

ZASTOSOWANIE METOD EKONOMETRYCZNYCH NA KONKURENCYJNYCH RYNKACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Marek Kwas

Instytut Ekonometrii, Szkoła Główna Handlowa

e-mail: mkwas@sgh.waw.pl

Streszczenie: W pracy przedstawione są możliwości zastosowania metod ekonometrycznych do prognozowania cen na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej w Polsce. Uwolnienie rynku sprawiło, że hurtowe ceny energii są w dużej części kształtowane przez grę rynkową, a oszacowanie ryzyka pozycji kontraktowej i zarządzanie nim wymaga sporządzania prognoz cen dla każdej godziny. Użyte metody muszą zapewnić nie tylko dokładność prognozy ale również wyznaczyć ją w rozsądnym czasie. W celu ilustracji i umotywowania tematyki badawczej, praca zawiera obszernie omówienie współczesnych rynków energii elektrycznej, w tym polskiego.

Słowa kluczowe: konkurencyjne rynki energii, rynek bilansujący, prognoza krótkoterminowa, modele SARIMA, zarządzanie ryzykiem

WPROWADZENIE

W pracy omawiamy problematykę konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień związanych z możliwością zastosowania metod ekonometrycznych do wsparcia działalności uczestników tych rynków. Rozwój konkurencyjnych rynków energii zapoczątkowały procesy liberalizacyjne rozpoczęte w latach 80. ubiegłego wieku. Zaowocowało to gruntowną zmianą zasad funkcjonowania rynków wymuszającą wypracowanie nowych narzędzi wspomagających działalność zaangażowanych na nich przedsiębiorstw, szczególnie w obszarze zarządzania ryzykiem. W tym procesie szczególne znaczenie mają metody ekonometryczne, wykorzystywane do modelowania dynamiki parametrów rynku i ich prognozowania.

W dalszej części pracy omawiamy specyficzne cechy rynków energii, porównując je z dobrze znanymi rynkami finansowymi i towarowymi. Następnie

przedstawiamy założenia i przebieg procesów liberalizacji rynków energii, w tym szczegółowo model konkurencyjnego rynku energii w Polsce. W ostatnich rozdziałach omawiamy własności danych pochodzących z rynków energii oraz prezentujemy przykład zastosowania metod ekonometrycznych do modelowania dynamiki i prognozowania cen energii na rynku bilansującym.

LIBERALIZACJA RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Rynki energii elektrycznej w pierwotnej postaci miały charakter monopolu, co było konsekwencją specyficznych cech systemów elektroenergetycznych. Warunki dostaw energii elektrycznej były indywidualnie negocjowane, a zmiana dostawcy była praktycznie niemożliwa ze względu na trudności techniczne, bądź zbyt duże koszty. Oczywiście, istnienie monopolu prowadziło do wszystkich z tym związanych, negatywnych zjawisk, czyli niewspółmiernie wysokich w stosunku do kosztów produkcji i przesyłu cen energii oraz małej efektywności i innowacyjności sektora energii.

Problemy te ma rozwiązać rozpoczęty w latach 80. ubiegłego wieku proces stopniowego uwalniania rynków energii. Podkreślimy, że w procesie tym trzeba wziąć pod uwagę specyficzne cechy systemów elektroenergetycznych, szczególnie: konieczność ciągłego (w każdej chwili) równoważenia poboru i produkcji energii elektrycznej, brak praktycznych możliwości magazynowania dużych ilości energii oraz strategiczne znaczenie niezawodności systemu.

W zależności od konkretnego kraju czy obszaru, wykształcone w procesie liberalizacji mechanizmy wspierające konkurencyjność wykazują pewne różnice, por. [Bunn 2004] i [Weron 2006], ale ich wspólnym mianownikiem jest oddzielenie energii elektrycznej jako produktu (tu wprowadza się mechanizmy konkurencyjne) od jej przesyłu i innych usług sieciowych (te obszary poddaje się regulacji i nadzorowi). Umożliwia to rynkowe kształtowanie cen energii i wprowadzenie konkurencyjnych zasad obrotu, przy zachowaniu kontroli nad infrastrukturą przesyłową oraz zapewnieniu niezawodności systemu. Ponadto, unikalnym elementem jest „wbudowany” w rynek energii specjalny mechanizm równoważenia poboru i produkcji oraz rozliczania transakcji. Zadania te realizuje tzw. *rynek bilansujący* omówiony szczegółowo w rozdziale „Rynek bilansujący”.

STRUKTURA RYNKU ENERGII

Ze względu na charakter uczestników, rynki energii funkcjonują na dwóch poziomach: hurtowym i detalicznym. Obecnie pojęcie konkurencyjnego rynku energii odnosi się w praktyce tylko do poziomu hurtowego i głównie nim zajmujemy się w tej pracy. *Poziom hurtowy* reprezentują duże podmioty wytwarzające energię, podmioty nabywające energię, bądź obracające nią w ilościach hurtowych oraz spółki dystrybucyjne pośredniczące między sprzedawcami hurtowymi a odbiorcami detalicznymi. Uczestnictwo w rynku hurtowym wiąże się z posiadaniem

odpowiedniej infrastruktury umożliwiającej rozliczanie transakcji oraz udział w rynku bilansującym. *Poziom detaliczny* reprezentują odbiorcy końcowi, w tym gospodarstwa domowe. Nie biorą oni bezpośredniego udziału w rynku hurtowym lecz korzystają z pośrednictwa spółek dystrybucyjnych. Nie biorą oni również udziału w rynku bilansującym. Poziom detaliczny, z uwagi na brak symetrii pomiędzy dystrybutorami i odbiorcami energii, zwykle wciąż podlega nadzorowi regulatorów.

POLSKI RYNEK ENERGII

W Polsce liberalizację rynku energii zapoczątkowano w 1997 r., opierając jego konstrukcję na modelu giełdowym, por. [Szczygieł 2001]. Hurtowy rynek energii opiera się na trzech segmentach – kontraktowym, giełdowym i bilansującym.

Segment kontraktowy reprezentuje transakcje zawierane bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku i ma typowy charakter rynku OTC (over-the-counter). W segmencie kontraktowym zawierane są zarówno transakcje bieżące, jak i terminowe na okres od najbliższych godzin do nawet lat. Warunki kontraktów ustalone są w dwustronnych negocjacjach i pozostają znane tylko stronom kontraktu. Zawieranie transakcji w tym segmencie rynku pozwala ograniczyć ryzyko pozycji kontraktowej, jednak aktywne nim zarządzanie wymaga zaangażowania w segmentach giełdowym i bilansującym. W Polsce segment kontraktowy jest segmentem silnie dominującym, w 2009 r. obejmował ok. 90% wytworzonej energii¹.

Segment giełdowy reprezentuje transakcje zawierane za pośrednictwem giełd energii elektrycznej, podobnych charakterem do giełd towarowych. W segmencie giełdowym prowadzi się obrót w ściśle zdefiniowany sposób przy pełnej jawności cen transakcyjnych. Uczestnictwo w tym segmencie jest nieobligatoryjne.

Segment bilansujący to unikalny element hurtowego rynku energii odpowiedzialny za zbilansowanie systemu. Udział w nim jest obligatoryjny dla wszystkich uczestników poziomu hurtowego rynku.

W następnych podrozdziałach opiszemy mechanizmy działania segmentów giełdowego oraz bilansującego na polskim rynku energii.

Giełda energii

Segment giełdowy polskiego rynku energii jest wciąż słabo rozwinięty. Jego głównym elementem jest Towarowa Giełda Energii SA (TGE), której obrót w 2009 r. stanowił zaledwie 2.07% całkowitego zużycia energii w Polsce.

Mechanizm działania giełdy energii omówimy na przykładzie Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE,² który pełni rolę analogiczną do finansowego rynku “spot”. RDN składa się z 24 niezależnych rynków dla każdej z godzin doby. Na

¹Źródło: materiały URE dostępne na stronie www.ure.gov.pl

²Szczegóły na stronie www.polpx.pl

każdym z nich w dniu poprzedzającym dostawę składane są oferty sprzedaży i kupna określonej ilości energii w określonej godzinie. Ceny transakcyjne w postaci kursu jednolitego RDN są wyznaczone niezależnie dla każdej godziny na przecięciu krzywych kupna i sprzedaży utworzonych przez zagregowanie zgłoszonych ofert. Mechanizm ten jest neutralny zarówno dla kupujących jak i sprzedających, gdyż realizowane są oferty kupna i sprzedaży z cenami odpowiednio nie większymi i nie mniejszymi niż ustalony kurs jednolity. Przykładowe wartości godzinowe cen energii i wolumenu obrotów na RDN zamieszczone są w pierwszym i drugim wierszu tab. 1.

Tabela 1. Ceny i wolumeny obrotów na TGE i rynku bilansującym w dniu 18.06.2009

Godz.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
TGE	Ilość [MWh]	133	156	202	199	262	221	110	92	120	117	132	115	119	123	123	102	106	96	95	102	103	89	182	123
	Cena [PLN]	144	137	138	137	130	131	161	172	188	200	201	203	204	205	197	186	180	180	177	179	176	177	186	175
Rynek bilansujący	Ilość [MWh]	-287	-267	-243	-266	-196	-117	81	-213	246	487	579	658	737	821	599	422	196	461	399	412	227	216	572	-97
	CRO [PLN]	163	142	150	147	145	147	171	190	200	201	201	202	203	200	200	200	186	197	195	193	187	191	186	171

*Wartość dodatnia oznacza zakup, a wartość ujemna sprzedaż energii przez uczestników na RB

Źródło: www.cire.pl

Możliwość zawierania transakcji na RDN stanowi istotny element zarządzania ryzykiem, gdyż pozwala elastycznie dopasować pozycję kontraktową uczestnika rynku do zmieniającego się zapotrzebowania. Niestety, w warunkach polskich rozwój segmentu giełdowego jest znacznie ograniczony ze względu na dominację segmentu kontraktowego. Ponadto, segment giełdowy przegrywa w konkurencji z segmentem bilansującym, który z powodu jego zasad funkcjonowania jest preferowany przez wytwórców energii jako platforma sprzedaży.

Rynek bilansujący

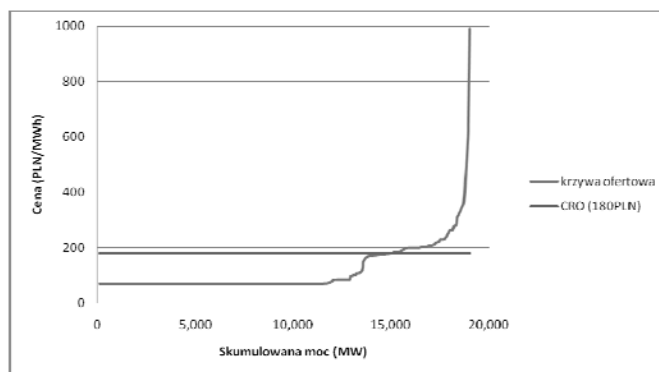
Rynek bilansujący (RB) to unikalny segment konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, nie mający swojego odpowiednika na rynkach finansowych czy towarowych. Udział w hurtowym rynku energii wiąże się z obowiązkiem uczestnictwa w RB. W Polsce RB jest zarządzany przez firmę Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA spełniającą funkcję operatora systemu przesyłowego (OSP)³. Zadaniem OSP jest takie zarządzanie krajowym systemem elektroenergetycznym (w tym RB), aby zapewnić jego niezawodne działanie oraz równoprawne traktowanie wszystkich uczestników. W celu zapewnienia transparentności RB, OSP jest zobowiązany do publikowania szeregu informacji o działaniu RB, w tym danych o cenach i produkcji energii, ofertach bilansujących oraz prognoz zapotrzebowania na energię.

Jak wspomnieliśmy w rozdziałach „Liberalizacja rynków energii elektrycznej” oraz „Polski rynek energii”, zadaniem RB jest równoważenie produkcji ener-

³ Więcej informacji o RB i roli OSP można znaleźć na stronie www.pse-operator.pl, szczególnie w dokumencie [PSE 2010].

gii z jej zużyciem. Jest to niezbędny element konkurencyjnego rynku energii, gdyż ze względu na dużą zmienność zapotrzebowania na energię, przedsiębiorstwa nie są w stanie go dokładnie oszacować, a wszelkie różnice między zakontraktowanymi dostawami energii a faktycznym zużyciem muszą być rozliczane z opóźnieniem. W celu domknięcia bilansu OSP porównuje pozycję kontraktową przedsiębiorstw z ich rzeczywistym poborem energii i wymusza zakup niedoboru, bądź sprzedaż nadwyżki na RB po ustalonej *cenie rozliczeniowej odchylenia* (CRO). Cena ta jest wyznaczana niezależnie dla każdej z 24 godzin doby jako najwyższa cena z ofert bilansujących zapewniających zbilansowanie systemu zgodnie z planowanym zużyciem energii, por. rys. 1. Oferty bilansujące składane są z jednodniowym wyprzedzeniem przez przedsiębiorstwa, w których zużycie bądź produkcja energii mogą być sterowane przez OSP. W ofertach tych przedsiębiorstwa deklarują ceny, po których mogą zwiększyć, bądź zmniejszyć produkcję lub zużycie energii. Zauważmy ponadto, że dla danego zestawu ofert bilansujących oraz poziomu CRO możemy w łatwy sposób odtworzyć odpowiadającą CRO wartość planowanego zużycia energii. Na rys. 1 będzie to odcięta punktu przecięcia krzywej ofertowej z prostą na poziomie CRO. Ten fakt został wykorzystany w metodzie krótkookresowej predykcji CRO omówionej w rozdziale „Metody ekonometryczne w prognozowaniu cen energii na rynku bilansującym”. Dodajmy, że OSP publikuje historyczne wartości CRO z dwudniowym opóźnieniem.

Rysunek 1. Oferty bilansujące i CRO z godz. 17, dn. 17.06.2009



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.pse-operator.pl

RB w zasadzie powinien mieć charakter czysto techniczny, a przedsiębiorstwa powinny być zniechęcane do korzystania z niego jako platformy transakcyjnej. Jednak w warunkach polskich transakcje bilansujące na RB stanowią relatywnie dużą część całego obrotu energią i zdecydowanie przewyższają obroty na RDN TGE, por. tab. 1. Można więc stwierdzić, że w Polsce RB wraz z RDN TGE są miejscem kształtowania się cen energii, a RB pełni w tym procesie rolę dominującą.

Obligatoryjny udział uczestników rynku hurtowego energii w RB i konieczność rozliczania odchyleń od pozycji kontraktowych stanowią istotne źródło ryzyka prowadzonej działalności. Głównymi czynnikami ryzyka są niemożliwe do uniknięcia błędy prognozy zapotrzebowania na energię (swojego, czy swoich klientów) oraz zmienna cena energii bilansującej CRO. Możliwe zastosowania metod ekonometrycznych w zarządzaniu tym ryzykiem omawiamy w następnym rozdziale.

ZASTOSOWANIE METOD EKONOMETRYCZNYCH NA RYNKU ENERGII

Jak zasygnalizowaliśmy w poprzednim rozdziale, istotnym problemem, w rozwiązaniu którego mają zastosowanie narzędzia ekonometryczne, jest modelowanie dynamiki zapotrzebowania na energię oraz jej cen w segmentach giełdowym i bilansującym rynku energii, a następnie wykorzystanie stworzonych modeli do prognozowania. Nawet przy zastosowaniu zaawansowanych metod prognozowania zapotrzebowania na energię nie jest możliwe dokładne jego przewidzenie, przez co zachodzi konieczność zbilansowania pozycji kontraktowej z faktycznym zużyciem energii na RB. W tym momencie uczestnik hurtowego rynku energii zdany jest na mechanizm bilansujący i narażony na związane z nim czynniki ryzyka – skalę niedopasowania swojej pozycji kontraktowej do faktycznego zużycia energii oraz zmienną cenę rozliczeniową bilansowania (CRO). Zatem, oprócz prognozowania zapotrzebowania na energię, równie istotne jest modelowanie i prognozowanie jej cen, tak w segmencie giełdowym jak i bilansującym.

Tematyka modelowania i prognozowania zapotrzebowania na energię i jej cen obecna jest w polskiej i międzynarodowej literaturze od dawna, ale szczególnego znaczenia nabrała z początkami procesu liberalizacji rynków energii, por. np. [Lichota 2006] oraz referencje w [Weron 2006]. Zastosowanie mają tu różnorodne podejścia, których obszerny przegląd zawarty jest w [Weron 2006].

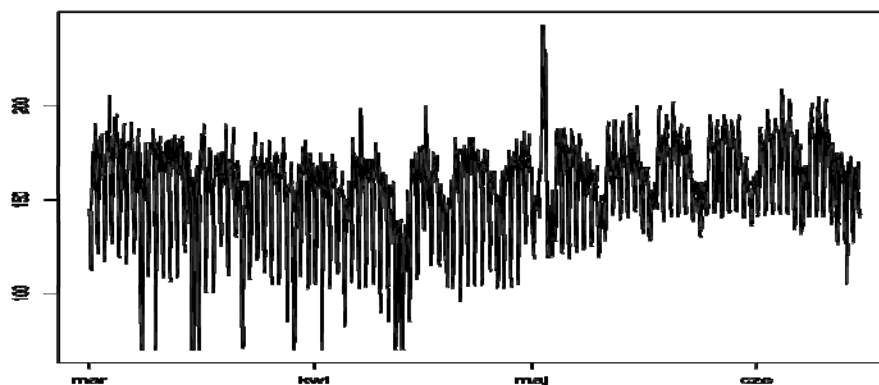
W zarządzaniu ryzykiem pozycji kontraktowej związanym z jej rozliczeniem na RB stosuje się prognozy krótkoterminowe cen energii. Na ich podstawie dokonuje się korekty pozycji przez transakcje na rynku giełdowym (RDN) oraz ocenia ryzyko niezbilansowania pozycji i związane z nim koszty rozliczenia na RB. Do prognozowania krótkoterminowego cen energii stosuje się zwykle dwa podejścia – metody ekonometryczne lub algorytmy sztucznej inteligencji. Modelowanie cen energii na RB ma ponadto swoją specyfikę, gdyż oprócz zastosowania odpowiednio dopasowanych uniwersalnych metod i modeli (w tym ekonometrycznych), pożądanym jest również uwzględnienie szczegółów samego mechanizmu bilansowania oraz danych i prognoz udostępnianych publicznie przez OSP, co pokazujemy w rozdziale „Metody ekonometryczne w prognozowaniu cen energii na rynku bilansującym”.

Charakterystyka danych z rynku energii

Dane z rynku energii charakteryzują się relatywnie wysoką częstotliwością – większość szeregów czasowych ma granulację godzinową. Zastosowanie prognoz do zarządzania ryzykiem wymusza ich jak największą dokładność dla każdej poszczególnej godziny, a metody dające dobrą prognozę uśrednioną (jak dobową czy tygodniową) okazują się niewystarczające do tego celu, por. [Szczygieł 2001]. W konsekwencji, z uwagi na konieczność predykcji stosunkowo dużej liczby wartości nawet w krótkim horyzoncie prognozy musimy zwrócić uwagę na szybkość działania zastosowanych metod. Jest to szczególnie istotne gdy zamierzamy wbudować procedury prognozy w większy system zautomatyzowanego zarządzania ryzykiem oraz ze względu na konieczność testowania tych procedur na danych historycznych, zwykle dla długiego przedziału czasowego.

Najważniejszą cechą danych z rynku energii jest multisezonowość. Na rys. 2 wyraźnie widzimy sezonowość dobową oraz tygodniową, w danych o kilkuletnim horyzoncie ujawnia się również sezonowość roczna. Źródłem takiej multisezonowej dynamiki jest zmiana zapotrzebowania na energię w cyklu dobowym (dzień – noc), tygodniowym (dni robocze – weekendy) oraz rocznym (pory roku i związane z nimi zmiany temperatur). Dodajmy, że sezonowość tygodniowa jest zaburzana nieregularnie występującymi dniami świątecznymi. Zastosowane metody analizy i modelowania muszą uwzględnić ten multisezonowy charakter danych oraz muszą być odporne na obecność wspomnianych zaburzeń. W konsekwencji naturalnym podejściem do problemu prognozowania cen energii wydaje się zastosowanie modeli SARIMA (seasonal ARIMA) omówione w następnym rozdziale.

Rysunek 2. Godzinowy szereg CRO w okresie 01.03.2009 – 01.07.2009



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z www.pse-operator.pl

Istotnym problemem, który napotkamy w danych z rynku energii (szczególnie w cenach) jest występowanie nagłych skoków, po których następują, często niemal natychmiastowe, powroty do poprzedniej wartości. Przyczyną ich występowania są mocno zróżnicowane koszty wytwarzania energii z zależności od tech-

nologii, co sprawia, że niewielki wzrost zapotrzebowania może wymusić uruchomienie generatorów o wysokich kosztach wytwarzania, a w konsekwencji nagły wzrost ceny energii. Przy powrocie zapotrzebowania do wcześniejszego poziomu następuje oczywiście związany z nim powrót ceny do poprzedniej wartości. Zjawisko to jest omówione obszernie w [Bunn 2004] i [Weron 2006].

Metody ekonometryczne w prognozowaniu cen energii na rynku bilansującym

W rozdziale tym omówimy przykłady zastosowania metod ekonometrycznych do modelowania dynamiki i krótkoterminowego prognozowania CRO – ceny energii na RB. Historyczne wartości CRO publikowane są z dwudniowym opóźnieniem, por. rozdział „Rynek bilansujący”, więc minimalnym wymaganym horyzontem prognozy są trzy doby. Ponadto, w praktyce wymagany jest jak najmniejszy błąd godzinowy prognozy, por. rozdział „Charakterystyka danych z rynku energii”.

W pracy [Kozakiewicz i Kwas 2010a] zbadano dwie metody krótkoterminowego prognozowania CRO. Obie metody wykorzystują publikowane przez OSP prognozy globalnego zapotrzebowania na energię w ramach tzw. wstępnego planu koordynacyjnego dobowego, por. [PSE 2010]. Prognoza OSP jest użyta w etapie wstępnym jako liniowy predyktor dla CRO, a następnie odchylenie od tej predykcji modelowane jest procesem SARIMA. Metody różnią się sposobami podejścia do multisezonowości danych.

Pierwsza metoda, CRO_{24} , eliminuje sezonowość tygodniową przez zróżnicowanie szeregu z przesunięciem 168, zaś do modelowania pozostałej sezonowości dobowej wykorzystuje zastosowany globalnie proces $SARIMA(5,5,d) \times (5,5,D)_{24}$, dla $d, D \in \{0,1\}$. Oznacza to, że zakładamy okresowość 24, zaś operatory autoregresji i ruchomej średniej zarówno dla opóźnień o wielokrotności 1 jak i opóźnień o wielokrotności okresu 24 mają rząd 5. Parametry $d, D \in \{0,1\}$ oznaczają rzędy operatorów różnicowych, odpowiednio z przyrostem 1 i 24, a ich wartości są dobierane na podstawie kryteriów informacyjnych AIC i BIC. Wyczerpujące omówienie modeli SARIMA i metodologii ich stosowania można znaleźć w [Box i in. 1993] lub w [Shumway i Stoffer 2006].

Druga metoda, CRO_7 , rozбивa szereg na 24 niezależne składowe dla każdej godziny. Dla każdej składowej stosuje się następnie niezależne procesy $SARIMA(5,5,d) \times (5,5,D)_7$ do pozostałej sezonowości tygodniowej. W tym przypadku zakładamy okresowość 7, zaś pozostałe charakterystyki pokrywają się z tymi dla metody CRO_{24} .

W obu metodach parametry modeli są estymowane dla danych historycznych o długości 5 tygodni. Obie metody dają porównywalne wyniki dla testowego czterotygodniowego okresu 3.03.2009 – 30.03.2009, ale zauważalną ich wadą jest duża złożoność obliczeniowa użytych procedur estymacji parametrów modeli SARIMA sprawiająca, że wyznaczenie prognozy trwa stosunkowo długo, por. tab. 2. Dodajmy, że koszt obliczeniowy obu metod jest w praktyce porówny-

walny, gdyż mimo, że w drugiej metodzie estymujemy aż 24 modele, rozbitcie szeregu na składowe powoduje odpowiednie zmniejszenie ilości danych wykorzystywanych do oszacowania parametrów każdego z nich.

W pracy [Kozakiewicz i Kwas 2010b] przedstawiono alternatywną metodę CROBIL. Metoda ta w pewnym sensie odtwarza mechanizm wyznaczania CRO na RB przez wykorzystanie tzw. wolumenu odcinającego dla CRO (WCRO), tj. poziomu zapotrzebowania na moc odpowiadającego CRO, por. rozdział „Rynek bilansujący” i rys. 1. Podobnie jak w przypadku wcześniej omówionych metod CRO_{24} i CRO_7 , na wstępnym etapie dokonywana jest liniowa predykcja WCRO z wykorzystaniem prognoz OSP, dokładniej prognozy generacji tzw. jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Prognoza CRO wyznaczana jest później na podstawie tej predykcji oraz historycznych ofert bilansujących z odpowiednio dobranych dni - wykorzystywane są oferty sprzed tygodnia oraz z ostatniego dostępnego dnia. Ostateczna prognoza jest średnią ważoną wyznaczonych z nich wartości CRO. Użycie historycznych ofert bilansujących wyeliminowało konieczność zastosowania zaawansowanych i kosztownych obliczeniowo technik modelowania (jak modele SARIMA w metodach CRO_{24} i CRO_7). W konsekwencji, czas potrzebny na wyznaczenie prognozy zmalał kilkudziesięciokrotnie, przy zachowaniu porównywalnego poziomu błędu, por. tab. 2. To sprawia, że metoda CROBIL sprawdzi się lepiej w praktycznych zastosowaniach. Ponadto, jej relatywnie prosta konstrukcja umożliwia umiejętne wykorzystanie bardziej zaawansowanych technik modelowania, co może zwiększyć dokładność prognozy bez nadmiernego wydłużenia czasu obliczeń. Możliwości rozbudowy i ulepszenia metody CROBIL będą przedmiotem dalszych badań.

Tabela 2. Średnie godzinowe błędy względne prognoz i czasy obliczeń metod opartych na modelach SARIMA i metody alternatywnej dla okresu 3.03.2009 – 30.03.2009

	CRO_{24}	CRO_7	CROBIL
MAPE ^H	7.71	7.86	7.22
σ (APE ^H)	10.37	10.40	10.74
czas obliczeń	ok. 2 godz.	ok. 2 godz.	ok. 1 minuta

Źródło: [Kozakiewicz i Kwas 2010a], [Kozakiewicz i Kwas 2010b]

Powyżej omówione zagadnienie modelowania dynamiki i prognozowania CRO pokazuje, że uniwersalne zaawansowane metody ekonometryczne jakimi są modele SARIMA właściwie dopasowane do charakteru danych dają dobre rezultaty. Jednak charakter danych sprawia, że wyznaczenie prognoz, szczególnie dla długich okresów testowych, zajmuje stosunkowo dużo czasu, co może ograniczać ich zastosowanie, szczególnie jako elementów większego systemu zarządzania ryzykiem. Okazuje się jednak, że podejście alternatywne, polegające na użyciu prostszych narzędzi ale dopasowanych do mechanizmu wyznaczania CRO pozwala na otrzymanie wyników podobnej jakości w znacznie krótszym czasie.

PODZIĘKOWANIA

Autor dziękuje prof. dr hab. Wandzie Marcinkowskiej-Lewandowskiej za cenne sugestie i uwagi.

LITERATURA

- Bunn D. E., red., (2004) Modeling prices in competitive electricity markets, Wiley.
- Box G. E. P., Jenkins G. M., Reinsel G. C. (1993) Time Series Analysis: Forecasting and Control, Prentice-Hall.
- Kozakiewicz M., Kwas M. (2010a) Prognozowanie cen energii elektrycznej na rynku bilansującym z użyciem ofert bilansujących, opracowanie w ramach badań statutowych IE SGH.
- Kozakiewicz M., Kwas M. (2010b) Prognozowanie cen energii elektrycznej na rynku bilansującym z wykorzystaniem modeli SARIMA, Zeszyty Kolegium Analiz Ekonomicznych SGH, artykuł przyjęty do recenzji.
- Lichota A. (2006) Prognozowanie krótkoterminowe na lokalnym rynku energii Elektrycznej, praca doktorska, Akademia Górniczo-Hutnicza.
- PSE Operator S.A. (2010) Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
- Shumway R. H., Stoffer D. S. (2006) Time series analysis and its applications with R examples, Springer.
- Szczygieł L. (2001) rozdział Model rynku energii elektrycznej w pracy Jaki model rynku energii?, seria "Biblioteka Regulatora", Urząd Regulacji Energetyki.
- Weron R. (2006) Modeling and forecasting electricity loads and prices, Wiley.

Econometric analysis in competitive electricity markets

Abstract: The paper presents an application of econometric methods to modeling and predicting energy prices on competitive electricity markets. Since the beginning of market liberalization, electricity prices are no longer settled only by bilateral contracts but also driven by market forces of supply and demand. Price prediction became important to assess and manage market risk. This requires efficient algorithms for computing detailed hourly forecasts. In order to motivate and illustrate the subject we discuss the properties of competitive electricity markets, emphasizing Polish market specifics.

Key words: competitive electricity markets, balancing market, short term prediction, SARIMA, risk management