

METODY PREDYKCJI PRODUKCJI MOCY PARKU WIATROWEGO

Tomasz RUBANOWICZ

E-mail.: truban@ely.pg.gda.pl

Politechnika Gdańska, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-952 Gdańsk

Streszczenie: W związku z coraz to większą ilością zainstalowanych siłowni wiatrowych do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej, brakiem stabilnej pracy generatorów wiatrowych zależnych od zmiennej prędkości wiatru, zakłady energetyczne wraz z Operatorem Sieci Przesyłowej Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A., nałożyły na właścicieli farm wiatrowych obowiązek prognozowania produkcji energii elektrycznej. Celem tego artykułu jest sprawdzenie jak skuteczne mogą być metody predykcji mocy parku wiatrowego tylko na podstawie mocy poprzednich. W artykule poruszono problematykę prognozowania produkcji mocy parku wiatrowego, opisano wybrane metody predykcji i sprawdzono ich skuteczność. Wyjaśniono również potrzebę poszukiwania metod prognozowania.

Słowa kluczowe: predykcja mocy parku wiatrowego, metody prognozowania w energetyce wiatrowej, moc generowana.

1. WSTĘP

Szybko rosnący popyt na ropę, kończące się złoża ropy na świecie, znaczne ocieplenie klimatu, liczne kataklizmy naturalne, niestabilna sytuacja finansowa na światowych giełdach... wszystkie te czynniki zmuszają człowieka do opracowywania coraz to lepszych dokładniejszych, szybszych i niezawodnych metod prognozowania.

Metody prognozowania towarzyszą człowiekowi od zarania dziejów. Człowiek stosuje je praktycznie, mniej lub bardziej świadomie, każdego dnia, choćby do prognozowania pogody. Nie zapominajmy jednak o tym, że nie ma nic idealnego na świecie i prognozy nie zawsze się sprawdzają, są obarczone błędami.

Energetyka wiatrowa, bo o niej mowa, jest jedną z najbardziej dynamicznie rozwijających się dziedzin odnawialnych źródeł energii na świecie, a także w Polsce, od kilku ostatnich lat.

Dzięki zakazowi dyskryminacji producentów energii odnawialnej, na podstawie Unijnej Dyrektywy 2001/77/EC oraz zobowiązań Polski co do zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych i niekonwencjonalnych do 7,5% począwszy od 2010 roku, zakłady energetyczne mają obowiązek odkupywania wyprodukowanej energii elektrycznej od właścicieli parków wiatrowych. Dowodem na to jest Rozporządzenie, wydane przez Ministerstwo Gospodarki w 2001 roku, według którego coraz większy wolumen energii kupowanej przez każdy polski zakład energetyczny lub inne spółki, powinien pochodzić ze źródeł ekologicznych.

W związku z coraz to większą ilością przyłączonych do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej (KSE) siłowni wiatrowych, brakiem stabilnej pracy generatorów wiatrowych zależnych od prędkości wiatru, zakłady energetyczne nałożyły na właścicieli farm wiatrowych, poprzez wewnętrzną umowę z Operatorem Sieci Przesyłowej (OSP) Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi spółką akcyjną (PSE SA), obowiązek prognozowania dobowo-godzinowej produkcji energii elektrycznej. Prognozowanie dobowo-godzinowe polega na przewidzeniu wielkości produkcji energii elektrycznej z wyprzedzeniem dwudziestoczworgodzinnym w układzie godzinowym. Zgodnie z wymogiem ustalonym przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) średnia ważona cena energii elektrycznej rozliczana jest pomiędzy właścicielem farmy wiatrowej (Wytwórcą), a danym zakładem energetycznym na podstawie odchyłeń ΔEP_h od prognozowanej produkcji.

Przez odchylenie na Rynku Bilansującym należy rozumieć całość energii wyprodukowanej w każdej godzinie. Odchylenie jest to różnica pomiędzy planowaną i zgłoszoną przez Wytwórcę godzinową energią elektryczną, a godzinową energią elektryczną rzeczywiście wyprodukowaną przez Wytwórcę i zmierzoną. Ilość energii elektrycznej planowanej podawana jest w MWh z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku, natomiast zmierzonej w MWh z dokładnością do trzech miejsc po przecinku. Rozliczenie energii EP_h^w w godzinie h odbywa się w oparciu o jednolitą cenę C_i oraz stopień nie zbilansowania. Cena C_i jest to cena proponowana przez Prezesa URE do kalkulacji Taryfy obowiązującej w danym roku Taryfowym, która wynosi X zł/MWh w roku Taryfowym 2005. Różnicę ΔEP_h w godzinach h pomiędzy planowaną i zgłoszoną przez Wytwórcę godzinową energią elektryczną, a godzinową energią elektryczną rzeczywiście wyprodukowaną i zmierzoną, określa się wg zależności:

$$\Delta EP_h = EP_h^P - EP_h^w, \quad (1)$$

gdzie:

EP_h^P - energia elektryczna planowana przez Wytwórcę dla godzinach h w [MWh], z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku;

EP_h^{wv} - energia elektryczna wyprodukowana przez Wytwórcę w godzinach h w [MWh], z dokładnością do trzech miejsc po przecinku.

W celu określenia nie zbilansowania wyznacza się stopień nie zbilansowania ΔBEP_h dla Wytwórcy w godzinie h :

$$\Delta BEP_h = \frac{|\Delta EP_h|}{EP_h^p} \cdot 100\% , \quad (2)$$

Opłatę OEP_h [zł] za odchylenia energii elektrycznej wynikające z różnicy pomiędzy zgłoszonym planem, a wyprodukowaną energią przez Wytwórcę w godzinie h stanowiące rezerwe dostawy energii określa się, w zależności od stopnia niezbilansowania, na podstawie poniższego wzoru:

$$OEP_h = \begin{cases} EP_h^{wv} \cdot C_j \cdot \varepsilon & \text{gdy: } \Delta BEP_h < 10\%, \\ EP_h^{wv} \cdot C_j \cdot \varepsilon \cdot \eta & \text{gdy: } 55\% > \Delta BEP_h \geq 25\%, \\ EP_h^{wv} \cdot C_j \cdot \varepsilon \cdot \vartheta & \text{gdy: } \Delta BEP_h \geq 55\%, \end{cases} \quad (3)$$

gdzie : $\varepsilon = 0,9; \eta = 0,96; \vartheta = 0,95$

Jeszcze kilka lat temu nikt nie myślał o tym, że w Polsce będzie budowało się tak dużo farm wiatrowych. Nikt nie widział potrzeby oszacowywania potencjału energetycznego wiatru. Dzisiaj przy tak szybkim rozwoju odnawialnych źródeł energii, sprzyjających warunkach inwestycyjnych i dużym zainteresowaniu inwestorów tym sektorem energetyki, należy skupić się nad przewidywaniem problemów jakie wiążą się z elektrowniami wiatrowymi. Dobrym przykładem są Niemcy, światowy potentat energetyki wiatrowej. W 2007 roku, z powodu braku wystarczającej energii kinetycznej wiatru, większa część siłowni wiatrowych w Niemczech zatrzymała się. Spowodowało to brak dostaw energii elektrycznej do sieci i stało się najgorsze... nastąpiła awaria systemu elektroenergetycznego typu blackout. W efekcie utrata napięcia w niemieckiej sieci elektroenergetycznej spowodowała wielkie problemy i postawiła wielki znak pytania nad dalszym rozwojem energetyki wiatrowej w Niemczech. W celu uniknięcia tego typu problemów, należy spojrzeć w przyszłość, i opracować metody, które dostarczą w odpowiednim czasie informacje ostrzegawcze i pozwolą uniknąć przerw w dostawach energii elektrycznej. Prognozowanie produkcji energii elektrycznej parku wiatrowego należy do jednych z kluczowych kierunków ku przyszłości w Polsce.

Wprowadzenie przez Operatora Sieci Przesyłowej w regulaminie funkcjonowania rynku bilansującego, obowiązującego od 1 lipca 2002 roku, wymogów prognozowania produkcji energii elektrycznej spowodowało, że wielu inwestorów wycofało się z inwestowania w ten rodzaj źródła energii, a niektórzy popadli w duże kłopoty finansowe. Zakłady energetyczne nakładają ogromne kary finansowe na właścicieli farm wiatrowych za odchylenia od planowanej produkcji.

Celem tego artykułu jest sprawdzenie jak skuteczne mogą być metody predykcji mocy parku wiatrowego tylko na podstawie mocy poprzednich.

Oczywiste jest, że moc parku zależy nie tylko od mocy poprzednich, ale także od wielu innych czynników, m.in.

prognozy pogody, miejsca posadowienia parku wiatrowego, charakterystyk siłowni wiatrowych i całego parku z uwzględnieniem przesłonięcia, a także cykliczności dobowej wiatru, itp.

Prognozując tylko na podstawie mocy poprzednich pomijamy niektóre czynniki, traktując je jako zakłócenia, a inne uwzględniamy w sposób pośredni.

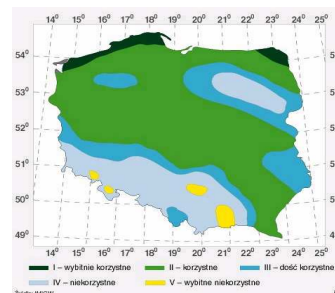
Na podstawie powyższego można wywnioskować, że czym dokładniejsza prognoza tym mniejsze koszty za odchylenia.

2. POTENCJAŁ ENERGETYCZNY WIATRU W POLSCE

Potencjał energetyczny wiatru w Polsce jest bardzo wysoki, a to wiąże się z dalszym rozwojem energetyki wiatrowej. Warto, więc już teraz rozpocząć poszukiwanie metod prognozowania do dokładnego oszacowywania produkcji energii elektrycznej farm wiatrowych.

Wyróżniającymi się rejonami w Polsce o wzmożonych prędkościach wiatru są rejonny oznaczone widocznymi kolorami na rys.1:

- warunki wybitnie korzystne (kolor czarny): Pobrzeże Słowińskie i Kaszubskie Suwalszczyzna,
- warunki korzystne (kolor zielony): cała prawie nizinna część Polski z udziałem prędkości na Mazowszu i w środkowej części Pojezierza Wielkopolskiego, dolina Sanu od granic państwa po Sandomierz,
- warunki dość korzystne (kolor niebieski): Beskid Śląski i Żywiecki.



Rys. 1 Rozkład prędkości wiatru w Polsce (źródło: IMGW)

Obecnie na świecie używane są trzy nurty prognozowania, krótkoterminowy, średnioterminowy oraz długoterminowy.

W niniejszym artykule skupiono się na dwóch nurtach, a mianowicie na prognozowaniu krótkoterminowym z wyprzedzeniem dwudziestoczterogodzinnym.

3. PROGNOZOWANIE KRÓTKOTERMINOWE

W zależności od obiektu zadaniem prognozowania jest przewidywanie procesu w najbliższym czasie, np. to co wydarzy się za godzinę, za dwa dni, a może nawet za rok.

W przypadku energetyki wiatrowej, zakłady energetyczne, wymagają od właścicieli farm wiatrowych prognozowania krótkoterminowego dobowo-godzino-wego z wyprzedzeniem dwudziestoczterogodzinnym.

Do prognozowania krótkoterminowego można wykorzystać takie metody jak: metoda naiwna, metoda średniej ruchomej, metoda wygładzenia wykładniczego,

metoda liniowa Holta, metoda Wintersa oraz metoda regresji liniowej.

Poniżej zostały opisane wybrane metody predykcji.

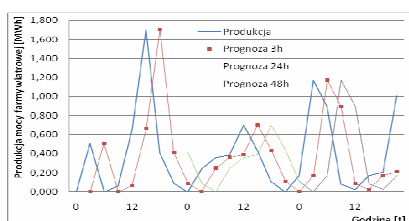
3.1. Metoda naiwna

Metoda polega na tym, iż wartość z ubiegłego okresu (y_{t-1}) przypisywana jest do okresu bezpośrednio go poprzedzającego jako wartość prognozowana.

$$\hat{y}_t = y_{t-1} + 1, \quad (4)$$

gdzie: \hat{y}_t - prognoza, y_{t-1} - wartość z ubiegłego okresu.

Korzystając z metody naiwnej nie można liczyć na wysoką jakość prognozy przy sytuacjach, gdy występują duże wahania przypadkowe. Ocenę przeprowadza się na podstawie błędów ex post, nie ma możliwości określenia błędów ex ante.



Rys. 2.1 Wykres przedstawia metodę naiwną

Na wykresie (rys.2.1) przedstawiono prognozę produkcji mocy parku wiatrowego przy zastosowaniu metody naiwnej. Jak widać metoda ta przy prognozowaniu krótkoterminowym lepiej się spisuje, na podstawie poprzedniej wartości, niż przy prognozowaniu długoterminowym.

3.2. Metoda średniej ruchomej

Metoda stosowana jest zarówno do wygładzania szeregu jak i prognozowania. Wyrównywanie szeregu czasowego polega na zastąpieniu pierwotnych wartości zmiennej prognozowanej, średnimi arytmetycznymi, obliczanymi sekwencyjnie dla wybranej liczby obserwacji. Obliczone wartości średnie przyporządkowuje się na ogół środkowym obserwacjom, rzadziej obserwacjom ostatnim.

Przykład 1. Średnia ruchoma prosta y_{srp} :

$$y_{srp} = \frac{1}{d} \sum_{i=t-d}^{t-1} y_i, \quad (5)$$

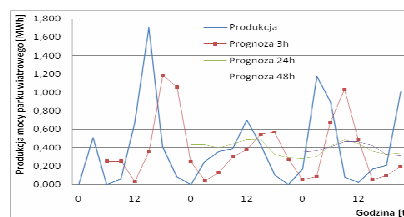
gdzie: d - stała wygładzania.

Właściwości średniej są takie, że efekt wyrównywania rośnie wraz ze wzrostem wartości stałej wygładzania, wzrost wartości stałej wygładzania powoduje spadek tempa reakcji na zmiany poziomu prognozowanej zmiennej, spadek wartości stałej wygładzania powoduje wzrost tempa zmian wartości prognozowanej zmiennej, a jednocześnie rośnie wpływ wahań przypadkowych, gdy $d = 1$.

Do ustalenia wartości stałej wygładzania można wykorzystać średni kwadratowy błąd s_{skb} prognozy ex post.

$$s_{skb} = \sqrt{\frac{1}{n-k} \sum_{t=d+1}^n (y_t - y_{srp})^2}, \quad (6)$$

Wybór stałej wygładzania d , powiązany jest z najmniejszą wartością średniego kwadratowego błędu prognozy.



Rys.2.2 Wykres przedstawia metodę średniej ruchomej prostej

Na powyższym wykresie zobrazowano zastosowanie metody średniej ruchomej prostej dla trzech prognoz. Metoda ta sprawdza się najlepiej dla prognozy krótkoterminowej. Wartości prognozy długoterminowej odbiegają znacznie od faktycznej produkcji.

Przykład 2. Model średniej ruchomej ważonej

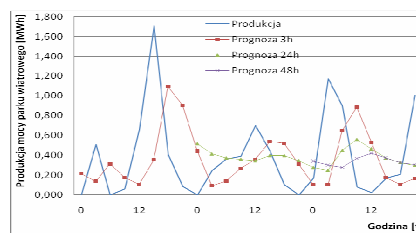
$$y_{srw} = \sum_{i=t-d}^{t-1} y_i \cdot w_{i-t+d+1}, \quad (7)$$

gdzie: „waga” zmiennej prognozowanej w okresie „t”

$$0 < w_1 < \dots < w_d \leq 1, \quad \sum_{i=1}^d w_i = 1. \quad (8)$$

Do warunków stosowalności należą m.in. małe zmiany wartości zmiennej prognozowanej, brak wahań cyklicznych oraz sezonowych.

Na wykresie (rys.2.4) podobnie jak w powyższej metodzie najlepiej spisuje się prognoza krótkoterminowa.



Rys.2.3 Wykres przedstawia metodę średniej ruchomej ważonej

3.3. Model wygładzenia wykładniczego

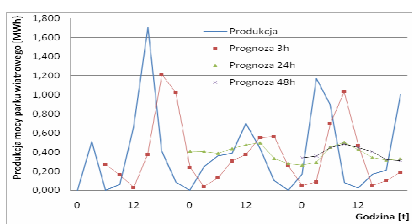
Szereg czasowy zmiennej prognozowanej wygładza się metodą ważonej średniej ruchomej, wagi określane są według prawa wykładniczego, a mianowicie niech:

$$y_{t-1} = \frac{y_{t-2} + y_{t-3} + \dots + y_{t-d-1}}{d}, \quad (9)$$

Po odpowiednich podstawieniach otrzymujemy:

$$y_t = \alpha y_{t-1} + \alpha(1-\alpha)y_{t-2} + \alpha(1-\alpha)^2 y_{t-2} + \dots + \alpha(1-\alpha)^{t-2} y + (1-\alpha)^{t-1} y$$

Ponieważ $\alpha \in [0,1]$, przeto dla $\alpha \neq 1$, wagi α , $\alpha(1-\alpha)$, $\alpha(1-\alpha)^2$ mają wartości wykładniczo malejące. Parametr α , określany jest mianem parametru wygładzania.



Rys.2.4 Wykres przedstawia metodę wygładzania wykładniczego dla $\alpha = 0,05$

Na rys.2.4 zastosowano metodę wygładzania wykładniczego. Podobnie jak w poprzednich metodach prognozowanie krótkoterminowe najlepiej odzwierciedla faktyczną produkcję mocy parku wiatrowego.

3.4. Model liniowy Holta

Model Holta rozwiązuje problem wygładzania szeregu czasowego, w którym występują i tendencja rozwojowa i wahania przypadkowe.

$$f_{t-1} = \alpha y_{t-1} + (1-\alpha)(f_{t-2} + S_{t-2}) \quad (10)$$

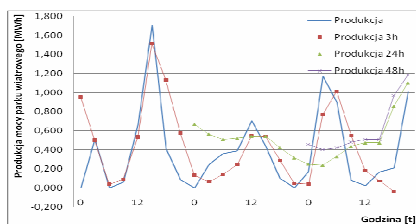
oraz

$$f_{t-1} = \beta(f_{t-1} - f_{t-2}) + (1-\beta)S_{t-2} \quad (11)$$

gdzie: f_{t-1} – odpowiednik wygładzonej wartości otrzymanej z prostego modelu wygładzania wykładniczego – ocena wartości średniej na moment lub okres $t-1$,

S_{t-1} – wygładzona wartość przyrostu trendu na moment lub okres $t-1$,

α, β – parametry modelu o wartościach z przedziału $[0, 1]$.



Rys.2.5 Wykres przedstawia metodę Holta postaci $f(\alpha, \beta)$

Na rys.2.5 zaprezentowano metodę Holta, z której wynika, że obie prognozy, krótkoterminowa oraz długoterminowa, bardzo dokładnie odzwierciedlają faktyczną produkcję mocy porównując z wcześniejszymi metodami.

3.5. Model Wintersa

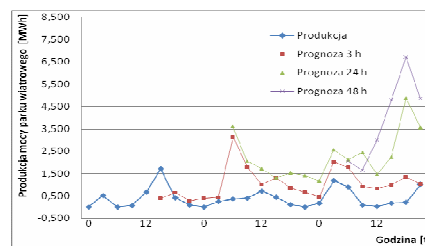
Jest wykorzystywany w przypadku szeregów czasowych zawierających tendencję rozwojową, wahania sezonowe oraz wahania przypadkowe.

Model addytywny:

$$f_{t-1} = \alpha(y_{t-1} - h_{t-1-r}) + (1-\alpha)(f_{t-2} - g_{t-2}) \quad (12)$$

$$g_{t-1} = \beta(y_{t-1} - f_{t-2}) + (1-\alpha) \cdot g_{t-2}$$

$$h_{t-1} = \gamma(y_{t-1} - f_{t-1}) + (1-\gamma) \cdot h_{t-1-r}$$



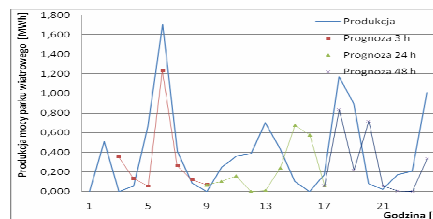
Rys.2.6 Wykres przedstawia metodę Wintersa model addytywny postaci $f(\alpha, \beta, \gamma)$

W powyższego wykresu wynika, że obie prognozy, krótkoterminowa i długoterminowa, podobnie reagują na zmiany danych wejściowych, co może prowadzić do błędnych prognoz mocy.

3.6. Metoda regresji liniowej

Metoda polega ona na tym, że należy dokonać estymacji, opierając się na klasycznym modelu regresji liniowej, pojedynczej wartości zmiennej losowej y_d przy ustalonej wartości $X = x_d$:

$$y_d = \alpha \cdot x_d + \beta + \xi_d, \quad (14)$$



Rys.2.8 Wykres przedstawia metodę regresji liniowej, wartość estymatora $a_0 = -0,239, a_1 = 0,167$

Powyższy wykres (rys.2.8) pokazuje zastosowanie metody regresji liniowej do prognozowania. Jak widać na wykresie metoda pokazuje, że można ją zastosować praktycznie do prognozowania krótkoterminowego jak i długoterminowego.

4. PODSUMOWANIE

Najlepszą z przedstawionych metod prognozowania według autora, na podstawie przeprowadzonej analizy danych produkcyjnych, jest zdecydowanie metoda Holta (rys. 2.5). Autor przeprowadził analizę porównawczą nakładając na siebie wszystkie otrzymane przebiegi czasowe oraz prognozy. Okazało się, że właśnie ta metoda najlepiej odzwierciedla przebieg faktycznej produkcji energii elektrycznej. Z metody tej, wynika, że kwadrat różnicy błędu jest najmniejszy ze wszystkich wymienionych metod.

Zauważono również, że gdy bierze się pod uwagę większy przedział okresowy do prognozy to błąd ex post staje się coraz większy. A jak wiadomo każde dodatkowe odchylenie od średniej produkcji energii elektrycznej utrudnia poprawne przewidywanie faktycznej produkcji energii elektrycznej.

Prognozowanie z horyzontem dwudziestogodzinnym tylko na podstawie mocy poprzednich prowadzi do dużych błędów w przypadku dynamicznej energii

kinetycznej wiatru. Nie korygując danych wejściowych w opisanych nurtach jesteśmy narażeni na popełnienie rażących błędów, które mogą wpłynąć negatywnie na poprawność prognozy, a także stan finansowy firmy.

5. LITERATURA

1. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia

podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz.U. Nr 85 poz.957 z dnia 13 października 2000 r.),

2. Zając K.: „Zarys metod statystycznych”, PWE Warszawa 1988.

POWER PREDICTIONS METHODS OF WIND POWER PLANT

Keywords: Power prediction of wind power plant, prediction technique of wind power plant, power generation.

The paper provides an overview of the prediction methods of wind power plant.

