

- [16] Räsänen M., Ruusunen J., Hämäläinen R.P.: Optimal Tariff Design under Consumer Self-Selection, *Energy Economics* 19 (1997), 151-167
- [17] Rys M., A. Wilczyński: Badanie reakcji odbiorców na zmianę ceny energii elektrycznej, w [Materiały] X Konferencja Naukowo-Techniczna Rynek REE'02, Politechnika Lubelska, Kazimierz Dolny, 2002
- [18] Taylor T.N., Schwarz P.M.: A Residential Demand Charge: Evidence from the Duke Power Time-of-Day Pricing Experiment, *The Energy Journal* 7 (2), 1986, 135-152
- [19] Taylor T.N., Schwarz P.M.: The Long-Run Effect of a Time-of-Use Demand Charge, *The RAND Journal of Economics* 3 (21), 1990
- [20] Tishler A.: The Bias in Price Elasticity Estimates Under Separability Between Electricity and Labour in Studies of Time-of-Use Electricity Rates, *The Energy Journal*, Vol. 19 No. 2, 1998, 217-235
- [21] Wilczyński A.: Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1990
- [22] Veall M.R.: Industrial Electricity Demand and the Hopkinson Rate: An Application of the Extreme Value Distribution, *The Bell Journal of Economics* 14 (2), 1985, 115-127

ENERGY DEMAND CONTROLLING USING ELECTRIC TARIFFS

Summary

Demand Side Management (DSM) let keep the competitiveness of the national economy and the energy price on the acceptable level. Energy tariffs (price products) are ones of the most efficient and economic tools of DSM. The paper describes how the tariff structure affects energy/electric power demand, and presents the price elasticity mechanism. Different kinds of tariffs and their ability to control the demand side were also described. Chosen results of foreign research on the energy price elasticity and results of the own research of the author in this area were compared.

KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA



OPE'05

JACHRANKA, 29-30 WRZEŚNIA 2005 r.

ANALIZA OPŁACALNOŚCI WYBORU DOSTAWCY NA PRZYKŁADZIE KLIENTA Z GRUPY TARYFOWEJ B23

Maciej Soltysik, Jarosław Bogacz, Rafał Piotrowski
 Everen Sp. z o.o., Grupa EdF
 Marcin Adamczyk
 Enion S.A. Oddział w Będzinie BZE

W referacie przedstawiono próbę obiektywnej analizy zarówno wad, jak i zalet skorzystania z zasady TPA. Obiektem analizy był jeden ze szpitali klinicznych, odbiorca należący do grupy taryfowej B23. W referacie omówiono, w sposób możliwie szczegółowy, aspekty, które powinny wpływać na decyzję odbiorcy o skorzystaniu z zasady TPA, w tym m.in.: przeanalizowanie historycznych danych pomiarowych, przygotowanie możliwie dokładnych modeli prognostycznych, kalkulację kosztów niezbilansowania, wyznaczenie oszczędności z tytułu tańszego zakupu energii elektrycznej od nowego dostawcy oraz oszacowanie kosztów związanych z dostosowaniem swych układów pomiarowych do uczestnictwa w rynku. Powyższe pozwoliło na ocenę opłacalności zmiany dostawcy w świetle aktualnie obowiązujących zasad oraz w przypadku wystąpienia proponowanych, prawdopodobnych zmian funkcjonowania rynku energii.

1. Wstęp

Obecnie obowiązujące prawodawstwo stwarza możliwości skorzystania z tzw. zasady dostępu stron trzecich (TPA). Coraz częściej w prasie branżowej pojawiają się artykuły, których treść skupia się prawie wyłącznie na pozytywnych aspektach płynących ze zmiany dostawcy. Niniejszy referat stanowi próbę obiektywnej analizy zarówno wad, jak i zalet skorzystania z zasady TPA. Obiektem analizy został jeden ze szpitali klinicznych – odbiorca taryfowy grupy taryfowej B23.

Zmiana dostawcy energii przez potencjalnego odbiorcę powinna być poprzedzona analizą opłacalności, obejmującą:

- przeanalizowanie historycznych danych pomiarowych o możliwie dużej rozdzielczości (minimum godzinowej) z minimum rocznego okresu (w okresach krótszych trudno uchwycić jest sezonowość),
- przygotowanie możliwie dokładnych modeli prognostycznych i przeprowadzenie symulacji odchylenia wartości prognozowanych od rzeczywistych za wybrany (historyczny) okres,
- na bazie powstałych odchylenia przekalkulowanie kosztów niezbilansowania,
- wyznaczenie oszczędności wynikających z zakupu energii od nowego dostawcy,
- oszacowanie kosztów związanych z dostosowaniem układów pomiarowych do wymogów uczestnictwa w Rynku Bilansującym (RB).

Niniejszy referat będzie w swej treści nawiązywał do ram określonych powyżej, ukazując w sposób możliwie szczegółowy każde z ww. zagadnień, a wszelkie obliczenia dokonywane podczas rozważań zostały przeprowadzone na bazie danych rzeczywistych.

2. Analiza danych pomiarowych

Zbadanie charakteru danych pomiarowych pozwoliło na identyfikację zjawisk związanych z zapotrzebowaniem odbiorcy, a także dało podstawy do wyznaczenia przesłanek prognostycznych. Do analizy przyjęto rzeczywiste dane pomiarowe zapotrzebowania dobowego szpitala w rozdzielczości 15-minutowej dla okresu od stycznia 2002 r. do grudnia 2004 r. Analiza danych w tej rozdzielczości wpływa na zmniejszenie błędów obciążających prognozy, a tym samym przyczynia się do zmniejszenia kosztów bilansowania.

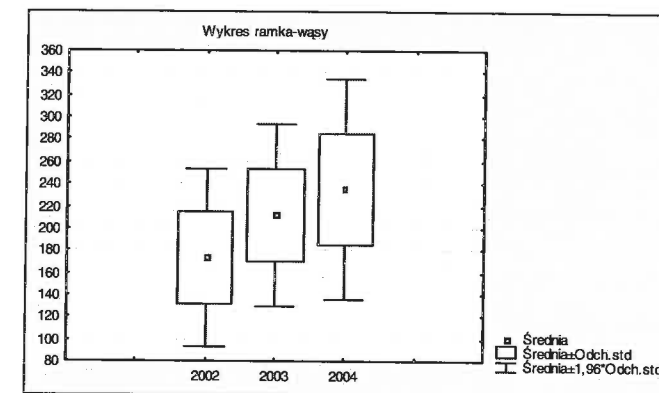
Tabela 1. Statystyki opisowe danych pomiarowych 15-minutowych

Rok	Średnia [kWh]	Mediana [kWh]	Min [kWh]	Max [kWh]	Wariancja	Odchyl. Stand.	Moda
2002	173,18	161	76	366	1 672	40,90	148,00
2003	211,59	203	71	488	1 744	41,76	183,00
2004	235,12	224	133	495	2 601	51,01	195,00

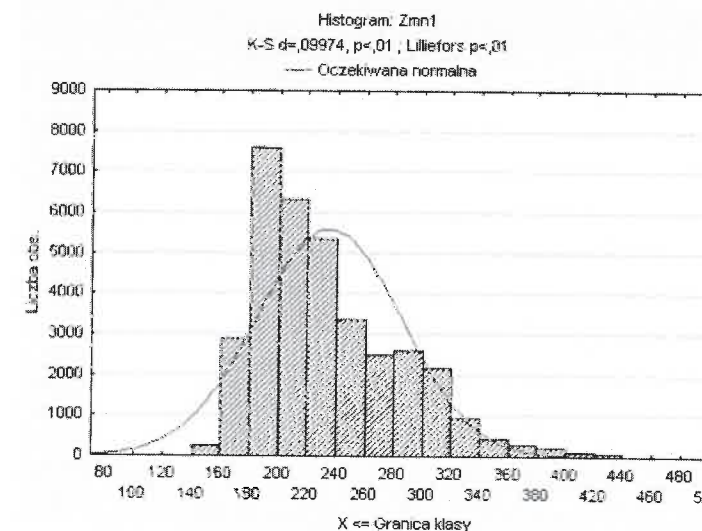
Uzyskane wyniki analizy wskazują na charakterystyczne cechy analizowanych danych pomiarowych:

- Średnia arytmetyczna, moda i mediana odzwierciedlają pewien trend wzrostu zapotrzebowania na energię w latach 2003 i 2004, odpowiednio o 22% i 11%;
- Duże wartości odchylenia standardowego względem średniej, sięgające 20%, mogą negatywnie wpływać na proces dopasowania modeli prognostycznych;
- Duże wartości wariancji w miesiącach letnich negatywnie wpływają na stacjonarność danych. Zaburzenia te uwidaczniają się po dokonaniu różnicowania z opóźnieniem tygodniowym;
- Korelacja cząstkowa wskazuje na dużą zależność ostatniej zarejestrowanej danej pomiarowej 15-minutowej z trzema poprzednimi, co w analizie godzinowej prowadzi do wniosku, iż dane z godziny 'n' zależą od danych z godziny 'n-1'. Z funkcji autokorelacji wynika z kolei podobieństwo dni do siebie z dominacją podobieństwa doby 'n+7' względem doby 'n' ($k=0,801$);
- Wpływ zmian temperaturowych na wysokość zapotrzebowania na energię elektryczną zilustrowany korelacją wzajemną prowadzi do wniosku, iż przełożenie zmian termicznych na wysokość zapotrzebowania następuje z inercją 3-godzinną.

Zważywszy na fakt podobieństwa zarówno kształtu, jak i rozkładu danych dla poszczególnych lat, dalszej analizie podlegać będą jedynie dane pomiarowe za 2004 r.



Rys 1. Wizualizacja trendu zapotrzebowania



Rys 2. Histogram dla 2004 r.

3. Modele prognostyczne

Bazując na wnioskach z analizy danych, można przystąpić do tworzenia modelu prognostycznego. Na potrzeby niniejszego referatu zostały stworzone dwa proste, bazujące na wyrównywaniu wykładniczym modele prognostyczne, z parametrami uzyskanymi dzięki automatycznemu poszukiwaniu sieciowemu przestrzeni współczynników dla badanego szeregu danych. Automat ten bazuje na takim doborze współczynników, aby otrzymać najmniejszą sumę kwadratów różnicy między wartościami empirycznymi a wartościami prognozowanymi na jeden okres naprzód oraz uzyskać odpowiedni stopień wygładzenia składnika sezonowego.

Różnica między modelami polegała jedynie na zmianie rozdzielczości pliku wsadowego – jeden oparty był na pomiarach 15-minutowych, a drugi na godzinowych. Uzyskano w ten sposób odpowiedź na pytanie, jaki wpływ na poprawę jakości prognozowania ma prognozowanie z różną rozdzielczością.

W celu wyznaczenia MAPE (Mean Absolute Percentage Error) dla interesującego nas szeregu czasowego danych, wyznaczono wspomnianym modelem prognozy 15-minutowe. Kolejnym

krokiem było podstawienie odpowiednich wartości do wzoru (1) (metodologia obliczeń została przedstawiona w Tabeli 2 i 3). W sposób analogiczny postąpiono z przypadkiem danych zaokrąglonych do MWh.

$$MAPE_m = \frac{1}{S} \sum_{n=1}^s 100 \cdot \frac{\left| \sum_{k=1}^4 Dane_n - \sum_{k=1}^4 Prognoza_n \right|}{\sum_{k=1}^4 Dane_n} \quad (1)$$

gdzie

s – ilość godzin w miesiącu 'm',

k – dana 15-minutowa, wchodząca w skład wartości godzinowej 'n',

Dane – wartość 15-minutowej danej pomiarowej zużycia energii elektrycznej,

Prognoza – wartość 15-minutowej prognozy zapotrzebowania.

Tabela 2. Metodologia obliczania niepewności dla prognozowania zapotrzebowania w cyklu 15-minutowym z zaokrągleniami do MWh

Data	Godzina	Dane	Σ Dane	Prognoza	Σ Prognoza	E	APE	MAPE
2004-01-01	00:15	179		176				
2004-01-01	00:30	179		176				
2004-01-01	00:45	180		177				
2004-01-01	01:00	179	717	178	709	8	1,12	
2004-01-01	01:15	177		178				
2004-01-01	01:30	182		175				
2004-01-01	01:45	181		181				
2004-01-01	02:00	183	723	180	717	6	0,83	
2004-01-01	02:15	180		182				
2004-01-01	02:30	182		179				
2004-01-01	02:45	182		181				
2004-01-01	03:00	180	724	181	726	-2	0,28	

2004-01-31	23:15	198		200				
2004-01-31	23:30	196		197				
2004-01-31	23:45	197		194				
2004-02-01	00:00	198	789	196	788	1	0,13	0,59

Tabela 3. Metodologia obliczenia niepewności dla prognozowania zapotrzebowania w cyklu godzinowym z zaokrągleniami do MWh

Data	Godzina	Dane	Prognoza	APE	MAPE
2004-01-01	01:00	717	668	6,82	
2004-01-01	02:00	723	689	4,66	
2004-01-01	03:00	724	704	2,65	

2004-01-31	24:00	789	795	0,85	2,01

Otrzymane w wyniku poszukiwania sieciowego współczynniki pozwoliły na uzyskanie stosunkowo dokładnego modelu wykładniczego, którego błędy zestawiono w tabeli 4. Jego duża dokładność i stopień dopasowania do charakteru danych pomiarowych pozwala na generowanie prognozy na dobę 'n+1' z niepewnością nie przekraczającą 3%. Wysoce prawdopodobne jest uzyskanie lepszych wyników przy zastosowaniu korekty metody automatycznej metodą ekspercką, uwzględniającą prognozy meteorologiczne.

Tabela 4. Błędy MAPE dla różnych rozdzielczości RB i cykli prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną.

	1 MWh		100 kWh		1 kWh	
	a	b	c	d	e	f
styczeń	23,42	23,42	2,96	3,34	0,59	2,01
luty	28,49	28,49	3,05	3,41	0,62	1,92
marzec	28,49	25,82	3,06	3,44	0,62	1,73
kwiecień	25,82	20,81	3,08	3,61	0,63	1,75
maj	20,81	22,55	2,99	4,01	0,56	2,42
czerwiec	22,55	13,40	2,92	4,34	0,79	3,28
lipiec	13,34	13,92	2,76	4,07	1,06	3,08
sierpień	13,84	15,32	2,78	4,84	1,13	4,06
wrzesień	16,04	16,07	2,76	4,24	1,04	3,36
październik	16,78	16,78	2,63	3,43	0,78	2,24
listopad	25,50	24,42	3,11	3,85	0,67	2,27
grudzień	19,20	19,20	2,92	3,38	0,55	1,79
średnia	21,19	20,02	2,92	3,83	0,75	2,49

Przy czym:

a – prognozowanie 15-minutowe z zaokrągleniami do MWh, b – prognozowanie godzinowe z zaokrągleniami do MWh, c – prognozowanie 15-minutowe z zaokrągleniami do 100 kWh, d – prognozowanie godzinowe z zaokrągleniami do 100 kWh, e – prognozowanie 15-minutowe bez zaokrąglenia, f – prognozowanie godzinowe bez zaokrąglenia

4. Analiza kosztów niezbilansowania

Jednym z podstawowych kryteriów determinujących opłacalność uczestnictwa odbiorcy na rynku energii w charakterze odbiorcy TPA są koszty niezbilansowania. Zasady sformułowane w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) w części dotyczącej RB, a implementowane

wprost przez SD do swoich Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczych (IRiESR), określają dokładność Zgłaszania Umów Sprzedaży Energii (ZUSE) na poziomie 1 MWh. Dla wielu odbiorców jest to bariera determinująca opłacalność skorzystania z zasady TPA, zatem tym większe ma znaczenie przeprowadzenie rzetelnej analizy kosztów niezbilansowania.

W związku z obecnie prowadzonymi pracami, których celem jest wypracowanie nowego modelu rynku i określenie nowego poziomu nieczułości zgłaszania USE, dalsza część analiz została przeprowadzona dla trzech wariantów prognozy: 1 MWh, 0,1 MWh i 0,001 MWh. Dla każdego z nich w tabeli 5 zestawiono miesięczne koszty bilansowania analizowanego odbiorcy, wraz z kosztami jednostkowymi, przypadającymi na każdą MWh pobranej energii.

Tabela 5. Koszty niezbilansowania analizowanego odbiorcy

Okres	2005 r.		Projekcja na 2006 r.			
	Rozdzielczość 1 MWh		Rozdzielczość 100 kWh		Rozdzielczość 1 kWh	
	Wartość [zł]	Koszt jedn. [zł/MWh]	Wartość [zł]	Koszt jedn. [zł/MWh]	Wartość [zł]	Koszt jedn. [zł/MWh]
styczeń	12 666	19,5	2 340	3,6	776	1,2
luty	12 961	22,5	2 232	3,9	433	0,8
marzec	13 706	21,6	2 883	4,5	1 588	2,5
kwiecień	12 334	19,4	2 491	3,9	510	0,8
maj	15 259	23	4 706	7,1	1 359	2,1
czerwiec	14 331	19,5	2 903	3,9	1 347	1,8
lipiec	17 796	22,1	2 997	3,7	984	1,2
sierpień	24 869	29,4	3 355	4	1 986	2,4
wrzesień	13 296	18,8	2 628	3,7	1 086	1,5
październik	12 307	17,5	2 460	3,5	825	1,2
listopad	10 874	17,9	2 471	4,1	485	0,8
grudzień	12 949	21,2	2 610	4,3	407	0,7
Σ	173 348		34 076		11 786	
średnia	14 446	21,0	2 840	4,2	982	1,4

5. Analiza kosztów zakupu energii od dotychczasowego i nowego dostawcy

W analizie kosztów zakupu energii celowo pominięto składniki związane z przesyłem i dystrybucją, gdyż są one jednakowe zarówno dla odbiorców taryfowych, jak i pozataryfowych.

W tabeli 6 zestawiono koszty zakupu energii od hipotetycznego dostawcy (w rozbiciu miesięcznym), uwzględniające obowiązek zakupu części energii ze źródeł odnawialnych i energii wyprodukowanej w skojarzeniu z ciepłem, wynoszący zgodnie z rozporządzeniami Ministra Gospodarki odpowiednio 3,1% i 13,7% (2005 r.) oraz 3,6% i 15,0% (2006 r.).

Bieżącą, rynkową sytuację cenową odzwierciedla wariant I. Założono w nim poziomy cen energii: konwencjonalnej – 118 zł/MWh, skojarzonej – 134 zł/MWh, odnawialnej – 290 zł/MWh, zgodnie z opublikowaną przez URE informacją o średniej cenie energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu za 2004 r. oraz uzyskanymi poziomami cen za energię odnawialną notowanymi na platformie POEE.

Wspomniane wcześniej intensywne prace nad nowym modelem rynku wymuszają przeprowadzenie analizy również dla wariantu uwzględniającego jego najistotniejsze, nowe założenia. Są nimi przede wszystkim zmiana prognozy nieczułości RB oraz przeniesienie obowiązku ponoszenia kosztów

podatku akcyzowego przez sektor wytwórczy na odbiorców końcowych. Uwzględniając powyższe, przyjęto dla wariantu II następujące poziomy cen energii: konwencjonalnej – 120,20 zł/MWh, skojarzonej – 136,20 zł/MWh, odnawialnej 290 zł/MWh.

Tabela 6. Koszty zakupu energii elektrycznej od nowego dostawcy

Okres	Wariant I – 2005 r.		Wariant II – 2006 r.			
	Rozdzielczość 1 MWh		Rozdzielczość 100 kWh		Rozdzielczość 1 kWh	
	Energia [MWh]	Wartość [tys. zł]	Energia [MWh]	Wartość [tys. zł]	Energia [MWh]	Wartość [tys. zł]
styczeń	744	91	644	84	646	83
luty	696	84	755	92	576	74
marzec	744	90	630	82	629	82
kwiecień	720	88	638	82	636	82
maj	744	91	661	85	660	85
czerwiec	720	92	734	95	735	95
lipiec	776	101	803	104	804	104
sierpień	814	106	843	109	843	109
wrzesień	720	90	730	93	706	91
październik	744	92	701	90	703	90
listopad	720	87	612	79	612	79
grudzień	720	87	681	85	680	85
Σ	8 862	1 099	8 432	1 080	8 230	1 059
Średnia cena zł/MWh	124,01		128,08		128,68	

W tabeli 7 przedstawiono rzeczywiste koszty zakupu energii elektrycznej od dotychczasowego dostawcy w 2004 r. oraz symulację kosztów zakupu po wprowadzonej od 1 stycznia 2005 r. zmianie cen taryfowych. Projekcja na 2006 r. obejmuje ponadto spodziewane podwyżki cen energii, będące skutkiem obarczenia przedsiębiorstw dystrybucyjnych kosztami akcyzy (założono przeniesienie 75% dotychczasowej stawki akcyzy), ograniczeniem subsydiowania skrośnego (założono 3% wzrost energii) oraz wzrostem obowiązku zakupu energii odnawialnej i skojarzonej (założono 2% wzrost cen energii).

Tabela 7. Koszty zakupu energii przez analizowanego odbiorcę końcowego po cenach taryfowych dla grupy taryfowej B23

	Zużycie energii [MWh]	Koszt zakupu po cenach taryfowych z:		
		2004 r. [tys. zł]	2005 r. [tys. zł]	2006 r. [tys. zł]
styczeń	649	112	87	103
luty	576	100	78	92
marzec	634	112	86	102
kwiecień	636	102	81	96
maj	662	104	83	98
czerwiec	736	118	94	111
lipiec	805	129	102	120
sierpień	845	136	108	128
wrzesień	706	114	90	107
październik	702	121	94	111
listopad	609	105	82	96
grudzień	611	106	81	95
Σ	8171	1359	1066	1259
Średnia cena zł/MWh		166,32	130,46	154,08

6. Analiza kosztów dostosowania układów pomiarowych do wymogów IRiESR

Nieodzownym elementem wiążącym się z uczestnictwem w RB jest konieczność dostosowania układu pomiarowego do wymagań określonych w IRiESP lub IRiESR. Wymagania te w prosty sposób rzutują na części składowe takiego układu pomiarowego. W analizowanym przypadku są to dwa równoważne układy dla każdego przyłącza, co w praktyce dla uproszczenia może oznaczać dwa identyczne układy: podstawowy i rezerwowo. W skład każdego z nich powinny wchodzić przekładniki prądowe i napięciowe oraz liczniki. Dalsze wymagania to synchronizacja czasu (realizowana np. przez GPS lub DCF 77) oraz zdalna transmisja danych pomiarowych dwiema niezależnymi drogami transmisji. Kalkulację kosztów dostosowania układu pomiarowego do wymogów IRiESR przedstawiono w tabeli 8. Do kosztów poniesionych jednorazowo (100 tys. zł) należy doliczyć comiesięczne koszty związane z transmisją danych pomiarowych (koszt w zależności od rozwiązania – od 0,5 do 2 tys. zł).

Tabela 8. Zestawienie nakładów inżynierjno-technicznych

	Koszt jednostkowy [tys. zł]	Ilość sztuk	Szacowany koszt [tys. zł]
Projekt techniczny układu pomiarowego			4
Liczniki elektroniczne	4	4	16
Urządzenia synchronizacji czasu	1,5	2	3
Urządzenia transmisji danych	0,5	2	1
Przekładniki prądowe	2,5	12	30
Przekładniki napięciowe	2,5	12	30
Tablica rozdzielcza z oprzyrządowaniem	1,5	2	3
Wykonawstwo			15
RAZEM			102

7. Wnioski

Celem referatu była możliwie obiektywna ocena opłacalności skorzystania z zasady TPA przez badanego odbiorcę taryfowego. Uzyskane podczas analizy wyniki wskazują jednoznacznie, iż istnieją odbiorcy, dla których w chwili obecnej pomimo statycznej charakterystyki poboru energii elektrycznej, z przyczyn ekonomicznych nie wskazana jest zmiana charakteru uczestnictwa na rynku energii.

Przeprowadzone dodatkowo analizy uwzględniające spodziewane zmiany rynkowe w 2006 r., wskazują jednoznacznie na opłacalność skorzystania z zasady TPA. Obniżenie progu nieczułości do 0,1 MWh oraz przeniesienie akcyzy na sektor dystrybucyjny, spowodowałyby dla odbiorcy roczne oszczędności na poziomie 100 tys. zł. Takie oszczędności pozwalają na zwrot nakładów poniesionych na modernizację infrastruktury technicznej już po pierwszym roku.

Tabela 9. Porównanie kosztów zakupu energii elektrycznej dla analizowanego odbiorcy końcowego

KOSZTY	2005 r.		2006 r.			
	Rozdzielczość 1 MWh		Rozdzielczość 100 kWh		Rozdzielczość 1 kWh	
	TPA	Taryfa SD	TPA	Taryfa SD	TPA	Taryfa SD
Energii	1099	1066	1080	1259	1059	1259
Niezbilansowania	173	-	34	-	12	-
Transmisji danych	20	-	20	-	20	-
Σ	1292	1066	1134	1259	1091	1259
Infrastruktury technicznej	100	-	100	-	100	-
Σ	1392	1066	1234	1259	1191	1259

Upowszechnienie zasady TPA związane jest bezpośrednio z ograniczeniem bądź wprowadzeniem w życie pewnych zasad, z których najistotniejsze to:

Subsydiowanie skrośne

Istnienie w taryfach SD subsydiowania skrośnego stanowi jedną z największych barier zmiany dostawcy. Przykładem może być odbiorca z grupy taryfowej B22, którego zapotrzebowanie na energię skupia się jedynie w trzeciej pozaszczytowej strefie, tj. w godzinach 13:00 – 15:00 i 22:00 – 6:00. Ceny energii w taryfach SD wahają się od 90,39 do 118,71 zł/MWh. Należy tu podkreślić, że ceny te uwzględniają koszt zakupu energii ze źródeł odnawialnych oraz energii skojarzonej. Stosując założenia cenowe z punktu 5, koszt zakupu energii konwencjonalnej przez SD musiałby kształtować się na poziomie 75 – 110 zł/MWh. Z powyższego wynika, że SD w granicznym przypadku musiałaby dokonywać zakupu po kosztach niższych niż koszt zmiennej elektrowni opalanej węglem kamiennym.

Profile obciążenia

SD powinny dopuścić do stosowania tzw. profile obciążenia – uśrednione charakterystyki poboru energii elektrycznej. Są one uzależnione od historycznego zużycia energii elektrycznej odbiorców, ich mocy umownej oraz grupy przyłączeniowej. Profile powinny być stosowane dla odbiorców o małym znaczącym poziomie poboru energii, dla których koszt rozbudowy infrastruktury technicznej jest elementem dyskryminującym. Dla odbiorców, względem których nie można zastosować profili obciążenia, powinny zostać jasno postawione wymagania dotyczące układów pomiarowych oraz transmisji danych pomiarowych.

USE

SD powinny wypracować jeden wspólny, jasny i jednoznaczny tryb zgłaszania USE oraz procedur ich potwierdzania lub odrzucania. Dokładność zgłaszania USE jest czynnikiem szczególnie istotnym dla odbiorców o niskim wolumenie zapotrzebowania, takich jak przedmiotowy szpital. Procedura zaokrąglania swojej pozycji dobowo-godzinowej do 1 MWh, wymuszona charakterem rynku, powinna zostać zmieniona, a poziom nieczułości zgłoszenia powinien być tożsamy z poziomem wskazywanym przez urządzenia pomiarowe i wynosić 1 kWh.

Zasady rozliczeń energii niezbilansowanej

Obecnie stosowane przez spółki dystrybucyjne procedury rozliczeniowe w sposób bezpośredni przenoszą w tej materii zapisy z IRiESP. Odbiorca rozliczany jest w sposób identyczny jak SD, tzn. z uwzględnieniem 1% tunelu, dla którego ceną rozliczeniową jest CRO, odsprzedaż liczona jest po cenie CROz, zakup po cenie CROs. Spółki dystrybucyjne przy przenoszeniu tych konstrukcji rozliczeniowych nie uwzględniły przypadków, w których odchylenie klienta TPA ma charakter przeciwny do odchylenia spółki i w ten sposób niejako je pomniejsza. Spółka dystrybucyjna zyskuje tu podwójnie, bo prócz polepszenia swej pozycji na RB kosztem odbiorcy, rozlicza jego odchylenie po cenach rozchylonych RB.

Zabezpieczenia finansowe

Zabezpieczenia finansowe służą SD do pokrycia ewentualnych roszczeń względem odbiorcy TPA w przypadku powstania zobowiązań finansowych związanych z odchyleniami na RB, których odbiorca nie jest w stanie uregulować. Najczęściej stosuje się zabezpieczenia w postaci weksli lub zamrożenia środków pieniężnych na rachunku bankowym. Problem może tu stanowić wysokość takiego zabezpieczenia, które może sięgać wartości będącej iloczynem średniej ceny CROs z wybranego okresu czasu (wielokrotność okresu rozliczeniowego), średniej wartości spodziewanych odchyleń w miesiącu (lub co gorsze średnich wartości ilości energii zgłaszanych w USE) i ilości okresów rozliczeniowych. Dla przykładu, jeśli przyjąć średnią cenę CROs na poziomie

260 zł/MWh, a ilości zgłaszane w USE na poziomie 1 MWh/h to wysokość zabezpieczenia dla jednego miesiąca może wynieść 190 tys. zł.

Umowy specjalne

Stosowanie przez SD dla odbiorców chcących skorzystać z zasady TPA z tzw. umów specjalnych, będących indywidualnymi umowami sprzedaży energii elektrycznej wydaje się być procederem społecznie niewłaściwym. Ich indywidualność polega głównie na obniżeniu ceny sprzedawanej energii poniżej cen taryfowych do poziomu co najmniej cen oferowanych przez konkurencyjnego dostawcę. Prócz obniżenia ceny zachętą taką stanowić może również zaproponowanie przez SD możliwości stworzenia grup bilansujących, czyli możliwości rozliczania łącznej sumarycznej mocy zamówionej w różnych punktach poboru energii elektrycznej.

9. Podsumowanie

W ostatnim czasie działania mające na celu ułatwienie zmiany dostawcy przez odbiorców uprawnionych zostały podjęte przez Prezesa URE, który w sformułowanym do Prezesów SD liście jednoznacznie określił stanowisko URE w sprawie przyspieszenia działań upowszechniających zasadę TPA. W piśmie pojawiają się również zapisy bazujące na Załączniku 1 do Dyrektywy 2003/54/WE, które stwierdzają wprost, że odbiorcy nie mogą ponosić kosztów zmiany dostawcy. Oznacza to że całkowity koszt skorzystania ze zmiany dostawcy, w tym dostosowanie układów pomiarowych powinien ponieść operator systemu dystrybucyjnego (OSD). Wprowadzenie powyższego w proponowanej formie wydaje się być mało realne, zatem najprawdopodobniej powstanie model pośredni, w którym infrastruktura techniczna będzie współfinansowana przez SD i odbiorców.

Dobrym i bardzo oczekiwanym krokiem wydają się być również prace prowadzone przez PTPiREE nad ujednoczeniem IRiESR, w której standaryzacji mają podlegać zapisy dotyczące m.in. załącznika o rozliczeniach na RB i całej problematyce związanej z zasadą TPA. Ostatnim, wydaje się najbardziej istotnym, elementem mogącym korzystnie wpłynąć na upowszechnienie zasady TPA, są zapisy zawarte w noweli Ustawy o podatku akcyzowym. Zakładają one przeniesienie kosztów akcyzy na SD. Spowoduje to z całą pewnością wzrost cen taryfowych, a obniżkę cen u wytwórców. Być może wszystkie powyższe aspekty doprowadzą do zwiększenia konkurencyjności tego segmentu rynku i wpłyną na decyzję odbiorców o skorzystaniu z zasady TPA.