

Janusz SOWIŃSKI*

Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych

STRESZCZENIE. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w kraju wzrasta w ostatnich latach systematycznie. Na ten trend nakłada się jednocześnie proces starzenia się istniejących bloków energetycznych. Konieczne są nowe inwestycje, również w postaci modernizacji typu retrofit. Odtworzenie mocy i zapewnienie pokrycia zapotrzebowania będzie wymagać wprowadzania corocznie do systemu około 800–1000 MW w ciągu najbliższych lat. Konieczna jest analiza strategii rozwojowych systemu wytwórczego, a jej podstawą jest analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem kosztów opłat za użytkowanie środowiska. W artykule zaprezentowano analizę kosztów dotyczącą przyszłościowych technologii możliwych do zastosowania w Polsce. Przedstawiono rezultaty własnych oszacowań.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia, koszty, prognozowanie

Wprowadzenie

Przedstawione w tabeli 1 wielkości charakteryzujące polską elektroenergetykę wskazują na systematyczny wzrost zapotrzebowanie na energię elektryczną w ostatnim dziesięcioleciu. Na ten trend nakłada się niekorzystne zjawisko starzenia się turbozespołów. Prawie połowa mocy wytwórczych (kotłów i turbogeneratorów) eksploatowana jest dłużej niż

* Dr inż. — Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska, Częstochowa.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

30 lat. Brak środków na inwestycje i modernizacje pogłębia niekorzystną sytuację. Wprowadzane corocznie w ostatnim dziesięcioleciu nowe moce w wysokości około 400 MW nie zapewniają odtworzenia mocy wytwórczych. Szacuje się, że w najbliższych latach w polskim systemie powinno pojawiać się rocznie około 800–1000 MW nowych mocy. Dodatkowo sytuację w elektroenergetyce komplikują wymagania ekologiczne dotyczące elektrowni, a formułowane w wielu dokumentach, między innymi, w Traktacie akcesyjnym, Dyrektywie EU 2001/80/WE, BAT Reference Document for LCP, Protokole z Kioto.

Na ceny energii elektrycznej coraz bardziej wpływają mechanizmy rynkowe, ale mechanizmy regulacji bazują zarówno na zasadzie pokrycia uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak i zasadzie ochrony odbiorców przed praktykami monopolistycznymi. Zasada cen wolnorynkowych nominalnie panuje na rynku wytwórców energii elektrycznej. Średnia cena energii elektrycznej w pierwszym półroczu 2006 roku na rynku hurtowym wynosiła 141,31 zł/MW·h i była o 23% niższa niż cena energii sprzedawanej w ramach KDT (udział KDT w sprzedaży to około 55% rynku). Wyższe o około 16% są ceny energii pochodzącej z elektrowni na węglu kamiennym (około 147 zł/MW·h) w stosunku do elektrowni na węglu brunatnym (około 127 zł/MW·h). Wyższe są ceny energii z kogeneracji, a najwyższe ze źródeł przyjaznych środowisku (OZE).

TABELA 1. Wielkości charakteryzujące elektroenergetykę polską

TABLE 1. Items describing Polish power engineering

Wyszczególnienie	Jednostka	Lata		
		1995	2000	2005
Zużycie energii elektrycznej ogółem	TW·h	136,2	138,8	145,8
Moc zainstalowana na koniec roku	MW	33 160	34 595	35 404
Maksymalne zapotrzebowanie mocy	MW	23 956	22 289	23 477

Źródło [1]

Analizując strategie rozwojowe systemu elektroenergetycznego niezwykle ważnym problemem jest właściwe prognozowanie cen na rynku energii elektrycznej i kosztów jej wytwarzania, opisywane m.in. w [7, 8, 9, 11, 12].

1. Nowoczesne technologie w krajowych elektrowniach systemowych

Z przemian dokonujących się na świecie w ostatnich dziesięcioleciach wynikają dalekosiężne konsekwencje dalszych zmian strukturalnych w polskiej elektroenergetyce.

W zakresie strategii energetycznej wyznacznikiem są działania podejmowane przez inne państwa, realizujące programy inwestycyjne w nowe technologie wodorowe. Niewątpliwym ograniczeniem jest konieczność realizacji wymagań bezpieczeństwa energetycznego.

Przewiduje się, że zmiany technologiczne w polskiej elektroenergetyce dopiero nastąpią. Tendencja światowa to rozwój rozproszonych technologii wodorowych, zwłaszcza w postaci ogni w paliwowych. Warunkiem koniecznym realizacji technologii wodorowej jest rozwój technologii transportu gazu ziemnego: technologii LNG (*Liquified Natural Gas*) i CNG (*Compressed Natural Gas*). Należy przypuszczać, że podstawowym nośnikiem technologii wodorowej w pierwszej fazie rozwoju będzie gaz ziemny, a w późniejszych zastosowaniach produkty zgazowania węgla i zgazowanie biomasy. Technologie zgazowania węgla tworzą nowe perspektywy wykorzystania węgla w kontekście utrzymania tego nośnika jako podstawy narodowego bezpieczeństwa energetycznego.

W prognozach uznaje się, że najistotniejszym źródłem energii odnawialnej w Polsce będzie biomasa produkowana z wykorzystaniem inżynierii genetycznej. Protekcjonizm państwa w tym zakresie powinien sprowadzać się do zwiększenia wykorzystania biomasy w energetyce, głównie w lokalnym ciepłownictwie i elektroenergetyce. Państwo ma możliwość poprzez system podatkowy wpływania na rozwój odnawialnych źródeł energii, ale wydaje się, że nie preferencje a liberalizacja w tym względzie jest właściwszą drogą. Oznacza to regulacje (przede wszystkim URE) prowadzące do większej ochrony inwestorów przed dominującą rolą spółek dystrybucyjnych, zwłaszcza przy określaniu warunków przyłączania źródeł rozproszonych do sieci, zasad określania w taryfach ceny energii odnawialnej, jak również stosowania opłat przesyłowych.

Oprócz elektroenergetyki gazowej, węglowej i odnawialnej, analizując technologie wytwarzania energii elektrycznej, należy uwzględnić elektroenergetykę atomową, dla której obecnie kształtują się uwarunkowania umożliwiające realizację projektów inwestycyjnych. Z uwagi na wysokie koszty budowy elektrowni atomowej (nakład inwestycyjny nie mniejszy niż 3 mld euro) i fakt, że to inwestor musiałby sfinansować realizację projektu, wynika konieczność oceny ryzyka związanego z możliwościami sprzedaży wyprodukowanej energii na rynku. Najwięksi i doświadczeni inwestorzy obecni na rynku polskim o możliwościach realizacji inwestycji to EDF i Vattenfall. Oprócz zaistnienia warunków ekonomicznych niezbędna jest akceptacja społeczna do realizacji budowy elektrowni atomowej.

W [3, 6] zestawiono informacje o nowoczesnych technologiach wytwarzania energii elektrycznej, skupiając się na kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Parametry techniczne są publikowane w materiałach informacyjnych i promocyjnych przez dostawców urządzeń energetycznych. Z punktu widzenia konkurencji na rynku energii elektrycznej najistotniejszymi informacjami są jednak informacje ekonomiczne. Pozwalają one wykonać wstępne, wielowariantowe analizy projektów inwestycyjnych, umożliwiające wybór efektywnego rozwiązania. W [3, 6] jako nowoczesne opisano technologie mogące być przedmiotem zainteresowania inwestorów planujących wejście na rynek wytwarzania energii elektrycznej.

W literaturze zidentyfikowano następujące technologie (opisy technologii zgodne z [3]), jako rokujące największe nadzieje na wdrożenie w Polsce:

✧ elektrownie na paliwa gazowe:

- ✧ turbina gazowa GT,
- ✧ układ gazowo-parowy CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*);
- ✧ elektrownie na paliwa stałe:
 - ✧ układ gazowo-parowy ze zgazowaniem węgla IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*),
 - ✧ kocioł z atmosferycznym paleniskiem fluidalnym AFBC (*Atmospheric Fluidised Bed Combustion*),
 - ✧ układ gazowo-parowy z ciśnieniowym kotłem fluidalnym PFBC (*Pressurized Fluidised Bed Combustion*),
 - ✧ blok konwencjonalny na nadkrytyczne parametry pary FSB SC (*Fossil Steam Boiler – Supercritical*);
- ✧ elektrownie jądrowe:
 - ✧ elektrownia jądrowa z reaktorem wodnym ciśnieniowym PWR (*Pressurized Water Reactor*),
 - ✧ elektrownia jądrowa z reaktorem wodnym wrzącym BWR (*Boiling Water Reactor*),
 - ✧ elektrownia jądrowa z reaktorem ciężkowodnym ciśnieniowym PHWR (*Pressurised Heavy-Water Reactor*);
- ✧ odnawialne źródła energii elektrycznej:
 - ✧ elektrownia wiatrowa,
 - ✧ elektrownia wodna.

W artykule przeanalizowano koszty wytwarzania energii elektrycznej technologii zestawionych w tabeli 2, Źródłem danych w tabeli 2 są przede wszystkim informacje zestawione na podstawie bazy danych ETDE (*Energy Technology Data Exchange*), dane w licznych publikacjach producentów i dostawców urządzeń dla elektroenergetyki oraz publikacji [3, 6]. W ujednoczeniu kosztów i sprowadzeniu ich do roku 2003 wykorzystano wskaźniki inflacji, realny wzrost cen pierwotnych nośników energii oraz poziom cen i kosztów w Polsce.

Zamieszczone w tabeli 2 koszty jednostkowe wytwarzania energii elektrycznej są wynikami własnych oszacowań na podstawie [3,6] i zostały opracowane zgodnie z metodologią wykorzystywaną przez ARE S.A., a przedstawioną w [3], gdzie zdefiniowano „Koszty razem. Określają jednostkowe koszty przypadające na jednostkę sprzedanej energii w ciągu roku. Składają się na nie koszty prowadzenia ruchu, remontów, paliwa, obciążenia finansowe (spłata inwestycji lub amortyzacja).” W celu weryfikacji powyższych oszacowań koszty wytwarzania energii elektrycznej zestawiono w tabeli 3, wyliczenia kosztów dla roku 2005 i 2030 na podstawie danych opublikowanych w raporcie [4] (źródło IEA).

Porównanie danych dotyczących kosztów wytwarzania energii elektrycznej podanych w tabeli 2 i 3 wskazuje na konieczność dalszych badań w celu ich weryfikacji. Szereg zjawisk makroekonomicznych w sposób istotny i dynamiczny wpływa na koszty, np. szacuje się, że zanotowany w 2007 r. wzrost popytu i zarazem cen na materiały budowlane (cement, stal) spowoduje wzrost kosztów inwestycyjnych elektrowni w Polsce o około 30%.

TABELA 2. Parametry wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej

TABLE 2. Parameters of selected technologies of power generation

Wyszczególnienie	Jednostka	Technologie					
		GT	CCGT	IGCC	PFBC	FSB SC	PWR
Moc	MW	240	254	335	366	460	1000
Sprawność	%	38	57,9	45	45	37	34
Nakład inwestycyjny jednostkowy	zł/kW	1 352	2 759	7 171	6 587	8 368	10 880
Nakład inwestycyjny NI	mln zł	324,5	700,7	2402,2	2411,0	3849,5	10879,7
Czas budowy	lata	2	4	5	5	5	8
Udział NI w roku 0	-	0	0	0,25	0,19	0	0,2
Udział NI w roku 1	-	0,5	0,17	0,25	0,27	0,11	0,15
Udział NI w roku 2	-	0,5	0,55	0,22	0,29	0,31	0,16
Udział NI w roku 3	-	-	0,21	0,2	0,18	0,26	0,18
Udział NI w roku 4	-	-	0,07	0,05	0,06	0,2	0,14
Udział NI w roku 5	-	-	-	0,03	0,01	0,12	0,09
Udział NI w roku 6	-	-	-	-	-	-	0,05
Udział NI w roku 7	-	-	-	-	-	-	0,02
Udział NI w roku 8	-	-	-	-	-	-	0,01
I (nakład inwestycyjny zdyskontowany, stopa dysk. = 8%)	mln zł	364,5	830,2	2 740,1	2 755,5	4 836,2	13 384,3
Koszty jednostkowe wytwarzania energii elektrycznej	zł/kW·h	0,135	0,120	0,091	0,122	0,132	0,092

Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 6] i bazy ETDE

2. Model prognostyczny kosztów wytwarzania energii elektrycznej

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zależą głównie od trzech podstawowych czynników: nakładów inwestycyjnych, kosztów paliwa i rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej. Koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej zależą od nakładów inwestycyjnych, a koszty zmienne od kosztów paliwa. Porównywanie różnych

TABELA 3. Oszacowanie kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla wybranych technologii¹

TABLE 3. Evaluation of electricity production cost for selected technologies

Technologia	Koszt w 2005 r.	Przewidywany koszt w 2030 r. przy założeniu opłaty za emisję
-	zł/kW·h	zł/kW·h
GT	0,20 – 0,31	0,24 – 0,37
CCGT	0,15 – 0,20	0,18 – 0,24
IGCC	0,18 – 0,22	0,24 – 0,31
CFBC	0,15 – 0,20	0,22 – 0,29
FSB	0,13 – 0,18	0,20 – 0,26
LWR	0,18 – 0,20	0,18 – 0,20
Elektrownia opalana biomasą	0,11 – 0,37	0,11 – 0,33
Elektrownia wiatrowa	0,15 – 0,77	0,12 – 0,75

¹ Przeliczając koszt wykorzystano wartość kursu walut z 2005 roku równą 4,4 EUR/zł.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [4]

rozwiązań technicznych elektrowni można sprowadzić do porównywania jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, tzw. całkowitych kosztów kalkulowanych wytwarzania. Całkowite kalkulowane koszty roczne obejmują koszty kapitałowe i obsługi kapitału, koszty eksploatacyjne stałe, czyli koszty remontów, koszty osobowe i koszty ogólne, oraz koszty eksploatacyjne zmienne, w skład których wchodzi koszty paliwa, materiałów i ochrony środowiska. W elektrowniach cieplnych konwencjonalnych koszt paliwa zależy tylko od jego ceny i kosztów transportu, natomiast w elektrowniach jądrowych koszt paliwa zależy od ceny koncentratu, kosztu jego przemiany, wzbogacenia, wykonania elementów paliwowych, kosztu transportu i w końcowej fazie przerobu wypalonego paliwa.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej zależą w dużej mierze od ceny pierwotnego nośnika wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej. Dla technologii zestawionych w tabeli 2 są to: gaz ziemny, węgiel kamienny lub brunatny oraz paliwo rozszczepialne. Ceny nośników pierwotnych w ostatnich latach coraz silniej kształtowane są na giełdzie. Koszty wytwarzania energii elektrycznej są skorelowane z cenami nośników. Do ich prognozowania wykorzystano model losowych zmian z trendem.

Model losowych zmian jest wykorzystywany przede wszystkim jako model kształtowania się cen giełdowych. Podstawową różnicą pomiędzy cenami giełdowymi i cenami rynkowymi towarów jest przewidywalność ich zmian. Jeśli rynek giełdowy jest ugruntowany to trudno jest przewidzieć wahania cen giełdowych powyżej lub poniżej zwykłej stopy zmian ceny. Każda zmiana w cenie giełdowej jest niezależna od zmian w przeszłości i nie ma tendencji do powrotu ceny na określony poziom. Ceny giełdowe w rzeczywistości

mają bardzo zbliżony przebieg do losowych zmian z trendem. Teoria ekonomii jasno precyzuje powyższy wniosek wskazując, że ceny giełdowe nie mają tendencji do ustalania się na określonym poziomie, podczas gdy ceny rynkowe podlegają rewersji do długookresowego trendu.

W badaniach jako model, opisujący zmiany kosztów wytwarzania energii elektrycznej, przyjęto model losowych zmian z trendem. Model opisuje względną zmianę kosztu K_t jako sumę dwu składników: oczekiwanej stopy zmiany (trendu) μ , oraz losowego odchylenia od wartości oczekiwanej wyznaczonej z iloczynu parametru zmian losowych σ (odchylenia standardowego) i czynnika losowego u_{t+1} :

$$\frac{K_{t+1} - K_t}{K_t} = \mu + \sigma u_{t+1} \quad (1)$$

Powyższy model jest modelem jednoczynnikowym, ponieważ w równaniu (1) jedyną wielkością niezdeterminowaną jest czynnik losowy u_{t+1} . Większość zastosowań w nowoczesnej analizie cen i kosztów korzysta z ciągłej postaci modelu. Aby analizować zmiany kosztu w krótkich odcinkach czasowych, oznaczonych jako dt , należy znormalizować wartości trendu i parametru odchylenia procesu do jednostkowych i wtedy równanie modelu przedstawia się następująco:

$$\frac{K_{t+dt} - K_t}{K_t} = \mu dt + \sigma \sqrt{dt} u_{t+dt} \quad (2)$$

Jeśli rozpatrzmy przypadek, w którym dt dąży do zera, to wykorzystując zapis:

$$\lim_{dt \rightarrow 0} (K_{t+dt} - K_t) = dK_t \quad (3)$$

można równanie (2) przedstawić w postaci:

$$\frac{dK_t}{K_t} = \mu dt + \sigma dz \quad (4)$$

gdzie: $dz = \lim_{dt \rightarrow 0} u_{t+1} \sqrt{dt}$

dz – zmienna losowa o rozkładzie normalnym.

Równanie (4) zgodne jest ze standardowym równaniem ruchów Browna, czyli tzw. równaniem dyfuzji.

Parametry modelu losowych zmian z trendem łatwo jest estymować na podstawie szeregów chronologicznych z przeszłości. Estymatorem parametru trendu jest średnioroczny współczynnik wzrostu lub spadku kosztu z okresu historycznego. Natomiast estymatorem parametru losowego odchylenia od wartości oczekiwanej jest odchylenie standardowe względnych zmian kosztu z okresu historycznego. Tak wyznaczone oszacowania

parametrów modelu muszą być traktowane z dużą ostrożnością. Współczynnik trendu, podobnie jak i odchylenie standardowe są szczególnie wrażliwe na wybór okresu historycznego do estymacji. Podobnie wybór interwału czasowego do mierzenia zmian cen z okresu przeszłego wpływa na wartości oszacowań. W modelu parametr σ jest miarą niepewności dotyczącej kształtowania się kosztu, stąd właściwszym podejściem wydaje się wybór jego wartości w zależności od przyjętego scenariusza.

Oczekiwana wartość kosztu z uwzględnieniem rynkowej ceny ryzyka, wyznaczona z modelu losowych zmian z trendem według [2], wyraża się wzorem:

$$F_t(T) = E_t(P_T) e^{-\lambda(T-t)} = P_t e^{(\mu-\lambda)(T-t)} = P_t e^{(r-\delta)(T-t)} \quad (5)$$

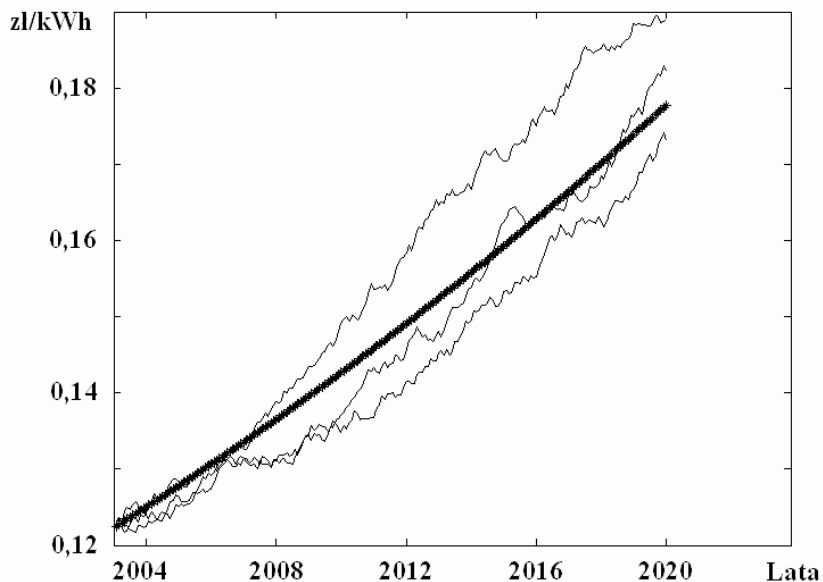
gdzie: r – stopa dyskonta,
 λ – rynkowa cena ryzyka,
 δ – stopa zdefiniowana jako: $\delta = r + \lambda - \mu$

Uwzględnienie rynkowej ceny ryzyka w procesie dyskontowania jest istotne przy wyznaczaniu na podstawie kosztów strumienia przepływów pieniężnych. Powyższy problem przedyskutowano w [10].

3. Przykładowe symulacje i prognozy kosztów wytwarzania energii elektrycznej

Równanie (4) można wykorzystać do symulacji przebiegów kosztu wytwarzania energii elektrycznej, a równanie (5) do prognozowania w horyzoncie średnio- i długoterminowym. W celu oszacowania parametru trendu dla wybranych technologii przeanalizowano roczne wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych w latach 1950–2006 podane przez GUS (źródło: <http://www.stat.gov.pl>) oraz szeregi chronologiczne cen nośników pierwotnych, czyli gazu ziemnego, węgla i paliwa rozszczepialnego (komponent), podane przez *US Department of Energy* dla okresu 1949–2006 (źródło: <http://www.energy.gov>). Dla technologii wykorzystujących jako paliwo węgiel przyjęto parametr trendu $\mu = 2,2\%$, dla technologii gazowych $\mu = 5,3\%$, a technologii jądrowej $\mu = 2,5\%$. Przyjęto arbitralnie następujące oszacowania niepewności: dla technologii węglowych i technologii jądrowej $\sigma = 5\%$, a dla technologii gazowych $\sigma = 10\%$. Szacowanie rynkowej ceny ryzyka, a co za tym idzie stopy dyskonta do analizy projektów inwestycyjnych dla różnych technologii, wzbudza pewne kontrowersje, wymagające szerszych badań [10], stąd przyjęto wartość $\lambda = 0$. Na rysunku 1 przedstawiono przykładowe symulacje kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla wybranej technologii, a na rysunku 2 ich prognozy do 2020 r. oraz zaznaczono 66% przedziały ufności dla kilku technologii.

Symulacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej - technologia PFBC



Rys. 1. Symulacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej (trzy przebiegi) z zaznaczoną prognozą (linia pogrubiona) dla technologii PFBC

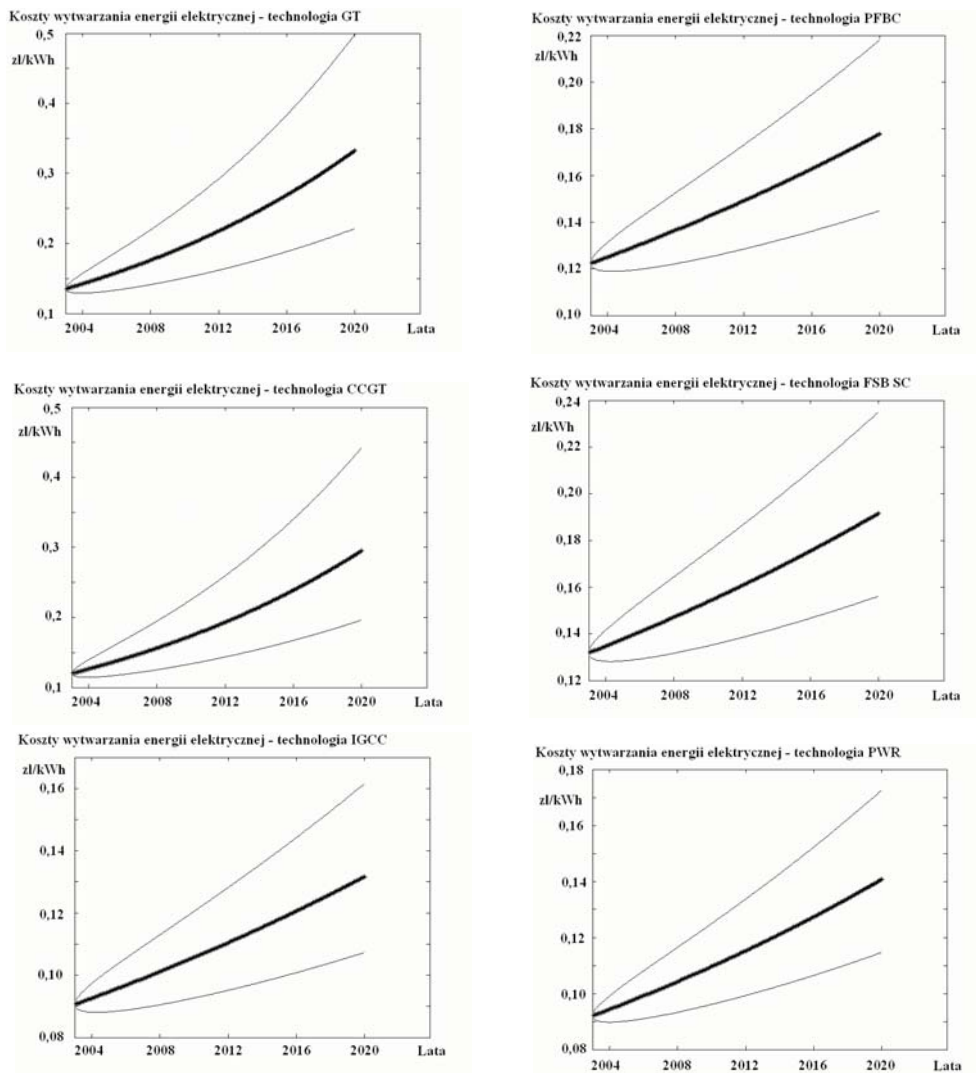
Fig. 1. Simulation of electricity production costs (tree paths) with the forecast (thick line) for the PFBC technology

Dodatkowe koszty zewnętrzne rozumiane jako koszty użytkowania środowiska, a dokładniej koszty związane z emisją CO₂, oszacowano na podstawie [4] przy założonej cenie pozwolenia na emisję 20–30 EUR/Mg CO₂. Z tego tytułu koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrastają o 0,07–0,09 zł/kW·h dla technologii IGCC, FSB SC i PFBC, 0,02–0,04 zł/kW·h dla technologii CCGT, 0,04–0,07 zł/kW·h dla technologii GT, natomiast dla technologii jądrowej PWR koszty praktycznie nie zmieniają się (brak emisji CO₂).

Podsumowanie

Równanie dyfuzji (4) jest szczególnym przypadkiem procesu Wienera, który umożliwia modelowanie szerokiej gamy zmiennych stochastycznych, szczególnie w zastosowaniach ekonomicznych i finansowych. Modelowane zjawisko jest procesem niestacjonarnym. Wykorzystując właściwości procesu Markowa, prognoza jest konstruowana na podstawie znajomości realizacji procesu w poprzedzającej ją chwili czasowej.

Symulacje procesu (rys. 1) przybierają wartości zarówno poniżej jak i powyżej prognozy, wykazując tendencję do znacznego oddalania się od punktu startowego. Tak zachowuje



Rys. 2. Prognoza kosztu wytwarzania energii elektrycznej w zł/kW·h dla wybranych technologii z zaznaczonym 66% przedziałem ufności

Fig. 2. Forecast of electricity production costs in pln/kW·h for selected technologies with 66% confidence interval

wują się ceny giełdowe oraz wielkości skorelowane z nimi. Zaprezentowany model prognozy jest pomocny w analizach efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych, dając możliwość uwzględniania niepewności kształtowania się kosztów (również cen energii elektrycznej i kosztu inwestycyjnego), a tym samym przepływów pieniężnych w czasie. Przedstawiono jedynie przykładowe symulacje i prognozy kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Ich wyniki ściśle zależą od przyjętych estymatorów parametrów modeli.

Zamieszczone w tabeli 2 i 3 oszacowania kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych typach elektrowni wykazują pewne rozbieżności, zarówno z powodu różnych okresów odniesienia (2003 r. i 2005 r.), drobnych, ale istotnych od strony ekonomicznej różnic w technologiach, wykorzystywaniu oszacowań dla różnych krajów itp. W sytuacji permanentnego postępu technicznego konieczne są ciągłe badania dotyczące oceny efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych, których podstawą są rzetelne i wiarygodne oszacowania kosztów.

Artykuł opracowano w ramach projektu MNiSzW Nr N511 024 32/4191

Literatura

- [1] Agencja Rynku Energii S.A.. Statystyka elektroenergetyki polskiej. Warszawa, 1993–2006.
- [2] BAKER M.P., MAYFIELD E.S., PARSONS J.E., 1998 — Alternative Models of Uncertain Commodity Prices. *The Energy Journal*, Vol. 19, No. 1, p. 124–148.
- [3] CIE Centrum Informatyki Energetyki, Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej, Warszawa, grudzień 1995, ISBN 83-86415-24-X.
- [4] Commission of the European Communities – An Energy Policy for Europe. Brussels, 10.1.2007, COM(2007).
- [5] DIXIT A.K., PINDYCK R.S., 1994 — Investment under Uncertainty, Princeton University Press.
- [6] GOLEC T., RAKOWSKI J., ŚWIRSKI J., 2004 — Perspektywy postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej przy wykorzystaniu węgla kamiennego, węgla brunatnego i gazu ziemnego z uwzględnieniem efektu środowiskowego, *Elektroenergetyka* nr 1, str. 16–26.
- [7] POPLAWSKI T., 2006 — Rozmyty model prognozowania cen energii na Towarowej Giełdzie Energii. *Przegląd Elektrotechniczny* nr 9, s. 41–43.
- [8] POPLAWSKI T., 2006 — Zastosowanie wymiaru Hausdorffa do prognozy cen energii na Towarowej Giełdzie Energii, *Przegląd Elektrotechniczny* nr 9, s. 35–37.
- [9] SOWIŃSKI J., 1999 — Application of Models of Futures Prices in Analysis of Power System Investments under Uncertainty. *Proceedings of the 19th International Symposium on Forecasting ISF'99*. Washington DC, June 27–30, 1999, session 3.4.
- [10] SOWIŃSKI J., 2000 — Ryzyko rynkowe w analizie inwestycji w elektroenergetyce. *Rynek Energii*, nr 4 (29), s. 20–25.
- [11] SOWIŃSKI J., 2001 — Critical price of sulphur dioxide emission allowances. *Control and Cybernetics*, vol. 30 No. 2, p. 191–201.
- [12] WERON R., 2006 — Modelling and Forecasting Electricity Loads and Prices. A Statistical Approach, Wiley, Chichester.

Janusz SOWIŃSKI

Analysis of electricity production costs in the system power plants

Abstract

The demand of electricity in Poland increased regularly in the last years. The process of ageing of existing power stations is correlated with this trend. New investments in power system are unavoidable. Retrofit of the existing power plants and supplying of increased power demand will require the construction about 800–1000 MW_e of new power annually. The analysis of the development strategies of power system is necessary, and its basis should be the forecast of electricity production costs including environmental impacts of electricity generation. Cost analysis of modern technologies is worked out and some results are presented.

KEY WORDS: power plant, production cost, forecasting