

# W sprawie metodyki taryfikacji energii elektrycznej i elektroenergetycznych usług dystrybucyjnych

Zgodnie z art. 23 ust. 2 Dyrektywy 2003/54/EC [2], „organy regulacyjne powinny być odpowiedzialne za ustalanie lub zatwierdzanie co najmniej metodologii wykorzystywanej do kalkulacji lub określania zasad i warunków przed wejściem w życie w zakresie: a) przyłączenia i dostępu do krajowych sieci, w tym także taryf przesyłowych i dystrybucyjnych..., b) dostarczania usług bilansowania.”

Nie postępując się użytym w tłumaczeniu Dyrektywy terminem „metodologia”, a nazywając odpowiedni dokument metodyką<sup>1)</sup>, odnotujmy, że uchwalona przez Sejm w marcu br. nowelizacja ustawy – *Prawo energetyczne* [11], wdrażająca postanowienia Dyrektywy 2003/54/EC, w art. 46 ust. 3 stanowi, że „Minister właściwy do spraw gospodarki po zasięgnięciu opinii Prezesa URE określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat”, a następnie w ust. 4 precyzuje zakres owego rozporządzenia. Natomiast zakres, warunki i sposób bilansowania systemu elektroenergetycznego, w tym prowadzenia rozliczeń z tytułu niezbilansowania, powinno określać inne rozporządzenie, wydane z mocy art. 9 ust. 3 i 4 [11].

Istotna dla taryfikacji może być zmiana brzmienia art. 45 ust. 5 znowelizowanej ustawy: przedsiębiorstwa kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych za świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji w łącznych opłatach za te usługi dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. d, czyli ustalony przez Prezesa URE, w przypadku gdy wymaga tego ochrona interesów odbiorców.

Pozostał w mocy zapis art. 45 ust. 4 o dopuszczalności różnicowania cen i stawek opłat taryfowych dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione, spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej.

Zatem metodyką taryfikacji energii elektrycznej w Polsce będzie rozporządzenie ministra właściwego do spraw gospodarki, wydane na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy – *Prawo energetyczne* [11]. Istnieje już projekt takiego rozporządzenia [9], z mocy którego utraci ważność rozporządzenie [6].

<sup>1)</sup> Metodyką, a nie metodologią, jest to bowiem zbiór zasad dotyczących sposobów wykonywania jakiejś pracy lub trybu postępowania prowadzącego do określonego celu.

## Terminologia

Mimo upływu kilku lat od uchwalenia prawa energetycznego w Polsce wciąż używa się wielu terminów wieloznacznych lub niezgodnych z definicjami [4]. Aby uniknąć kolejnych nieporozumień, w niniejszej publikacji będzie stosowana następująca terminologia:

- energia elektryczna – energia elektryczna czynna,
- usługa operatorska – usługa przesyłowa lub dystrybucyjna,
- usługa przesyłowa – świadczona przez operatora systemu przesyłowego usługa transportu energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu dostarczenia jej do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej,
- usługa dystrybucyjna – świadczona przez operatora systemu dystrybucyjnego usługa transportu energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu dostarczenia jej odbiorcom, z wyłączeniem sprzedaży energii elektrycznej,
- obrót – handel hurtowy albo detaliczny energią elektryczną,
- sprzedaż – bezpośrednia sprzedaż energii elektrycznej przez podmiot zajmujący się jej wytwarzaniem lub przez podmiot zajmujący się jej obrotem,
- cena lub stawka opłat – cena lub stawka opłat netto (bez VAT).

## Funkcje taryfy

Analizowane szczegółowo przez A. Wilczyńskiego [12] takie funkcje taryf, jak:

- stymulowanie korzystnego z punktu widzenia dostawcy użytkownika energii elektrycznej (wyrównywanie obciążeń, przemieszczanie zapotrzebowania do stref niższych cen),
  - zapewnienie dostawcy przychodów umożliwiających realizację niezbędnego programu inwestycyjnego,
  - przeciwdziałanie marnotrawstwu i nadmiernemu zużyciu,
  - informowanie odbiorców o tendencjach zmian kosztów wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej,
  - harmonizowanie interesów dostawców i odbiorców,
- w istocie są w większości zadaniami, które można sprowadzić do dwóch zasadniczych funkcji: informacyjnej i zasileniowej (dochodowej).

Informacyjna funkcja taryfy przejawia się w tym, że informuje ona podmioty gospodarcze i ludność (odbiorców) o alternatywach wyboru i jest dla nich parametrem do przeprowadzenia rachunku wyboru ekonomicznego. Pokrywa się więc ona z funkcją narzędzia rachunku ekonomicznego oraz narzędzia oddziaływania na racjonalne i oszczędne zużycie energii elektrycznej.

Ze stymulowaniem zachowań odbiorców, korzystnych dla dostawcy, wiąże się dylemat: czy wystarczająco stymulujące jest stosowanie cen i/lub stawek opłat odzwierciedlających rzeczywiste ponoszone koszty, czy ceny i/lub stawki opłat trzeba różnicować w jeszcze większym stopniu? Analiza celów i skutków takiej wzmożonej stymulacji będzie przedstawiona w rozważaniach o zasadności różnicowania składnika zmiennego stawki sieciowej w strefach czasowych doby.

I jeszcze jeden dylemat: czy dostawca może poprzez ceny i/lub stawki opłat realizować swe krótkofalowe priorytety, czy też polityka cenowa dostawcy powinna być stabilna i długofalowa? Jeżeli energią elektryczną traktuje się – nawet tylko w ograniczonym zakresie – jako dobro pierwszej potrzeby, to polityka cenowa musi być stabilna. Tylko bowiem na rynkach konkurencyjnych towarów niekoniecznie pierwszej potrzeby (towarów luksusowych) można mieć klientelę różnego rodzaju promocjami!

Niekiedy oddzielnie rozważa się funkcję rozliczeniową taryfy, chociaż stanowi ona praktyczne odzwierciedlenie funkcji informacyjnej.

Funkcja dochodowa (zasileniowa) taryfy polega natomiast na zapewnieniu przedsiębiorstwom elektroenergetycznym przychodów pokrywających z pewną nadwyżką koszty własnej działalności. Nadwyżka akumulacyjna stanowi bowiem podstawowe źródło finansowania inwestycji.

## Cena wskaźnikowa jako narzędzie regulacji

Kluczowe, z punktu widzenia regulacji, ceny wskaźnikowe mają spełniać warunek [6, 9]:

$$C_{w_n} \leq C_{w_{n-1}} \left( 1 + \frac{RPI_{n-1} - X_n}{100} \right), \quad (1)$$

w którym:

- $C_{w_n}$  – cena wskaźnikowa dla danego rodzaju działalności gospodarczej w danym roku okresu regulacji,
- $C_{w_{n-1}}$  – cena wskaźnikowa dla danego rodzaju działalności gospodarczej w roku poprzedzającym dany rok okresu regulacji,
- $RPI_{n-1}$  – średni wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, w poprzednim roku kalendarzowym, określony w komunikacie Prezesa GUS i ogłoszony w *Monitorze Polskim*, %,
- $X_n$  – współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez nie danego rodzaju działalności gospodarczej, %.

Tak określone ceny ograniczają jednostkowy przychód ogółem przedsiębiorstwa energetycznego dla danego rodzaju działalności gospodarczej, ale nie regulują bezpośrednio cen i stawek opłat kalkulowanych dla poszczególnych grup taryfowych odbiorców. Mogą też one stymulować wzrost wielkości sprzedaży, czemu z punktu widzenia racjonalnego wykorzystania i poszanowania zasobów energii pierwotnej należałoby przeciwdziałać.

Niejednoznacznie zdefiniowany jest współczynnik korekcyjny  $X_n$ . Uwzględnia on bowiem zarówno projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa, jak i przywileje przyznane z tytułu zmiany warunków prowadzenia przez nie działalności gospodarczej.

Nie kwestionując zasadności przyznawania takich przywilejów w konkretnych sytuacjach, należałoby jednak rozdzielić te funkcje, stosując dwa współczynniki korekcyjne: poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa  $X_{1n}$ , którego wartość dla osiągnięcia poprawy efektywności musi być dodatnia ( $>0$ ), oraz współczynnik zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej  $X_{2n}$ , mogący dla określonych zmian mieć wartości również ujemne ( $<0$ ). Wysokość wyznaczonego dla przedsiębiorstwa współczynnika  $X_n$  powinna być podawana do publicznej wiadomości<sup>2)</sup>, z odpowiednim uzasadnieniem, szczególnie dla zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej. Ze tak nie jest, można się przekonać czytając uzasadnienia decyzji Prezesa URE o zatwierdzeniu taryf. Stosowana niezmiennie od kilku lat formułka „W cenach i stawkach opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej niniejszą decyzją uwzględnione zostały współczynniki korekcyjne  $X_n$ , o których mowa w § 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, w wysokości adekwatnej do możliwości poprawy efektywności funkcjonowania Przedsiębiorstwa oraz zmiany prowadzenia przez Przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności w roku obowiązywania taryfy” informuje jedynie o uwzględnieniu nakazów zapisanych w rozporządzeniu.

## Podział kosztów wspólnych dla grup taryfowych i rodzajów działalności

Kalkulacja cen i stawek opłat dla odbiorców poszczególnych grup taryfowych – opisana w rozporządzeniach taryfowych [6, 9] – bazuje na nadmiernie subiektywnym podziale kosztów wspólnych. Wprawdzie „określone w taryfie ceny i stawki opłat różnicuje się dla poszczególnych grup taryfowych odpowiednio do kosztów uzasadnionych” (§ 5 ust. 2), ale „koszty wspólne dla wszystkich lub kilku grup taryfowych oraz koszty wspólne dla wszystkich lub kilku rodzajów prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, dzieli się na poszczególne grupy taryfowe i na poszczególne rodzaje prowadzonej działalności gospodarczej<sup>3)</sup>, zgodnie z przyjętą w przedsiębiorstwie metodą podziału kosztów i zachowaniem należytej staranności w sposobie zaliczania tych kosztów do poszczególnych grup taryfowych” (§ 12 ust. 1). Co więcej, w projekcie nowej edycji tego rozporządzenia [9] wprowadzono kolejne, niestosowane poprzednio szacunki: składniki stały i zmienny stawki sieciowej kalkuluje się zależnie od kosztów „alokowanych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej” (§ 18 ust. 3 i 4), a nie – jak dotychczas można było sądzić – jako jednakowe dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięcia znamionowego.

## Ochrona interesów najłabszych odbiorców

Ochronę interesów najłabszych odbiorców w rozporządzeniu [9] ograniczono do ogólnikowego stwierdzenia o ochronie

<sup>2)</sup> Obecnie decyzje są podawane do wiadomości tylko wtedy, gdy przedsiębiorstwo ubiega się o wyznaczenie współczynnika z tytułu zmiany warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

<sup>3)</sup> Jak to się ma do art. 44 ust. 1 znowelizowanego tekstu ustawy [11], na podstawie którego przedsiębiorstwo jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów dla prowadzonej działalności gospodarczej, odrębnie m.in. dla dystrybucji i obrotu energią elektryczną? Czy tę ewidencję też prowadzi się uznaniowo?

interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat (§ 3 pkt 2). Równocześnie ze względu na nakaz eliminowania subsydiowania skrótnego (§ 3 pkt 3), w [9] pominięto § 27 obecnie obowiązującego rozporządzenia [6], dotyczący dozwoleń reguł stopniowego eliminowania tego subsydiowania.

## Moc umowna i jej kontrolowanie

Od 1999 r., kiedy to po raz pierwszy zaczęto kalkulować ceny i stawki opłat taryfowych w myśl zasad prawa energetycznego, nie został w żaden sposób rozwiązany problem niedostatecznego opomiarowania drobnych odbiorców. Jakby bowiem rozporządzenia taryfowe nie nakazywały obciążać wszystkich odbiorców opłatami z tytułu zaangażowanych mocy urządzeń sieciowych poprzez składnik stały stawki sieciowej, naliczany na jednostkę mocy umownej, to dopóki moc umowna dla wszystkich bez wyjątku odbiorców nie będzie mogła być kontrolowana, nie będzie możliwa poprawna alokacja stałych kosztów sieciowych w systemach dystrybucyjnych. Można snuć domysły czy wydający rozporządzenia taryfowe nie mieli świadomości tego faktu, czy też chcieli wymusić na dystrybutorach opomiarowanie poboru mocy u wszystkich odbiorców, ale nic to nie da. Można tylko ubolewać, że od 1999 r. niewiele zrobiono dla rozwiązania tego problemu.

Mocą umowną dla odbiorców taryfowych – jak wiadomo – jest wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, czyli 15-minutowa moc szczytowa roczna. Nie można jej więc szacować ani na podstawie prądu znamionowego zabezpieczenia przedlicznikowego, ani w inny podobny sposób, ale trzeba mierzyć i kontrolować czy nie przekracza wartości deklarowanej przez odbiorcę.

W 1999 r. odebrano odbiorcom prawo decydowania o sposobie deklarowania mocy umownej. Od tego czasu ma to być jednakowa moc w ciągu całego roku. Z tego powodu na większe koszty narażeni są odbiorcy prowadzący działalność gospodarczą w stopniu zależnym od popytu na ich produkty/usługi. Muszą oni deklarować moce umowne na poziomie odpowiadającym maksymalnemu wykorzystaniu potencjału produkcyjnego, by nie narażać się na wysokie płatności za jej przekroczenia. Aby przypadkiem nie zachciało im się elastycznie dostosowywać do warunków zewnętrznych, to grupę taryfową i moc umowną wolno im zmieniać tylko jeden raz w ciągu roku. W ten sposób, ze szkodą dla odbiorców, zagwarantowano naturalnemu monopolistcie osiągnięcie zaplanowanych przychodów.

W 1999 r. zrezygnowano również z korzystnego z systemowego punktu widzenia sposobu rozliczania przekroczeń mocy umownej. Do 1998 r. rozliczenia za moc bazowały na trzech stawkach opłat: za moc umowną  $S_{um}$ , za moc obrachunkową  $S_{obr}$  i za przekroczenie mocy umownej przez moc obrachunkową  $S_{prz}$ . Relacje między tymi stawkami były w przybliżeniu następujące:  $S_{obr} = 3S_{um}$ ,  $S_{prz} = 5S_{um}$ . Nie będzie zbytnią przesadą przypomnienie zasad prowadzonych wówczas rozliczeń.

**Przykład.** Przyjmijmy następujące miesięczne stawki tych opłat:  $S_{um} = 2500$  zł/MW,  $S_{obr} = 7500$  zł/MW i  $S_{prz} = 12500$  zł/MW. Niech zadeklarowana moc umowna, jednakowa w ciągu całego roku, wynosi  $P_{um} = 100$  MW.

Gdyby w danym miesiącu moc obrachunkowa, czyli największa zarejestrowana średnia moc 15-minutowa, była równa mocy umownej, czyli gdyby  $P_{obr} = P_{um} = 100$  MW, to odbiorca zapłaciłby:

$P_{um} S_{um} + P_{obr} S_{obr} = 100 \times 2500 + 100 \times 7500 = 1\ 000\ 000$  zł, tj. po 10 000 zł za 1 MW mocy obrachunkowej.

Gdyby odbiorca przekroczył w danym miesiącu moc umowną i moc obrachunkowa wynosiła  $P_{obr} = 120$  MW, to zapłaciłby:

$$P_{um} S_{um} + P_{obr} S_{obr} + (P_{obr} - P_{um}) S_{prz} = 100 \times 2500 + 120 \times 7500 + (120 - 100) \times 12500 = 1\ 400\ 000 \text{ zł.}$$

Wzrostowi poboru mocy obrachunkowej ponad moc umowną o 20%, towarzyszy tu wzrost płatności o 40%.

Jeżeli zaś odbiorca pobrałby w danym miesiącu mniejszą od mocy umownej moc obrachunkową  $P_{obr} = 80$  MW, to zapłaciłby:

$$P_{um} S_{um} + P_{obr} S_{obr} = 100 \times 2500 + 80 \times 7500 = 850\ 000 \text{ zł.}$$

Obniżeniu poboru mocy obrachunkowej względem mocy umownej o 20% towarzyszy obniżenie płatności o 15%.

Gdy więc obciążenie systemu elektroenergetycznego powodowane przez tego odbiorcę było większe, to płacił on za moc znacznie więcej, ale jeżeli było mniejsze, to płacił on za moc nieproporcjonalnie mniej. Korzyści odnosili wtedy zarówno odbiorca, jak i dystrybutor (relatywnie nawet większe niż odbiorca, bo – w przykładowym wyliczeniu – za przekroczenie mocy umownej przez odbiorcę o 20 MW pobierał dodatkowo 400 000 zł, a za obniżenie przez odbiorcę mocy obrachunkowej względem umownej o 20 MW naliczał płatności niższe tylko o 150 000 zł), ale co najważniejsze – korzystne to było też dla systemu elektroenergetycznego. Zmniejszeniem poboru mocy obrachunkowej był bowiem zainteresowany również odbiorca. I na tym polegał efekt systemowy stymulacji ograniczania poboru mocy.

Po zrezygnowaniu z uwzględniania w rozliczeniach mocy obrachunkowej i przejściu na naliczanie płatności jedynie za moc umowną i jej przekroczenia, odbiorca zupełnie nie jest już zainteresowany ograniczaniem poboru mocy poniżej poziomu mocy umownej.

W taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych obowiązujących od 1 lipca 2003 r. pojawił się natomiast bardziej dotkliwy dla odbiorców sposób naliczania płatności za przekroczenie mocy umownej – w funkcji sumy przekroczeń we wszystkich godzinach okresu rozliczeniowego. Znalazł się on również w § 41 ust. 1 projektu rozporządzenia taryfowego [9]: „Za przekroczenie w okresie rozliczeniowym mocy umownej pobierana jest opłata w wysokości stanowiącej iloczyn dwukrotności składnika stałego stawki sieciowej i: 1) sumy maksymalnych nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną 15-minutową, wyznaczanej z rozdzielczością 1-minutową, w cyklach godzinnych; lub 2) maksymalnej nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną 15-minutową, o ile układ pomiarowo-rozliczeniowy nie pozwala na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt 1).” Wynika z tego, że sposób opisany w pkt 1 jest sposobem właściwszym.

Zasadę rozliczeń zbliżoną do opisaną w pkt 1 stosują od 2003 r. PSE SA, chociaż dość istotna różnica polega tam na sumowaniu nadwyżek mocy z poszczególnych godzin kalendarzowych okresu rozliczeniowego<sup>4)</sup>. Można traktować ją jako bardziej właściwą dla przedsiębiorstwa przesyłowego. Po pierwsze dlatego, że ze względu na świadczenie przez OSP usług przesyłowych pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, przekraczanie przepływów mocy w sieci przesyłowej musi być obciążane

<sup>4)</sup> Może okazać się, że nie był to właściwy sposób postępowania, bo § 41 ust. 1 dotyczy również taryf przedsiębiorstwa przesyłowego. To, że w rozliczeniach pomiędzy operatorami stosowana jest moc umowna, będąca wartością maksymalną ze średnich wartości tej mocy w okresie godziny (§ 2 pkt 8 lit. b), dla URE może nie mieć znaczenia.

dotkliwymi sankcjami finansowymi w każdej godzinie, a po drugie z tego powodu, że operatorzy systemów dystrybucyjnych mogliby zasadę pkt 2 traktować jako dozwoloną regułę handlową, mimo znikomych możliwości bezpośredniego oddziaływania na szczytowe miesięczne pobory mocy w swych systemach dystrybucyjnych. Dlatego w taryfie PSE nie ma żadnego innego alternatywnego sposobu rozliczania.

Przejście dystrybutorów na rozliczanie wg zasady opisanej w pkt 1 oznacza dla odbiorców konieczność deklarowania mocy umownych na poziomie rocznej mocy szczytowej lub ponoszenie nieporównywalnie większych płatności za przekroczenia, gdyż do rozliczeń w obydwu wariantach stosuje się ten sam mnożnik (dwukrotność składnika stałego stawki sieciowej). Nie wydaje się też, by podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, zależnie od sposobu rozliczania, wywoływały inne przepływy mocy w tej sieci. Sposób opisany w pkt 1 mógłby przynosić dystrybutorom większe przychody, chociaż to wcale też nie jest takie pewne. Gdyby bowiem jako moc umowną traktować sumę rocznych mocy szczytowych wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięcia znamionowego, to przy tych samych kosztach uzasadnionych składnik stały stawki sieciowej miałby niższą wartość i przychody z tytułu mocy umownych nie zmieniłyby się, natomiast dodatkowe przychody z tytułu przekroczeń mocy umownej byłyby wielokrotnie mniejsze. Jeszcze jeden powód przemawia przeciwko stosowaniu tu rozliczeń opisanych w pkt 1: tylko operator systemu dystrybucyjnego czerpałby wtedy korzyści z tytułu niejednoczesności występowania obciążeń u poszczególnych odbiorców systemu. I na koniec dylemat: zainstalowanie u wybranych odbiorców układów pomiarowych o „rozdzielczości 1-minutowej” spowoduje wzrost kosztów stałych dystrybutora, alokowanych w składniku stałym stawki sieciowej, przenoszonych oczywiście na odbiorców. Zatem zarobić na tym na pewno będzie mógł jedynie producent układów rozliczeniowo-pomiarowych o „rozdzielczości 1-minutowej”.

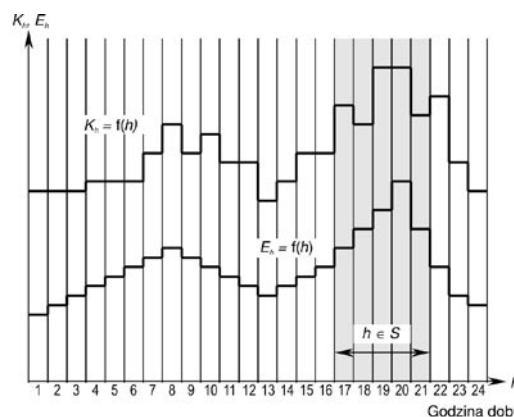
Zadziwia nie tylko zamiar szukania takiego przedziału 15-minutowego w ciągu godziny kalendarzowej, w którym pobór mocy mógłby okazać się większy niż w kalendarzowych kwadransach godziny. Zdumiewać musi biurokratyczny upór w poszukiwaniach podstaw naliczania większych płatności dla odbiorców, u których maksymalne, w okresie rozliczeniowym, przekroczenie mocy umownej zaledwie o 0,1% już jest obciążane dwukrotną jednostkową karną płatnością, podczas gdy około 30% ogółu odbiorców (odbiorcy grup taryfowych G i C1X) nie ponosi żadnych konsekwencji przekroczenia w ciągu godziny prądu znamionowego zabezpieczenia przedlicznikowego nawet o 50%. Wydawać by się mogło, że zainstalowanie bardziej złożonego układu rozliczeniowo-pomiarowego powinno być korzystne nie tylko dla dostawcy energii (bo mógłby naliczać płatności adekwatne do kreowanych przez odbiorcę kosztów), ale też dla odbiorcy (bo obciążałoby go płatności tylko za kreowane przez niego koszty). Ale tu panuje zasada: jeśli nie można obciążyć rzeczywistymi kosztami wszystkich odbiorców, bo nie stać nas na zainstalowanie u wszystkich porównywalnego funkcjonalnie opomiarowania, to w większym stopniu będziemy obciążać lepiej opomiarowanych odbiorców. Zamiast więc inwestować w rozwój układów pomiarowo-rozliczeniowych do rejestrowania nie tylko ilości pobranej energii, ale też wywołanego tym zapotrzebowania mocy u odbiorców masowych (nieobjętych kontrolą poboru mocy), zdecydowano inwestować w układy wyszukujące maksymalne 15-minutowe pobory mocy

w danej godzinie z rozdzielczością 1-minutową, bo przekroczenia rejestrowane w kwadransach kalendarzowych nie są wystarczająco satysfakcjonujące.

## Taryfikacja energii elektrycznej (czynnej)

Taryfikując energię elektryczną sprzedawaną odbiorcom, przedsiębiorstwa obrotu lub wytwórcy kalkulują m.in. ceny energii elektrycznej (czynnej). Ceny te dla odbiorców niemających prawa wyboru sprzedawcy lub niekorzystających z tego prawa (odbiorców taryfowych) – zgodnie z § 8 ust. 4 [9] – kupujących rocznie więcej niż 10 MWh, mogą być kalkulowane co najmniej dla dwóch okresów doby, a dla kupujących rocznie więcej niż 10 GWh – kalkuluje się co najmniej dla trzech okresów doby i dwóch okresów roku. Owe okresy doby będą dalej nazywane strefami czasowymi doby, a ceny – cenami strefowymi.

Obiektywna kalkulacja ceny strefowej energii elektrycznej wymaga znajomości średnich w  $h$ -tych godzinach doby, reprezentatywnych dla roku lub okresu roku, kosztów godzinowych pozyskania energii  $K_h$  (wytworzenia przez przedsiębiorstwo wytwórcze lub zakupu przez przedsiębiorstwo obrotu) oraz średniego w  $h$ -tych godzinach doby, reprezentatywnego dla roku lub okresu roku, zapotrzebowania godzinowego energii elektrycznej  $E_h$  przez grupę taryfową odbiorców (rys. 1).



Rys. 1. Przykładowy przebieg zmian średniego godzinowego kosztu pozyskania energii elektrycznej przez sprzedawcę  $K_h$  i średniego godzinowego zapotrzebowania energii elektrycznej przez grupę taryfową odbiorców  $E_h$  w ciągu reprezentatywnej doby roku lub okresu roku

Jeżeli przez  $S$  oznaczymy zbiór godzin  $h$  danej strefy czasowej, to cena strefowa energii elektrycznej dla rozpatrywanej grupy taryfowej powinna wynosić:

$$C_S = \frac{\sum_{h \in S} K_h E_h}{\sum_{h \in S} E_h} \quad (2)$$

Gdyby natomiast charakterystyka reprezentatywnego godzinowego zapotrzebowania energii elektrycznej przez poszczególne grupy taryfowe odbiorców nie była znana, to dla wszystkich grup taryfowych cena strefowa energii elektrycznej powinna być jednakowa. Można by ją obliczać ze wzoru:

$$C_S = \frac{\sum_{h \in S} K_h}{T_S} \quad (3)$$

gdzie  $T_S$  jest liczbą dobową godzin danej strefy czasowej.

## Taryfikacja składników stawki sieciowej usługi dystrybucyjnej

Korzystanie przy kalkulacjach składnika stałego i zmiennego stawki sieciowej z kosztów alokowanych na odbiorców zaliczonych do danej grupy taryfowej, jak nakazuje to rozporządzenie [9] w § 18 ust. 3 i 4, jest obarczone dwoma błędami szacunkowego podziału kosztów całkowitych: na poziomy napięcia znamionowego, a następnie na grupy taryfowe odbiorców zasilanych z poszczególnych poziomów napięcia znamionowego. Taka kalkulacja może, ale nie musi być obiektywna. Aby tego uniknąć, trzeba najpierw kalkulować wysokości składników stałego i zmiennego stawki sieciowej na poszczególnych poziomach napięcia znamionowego, a dopiero potem ewentualnie różnicować te wartości dla poszczególnych grup taryfowych odbiorców.

Trzeba też odróżniać koszty kreowane na poszczególnych poziomach napięcia znamionowego od kosztów naliczanych odbiorcom poszczególnych poziomów tego napięcia. Jeśli znalibyśmy, przykładowo, koszt przypadający na 1 MW zdolności dystrybucyjnych sieci wysokiego napięcia, to odbiorcom zasilanym z sieci nn trzeba ten składnik kosztu powiększyć ze względu na straty mocy w sieciach średniego i niskiego napięcia.

### Jednostkowy koszt stały (składnik stały stawki sieciowej)

Zakres kosztów uzasadnionych, wliczanych do kosztów stałych, określa § 18 ust. 1 rozporządzenia [9]. Należą do nich zarówno koszty ponoszone przez operatora danego systemu dystrybucyjnego (koszty eksploatacji sieci, wynikające z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, odpowiednia część kosztów wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączenia nowych podmiotów), jak i koszty usług przesyłowych zakupionych u innych operatorów.

Na poszczególnych poziomach napięcia znamionowego sieci będziemy zatem rozważać własne koszty jednostkowe stałe mocy dystrybucyjnych, stanowiące iloraz kosztów stałych, kreowanych na danym poziomie napięcia znamionowego systemu dystrybucyjnego przez moc przepływającą sieciami danego poziomu napięcia znamionowego systemu dystrybucyjnego, tj. sumę mocy umownych odbiorców zasilanych z sieci danego poziomu napięcia znamionowego, moc przepływającą do sieci innych (niższych) poziomów napięcia znamionowego i moc przekazywaną do sieci innych operatorów na danym poziomie napięcia znamionowego. Jeśli pominąć tranzyty pomiędzy dystrybutorami, będą to:

$K_{MDWN}$  – koszt jednostkowy mocy dystrybucyjnych, kreowany w sieciach wysokiego napięcia systemu dystrybucyjnego,

$K_{MDSN}$  – koszt jednostkowy mocy dystrybucyjnych, kreowany w sieciach średniego napięcia systemu dystrybucyjnego,

$K_{MDnN}$  – koszt jednostkowy mocy dystrybucyjnych, kreowany w sieciach niskiego napięcia systemu dystrybucyjnego.

Natomiast kosztem jednostkowym usług przesyłowych, zakupionych u innych operatorów, będzie:

$K_{MPNN}$  – koszt jednostkowy mocy przesyłowych, kreowany w sieciach 400 i 220 kV, równy składnikowi stałemu stawki sieciowej w taryfie OSP.

Jeżeli wskaźniki strat mocy przyjmiemy jako równe wskaźnikom strat energii (łącznie strat technicznych i handlowych oraz różnych bilansowych) i oznaczymy odpowiednio symbolami:

$w_{WN}$  – wskaźnik strat w sieciach wysokiego napięcia systemu dystrybucyjnego,

$w_{SN}$  – wskaźnik strat w sieciach śn systemu dystrybucyjnego,

$w_{nN}$  – wskaźnik strat w sieciach nn systemu dystrybucyjnego, to algorytm obliczania kosztu jednostkowego stałego mocy dystrybucyjnych będzie można opisać wzorami zestawionymi w tabeli 1. Wyznaczone w ten sposób koszty jednostkowe będą stanowić średnie na danym poziomie napięcia znamionowego wartości składnika stałego stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej.

Tabela 1

#### Koszty jednostkowe stałe zdolności dystrybucyjnych

Poziom napięcia	Koszt jednostkowy stały zdolności dystrybucyjnych (składnik stały stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej)
Odbiór z sieci wysokiego napięcia	$K_{ZDWN}^{st} = K_{MPNN}(1 + w_{WN}) + K_{MDWN}$
Odbiór z sieci średniego napięcia	$K_{ZDSN}^{st} = K_{ZDWN}^{st}(1 + w_{SN}) + K_{MDSN}$
Odbiór z sieci niskiego napięcia	$K_{ZDnN}^{st} = K_{ZDSN}^{st}(1 + w_{nN}) + K_{MDnN}$

Najtrudniejszym, ale zarazem najbardziej newralgicznym etapem tych obliczeń będzie wyznaczenie mocy przepływającej z sieci danego poziomu napięcia znamionowego do sieci innych (niższych) poziomów napięcia znamionowego. Składają się na nią moce umowne odbiorców i straty mocy. W przypadku sieci wysokiego napięcia będzie to suma mocy umownych odbiorców zasilanych średnim i niskim napięciem oraz strat mocy w sieciach średniego i niskiego napięcia, a trudności będzie sprawiać określenie sumy mocy umownych odbiorców tych grup taryfowych, w których nie jest ona kontrolowana (grupy C1X i G). Wydaje się jednak, że można by je wystarczająco poprawnie wyznaczać, korzystając z rocznych czasów użytkowania mocy szczytowej 15-minutowej, uzyskanych z badań prowadzonych przez konsorcjum EM&CA-WINUEL na zlecenie PTPIREE [3]:

$$\sum P_{um} = \frac{A_r}{T_{rs}}, \quad (4)$$

gdzie  $A_r$  jest rocznym zapotrzebowaniem energii danej grupy taryfowej odbiorców, a  $T_{rs}$  jest średnim rocznym czasem użytkowania przez nią mocy szczytowej.

Wysokość składnika stałego stawki sieciowej dla poszczególnych grup taryfowych na danym poziomie napięcia znamionowego powinna w zasadzie być jednakowa. Uzasadnione mogłoby ewentualnie być różnicowanie jej współczynnikiem jednoczesności udziału maksymalnego zapotrzebowania mocy danej grupy taryfowej odbiorców w godzinach obciążenia szczytowego  $P_{max}$  w zapotrzebowaniu szczytowym mocy tej grupy taryfowej odbiorców  $P_{rs}$ :

$$d = \frac{P_{max}}{P_{rs}}. \quad (5)$$

W grupach taryfowych G – jeśli Prezes URE, z mocy art. 45 ust. 5 i art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. d nowelizacji ustawy [11], uzna za niezbędne – może zaistnieć potrzeba częściowego przemiesz-

czenia kosztów stałych do zmiennych, czyli tzw. uzmiennienia składnika stałego stawki sieciowej. Trzeba jednak, przy podejmowaniu takiej decyzji, mieć na uwadze przypadki niepobierania energii elektrycznej z sieci będącej pod napięciem przez dość liczną grupę odbiorców niskiego napięcia, nawet przez cały rok, uniemożliwiające wyegzekwowanie od nich należności stałych w opłatach zmiennych.

Nie rozwiązuje to jednak do końca najtrudniejszego problemu taryfikacji tych grup odbiorców, u których nie ma możliwości zwerifikowania mocy umownych przez pomiar największego poboru mocy 15-minutowej w ciągu roku. O ile wykorzystanie danych uzyskanych z badań [3] do kalkulacji łącznej mocy umownej całej grupy taryfowej odbiorców nie musi być obciążone błędem, o tyle wykorzystanie tych danych w odniesieniu do poszczególnych odbiorców może już być obciążone bardzo dużymi błędami. Nie ma bowiem nawet kilku odbiorców o identycznych charakterystykach zapotrzebowania energii i mocy. Można jedynie grupować odbiorców o zbliżonych charakterystykach.

Bardziej jednak niż grupowanie odbiorców wg prądów znamionowych zabezpieczenia przedlicznikowego, uzasadnione będzie grupowanie odbiorców wg zużycia energii odniesionego do średniego rocznego zużycia w grupie taryfowej –  $E_{rav}$ . W badaniach [3], odbiorców grup taryfowych C1X i G (tab. 2) podzielono bowiem na sześć podgrup:

- E11 – o zużyciu rocznym od 0 do  $E_{rav}$ ,
- E12 – o zużyciu rocznym większym od  $E_{rav}$ ,
- E31 – o zużyciu rocznym od 0 do  $0,1E_{rav}$ ,
- E32 – o zużyciu rocznym od  $0,1E_{rav}$  do  $E_{rav}$ ,
- E33 – o zużyciu rocznym od  $E_{rav}$  do  $20E_{rav}$ ,
- E34 – o zużyciu rocznym większym od  $20E_{rav}$ .

Tabela 2  
Charakterystyka podgrup odbiorców grup taryfowych C1X i G [3]

Grupa taryfowa	$E_{rav}$ , MWh	Podgrupy
C11	6,0	zasilanie 3-fazowe
		zasilanie 1-fazowe
C12a	14,0	bez różnicowania
C12b	16,0	bez różnicowania
G11	1,5	zasilanie 3-fazowe, miasta
		zasilanie 3-fazowe, wieś
		zasilanie 1-fazowe, miasta
		zasilanie 1-fazowe, wieś
G12 (w miastach)	5,0	zasilanie 3-fazowe
		zasilanie 1-fazowe
G12 (na wsi)	4,0	zasilanie 3-fazowe
		zasilanie 1-fazowe

### Jednostkowy koszt zmienny (składnik zmienny stawki sieciowej)

Zakres kosztów uzasadnionych, wliczanych do kosztów zmiennych, określa § 18 ust. 2 rozporządzenia [9]. Należą do nich zarówno koszty ponoszone przez samego operatora systemu dystrybucyjnego (koszty zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii wprowadzonej do sieci a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych operatorów), jak i koszty

zmienne przesyłania energii elektrycznej, zakupione u innych operatorów. Czy zaś będą też wliczane do nich koszty stałe, w części nieuwzględnionej w składniku stałym, będzie zależało od tego, czy Prezes URE uzna to za niezbędne dla ochrony interesów odbiorców<sup>5)</sup>.

Na poszczególnych poziomach napięcia znamionowego systemu dystrybucyjnego należy zatem rozważyć:

- koszty jednostkowe zmienne zdolności dystrybucyjnych, będące ilorazem kosztów zmiennych kreowanych na danym poziomie napięcia znamionowego systemu dystrybucyjnego przez ilość energii przepływającą sieciami danego poziomu napięcia znamionowego systemu dystrybucyjnego, tj. sumę ilości energii pobranej przez odbiorców zasilanych z sieci danego poziomu napięcia znamionowego, ilości energii przepływającej do sieci innych (niższych) poziomów napięcia znamionowego oraz ilości energii przekazywanej do sieci innych operatorów na danym poziomie napięcia znamionowego,
- koszty jednostkowe zmienne zdolności dystrybucyjnych poniesione na wyższych poziomach napięcia znamionowego,
- koszty jednostkowe zmienne zdolności przesyłowych sieci 400 i 220 kV, zakupione u OSP.

Jeżeli koszt jednostkowy energii kupowanej przez operatora systemu dystrybucyjnego na pokrycie strat oznaczymy przez  $K_E$ , wskaźniki strat energii – analogicznie jak w rozważaniach dotyczących kosztu stałego – oznaczymy odpowiednio symbolami  $w_{WN}$ ,  $w_{SN}$  i  $w_{nN}$ , a jednostkowy koszt zmienny naliczany wg taryfy OSP, czyli składnik zmienny stawki sieciowej opłaty przesyłowej oznaczymy symbolem  $K_{OSP}^{zm}$ , to algorytm obliczania kosztu jednostkowego zmiennego mocy dystrybucyjnych będzie można opisać wzorami zestawionymi w tabeli 3.

Wyznaczone w ten sposób koszty jednostkowe zmienne będą stanowić średnie na danym poziomie napięcia znamionowego wartości składnika zmiennego stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej.

Tabela 3  
Koszty jednostkowe zmienne zdolności dystrybucyjnych

Poziom napięcia	Koszt jednostkowy zmienny zdolności dystrybucyjnych (składnik zmienny stawki sieciowej opłaty dystrybucyjnej)
Odbiór z sieci wysokiego napięcia	$K_{ZDWN}^{zm} = K_{OSP}^{zm}(1+w_{WN}) + K_E w_{WN}$
Odbiór z sieci średniego napięcia	$K_{ZDSN}^{zm} = K_{ZDWN}^{zm}(1+w_{SN}) + K_E w_{SN} =$ $= K_{OSP}^{zm}(1+w_{WN})(1+w_{SN}) + K_E [(1+w_{WN})(1+w_{SN}) - 1]$
Odbiór z sieci niskiego napięcia	$K_{ZdN}^{zm} = K_{ZDSN}^{zm}(1+w_{nN}) + K_E w_{nN} =$ $= K_{OSP}^{zm}(1+w_{WN})(1+w_{SN})(1+w_{nN}) +$ $+ K_E [(1+w_{WN})(1+w_{SN})(1+w_{nN}) - 1]$

Godny zainteresowania może być niższy szacunek ich wartości. Gdyby, na podstawie [1], przyjąć wskaźniki strat na poziomie najwyższych zaobserwowanych w latach 2000–2003 w poszczególnych z systemów dystrybucyjnych:  $w_{WN} = 0,0576$ ,  $w_{SN} = 0,0845$ ,  $w_{nN} = 0,1951$ , składnik zmienny stawki sieciowej z taryfy PSE-Operator SA [10] – równy  $K_{OSP}^{zm} = 3,45$  zł/MWh,

<sup>5)</sup> Zapis o dopuszczalnym 40-procentowym udziale kosztów stałych w łącznych opłatach za te usługi, z uwagi na niezgodność z [11], jest oczywistym błędem w § 18 ust. 2 pkt 3 projektu rozporządzenia [9].

a cenę zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat oszacować na poziomie  $K_E = 120$  zł/MWh, to otrzymalibyśmy następujące wartości składnika zmiennego stawki sieciowej w dystrybucji:

$$K_{ZDWN}^{zm} = 10,56 \text{ zł/MWh},$$

$$K_{ZDSN}^{zm} = 21,59 \text{ zł/MWh},$$

$$K_{ZDnN}^{zm} = 49,22 \text{ zł/MWh}.$$

Wartości te są znacznie niższe od skalkulowanych w taryfach na 2005 r. Można sądzić, że jest to spowodowane subsydiowaniem grup taryfowych G przez odbiorców pozostałych grup taryfowych oraz tzw. uzmiennianiem składnika stałego stawki sieciowej ze względu na art. 45 ust. 5 aktualnie obowiązującej ustawy – *Prawo energetyczne*. Ale przyczyny mogą też być zupełnie inne.

## Różnicowanie składnika zmiennego stawki sieciowej w strefach czasowych doby

Rozporządzenie [9] nie nakazuje takiego różnicowania, a jedynie dopuszcza jego stosowanie (§ 8 ust. 2). Różnicowania opłaty przesyłowej zmiennej nigdy nie stosowały *Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA*. Od 2000 r. natomiast upodobały je sobie przedsiębiorstwa dystrybucyjne i zjawisko to osiągnęło karykaturalne rozmiary.

W składniku zmiennym stawki sieciowej alokowane są koszty zakupu energii do pokrycia łącznych strat energii w systemie dystrybucyjnym (strat technicznych i handlowych oraz różnic bilansowych), z czego jako zmienne w czasie można by traktować jedynie straty techniczne energii elektrycznej. Jednak nawet zgrubne oszacowanie zróżnicowania strat technicznych napotyka na barierę braku opomiarowania. W zasadzie można wyznaczyć tylko łączne straty energii w ciągu roku lub jakiegoś krótszego okresu rozliczeniowego. Dalej można już tylko szacować: wydzielenie strat technicznych z łącznych strat energii, podział strat technicznych na poziomy napięcia znamionowego sieci i podział strat technicznych na danym poziomie napięcia sieci na grupy taryfowe odbiorców. Jeżeli więc różnicowanie wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej miałoby bazować tylko na szacunkach, to efekt tych procedur nijak może się mieć do nakazów zapisanych w art. 46 ust. 3 ustawy [11]:

- równoprawnego traktowania odbiorców,
- przejrzystości stawek opłat,
- ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem opłat.

Gdyby pokonać jakoś pierwszą trudność (oszacowanie strat technicznych), to dalej można by te straty techniczne i wysokość składnika zmiennego stawki sieciowej różnicować w ciągu doby, ale konieczna byłaby znajomość reprezentatywnych przebiegów zmian obciążeń w czasie, np. w postaci przebiegów średniego godzinowego zapotrzebowania energii elektrycznej dla reprezentatywnej doby roku lub okresu roku  $E_h$  (rys. 1) przez grupy taryfowe odbiorców, albo co najmniej grupy odbiorców zasilanych z poszczególnych poziomów napięcia znamionowego sieci<sup>6)</sup>. Jeżeli natomiast takimi danymi nie dysponujemy, to można albo czytać z sufitu, albo zrezygnować z różnicowania wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej.

<sup>6)</sup> Można by próbować zastosować wtedy – przykładowo – podział strat ze względu na zróżnicowanie mocy zastępczych w strefach czasowych doby, obliczanych jako średnie moce kwadratowe.

Znając jednak zamiłowanie dystrybutorów do wróżenia z fusów, nie można pominąć kolejnej kwestii, czyli stymulowania pożądanego poboru energii w czasie poprzez wzmoczone różnicowanie cen i stawek opłat w strefach czasowych doby.

Identyczne w skutkach finansowych dla dostawcy i odbiorców energii naliczanie należności z tytułu składnika zmiennego stawki sieciowej, dla przypadku dwustrefowego zróżnicowania wysokości stawek (strefy szczytowa i pozaszczytowa), można opisać wzorem:

$$K_{dav}^{zm} = a_1 K_{S1}^{zm} + a_2 K_{S2}^{zm}, \quad (6)$$

w którym:

- $K_{dav}^{zm}$  – średni dobowy (całodobowy) składnik zmienny stawki sieciowej,
- $K_{S1}^{zm}$  – składnik zmienny stawki sieciowej w szczytowej strefie czasowej doby,
- $K_{S2}^{zm}$  – składnik zmienny stawki sieciowej w pozaszczytowej strefie czasowej doby,
- $a_1$  – założony w kalkulacji udział zapotrzebowania energii w szczytowej strefie czasowej doby,
- $a_2$  – założony w kalkulacji udział zapotrzebowania energii w pozaszczytowej strefie czasowej ( $a_2 = 1 - a_1$ ).

Jeżeli w celu stymulacji zachowań odbiorcy stawkę jednostkową składnika zmiennego w strefie szczytowej zwiększilibyśmy  $c_1$ -krotnie, a stawkę jednostkową w strefie pozaszczytowej pozostawilibyśmy bez zmian, to wszyscy odbiorcy płaciliby więcej. Bardziej subtelna stymulacja mogłaby polegać natomiast na takim zwiększeniu stawki składnika zmiennego w strefie szczytowej i takim równoczesnym zmniejszeniu stawki składnika zmiennego w strefie pozaszczytowej, by średnia stawka pozostała jak w (6):

$$K_{dav}^{zm} = a_1 c_1 K_{S1}^{zm} + a_2 c_2 K_{S2}^{zm},$$

czemu odpowiada

$$c_2 = \frac{a_1 (K_{S1}^{zm} - K_{S2}^{zm} - c_1 K_{S1}^{zm}) + K_{S2}^{zm}}{a_2 K_{S2}^{zm}}. \quad (7)$$

Tak wyrafinowanej stymulacji nie odczuliby jedynie odbiorcy o strukturze zapotrzebowania energii identycznej z założoną w kalkulacji. Odbiorcy o korzystniejszej strukturze zapotrzebowania (mniejszym od założonego udziale  $a_1$ ) płaciliby za usługę mniej niż poprzednio, a odbiorcy o gorszej strukturze zapotrzebowania (większym od założonego udziale  $a_1$ ) płaciliby wtedy znacznie więcej niż poprzednio. Taka stymulacja nie byłaby więc obiektywna.

Trzeba wreszcie postawić najważniejsze pytanie: czy różnicowanie wysokości składnika zmiennego w strefach czasowych rzeczywiście zmniejsza ryzyko handlowe dystrybutora?

Gdyby założyć, że wysokość przyjętego w kalkulacjach wskaźnika strat i koszt zakupu energii na pokrycie strat nie są obciążone ryzykiem, to dystrybutor stosujący całodobową stawkę składnika zmiennego osiągnie w pełni zaplanowane przychody. Na wyższe koszty byłiby wtedy narażeni odbiorcy o niższym od średniego udziale zapotrzebowania energii w strefie szczytowej, a mniej byłiby obciążeni odbiorcy o wyższym od średniego udziale zapotrzebowania w szczycie.

Ale ryzykiem też jest obarczone różnicowanie wysokości stawek w strefach czasowych. Zawsze istnieje prawdopodobieństwo, że odbiorcy „uciekną” z poborem energii ze strefy wyższych stawek do strefy niższych stawek opłat. Aby temu zapobiec stosuje się więc różnego rodzaju wzmożone stymulacje, mające zapewnić dystrybutorowi zaplanowane lub wyższe od zaplanowanych przychody. Ale to z kolei obciąża wyższymi kosztami większość lub część odbiorców.

Czy nie byłoby więc rozsądniej zrezygnować w dystrybucji z różnicowania wysokości składnika zmiennego stawki sieciowej?

## Opłaty za pobór energii biernej

Nakazane w art. 46 ust. 4 pkt 9 [11] określenie sposobu ustalania opłat za ponadumowny (większy niż w umowie) pobór energii biernej znalazło żalosne odzwierciedlenie w § 40 projektu rozporządzenia [9]. Wydawać by się mogło, że piszący o taryfikacji wielkości elektrycznych odróżnia współczynnik mocy  $\cos\varphi$  od  $\operatorname{tg}\varphi$ , którego nawet absolwent zasadniczej szkoły zawodowej o profilu elektrycznym nigdy nie nazwie współczynnikiem mocy.

Brakuje wyjaśnienia, że dodatkowe opłaty za ten ponadumowny pobór energii biernej są uzasadnione większymi stratami energii czynnej w sieciach (licząc w sposób uproszczony: o 2% przy  $\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,2$  i o 8%, przy  $\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,4$ ), a nie opłatami za regulację napięcia w systemie dystrybucyjnym.

Zasady opisane w § 40 [9] dotyczą energii biernej indukcyjnej, na co wskazują dodatnie wartości  $\operatorname{tg}\varphi$  i  $\operatorname{tg}\varphi_0$ , ale o tym nie ma żadnej wzmianki. Ilość pobranej energii biernej indukcyjnej może jednak być albo ilością wypadkową (różnicą między ilością energii biernej indukcyjnej i pojemnościowej), albo ilością samej tylko energii biernej indukcyjnej.

Nie napisano natomiast nic na temat naliczania opłaty za wprowadzanie do sieci energii pojemnościowej (opłaty za tzw. przekompensowanie). Albo więc za wprowadzanie do sieci energii biernej pojemnościowej w ogóle nie będzie naliczać się żadnych opłat, nawet gdy  $|\operatorname{tg}\varphi| > |\operatorname{tg}\varphi_0|$ , albo ten problem przeoczono.

Poruszając tematykę rozliczeń za energię bierną, wypadałoby zwrócić uwagę na kwestię, zupełnie pomijaną w taryfach. Gdyby to przedsiębiorstwo przesyłowe rozliczało dystrybutorów energii elektrycznej za ponadumowny pobór energii biernej, uwzględniając tylko przekroczenia  $\operatorname{tg}\varphi_0$ , to prawdopodobnie krytykowano by jednostronność takich rozliczeń, optując za rozliczaniem się w sposób rynkowy, czyli „w obydwie strony” – jeżeli  $\operatorname{tg}\varphi > \operatorname{tg}\varphi_0$  to płaci odbiorca, ale jeżeli  $\operatorname{tg}\varphi < \operatorname{tg}\varphi_0$  to dostawca uznaje odbiorcę energii. Ponieważ tu jednak chodzi o odbiorców końcowych, to ich zapewne wystarczy tylko dotkliwie dyscyplinować.

## Taryfikacja energii bilansującej

Projekt nowelizacji ustawy [11], w art. 9 upoważnia ministra właściwego do spraw gospodarki do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co częściowo odpowiada zakresowi dawnych „rozporządzeń przyłączeniowych”. Projekt takiego rozporządzenia [8], oprócz szumnych zapowiedzi w § 1 pkt 5, nie zawiera nic nowego, poza usankcjonowaniem funkcjonowania

rynku bilansującego OSP, co zresztą wcześniej już nastąpiło w ostatniej edycji „rozporządzenia przyłączeniowego” [7].

Nie wdając się w ocenę szczegółową zawartości § 13 i 14 projektu rozporządzenia [8], wypada zasygnalizować błędną definicję umowy sprzedaży energii elektrycznej w art. 5 ust. 2 projektu nowelizacji ustawy [11]. Trzeba rozróżniać: umowę sprzedaży (dotyczącą warunków sprzedaży energii elektrycznej czynnej odbiorcy uprawnionemu przez wytwórcę lub przedsiębiorstwo obrotu), umowę przesyłową lub dystrybucyjną (dotyczącą warunków świadczenia usługi przesyłowej lub dystrybucyjnej) i umowę sprzedaży energii elektrycznej zawierającą postanowienia umowy przesyłowej lub dystrybucyjnej, w art. 5 ust. 3 [11] nazwaną „umową kompleksową”. Zamieszczone w [7] poprawne definicje umów, w projekcie nowego rozporządzenia [8] zostały pominięte.

Problemem w rozliczaniu energii bilansującej nie są jednak rozliczenia na hurtowym rynku bilansującym, a rozliczenia z podmiotami o zapotrzebowaniu godzinowym rzędu od kilku kilowatogodzin do kilku megawatogodzin. Próby dostosowania do ich potrzeb rynku bilansującego *PSE-Operatora*, poprzez rejestrowanie zgłoszeń umów sprzedaży energii w kilowatogodzinach, nie mają – jak się wydaje – większego sensu. Trzeba by bowiem zmieniać zasady obrotu na rynkach spot, na których zawiera się transakcje tylko w megawatogodzinach. Dylemat stanowi natomiast stosowanie megawatogodzin dla ilości energii deklarowanej, a kilowatogodzin dla ilości energii rzeczywistej. Nie jest to kłopotliwe dla jednostek grafikowych, które zgłaszają po około 50 MWh w poszczególnych godzinach, bo ich odchylenia, spowodowane zaokrągleniem, rozliczane są wtedy po jednolitej cenie rozliczeniowej odchylenia, co w przypadku niedokontraktowania może być nawet opłacalne dla odbiorcy.

Odbiorcom uprawnionym o zapotrzebowaniu godzinowym rzędu od kilku kilowatogodzin do kilku megawatogodzin nie może opłacić się instalowanie drogiego układu rozliczeniowo-pomiarowego, nawet gdyby mogli zgłaszać grafiki swego zapotrzebowania w kilowatogodzinach. Trzeba sobie jednak zdawać sprawę z tego, że już za dwa lata (od 1 lipca 2007 r.) wszyscy odbiorcy energii elektrycznej staną się odbiorcami uprawnionymi. Nie łudząc się, że do tego czasu zostaną wynalezione jakieś bardzo tanie układy pomiarowo-rozliczeniowe, identyfikujące godzinowe przepływy energii, trzeba już teraz przystąpić do opracowania zasad taryfikacji energii bilansującej w oparciu o standardowe charakterystyki zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej. W dobrym kierunku zmierzają więc prace prowadzone w *PTPIREE* [5], dotyczące założeń procedur rozliczania energii bilansującej, wykorzystujących tzw. standardowe krzywe obciążeń. Trzeba tylko żałować, że nie mogą z tych procedur już teraz korzystać odbiorcy uprawnieni.

## Podsumowanie

Nie próbując nawet uogólniać przedstawionych w artykule poglądów na temat obiektywnej, niedyskryminującej odbiorców taryfikacji energii elektrycznej i elektroenergetycznych usług dystrybucyjnych, chciałoby się wierzyć, że wdrażanie Dyrektywy [2] nie zakończy się na nowelizacji rozporządzenia taryfowego [6] i że przy opracowywaniu metodyki taryfikacji nie zostanie przeoczony banalny truizm, że za wszystko co się dzieje w elektroenergetyce płacą odbiorcy.



A odbiorcom nie jest zupełnie wszystko jedno, czy każdy z nich ponosi konsekwencje finansowe tylko kreowanych przez siebie kosztów, czy wszyscy razem mają złożyć się na tyle, ile wynika z dopuszczonego przez Prezesa URE poziomu cen wskaźnikowych. Jeżeli regulacja ograniczy się tylko do cen wskaźnikowych, to będzie to oznaczać akceptację manipulacji taryfowych.

#### LITERATURA

- [1] Agencja Rynku Energii SA: Ocena strat energii elektrycznej oraz różnic bilansowych w sieciach spółek dystrybucyjnych. Warszawa, maj 2004
- [2] Dyrektywa Unii Europejskiej 2003/54/EC w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej. *Fakty Dokumenty*, nr 3/2003 (31)
- [3] *EM&CA-WINUEL*: Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej. 2003
- [4] Majka K.: Terminologia rynku energii elektrycznej – zagadnienia wybrane. [w:] Materiały XI Konferencji Naukowo-Technicznej „Rynek Energii Elektrycznej: Bezpieczeństwo energetyczne Polski w strukturze Unii Europejskiej”. Kazimierz Dolny, 25–27 kwietnia 2005
- [5] Opis założeń będących podstawą procedury zmiany sprzedawcy przez odbiorców końcowych rozliczanych za pomocą standardowych krzywych obciążeń. Projekt przygotowany przez Zespół *PTPIREE* ds. procedury zmiany sprzedawcy, 27 lutego 2004

- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dz. U. Nr 105, poz. 1114
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci. Dz. U. z 2005 r. Nr 2 poz. 6
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia ... w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Załącznik do projektu [11]
- [9] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia ... w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Załącznik do projektu [11]
- [10] Taryfa dla energii elektrycznej PSE-Operator SA. *Biuletyn Branżowy URE – Energia elektryczna* Nr 58/2004 (393)
- [11] Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy – *Prawo energetyczne* oraz ustawy – *Prawo ochrony środowiska*. Dz. U. Nr 62 poz. 552
- [12] Wilczyński A.: Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego sterowania zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną. Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, 1990



Joanna Dylejko<sup>1)</sup>

Stowarzyszenie na Rzecz Gospodarki Energetycznej Polski

## Kooperacja i konflikty w relacjach między uczestnikami światowego rynku ropy naftowej

Stowarzyszenie na Rzecz Gospodarki Energetycznej Polski powstało w 1991 r. Siedziba Stowarzyszenia mieści się w Gliwicach na Politechnice Śląskiej, a Zarząd i Skarbnik urzędują w Politechnice Gdańskiej. Celem działania Stowarzyszenia jest tworzenie nieformalnego forum osób mających wpływ na gospodarkę energetyczną Polski, utrzymywanie kontaktów z IAEE (International Association for Energy Economics), przy którym Stowarzyszenie jest afiliowane, współorganizowanie i udział w konferencjach dotyczących problemów energetycznych, prowadzeniu naukowej dyskusji i wymianie informacji na temat aktualnych problemów gospodarki energetycznej. W skład władz Stowarzyszenia wchodzi w bieżącej kadencji: Tadeusz Soroka (Prezes), Waldemar Kamrat (Wiceprezes ds. organizacji), Henryk Kaproń (Wiceprezes ds. publikacji i konferencji), Joanna Dylejko (Sekretarz i Skarbnik) oraz członkowie Zarządu: Zbigniew Mantorski, Jan Norwisz, Andrzej Ziębik. W skład Komisji Rewizyjnej Stowarzyszenia wchodzi: Ryszard Frydrychowski, Cezary Holdenmayer, Ludwik Kowalski. Do istotniejszych wydarzeń w życiu Stowarzyszenia w ostatnich latach zaliczyć można:

- udział w konferencji i obradach prezesów europejskich filii IAEE w Bergen we wrześniu 2000 r.
- współorganizacja konferencji energetyków przemysłu chemicznego w Katowicach w czerwcu 2001 r.
- zorganizowanie forum dyskusyjnego nt. efektywności inwestowania w sektorze energii, w Gdańsku w kwietniu 2002 r.
- udział w 26. międzynarodowej konferencji IAEE w Pradze 4–7 czerwca 2003 r. *New Challenges for Energy Decision Makers*.

Redakcja

Współpraca pomiędzy producentami ropy naftowej pozostaje pod znacznym wpływem zachowania pozostałych uczestników światowego rynku surowca. Siła rynkowa jest zasadniczą kwestią dla zrozumienia wpływu zachowania pozostałych „graczy” na swobodę działania producentów tego surowca.

<sup>1)</sup> Joanna Dylejko, mgr, Sekretarz Stowarzyszenia na Rzecz Gospodarki Energetycznej Polski, Naczelnik Oddziału w Gdańsku, *Fortis Bank Polska SA*, członek International Association for Energy Economics. Absolwentka Szkoły Głównej Handlowej w Warszawie oraz Katolickiego Uniwersytetu Lubelskiego. Hobby: akwaryjka, trekking, muzyka; e-mail: joanna.dylejko@fortisbank.com.pl

Pojęcie *siła rynkowa* jest definiowane jako „zdolność pojedynczych podmiotów (nabywców/sprzedawców) lub ich grupy do wpływania na kształtowanie się cen produktów lub usług, które stanowią przedmiot ich działalności. Rynek, na którym panuje konkurencja doskonała, pozostaje w stanie równowagi” [8]. Przyjmując, że różne grupy uczestników dążące do zwiększenia swej siły rynkowej zmagają się do sterowania cenami w kierunku osiągnięcia własnych korzyści, dowieść można, że dystrybucja siły rynkowej pociąga za sobą również podział zysku monopolowego.