



MATERIAŁY KONFERENCYJNE
XII KONFERENCJI NAUKOWO - TECHNICZNEJ

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ:

Dylematy rozwoju rynku

Kazimierz Dolny, 24-27 kwietnia 2006 r.

Maciej SOŁTYSIK

Everen Sp. z o.o.

Jarosław BOGACZ

Everen Sp. z o.o.

O WYKORZYSTANIU PROFILI ZUŻYCIA ENERGII JAKO MECHANIZMU WSPOMAGAJĄCEGO FUNKCJONOWANIE ODBIORCÓW NA RYNKU BILANSUJĄCYM

Polskie prawodawstwo umożliwia skorzystanie ze zmiany dostawcy energii elektrycznej (Third Part Access – TPA) począwszy od 1998 r. Początkowo, stopień liberalizacji rynku bazował na kryterium rocznego poboru energii, co w znaczny sposób ograniczało liczbę uprawnionych odbiorców. Panująca obecnie sytuacja na rynku energii oraz obowiązujące regulacje prawne, a szczególnie regulamin Rynku Bilansującego (RB), w dalszym ciągu nie sprzyjają popularyzacji tej zasady, czego dowodem jest statystyka, z której wynika, iż na około 1,7 mln odbiorców uprawnionych w 2004 r., ze zmiany dostawcy skorzystało jedynie 78 podmiotów. Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne, nowa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [1] oraz pełne otwarcie rynku energii z dniem 1 lipca 2007 r. z całą pewnością wpłyną korzystnie na zwiększenie powszechności stosowania zasady TPA.

W tym kontekście problemem, zarówno dla odbiorców, jak i ich nowych dostawców, okazać się może brak historii danych pomiarowych zużycia energii elektrycznej. Informacje te są niezbędne m.in. do przeprowadzania rzetelnych kalkulacji cen oferowanej energii (produktów grafikowych), czy oceny kosztów bilansowania pozyskanego odbiorcy. W zasadzie jedynym wiarygodnym sposobem uzyskania brakujących, szacunkowych danych, jest zastosowanie profili zużycia energii, opartych na rzeczywistych danych godzinowych jej poboru przez odbiorców o zbliżonej charakterystyce zapotrzebowania.

W artykule przedstawiono wyniki analizy dotyczącej zasadności użycia profili, szkic formalno-prawny grupowego bilansowania (szczegóły w [4]) oraz pełną analizę kosztów niezbilansowania. Obiektem szczegółowej analizy statystyczno – ekonomicznej został odbiorca, posiadający 18 obiektów rozproszonych (hipermarket) na terenie 5 spółek i koncernów energetycznych, dla którego ze względu na charakter i niskie zapotrzebowanie dobowo-godzinowe na energię, opłacalność skorzystania z TPA zależy tylko i wyłącznie od możliwości grupowego, skonsolidowanego uczestnictwa w RB.

Geneza

Obowiązujące obecnie prawodawstwo, a w szczególności IRiESP oraz Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczych (IRiESR), ograniczają powszechność i efektywność ekonomiczną korzystania z zasady wyboru dostawcy energii, co jest szczególnie dotkliwie dla odbiorców o niewielkim dobowo-godzinowym zużyciu energii. Główną przyczyną takiego stanu rzeczy wydają się być kwestie przede wszystkim o charakterze technicznym, ale marginalnie również prawnym i ekonomicznym. W myśl zapisów zawartych w projekcie ustawy [6], wszelkie dotychczasowe problemy wynikające z konieczności dostosowania infrastruktury technicznej do wymogów IRiESR, dla klienta pragnącego zmienić dostawcę będą leżeć w gestii operatora sieci. Do jego obowiązków należeć będą zatem prace związane zarówno z wprowadzeniem zapisów w umowach przesyłowych o sposobach przekazywania danych pomiarowych, jak i ich akwizycją, obróbką, udostępnianiem na życzenie odbiorcy, aż po przeprowadzanie analiz i wykonywanie profili zużycia. Wydaje się zatem, iż decydującym czynnikiem kosztowym dla odbiorcy, który zdecyduje się na skorzystanie z TPA będzie wysokość kosztów niezbilansowania, które mogą być pokryte przez dostawcę, lub samego odbiorcę.

Problem stworzenia rzetelnej analizy polega w przypadku przedmiotowego odbiorcy na rozwiązaniu kilku zasadniczych kwestii. Są nimi:

1. Możliwość stworzenia grup bilansujących (GB), dokładnie opisana w [4,5];
2. Stopień możliwości zaadoptowania istniejącej infrastruktury pomiarowej do warunków uczestnictwa w (RB) – w myśl obowiązującej IRiESP;
3. Dostępność historycznych danych pomiarowych.

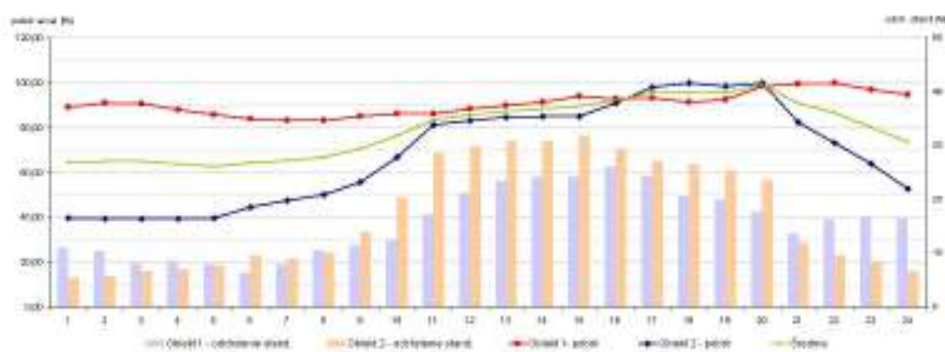
Aktualnie jedynym, możliwym sposobem stworzenia grupy bilansującej, jest wariant obejmujący podmioty zlokalizowane w ramach tej samej spółki

dystrybucyjnej. Do niedawna występowało jeszcze utrudnienie, powodowane przez skonsolidowane spółki dystrybucyjne (SD) w zakresie możliwości tworzenia GB dla przedsiębiorstw zlokalizowanych na terenach różnych SD, ale należących do jednego skonsolidowanego koncernu. Aktualnie, głównie dzięki naciskom zainteresowanych grup klientów i towarzystw zrzeszających klientów, powyższe przestało występować. W tym kontekście, stworzenie pięciu GB skupiających poszczególne obiekty analizowanej sieci handlowej, wydaje się nie stanowić bariery.

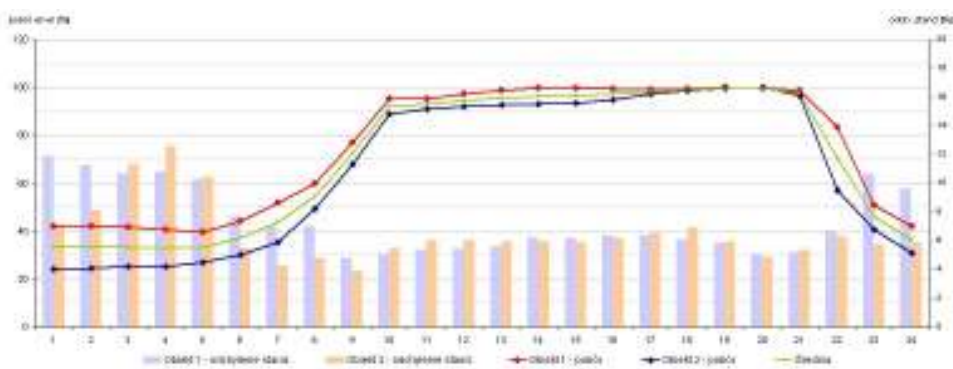
Dokładna analiza kosztów bilansowania wymaga ponadto ujawnienia i obróbki historycznych danych rzeczywistego zużycia energii dla minimum rocznego okresu [3]. W związku z ciągłym poszerzaniem sieci przedmiotowych obiektów, dane bazowe, aktualne na koniec 2004 r., nie uwzględniają sześciu nowych punktów powstałych w 2005 r. Dodatkowy problem stanowią zabudowane na obiektach układy pomiarowe, pozwalające agregować dane jedynie w podziale na strefy. Dobowo – godzinowy charakter RB wymusza przeprowadzenie statystyk dla danych, których fizycznie nie zmierzono. Panaceum na ich brak okazać się może zastosowanie tzw. profili zużycia dobowego (obciążenia), czyli zastosowanie charakterystyk dobowo-godzinowych odbiorców o podobnym, znanym charakterze poboru energii.

Profile zużycia

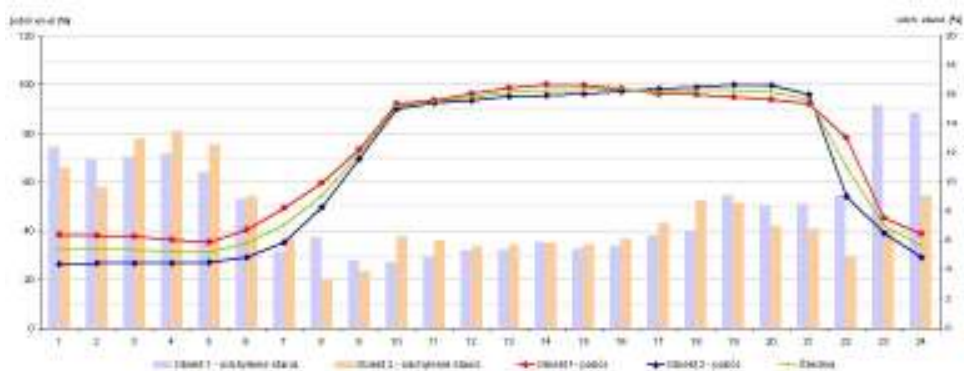
W celu uzyskania rozkładu dobowo - godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną, przyjęto założenie, że wielkości te mogą być otrzymane poprzez rozkład zmierzonych wartości strefowych średnim profilem uzyskanym dla danych rzeczywistych dwóch innych obiektów (hipermarketów), należących do różnych sieci handlowych. Stosowne obserwacje wskazują na duże podobieństwo charakterystyk poboru, co szczegółowo przedstawiono na rysunkach 1-4 oraz w tabeli 1. Uzyskane w ten sposób dane dobowo-godzinowe w skorelowaniu z cenami RB pozwolą na przeprowadzenie analizy kosztów bilansowania odchyleń rozpatrywanego odbiorcy.



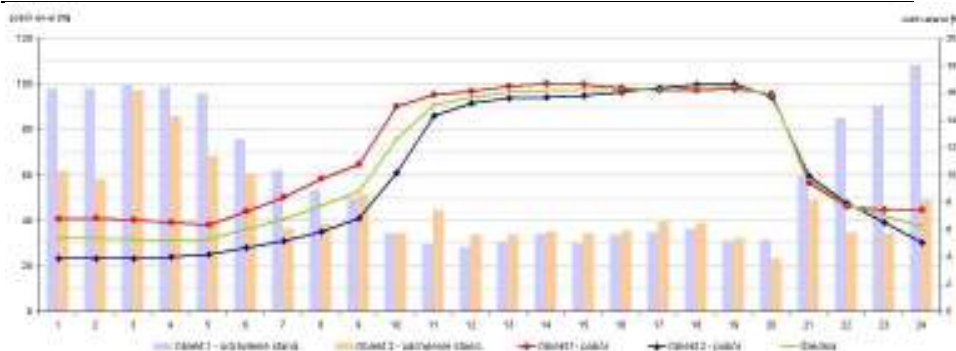
Rys. 1. Profil średniego zużycia dla dnia świątecznego (hipermarkety nieczynne), dla dwóch sklepów należących do różnych sieci handlowych wraz z odchyleniem standardowym



Rys. 2. Profil średniego zużycia dla dnia roboczego (pn-pt), dla dwóch sklepów należących do różnych sieci handlowych wraz z odchyleniem standardowym



Rys. 3. Profil średniego zużycia dla soboty, dla dwóch sklepów należących do różnych sieci handlowych wraz z odchyleniem standardowym



Rys. 4. Profil średniego zużycia dla niedzieli, dla dwóch sklepów należących do różnych sieci handlowych wraz z odchyleniem standardowym

Przedstawione wyniki analizy profili zużycia nasuwają następujące spostrzeżenia:

1. Średnie profile dla dni wolnych (Rys. 1) charakteryzujące się niewielkim stopniem korelacji (Tabela 1) wskazują, iż najprawdopodobniej nie pokrywał się kalendarz dni wolnych dla obu sklepów. Ponadto dla godzin zaliczanych do I i II szczytu występuje duża zmienność między zmierzoną minimalną i maksymalną wartością zużycia godzinowego;
2. Podział profili na dni robocze oraz dzień typu sobota w kontekście wyników, nie znajduje uzasadnienia. Zarówno poziom fluktuacji obserwowanych minimów i maksimów oraz odchyłeń standardowych jest zbliżony. Jedyna różnica wynika z niewielkiego wzrostu zużycia energii w obiekcie pierwszym w soboty między 11-tą a 16-tą. Zmienność ta jednakże zostaje zniwelowana po uśrednieniu profili obu sklepów;
3. Profil właściwy dla niedzieli różni się od poprzednich jedynie zawężeniem okresu intensyfikacji poboru energii. Zawężenie to jest jednak wspólne dla obu sklepów, co prócz rysunku (Rys.4) potwierdzają współczynniki korelacji (Tabela 1).

Tabela 1

Współczynniki korelacji wzajemnej dla poszczególnych profili zużycia energii analizowanych sklepów w podziale na miesiące 2004 r.

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI-XII
Profil	święto	0,302	-	-	0,332	-	0,715	-	-	-	-	bd
	roboczy	0,986	0,985	0,990	0,988	0,986	0,986	0,984	0,985	0,973	0,973	
	sobota	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982	0,979	0,973	0,979	0,968	0,971	
	niedz.	0,960	0,973	0,918	0,969	0,961	0,954	0,969	0,954	0,958	0,928	
	średni	0,988	0,989	0,981	0,989	0,987	0,981	0,990	0,988	0,983	0,984	

W związku z generalnym podobieństwem profili dla obu sklepów, przyjęcie założenia o adaptacji uśrednionej charakterystyki dla poszczególnych dni, na potrzeby analizowanej grupy obiektów, jest uzasadnione.

Tabela 2
Zużycie energii w 2004 r. dla analizowanych obiektów w podziale na strefy

Grupa bilansująca	Obiekt nr	I strefa		II strefa		III strefa		Suma kWh	Moc umowna kW
		kWh	%	kWh	%	kWh	%		
GB-I	1	935 388	20,3	651 784	14,1	3 021 354	65,6	4 608 526	1 000
	2	1 100 490	19,6	806 100	14,4	3 709 260	66,0	5 615 850	1 360
	3	1 056 425	18,2	1 110 933	19,1	3 641 932	62,7	5 809 290	1 200
	4	1 891 800	20,4	1 272 600	13,7	6 118 500	65,9	9 282 900	2 000
	5	119 410	19,4	87 689	14,2	409 864	66,4	616 964	200
	6	208 968	19,4	153 456	14,2	717 263	66,4	1 079 687	350
GB-II	7	1 186 496	19,7	824 736	13,7	3 998 789	66,6	6 010 021	950
	8	1 073 507	18,8	746 294	13,1	3 885 695	68,1	5 705 496	1 800
	9	771 901	21,2	512 692	14,1	2 353 068	64,7	3 637 661	880
	10	522 669	17,9	382 046	13,1	2 018 175	69,0	2 922 890	1 000
	11	856 384	19,8	545 549	12,6	2 916 229	67,6	4 318 162	770
GB-III	12	690 235	19,4	562 362	15,8	2 313 974	64,8	3 566 571	700
	13	1 313 511	19,4	964 583	14,2	4 508 508	66,4	6 786 602	2 200
GB-IV	14	528 840	19,5	359 840	13,3	1 820 924	67,2	2 709 604	900
	15	381 059	17,4	296 754	13,6	1 507 786	69,0	2 185 599	2 720
GB-V	16	477 641	19,4	350 757	14,2	1 639 457	66,4	2 467 855	800
	17	149 263	19,4	109 612	14,2	512 330	66,4	771 205	250
	18	597 051	19,4	438 447	14,2	2 049 322	66,4	3 084 819	1 000

W tabeli 2 został przedstawiony podział strefowy zużycia energii dla poszczególnych obiektów w podziale na grupy bilansujące. W związku z ciągłą rozbudową sieci obiektów, analizowane dane za 2004 r. nie obejmują informacji o 6 obiektach powstałych w 2005 r. Dla nich (obiekty: 5,6,13,16÷18) ilości w strefach wyznaczono z zależności (1)

$$E_{RS_m} = \frac{P_{U_m} \cdot \sum_{n=1}^{12} \frac{E_{RS_n}}{E_{R_n}}}{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{U_n}}{E_{R_n}}} \quad (1)$$

Analiza kosztów bilansowania

Szczególnie istotnym elementem analizy uczestnictwa w segmencie TPA jest analiza potencjalnych kosztów bilansowania odchyłeń odbiorców od pozycji deklarowanej. W przedmiotowym przypadku dzięki zastosowaniu dla każdego miesiąca czterech opisanych wyżej profili, otrzymano spodziewany dobowo-godzinowy rozkład poboru energii dla każdej z grup bilansujących. Analizy dokonano w trzech wariantach. Pierwszy właściwy jest dla obowiązującej IRiESP, tj. dla rozdzielczości RB wynoszącej 1 MWh. Drugi i trzeci bazują na projekcie nowej IRiESP [2], czyli na rozdzielczości RB wynoszącej 0,1 MWh. Różnica między dwoma ostatnimi wynika z faktu, iż wariant trzeci w odróżnieniu od drugiego zakłada bilansowanie w ramach jednej wspólnej GB nazwanej grupą „ponad siecią”. Dla wszystkich przypadków, za wartości energii skorygowanej (prognozowanej) przyjęto odpowiednie zaokrąglenia uzyskanych wcześniej, w wyniku rozkładu profilami, wartości zużycia energii. Szczegółowe wyniki zestawiono w tabelach 4, 5.

Tabela 4

Wyniki analizy kosztów bilansowania dla rozdzielczości rynku 1 MWh – Wariant I

Grupa bilansująca	1 MWh								
	ER	ES	ESR _s	ESR _z	FWS	FWZ	UP	DKZ	RKB _j
	MWh				zł				zł/MWh
GB-I	26 479	26 444	1 102	1 137	95 568	226 490	-31 180	-83 186	-4,32
GB-II	22 644	22 361	895	1 177	78 631	239 154	-24 242	-90 790	-5,08
GB-III	9 932	11 337	2 117	712	179 563	155 266	-63 867	-65 571	-13,03
GB-IV	4 895	4 661	1 077	1 311	97 423	287 668	-26 390	-122 502	-30,42
GB-V	5 932	5 082	518	1 368	45 802	301 546	-13 783	-129 224	-24,11
SUMA	69 882	69 885	5 708	5 705	496 987	1 210 124	-159 462	-491 273	-9,31

Tabela 5

Wyniki analizy kosztów bilansowania dla rozdzielczości rynku 0,1 MWh – Wariant II

Grupa bilansująca	0,1 MWh								
	ER	ES	ESR _s	ESR _z	FWS	FWZ	UP	DKZ	RKB _j
	MWh				zł				zł/MWh
GB-I	26 479	26 482	111	109	11 417	14 799	-1 396	-1 091	-0,09
GB-II	22 644	22 623	98	118	9 977	17 383	-1 257	-2 471	-0,16
GB-III	9 932	9 931	115	116	10 813	20 853	-2 457	-6 202	-0,87
GB-IV	4 895	4 883	109	121	9 476	23 195	-3 047	-7 899	-2,24
GB-V	5 932	5 924	99	106	8 835	19 596	-2 496	-6 261	-1,48
SUMA	69 882	69 843	532	571	50 518	95 825	-10 652	-23 925	-0,49

przy czym:

ER	–	energia rzeczywista (pobrana) w roku 2004 r.,
ES	–	energia deklarowana (skorygowana) w roku 2004 r.,
ESR _S	–	energia odchylenia na RB w kierunku sprzedażowym,
ESR _Z	–	energia odchylenia na RB w kierunku zakupowym,
FWS	–	fakturowa wartość sprzedaży energii na RB,
FWZ	–	fakturowa wartość zakupu energii z RB,
UP	–	utracony przychód, wynikający z alternatywnej sprzedaży ESR _S po cenach będących różnicą cen notowanych na rynku SPOT w 2005 r., a godzinowymi wartościami CRO _Z
DKZ	–	dotatkowy koszt zakupu energii z RB, zakładający obniżenie wartości fakturowego zakupu z RB o wartość wynikającą z alternatywnego zakupu ESR _Z na wolnym rynku
RKB _j	–	jednostkowy koszt bilansowania będący sumą UP i DKZ w odniesieniu do ER

Komentarz do wyników analizy dla wariantu I i II

1. Realny jednostkowy koszt bilansowania wahał się od 4,32 zł/MWh do 30,42 zł/MWh dla Wariantu I. Dzięki zmianie rozdzielczości RB możliwe jest ograniczenie poziomu tego kosztu odpowiednio do 0,09 zł/MWh i 2,24 zł/MWh. (Wariant II). Zmienność ta zależy od liczności obiektów w GB;
2. Średnioroczny jednostkowy koszt bilansowania wyniósł odpowiednio dla wariantów I i II: 9,31 zł/MWh i 0,49 zł/MWh;
3. Prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną przeprowadzone było pod kątem minimalizacji błędów MAPE. Nie uwzględniano przy tym optymalizacji ukierunkowanej na minimalizację kosztów bilansowania (brak świadomego przekontraktowania);
4. Sumaryczna ilość energii dostarczonej i odebranej z RB wyniosła dla Wariantu I odpowiednio 5 708 MWh i 5 705 MWh oraz dla Wariantu II 532 MWh i 571 MWh. Stanowi to łącznie odpowiednio 16,3% i 1,6% wolumenu całej dostarczonej energii;
5. Łączna, roczna wartość realnych kosztów bilansowania wyniosła 650 tys. zł dla Wariantu I i 34 tys. zł dla Wariantu II. Zmniejszenie rozdzielczości RB skutkowałoby zatem 19-krotnym zmniejszeniem kosztów bilansowania.

W tabeli 6 przedstawiono wyniki analogicznych kalkulacji przeprowadzone dla wariantu uwzględniającego stworzenie jednej w skali całego kraju GB, skupiającej wszystkie przedmiotowe obiekty (Wariant III). Analiza ta stanowi tylko pierwsze przybliżenie dla rzeczywistych wyników, gdyż bazuje na

historycznych cenach rozchylonych i nie uwzględnia zapowiadanego zmniejszenia rozchylenia i likwidacji tunelu nieczułości. Należy zatem po uwzględnieniu tych czynników, spodziewać się dodatkowego zwiększenia rentowności uczestnictwa w segmencie TPA.

Tabela 6

Wyniki analizy kosztów bilansowania dla grupy bilansującej „ponad siecią” – Wariant III

Miesiąc	0,1 MWh								
	ER	ES	ESR _s	ESR _z	FWS	FWZ	UP	DKZ	RKB _j
	MWh				zł				zł/MWh
I	5 659	5 647	16	29	1 524	3 686	-341	-91	-0,08
II	5 795	5 792	16	18	1 655	2 346	-170	-79	-0,04
III	4 922	4 910	9	20	851	2 651	-169	-105	-0,06
IV	4 745	4 736	17	27	1 821	3 671	-171	-319	-0,10
V	5 645	5 655	20	10	2 057	1 139	-238	92	-0,03
VI	6 078	6 052	9	36	894	5 675	-195	-1170	-0,22
VII	6 428	6 420	17	25	1 674	3 301	-296	-173	-0,07
VIII	6 779	6 800	31	10	3 181	1 186	-434	92	-0,05
IX	6 223	6 219	12	17	1 450	2 017	21	153	0,03
X	6 155	6 161	24	18	2 579	2 489	-194	-212	-0,07
XI	5 470	5 476	21	16	2 230	2 064	-193	-77	-0,05
XII	5 984	5 977	16	24	1 626	3 205	-247	-181	-0,07
	SUMA								ŚREDNIA
ROK	69 882	69 843	210	249	21 542	33 429	-2 627	-2 070	-0,07

Komentarz do wyników analizy dla wariantu III

1. Dla założonych wartości alternatywnego zakupu i sprzedaży wolumenów bilansujących, realny jednostkowy koszt bilansowania wahał się w granicach 0,03 ÷ 0,22 zł/MWh;
2. Interesujące wyniki otrzymano dla września, kiedy to nie zanotowano kosztów bilansowania, lecz dodatkowe przychody wynikające z uczestnictwa analizowanego podmiotu na segmencie RB (0,03 zł/MWh). Było to spowodowane faktem, iż prawie całe odchylenie objęte było 1% tunelem nieczułości, zatem zarówno sprzedaż jak i zakup na segmencie RB nastąpiły po cenach korzystniejszych niż na wolnym rynku;

3. W skali całego roku wolumen bilansujący wyniósł 459 MWh, co stanowi tylko 0,7% całego wolumenu energii dostarczonej. Jednostkowy koszt realnego bilansowania wyniósłby 0,07 zł/MWh, co wartościowo przekładałoby się na 4 697 zł.

Podsumowanie

Należy sądzić, że IRiESP w kształcie zaproponowanym w projekcie z dn. 15 września 2005 r. wraz z poprawkami naniesionymi przez URE oraz proponowana nowelizacja ustawy Prawo energetyczne, przyczynią się do stworzenia warunków rozwoju i popularyzacji zasady TPA. Powszechność stosowania zasady zmiany dostawcy w świetle informacji o pełnej liberalizacji rynku wydaje się być niepodważalna i jest tylko kwestią czasu. Segment ten stanowić będzie szansę rozwoju i rynkowego współzawodnictwa, zarówno dla odbiorców energii, jak i ich dostawców. Przedstawione w referacie wyniki analiz dowodzą niezbicie, że dla obiektów o podobnym charakterze poboru energii w pełni uzasadnione jest symulowanie dobowo-godzinowego zużycia energii, profilami obciążenia. Dzięki nim, możliwe jest wykonanie wszelkich niezbędnych analiz, w tym szczególnie analiz uzasadniających i określających warunki uczestnictwa w segmencie TPA. Przedstawiona w referacie kalkulacja kosztów bilansowania w sposób przejrzysty ukazuje ponadto pozytywny, ekonomiczny aspekt grupowego bilansowania [4,5]. Uzyskane w ten sposób wyniki stanowią jedynie przybliżenie rzeczywistych kosztów, gdyż dla wariantu uwzględniającego zmianę rozdzielczości rynku i grupowanie „ponad siecią” bazowano na historycznych wartościach cen RB. Zapowiadana natomiast przez OSP zmiana rozchylenia cen RB najprawdopodobniej skutkować będzie zmniejszeniem ich poziomu, co bezpośrednio przełoży się na koszty bilansowania.

Zaprezentowany w referacie w ograniczonym zakresie problem, z całą pewnością stanowić będzie w najbliższym czasie interesujący temat analiz prowadzonych wśród dostawców obsługujących ten segment rynku. Rzetelność i wiarygodność kalkulacji na tle walki o pozyskanie klienta może pozwolić na poszerzenie zakresu oferowanych produktów wraz z przejęciem kosztów pełnego bilansowania włącznie.

Literatura

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – część szczegółowa nr 1. Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce – z dn. 29.11.2004 r.
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi – z dn. 15.09.2005 r.
- [3] Maciej Sołtysik, Jarosław Bogacz, Rafał Piotrowski, Marcin Adamczyk: Analiza opłacalności wyboru dostawcy na przykładzie klienta z grupy taryfowej B23. VI Konferencja Optymalizacja w elektroenergetyce OPE'05 s.297-307
- [4] Maciej Sołtysik, Marcin Adamczyk: Bilansowanie grupowe jednostek odbiorczych. APE 2006 - w druku
- [5] Maciej Sołtysik, Jarosław Bogacz: Wpływ procesu konsolidacji spółek dystrybucyjnych na obniżenie kosztów bilansowania. VI Konferencja Optymalizacja w elektroenergetyce OPE'05
- [6] Ustawy Prawo energetyczne. Projekt z dnia 19.01.2006 r.

**ABOUT USE OF ENERGY CONSUMPTION PROFILES AS HELP
MECHANISM FOR CUSTOMER'S OPERATE IN THE
BALANCING MARKET**

Summary

The aim of this elaboration was a detailed analysis of balancing costs of a customer such as hypermarket having 18 locations in the area of 5 companies and concerns of the power sector. The analysis was carried out based on data concerning daily-hourly consumption of energy that had been obtained by means of load profiles. Calculation of balancing costs presented in this elaboration indicates in a clear manner positive aspect of group balancing realised in 3 variants: for resolution of Balancing Market equal to 1MWh, 0.1MWh, as well as in the so-called „beyond-system” group.