

Mirosław Wójciak

Akademia Ekonomiczna w Katowicach

Aleksandra Wójcicka

Akademia Ekonomiczna w Poznaniu

O METODZIE KOREKTY PROGNOZ MINIMALIZUJĄCEJ KOSZT NIEZBILANSOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

1. Wstęp

Rynek energii elektrycznej jest rynkiem bardzo specyficznym ze względu na niemożność magazynowania produktu, występowanie bardzo dużej zmienności podaży i popytu oraz wahania o cyklu dobowym, tygodniowym i rocznym. Te czynniki umożliwiły utworzenie we wrześniu 2001 r. dobowo-godzinowego rynku bilansującego, który wymusił na podmiotach zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej prognozowanie jej wartości na poszczególne godziny z dobowym wyprzedzeniem. Pozwoliło to na wdrożenie aktywnych mechanizmów dążących do równoważenia wielkości produkcji z zapotrzebowaniem.

Spółka dystrybucyjna (SD) przedstawia operatorowi systemu przesyłowego (OSP), prowadzącemu systemowy rynek bilansujący (RB) energii elektrycznej w Polsce, własny grafik zapotrzebowania na każdą godzinę określonej doby, będący sumą ilości energii zaplanowanej w grafiku odbiorców korzystających z TPA¹ oraz pozostałych odbiorców taryfowych. Ryzyko niezbilansowania dotyczy zarówno odbiorców TPA, którzy są rozliczani przez spółki dystrybucyjne z dokładnością do 1 MWh, jak i spółek

¹ Klienci TPA – klienci, którzy rozpoczęli zakupy na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej na innych warunkach niż taryfa sprzedaży energii – zgodnie z przysługującym im prawem zmiany dostawcy elektrycznej.

dystrybucyjnych, rozliczanych przez operatora systemu przesyłowego. OSP po otrzymaniu zapotrzebowania SD w trakcie fizycznej realizacji dostaw prowadzi bilansowanie SD, dostarczając jej tyle energii, ile wynika z faktycznego zapotrzebowania (łącznie wszystkich odbiorców). Różnica między faktycznie pobraną ilością energii a ilością wynikającą ze zgłoszonego grafiku stanowi odchylenie SD, które jest rozliczane przez OSP. Obowiązujący system (od 1 lipca 2002 r.) rozliczeń na RB przewiduje mechanizm tzw. cen rozchylonych, tj. różnych dla energii kupowanej przez SD (cena CRO_s), stosowanych w przypadku, gdy faktyczne zapotrzebowanie SD było większe niż wynikające ze zgłoszonego grafiku (tzw. pozycja krótka SD, czyli niedokontraktowanie) i dla energii odsprzedawanej przez SD operatorowi systemu przesyłowego (cena CRO_z), gdy zapotrzebowanie było mniejsze niż zgłoszone w grafiku² (tzw. pozycja długa SD – przekontraktowanie). Wynika z tego, że każde odchylenie prognoz od ich rzeczywistych wartości jest wymierną stratą finansową. Istotną cechą tego systemu rozliczeń jest brak symetrii cen CRO_s i CRO_z wobec ceny CRO, tzn. koszty zakupu energii bilansującej na pokrycie niedokontraktowania są wyższe niż koszty wynikające z odsprzedaży energii przekontraktowanej. W skrajnym przypadku różnice te mogą ostatecznie prowadzić do permanentnego zawyżania prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną.

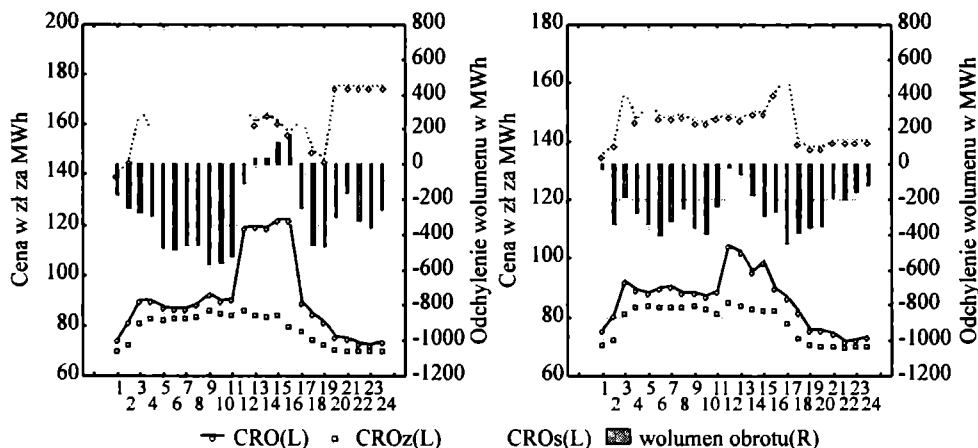
Celem artykułu jest określenie, na podstawie minimalizacji oczekiwanej straty, jak w obecnym systemie cen powinny się kształtować prognozy. Autorzy podjęli także próbę korekty prognoz w celu minimalizacji kosztu bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

2. Charakterystyka asymetrii cen na rynku bilansującym

Ceny rozliczeniowe (CRO , CRO_s , CRO_z) charakteryzują się znaczną asymetrią, co możemy obserwować na rys. 1. Można zauważyć, że cena CRO_z jest bliższa cenie CRO, a CRO_s jest znacznie wyższa. Asymetria ta zostaje praktycznie zniwelowana tylko wtedy, gdy wolumen zużycia przyjmuje wartość dodatnią (w godzinach pomiędzy 12.00 a 17.00 pierwszego dnia – rys. 1), co znaczy, że na rynku znajduje się za dużo energii i w efekcie prowadzi to do wyrównania się różnic pomiędzy cenami.

Średnia cena CRO w badanym okresie wyniosła 101,40 zł, CRO_z 79,87 zł, a CRO_s 201,48 zł. Porównując średnie ceny w rozbiciu na dni tygodnia (tab. 1), widzimy, że najwyższa wartość dla CRO i CRO_z występuje w dni robocze, natomiast dla CRO_s w soboty i niedziele (por. tab. 1). Rozpatrując odchylenie standardowe średnich cen CRO_z i CRO_s , możemy zaobserwować, że cena CRO_z przejawia mniejszą zmienność niż cena CRO_s , gdzie współczynnik zmienności dochodzi do poziomu 26,03% (CRO_z 11,15%). W obu przypadkach maksymalne odchylenie i najwyższy współczynnik zmienności notowane są dla piątku.

² Jeżeli odchylenie mieści się w tzw. strefie nieczułości, wynoszącej $\pm 1\%$ zgłoszonej w grafiku ilości energii, to SD, zgodnie z regulaminem RB, rozliczane jest po średniej cenie CRO.



Rys. 1. Cena CRO, CRO_z, CRO_s oraz wolumen obrotu (w stosunku do punktu zbilansowania) w dwóch kolejnych dniach roboczych

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 1. Średnie ceny CRO, CRO_z, CRO_s w rozbiu na poszczególne dni tygodnia w 2004 r.

Dzień tygodnia	CRO Średnie	CRO Odch.std	CRO Wsp zmien	CRO _z Średnie	CRO _z Odch.std	CRO _z Wsp zmien	CRO _s Średnie	CRO _s Odch.std	CRO _s Wsp zmien
Poniedziałek	105,84	20,32	19,2%	80,22	8,14	10,1%	203,43	50,95	25,0%
Wtorek	103,88	18,89	18,2%	81,77	8,84	10,8%	196,47	45,99	23,4%
Środa	102,81	19,26	18,7%	81,46	8,86	10,9%	194,18	40,04	20,6%
Czwartek	102,86	19,70	19,2%	81,50	8,99	11,0%	196,57	41,88	21,3%
Piątek	104,49	20,06	19,2%	81,18	9,06	11,2%	201,26	52,38	26,0%
Sobota	98,13	17,24	17,6%	78,06	5,83	7,5%	203,94	50,17	24,6%
Niedziela	91,67	13,40	14,6%	74,85	3,02	4,0%	214,52	47,98	22,4%
Ogół grup	101,40	19,09	18,8%	79,87	8,18	10,2%	201,46	47,65	23,7%

Źródło: obliczenia własne.

Różnice między CRO_z a CRO, tzn. gdy spółka dystrybucyjna przyjmuje pozycję długą na rynku, co w przypadku odbiorców energii elektrycznej oznacza mniejszy wykonany pobór energii elektrycznej w stosunku do zgłaszanej pozycji kontraktowej (straty wynikające z przekontraktowania), występują w dni robocze (najwyższa w poniedziałek). Jeśli chodzi o CRO_s, to sytuacja jest odwrotna. Gdy odbiorca przyjmuje pozycję krótką na rynku, która oznacza nadwyżkę rzeczywistego poziomu energii elektrycznej ponad deklarowaną pozycję kontraktową, to największe różnice (straty w przypadku niedokontraktowania) występują w weekend. W dni robocze różnica ta utrzymuje się na poziomie poniżej 100 zł, a w weekend średnia różnica cen dochodzi nawet do 122,85 zł. Takie zachowanie się średnich różnic cen związane jest z ruchem ceny CRO.

Godziny i dni wartości maksymalnych i minimalnych różnic cen CRO_z i CRO_s a CRO pokrywają się z godzinami/dniami ekstremów cen CRO. CRO osiąga wartość maksymalną w poniedziałek i jest to dzień, kiedy średnia różnica cen z CRO_z jest najwyższa; minimum w weekend i wtedy różnica średnich cen z CRO_s jest maksymalna. Gdy CRO osiąga dobową wartość maksymalną (godzina 21.00), różnica cen CRO_z osiąga wartość maksymalną, a CRO_s minimalną i odwrotnie – gdy CRO przyjmuje wartość minimalną (godzina 3.00), to różnica cen CRO_z ma wartość minimalną, a CRO_s maksymalną.

Tabela 2. Średnie różnice cen CRO_z i CRO_s od CRO w rozbiciu na poszczególne dni tygodnia w 2004 r.

Dzień tygodnia	Róż. CRO_z Średnie	Róż. CRO_z Odch.std	Róż. CRO_z Wsp zmian	Róż. CRO_s Średnie	Róż. CRO_s Odch.std	Róż. CRO_s Wsp zmian
Poniedziałek	25,62	16,86	65,81%	97,59	53,55	54,87%
Wtorek	22,11	15,36	69,48%	92,60	46,08	49,76%
Środa	21,35	15,74	73,72%	91,37	42,91	46,96%
Czwartek	21,36	16,53	77,40%	93,71	45,96	49,04%
Piątek	23,31	18,28	78,44%	96,77	56,26	58,13%
Sobota	20,07	14,18	70,68%	105,81	54,72	51,71%
Niedziela	16,83	12,38	73,58%	122,85	48,69	39,64%
Ogół grup	21,53	15,93	73,99%	100,06	50,98	50,95%

Źródło: obliczenia własne.

Rozpatrując zachowanie się cen w rozbiciu na poszczególne godziny doby, zauważamy, że ceny te zachowują się podobnie. Średnie CRO jest najniższe o godz. 3.00, a następnie zaczyna wzrastać, aż do godz. 13.00, kiedy osiąga swoją wartość maksymalną, co pokrywa się ze szczytem południowym zapotrzebowania na energię elektryczną. Następnie zaczyna powoli spadać, lecz pomiędzy godziną 16.00 a 17.00 ponownie zaczyna wzrastać - kolejny szczyt osiąga o godz. 21.00, a potem już spada do wartości minimalnej. Najniższą wartość odchylenia standardowego i współczynnika zmienności osiąga o godz. 5.00 (odpowiednio: 10,9 i 12,98%), co pokrywa się ze zróżnicowaniem rzeczywistego poboru energii elektrycznej. Wartość maksymalną zaś osiąga o godzinie 9.00 (18,79 i 17,21%). Cena CRO_z charakteryzuje się tylko jednym wyraźnym szczytem, który przypada na godzinę 14.00 (minimum na godzinę 5.00). Minimalne i maksymalne wartości odchylenia standardowego oraz współczynnika zmienności przypadają na godzinę 3.00 (0,72 i 1,01%) oraz 10.00 (8,22 i 9,58%). W przypadku CRO i CRO_z wzrosty i spadki średnich wartości cen miały charakter płynny. W przypadku CRO_s jednak pojawia się wyraźna różnica między wartością średnich cen pomiędzy godzinami 22.00 a 23.00. O 23.00 CRO_s osiąga minimum po to tylko, by nieznacznie wzrosnąć i potem powoli spadać do kolejnego minimum (wyższe niż poprzednie) i od godziny 6.00 wzrastać aż do godziny 11.00, kiedy osiąga maksimum. Najniższe odchylenie (36,03) występuje o godzinie 6.00, natomiast najniższa wartość współczynnika zmienności o godzinie 7.00

(19,06%). Maksimum odpowiednich wartości dla CRO_s występuje o godzinie 14.00 (odpowiednio 58,58 i 28,42%).

3. Modele zapotrzebowania na energię elektryczną spółki dystrybucyjnej

Do badania zastosowano dwa alternatywne modele zapotrzebowania na energię elektryczną spółki dystrybucyjnej. W tym celu wykorzystano sezonowe modele klasy ARIMA. Wybór modelu SARIMA był podyktowany stopniem dopasowania modelu do danych empirycznych i co się z tym wiąże, jakością otrzymywanych prognoz. Możliwe jest zastosowanie innych modeli sezonowych, jak np. analiza spektralna (harmoniczna), jej dopasowanie okazało się jednak znacznie mniejsze³.

Ponieważ badana zmienna wykazuje cykliczną niestacjonarność wariancji, postanowiono w pierwszej kolejności przefiltrować dane (por. [Kufel 2002, s. 81]). W związku z tym przy budowie modeli zastosowano trzyetapową konstrukcję:

- pierwszy etap – wyeliminowanie sezonowości związanej z zegarem i kalendarzem,
- drugi etap – uwzględnienie warunków atmosferycznych,
- trzeci etap – zastosowanie modeli ARIMA.

Pierwszy model (Model 1) oparty jest na standardowej krzywej obciążenia dla poszczególnych dni w roku, odpowiadającej długoterminowemu średniemu zachowaniu zapotrzebowania na energię. W tym celu stworzono typowe dobowe szablony zużycia energii elektrycznej (por. [Górecka 2001, s. 239]) poprzez wyliczenie średniej arytmetycznej dla jednoimiennych okresów. Tworząc szablony, uwzględniono nie tylko godziny, dni tygodnia oraz miesiące, ale także święta i dni przedświąteczne. W sumie obliczono 1224 średnie, które dały 51 typowych dobowych szablonów zużycia energii elektrycznej. W następnym etapie do opisu różnic między standardową krzywą zapotrzebowania na energię (obciążenia) a rzeczywistym zużyciem energii zastosowano zmienne opisujące warunki atmosferyczne. Do najważniejszych czynników można zaliczyć temperaturę powietrza i zachmurzenie. Wprowadzono także zmienne oznaczające: godzinę, dwie godziny i trzy godziny po zachodzie słońca w celu wyeliminowania różnic związanych z godziną zachodu słońca, a co z tym się wiąże – godziną zmierzchu. W ostatnim etapie analizy uzyskane reszty ze średnich dobowych przebiegów z uwzględnieniem warunków atmosferycznych zostały poddane analizie ARIMA. Zastosowano sezonowy model ARIMA (1, 0, 2)(1, 0, 2)₂₄. Część autoregresyjna obejmuje jeden parametr, a opóźnienie sezonowe – jedną dobę. Część średniej ruchomej obejmuje dwa parametry, a opóźnienie sezonowe – dwie doby.

Drugi z zastosowanych modeli (Model 2) oparty jest na zmiennych zero-jedynkowych, które pozwolą wyeliminować sezonowość związaną z zegarem i kalendarzem. W sumie w modelu ujęto 66 zmiennych oznaczających poszczególne godziny, dni tygodnia,

³ Przegląd modeli mających zastosowanie w prognozowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną można znaleźć w pracy [Zawada 2003].

miesiące oraz dni świąteczne i bezpośrednio poprzedzające święta. Podobnie jak w pierwszym modelu, dodano także zmienne opisujące warunki atmosferyczne oraz zmienne uwzględniające godziny zmierzchu. W przeciwieństwie do pierwszego modelu, parametry z etapów 1 i 2 w Modelu 2 były szacowane jednocześnie. W następnym etapie do otrzymanych reszt zastosowano sezonowy model ARIMA (3, 1, 1)(6, 1, 2)₂₄. W modelu część autoregresyjna obejmuje trzy parametry, a opóźnienie sezonowe – sześć dób. Część średniej ruchomej obejmuje jeden parametr, a opóźnienie sezonowe – dwie doby. Dodatkowo reszty z modelu ze zmiennymi zero-jedynkowymi, ze względu na niewystarczającą eliminację trendu, są różnicowane o godzinę i o dobę (szerszy opis zastosowanych modeli można znaleźć w pracach: [Wójciak 2003a; Wójciak 2003b; Wójciak 2004]).

4. Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną

Na podstawie modeli zbudowano prognozy na kolejne trzy miesiące. Obecnie spółki dystrybucyjne zajmujące się obrotem energii elektrycznej codziennie do godziny 8.00 muszą podać prognozy godzinowe na dzień następny. Oznacza to, że w praktyce należy prognozować na 41 godzin naprzód⁴. Przy sprawdzaniu postawionych prognoz *ex post* oraz kosztów niezbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną przyjęto algorytm, który odpowiada rzeczywistym warunkom prognozowania w przedsiębiorstwie. Do budowy prognoz użyto rzeczywistych danych dotyczących warunków atmosferycznych, parametry modeli były uaktualniane raz na miesiąc, a prognozy budowano na 41 godzin naprzód, jednak weryfikacji podlegają prognozy od numeru 17 do 41⁵. W ocenie jakości prognoz zastosowano standardowe miary błędów prognoz *ex post*, takie jak: średni absolutny błąd procentowy (MAPE), współczynnik Theila wraz z jego dekompozycją oraz koszt niezbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Koszt niezbilansowania pozycji na rynku energii wyznacza się z formuły:

$$\text{Koszt} = \begin{cases} \left[\left| \frac{y_t - y_{tp}}{y_{tp}} \right| - 0,01 \right] \cdot y_{tl} \cdot (\text{CRO} - \text{CRO}_z), & \text{gdy } \left| \frac{y_t - y_{tp}}{y_{tp}} \right| < -0,01 \\ 0, & \text{gdy } -0,01 \leq \left| \frac{y_t - y_{tp}}{y_{tp}} \right| \leq 0,01, \\ \left[\left| \frac{y_t - y_{tp}}{y_{tp}} \right| - 0,01 \right] \cdot y_{tp} \cdot (\text{CRO}_s - \text{CRO}), & \text{gdy } \left| \frac{y_t - y_{tp}}{y_{tp}} \right| > 0,01 \end{cases} \quad (1)$$

⁴ Przyjmuje się, że ostatnia obserwacja, tj. z godziny 7.00 zużycia energii elektrycznej jest dana.

⁵ Odpowiada to godzinom od 1.00 w nocy do 0.00 dnia następnego.

Zastosowany zapis jest zgodny z notyfikacją stosowaną przez SD. Błąd prognozy (BP), według którego rozliczana jest SD przez OSP, wyrażony jest formułą:

$$BP = \frac{y_t - y_{lp}}{y_{lp}}, \quad (2)$$

w przypadku znaku większego od 0 oznacza niedokontraktowanie (pozycja krótka), a w przypadku ujemnego – przekontraktowanie (pozycja długa).

Tabela 3. Błędy prognoz uzyskanych na podstawie modelu 1 i 2 wraz z kosztem zbilansowania energii oraz współczynnikiem Theila z jego dekompozycją w czasie czterech miesięcy

Model 1	MAPE	Koszt	I ²	I ₁ ²	I ₂ ²	I ₃ ²
Wartość	2,560%	2 729 168,94 zł	0,001038	0,00005 (4,63%)	0,0001 (9,83%)	0,00089 (85,54%)
Model 2	MAPE	Koszt	I ²	I ₁ ²	I ₂ ²	I ₃ ²
Wartość	2,926%	2 682 833,46 zł	0,001227	0,00000 (0,03%)	0,00001 (0,74%)	0,00122 (99,24%)

Źródło: obliczenia własne.

Tabela 4. Błędy prognoz oraz koszt zbilansowania w podziale na rodzaj dnia

Dni	Model 1				Model 2			
	MAPE	BP	Koszt całkowity	Koszt średni	MAPE	BP	Koszt całkowity	Koszt średni
Robocze	2,491%	1,181%	2 143 443,84 zł	1 190,80 zł	2,412%	0,691%	1 759 724,24 zł	977,62 zł
Weekend	2,830%	-0,925%	538 274,57 zł	773,38 zł	4,215%	-1,537%	778 728,50 zł	1 118,86 zł
Święto	1,896%	0,113%	47 450,53 zł	494,28 zł	3,217%	0,672%	144 380,71 zł	1 503,97 zł
Ogół grup	2,560%	0,576%	2 729 168,94 zł	1 052,92 zł	2,926%	0,092%	2 682 833,46 zł	1 035,04 zł

Źródło: obliczenia własne.

Na podstawie otrzymanych wyników możemy zaobserwować, że Model 1 charakteryzuje się niższą wartością średniego względnego błędu prognoz. W przypadku Modelu 1 błąd ten wynosi 2,560%, natomiast w Modelu 2 osiąga wartość 2,926%. Jednak porównując koszty, widzimy, że koszt wygenerowany przez błąd prognozy przy wykorzystaniu Modelu 1 jest wyższy od kosztu przy zastosowaniu Modelu 2 (tab. 3). Wynika to z tego, że średnie wartości prognoz dla obu modeli są niższe od średniego rzeczywistego poboru energii, co oznacza niedoszacowanie prognoz (przyjęcie pozycji krótkiej przez SD), przy czym obciążenie prognoz (*in minus*) było wyższe w przypadku modelu pierwszego (stanowiło to 4,6% źródła błędu prognoz). Przyglądając się pozostałym składowym współczynnika Theila zauważamy, że błędy prognozy związane są głównie z niedostateczną zgodnością prognoz z rzeczywistym kierunkiem zmian zmiennej prognozowanej. W przypadku obu modeli wartość ta jest dominująca (Model 1 – 85,54%,

Model 2 – 99,24%). Marginalną część źródeł błędu prognoz stanowi niedostateczna ich elastyczność oraz obciążenie.

Stosując Model 1, zauważamy, że najwyższy średni koszt występuje w dni robocze. Dodatni znak błędu procentowego (BP) pokazuje, że wynika to z przyjęcia pozycji krótkiej, czyli niedokontraktowania. Najniższy koszt i błąd występuje w święta. W Modelu 2 najwyższy koszt średni występuje w święta, a najwyższy błąd (MAPE i BP) w weekend. Ujemny BP wskazuje na pozycję długą – przekontraktowanie.

Tabela 5. Błędy prognoz oraz koszt zbilansowania w rozbiciu na dni tygodnia

Dzień	Model 1				Model 2			
	MAPE	BP	Koszt całkowity	Koszt średni	MAPE	BP	Koszt całkowity	Koszt średni
Poniedziałek	2,798%	1,610%	624 682,47 zł	1 735,23 zł	3,716%	2,491%	784 053,24 zł	2 177,93 zł
Wtorek	2,523%	1,611%	491 949,57 zł	1 281,12 zł	1,922%	0,821%	270 761,18 zł	705,11 zł
Środa	2,531%	1,102%	410 852,20 zł	1 069,93 zł	2,011%	0,362%	242 848,49 zł	632,42 zł
Czwartek	2,229%	0,916%	313 687,07 zł	816,89 zł	2,576%	-0,075%	325 877,52 zł	848,64 zł
Piątek	2,235%	0,599%	343 003,14 zł	952,79 zł	2,101%	-0,105%	257 665,32 zł	715,74 zł
Sobota	2,566%	-0,548%	303 287,00 zł	842,46 zł	3,384%	0,343%	472 613,18 zł	1 312,81 zł
Niedziela	3,064%	-1,384%	241 707,49 zł	671,41 zł	4,922%	-3,251%	329 014,53 zł	913,93 zł
Ogół grup	2,560%	0,576%	2 729 168,94 zł	1 052,92 zł	2,926%	0,092%	2 682 833,46 zł	1 035,04 zł

Źródło: obliczenia własne.

Najwyższe koszty występują w Modelu 1 na początku tygodnia (poniedziałek, wtorek, środa). Wtedy też BP jest najwyższy i wskazuje na pozycję krótką, tj. bardziej niekorzystną. SD przyjmuje pozycję długą tylko w weekend, wtedy też koszty są praktycznie najniższe. Wyraźnie widać, że z końcem tygodnia koszty są coraz mniejsze. Analizując koszty występujące w najgorszy dzień (poniedziałek) z rozbiciem na poszczególne godziny, zauważamy, że najwyższe koszty są generowane pomiędzy godziną 10.00 a 17.00. Także w Modelu 2 poniedziałek przynosi najwyższe koszty i największy błąd. Drugim z kolei generującym najwyższe koszty dniem tygodnia w Modelu 2 jest sobota. Najgorsze godziny poniedziałku to okres pomiędzy godziną 1.00 a 5.00, kiedy to średnie koszty sięgają nawet ponad 7000 zł. Ogólnie w rozbiciu na cykl godzinowo-dobowy stwierdzamy, że największe koszty w Modelu 1 ponoszone są w przedziale od godziny 18.00 do 21.00, a w Modelu 2 między godziną 3.00 a 6.00.

Ze względu na asymetrię cen występującą na rynku bilansowym postanowiono skorygować prognozy w celu zminimalizowania kosztów zbilansowania rzeczywistego zapotrzebowania na energię elektryczną. Przyjęcie pozycji krótkiej, tzn. nadwyżka rzeczywistego poboru energii elektrycznej w stosunku do zgłaszanej pozycji kontraktowej przez spółkę dystrybucyjną, jest o wiele bardziej kosztowne niż przyjęcie pozycji długiej. W związku z tym opłaca się przekontraktowywać (zawyżyć prognozy) i w razie czego nadwyżkę odsprzedać na rynku bilansującym. W tym celu prognozy otrzymane za pomocą Modeli 1 i 2 będą skorygowane o stałą k , która będzie uaktualniana wraz z para-

metrami modeli, czyli raz na miesiąc. Korekta prognoz k jest wyliczana dla prognoz z danego miesiąca, przy minimalizacji wartości funkcji (3). Następnie o wartość k są korygowane prognozy w następnym miesiącu.

$$\text{Koszt} = \begin{cases} \left[\left| \frac{y_t - y_{tp} \cdot k}{y_{tp} \cdot k} \right| - 0,01 \right] \cdot y_{tp} \cdot k \cdot (\text{CRO} - \text{CRO}_z), & \text{gdy } \left| \frac{y_t - y_{tp} \cdot k}{y_{tp} \cdot k} \right| < -0,01 \\ 0, & \text{gdy } -0,01 \leq \left| \frac{y_t - y_{tp} \cdot k}{y_{tp} \cdot k} \right| \leq 0,01 \\ \left[\left| \frac{y_t - y_{tp} \cdot k}{y_{tp} \cdot k} \right| - 0,01 \right] \cdot y_{tp} \cdot k \cdot (\text{CRO}_s - \text{CRO}), & \text{gdy } \left| \frac{y_t - y_{tp} \cdot k}{y_{tp} \cdot k} \right| > 0,01 \end{cases}, \quad (3)$$

gdzie: k – korekta prognoz.

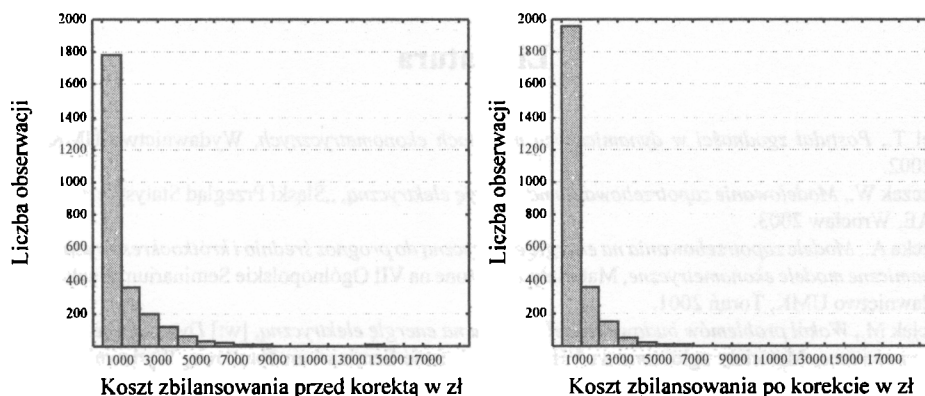
Tabela 6. Błędy prognoz w rozbiciu na poszczególne miesiące wraz z wprowadzoną korektą prognoz

Model 1							
Zbiorczo	BP	MAPE	Koszt	korekta	BP k	MAPE k	Koszt k
czerwiec	1,139%	2,462%	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
lipiec	-0,683%	2,687%	548 786,45 zł	1,039104	-4,428%	4,921%	753 906,64 zł
sierpień	1,415%	2,664%	1 054 394,87 zł	1,010491	0,360%	2,497%	769 929,89 zł
wrzesień	0,711%	2,374%	612 713,28 zł	1,033518	-2,675%	3,147%	359 152,47 zł
			2 215 894,60 zł				1 882 989,01 zł
Model 2							
Zbiorczo	BP	MAPE	Koszt	korekta	BP k	MAPE k	Koszt k
czerwiec	0,208%	2,552%	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
lipiec	0,079%	3,301%	846 163,91 zł	1,027149	-2,591%	4,163%	729 875,33 zł
sierpień	0,434%	2,683%	824 996,45 zł	1,018696	-1,423%	3,177%	663 552,95 zł
wrzesień	-0,311%	2,988%	633 962,00 zł	1,019856	-2,308%	3,516%	490 121,40 zł
			2 305 122,37 zł				1 883 549,67 zł

Źródło: obliczenia własne.

W tab. 6 zaprezentowano błędy prognoz w rozbiciu na poszczególne miesiące oraz obliczone wartości korekty k . Błąd procentowy, liczony jako odchylenie rzeczywistego zużycia do postawionej prognozy w miesiącu czerwcu, wynosi 1,139%, a błąd prognozy MAPE 2,462%. W następnym miesiącu (lipiec) błąd procentowy przyjmuje wartość ujemną, co oznacza przekontraktowanie (spółka przyjęła w tym czasie pozycję długą). W tym przypadku błąd prognozy Modelu 1 przyjmuje wartość 2,687% – najwyższą wśród badanych okresów. Wartości błędów w następnych miesiącach są dodatnie

(tab. 6). W dwóch przypadkach dla Modelu 1 z korektą, tj. w lipcu i we wrześniu, błąd procentowy przyjął wartość ujemną (pozycja długa – przekontraktowanie). Dla Modelu 2 w każdym miesiącu wartość błędu procentowego przyjęła wartość ujemną (dla kolejnych miesięcy $-2,591\%$, $-1,423\%$, $-2,308\%$). Błędy prognozy wynosiły ponad 3% . W przypadku prognoz po korekcie błąd prognoz *ex post* MAPE wzrósł (z wyjątkiem sierpnia dla Modelu 1). Spowodowało to zmianę struktury błędów prognoz i w efekcie prognozy są częściej zawyżane o niewielką część. Ogólnie wpływa to na zmniejszenie kosztów zbilansowania prognoz z rzeczywistym poborem energii elektrycznej. Przy porównywaniu wysokości poniesionych kosztów w opcji bez korekty i z korektą widzimy, że w obu modelach sumy poniesionych strat są wyższe w przypadku opcji bez korekty w porównaniu z opcją z korektą średnio o ponad 330 000 zł na kwartał (por. tab. 6). Prawie we wszystkich przypadkach miesięczny koszt poniesiony przy zastosowaniu odpowiedniego modelu po korekcie jest dużo niższy niż w modelu bez korekty (wyjątek stanowi koszt w lipcu dla Modelu 1).



Rys. 2. Rozkład kosztów zbilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną przed korektą i po korekcie prognoz za pomocą współczynnika k dla Modelu 1

Źródło: opracowanie własne.

Z rys. 2 wynika, że wprowadzenie korekty prognoz współczynnikiem k obniżyło górną granicę strat do poziomu 7000 zł (na daną godzinę). Przed korektą granica ta wynosiła 9000 zł oraz wystąpiły dwie straty na poziomie 14 500 zł.

5. Podsumowanie

Wprowadzenie na rynku bilansującym zapotrzebowania na energię elektryczną cen rozliczeniowych mobilizuje podmioty na nim obecne do coraz dokładniejszych prognoz, gdyż każdy błąd prognozy przekraczający $\pm 1\%$ stanowi wymierną dla nich stra-

tę finansową. Ze względu na specyfikę kształtowania się cen na rynku bilansującym, tj. koszty zakupu energii bilansującej na pokrycie niedokontraktowania są wyższe niż koszty wynikające z odsprzedaży energii przekontraktowanej, z punktu widzenia spółki dystrybucyjnej lepsze jest zawyżanie prognoz.

Otrzymane wyniki wskazują, że możliwe jest skorygowanie prognoz otrzymanych zgodnie z zasadą predykcji nieobciążonej w celu minimalizacji kosztów rozliczenia odchyleń między prognozami a rzeczywistym poborem energii. Najlepsze wyniki dla skorygowanych prognoz można było uzyskać wówczas, gdy korekta z miesiąca na miesiąc przyjmowała podobną wartość. W przypadku gwałtownych zmian wartości korekty k należałoby się zastanowić, czy nie wydłużyć okresu, na podstawie którego jest ona ustalana np. do 2, 3 miesięcy. Możliwe jest także ustalenie wartości korekty osobno na poszczególne dni tygodnia czy godziny, lecz należy tu pamiętać, że uszczegółowienie modelu nie zawsze musi być korzystne.

Literatura

- Kufel T., *Postulat zgodności w dynamicznych modelach ekonometrycznych*, Wydawnictwo UMK, Toruń 2002.
- Miszcza W., *Modelowanie zapotrzebowania na energię elektryczną*, „Śląski Przegląd Statystyczny” nr 1 (7), AE, Wrocław 2003.
- Górecka A., *Modele zapotrzebowania na energię elektryczną do prognoz średnio i krótkookresowych*, [w:] *Dynamiczne modele ekonometryczne*, Materiały zgłoszone na VII Ogólnopolskie Seminarium Naukowe, Wydawnictwo UMK, Toruń 2001.
- Wójciak M., *Wokół problemów budowy modelu popytu na energię elektryczną*, [w:] *Dynamiczne modele ekonometryczne*, Materiały zgłoszone na VIII Ogólnopolskie Seminarium Naukowe, Wydawnictwo UMK, Toruń 2003a.
- Wójciak M., *Krótkoterminowe prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną*, [w:] *Prognozowanie w zarządzaniu firmą*, red. P. Dittmann, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu nr 1001, AE, Wrocław 2003b.
- Wójciak M., *Modelowanie zapotrzebowania na energię elektryczną na podstawie danych wysokiej częstotliwości obserwowania*, Materiały z XIII Konferencji Sekcji Klasyfikacji i Analizy Danych (2004 r.), XVIII Konferencja Taksonomiczna pt. *Klasyfikacja i analiza danych – teoria i zastosowania*, Politechnika Białostocka (w druku).
- Zawada M., *Wybrane modele prognostyczne w energetyce*, [w:] *Prognozowanie w zarządzaniu firmą*, red. P. Dittmann, Prace Naukowe Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu nr 1001, AE, Wrocław 2003.

THE METHOD OF FORECAST CORRECTION MINIMIZING THE COST OF NON-BALANCED ELECTRIC POWER DEMAND

Summary

From 1st July 2002 twenty-four-hour balancing energy demand market/system implemented specific system of clearing prices. The prices demonstrate significant asymmetry. This way each deviation/difference of demand and forecast is a measurable loss which mostly depends on the direction of the difference. Because of the specific asymmetry it is better to overcontract (forecasts higher than the demands – *long position*) and to sell the surplus if it occurs. To minimise the costs of balancing the difference the forecast of two presented models was adjusted by multiplying it by ratio k which was upgraded together with models' parameters. Correction is set to minimise the function of cost balancing which leads to lowering the functioning costs of distributing company.