

# BILANSOWANIE GRUPOWE W KONTEKŚCIE ZMIAN REGULAMINU RYNKU BILANSUJĄCEGO

Maciej Sołtysik, Artur Wilczyński

**Słowa kluczowe:** prognozowanie, bilansowanie, grupa bilansująca, rynek energii

**Streszczenie.** Obowiązujące od stycznia 2009 r. nowe ramy prawne Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), w zakresie regulaminu Rynku Bilansującego, dopuszczają w dalszym ciągu tworzenie grup bilansujących składających się zarówno z odbiorców, jak i wytwórców energii. Istota zmian względem 2008 r., polega na likwidacji rozchylenia cen rozliczeniowych, skutkiem czego udział uczestników rynku w grupie bilansującej przestaje być praktycznie opłacalny. W artykule przedstawiona zostanie charakterystyka mechanizmów rozliczeniowych obowiązujących w istniejących w 2008 r. grupach bilansujących oraz zaprezentowana zostanie koncepcja algorytmu rozliczeniowego, gwarantującego rentowność w nowych realiach rozliczeniowych 2009 r. Analiza poparta zostanie przykładowymi kalkulacjami bazującymi na rzeczywistych danych uczestników rynku.

## 1. WSTĘP

Wprowadzone w życie z dniem 1 czerwca 2006 r. i obowiązujące do 31 grudnia 2008 r. zapisy [1] w zakresie Regulaminu Rynku Bilansującego (RB) stymulować miały proces rozwoju zasady TPA. Na ten proces składać się miało wiele czynników, z których najistotniejszym była korekta algorytmu generacji cen rozliczeniowych niezbilansowania oraz zmiana rozdzielnicy zgłaszania umów sprzedaży energii (USE). Algorytm ten w rzeczywistości spowodował jednocześnie obniżenie i podwyższenie dotychczasowych poziomów cen odpowiednio zakupu i sprzedaży energii bilansującej, powodując tym samym ograniczenie łącznych kosztów bilansowania. Rozchylenie cen rozliczeniowych oraz dopuszczona przez [1] możliwość tworzenia grup bilansujących (GB) skutkowało realnym samokompensowaniem odchyleń prognostycznych, a tym samym obniżeniem kosztów bilansowania.

Wprowadzone z dniem 1 stycznia 2009 r. nowe zasady rozliczeń niezbilansowania w istotny sposób ograniczyły zasadność prowadzenia grup bilansujących. Na taki efekt miała wpływ likwidacja rozchylenia cen, ograniczająca działania spekulacyjne.

W praktyce, do tego momentu, istniało w kraju szereg GB, różniących się zarówno ilością zagregowanych uczestników rynku, ich typem, jak i przede wszystkim przyjętym algorytmem kalkulacji rozliczeń niezbilansowania.

Jeden ze sposobów prowadzenia rozliczeń dotyczył GB, w których operator grupy był jednocześnie sprzedawcą energii. Wówczas, wcielając odbiorcę bądź wytwórcę do struktur grupy dokonywana była, na bazie historycznych danych, kalkulacja jednostkowych kosztów niezbilansowania, wynikających głównie z profilu zużycia energii przez uczestnika i trudności w jego prognozowaniu. Koszty

te wliczane były następnie w cenę sprzedawanej energii. Jednocześnie adresatem całkowitych potencjalnych przychodów i poniesionych kosztów wynikających z mniejszych, bądź większych odchyleń od pozycji deklarowanej był operator grupy bilansującej.

Kolejnym stosowanym sposobem rozliczania uczestników GB, było rozliczanie po bieżących cenach RB zmodyfikowanych o umownie dobrany wskaźnik. Uatrakcyjnienie uczestnictwa w takiej grupie polegało zatem na sztucznym zawężeniu rozchylenia cen. Sprzedaż energii w ramach GB odbywała się po powiększonej cenie CROz, a zakup po pomniejszonej cenie CROs. Poziom umownego wskaźnika, wynikał podobnie jak w poprzednim przypadku, z trudności zaprognozowania i kształtu profilu uczestnika. Jednocześnie całe ryzyko przychodów lub dodatkowych strat z tytułu większych odchyleń leżało po stronie operatora grupy.

Trzeci sposób prowadzenia rozliczeń, uzależniony był od poziomu zużycia i stabilności profilu i polegał na indywidualnej negocjacji cen rozliczeniowych. Była to metoda tzw. tuneli rozliczeniowych. Operator GB mając na względzie wymienione czynniki oferował pewne pasma dopuszczalnych poziomów odchyleń, za którymi kryły się odpowiednie stawki cenowe. Przekroczenie pewnego maksymalnego progu, który zbieżny był z odchyleniem całej grupy widzianym przez OSP, skutkowało rozliczeniem wprost po cenach RB.

Prezentowane wyżej sposoby prowadzenia rozliczeń niezbilansowania miały wadę polegającą na braku pełnej transparentności tego procesu. Kolejny sposób prowadzenia rozliczeń bazował na formułach matematycznych, które w pełni przenosiły zarówno ryzyko, jak i profit na wszystkich uczestników grupy. Przez pojęcie pełnego ryzyka należy rozumieć w

najgorszym przypadku rozliczenie po cenach RB.

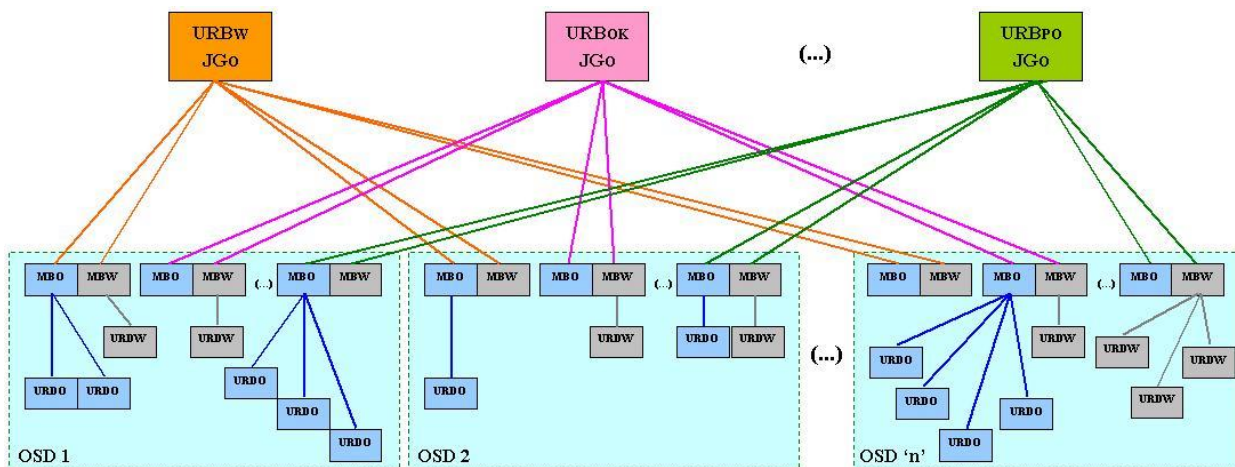
Zastosowana przez OSP, likwidacja rozchylenia cen, doprowadziła z początkiem bieżącego roku do sytuacji, w której rozliczenie indywidualne, bądź w ramach grupy, daje taki sam efekt finansowy. Profit z tytułu uczestnictwa w GB, sprowadza się obecnie głównie do ponoszenia przez uczestników grupy mniejszych kosztów związanych z koniecznością wnoszenia zabezpieczeń finansowych na poczet rozliczeń oraz niższymi kosztami osobowymi przy prowadzeniu procesu rozliczeń niezbilansowania.

W artykule zaprezentowana została analiza doboru uczestników GB dokonana w oparciu o metodę segmentacji Warda wraz z próbą udowodnienia tezy o optymalności takiej segmentacji ze względu na kryterium błędu prognoz typu MAPE. Ponadto przedstawiona została ocena finansowa efektu samokompensacji w GB i zastosowania eksperckiej korekty prognostycznej.

## 2. PROCES TWORZENIA GB

Rynek bilansujący będący fragmentem systemu elektroenergetycznego jest obszarem w ramach którego OSP równoważy zapotrzebowanie na energię

przez OSP, nie jest możliwe agregowanie ich w grupy bilansujące. Ich wykluczenie skutkuje możliwością agregacji jedynie odbiorców końcowych (URB<sub>OK</sub>) i URD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB. Agregacja możliwa jest bez względu na posiadany atrybut lokalizacji, dzięki istnieniu tzw. „punktów ponad siecią”, poprzez które w RB uczestniczą podmioty spoza sieci przesyłowej oraz bez względu na atrybut typu, który mówi o charakterze odbiorczym, bądź wytwórczym danego podmiotu. Proces tworzenia grup bilansujących skupia się zatem na agregacji miejsc dostarczania energii rynku bilansującego (MB) w ramach prowadzonej przez niektórych URB, jednostki graficznej odbiorczej (JG<sub>O</sub>). Przez MB należy rozumieć punkt w sieci objętej obszarem RB, będący pojedynczym węzłem sieci albo ich grupą, lub umownym punktem „ponad siecią”. W pierwszym przypadku, czyli w wariancie z fizycznym przepływem energii w punkcie sieci, MB określane jest mianem fizycznego MB, w odróżnieniu od wariantu „ponad siecią” zdefiniowanego jako wirtualne MB. Wspomniana wcześniej JG stanowi zbiór MB i jest określana na podstawie zasad zawartych w [1], przez poszczególnych URB w



Rys. 1 Ilustracja procesu agregacji URD w grupy bilansujące

z jej dostawami oraz w ramach którego prowadzony jest hurtowy obrót energią elektryczną. Uczestnikami tych działań mogą być zarówno gracze aktywni (Uczestnik Rynku Bilansującego (URB), Operator Rynku (OR)), jak i pasywni (Uczestnik Rynku Detalicznego (URD)). Podział ten jest pochodną możliwości aktywnego uczestniczenia w procesie bilansowania zasobów KSE tylko przez część uczestników, którymi są jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD), jednostki wytwórcze centralnie koordynowane (JWCK) i aktywne jednostki graficzne OSP (JG<sub>OSP</sub><sub>a</sub>). Ze względu na konieczność pełnej dyspozycyjności tych jednostek i proces bezpośredniego ich sterowania

uzgodnieniu z OSP oraz z OSD (w przypadku gdy MB znajduje się w sieci dystrybucyjnej). Powyższe zostało zilustrowane na rys. 1.

Regulamin RB precyzuje, którzy URB muszą, bądź mogą posiadać JG<sub>O</sub>, a co za tym idzie mają możliwość w jej ramach prowadzić bilansowanie grupowe. Do grupy tej należą wytwórcy (URB<sub>W</sub>), którzy mogą posiadać taką jednostkę oraz odbiorcy sieciowi (URB<sub>SD</sub>), odbiorcy końcowi (URB<sub>OK</sub>) oraz przedsiębiorstwa obrotu (URB<sub>PO</sub>), którzy takie jednostki posiadać muszą.

Włączenie MB, zarówno odbiorczych (MB<sub>O</sub>), jak i wytwórczych (MB<sub>W</sub>), do JG<sub>O</sub>, dla potrzeb reprezentacji przepływów energii poza podstawowym obszarem RB, realizowane jest w oparciu o pewne

reguły. Konieczna jest w tym celu modyfikacja zapisów zawartej z URB umowy przesyłowej w zakresie wprowadzenia przedmiotowego MB do definicji JG<sub>0</sub> tego URB, w obszarze sieci każdego, będącego stroną OSD.

Przedstawiony wyżej opis procesu włączania odbiorców, bądź pasywnych jednostek wytwórczych do schematu JG<sub>0</sub>, należy rozumieć jako proces tworzenia grupy bilansującej.

### 3. PRZYKŁAD ANALITYCZNY

Celem analizy było opracowanie algorytmu obniżenia kosztów niezbilansowania w ramach grup bilansujących. W tym celu przeprowadzone zostały następujące czynności:

- dobór potencjalnych uczestników GB ze względu na kryterium średnio godzinowego zużycia energii,
- standaryzacja danych pomiarowych,
- segmentacja danych metodą Warda,
- wybór optymalnej grupy powstałej w wyniku segmentacji, spełniającej ustalone kryterium profilowe oraz kryteria średniego zużycia energii w strefie szczytowej i pozaszczytowej,
- wybór alternatywnych, losowo dobranych GB, spełniających ustalone kryterium profilowe oraz kryteria średniego zużycia energii w strefie szczytowej i pozaszczytowej,
- ocena statystyczna błędów MAPE, wynikających z efektu samokompensacji odchyleń, dla wszystkich analizowanych GB,
- dokonanie korekty prognostycznej zapotrzebowania na energię w GB, w celu uzyskania mniejszych poziomów błędów MAPE,
- kalkulacja kosztów bilansowania dla GB z efektem samokompensacji i GB z korektą prognostyczną.

Dobór potencjalnych uczestników GB uwzględnił kryterium średniogodzinowego zapotrzebowania na energię. W myśl opisanych wyżej założeń optymalnej agregacji, zdecydowanie najlepsza samokompensacja odchyleń prognoz występuje w momencie, gdy są one co do modułu na jednakowym poziomie. Zatem obiektem analizy były rzeczywiste dane zużycia energii elektrycznej pewnej grupy odbiorców, charakteryzujących się podobnym średnim poziomem

godzinowego zapotrzebowania na energię, lecz różnym poziomem wariacji. Do obliczeń wykorzystano historyczne dane pomiarowe za okres 01.01.2004 r. – 31.03.2004 r., natomiast oceny prognoz oraz uzyskanego efektu finansowego dokonano dla okresu 01-07.04.2004 r.

Pierwszym etapem optymalnego doboru uczestników GB było dokonanie segmentacji w oparciu o wystandaryzowane dane pomiarowe. Procesu standaryzacji, pozwalającego na zniwelowanie efektu skali, dokonano korzystając ze wzoru (1).

$$z_i = \frac{x_i - \bar{x}}{s_x} \quad (1)$$

gdzie:

$\bar{x}, s_x$  - średnia i odchylenie standardowe zmiennej w próbie

$x_i, z_i$  - wartości przed i po standaryzacji

Otrzymane w ten sposób dane zostały w następnym etapie poddane procesowi segmentacji. Jak wspomniano powyżej, dane pomiarowe charakteryzowały się różnym poziomem wariacji, co silnie wpływałoby na efekt samokompensacji. W związku z powyższym do procesu segmentacji wykorzystano metodę Warda. Do oszacowania odległości między skupiskami metoda ta wykorzystuje analizę wariacji, zmierza bowiem do minimalizacji sumy kwadratów odchyleń wewnątrz poszczególnych skupień. Efektem tej analizy jest wskazanie skupienia o minimalnym zróżnicowaniu. Miarą zróżnicowania grupy obiektów w tej metodzie jest kryterium błędu sumy kwadratów (ESS), które określone jest wzorem (2) [4]:

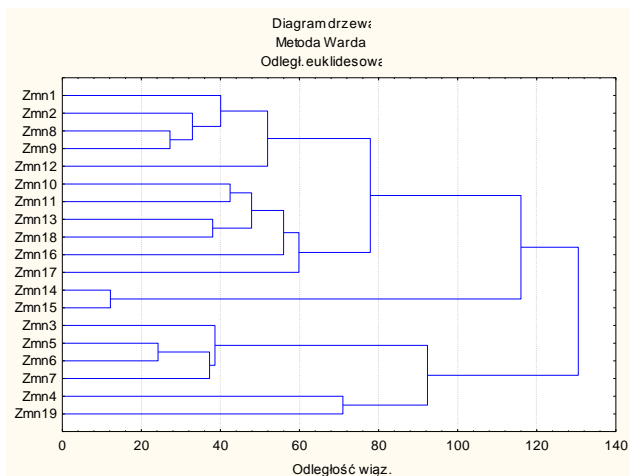
$$ESS = \sum_{i=1}^k (x_i - \bar{x})^2 \quad (1)$$

gdzie:

$x_i; k$  - wartość zmiennej będącej kryterium segmentacji dla i-tego obiektu; liczba obiektów w skupieniu

W wyniku powyższego uzyskany został dendrogram przedstawiony na rys.2. Z jego analizy wynika, iż dla odległości wiązań na poziomie ok. 70, możliwych jest do wyodrębnienia pięć skupisk, które wraz z profilem zużycia energii zostały wyszczególnione w tabeli 1.

Na bieżącym etapie analiz, konieczne było określenie pewnych celów biznesowych, które powinny być



Rys. 2 Dendrogram z segmentacji metodą Warda

spełnione dla konstruowanej GB. Na potrzeby niniejszego referatu przyjęto, iż GB powinna

Powyższe kryteria spełnia GB o numerze 4, w skład której wchodzi uczestnicy o numerach 10,11,13,16, 17,18.

W celu oceny poprawności i optymalności procesu samokompensacji odchyleń w ramach tej grupy, skonstruowanych zostało losowo 11 alternatywnych GB, spełniających wymienione wyżej cele biznesowe. W tabeli 2 przedstawione zostały średnie poziomy błędów MAPE, w podziale na typy dni tygodnia dla wszystkich badanych GB. Wstępna ocena błędów MAPE pozwala sądzić, że dobór uczestników grup ze skupisk o różnych poziomach wariacji, ze względu na przedmiotowe kryterium, nie jest optymalny.

Analiza otrzymanych wyników sprowadza się zatem do oceny rzeczywistego wpływu optymalnej, ze względu na zadane kryteria, segmentacji na efekt grupowego bilansowania.

Jedną z metod pozwalającą na weryfikację postawionej na wstępie tezy jest analiza wariacji ANOVA. Metoda służy do badania obserwacji, które zależą od jednego lub wielu działających

Tabela 1.

Przegląd skupisk odpowiadających propozycjom GB uzyskanych metodą Warda

GB	1				2				3		4						5		
obiekt	1	2	8	9	12	3	5	6	7	4	19	10	11	13	16	17	18	14	15
profil	1,18	1,47	1,34	1,44	1,29	1,00	1,04	0,92	0,77	0,82	1,00	1,07	1,18	1,13	1,02	1,12	1,23	2,44	1,90

charakteryzować się profilem zużycia energii na poziomie 1,11-1,13 ze zużyciem energii w godzinach szczytowych i pozaszczytowych odpowiednio na poziomach od 11 do 12 MWh i od 10 do 11 MWh.

równocześnie czynników (np. zastosowanego algorytmu segmentacji, rozdzielczości danych, metody prognostycznej czy horyzontu prognostycznego). ANOVA wyjaśnia z jakim

Tabela 2

Poziomy błędów EX-POST MAPE wraz z kryteriami doboru uczestników Grup Bilansujących

	a)	b)	c)	d)	e)	f)	g)	h)	i)	j)	k)	l)
Obiekty GB	10,11 ,13,1 6,17, 18	1,3,4,1 0,13,1 5	1,3,11, 13,17, 18	6,7,13, 14,17, 19	3,6,7,1 2,14,1 9	3,4,7,8 ,9,15	1,7,12, 15,16, 19	1,3,7,8 ,12,18	1,3,7,9 ,12,18	4,7,9,1 2,15,1 9	4,7,9,1 5,18,1 9	1,3,11, 12,13, 17
czw	3,6%	3,2%	3,4%	5,6%	5,2%	4,9%	3,4%	4,4%	4,4%	6,2%	7,0%	3,2%
pt	2,4%	4,8%	4,7%	4,9%	5,4%	6,9%	3,3%	4,3%	4,3%	7,4%	7,1%	4,6%
so	2,8%	4,0%	4,2%	4,0%	3,9%	4,6%	4,1%	5,6%	5,7%	4,7%	4,5%	3,8%
ni	2,5%	6,2%	5,4%	4,3%	4,4%	6,6%	3,2%	5,8%	6,2%	3,6%	4,3%	4,9%
po	2,8%	5,1%	5,1%	4,4%	6,2%	6,2%	4,3%	5,7%	6,4%	5,2%	5,3%	5,8%
wt	3,1%	4,1%	4,6%	3,7%	4,7%	5,8%	3,7%	4,2%	4,3%	4,8%	4,0%	5,0%
śr	5,3%	4,9%	7,9%	5,5%	5,5%	5,1%	5,0%	4,4%	4,9%	5,7%	6,1%	8,6%
średnia	3,2%	4,6%	5,1%	4,6%	5,0%	5,7%	3,9%	4,9%	5,2%	5,4%	5,5%	5,1%
profil	1,11	1,12	1,13	1,12	1,11	1,13	1,13	1,11	1,12	1,13	1,12	1,13
śr. peak [MW]	11	12	12	11	12	12	11	12	12	11	11	12
śr. offpeak [MW]	10	10	11	10	11	10	10	11	11	10	10	10

Przy czym:

- Obiekty GB - obiekty zagregowane w ramach grupy bilansującej,
- czw...śr - błędy MAPE uzyskane metodami prognostycznymi typu ARIMA, dla poszczególnych typów dni tygodnia.
- średnia - średni MAPE,
- profil - profil zużycia, stosunek mocy w godzinach szczytowych do pozaszczytowych
- śr. peak - średnia moc w godzinach szczytowych,
- śr. offpeak - średnia moc w godzinach pozaszczytowych.

prawdopodobieństwem wyodrębnione czynniki mogą być powodem różnic między obserwowanymi średnimi grupowymi [3,5,6]. W rozpatrywanym przypadku zastosowanie tej metody wymaga spełnienia kryteriów: normalności rozkładów i równości wariancji reszt prognoz. Sprawdzenia obu warunków dokonać można np. przez zastosowanie testów statystycznych odpowiednio np: Shapiro-Wilka i Levene'a. W wyniku przeprowadzenia powyższych testów uzyskano potwierdzenie hipotez o normalności rozkładów reszt i równości wariancji dla wszystkich analizowanych przypadków.

Ocenie wpływu segmentacji, bazującej na metodzie Warda, podlegały zatem z osobna następujące kombinacje przypadków: ab, ac, ad, ae, af, ag, ah, ai, aj, ak, al. Jako pierwsza zweryfikowana została hipoteza  $H_0(a=b)$ , w myśl której nie występują statystycznie istotne różnice między uzyskanymi błędami MAPE dla przypadków 'a' i 'b'. Przedstawione na rys. 2 wyniki pozwalają na odrzucenie  $H_0$ . Można zatem stwierdzić, że poziom niepewności prognoz dla przypadku 'a' nie jest przypadkowo niższy od poziomu niepewności prognoz dla przypadku 'b'.

Test Levene'a jednorodności wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn1	0,000000	1	0,000000	0,000418	12	0,000035	0,004556	0,947298

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn1	0,000703	1	0,000703	0,001133	12	0,000094	7,442961	0,018328

Rys. 2 Wyniki testu Levene'a i analizy ANOVA dla  $H_0(a=b)$

Na rys. 2-12 przedstawione zostały wyniki dalszej analizy pozostałych przypadków, które w większości prowadzą do podobnych wniosków. Jedyny wyjątek stanowi hipoteza  $H_0(a=g)$ , której, ze względu na brak uzasadnionych statystycznie powodów, nie można odrzucić (dla przypadku 'g' średni poziom niepewności MAPE wynosi 3,9%)

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn3	0,001206	1	0,001206	0,001775	12	0,000148	8,153560	0,014476

Rys. 3 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=c)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn5	0,000686	1	0,000686	0,000908	12	0,000076	9,067027	0,010840

Rys. 4 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=d)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn7	0,001180	1	0,001180	0,000954	12	0,000080	14,84453	0,002298

Rys. 5 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=e)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn9	0,002248	1	0,002248	0,001070	12	0,000089	25,20912	0,000299

Rys. 6 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=f)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn11	0,000149	1	0,000149	0,000827	12	0,000069	2,166923	0,166744

Rys. 7 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=g)$

Analiza wariancji (anova.sta)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn24	0,001039	1	0,001039	0,000923	12	0,000077	13,51205	0,003173

Rys. 8 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=h)$

Analiza wariancji (anova.sta)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn26	0,001358	1	0,001358	0,001078	12	0,000090	15,11050	0,002159

Rys. 9 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=i)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn17	0,001659	1	0,001659	0,001479	12	0,000123	13,45701	0,003216

Rys. 10 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=j)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn19	0,001800	1	0,001800	0,001577	12	0,000131	13,70108	0,003027

Rys. 11 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=k)$

Analiza wariancji (Arkusz2)								
Zaznaczone efekty są istotne z $p < ,05000$								
Zmienna	SS	df	MS	SS	df	MS	F	p
	Efekt	Efekt	Efekt	Błąd	Błąd	Błąd		
Zmn21	0,001306	1	0,001306	0,002395	12	0,000200	6,541691	0,025109

Rys. 12 Wyniki analizy ANOVA dla  $H_0(a=l)$

Z przeanalizowanych konfiguracji GB wynika, iż optymalne ze względu na poziom MAPE, wyniki uzyskuje się dla GB powstałej w wyniku segmentacji. Dodatkowo warto podkreślić, iż uzyskane w ten sposób wyniki, powstały na bazie samokompensacji odchyłań uczestników w GB i na tym etapie nie podlegały korekcie prognostycznej.

Obecnie funkcjonujące GB, można ze względu na rolę operatora grupy podzielić na:

- GB gdzie operator grupy kupuje, bądź sprzedaje energię elektryczną jej wszystkim uczestnikom,
- GB gdzie operator grupy kupuje, bądź sprzedaje energię elektryczną do części jej uczestników, a dla pozostałych świadczy jedynie usługę bilansowania.

W pierwszym przypadku, w zakresie rozliczeń niezbilansowania, powszechnie stosowane jest rozwiązanie polegające na wycenie indywidualnych

kosztów bilansowania każdego uczestnika i przeniesieniu tego składnika kosztowego w kontraktowej cenie energii elektrycznej. Jednocześnie całe ryzyko i potencjalne korzyści związane z tym procesem dotyczą operatora grupy. W wariancie tym możliwym sposobem ograniczenia poziomu MAPE, a tym samym obniżenia kosztów bilansowania jest dokonanie korekty progностycznej wypadkowego szeregu czasowego, (opisane poniżej), i/lub zastosowanie zmiany rozdzielczości danych dla modeli progностycznych (opisane w pracy [2]).

W tym celu dla analizowanego, wypadkowego szeregu czasowego danych o zapotrzebowaniu na energię elektryczną przygotowane zostały modele progностyczne z rodziny modeli Boxa-Jenkinsa o parametrach przedstawionych w tabeli 3. W rezultacie przeprowadzonego procesu estymacji, uzyskano błędy prognoz na średnim poziomie niższym niż dla wariantu z samokompensacją. Dodatkowo proces prognozowania pozwolił na poprawę losowości reszt, czyli braku występowania w zbyt długich seriach, reszt o takich samych znakach. Istota tej cechy i jej wpływ na efekt samokompensacji został opisany w pracy [7].

Tabela 3

Poziomy błędów EX-POST MAPE

	MAPE_SK	MAPE_PR	ARMA (p.i.q) (P,I,Q)
Czwartek	3,6%	2,1%	(1,1,1) (0,0,1)
Piątek	2,4%	2,7%	(1,1,0) (3,0,0)
Sobota	2,8%	3,8%	(1,1,1) (0,0,1)
Niedziela	2,5%	2,9%	(2,2,1) (2,0,1)
Poniedziałek	2,8%	2,6%	(1,1,1) (0,0,1)
Wtorek	3,1%	3,4%	(1,1,1) (0,0,1)
Środa	5,3%	3,4%	(1,1,1) (0,0,1)
Średni	<b>3,2%</b>	<b>3,0%</b>	

Gdzie:

MAPE\_SK – poziomy dla GB z samokompensacją

MAPE\_PR – poziomy dla GB z korektą progностyczną

Uzyskany w ten sposób efekt finansowy przedstawiony został w tabeli 4.

Tabela 4

Wyniki kalkulacji niezbilansowania

	RB_S	RB_Z	RB_S	RB_Z	RB_S	RB_Z
	MWh		zł		zł/MWh	
GB_SK	24,6	32,9	5536	7627	224,82	231,67
GB_PR	29,6	22,6	6740	5019	227,67	221,68

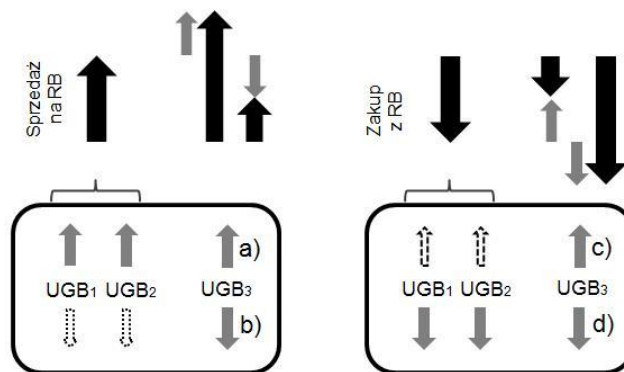
Gdzie:

GB\_SK, GB\_PR – odpowiednio GB z samokompensacją, GB z korektą progностyczną

RB\_S, RB\_Z – sprzedaż energii na RB, zakup energii z RB

Z powyższego wynika, iż zastosowanie korekty progностycznej przyczyniło się do ograniczenia wolumenu zakupu energii elektrycznej z RB o 10,3 MWh (31%), co przełożyło się na obniżenie kosztu o 2608 zł (34%) i spadek średniej ceny zakupu o 9,99 zł/MWh. Wspomniana wcześniej poprawa losowości reszt przyczyniła się jednocześnie do zwiększenia odsprzedaży energii na RB o 5MWh (20%), skutkując wzrostem wartości sprzedaży o 1204 zł (22%) i wzrostem średniej ceny o 2,85 zł/MWh.

Odmierna sytuacja, zilustrowana na rys. 13, występuje w przypadku, w którym operator grupy tylko dla części jej uczestników prowadzi sprzedaż energii (UGB3), mając tym samym ograniczoną możliwość ingerencji w poziom prognoz zapotrzebowania. Dla pozostałych uczestników (UGB1, UGB2) musi zachodzić przychodowo-kosztowe status quo.



Rys. 13 Ilustracja scenariuszy kompensacji odchyleń

Gdzie:

UGB<sub>1,2</sub> – uczestnicy GB podlegający wyłącznie procesowi bilansowania

UGB<sub>3</sub> – uczestnik GB progностowany przez operatora grupy

Scenariusze a) i b) obrazują sytuację ogólnego przekontraktowania GB, czyli odsprzedaży energii Operatorowi po cenie CRO. W zależności od kierunku korekty progностycznej wystąpić może przypadek a), w którym następuje zwiększenie odsprzedaży na RB oraz przypadek b), gdy uczestnik UGB3 kupuje energię od UGB1 i UGB2. Pozostałe scenariusze czyli c) i d) dotyczą sytuacji ogólnego niedokontraktowania GB, czyli zakupu energii elektrycznej od Operatora po cenie CRO. W analogiczny sposób dla przypadku c) następuje sprzedaż energii od UGB3 do UGB1 i UGB2, a w przypadku d) zwiększenie zakupu z RB.

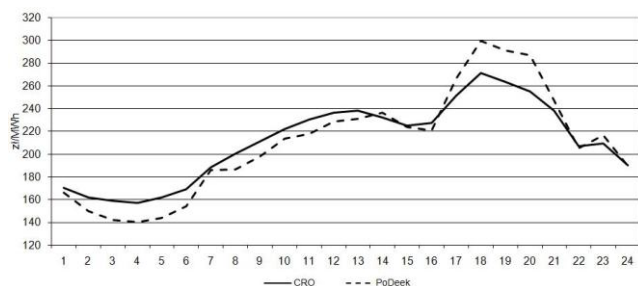
Opłacalność dokonywania eksperckich korekt progностycznych uzależniona jest zatem od spreadów cenowych między poszczególnymi rynkami. Przypadki a) i c) oraz b) i d) będą korzystne w

momencie gdy wystąpią odpowiednio następujące relacje cenowe:

$$\text{CRO} > \text{Cena\_TGE}, \text{Cena\_poee}, \text{Cena\_SPOT}$$

$$\text{CRO} < \text{Cena\_TGE}, \text{Cena\_poee}, \text{Cena\_SPOT}$$

Powyższe skutkuje koniecznością dodatkowego prognozowania cen, głównie dla segmentu bilansującego co jest możliwe przy zastosowaniu modeli opartych na informacjach zawartych w dokumentach: Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD) i Zgłoszenie Ofert Bilansujących Handlowych (ZOBH).



Rys. 14 Wykres średnich cen za energię elektryczną

Na rys. 14 przedstawione zostały charakterystyki średnich godzinowych cen rozliczeniowych CRO i transakcyjnych z platformy POEE za okres styczeń-luty 2009 r. Ze wstępnej analizy wynika, iż w godzinach 1h-16h i 17h-24h występujący spread cenowy determinować powinien odpowiednio zachowania opisane w przypadkach a) i c) oraz b) i d).

#### 4. PODSUMOWANIE

W referacie zaprezentowana została koncepcja doboru uczestników GB w oparciu o jedną z metod segmentacji. Przeprowadzona analiza statystyczna dowiodła słuszności postawionej tezy o optymalnym, ze względu na kryterium MAPE, doborze uczestników dzięki zastosowaniu segmentacji metodą Warda. Ponadto przedstawione zostały dwa sposoby ograniczenia kosztów niezbilansowania uzależnione od statusu operatora GB. Zaprezentowana całościowo analiza z całą pewnością nie wyczerpuje tematyki przedstawionego zagadnienia i powinna stanowić przedmiot dalszych prac.

#### LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, część szczegółowa 1, Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce.
- [2] Sołtysik M.: Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną w grupach bilansujących wytwórczo-odbiorczych. Praca dyplomowa w ramach studium podyplomowego Prognozowanie w Przedsiębiorstwie; Akademia Ekonomiczna w Katowicach, grudzień 2007 r.
- [3] Stanisław A.: Przystępny kurs statystyki z zastosowaniem Statistica PL na przykładach z medycyny. Tom 1. Statystyki podstawowe; Statsoft, Kraków 2006 r.
- [4] Stanisław A.: Przystępny kurs statystyki z zastosowaniem Statistica PL na przykładach z medycyny. Tom 3. Analizy wielowymiarowe; Statsoft, Kraków 2006 r.
- [5] Fisz M.: Rachunek prawdopodobieństwa i statystyka matematyczna; PWN Warszawa, 1954 r.
- [6] Maddala G.S.: Ekonometria, PWN Warszawa 2006 r.
- [7] Sołtysik M., Wilczyński A.: Warunki optymalnego doboru uczestników grup bilansujących. Materiały konferencji Sieci 2008, 10-12 września 2008 r. str. 259-266

#### BALANCING GROUPS IN CONTEXT OF NEW BALANCING MARKET MECHANISM

**Key words:** forecasting, balancing, balancing group

**Summary.** The existing new legal regulations provide for establishment of balancing groups consisting of all entities on the energy market. The paper presents the concept of improve the imbalancing costs through adaptation the Ward clustering method and Box-Jenkins forecasting methods. The calculations based on real historical time series of energy demand.

**Maciej Sołtysik**, mgr inż., Szef Biura Analiz Rynku w Tauron Polska Energia SA ul. Lwowska 23 40-389 Katowice, e-mail: maciej.soltysik@tauron-pe.pl

**Artur Wilczyński**, prof. dr hab. inż. Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław, e-mail: artur.wilczynski@pwr.wroc.pl