważ – za wyjątkiem dość prostych przypadków – taki układ równań nie posiada rozwiązania analitycznego, rozwiązuje się go numerycznie. Równania opisujące pola wielkości fizycznych są dyskretyzowane zarówno w czasie jak i przestrzeni. Następnie z wykorzystaniem odpowiednich metod numerycznych (np. metody różnic skończonych, bądź objętości skończonych) znajduje się rozwiązanie numeryczne. Należy zaznaczyć, że modele NPP są bardzo wrażliwe na warunki początkowe i nawet mała zmiana ich wartości bądź błędy pomiarów mogą znacznie zmienić wynik obliczeń.

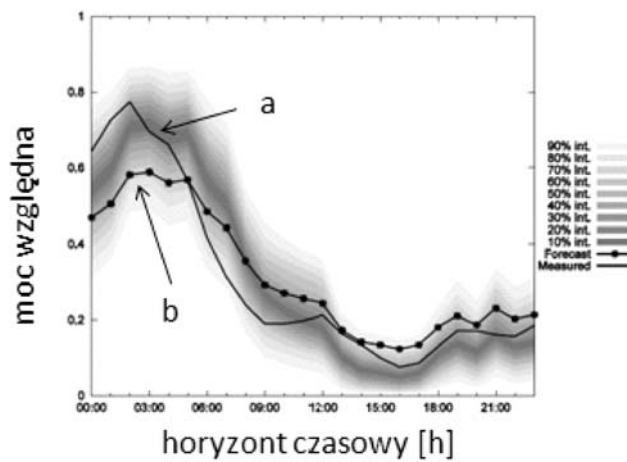
Numeryczne prognozy pogody mają różny zasięg terytorialny. Tak zwane „modele globalne” swoim zasięgiem obejmują całą kulę ziemską, modele mezoskalowe obejmują fragment planety, np. obszar Europy, a modele lokalne obejmują np. obszar danego kraju. Należy zaznaczyć, że modele obejmujące mniejszy obszar posiadają znacznie gęstsza siatkę numeryczną, w wyniku czego znacznie dokładniej odwzorowują dynamikę wartości meteorologicznych na rozpatrywanym obszarze. Danymi wejściowymi do modeli numerycznych prognoz pogody są wyniki uzyskane z modeli wyższego rzędu (np. modeli globalnych), dane pomiarowe pozyskiwane ze stacji meteo, dane satelitarne itd.

Prognozy generacji wiatrowej mogą być generowane z wykorzystaniem różnych konfiguracji wymienionych danych wejściowych. Mogą to być prognozy oparte jedynie na danych pomiarowych (wspomniany wcześniej model zachowawczy), danych pomiarowych oraz bazie danych statystycznych, pomiarach oraz NPP, pomiarach, modelach fizycznych i numerycznych prognozach pogody itd.

5. Charakterystyka wyników prognoz

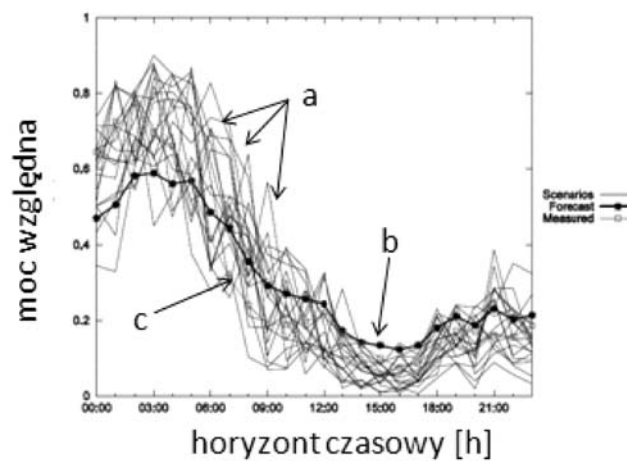
Wygenerowana prognoza ma zwykle charakter punktowy i/lub przedziałowy (patrz rys. 6). Przedział prognozy wyraża zakres prawdopodobieństwa wystąpienia szacowanej wielkości generacji wiatrowej. Jedną z metod generacji prognozy przedziałowej jest tzw. „metoda perturbacji warunków początkowych”, w wyniku której otrzymujemy wiązkę prognoz (rys. 7) [8].

W celu generacji prognozy przedziałowej zaburza się nieznacznie warunki początkowe opisujące stan atmosfery, otrzymując w ten sposób zakres prawdopodobieństwa, w którym znajdzie się prognozowa wielkość generacji wiatrowej.



Rys. 6. Punktowa oraz przedziałowa prognoza generacji wiatrowej (a – pomiar, b – prognoza) [8]

Fig. 6. Point and interval forecast of wind generation (a – measured, b – forecast) [8]



Rys. 7. Prognoza przedziałowa wygenerowana metodą perturbacji warunków początkowych (a – scenariusze, b – prognoza, c – pomiar) [8]

Fig. 7. Interval wind power forecast generated by methods of perturbation of initial conditions (a – scenarios, b – forecast, c – measured) [8]

6. Metody weryfikacji prognoz generacji wiatrowej

Prognozy generacji wiatrowej mają kluczowe znaczenie dla operatorów systemów przesyłowych, którzy są odpowiedzialni za prowadzenie ruchu oraz bilansowanie systemów elektroenergetycznych z dużym nasyceniem źródeł wiatrowych. Ponieważ są one zwykle bezpośrednio wykorzystywane w procesach produkcyjnych, bardzo ważne jest określenie ich błędów.

Zwykle weryfikację prognoz wykonuje się w następujący sposób:

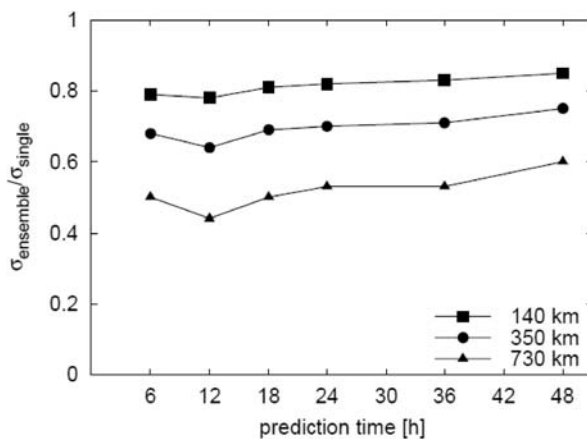
- prognozy są weryfikowane dla okresu czasowego całego roku, szczególnie dla sezonów jesiennych i zimowych, podczas których występują najbardziej ekstremalne warunki atmosferyczne,
- porównuje się prognozę generacji wiatrowej z danymi rzeczywistymi (historycznymi oraz pozyskiwanymi w czasie rzeczywistym z systemów SCADA),
- porównuje się kilka prognoz generacji wiatrowej, pochodzących z różnych modeli prognostycznych,
- weryfikuje się prognozy względem historycznych meteorologicznych danych pomiarowych.

7. Metody minimalizacji błędów prognoz

Do najważniejszych czynników wpływających na błędy prognoz należą: błędy numerycznych prognoz pogody, panujące lokalne warunki klimatyczne, konfiguracja farmy wiatrowej (tzn. wzajemne położenie jednostek), jakość danych pomiarowych, błędy modeli prognostycznych generacji wiatrowej.

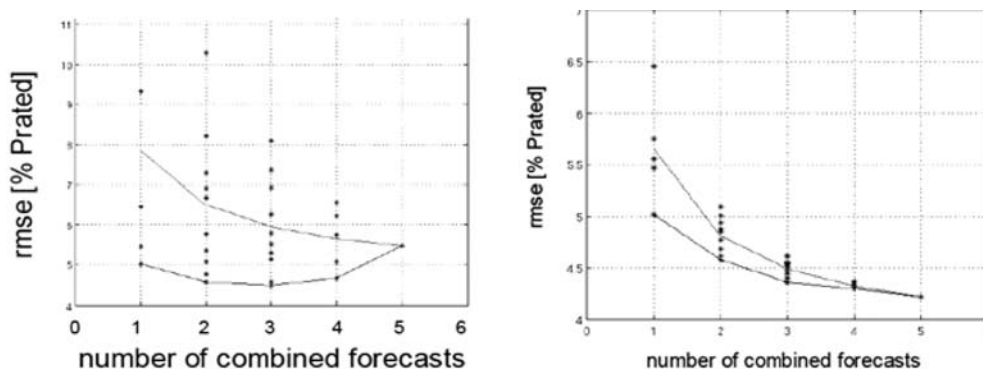
Jedną z metod minimalizacji błędów prognoz generacji wiatrowej polega na obszarowym agregowaniu wyników prognoz [9]. Takie podejście skutkuje wzajemnym oddziaływaniem na siebie błędów prognoz (rys. 8), w związku z czym prognoza wypadkowa dla całego obszaru jest obciążona znacznie mniejszym błędem.

Często wykorzystywaną metodą minimalizacji błędów prognoz jest wykorzystanie wielu numerycznych prognoz pogody [10]. W tym przypadku wykorzystuje się fakt, że niektóre modele numerycznych prognoz pogody znacznie dokładniej opisują stan atmosfery w przy-



Rys. 8. Stosunek odchylenia standardowego prognozy obszarowej do odchylenia standardowego prognozy wykonanej dla pojedynczej farmy wiatrowej, dla różnej wielkości obszarów objętych prognozowaniem [9]

Fig. 8. Ratio of standard deviation of the area forecast to the standard deviation of the forecast made for a single wind farm, for different sizes of forecasting areas [9]



Rys. 9. Wpływ permutacji wyników kilku NPP na błąd prognozy wielkości generacji wiatrowej
a) bez optymalizacji – rysunek lewy, b) z optymalizacją – rysunek prawy [10]

Fig. 9. Effect of permutations on the results of several NPP on wind power forecast error
a) without optimization – left graph, b) with optimization – right graph [10]

padku niektórych grup warunków atmosferycznych. Inteligentna kombinacja różnych numerycznych prognoz pogody skutkuje znaczącą poprawą dokładności prognoz (rys. 9).

W celu minimalizacji błędów prognoz – np. dla celów bieżącego prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego – wykorzystuje się często wyniki pozyskiwane z kilku systemów prognozowania generacji wiatrowej oraz dane pomiarowe pozyskiwane w czasie rzeczywistym z systemów SCADA. W tym przypadku dane pomiarowe umożliwiają bieżący wybór najlepszej prognozy generacji wiatrowej.

8. Zakres wykorzystania prognoz generacji wiatrowej

Zakres wykorzystania prognoz zależy w głównej mierze od procesów, za które odpowiada dany operator systemu przesyłowego. Może on być następujący: minimalizacja kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego; planowanie pracy jednostek konwencjonalnych oraz ich odstawienia, w przypadku prognozowanej dużej generacji wiatrowej (czyli określenie tzw. *capacity credit*) [11]; planowanie rezerw mocy; planowanie pracy sieci, w tym ograniczeń sieciowych; bieżące prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego; handel energią elektryczną.

Podsumowanie

Prognozy wielkości generacji wiatrowej odgrywają bardzo ważną rolę w procesach, za które odpowiadają operatorzy systemów przesyłowych. Plany pracy źródeł wiatrowych oparte są przede wszystkim na prognozach generacji wiatrowej. Ponieważ najważniejszymi danymi wyjściowymi wykorzystywanymi przez współczesne systemy prognostyczne są numeryczne prognozy pogody, to głównie od ich dokładności zależy jakość opracowanej prognozy. Najnowsze projekty realizowane w celu poprawienia dokładności prognoz gene-

racji wiatrowej wskazują, że istotnym elementem decydującym o prognozie jest możliwość pozyskania meteorologicznych danych pomiarowych z określonych stacji meteo. Nie są to jednak stacje meteo umiejscowione na farmach wiatrowych, ale raczej te znajdujące się w linii prostopadłej do przemieszczających się frontów atmosferycznych. Z punktu widzenia prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego najważniejsze są prognozy ultra-krótkoterminowe (w horyzoncie do kilku godzin). Te prognozy najczęściej są generowane bezpośrednio z danych pozyskiwanych z systemów SCADA. W takim przypadku nie jest ważny sam poziom generacji wiatrowej, ale raczej istotne są zmiany tej generacji. Jak pokazuje praktyka, prognozy generacji wiatrowej są coraz dokładniejsze co sprawia, że stają się one silnym orężem w ręku operatorów przesyłowych, zarządzających systemami elektroenergetycznymi z dużym udziałem mocy zainstalowanej w wiatrowych jednostkach wytwórczych.

Literatura

- [1] A quick guide to wind power forecasting: State of the art 2009. Argonne National Laboratory, 2009.
- [2] Best practice in short-term forecasting. A user guide, G. Giebel, G. Kariniotakis, 2006.
- [3] IEA Wind Task 25, 2008.
- [4] Wind power forecast accuracy under icing conditions. M. Durstewitz, J. Dobschinski, Z. Khadiri-Yazami, 2008.
- [5] Online monitoring and prediction of wind power: Portuguese transmission system operator's methodology. A. R. Trancoso, J. D. Domingos, P. Torres, R. Pestana.
- [6] State of the art in wind power prediction in Germany and international developments. M. Lange, U. Focken.
- [7] Physical approach to short-term wind power prediction. M. Lange, U. Focken, Springer, 2005.
- [8] Wind forecasting advances at the Met Office. I. Pearman, Second Workshop on Best Practice in the Use of Short-term Forecasting of Wind Power, Madrid, 28 May 2008.
- [9] Wind power forecasting: State of the art 2009. Argonne National Laboratory. 2009.
- [10] Optimal combination of different numerical weather models for improved wind power predictions. M. Lange, U. Focken, R. Meyer, M. Denhardt, B. Ernst, F. Berster.
- [11] Impact of wind power forecasting on unit commitment and dispatch. J. Wang, A. Botterund, V. Miranda, C. Monterio, G. Sheble.