

Jacek MALKO*

Ceny energii: zmienność i przewidywalność Case study – energia elektryczna w Europie

STRESZCZENIE. Procedury planowania i eksploatacji systemu zaopatrzenia w energię wymagają adekwatnych metod prognozowania struktury i cen nośników energii. Przedsiębiorstwa energetyczne wymagać więc będą szybkich, niezawodnych i ekonomicznych narzędzi dla oceny skutków wprowadzenia różnych strategii rozwojowych i ich wpływu na całość systemu społeczno-ekonomicznego oraz na dostawy energii do użytkowników końcowych. Każde przedsiębiorstwo winno być zdolne do dokonywania procedur planistycznych w perspektywie krótko-, średnio- i długookresowej oraz dokonania na ich podstawie prognoz obciążeń i cen. Presja na prognozowanie w skali systemowej nasila się z uwagi na szybkie zmiany w technologii, dostępności paliw, ograniczeń środowiskowych i finansowych oraz przekształceń strukturalnych sektora energetyki. Obserwuje się skrajnie wysoką zmienność cen i jest ona o nawet o dwa rzędy wartości większa niż dla innych towarów czy też instrumentów finansowych. Zmusza to producentów i odbiorców na rynku hurtowym do zabezpieczania się nie tylko przed ryzykiem zmian wolumenu obrotów, ale też przed zmianą struktury cen. Prognozowanie cen staje się podstawowym czynnikiem w podejmowaniu strategicznych decyzji przez spółki energetyczne. Struktura dostaw i ceny nośników prowadzą do zmian struktury cen, a prognozowanie w perspektywie krótko- i średnioterminowej jest szczególnie istotne dla modelowania cen oraz wyceny transakcji na rynku transakcji natychmiastowych (*spot*) i kontraktów terminowych. Rozważania teoretyczne zilustrowano studium przypadków.

SŁOWA KLUCZOWE: obciążenie elektroenergetyczne, cena energii, prognoza

* Dr hab. inż., em. prof. zw. – Politechnika Wroclawska; e-mail: jacek.malko@pwr.wroc.pl

1. Wprowadzenie: energia elektryczna jako towar rynkowy

Miarą niepewności co do przyszłych zachowań ceny instrumentu podstawowego (np. energii elektrycznej) lub instrumentów pochodnych (np. kontrakty *futures* czy opcje) jest zmienność (*volatility*). Wraz ze wzrostem tej zmienności rośnie prawdopodobieństwo ekstremalnych fluktuacji cen instrumentu. W porównaniu z innymi produktami zmienność cen energii elektrycznej jest wysoka, co jest odbiciem procesu obciążenia elektrycznego i niezbędności bilansowania podaży i popytu w czasie rzeczywistym. Dokument CIGRE (Reichert i in. 2001) proponuje następujący sposób definiowania zmienności cenowej: Niech $P(t_1)$ i $P(t_2)$ będą odpowiednio cenami energii elektrycznej w godzinach t_1 i t_2 . Dla przypadku losowej zmienności, opisaney rozkładem normalnym, różnica cen w przedziale $\Delta t = t_1 - t_2$ wyniesie

$$\Delta P = N(\mu, \sigma\sqrt{\Delta t})$$

gdzie: μ – wartość oczekiwana zmiany cen w przedziale Δt ,
 $\sigma\sqrt{\Delta t}$ – odchylenie standardowe zmian ceny w przedziale Δt ,
 σ – zmienność cenowa (*volatility of the price*).

Dla modelowania zmienności cen przy $\mu, \sigma = \text{const}$, równomiernym rozkładzie gęstości prawdopodobieństwa i niezależności ΔP odpowiada to spełnieniu warunków arytmetycznego ruchu Browna, szerzej omawianego np. w (Weron A., Weron R. 2000).

Wśród cech strukturalnych energii elektrycznej – oprócz wysokiej *volatility* wymienić można również:

- ✧ istnienie ograniczeń przesyłowych (*congestions*),
- ✧ niską elastyczność cenową zapotrzebowania,
- ✧ występowanie rynku usług systemowych (pomocniczych).

Jest regułą dla wielu konkurencyjnych dziedzin, że nierównowaga popytu i podaży jest bilansowana przez zapasy. Rynek energii elektrycznej jest na sposób wieloraki rynkiem czasu rzeczywistego. Oznacza to, że wiele mechanizmów finansowych, używanych obecnie w innych dziedzinach wytwórczości, cechuje się dla elektroenergetyki znacząco odmienną dynamiką w czasie. Wykazać to można na przykładzie jednego z typów kontraktów terminowych, a mianowicie opcji. Często przyjmuje się, że większość opcji finansowych rzadko jest realizowana, co wynika z obserwacji, że wartość oczekiwana opcji jest zawsze wyższa od wartości realizowanej. Oznacza to, że towar jest rzadko fizycznie przedmiotem obrotu i że większość instrumentów finansowych nie znajduje odpowiednika fizycznego. Zasady tej nie da się przenieść na rynek energii elektrycznej. Na tym rynku większość transakcji finansowych realizowana jest w formie obrotu energią z uwagi na realia zysk/korzyść. Przykładowo, będące przedmiotem obrotu transakcje bilateralne są częściowo realizowane przez strony zawierające kontrakt dwustronny, a częściowo – na drodze fizycznej sprzedaży/kupna energii na rynku natychmiastowym. Bilansowanie produkcji z zapotrzebo-

waniem nawet w transakcjach dwustronnych oznacza fizyczną dostawę przez uczestników rynku po stronie podażowej. Te ogólne prawidłowości i problemy, dotyczące wpływu mechanizmów finansowych na zachowania podmiotów na rynku energii elektrycznej nie są jeszcze rozpoznane w stopniu dostatecznym, mimo obszernej bibliografii zagadnienia. Co więcej: niezbędne stają się nowe mechanizmy bilansowania (rynek bilansujący) realizowane poza samym rynkiem energii/mocy i będące w gestii operatora systemu, odpowiedzialnego za bezpieczeństwo i integralność wysoce złożonej struktury technicznej.

Jedną z możliwych niejednoznaczności, występujących pomiędzy rynkiem finansowym a rynkiem energii w kategoriach dostawy, wynika z kontraktowania raczej energii, niż mocy (zainstalowanej, dyspozycyjnej...). Może to mieć pewne skutki w zakresie mocy regulacyjnej (udział ARCM). Z uwagi na niemożność oddzielenia procesów fizycznych (rzeczywiste przepływy mocy, skutkujące wymianą energii) i finansowych, można rozważyć następujące struktury obrotu energią:

1. Obowiązkowy obrót z powiadomieniem o wyprzedzeniu dobowym, bez transakcji dwustronnych *over-the counter*, OTC (tzn. wyłącznie transakcje natychmiastowe – *spot market*).
2. Opcjonalna wymiana zarówno w formie kontraktów dwustronnych jak i *spot market*, transakcje ściśle fizyczne, bez możliwości zbywania.
3. Opcjonalna wymiana z możliwością kontraktowych powiązań z innymi uczestnikami rynku.
4. Opcjonalna wymiana, obejmująca kontrakty dwustronne, rynek natychmiastowy i kontrakty długoterminowe.

Wyróżnić można trzy mechanizmy, zapewniające bilansowanie zapotrzebowania i generacji:

- ✧ fizyczne transakcje dwustronne, na ogół długoterminowe, przy czym ceny i wartość mocy (generowanej i zapotrzebowanej) określone są dla przewidywanych warunków rynkowych, ale nie podlegają rewizji dostosowującej do zmienności rynku. Transakcje takie nie podlegają zbyciu i są egzekwowane zgodnie z warunkami kontraktowymi,
- ✧ zbywalne transakcje dwustronne, oparte na kontraktach terminowych dla mocy generowanych i zapotrzebowanych oraz na cenach wynikających z prognoz rynku. W odróżnieniu od transakcji fizycznych strony zachowują prawo do zbywania przynajmniej części ustalonej kwoty kupna/sprzedaży na rynku natychmiastowym (*spot*) – o ile rynek taki istnieje – lub też na drodze umowy dwustronnej z innymi uczestnikami rynku,
- ✧ transakcje w czasie rzeczywistym na rynku natychmiastowym (*spot*), oparte na ofertach złożonych operatorowi rynku/systemu z wyprzedzeniem dobowym lub tygodniowym. Operator decyduje o wykorzystaniu i cenie oferty.

Ta złożona postać transakcji, obejmujących wymianę energii bezpośrednio pomiędzy różnymi podmiotami jak i formy koordynowanego rynku natychmiastowego tworzy podstawowy (albo pierwotny) rynek energii elektrycznej.

Rola rynku natychmiastowego definiowana jest przez odpowiedzialność operatora systemu za bilansowanie podaży i popytu na energię elektryczną. Jednakże nie oznacza to gwarancji, że bilansowanie to rzeczywiście nastąpi i na ogół bilans w czasie rzeczywistym ma wartość niezerową. Możliwość uzyskania dodatkowej generacji wynika z istnienia rynku

bilansującego, który może być traktowany jako mechanizm reagowania na oczekiwane (z wyprzedzeniem dobowym) niezbilansowanie generacji i zapotrzebowania. Uczestnicy rynku decydują o sprzedaży lub zakupie przy oczekiwanych warunkach rynkowych i gdy decyzja jest pozytywna, następną fazą jest zdecydowanie o wartości transakcji. Te dwa procesy decyzyjne służą częściowemu zbilansowaniu podaży i popytu w czasie rzeczywistym. Decyzja o zakupie w drodze kontraktu długoterminowego czy też za pośrednictwem rynku natychmiastowego zależy od cech fizycznych dostawców/odbiorców.

Konkluzje dokumentu CIGRE (Reichert i in. 2001) warto przytoczyć *in extenso*: „Modelowanie cen energii elektrycznej oraz ocena kontraktów na energię elektryczną jest wyzwaniem z dwóch zasadniczych powodów:

- ✧ Ceny energii elektrycznej wykazują złożoną charakterystykę, trudną do modelowania: bardzo wysoką zmienność, silną okresowość dobową, tygodniową i roczną, silne zaburzenia wartości oczekiwanych itp. W rezultacie tradycyjne metody, stosowane w zarządzaniu ryzykiem do modelowania cen (instrumentu podstawowego) – np. model logarymiczno-normalny – lub do cen kontraktów – np. model Blacka–Sholes’a) – nie mogą być stosowane dla energii elektrycznej.
- ✧ Rynki energii elektrycznej są bardzo młode i konieczne jest zebranie większego doświadczenia w celu pozyskania wiarygodnych danych cenowych odnośnie do transakcji natychmiastowych jak i kontraktów terminowych.
- ✧ Złożoność (cech) energii elektrycznej nie implikuje niemożności traktowania jej w kategoriach towaru. Zarządzanie ryzykiem jest oczywiście możliwe na rynku energii elektrycznej, lecz modele i narzędzia muszą być dostosowane do szczególnych cech tego towaru” (Reichert i in. 2001). Kształtowanie cen energii elektrycznej ma silny związek z problematyką prognozowania w energetyce:
 - ✧ po pierwsze, wiele metod i narzędzi wykorzystywanych w analizie i prognozowaniu zmienności obciążeń może być przydatnych w dziedzinie opisu zachowań rynkowych,
 - ✧ po drugie – dla uczestników rynku informacją podstawową jest ocena chłonności rynku (czyli prognozy popytu) w różnych horyzontach czasowych.Stwarza to oczywiście wyzwania i szanse przed teorią i praktyką prognozowania.

2. Proces obciążenia elektroenergetycznego i proces tworzenia cen

Ze specyficznych cech procesu obciążenia i cenotwórstwa elektroenergetycznego zdawano sobie sprawę od dawna. W fundamentalnej i historycznej już monografii M. Fisz (Fisz 1994) w rozdziale „Procesy stochastyczne” czytamy, że „zużycie energii elektrycznej (...) w określonej godzinie jest zmienną losową, ale zużycie energii elektrycznej w przeciągu dłuższego czasu, rozpatrywane jako funkcja czasu, jest funkcją losową”. I dalej „rozpatrywanie funkcji losowych nosi nazwę teorii procesów stochastycznych”. Tak więc,

zarówno zapotrzebowanie mocy jak i ceny energii są funkcjami parametru czasu τ , których wartości w każdym momencie są zmiennymi losowymi, a matematycznym odpowiednikiem procesu zależnego od czynników przypadkowych i kontrolowanego przez prawa probabilistyczne jest proces stochastyczny.

Rodzina zmiennych losowych $\{x(\tau), 0 \leq \tau < \infty\}$ tworzy proces stochastyczny, którego oceny dokonać można na podstawie realizacji $x(\tau)$, traktowanych jako wybrane w sposób losowy ze zbioru wszystkich możliwych realizacji procesu. W realizacjach tych wyróżnić można dwa składniki:

- ✧ składnik systematyczny (okresowy i/lub nieokresowy), reprezentujący czynniki nieprzypadkowe i określony przez średnią $\mu(\tau)$ procesu,
- ✧ składnik losowy, określony przez czynniki przypadkowe i reprezentowany przez wariancję $\sigma^2(\tau)$ procesu.

Proces zapotrzebowania mocy $\{x(\tau)\}$ określa nowy proces $\{z(\tau)\}$. w którym $z(\tau)$ jest zapotrzebowaniem energii w przedziale $(t-1, t)$, a t przyjmuje wartości dyskretne

$$z(t) = \int_{t-1}^t x(t) dt$$

W każdym procesie zapotrzebowania wyróżnić można składową deterministyczną i losową, jednakże technika dekompozycji złożonego, niestacjonarnego procesu stochastycznego o znamionach okresowości (pochodzących od zmienności dobowej, tygodniowej i rocznej), obciążonego zakłóceniami losowymi i nieregularnościami, pochodzącymi od czynników klimatycznych, nasuwa liczne problemy. Klasycznym podejściem jest wyodrębnienie stałych tendencji długookresowych o charakterze trendu, opis sezonowości z wykorzystaniem np. szeregów trygonometrycznych i dążenie do ograniczenia (przez filtrację) wpływu czynnika losowego. Taka dekompozycja na składowe deterministyczne i losowe może być przeciwstawiona bardziej finezyjnemu modelowi, zaproponowanemu dla analizy obciążeń szczytowych. Model zapotrzebowania przedstawiany może być zatem zależnością

$$X_t = T_t + S_t + I_t$$

gdzie: X_t – szczytowe zapotrzebowanie mocy dla miesiąca o numerze t ,
 T_t – składowa trendu,
 S_t – składowa sezonowa,
 I_t – zakłócenia losowe o charakterze szumu.

Zgodnie z obserwacjami w realnych systemach trend jest na ogół składową rosnącą, przy czym dla krótkich okresów występują losowe wahania współczynnika nachylenia kąтового linii trendu. Zmienność sezonowa odpowiada wahanom cyklicznym o większej lub mniejszej regularności, o amplitudach rosnących z czasem w sposób losowy. Składowa szumowa uważana jest za stacjonarny proces normalny o średniej zero i wariancji σ_w^2 .

Model stochastyczny zapotrzebowania mocy określony jest przez sformułowanie modeli dla poszczególnych składowych.

Model trendu przedstawiony jest w postaci

$$T_t = T_{t-1} + q_t$$

$$q_t = q_{t-1} + u_t$$

gdzie: q_t – zmiana trendu w przedziale czasowym $(t-1, t)$.

Zmienność trendu wynika z przedstawionej zależności, w której u_t określa stacjonarny proces białego szumu o średniej zero i nieznannej wariancji σ_u^2 . Z równań tych wynika zależność

$$(1 - U)^2 T_t = u_t$$

gdzie: U jest operatorem przesunięcia wstecznego o właściwości

$$UZ_t = Z_{t-1}$$

Tak więc, operator U , oddziałując na Z_t , powoduje jego przesunięcie o jednostkę przyrostu czasu w kierunku przeciwnym do dodatniego zwrotu osi; operator U^2 powoduje analogiczne przesunięcie o dwie jednostki itd. Zakłada się, że zwykle drugie różnice składowej trendu są procesem białego szumu. Dla ekstrapolacji długookresowej jest to równoznaczne z aproksymacją trendu wielomianem drugiego stopnia, co powoduje nadmierne *usztwywienie* modelu stochastycznego. W celu zwiększenia uniwersalności i giętkości modelu wprowadza się parametr ϕ taki, że proces białego szumu przypisany jest teraz wyrażeniu

$$(1 - \phi U)^2 T_t = u_t, 0 \leq \phi \leq 1$$

Zerowa wartość parametru ϕ odpowiada zerowemu wzrostowi trendu; wartość $\phi = 1$ oznacza wzrost kwadratowy.

Dla składowej sezonowej przyjęto model

$$S_t = S_{t-12} + s_t$$

$$s_t = s_{t-12} + (1-\rho)v_t + \rho v_{t-1}$$

gdzie v_t jest stacjonarnym procesem białego szumu o średniej zero i nieznannej wariancji σ_v^2 .

Model łączy w sposób regresyjny sukcesywnie następujące po sobie szczyty obciążenia miesięcznego poprzez czynnik v_{t-1} . Stopień uzależnienia kolejnych wartości szeregu jest

regulowany współczynnikiem ρ zawartym w przedziale $(0,1)$. Z przytoczonych równań wynika, że

$$(1-U^{12})^2 S_t = (1-\rho -\rho U)v_t$$

Składnik losowy I_t jest otrzymywany próbkowaniem ze stacjonarnego procesu białego szumu o średniej zero i wariancji σ_w^2 , zatem

$$I_t = w_t$$

Stąd otrzymuje się zależność

$$X_t = \frac{u_t}{(1-\varphi U)^2} + \frac{(1-\rho -\rho U)}{(1-U^{12})^2} + v_t + w_t$$

będącą modelem stochastycznym, w którym miesięczne (np. zapotrzebowanie mocy) wartości tego procesu są procesem niestacjonarnym. Zastosowanie teorii predykcji stochastycznej procesów stacjonarnych do niestacjonarnych szeregów czasowych możliwe jest przez wykorzystanie transformacji liniowej dla uzyskania stacjonarności badanego przebiegu. Spełnienie warunku stacjonarności umożliwia wprowadzenie analizy spektralnej, wygładzanie metodą najmniejszych kwadratów, metodą średniej ruchomej lub zastosowanie aproksymacji wielomianem. Prognoza procesów niestacjonarnych jest następnie uzyskiwana przez transformację odwrotną. Wykazano, że ten sposób postępowania prowadzi do prognoz optymalnych w sensie średniego błędu kwadratowego.

Ponieważ istnieje metoda przekształcenia, szereg X_t przechodzi w szereg stacjonarny Y_t przez transformację liniową

$$Y_t = (1-U^{12})^2 X_t = \frac{u_t(1-U^{12})^2}{(1-\varphi U)^2} + v_t(1-\rho -\rho U) + (1-U^{12})^2 + w_t$$

dla $\varphi < 1$. Dalej możliwa jest również metoda identyfikacji nieznanymi parametrów modelu.

Prognoza rozpatrywanych procesów polegać będzie na probabilistycznym określeniu przewidywanej wartości w chwili τ_o (wyznaczonej horyzontem prognozy) na podstawie danych statystyką realizacji. W zależności od rozpatrywanego okresu zmienności (doba ... rok) stosować należy odmienne techniki wstępnego przetwarzania informacji, opisujące historię procesu.

Prognoza powinna być możliwie najlepsza, co np. przy zastosowaniu kryterium najmniejszego błędu kwadratowego oznaczać będzie minimalizację wyrażenia

$$E(x-y)^2 = \min$$

gdzie: $x = x(\tau_o)$ – zmienna losowa, wartość procesu stochastycznego w chwili τ_o ,
 $y = y(\tau_o)$ – zmienna losowa, prognoza procesu stochastycznego w chwili τ_o ,
 E – operator wartości oczekiwanej (średniej).

Wprowadzając $\mu = \mu(\tau_o)$ – wartość średnią procesu w chwili τ_o – zapisać można wyrażenie na błąd w postaci następującej:

$$E(x - y)^2 = E[(x - \mu) - (y - \mu)]^2 = E(x - \mu)^2 - 2E[(x - \mu) - (y - \mu)] + E(y - \mu)^2$$

Z równania tego wynikają następujące spostrzeżenia:

- ✧ składnik $E(x - \mu)^2$ jest wariancją procesu w chwili τ_o , a jego wartość nie zależy od prognozy;
- ✧ składnik $E(x - \mu)(y - \mu)$ zależy od kowariancji zmiennych x i y , a przy prognozach na niezbyt bliską perspektywę zmienne te są w sensie stochastycznym niezależne, zatem ich kowariancja jest równa zeru i składnik $E(x - \mu)(y - \mu)$ znika.
- ✧ składnik $E(y - \mu)^2$ decyduje o jakości prognozy, zatem dla jego minimizacji należy dążyć do optymalnej prognozy wartości średniej μ procesu w chwili τ_o .

Prowadzi to do istotnych wniosków praktycznych.

1. Dla celów prognozy długo- i średnioterminowej nie jest istotna znajomość rozkładu zmiennej $x(\tau_o)$, lecz jej wartości oczekiwanej $\mu(\tau_o)$.
2. Każda, najlepsza nawet prognoza będzie obciążona błędem kwadratowym, którego wartość średnia jest nie mniejsza od wariancji procesu w chwili τ_o .

Potrzebny jest zatem model procesu, uwzględniający przede wszystkim zmiany wartości średniej, a oczekiwany błąd względny prognozy będzie zmniejszał się wraz ze wzrostem wielkości rozpatrywanego systemu i będzie mniejszy dla procesu zapotrzebowania energii niż dla procesu zapotrzebowania mocy (dla tego samego systemu), co wynika z wartości wariancji tych procesów.

Przewidywanie przyszłych wartości zapotrzebowania energii odgrywa kluczową rolę w procesach decyzyjnych, związanych z planowaniem eksploatacji i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Specyfika rozwiązywanych zadań optymalizacyjnych dla różnych horyzontów planowania wyklucza stosowanie uniwersalnego modelu, obejmującego wszystkie wymagane wyprzedzenia czasowe – od pojedynczych sekund po wieloletnia i dekady. Stąd też mnogość podejść i modeli, zmuszająca do stałej ich weryfikacji i wyboru z uwagi na uznane kryteria dobroci i sprecyzowane warunki zastosowań.

Znaczenie prognozowania elektroenergetycznego wynika z faktu, iż zarówno koszty jak i niezawodność wytwarzania energii elektrycznej oraz jej dostawy odbiorcom w decydującej mierze zależą od trafności przewidywania. W zakresie wyprzedzeń krótkoterminowych istotne jest bieżące nadążanie wytwarzania za zmiennym w czasie zapotrzebowaniem.

Złożoność problematyki prognostycznej zmusza do klasyfikacji stosowanych metod z uwagi na:

- ✧ rozmiary badanego systemu,

- ✧ horyzont czasowy prognozy oraz zakres informacji wejściowych i wyjściowych,
- ✧ zastosowany model matematyczny.

Rozmiar systemu może zmieniać się w szerokich granicach; analizy prognostyczne dotyczyć mogą zarówno pojedynczego odbiornika, zespołu odbiorników, grup odbiorców, określanych obszarów aż po system elektroenergetyczny kraju i ugrupowań międzynarodowych.

Szczegółową klasyfikację prognoz zaproponowano (Dobrzańska i in. 2002), rozwijając zwłaszcza syntetyczną kategorię *model matematyczny*. Rozważania skupiają się zasadniczo na dwóch podstawowych horyzontach wyprzedzeń czasowych: wyprzedzeń wieloletnich dla potrzeb planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego (SEE) oraz wyprzedzeń minutowych, godzinowych i dobowych dla celów sterowania pracą i planowania pracy systemu. Jest rzeczą godną uwagi, iż zmiany zachodzące w zakresie filozofii funkcjonowania sektora elektroenergetyki we współczesnych strukturach społeczno-ekonomicznych oraz nowe podejście do zagadnień planowania rozwoju tego sektora (planowanie według najmniejszych kosztów – LCP, zintegrowane planowanie zasobów – IRP), a także zmniejszenie wagi procesów inwestowania w źródła energii elektrycznej, zmuszają do nowego spojrzenia na metody i narzędzia prognozowania długoterminowego. Konieczne jest wprowadzenie do ocen przyszłego zapotrzebowania przewidywań skutków działań po stronie popytowej (DSM) oraz generalnych procesów restrukturyzacji gospodarki. Przesuwa to punkt ciężkości z klasycznych metod, opartych na modelach tendencji rozwojowych (ekstrapolacja szeregów czasowych, ekonometria) w kierunku rozwijania tzw. modeli techniczno-ekonomicznych (*end-use* – zużycia końcowego). Dotychczasowe metody modelowania procesu zapotrzebowania dla celów predykcji krótkoterminowej (umownie określane jako konwencjonalne), można w dużym uproszczeniu podzielić dwojako. Jedne traktują proces obciążenia w kategoriach procesu stochastycznego dyskretnego, wykorzystując do jego prognozowania odpowiednie modele analityczne, inne wykorzystują natomiast techniki regresyjne dla uwzględnienia dodatkowo wpływu np. czynników meteorologicznych.

W latach ostatnich wzrosło zainteresowanie wykorzystaniem do symulacji i predykcji krótkoterminowej systemów i narzędzi wspartych bazą wiedzy (*knowledge-based*) lub inaczej – ze sztuczną inteligencją (AI). Wymienić tu można systemy ekspertowe, systemy logiki rozmytej (*fuzzy systems*), sztuczne sieci neuronowe (*artificial neural networks* – ANN), zwane także modelami z procesorami o rozłożonym i równoległym działaniu (*parallel distributed processors*), modelami połączeniowymi (*connectionist models*) lub neurokomputerami oraz systemy hybrydowe, będące kombinacjami poprzednich systemów.

3. Studium przypadków

Ramy niniejszego artykułu uniemożliwiają nawet pobieżny przegląd literatury przedmiotu; warto jednak wspomnieć, że tematyka prognozowania w elektroenergetyce (w tym prognozowania cen energii elektrycznej) znalazła reprezentację w postaci monografii książ-

kowych (Dobrzańska i in. 2002; Dobrzańska i in. 1971; Malko 1995; Popławski i in. 2012; Weron R. 2006a, b; Piotrowski 2013) i obszernych artykułów przeglądowych (Gross, Galiana 1987; Weron R. 2000; Malko, Skorupski 2003; Weron A., Simonsen 2004; Borenstein 2007; Czapa i in. 2009; Siohansi, Tigner 2012). Celowe wydaje się jednak przedstawienie kilku przypadków (*case studies*, CS) wykorzystania instrumentarium (*tool box*) predykcji dla celów planowania rozbudowy i eksploatacji systemów elektroenergetycznych.

CS1. Prognozowanie kosztów energii przy rozbudowie mocy wytwórczych w elektroenergetyce (The Boston Consulting... 2003; Dąsal i in. 2012)

Celem obszernych studiów BCG było szerzenie wizji rozwojowej podsektora wytwarzania energii elektrycznej, pomocnej przy podejmowaniu ekonomicznych decyzji o zakresie strategicznym. Ostatnie lata przyniosły ciąg istotnych uwarunkowań: ogólnie do niedawna obserwowana nadmiarowość zdolności wytwórczych (będąca także skutkiem rozległego kryzysu bankowo-gospodarczego) zmienia się w pilną konieczność inwestycji, a polityka klimatyczna o wymiarze globalnym zmienia dotychczasowe preferencje w zakresie struktury paliw i technologii wytwórczych. O skali wyzwań świadczy ocena potrzeb w zakresie inwestycji w źródłach: w skali przedakcesyjnej UE – niezbędne jest rozbudowanie systemu europejskiego w trybie pilnym o 65 GW nowych mocy, a przy wprowadzeniu postanowień z Kioto i konieczności wycofania mocy przestarzałych potrzeby wzrastają do 165 GW. Dla roku wyjściowego Raport (The Boston Consulting... 2003) odwzorowuje krzywą uporządkowaną generacji przy założeniach:

- ✧ istniejące elektrownie uszeregowane są zgodnie z rosnącymi krótkoterminowymi kosztami krańcowymi (marginalnymi),
- ✧ krótkoterminowy koszt krańcowy odpowiada jednostkowym kosztom paliwa, zwiększonym o zmienne koszty obsługi i eksploatacji, odniesione do MWh,
- ✧ cena bieżąca (rzeczywista) kształtuje się na ogół powyżej krańcowej ceny nominalnej na rynku konkurencyjnym z uwagi na niedoskonałość rzeczywistego rynku energii, zróżnicowanych struktur paliwowych w regionalnych systemach oraz ograniczeń sieciowych.

Raport BCG zamyka konkluzja: „aczkolwiek niepewność zawisła nad europejskim rynkiem energii, to uczestnicy tego rynku winni podjąć konkretne działania dla kształtowania jego rozwoju i integracji w przygotowaniu do wykorzystania szans i minimalizacji ryzyka”. Zmusza to do rewizji poglądów na temat *energy mix* – struktury mocy wytwórczych, zwłaszcza że:

- ✧ obserwowanym zjawiskiem jest przyspieszony rozwój technologii „zielonych” na skutek rosnącego strumienia pomocy publicznej dla tego sektora,
- ✧ konieczne jest zrewidowanie stosunku do energetyki jądrowej w perspektywie strategicznej,
- ✧ wzmocnieniu ulegnie konwersja z węgla na paliwo gazowe, mimo iż w najbliższych dekadach węgiel nadal będzie dominować na rynku.

Podobne wnioski wynikają z publikacji (Kaliski i in. 2013).

CS2. Prognozowanie kosztów wytwarzania dla wybranych technologii z wykorzystaniem krzywych uczenia (Greenpeace... 2012; Arrow 1962; Boston Consulting ... 1968; International Energy Agency ... 2000; Malko 2000; Bodde 1976).

„Krzywa uczenia się jest długoterminową koncepcją strategiczną, sumującą złożone skutki wielkiej liczby czynników i nie może być wykorzystana jako niezawodne narzędzie dla sterowania operacyjnego bądź podejmowania decyzji krótkoterminowych. Jednakże krzywa uczenia się jest istotnym instrumentem dla formułowania strategii konkurencyjności” (Kaliski i in. 2013). Optymalizacja struktury mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym jest złożonym zadaniem wielokryterialnym w warunkach ryzyka i niepewności. Krzywe uczenia, obiektywizujące historię postępu technicznego dla analizowanych procesów wytwarzania (także energii elektrycznej) mogą być wykorzystywane do oceny zachowań tych technologii w przyszłości. Miarą dynamiki „uczenia się” dowolnej technologii może być np. procentowe obniżenie kosztów wytwarzania przy podwojeniu mocy zainstalowanej w tej technologii. Przykładowo, dla fotowoltaiki przy historycznie osiągniętych przyrostach mocy (średnio 15% rocznie) osiągnięcia konkurencyjności rynkowej oczekuje się jeszcze przed rokiem 2020 (Arrow 1962).

CS3. Prognoza akceptowalności społecznej wyższych cen energii elektrycznej (Malko 2007; Carlson, Martenson 2007)

Skutki złożonego procesu liberalizacji sektora energii elektrycznej, wprowadzenie nowych instrumentów regulacyjnych oraz wzrastające uzależnienie od dostaw energii elektrycznej są czynnikami, skłaniającymi do podejmowania prób wyceny wrażliwości odbiorcy na zakłócenie w dostawie elektryczności. Przedsięwzięta na przykładzie wyspecyfikowanej grupy odbiorców – gospodarstw domowych w Szwecji – analiza przyniosła interesujące wyniki, sformułowane w kategoriach skłonności do płacenia za energetyczne usługi ponadstandardowe. Ilościowa wycena lepszej jakości energii wykazała zmianę wartości parametrów opisujących bezpieczeństwo zasilania i dla odbiorców zróżnicowanych terytorialnie. Stwierdzono także, że w istocie bezinwestycyjne przedsięwzięcia (w rodzaju dedykowanego powiadamiania o głębokości awarii i czasie jej likwidacji) polepszają znacząco komfort odbiorcy.

CS4. Prognozy długoterminowe cen ropy naftowej (Greely 2006)

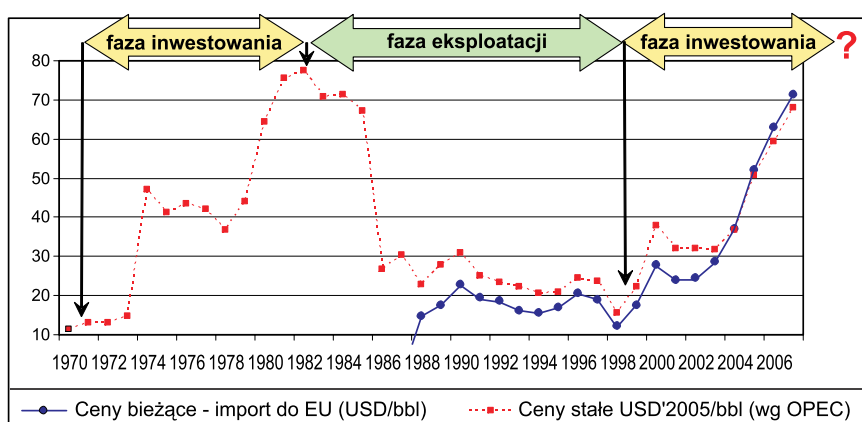
W długookresowych badaniach prognostycznych kluczowe znaczenie mają przewidywania co do przyszłych tendencji dotyczących cen ropy naftowej, kształtowanych na rynkach międzynarodowych. Mowa o przewidywaniach, bowiem coraz trudniej jest obecnie prognozować zmiany cen z wykorzystaniem klasycznych metod rynkowych. Szczególnie w ostatnich latach okazało się, że ceny ropy i innych paliw, notowanych na rynkach międzynarodowych, są trudno przewidywalne. Jedną z istotnych przyczyn zwiększających tę trudność jest wykorzystanie kontraktów na ropę jako bezpiecznych instrumentów rynku kapitałowego, częściowo zastępujących coraz bardziej niepewną walutę amerykańską.

Analizując publikacje światowe i europejskie można wskazać na kilka istotnych cech charakteryzujących rynki ropy naftowej i pozostających z nią w ścisłym związku cenach

gazu oraz węgla kamiennego, a zatem i energii elektrycznej. Głównymi czynnikami, wpływającymi na ceny międzynarodowej ropy np. w latach 2006 i 2007 były:

- ✧ gwałtowny wzrost popytu ze strony Chin i Indii, silnie wpływających na globalne tempo wzrostu gospodarczego świata,
- ✧ występowanie zaburzeń w dostawach ropy (u jej producentów) ze względu na zagrożenia militarne, terrorystyczne, czy skrajne warunki pogodowe (Irak, Iran, Nigeria, huragany w Zatoce Meksykańskiej i inne),
- ✧ stopniowe wyczerpywanie się możliwości dodatkowego wzrostu produkcji u dotychczasowych producentów ropy, kompensowane przez innowacyjne technologie wydobycia (gaz i ropa z łupków),
- ✧ wystąpienie bariery przerobu ropy na produkty naftowe w rafineriach,
- ✧ istotny wzrost cen frachtu w przewozach morskich ropy.

Z analizy *Goldman Sachs Global Investment Research* (GS) (Greely 2006) wynika m.in., że na rynkach światowych od roku 1925 można zauważyć trzy cykle składające się z fazy inwestowania w prace poszukiwawcze i budowę mocy produkcyjnych (złoża, wydobycie, transport, przerób) i eksploatacji – konsumowania produkcji z nowych odkryć. Porównując dane o zmianach cen ropy z obserwacjami i wnioskami GS, dotyczącymi okresów wystąpień poszczególnych faz, można zauważyć ich dużą zgodność. Tendencje okresowych zmian cen wskutek cyklicznego „zużycia” odkrytych i eksploatowanych aktywów (zasobów) energetycznych ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Cykliczna zmienność cen ropy naftowej
Źródło: Goldman Sachs

Fig. 1. Cyclic volatility of oil prices

CS5. Prognozy cen nośników energii do r. 2030 według IEA/OECD (Word Energy ... 2010; Brown, Yücel 2008; Malko, Parczewski 2008)

Wyspecjalizowana agenda OECD – Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) publikuje okresowo prognozy cen paliw (wyrażone w cenach stałych). Przykładowo oceny dla lat

TABELA 1. Ceny podstawowych nośników energii – projekcje IEA

TABLE 1. Prices of main energy carriers – IEA projections

		Rok				
		2010	2015	2030	2025	2030
A. Scenariusz – Odniesienia						
Ropa naftowa – import do IEA	USD/barrel	50,3	48,8	50,1	51,4	52,8
Gaz ziemny – import do EU	USD/Mbtu	5,6	5,6	5,8	6,0	6,2
Węgiel energetyczny – import OECD	USD/tonne	48,3	48,5	49,6	50,9	52,1
B. Scenariusz – Wysokie ceny						
Ropa naftowa – import do IEA	USD/barrel	54,9	56,9	62,1	67,9	74,1
Gaz ziemny – import do EU	USD/Mbtu	6,1	6,6	7,2	8,0	8,8
Węgiel energetyczny – import OECD	USD/tonne	49,1	51,9	55,0	58,4	61,9

Źródło: IEA/OECD

2010–2030 przedstawiono w (Brown, Yücel 2008) – cyt. za (Malko, Parczewski 2008) dla dwóch scenariuszy rozwoju energetyki europejskiej.

CS6. Taryfy gwarantowane (Feed-in Tariffs) (Europe's Energy Portal... 2013)

W większości krajów Unii Europejskiej przedsiębiorstwa energetyczne kupują energię elektryczną z zasobów odnawialnych, produkowaną przez indywidualnych wytwórców i spółki. Ceny płacone za taką „autoprodukcję” określają taryfy gwarantowane (*feed-in*). Alternatywną formą promowania OZE są świadectwa pochodzenia (certyfikaty), będące przedmiotem obrotu giełdowego. Tabela 2 zestawia ceny obowiązujące od kwietnia 2010 r. w krajach UE.

Wnioski

Z przytoczonych rozważań wysnuć można wnioski zbieżne z raportem US DoE (US Department of Energy... 2012), porównującym ceny gazu, ropy naftowej i energii elektrycznej w USA i Europie

- ✧ zmienność (*volatility*) cenowa jest silnie zależna od czasu i na skutek tego również zależne od czasu są kowariancja i bezwarunkowa korelacja tego procesu;
- ✧ nieefektywna okazuje się prosta analiza korelacyjna różnych szeregów czasowych – nie zezwała ona na uchwycenie rzeczywistego związku pomiędzy podstawowymi właś-

Tab.2. Ceny energii elektrycznej dla wybranych technologii w krajach UE [Euro/kWh]

Tab.2. Power prices Euro/kWh for selected technologies in EU countries

Kraj	Energetyka wiatrowa lądowa	Energetyka wiatrowa morską	Energetyka solarna	Energetyka biomasowa	Energetyka wodna
Austria	0,073	0,073	0,29–0,46	0,06–0,16	n/a
Belgia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Bułgaria	0,07–0,09	0,07–0,09	0,34–0,38	0,08–0,10	0,045
Cypr	0,166	0,166	0,34	0,135	n/a
Czechy	0,108	0,108	0,455	0,077–0,103	0,081
Dania	0,035	n/a	n/a	0,039	n/a
Estonia	0,051	0,051	0,051	0,051	0,051
Finlandia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Francja	0,082	0,31–0,58	n/a	0,125	0,06
Niemcy	0,05–0,09	0,13–0,15	0,29–0,55	0,08–0,12	0,04–0,13
Grecja	0,07–0,09	0,07–0,09	0,55	0,07–0,08	0,07–0,08
Węgry	n/a	n/a	0,097	n/a	0,029–0,052
Irlandia	0,059	0,059	n/a	0,072	0,072
Włochy	0,3	0,3	0,36–0,44	0,2–0,3	0,22
Łotwa	0,11	0,11	n/a	n/a	n/a
Litwa	0,10	0,10	n/a	0,08	0,07
Luksemburg	0,08–0,10	0,08–0,10	0,28–0,56	0,103–0,128	0,079–0,103
Malta	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Holandia	0,118	0,186	0,459–0,583	0,115–0,177	0,073–0,125
Polska	n/a	n/a	n/a	0,038	n/a

n/a – dane niedostępne

Źródło: Europe's Energy Portal

ciwościami rynków energii, nawet jeżeli średnie ruchome współczynników korelacji przyjmą znaczące wartości dodatnie;

- ✧ istnienie związków w postaci wspólnego trendu stochastycznego pomiędzy szeregami czasowymi cen dóbr daje się udowodnić, a taki wspólny trend może być interpretowany jako źródło losowości (np, rynku ropy naftowej), oddziałującej na dynamikę dwóch innych dóbr (energii elektrycznej i gazu) dla każdego z rynków,

- ✧ wykazano długookresową równowagę pomiędzy cenami energii elektrycznej i ropy naftowej jak również pomiędzy cenami gazu i ropy na rynku europejskim i amerykańskim;
- ✧ rynki energii w Europie wskazują na silniejszą integrację niż w USA, a aktualizowane doregulowania cenowe w perspektywie krótkoterminowej określić można z opóźnieniem kilkudniowym.

Literatura

- ARROW K., 1962 – The Economic Implications of Learning by Doing. *Rev. of Ecom. Studies*, Vol. 5.
- BODDE D.L, 1976 – Riding the Experience Curve. *Techn. Rev.* March/Apr.
- BORENSTEIN S., 2007 – Customer Risk from Real – Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgeability. *The Energy Journal IAEE* Vol, 28, Nr 2.
- Boston Consulting Group, *Perspectives on experience*, BCG, Boston 1968.
- BROWN S.P., YÜCEL M.K., 2008 – What drives Natural Gas Price, *The Energy Journal IAEE* Vol. 24, Nr 2.
- CARLSON F., MARTENSON P., 2007 – Willingness to pay among Swedish Household. *The Energy Journal IAEE* Vol. 28 nr 1.
- CZAPA R., TOMASIK G., LUBICKI T., 2009 – O możliwości krótkoterminowego prognozowania energii elektrycznej (...). *Przegląd, Elt*, 3.
- DAŚAL K., POPLAWSKI T., RUSEK K., 2012 – Prognozy długoterminowe energii elektrycznej. *Polityka Energetyczna* t.15, z. 4.
- DOBRAŃSKA I. (red.) i in., 1971 – Analiza i prognoza obciążeń elektroenergetycznych. WNT, Warszawa.
- DOBRAŃSKA I. (red.) i in., 2002 – Prognozowanie w elektroenergetyce – zagadnienia wybrane. *Wyd. Polit. Częst.*, Częstochowa.
- Europe's Energy Portal – Fuel Prices, Rates for Power & Natural Gas www.energy.eu; 31. 05. 2013.
- FISZ M., 1994 – Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna. PWN, Warszawa.
- Greenpeace: Energy [R]evolution. Greenpeace Report 4th edition 2012 World Scenerio.
- GREELY D., 2006 – Reassessing long – term energy prices. *Goldman Sachs Inv. Res.* May 2006.
- GROSS G., GALIANA F., 1987 – Short – Term Load Forecasting. *Proc. IEEE* vol. 75, no 12.
- International Energy Agency: Experience curves for energy technology policy IEA/OECD, Paris 2000.
- KALISKI M. i in., 2013 – Modele biznesowo-finansowe i rozwiązania stosowane przy poszukiwaniach (...). *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 1.
- MALKO J., 1995 – Wybrane zagadnienia prognozowania w elektroenergetyce. *Oficyna Wyd. Pol.* Wroc. Wrocław.
- MALKO J., 2000 – Krzywe uczenia jako narzędzie podejmowania decyzji o strukturze mocy wytwórczych elektroenergetyki. *Przegląd Elt.* Nr 9.
- MALKO J., 2007 – O skłonności do płacenia za bezpieczeństwo energetyczne. *Wokół Energetyki* r. VII, Nr 2(30), kwiecień.
- MALKO J., PARCZEWSKI Z., 2008 – Przestrzenne uwarunkowania i potrzeby terytorialne związane z rozwojem infrastruktury energetycznej, Rekomendacje dla KPZK [w] Ekspertyzy do koncepcji (...) *Min. Rozw. Region.* Warszawa.

- MALKO J., SKORUPSKI W., 2003 – Modelowanie przekrojowo-sekwencyjne predykcji (...). Mat. Konf. „Problemy systemów elektroenergetycznych”, Wrocław.
- PIOTROWSKI P., 2013 – Prognozowanie w elektroenergetyce w różnych horyzontach czasowych. Oficyna Wyd. Pol. Warsz., Warszawa.
- POPLAWSKI T. (red.) i in., 2012 – Wybrane zagadnienia prognozowania długoterminowego w systemach elektroenergetycznych. Wyd. Pol. Częst., Częstochowa.
- REICHERT D. i in., 2001 – Portfolio and risk management for power Producers and Traders, CIGRE TF 38-04-12 Final Report SC 38 Annul Meeting, Vancouver, July 2001 (Electra No 199, Dec, 2001).
- SIOHANSI R., TIGNER A., 2012 – Do Centrally Committed Electricity Markets Provide Useful Price Signals? The Energy Journal IAEE, vol. 33, nr 4.
- The Boston Consulting Group: Keeping the Lights On. BCG Report, Boston 2003.
- US Department of Energy: Oil, gas and electricity prices in US and Europe, DoE, Washington, Nov,2012.
- WERON A., SIMONSEN I., 2004 – Modeling highly volatile and seasonal markets: evidence from the Nord Pool electricity markets. The Application of Econophysics 21.
- WERON A., WERON R., 2000 – Giełda energii elektrycznej – strategia zarządzania ryzykiem. CIRE, Wrocław.
- WERON R., 2000 – Energy Price Risk Management. Physica A: Statistical Mechanics and its Application 285 (1).
- WERON R., 2006a – Modeling and Forecasting Loads and Prices in Deregulated Electricity Markets. Agencja Rynku Energii. Warszawa.
- WERON R., 2006b – Modeling and Forecasting Electricity Loads and Prices – A Statistical Approach. Wiley.
- World Energy Outlook: WEC 2010: IEA/OECD, Paris 2010.

Jacek MALKO

Energy prices: volatility and predictability Case study – electricity in Europe

Abstract

Energy system planning and operational procedures are based on adequate methodologies of forecasting energy supplies and the prices of energy carriers. Utilities will need a fast, reliable, and economical planning “tool box” to evaluate the consequences of different strategies of development and their impact on the socio-economic system as a whole in supplying energy to the consumer. Each energy company must be able to perform short-, medium-, and long-term planning, and as a consequence to carry out, for example, electric load and price prediction. The necessity for system forecasting and planning becomes even more pressing when considering the rapid changes in technology, fuel availability, environmental and financial constraints, and structural transformations

in the power sector. Extreme price volatility, which can be even two orders of magnitude higher than for other commodities or financial instruments, has forced producers and wholesale consumers to hedge against not only volume risk but also price movements. Price forecasts have become a fundamental factor in energy company decision-making and strategy development. As a result of the supply stack structure, load fluctuation translates into variations in energy prices. Forecasting has become increasingly important since the rise of competitive energy markets. Short- and medium-term forecasting is important for modeling prices and valuation of spot and derivative contracts for the delivery of energy. Theoretical considerations and techniques are illustrated using case studies.

KEY WORDS: electric load, energy price, forecasting

