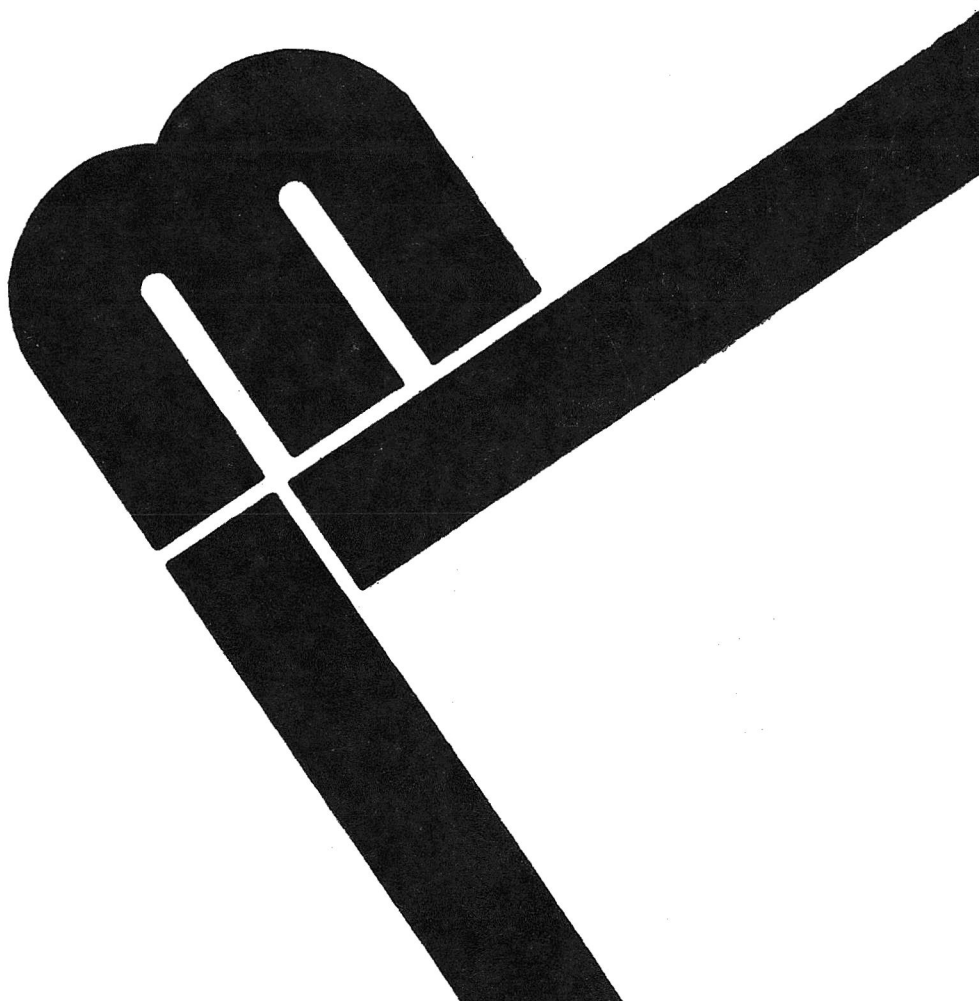

Artur Wilczyński

**Systemy taryfowe jako narzędzie ekonomicznego
sterowania zapotrzebowaniem na moc
i energię elektryczną**

Wrocław 1990



PRACE NAUKOWE POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ

Scientific Papers of the Institute of Electric Power Engineering
No. 85 of the Technical University of Wrocław No. 85

Monographs No. 25 1990

Artur WILCZYŃSKI

Tariff systems as an instrument of economic control
of electrical load

Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki
Politechniki Wrocławskiej

85

Seria:
Monografie

25

Artur Wilczyński

**Systemy taryfowe
jako narzędzie ekonomicznego
sterowania zapotrzebowaniem
na moc i energię elektryczną**



Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej · Wrocław 1990

Recenzenci

Ber HAUS

Jan POPCZYK

Redaktor naukowy

Jacek MAŁKO

Opracowanie redakcyjne

Janina SURMACZYŃSKA

Korekta

Barbara WACHOWSKA

© Copyright by Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1990

WYDAWNICTWO POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

ISSN 0324-976X

Nakład 150+70 egz. Ark. wyd. 9. Ark. druk. 7. Papier offset. kl. III, 70 g, B1.
Oddano do druku w czerwcu 1990 r. Druk ukończono w czerwcu 1990 r.
Zakład Graficzny Politechniki Wrocławskiej. Zam. nr 827/90.

*Systemy taryfowe,
funkcja informacyjna taryf*

Artur WILCZYŃSKI*

SYSTEMY TARYFOWE JAKO NARZĘDZIE EKONOMICZNEGO STEROWANIA ZAPOTRZEBOWANIEM NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Ważną rolę w sterowaniu zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną odgrywają środki ekonomiczne, a wśród nich system taryfowy. Wiąże się to z właściwą realizacją funkcji informacyjnej taryf, która jest przedmiotem rozważań w monografii. Rola tej funkcji jest przez autora rozumiana jako odpowiednie oddziaływanie, zarówno na odbiorców, jak i na dostawców energii elektrycznej. U odbiorców taryfy powinny stymulować racjonalne i oszczędne użytkowanie energii elektrycznej oraz wyrównany przebieg obciążenia, natomiast oddziaływanie na dostawców jest związane z wymuszaniem odpowiedniej niezawodności dostawy energii i jej właściwą jakością. Omówiono metody ekonometryczne badania reakcji odbiorców na propozycje taryfowe oraz rezultaty ich aplikacji, uzyskane przez autora oraz badaczy zagranicznych. Analiza tych rezultatów pozwoliła na identyfikację czynników wpływających na zachowanie się odbiorców energii. Wskazano na kierunki rozwoju systemów taryfowych oraz przedstawiono propozycje metod takiego kształtowania taryf, które lepiej mogłyby wypełniać funkcję informacyjną, w tym metodę ustalania stawek taryfowych, nowy sposób rozliczeń za energię bierną. Zaproponowano metody uwzględnienia w systemie taryfowym niezawodności dostawy oraz scharakteryzowano problem odpowiedzialności finansowej dostawcy za złą jakość energii.

1. WSTĘP

Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną wykazuje tendencję rosnącą, a także wahania cykliczne, na które nakładają się fluktuacje przypadkowe. Wymusza to na dostawcy natychmiastową reakcję na wszelkie zmiany obciążenia, co w konsekwencji implikuje zwiększenie kosztów dostawy energii oraz ich zmienność w czasie. Minimalne koszty występują wtedy, gdy obciążenie ma przebieg wyrównany.

* Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

Znaczącą rolę w sterowaniu zapotrzebowaniem na moc i energię elektryczną odgrywają środki ekonomiczne, a wśród nich system taryfowy. Powinien on stymulować wyrównany przebieg obciążenia, a w pewnych przypadkach nawet bezpośrednio wpływać na poziom zużycia energii elektrycznej. Przyniosłoby to znaczne oszczędności eksploatacyjne oraz kapitałowe w energetyce.

Przedmiotem rozważań w niniejszej pracy jest rola systemu taryfowego w sterowaniu obciążeniem elektrycznym. Przez pojęcie sterowania rozumie się świadome oddziaływanie na podmioty rynkowe, to znaczy takie, które w wyniku dałoby pożądany przebieg obciążenia elektrycznego. Wymuszanie odpowiedniego sposobu użytkowania energii elektrycznej wywołuje u odbiorców pewien dyskomfort, związany z koniecznością ograniczenia jej zużycia w określonych okresach. Pewną jego rekompensatę mogłyby stanowić: lepsza jakość energii elektrycznej, pewność jej dostawy i niższa cena. To właśnie powinno być wynikiem oddziaływania taryf na drugi podmiot rynkowy, czyli dostawcę. Interes tych obu podmiotów powinien być uwzględniony w kształtowaniu systemu taryfowego. Nie można także tutaj pominąć władzy gospodarczej kraju, która decyduje o kierunku polityki gospodarczej, w tym także o kształtowaniu bilansu paliwowo-energetycznego.

Wymienione tutaj zadania taryf związane są z realizacją tzw. funkcji informacyjnej systemu taryfowego. Ocena realizacji tej funkcji oraz metody jej poprawy są przedmiotem rozważań w niniejszej pracy.

W literaturze nie ma całościowego ujęcia zagadnień taryfowych, a przede wszystkim wiążących się z ich rolą w procesie sterowania obciążeniem elektrycznym, czy też w kształtowaniu zachowania się podmiotów rynkowych. W publikacjach, i to głównie z ostatniego dziesięciolecia, spotyka się przyczynkowe potraktowanie tych problemów. Lukę tą częściowo wypełnia niniejsza praca.

W rozdziale 2 pracy omówiono podstawowe funkcje systemu taryfowego, wyróżniając funkcję dochodową, informacyjną oraz rozliczeniową.

Charakterystyce taryf oraz czynnikom decydującym o ich strukturze wewnętrznej poświęcono rozdział 3. Omówiono w nim podstawowe rodzaje taryf i ich cechy, przy czym najwięcej uwagi poświęcono sile oddziaływania na użytkowników energii elektrycznej. Ponadto przedstawiono tendencje rozwojowe zagranicznych systemów taryfowych. Zarysowują się w nich dwa podstawowe kierunki rozwoju: jeden prowadzący do samofinansowania się elektroenergetyki, drugi polegający na wzmocnieniu siły oddziaływania taryf na odbiorców energii.

W rozdziale 4 przedstawiono kierunki rozwojowe krajowego systemu taryfowego. Omówiono rolę państwa w kształtowaniu systemu taryfowego,

konkludując, że jego ingerencja jest niezbędna, ale jedynie w zakresie kontroli przyrostu średniej ceny energii elektrycznej. Ingerencję tą uzasadnia monopolistyczna pozycja elektroenergetyki, aspekt społeczny wynikający z roli jaką odgrywa energia elektryczna w gospodarce narodowej oraz znaczenie społeczne polegające na pogłębiającym się uzależnieniu społeczeństwa od tej energii. Taka kontrola państwa wynika także z konieczności realizacji celów polityki gospodarczej. W rozdziale czwartym zaproponowano schemat funkcjonalny kształtowania cen i taryf oraz metody wyznaczania stawek taryfowych. Podstawą przy ich określaniu powinny być wyniki obserwacji reakcji odbiorców energii elektrycznej na zmiany taryfowe. Taka obserwacja powinna być wykonywana w sposób ciągły, co umożliwiłoby bieżącą ocenę realizacji funkcji informacyjnej taryf.

Badaniu oddziaływania taryf na odbiorców poświęcono rozdział 5. Scharakteryzowano w nim metody ekonometryczne oceny wpływu taryf na proces zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Dotyczą one na ogół szacowania elastyczności cenowej zużycia energii, w tym również takich postaci, które umożliwiają analizę oddziaływania stawek taryfowych na pobór energii w różnych przedziałach czasu. W tym celu autor zaproponował m.in. zastosowanie tzw. wskaźnika elastyczności relatywnej. Przeprowadzono analizę rezultatów oszacowań wskaźników elastyczności, uzyskanych przez różnych autorów, co pozwoliło na identyfikację czynników, od których one zależą. Wyniki badań krajowego systemu taryfowego pozwoliły ponadto na identyfikację czynników wpływających destrukcyjnie na pożądaną reakcję odbiorców w zakresie użytkowania energii.

W rozdziale 6 zawarto analizę zmian zużycia energii biernej oraz charakterystykę roli jaką odgrywają tutaj rozliczenia taryfowe. Zaproponowano nową metodę rozliczeń, która jest łatwiejsza w zastosowaniu od obecnie używanej i ma większą siłę oddziaływania na odbiorców.

W rozdziale 7 scharakteryzowano oddziaływanie cennika energii elektrycznej na jej dostawcę. Zaproponowano metody i uzupełnienia w cenniku, które wymuszałyby bezprzerwowe dostarczanie energii elektrycznej. Wskazano również na konieczność uwzględnienia jakości energii w procesie rozliczeń za jej pobór.

W załączniku omówiono wyniki analizy skutków wprowadzenia taryfy AO, która może być stosowana na podstawie umowy indywidualnej zawieranej pomiędzy dostawcą i odbiorcą przemysłowym (załącznik 2). W załączniku 3 przedstawiono metodę obliczania odchyłeń współczynnika $\tan \phi$ przy zmianach częstotliwości, które mogą wystąpić w systemie. Wpływają one na rozliczenia odbiorców za pobór energii biernej.

Niektóre rozwiązania przedstawione w pracy stanowią wynik współpracy z dr T. Kalinowskim z CNPAE IASE - Wrocław, z dr A. Łuczkiwiczem i dr A. Serwinem z Zakładu Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Poli-

techniki Wrocławskiej oraz z doc. dr. hab. E. Nowakiem z Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, za co autor składa tu podziękowanie. Dotyczy to zagadnień związanych z uwzględnieniem pewności dostawy energii elektrycznej w cenniku oraz przeprowadzenia badań ankietowych na temat oceny funkcjonowania systemu taryfowego. Panu dr T. Kalinowskiemu autor pragnie w tym miejscu wyrazić swoją wdzięczność za zainspirowanie tematyką taryfową oraz za dyskusję szeregu problemów poruszanych w monografii.

2. TARYFY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ŚWIEŁLE TEORII CEN

2.1. Uwagi wstępne

Klasyczna definicja, traktująca cenę jako pieniężny wyraz wartości towaru, nie ma praktycznego zastosowania [143], [161]. Będąc jednym z podstawowych elementów rynku, powinna wpływać na funkcjonowanie tego rynku, w szczególności na zachowanie się jego podmiotów. Aby wpływ ten mógł się urzeczywistnić, najczęściej wartości cen różnią się od wartości towarów. W celu osiągnięcia reakcji na ceny zgodnej z interesem społecznym powinny one właściwie pełnić należne im funkcje. W przeciwnym przypadku będą jedynie quasi cenami.

Ceny z racji swojej natury są wielkością wielofunkcyjną, przy czym oddzielenie jednej funkcji od drugiej jest jedynie zabiegiem teoretycznym. Autorzy publikacji dostrzegają różne funkcje cen [39], [99], [110], [115], [116], [132], [143], [158], [161], [187], [199], niektórzy z nich wymieniają tylko dwie podstawowe, inni zaś znacznie więcej. Trudno opowiedzieć się za którąkolwiek klasyfikacją, tym bardziej że nie stosuje się jednolitej terminologii dla określenia tych samych funkcji. Przy skomasowanym podziale wyodrębnia się tylko funkcję dochodową i rachunkową [158] lub równowagi podaży z popytem i weryfikacji poniesionych nakładów [199]. Według innej klasyfikacji wyodrębnia się funkcję informacyjną i rozdzielną [115], [116].

Szczegółowsze ujęcie tego zagadnienia przedstawiono w pracy [187], w której wymienia się sześć funkcji: dochodową makroekonomiczną, dochodową mikroekonomiczną, informacyjną (rachunkową), równowążącą (dystrybucyjną), bilansującą popyt z podażą), stymulacyjną i redystrybucyjną.

Szczególną rolę w gospodarce i funkcjonowaniu rynku odgrywają dwie funkcje cen: dochodowa oraz informacyjna [110].

Funkcja dochodowa cen polega na oddziaływaniu na dochody poszczególnych podmiotów rynkowych, znajdujących się zarówno po stronie podaży, jak i popytu. Często określa się ją jako funkcję zasileniową, z racji dostarczania środków pieniężnych państwu i przedsiębiorstwom.

Funkcja informacyjna cen, nazywana również rachunkową, pozwala na prowadzenie rachunku ekonomicznego podmiotom rynkowym. Cena bowiem umożliwia porównania wartości różnych towarów, pozwala na wartościowe wyrażenie składników kosztów oraz efektów. Ceny poprzez swój poziom i relację do cen innych towarów są środkiem informacji również dla konsumentów, którzy podejmują decyzje co do ilości i struktury zakupów. Poprzez informowanie cena stymuluje u producentów odpowiednią strukturę produkcji przemysłowej, u konsumentów zaś strukturę zakupów. Dając informację fałszywą, oddziałowuje niewłaściwie na podmioty rynkowe. Cena spełnia odpowiednio funkcję informacyjną, gdy wiarygodnie informuje producenta o potrzebach konsumpcyjnych rynku, natomiast konsumenta o kosztach społecznych produkcji. Jednakże często ze względów stymulacyjnych, jak wspomniano wcześniej, cena nie odzwierciedla tych kosztów. Jest to zamierzone odchylenie cen od wartości towaru. Z tym procesem wiąże się tzw. funkcja redystrybucyjna cen, czyli wykorzystywanie ich do wtórnego podziału dochodu narodowego pomiędzy poszczególne grupy ludności. Jeśli takie ograniczanie funkcji informacyjnej jest utrzymywane przez dłuższy okres, uniemożliwia to poprawne gospodarowanie wszystkim podmiotom rynkowym.

W obrębie każdej funkcji cen może istnieć wiele zadań do spełnienia, które określają cel i sposób wykorzystania cen [129], [131]. Zadania te są więc pojęciem węższym niż funkcje. Mogą one być zmienne w czasie i uzależnione od polityki gospodarczej danego kraju.

Spśród wielu wymienionych w literaturze funkcji cen jedynie dochodowa i informacyjna mają charakter obiektywny [116], pozostałe są właściwie zadaniami. Uwagi te można również odnieść do cen energii elektrycznej.

Użytkownicy energii elektrycznej są rozliczani na podstawie taryf, charakteryzujących się mniej lub bardziej złożoną strukturą. Zbiór tych taryf razem z przepisami zamieszczony jest w cenniku energii elektrycznej [34-37]. Poszczególne taryfy, a w rezultacie również cały cennik, muszą także realizować podstawowe funkcje cen. Dualistyczne ujęcie funkcji cen, sprowadzające się do funkcji dochodowej i informacyjnej, należałoby jeszcze rozszerzyć o tzw. rozliczeniową [71], [203], [209]. Charakterystyce funkcji systemu taryfowego poświęcono rozdział 2.2.

2.2. Funkcje systemu taryfowego

2.2.1. Funkcja dochodowa

Funkcja dochodowa systemu taryfowego polega na zapewnieniu elektroenergetyce przychodów pokrywających z nadwyżką koszty własne działalności, a więc ponoszone na wytwarzanie, przesył, rozdział i sprzedaż ener-

gii elektrycznej odbiorcom, zakup energii zagranicą i inne. Zadaniem taryf jest zatem, oprócz zwrotu kosztów bieżących, osiągnięcie nadwyżki akumulacyjnej, umożliwiającej sfinansowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego, co zgodnie z zaleceniami UNIPED [126] leży w długofalowym interesie całego społeczeństwa.

Funkcja dochodowa w różnym stopniu realizowana jest w poszczególnych krajach. Z przeprowadzonych analiz wynika, że w krajach socjalistycznych zadanie samofinansowania elektroenergetyki nie jest spełniane, w przeciwieństwie do zachodnich [83]. W naszym kraju akumulacja umożliwia sfinansowanie jedynie części potrzeb rozwojowych elektroenergetyki [64], [98], [124]. Rozwój opiera się w zasadzie na dotacjach państwowych. Niewkalkulowanie w cenę kosztów na rozwój powoduje tylko częściową realizację funkcji dochodowej, a w konsekwencji marnotrawstwo energii.

2.2.2. Funkcja informacyjna

Realizacja funkcji informacyjnej sprowadza się do informowania odbiorców o możliwościach substytucyjnych energii elektrycznej i jej dostępności, a także o zmianie kosztów jej dostawy w czasie. Podstawowe zadania taryf sprowadzają się do stymulowania u odbiorcy:

- odpowiedniego kształtowania krzywej obciążenia,
 - modernizacji urządzeń odbiorczych i technologii przemysłowych w kierunku zmniejszenia energochłonności,
 - produkcji odbiorników energii elektrycznej cechujących się niskim jej zużyciem,
- czyli do racjonalnego i oszczędnego zużycia energii elektrycznej.

Z funkcją informacyjną związana jest w dużym stopniu funkcja równoważąca taryf. Ma ona szczególne znaczenie w warunkach deficytu mocy oraz energii elektrycznej.

Równocześnie taryfy powinny oddziaływać na dostawcę. Może to odbywać się poprzez informowanie go o wielkości strat spowodowanych dostarczaniem energii o złej jakości lub przerwami w dostawie [203]. Dostawcę należy obciążyć stratami, które wynikają z jego winy. W innym przypadku dostawcę trzeba zobowiązać do odszukania właściwego "winowajcy", który wypłaciłby odszkodowania poszkodowanemu.

Urzeczywistnienie wszystkich zadań nakreślonych w ramach funkcji informacyjnej może nastąpić tylko przy współudziale odpowiednich organów rządowych i innych wyspecjalizowanych instytucji. Jednocześnie wiele warunków musi zostać spełnionych, aby system taryfowy mógł we właściwym kierunku stymulować zachowanie się poszczególnych podmiotów rynkowych. Na szczególną uwagę zasługuje tutaj:

- odpowiedni poziom ceny wymuszający oszczędzanie energii elektrycznej,
- istnienie motywacji do ograniczania zużycia energii elektrycznej (np. system ekonomiczny premiujący zakłady przemysłowe oszczędzające energię, nagrody dla pracowników zakładów przemysłowych, którzy przyczyniają się do oszczędności energii lub kary za niedotrzymanie warunków taryfowych),
- stosowanie środków preferujących działalność producentów, którzy wprowadzają nowe, energooszczędne technologie czy też produkują urządzenia elektryczne charakteryzujące się mniejszą energochłonnością (np. ulgi podatkowe),
- prowadzenie doradztwa (konsultacji) o sposobach i możliwościach oszczędzania energii.

Dotychczasowa polityka taryfowa w naszym kraju, dotycząca energii elektrycznej (a także pozostałych nośników energetycznych), nie mobilizowała użytkowników do racjonalnego i oszczędnego jej zużycia. Szczególnie niekorzystną rolę pełni tutaj funkcja socjalna (ulgi lub obniżenia ceny poniżej kosztów własnych) stosowana w Polsce w odniesieniu do odbiorców domowych i rolnictwa.

Praktyczne wykorzystanie właściwości stymulacyjnych cennika napotykało u nas na wiele oponentów. Niedocenianie funkcji informacyjnej było przyczyną, że przez wiele lat nie prowadzono prac nad właściwą strukturą taryf. W efekcie stwierdza się nieprawidłowe relacje cen i stawek taryfowych energii elektrycznej, sztuczną jej taniość i nadmierną energochłonność we wszystkich dziedzinach gospodarki.

2.2.3. Funkcja rozliczeniowa

Funkcja rozliczeniowa sprowadza się do właściwej formy i poprawnych zasad rozliczeń między dostawcą i odbiorcą za dostarczoną energię elektryczną [71], [209]. Ze względu na specyfikę towaru, jakim jest energia elektryczna, jej cena musi mieć charakter wieloparametrowy. Dlatego odbiorcy rozliczani są według taryf zawierających odpowiednie stawki za moce i energie, przy czym uwzględnia się tutaj również czynnik czasowy. W strukturze systemu taryfowego przewiduje się podział odbiorców na różne grupy, które są rozliczane według odpowiednich taryf. Ponadto cennik energii elektrycznej musi zawierać wiele przepisów, informacji i wyjaśnień. To wszystko sprawia, że jest on złożonym aktem prawnym. Cennik wprowadzony w 1984 roku [36] oraz następne jego edycje, należy ocenić pozytywnie z punktu widzenia realizacji funkcji rozliczeniowej [107]. W dużym stopniu wyeliminował on wiele nieścisłości związanych z interpretacją przepisów zawartych w cenniku oraz z lukami ist-

niejącego w tych przepisach¹⁾. Niektóre zmiany w tekście cennika, eliminujące niejasności w rozliczeniach odbiorców zasilanych wielostronnie, przedstawiono w pracy [79]. Natomiast w pracy [82] zaproponowano zmiany w zawieraniu umów specjalnych z odbiorcami przemysłowymi, które eliminowałyby dotychczasowe błędy [80].

Właściwa realizacja funkcji rozliczeniowej taryf pozostaje w ścisłym związku z rodzajem stosowanej aparatury pomiarowo-rozliczeniowej oraz z systemem przeprowadzania odczytów tej aparatury i rozliczeń odbiorców za pobór energii elektrycznej. W procesie rozliczeń w Polsce szerokie zastosowanie mają systemy informatyczne, np. system ZBYT, wykorzystywany dla tzw. odbiorców drobnych (np. domowi). System ten, służący do rozliczeń w cyklu rocznym, niekorzystnie wpływa na realizację funkcji informacyjnej, ponieważ odbiorca ze znacznym opóźnieniem (wielomiesięcznym) odczuwa skutki zmiany ceny energii elektrycznej [108], o czym będzie mowa w rozdziale 3.5. Wady tej pozbawiony jest system rozliczeń odbiorców przemysłowych, dla których cykl obrachunkowy wynosi jeden miesiąc. Taryfy stosowane dla dużych odbiorców przemysłowych wymagają użycia złożonej aparatury pomiarowej, której najnowsze konstrukcje zawierają mikrokomputery [18], [56], [57], [176], [208].

Pomimo wielu pozytywnych zmian wprowadzonych od 1984 r. polski system taryfowy nie realizuje w stopniu dostatecznym swoich funkcji.

3. CHARAKTERYSTYKA TARYF ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Czynniki kształtujące strukturę systemu taryfowego

Podstawową przesłanką kształtowania struktury systemu taryfowego oraz struktury wewnętrznej taryf jest klasyfikacja odbiorców. Ponadto występuje wiele innych czynników odgrywających istotną rolę w budowie struktur taryfowych. Powoduje to duże zróżnicowanie taryf w poszczególnych krajach, a niekiedy wystąpienie nawet różnic regionalnych w ich strukturze oraz w poziomie stawek (szerzej na ten temat w rozdz. 3.3). Spośród czynników wpływających na silne zróżnicowanie taryf należy wymienić:

- warunki naturalne (klimat, zasoby surowców energetycznych i związana z nimi struktura elektrowni),
- struktura gospodarcza i społeczna kraju,

¹⁾ Między innymi zawiera on: definicje pojęć, nową klasyfikację odbiorców i ceny bardziej adekwatne do kosztów dostawy energii, uzależnienie stawek taryfowych od liczby źródeł zasilania, stawki za działalność usługową dostawcy, możliwość umów indywidualnych między dostawcą i odbiorcą, nowy sposób rozliczeń za energię bierną.

- uwarunkowania ustrojowe i związana z tym częściowo regulacja prawną oraz stosunki własnościowe w energetyce,
- wyposażenie odbiorców w odbiorniki i ich struktura,
- tradycyjne ukształtowanie taryf i przyzwyczajenia dostawców i odbiorców,
- ukształtowanie krzywej obciążenia krajowego lub regionalnego systemu elektroenergetycznego,
- wrażliwość gospodarki danego kraju na wahania cen paliw i surowców energetycznych na rynku światowym i wewnętrznym,
- postęp techniki pomiarowej i rozliczeniowej,
- dominacja określonych doktryn kształtujących politykę taryfową w danym kraju lub w przedsiębiorstwie energetycznym.

Wpływ ostatniego czynnika na rozwój systemów taryfowych i poziom cen jest bardzo duży. Jedną z najbardziej niebezpiecznych jest doktryna tzw. taniej energii elektrycznej, szczególnie rozpowszechniona w krajach socjalistycznych, a do niedawna także w Wielkiej Brytanii. Stosowanie jej spowodowało z jednej strony brak samowystarczalności finansowej elektroenergetyki, z drugiej zaś marnotrawstwo energii elektrycznej.

Rolę najistotniejszych czynników w tworzeniu i rozwoju taryf omówiono w dalszej części niniejszego rozdziału.

3.2. Klasyfikacja odbiorców energii elektrycznej

Taryfy mogą właściwie oddziaływać na odbiorców jedynie wówczas, gdy będą dostosowane do charakterystyki odbioru. Za najważniejsze w procesie tworzenia systemu taryfowego należy uznać następujące kryteria podziału odbiorców [85]:

- a) wartość pobieranej mocy w szczycie obciążenia lub energii elektrycznej w jednostce czasu,
- b) czas użytkowania mocy szczytowej,
- c) koszt dostarczania 1 kW·h (związany z odległością zasilania, poziomem napięcia znamionowego sieci zasilającej itp.),
- d) rodzaj odbiorców (przeznaczenie energii): przemysł, rolnictwo, handel, lokale niemieszkalne, gospodarstwa domowe itp.,
- e) charakterystyka odbioru energii:
 - odbiorcy stali i sezonowi,
 - odbiorcy mający wyrównany lub niewyrównany wykres dobowego obciążenia.

Kryterium d) nie wykazuje cech obiektywności, a wręcz odwrotnie jest sprzeczne z zasadą odzwierciedlenia przez ceny energii kosztów dostawy. Mimo to znajduje zastosowanie w kształtowaniu struktur taryfowych wielu krajów. Pozostałe kryteria mają charakter techniczny i są

najważniejsze z punktu widzenia celów i funkcji, jakie ma spełniać taryfa.

Za podstawę w tworzeniu taryf powinno wybrać się kryterium a). Natomiast przy uwzględnieniu kryterium c) można budować różne odmiany taryfy głównej, charakteryzujące się jednakową strukturą opłat, lecz różnymi wysokościami stawek. Odbiorców (odbiorcy) nietypowych można by rozliczać przy zastosowaniu taryf specjalnych, adekwatnych do charakteru zmian poboru mocy. Przykładem mogą tutaj być zakłady przemysłowe pracujące sezonowo, oświetlenie ulic czy trakcja elektryczna. Propozycję systemu taryfowego składającego się z taryf podstawowych, utworzonych na bazie kryterium rocznej wartości zużycia energii elektrycznej, przedstawiono w pracach [136], [89].

3.3. Koszty jako podstawa ustalania ceny energii elektrycznej oraz kształtowania struktury taryf

W literaturze ekonomicznej wyróżnia się trzy podstawowe metody ustalania cen towarów, mianowicie: kosztowa, relacji i popytowo-podażowa [51], [53], [110], [117], [136], [162], [165], [199].

Metoda kosztowa polega na oparciu cen na ponoszonych kosztach własnych produkcji, powiększonych o odpowiednie narzuty zysku, stawki podatku obrotowego lub marż hurtowych i detalicznych. Można tu bazować na kosztach bieżących produkcji lub też kosztach krańcowych, które interpretuje się jako przyrost kosztów całkowitych wynikających z przyrostu wartości produkcji o jednostkę. Jeśli koszty produkcji (K) są funkcją rozmiarów produkcji (x), to koszty przeciętne (K_p) w jednostce czasu wynoszą

$$K_p = \frac{K(x)}{x} \quad (3.1)$$

natomiast koszty krańcowe (K_k), przy założeniu ciągłości funkcji kosztów całkowitych, wyraża ich pierwsza pochodna

$$K_k = \frac{dK(x)}{dx} \quad (3.2)$$

W sytuacji, w której występuje silna inflacja koszty krańcowe nie znajdują praktycznego zastosowania.

Metoda relacji ustalania cen nawiązuje do cen innych, podobnych towarów. Szczególne znaczenie mają tutaj relacje pomiędzy cenami substytutów danych towarów, np. różnymi nośnikami energii.

Metoda popytowo-podażowa polega na ustalaniu cen na poziomie dopasowującym rozmiary popytu do podaży.

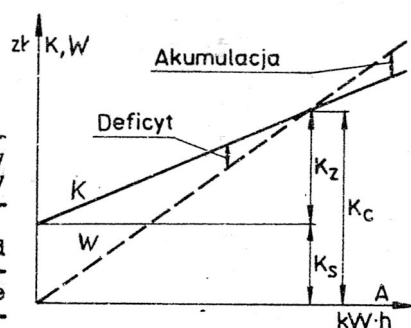
Niektórzy autorzy wskazują na jeszcze jeden sposób postępowania, a mianowicie zachowanie relacji do cen światowych, np. w [53].

Podstawą konstruowania taryf energii elektrycznej jest zasada kosztowa, która, jak wspomniano wcześniej (rozdz. 2.2.1), realizuje się w poszczególnych krajach w różnym stopniu. Przeciętną cenę energii elektrycznej (p_e) można wyrazić jako sumę trzech jednostkowych składników kosztu: kosztu zmiennego (k_z), kosztu stałego (k_s) i akumulacji brutto, która obejmuje amortyzację, koszt reprodukcji rozszerzonej oraz narzut na płace (a_b)¹⁾

$$p_e = k_z + k_s + a_b \quad (3.3)$$

Przeciętna cena energii elektrycznej może być wykorzystywana w wyznaczaniu bilansu finansowego elektroenergetyki, a więc i w procesie weryfikacji m.in. funkcji dochodowej. Konstrukcja struktury systemu taryfowego, łącznie ze strukturą wewnętrzną taryf, wymaga dezagregacji ceny przeciętnej.

W strukturze kosztów dostawy energii elektrycznej wyróżnia się koszty stałe²⁾, związane z majątkiem wchodzącym w skład elektroenergetyki, oraz koszty zmienne, które zależą od ilości dostarczonej energii. Taryfy, będące ekonomicznym wyrazem tych kosztów, nie mogą być ustalane dla wszystkich odbiorców w postaci jednoczłonowej, tj. zawierać jedynie stawkę za zużycie energii (zł/kW·h). Oznaczałoby to bowiem, że zwrot kosztów mógłby nastąpić dopiero przy określonej sprzedaży energii elektrycznej (rys. 3.1). Dostosowanie wpływów ze sprzedaży do kosztów produ-



Rys. 3.1. Koszty i wpływy związane z dostawą energii elektrycznej; W - wpływy za sprzedaną energię, K - koszty dostawy energii, K_z - koszty zmienne, K_s - koszty stałe, K_c - koszty całkowite
Fig. 3.1. Costs and payment connected with electrical energy supply; W - payment for sold energy, K - costs of the energy supply, K_z - variable costs, K_s - fixed costs, K_c - total costs

kcji i dostawy energii wymaga konstrukcji odpowiedniej struktury taryfy, zawierającej stawki za energię oraz za moc, tzw. taryfy dwuczłonowe.

Opłaty za energię powinny podlegać dezagregacji tak, aby odpowiadały zmieniającym się w czasie kosztom. Chodzi tutaj przede wszystkim o zmiany zachodzące w cyklu dobowym. W ten sposób otrzymuje się taryfy dwuczłonowe wieloczasowe. Takie taryfy powinny być stosowane w zasadzie

¹⁾ Metodę wyznaczania poszczególnych składników równania (3.3) podano w [124]

²⁾ Według [124] wynoszą one w Polsce ok. 50%, w poszczególnych krajach są bardzo zróżnicowane i zależą od struktury urządzeń wytwórczych

przy rozliczeniach ze wszystkimi odbiorcami, ponieważ najlepiej realizują funkcję dochodową i informacyjną. Jednakże korzystanie z nich wymaga instalowania złożonej i drogiej aparatury, co w przypadku niedużych odbiorców nie jest uzasadnione ekonomicznie.

Konsekwentne stosowanie zasady kosztowej w ustalaniu taryf prowadzi do różnicowania stawek w zależności od poziomu napięcia sieci zasilającej odbiorców. W praktyce zachodzi następująca relacja: wyższym napięciom sieci odpowiadają niższe stawki i odwrotnie. Odstępstwem od tej zasady są między innymi taryfy przeznaczone dla drobnych odbiorców (np. gospodarstwa rolne i domowe) w Polsce [34 - 37], [127]. Ponadto w niektórych krajach³⁾ występuje terytorialne zróżnicowanie stawek. Na ogół jest to charakterystyczne zjawisko w krajach, w których energetyka nie jest znacjonalizowana. Należy tutaj jednak podkreślić, że w krajach niewielkich obszarowo, gdzie system elektroenergetyczny stanowi własność tylko jednego przedsiębiorstwa bądź jest upaństwowiony, wprowadzanie różnych stawek dla odbiorców korzystających z tej samej taryfy nie jest uzasadnione. Takie rozwiązanie nie znajduje również akceptacji społecznej. Praktycznie zatem stawki taryfowe są agregowane i uogólnione dla określonych grup odbiorców (drobnych i średnich).

Innym przykładem przystosowania taryf do zmieniających się kosztów jest sezonowe różnicowanie stawek, np. w okresie roku oraz w ciągu tygodnia (np. taryfy weekendowe).

Niektórzy specjaliści zajmujący się problematyką taryfową reprezentują skrajne podejście do tych zagadnień. Uważają oni, że jedynie zastosowanie zmieniających się dynamicznie stawek, w odpowiedzi na permanentne (niemalże z minuty na minutę) wahania kosztów, pozwoli taryfom po-
prawnie spełniać funkcję informacyjną [170].

Trzeba jednak zauważyć, że pełne stosowanie zasady kosztowej nie jest możliwe, a także nie ma ekonomicznego uzasadnienia. W celu wzmocnienia kierunków stymulacji często staje się konieczne świadome odchylenie stawek (w górę lub w dół) od poziomu skalkulowanych kosztów. I tak, stawki za energię zużywaną w strefie szczytowej są zwykle ustalone powyżej poziomu kosztów zmiennych, dla strefy nocnej zaś poniżej tego poziomu. Przy sprzedaży energii nocą dostawca energii elektrycznej ponosi wówczas stratę, którą mu rekompensują wpływy za energię szczytową. Poza tym uzyskuje on zysk wynikający z wyrównania wykresu obciążenia.

Innym przykładem odstępstwa od zasady kosztowej są taryfy blokowe, zwłaszcza progresywne. Polegają one na różnicowaniu stawek za energię w zależności od wartości jej zużycia w okresie obrachunkowym. Taryfy degressywne używane są w niektórych stanach w USA [59], [137] oraz w Wielkiej Brytanii w odniesieniu tylko do odbiorców drobnych [48]. Taryfy

³⁾ Np. w Anglii, Walii [48], Szwecji [145], Szwajcarii [140], Węgrzech [181].

progresywne stosuje się w Japonii i we Włoszech. Jednakże stwierdza się tendencję do odchodzenia od tego sposobu rozliczeń [83]. Krytykując te taryfy, wysuwa się argument, że są one zaprzeczeniem zasady kosztowej. Taki sposób rozliczania spotyka się też z nieprzychylną reakcją odbiorców. Jest to spowodowane różnorodnym wyposażeniem w odbiorniki, co wynika np. z dostępności odbiorców do gazu lub innych nośników energetycznych.

Od połowy lat siedemdziesiątych w krajach zachodnich za racjonalną podstawę projektowania taryf przyjmuje się koszty krańcowe, upatrując w tym możliwość zwiększenia stopnia samofinansowania [83], [125]. Definicje tych kosztów, dostosowane do potrzeb elektroenergetyki, zostały podane przez UNIPED. Wyróżnia się dwa rodzaje tych kosztów:

- długookresowe koszty krańcowe związane z rozwojem systemu elektroenergetycznego, są to koszty przyrostu nowej mocy wytwórczych, przesyłowych, rozdzielczych i obsługi odbiorców,

- krótkookresowe (bieżące) koszty krańcowe związane ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną przy istniejących zdolnościach dostawy tej energii, określają one zmianę kosztów zmiennych wywołaną zmianą zapotrzebowania na energię o pewną wartość.

Krańcowe koszty długookresowe mogą być wykorzystywane do wskazania kierunku ewolucji taryf. Natomiast koszty krótkookresowe można stosować np. przy zawieraniu umów indywidualnych z odbiorcami. Najkonsekwentniej są one wykorzystywane w Wielkiej Brytanii oraz Francji. W innych krajach zachodnich używa się wzajemnych kombinacji kosztów krańcowych i przeciętnych.

Z przedstawionej analizy tworzenia struktur taryfowych w tym rozdziale wynika olbrzymia rola zasady kosztowej w tym procesie. Musi ona jednak być respektowana w granicach pozwalających na pewną generalizację (np. dla określonych grup odbiorców) oraz określonych przez funkcję informacyjną (stymulacyjną) taryf.

3.4. Rodzaje taryf energii elektrycznej

Różne są kryteria podziału taryf na klasy [85], [137], [183], jednak tylko niektóre są użyteczne przy konstrukcji systemów taryfowych. Kryteria przedstawione poniżej są stosowane w większości krajów. Taryfy można podzielić ze względu na następujące czynniki:

- a) "wielkość" odbiorcy (wartość zużycia energii w jednostce czasu, np. w roku) - taryfy dla wielkich, średnich i drobnych odbiorców⁴⁾,

- b) przeznaczenie zużywanej energii elektrycznej - taryfy rolne, przemysłowe, trakcyjne, komunalne, itp.,

⁴⁾ Nie ma jednolitych granic zużycia energii elektrycznej, na podstawie których dokonuje się kwalifikacji odbiorców

- c) powszechność stosowania - taryfy stosowane powszechnie przez określoną grupę odbiorców oraz indywidualnie (specjalne),
- d) strukturę wewnętrzną - taryfy jedno- i wieloczęłonowe,
- e) zmienność opłat w czasie - taryfy jedno- i wieloczasowe, sezonowe, weekendowe itp.,
- f) powiązanie opłat z ilością zużywanej energii - taryfy proporcjonalne, progresywne, regresywne.

Wyróżnia się siedem podstawowych rodzajów taryf:

Taryfa ryczałtowa. Polega na uiszczaniu stałej kwoty przez odbiorcę w okresie obrachunkowym, niezależnie od wartości zużytej energii. Obowiązuje tu warunek nieprzekraczania wartości znamionowej prądu bezpiecznika lub ogranicznika.

Taryfa zwykła. Zawiera wyłącznie opłaty za energię (jednoczęłonowa).

Taryfa maksymalna. Zawiera jedynie opłaty za moc maksymalną pobraną w okresie obrachunkowym (jednoczęłonowa).

Taryfa zwykła wieloczasowa. Zawiera tylko stawki za energię, ale zróżnicowane w czasie, zależnie od pory doby (TOD- time of day).

Taryfa dwuczęłonowa. Ma stawki za energię i moc, niezależne od czasu (jednoczasowa).

Taryfy wieloczęłonowe. Jest to grupa taryf składających się z więcej niż dwóch członów, np. z opłat za: moc zamówioną (w Polsce umowną), obrachunkową, za przekroczenie mocy zamówionej, energię czynną i bierną, przyłączenie odbiorcy do sieci elektroenergetycznej, zasilanie rezerwowe itp.

Wymieniono jedynie podstawowe typy taryf. W praktyce funkcjonują różne odmiany i warianty tych taryf, o identycznej strukturze wewnętrznej, ale różniące się wysokością stawek.

Odrębną klasę stanowią, dotychczas nie omówione, taryfy specjalne. Dotyczą one zwykle pojedynczych odbiorców i wymagają zawierania umów indywidualnych pomiędzy dostawcą i odbiorcą. Najczęściej ich zastosowanie zmusza do użycia specjalnej i drogiej aparatury pomiarowej, co jest opłacalne w przypadku tylko wielkich odbiorców⁵⁾.

3.5. Cechy taryf energii elektrycznej

System taryfowy powinien realizować swoje funkcje, jednakże przede wszystkim musi mieć takie cechy, by mógł oddziaływać na użytkowników energii elektrycznej zgodnie z oczekiwaniami dostawcy. W procesie racjonalnego projektowania tego systemu należy uwzględnić, oprócz przesłanek stymulacyjnych, także ekonomiczne, czyli koszty dostawy energii oraz ceny aparatury pomiarowej. Dlatego niezbędne jest zbadanie cech po-

⁵⁾ Taryfy specjalne szerzej omówiono w załączniku 2.

szczególnych taryf oraz określenie ich siły oddziaływania na odbiorców. H. Steinhaus [183] wymienia następujące cechy taryf:

I. Monotoniczność - oznaczająca, że odbiorca K, który pobiera w danej chwili taką samą moc z sieci dostawcy jak odbiorca K', a w innych chwilach większą, płaci więcej niż odbiorca K'.

II. Jednorodność - wskazuje, że odbiorca K pobierający p razy większą moc niż odbiorca K' płaci p razy więcej niż K'.

III. Addytywność - oznacza, że dwaj odbiorcy wyposażeni w oddzielne liczniki płacą razem tyle samo, ile płaciliby mając wspólny licznik.

IV. Wrażliwość na punktualność odczytu - pokazuje, że cena energii zależy od tego, czy odczyt licznika został wykonany pod koniec okresu obrachunkowego czy też nie.

V. Uniwersalność - cechuje taryfy pozbawione innych elementów umownych niż stawki.

VI. Stopień złożoności układów pomiarowych - z czym wiąże się poziom kosztów obsługi odbiorców.

VII. Złożoność struktury wewnętrznej - związana jest z liczbą członów, stawek itp. z czym się wiąże konieczność stosowania kosztownej aparatury pomiarowej.

VIII. Siła oddziaływania na odbiorców - dotyczy stymulowania racjonalnego i cechującego się odpowiednią zmiennością w czasie zużycia energii oraz prawidłowej gospodarki mocą bierną.

Taryfy wymienione w rozdz. 3.4 charakteryzują się odpowiednim zestawem cech [85], [183], [203]. Analiza tych taryf umożliwiła przyporządkowanie im określonych cech (tabela 3.1). Znak (+) oznacza występowanie danej cechy, (++) wskazuje, że jest ona wzmocniona, natomiast (-) informuje o występowaniu cechy przeciwnej; a znak (--) o jej wzmocnieniu. Symbol O świadczy o braku danej cechy.

T a b e l a 3.1

Zestawienie cech poszczególnych typów taryf [85]

Symbol cechy	Typ taryfy				
	zwykła	zwykła wielo- czasowa	dwuczłonowa jednoczasowa	dwuczłonowa wieloczasowa	maksymalna
I	+	O	-	-	+
II	+	O	O	-	+
III	+	+	--	--	++
IV	-	-	+	+	++
V	+	+	+	-	+
VI	++	O	-	--	+
VII	++	O	-	--	-
VIII	O	++	+	++	+

W procesie projektowania systemu taryfowego konieczne jest przeprowadzenie analizy cech przewidywanego rodzaju taryfy i jej struktury wewnętrznej. Przede wszystkim trzeba mieć na uwadze klasę odbiorców, dla których opracowuje się taryfę. W przypadku odbiorców o niewielkim zużyciu energii nieopłacalne jest stosowanie złożonej struktury taryfy, gdyż wiązałoby to się z dużym kosztem aparatury pomiarowej, z organizacją odczytów i inkasa (rozliczeń). W rezultacie zwiększyłyby to koszty obsługi, a więc i zwiększyło jednostkową cenę energii elektrycznej. Tak więc o doborze taryfy powinien również decydować rachunek ekonomiczny. Nieopłacalne jest też zwiększenie częstotliwości odczytów (skrócenie okresu obrachunkowego). Przy długim cyklu inkasa u drobnych odbiorców energetyka ponosi straty (zwłaszcza w warunkach inflacji), ale są one mniejsze od kosztów inkasa częstego.

3.6. Światowe tendencje rozwojowe systemów taryfowych

Obserwacje i analiza zmian systemów taryfowych dokonywanych w różnych krajach pozwalają na określenie kierunków ich ewolucji [2], [11], [44], [52], [59], [83], [87], [111], [113], [125], [175], [198], [205]. Podstawowymi przesłankami zmian taryf są:

- szybki postęp techniki pomiarowej, często bazującej na mikroprocesorach, przy równoczesnym zmniejszaniu się cen układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- zmiany w warunkach gospodarczych krajów i w ich polityce energetycznej,
- wahania cen surowców energetycznych,
- rozwój wiedzy o taryfach, postęp w metodach kalkulacji kosztów i predykcji zużycia energii elektrycznej.

Za podstawowe kierunki w rozwoju systemów taryfowych można uznać: dążność do samowystarczalności finansowej elektroenergetyki oraz wzmocnienie funkcji informacyjnej taryf. Stwierdza się, że powinny one odgrywać istotną rolę w kształtowaniu zmian obciążenia [22], [23], [25], [44], [47], [49], [54], [60], [62], [70], [94], [96], [114], [144], [156], [170], [172], [177], [193]. Dla urzeczywistnienia wymienionych wyżej funkcji należy uwzględnić następujące tendencje w kreowaniu systemów taryfowych:

- a) coraz głębsze powiązanie stawek taryfowych z kosztami krańcowymi,
- b) świadome odchylanie stawek od kosztów w celu zwiększenia siły oddziaływania taryf na odbiorców w kierunku oszczędzania energii elektrycznej, zwłaszcza w okresach szczytu obciążenia,
- c) zaznaczenie się tendencji do sezonowego różnicowania stawek i wprowadzanie taryf "weekendowo-nocnych",

d) coraz szersze stosowanie opłat partycypacyjnych w kosztach rozwoju systemu elektroenergetycznego dla nowych odbiorców bądź odbiorców zwiększających pobór mocy w szczycie,

e) większe powiązanie taryf ze zmiennymi kosztami dostawy, przez wzbogacanie ich wewnętrznej struktury, z równoczesnym uproszczeniem struktur systemów taryfowych (rezygnacja z podziału odbiorców ze względu na kierunki użytkowania energii, np. przemysł, rolnictwo, gospodarstwa domowe itp.),

f) dostosowanie taryf do zmiennych kosztów dostawy energii elektrycznej przez wprowadzanie taryf dynamicznych (ze stawkami zmieniającymi się w czasie) i aparatury pomiarowo-sterującej pracą odbiorników u odbiorców,

g) poszerzenie dialogu dostawca - odbiorca energii elektrycznej przez coraz szersze zawieranie umów indywidualnych, które niejednokrotnie umożliwiają czasowe wyłączanie wytypowanych odbiorników u użytkowników energii,

h) stwarzanie możliwości wyboru taryfy przez odbiorcę spośród różnych wariantów,

i) unikanie subsydiowania jednych grup odbiorców przez inne, na drodze zawyżania cen dla jednych grup, a zaniżania dla innych,

j) zmniejszenie stopnia bezpośredniej ingerencji organów państwowych w ustalanie stawek, struktury taryf i precyzowanie towarzyszących im przepisów - na rzecz stosowania metod parametrycznego oddziaływania na dostawców,

k) dążenie do likwidowania taryf blokowych degressywnych (przy stosowaniu których średnia cena energii maleje wraz ze zwiększeniem jej zużycia),

l) rezygnacja z przestarzałych metod stymulacji na rzecz rozwoju marketingu, stosowanie nowoczesnych metod propagandy, reklamy i doradztwa,

ł) badanie rynku i opinii publicznej dla celów taryfowych,

m) dostosowanie systemów taryfowych do automatyzacji procesów rozliczeń (odczytu liczników, fakturowania itp.).

Rezultaty badań nad systemami taryfowymi, prowadzonych w krajach przodujących w tej dziedzinie, świadczą o tym, że głównym kierunkiem ewolucji taryf będzie właściwe dopasowanie ich do potrzeb silnego i skutecznego oddziaływania na odbiorców. Przyjęcie takiego kierunku rozwoju pozostaje w ścisłym związku z wykorzystaniem zaawansowanej elektronicznej techniki pomiarowej.

Przyszłościowe tendencje cenotwórstwa wyrażają się w rozwijaniu koncepcji tzw. taryf dynamicznych (punkt f), przy wykorzystaniu elektronicznych systemów sterowania obciążeniem i aparaturą pomiarową [29],

[56], [87], [156], [168], [172], [205]. Takie podejście zakłada daleko idące zróżnicowanie i zmienność stawek taryfowych, odpowiednio do zmieniających się warunków pracy i kosztów dostawy energii elektrycznej.

System kontrolowanego na bieżąco przebiegu obciążenia zmierza do kształtowania postaw i reakcji odbiorców zgodnych z interesem społecznym oraz z aktualną polityką ekonomiczną.

Taryfy dynamiczne stanowią przewagę nad taryfami klasycznymi wielozasadowymi, które bazują jedynie na prognozach kosztów produkcji i przesyłu energii elektrycznej, a przecież zmieniają się one permanentnie (niemalże z minuty na minutę).

Dotychczas w praktyce wykorzystuje się jedynie eksperymentalne systemy taryfowe, które same sterują obciążeniem u odbiorców. Podstawę ich stanowiła zasada polegająca na uwzględnieniu również interesów odbiorców. Odbiorca nie może ponosić dodatkowych kosztów w związku z wyłączaniem u niego niektórych odbiorników (np. koszty strat produkcyjnych). Wręcz odwrotnie, pewne niedogodności związane z implementacją nowych taryf muszą zostać wynagrodzone mniejszą średnią ceną energii elektrycznej. Systemy taryfowe sterujące obciążeniem odbiorców domowych powstały w Wielkiej Brytanii (system CALMS) i w USA (system ICS). Polegają one na tym, że odpowiednie urządzenia zainstalowane u odbiorców reagują na sygnały radiowe zawierające informacje o wahaniami ceny energii elektrycznej wywołanych zmianami kosztów. Sygnały te były emitowane w odstępach kilkuminutowych. Przy wysokich cenach wytypowane odbiorniki, np. wentylatory, urządzenia klimatyzacyjne, grzejniki wody itp., są automatycznie wyłączane na kilka minut.

Innym rozwiązaniem, już od wielu lat szeroko stosowanym w niektórych krajach Europy Zachodniej, jest sterowanie częstotliwością akustyczną (SCA) [41], [179]. Na przykład w RFN 90% obszaru jest objęte zasięgiem SCA, w Belgii 1,4 mln odbiorców podlega regulacji obciążenia, w Szwajcarii - 1 mln, a Francji - 5 mln [141]. Spośród krajów socjalistycznych CSRS przoduje w rozwijaniu i stosowaniu tej techniki. W Polsce w kilku miastach pracuje około 30 nadajników SCA. Do głównych zadań SCA zalicza się [38]:

- sterowanie obciążeniem systemu elektroenergetycznego poprzez wyłączanie i włączanie odbiorników z sieci zasilającej,
- sterowanie taryfowymi licznikami energii; pozwala to uelastyczyć stosowane taryfy, poprzez np. rezygnację ze stosowania wysokiej stawki szczytowej w dni wolne od pracy, w których występujący szczyt obciążenia jest znacznie niższy niż w dni robocze,
- sterowanie oświetleniem i inne.

Analizy krajowe wykazały, że wartość sumarycznej mocy, którą można wyłączyć w dowolnym momencie bez uprzedzenia wynosi ~295 MW, a po uprzednim powiadomieniu dalsze ~33 MW [41]. Z podobnej analizy przeprowadzo-

nej w CSRS wynika, że poziom mocy regulacyjnej kształtuje się w granicach 600 MW w dzień [194].

Praktyka wyłączania niektórych odbiorników u odbiorców powinna znaleźć swój wyraz w taryfie. Zachętę do stosowania tej praktyki powinna stanowić propozycja specjalnych taryf umożliwiających obniżenie średniej ceny energii.

4. KONCEPCJA ZMIAN SYSTEMU TARYFOWEGO W POLSCE

4.1. Rola państwa w kształtowaniu systemu taryfowego

Ceny różnych towarów, funkcjonujące w obrębie określonego systemu cen, muszą poprawnie realizować swoje funkcje i zadania (rozdz. 2.1), dlatego powinny być pod kontrolą państwa. W wielu przypadkach wymagają tego względy ogólnospołeczne. Dotyczy to zwłaszcza cen energii elektrycznej, które są kontrolowane nawet w krajach najbardziej liberalnych pod tym względem [83], chociaż wśród specjalistów zajmujących się problematyką taryf zarysowują się przeciwstawne stanowiska co do celowości prowadzenia takiej kontroli [126]. Występujące różnice w różnych krajach odnoszą się tylko do metod i instrumentów oddziaływania oraz stopnia ingerencji. Za zapewnieniem kontroli państwowej przemawiają aspekty społeczne, wiodąca rola elektroenergetyki w gospodarce, a także jej monopolistyczna pozycja. Wiąże się to również z tym, że system cen pozostaje w ścisłej współzależności z polityką cen, określoną przez organy centralne państwa. Stanowi ona bardzo ważną składową polityki gospodarczej państwa, zarówno jeśli chodzi o regulację bieżącą, jak i rozwojową. W ramach tej polityki poszczególne funkcje cen mogą być wykorzystywane z różnym natężeniem. Należy jednak pamiętać o tym, że cena jest kategorią ekonomiczną wywierającą silny wpływ na podmioty rynkowe. Nie można zatem dopuszczać do niewłaściwego pełnienia funkcji ceny w zbyt długim okresie, gdyż prowadzi to do podejmowania nieprawidłowych decyzji wśród podmiotów rynkowych i w konsekwencji powstawania strat gospodarczych. Jako przykład można tu wymienić cenę energii elektrycznej utrzymywaną na zbyt niskim poziomie w całym okresie powojennym w Polsce. Doprowadziło to do nieracjonalnego użytkowania energii elektrycznej, wprowadzania energochłonnych technologii w przemyśle i budownictwie. Odwrotu od tej sytuacji należy się spodziewać po zmianie modelu gospodarki, zapoczątkowanej w 1990 r.

Proces cenotwórstwa w elektroenergetyce odbiega od zasad przyjętych dla kreacji cen innych dóbr, ponieważ energia elektryczna jest towarem szczególnym. Wynika to z jej cech fizycznych i technicznych warunków dostawy. Bardzo istotne jest tutaj to, że produkcja i konsumpcja

tej energii występują w tym samym czasie. Procedura tworzenia cen i struktury taryf wymaga zatem odmiennego podejścia niż w przypadku innych dóbr.

Problemem dyskusyjnym pozostaje zakres ingerencji państwa w tworzeniu taryf. Głównym instrumentem wpływania przez państwo na proces tworzenia systemu taryfowego jest nacjonalizacja elektroenergetyki. We wszystkich krajach socjalistycznych elektroenergetyka jest całkowicie znacjonalizowana, a w wielu kapitalistycznych częściowo (np. w Wielkiej Brytanii, Francji, Włoszech). W niektórych krajach (np. RFN, Szwecji) państwo sprawuje kontrolę, lokując swój kapitał w tej branży przemysłu.

Inną formą sprawowania kontroli są odpowiednie regulacje prawne, zapewniające nadzór państwowy. Występują one we wszystkich krajach rozwiniętych, niezależnie od ich ustroju politycznego, ale jednakże przybierają różne formy instytucjonalnie [83], [87], [205]. Zakres oddziaływania na systemy taryfowe jest bardzo zróżnicowany. Skrajnym przykładem mogą być kraje socjalistyczne, gdzie określony organ państwowy jest jedyną instytucją upoważnioną do ustalania cen i rozwiązań taryfowych. Również w Austrii ceny energii znajdują się pod całkowitą kontrolą państwa [184]. Przeciwnym przykładem jest Szwajcaria, gdzie dostawcy energii zapewniają całkowitą swobodę w kształtowaniu cen i taryf. Przy bardzo rozdrobnionej gospodarce energetycznej [140] (ok. 1200 przedsiębiorstw energetycznych) doprowadza to do dużego zróżnicowania regionalnego rozwiązań taryfowych. Również w Szwecji dostawca dysponuje taką swobodą, ale użytkownik energii ma prawo zwrócić się o obniżenie ceny do państwowej instancji kontrolnej, która może tego dokonać w uzasadnionych przypadkach [145].

Pomiędzy tymi skrajnymi rozwiązaniami znajdują się taryfy obowiązujące w USA, gdzie kontroli podlegają jedynie te ceny, których podwyżka wymaga uzyskania zgody władz stanowych [59], [137]. Przedsiębiorstwa energetyczne muszą się jednak liczyć z opiniami i zaleceniami wielu instytucji centralnych (Edison Electric Institute, Federal Regulatory Commission). Dlatego taryfy w tym kraju są dość jednolite pod względem struktury. Taki system nadzoru wydaje się być efektywniejszy niż np. w Wielkiej Brytanii, gdzie oddziaływanie państwa ma jedynie charakter parametryczny (wyznaczanie dopuszczalnej marży zysku) [48], [113].

Dotychczasowa procedura tworzenia taryf w Polsce, polegająca na tym, że organ cenowy, tj. minister finansów, decydował nie tylko o poziomie ceny, ale także o strukturze taryf, była przedmiotem krytyki. W sytuacji postępującego, od początku 1990 r., urynkwiania naszej gospodarki należy spodziewać się istotnych zmian również w cenotwórstwie taryfowym. Wydaje się, że państwu trzeba jednak pozostawić funkcję kontrolną w zakresie ustalania poziomu średnich cen, kosztem ograniczenia

jego roli w kreowaniu struktury wewnętrznej systemu taryfowego. Państwo może ponadto oddziaływać na poziom ceny poprzez ustalenie stopy zysku, poziomu podatków, polityki kredytowej, celnej itp.

4.2. Kierunki rozwojowe polskiego systemu taryfowego

Zmiany krajowego systemu taryfowego powinny zmierzać do [83], [87], [104], [163], [164]:

- a) zapewnienia finansowej samowystarczalności elektroenergetyki,
- b) właściwego oddziaływania na podmioty rynkowe,
- c) nadążania za procesem urynkowania gospodarki narodowej.

Osiągnięcie celu a) wymaga badania kosztów krótko- i długoterminowych dostaw energii elektrycznej, które następnie będą stanowić podstawę określania średnich cen energii oraz stawek taryfowych. Dla uzyskania celu b) niezbędne jest opracowanie właściwej struktury wewnętrznej taryfy oraz ciągłe badanie skuteczności oddziaływania taryf na odbiorców. Rezultaty tych badań muszą być wykorzystywane w ustalaniu poziomu stawek taryfowych. Osiągnięcie celu c) związane jest ze zmniejszeniem stopnia bezpośredniej ingerencji organów państwowych w proces ustalania stawek taryfowych i struktury taryf.

Wśród rozwiązań taryfowych, których wprowadzenie mogłoby wpłynąć na lepszą realizację funkcji taryfowych można wymienić:

- 1) udział odbiorców w kosztach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej lub przy podwyższeniu pobieranej mocy,
- 2) wprowadzenie podniet ekonomicznych, mobilizujących do oszczędzania energii elektrycznej, np. bonifikat, ulg podatkowych, doradztwa itp.
- 3) przebudowę struktury systemu taryfowego przy przyjęciu odpowiednich kryteriów podziału odbiorców (np. wielkości poboru mocy)¹⁾,
- 4) większe zróżnicowanie stawek taryfowych w czasie (w ciągu doby i roku) w celu zwiększenia stymulacji wyrównywania przebiegu poboru mocy,
- 5) rozważenie możliwości i zakresu stosowania taryf progresywnych za moc lub energię,
- 6) nie rozliczanie szczytowego poboru mocy w soboty i w niedzielę,
- 7) rezygnację z dokonywania pomiarów mocy maksymalnej w soboty i niedziele,
- 8) sterowanie mocą wielkich odbiorników u odbiorców przemysłowych,
- 9) rozszerzenie umów specjalnych, np. z odbiorcami przemysłowymi, dotyczących sezonowego poboru mocy, zużycia dużych ilości energii w porze nocnej itp.

¹⁾ Koncepcję nowej struktury systemu taryfowego przedstawiono w [89]. Według tej propozycji kryterium podziału odbiorców stanowią wartość zużycia oraz koszty jej dostawy

- 10) umożliwienie odbiorcom wyboru różnych wariantów taryf,
- 11) nadanie większych kompetencji zakładom energetycznym w zakresie wprowadzania zmian stawek taryfowych, zawierania umów indywidualnych z odbiorcami, ustalania współczynnika $\text{tg } \varphi$,
- 12) rozwój cyfrowych mierników zużycia energii elektrycznej przystosowanych do komputerowego przetwarzania i fakturowania.

Wiele z przedstawionych rozwiązań można szybko wprowadzić bez trudności i bez większych nakładów finansowych.

4.3. Schemat ustalania taryf energii elektrycznej

Proponuje się procedurę dwuetapowego kształtowania zmian struktury systemu taryfowego [207].

Etap pierwszy jest związany ze spełnianiem odpowiednich zadań przez ceny energii elektrycznej jako składnika krajowego systemu cen. Polegałby on na ustalaniu poziomu globalnej średniej ceny energii elektrycznej oraz wytycznych do określenia odchyleń średnich cen tej energii dla poszczególnych kategorii odbiorców (w praktyce dla grup taryfowych). Na tym etapie państwo powinno odgrywać swoją rolę, której zakres zaproponowano w rozdziale 4.2. Przy ustalaniu średnich cen należałoby wykorzystywać nie tylko metodę kosztową, ale także metodę relacji do cen substytutów energii elektrycznej. Ta ostatnia metoda polegałaby na wprowadzeniu ograniczeń, np. wyższa niż cena węgla oraz wyższa lub niższa niż cena gazu.

Etap drugi obejmuje ustalenie stawek taryfowych dla poszczególnych rodzajów taryf. Najbardziej kompetentnym organem dla tych zadań jest Państwowa Dyspozycja Mocy (PDM). W procesie określania stawek nie powinno być żadnej ingerencji ze strony państwa, natomiast do jego zadań należałoby kontrolowanie, czy nie została przekroczona cena średnia.

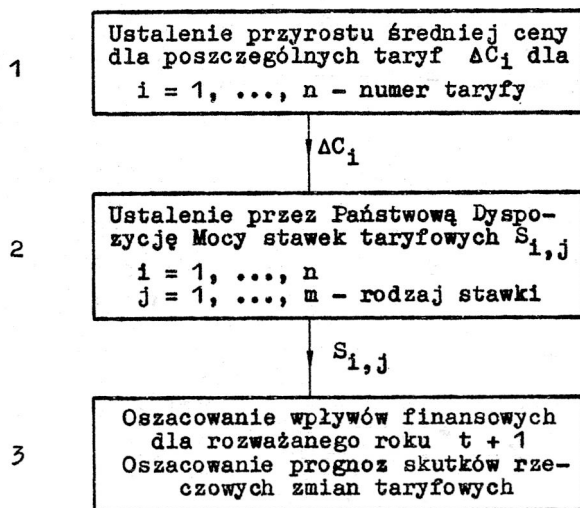
Ustalanie stawek taryfowych umożliwiłoby oszacowanie skutków finansowych i rzeczowych (wpływu ze sprzedaży energii elektrycznej i zmian w procesie obciążenia) wprowadzenia ich do praktyki. Schemat blokowy ustalania cen, stawek taryfowych i związanych z tym skutków przedstawiono na rys. 4.1.

Przedmiotem rozważań w tym rozdziale jest projektowanie struktury taryf, czyli zakres czynności ujętych w bloku 2 na rys. 4.1.

Zmiany dokonywane w taryfach mogą być dwójakiego rodzaju:

- a) doskonalenie istniejących taryf,
- b) wprowadzenie nowych taryf.

Przypadek a) może dotyczyć zmiany struktury wewnętrznej, zmiany relacji stawek i stref czasowych oraz przepisów wewnętrznych taryfy. Natomiast przypadek b) odnosi się do już istniejących lub do nowych odbiorców.



Rys. 4.1. Schemat blokowy kształtowania taryf oraz oceny skutków finansowych i rzeczowych ich implementacji

Oznaczenia zastosowane na rys. 4.1: ΔC_i - przyrost średniej ceny energii elektrycznej dla roku następnego, dla $i = 1, \dots, n$ - numeru (rodzaju) taryfy, $S_{i,j}$ - stawki taryfowe występujące w taryfie i , dla $j = 1, \dots, m$ - numeru (rodzaju) stawki taryfowej (np. stawki za moc obliczeniową, umowną, energię czynną, bierną itp.)

Fig. 4.1. Proposal of the block scheme of the tariff forming and of the effects of estimation these tariffs implementation

Taryfy mogą być proponowane w celu obligatoryjnego zastosowania lub jako alternatywne rozwiązanie. W tym drugim przypadku odbiorca miałby prawo wyboru najodpowiedniejszego dla niego rozwiązania. Możliwość wyboru przez odbiorcę odpowiedniego wariantu taryfy jest jednym z rozwiązań antymonopolowych.

W taryfach powszechnie obowiązujących stawki powinny być traktowane jako maksymalne, natomiast w taryfach dla odbiorców wielkich powinny stanowić bazę z możliwością odchyień ustalanych w umowie indywidualnej.

4.4. Metody ustalania stawek taryfowych

Na podstawie analizy funkcjonowania taryf projektanci systemów taryfowych mogą dojść do wniosku, że należy zachować dotychczasowe relacje pomiędzy stawkami. Innym razem, w celu wzmocnienia siły oddziaływania, mogą oni założyć większy wzrost niektórych stawek w stosunku do pozostałych. Do takich stawek należą opłaty za energię czynną zużywaną w strefie szczytowej, za energię bierną, moc obliczeniową i inne. Przy ustalaniu poziomu tych stawek można zastosować różne metody, np. przyjmując, że przyrost jednej lub kilku wyróżnionych opłat jest większy niż przyrost średniej ceny dla danej grupy taryfowej. Innym sposobem jest

określenie odpowiedniego poziomu relacji pomiędzy wybranymi stawkami, np. za energię wykorzystywaną w okresie szczytu i poza szczytem. Oczywiście, musi być przy tym spełniony warunek zachowania średniej ceny energii elektrycznej dla danej taryfy, ustalonej w etapie 1 (blok 1 na rys. 4.1).

4.4.1. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założonym przyrostem wybranych stawek

Przyrost średniej ceny energii elektrycznej ΔC_i w taryfie (i) powoduje przyrost faktury ΔF_i (np. w okresie roku), określony wzorem

$$\Delta F_i = \Delta C_i A_i, \text{ dla } i = 1, \dots, n - \text{numer (symbol) taryfy} \quad (4.1)$$

w którym, A_i jest rocznym zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców zaliczonych do taryfy (i) (może to być zużycie w roku bieżącym albo prognoza na rok następny).

Nowa faktura wyniesie

$$F'_i = F_i + \Delta F_i \quad (4.2)$$

przy czym F_i jest wartością faktury dla roku bieżącego.

Wartość faktury przy stosowaniu taryf dla wielkich odbiorców ustalana jest zazwyczaj na podstawie następującej zależności:

$$F_i = \sum_{t=1}^n A_t p_{et} + P_u p_{pu} + \Delta P_u p_{\Delta pu} + P_o p_{po} + \sum_{r=1}^v A_{br} p_{br} + K_k + K_e - K_u \quad (4.3)$$

- przy czym:
- A_t - zużycie energii czynnej w strefie t , dla $t = 1, \dots, \dots, n$ - liczbie stref doby,
 - P_u - poziom mocy umownej, którą odbiorca może pobierać według normalnych stawek,
 - ΔP_u - wartość przekroczenia mocy obrachunkowej ponad moc umowną,
 - P_o - poziom mocy obrachunkowej - największej wartości mocy pobieranej w okresie obrachunkowym (miesiącu),
 - A_{br} - zużycie energii biernej w strefie r , dla $r = 1, \dots, v$ - liczbie stref doby,
 - p_{et} - stawka taryfowa za energię czynną dla strefy t ,
 - p_{pu} - stawka za moc umowną,
 - $p_{\Delta pu}$ - stawka za wartość mocy przekroczoną ponad moc umowną,
 - p_{po} - stawka za moc obrachunkową,
 - p_{br} - stawka za moc bierną dla strefy r ,
 - K_k - wartość kar umownych,

K_e - opłaty eksploatacyjne i inne opłaty stałe,

K_u - wartość opustów.

Niech względne przyrosty wyróżnionych k stawek wyniosą ΔP_{ik} , dla $k \in$ do zbioru stawek podlegających większemu wzrostowi niż przeciętny. Nowe opłaty szacuje się według zależności

$$P'_{ik} = P_{ik}(1 + \Delta P_{ik}) \quad (4.4)$$

w której P_{ik} oznacza wartość aktualną stawki z grupy k . Natomiast wartość pozostałych l stawek oblicza się na podstawie następującej zależności

$$P'_{il} = P_{il}(1 + \Delta P_{il}) \quad (4.5)$$

przy czym: P_{il} - wartości aktualne stawek z grupy l ,

ΔP_{il} - względny przyrost nowych stawek,

$l = m - k$, dla m liczby wszystkich stawek w taryfie i .

Wartość przyrostu ΔP_{il} określa się wzorem

$$\Delta P_{il} = \frac{\Delta F_{il}}{F'_i - \sum_{j=1}^k P'_{ik} W_{ik}} \quad (4.6)$$

w którym: ΔF_{il} - część przyrostu ΔF_i faktury związana ze wzrostem wartości stawek z grupy l ,

W_{ik} - wartości tych wielkości taryfowych podlegających rozliczeniom, które występują w taryfie i oraz należą do grupy k .

Wartość ΔF_{il} oblicza się według następującej relacji

$$\Delta F_{il} = \Delta F_i - \sum_{j=1}^k \Delta P_{ik} W_{ik} \quad (4.7)$$

natomiast po uwzględnieniu (4.1) i (4.7) wzór (4.6) przyjmuje postać

$$\Delta P_{il} = \frac{\Delta C_i A_i - \sum_{j=1}^k \Delta P_{ik} W_{ik}}{F_i + \Delta C_i A_i - \sum_{j=1}^k P'_{ik} W_{ik}} \quad (4.8)$$

Gdy taryfa właściwie stymuluje reakcje odbiorców, nowe stawki oblicza się na podstawie następującej zależności

$$P'_{im} = P_{im}(1 + \Delta C_i) \quad (4.9)$$

w której P_{im} są stawkami obowiązującymi do momentu wprowadzenia zmian w strukturze taryf (poziomu stawek).

4.4.2. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założoną zmianą relacji dwóch stawek

Czasem zachodzi konieczność zwiększenia oddziaływania dwóch stawek taryfowych w kierunku zmniejszenia zużycia energii elektrycznej w jednej ze stref czasowych (np. w szczycie obciążenia) przy jednoczesnym zwiększeniu w drugiej (np. w dolinie obciążenia). Środkiem prowadzącym do tego celu może być zmiana relacji dwóch stawek danej taryfy z równoczesnym uwzględnieniem przyrostu średniej ceny energii elektrycznej ΔC_1 .

Zakłada się, że stosunek wartości dwóch nowych stawek ma wynosić $b_{ik,l}$, co wyraża zależność

$$b_{ik,l} = \frac{p'_{ik}}{p'_{il}} \quad (4.10)$$

w której p'_{ik} , p'_{il} oznaczają nowe stawki. W procesie wyznaczania wartości p'_{ik} oraz p'_{il} należy więc wprowadzić zmianę relacji tych wielkości oraz uwzględnić - zwiększenie średniej ceny energii elektrycznej o ΔC_1 . W pierwszym etapie obliczeń określa się hipotetyczne wartości rozważanych stawek tak, by ich stosunek wynosił $b_{ik,l}$. Oznaczając te hipotetyczne wartości przez p^*_{ik} i p^*_{il} , otrzymuje się

$$b_{ik,l} = \frac{p^*_{ik}}{p^*_{il}} \quad (4.11)$$

a ponadto zakładając stałość sumy S opłat związanych ze stawkami p_{ik} i p_{il} przed i po wprowadzeniu nowej relacji $b_{ik,l}$ można napisać następujące równania

$$S = p_{ik}w_{ik} + p_{il}w_{il} \quad (4.12)$$

oraz

$$S = p^*_{ik}w_{ik} + p^*_{il}w_{il} \quad (4.13)$$

Na podstawie równań (4.11)-(4.13) można wyprowadzić wzory opisujące hipotetyczne wartości omawianych stawek p^*_{ik} i p^*_{il} . Po przekształceniu wzoru (4.11) otrzymuje się

$$p^*_{ik} = b_{ik,l}p^*_{il} \quad (4.14)$$

natomiast po podstawieniu (4.14) do (4.13)

$$S = b_{ik,l}p^*_{il}w_{ik} + p^*_{il}w_{il} \quad (4.15)$$

i po przekształceniu równania (4.15) oraz po wykorzystaniu (4.12)

$$p_{il}^* = \frac{p_{ik} w_{ik} + p_{il} w_{il}}{b_{ik,l} w_{ik} + w_{il}} \quad (4.16)$$

Wzory (4.14) i (4.16) umożliwiają przybliżone obliczenie wartości p_{ik}^* i p_{il}^* , gdyż zakłada się stałość obciążeń w_{ik} i w_{il} przed oraz po zmianie relacji stawek, co jest znacznym uproszczeniem. Właśnie taka zmiana powinna doprowadzić do ewolucji rozkładu obciążenia w czasie. Z wprowadzonych uproszczeń można zrezygnować wówczas, kiedy dysponujemy prognozami wartości w_{ik} i w_{il} .

W drugim etapie obliczeń wszystkie stawki taryfowe, łącznie z hipotetycznymi p_{ik}^* i p_{il}^* , należy skorygować zgodnie z zalecanym przyrostem średniej ceny ΔC_1 . Nowe wartości tych stawek opisują następujące równania:

$$p'_{im} = p_{im} + \Delta C_1 p_{im}, \quad \text{dla } p_{im} \neq p_{ik} \quad (4.17)$$

$$p_{im} \neq p_{il}$$

$$p'_{ik} = p_{ik}^* + \Delta C_1 p_{ik}^* \quad (4.18)$$

oraz

$$p'_{il} = p_{il}^* + \Delta C_1 p_{il}^* \quad (4.19)$$

4.4.3. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założoną zmianą relacji trzech stawek

Zmiana a priori relacji pomiędzy trzema stawkami może dotyczyć taryf trój- i więcej czasowych. Niech nowe relacje $b_{11,2}$ i $b_{12,3}$ będą opisane następującymi zależnościami:

$$b_{11,2} = \frac{p'_{11}}{p'_{12}} \quad (4.20)$$

oraz

$$b_{12,3} = \frac{p'_{12}}{p'_{13}} \quad (4.21)$$

w których p'_{11} , p'_{12} , p'_{13} oznaczają nowe stawki taryfowe (w taryfie i) np. za energię zużywaną w strefie szczytowej, pozaszczytowej i nocnej.

Suma opłat związanych z rozważanymi stawkami wynosi:

$$S = p_{11} w_{11} + p_{12} w_{12} + p_{13} w_{13} \quad (4.22)$$

gdzie p_{11} , p_{12} , p_{13} - stawki odpowiednio dla stref 1, 2 i 3 obowiązujące aktualnie,

w_{11} , w_{12} , w_{13} - wartości obciążeń w strefach 1, 2 i 3.

Zakłada się, że suma opłat S nie zmieni się, po wprowadzeniu nowych relacji ($b_{11,2}$ i $b_{12,3}$) pomiędzy stawkami, zatem wprowadzając pojęcie tzw. stawek hipotetycznych, można napisać

$$S = p_{11}^* W_{11} + p_{12}^* W_{12} + p_{13}^* W_{13} \quad (4.23)$$

przy czym

$$p_{11}^* = b_{11,2} p_{12}^* \quad (4.24)$$

$$p_{12}^* = b_{12,3} p_{13}^* \quad (4.25)$$

Po uwzględnieniu wzorów (4.23), (4.24) i (4.25) otrzymuje się

$$S = b_{11,2} p_{12}^* W_{11} + p_{12}^* W_{12} + p_{12}^* \frac{1}{b_{12,3}} W_{13} \quad (4.26)$$

i po przekształceniu

$$p_{12}^* = \frac{S}{b_{11,2} W_{11} + W_{12} + \frac{1}{b_{12,3}} W_{13}} \quad (4.27)$$

Nowe wartości stawek taryfowych uzyskuje się po uwzględnieniu przyrostu średniej ceny energii elektrycznej ΔC_1

$$p'_{1j} = p_{1j} + \Delta C_1 p_{1j}, \quad \text{dla } j \neq 1, j \neq 2, j \neq 3 \quad (4.28)$$

oraz

$$p'_{1j} = p_{1j}^* + \Delta C_1 p_{1j}^*, \quad \text{dla } j = 1, 2 \text{ lub } 3 \quad (4.29)$$

Przedstawiony sposób obliczania stawek taryfowych ma charakter przybliżony, gdyż nie uwzględnia się zmian rozkładu obciążeń w różnych strefach czasowych po wprowadzeniu nowych relacji pomiędzy stawkami.

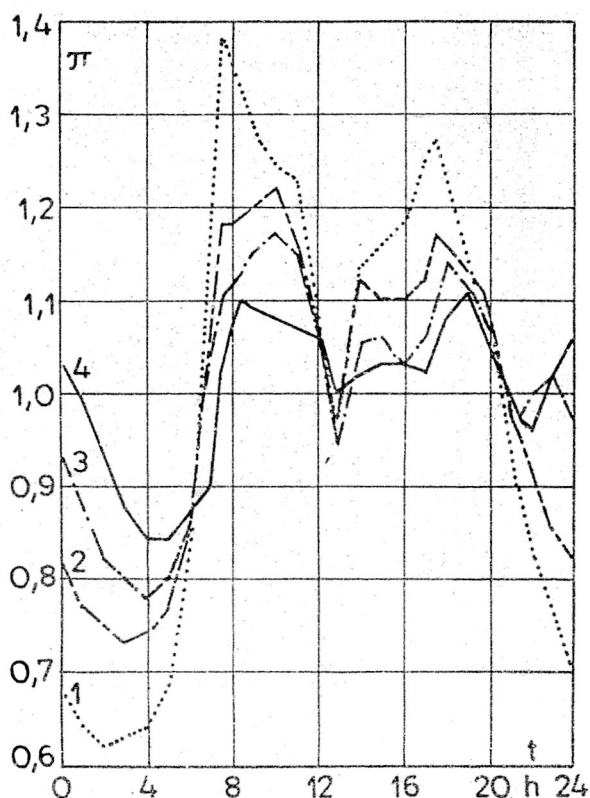
Decyzje, czy i w jakim stopniu zmienić relacje pomiędzy stawkami taryfowymi, należy podjąć na podstawie analizy wyników badania oddziaływania taryf na odbiorców. Problematyce badań reakcji odbiorców na zmiany taryfowe poświęcony jest rozdział 5.

5. ODDZIAŁYWANIE TARYF NA POBÓR MOCY I ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ ODBIORCÓW

5.1. Uwagi wstępne

Problem oddziaływania taryf energii elektrycznej na odbiorców jest od wielu lat przedmiotem szeroko zakrojonych badań w różnych krajach zachodnich. Na przykład we Francji stwierdzono, że po wprowadzeniu nowych taryf złagodził się niedobór energii w okresach szczytowego jej poboru, który zaznaczał się we wczesnych latach powojennych [133], [134], [157].

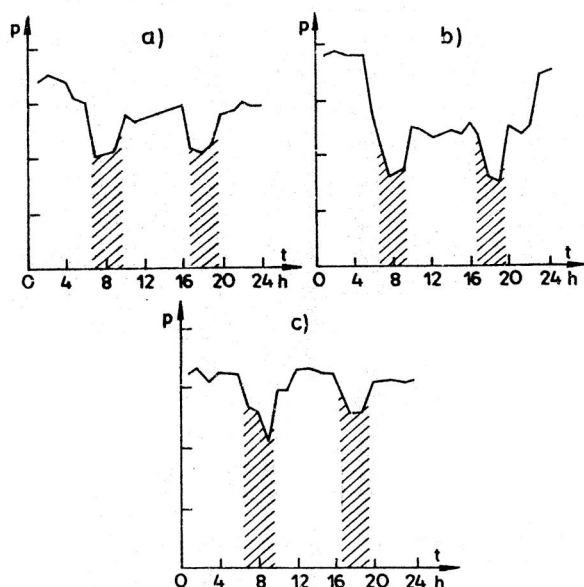
Już w 1958 r. zaproponowano tam tzw. zieloną taryfę, która dzięki odpowiednio zróżnicowanym stawkom cechowała się silnymi właściwościami wyrównywania przebiegu obciążenia. Kolejne wersje i ewolucje taryf pozwoliły znacznie zmniejszyć obciążenie w szczycie. Podobne zjawisko obserwowano w Wielkiej Brytanii. Szacuje się, że redukcja obciążenia w tych krajach wynosiła od 13 do 35% [2], [5], [7], [114]. Z biegiem lat uzyskano znaczne "wygładzenie" wykresu dobowego obciążenia. Jego ewolucję w ciągu 32 lat we Francji przedstawia rys. 5.1. Tak znaczne wyrównanie



Rys. 5.1. Ewolucja kształtu krzywej względnych średnich obciążeń dla dni roboczych w miesiącu styczniu we Francji wg [44]; 1 - 1952, 2 - 1965, 3 - 1975, 4 - 1984

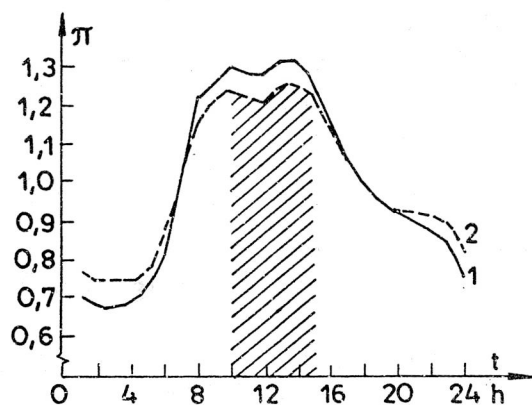
Fig. 5.1. Evolution of the relative daily load curve for January work-days in France [44]; 1 - 1952, 2 - 1965, 3 - 1975, 4 - 1984

krzywej obciążenia osiągnięto między innymi dzięki odpowiednio skonstruowanym taryfom, które wymusiły u pewnych odbiorców przemysłowych minimalny pobór mocy w okresach szczytowych. Przykłady takiego wpływu pokazano na rys. 5.2. Podobne tendencje do wyrównywania wykresów obciążenia



Rys. 5.2. Kształty dobowych przebiegów obciążenia dla wybranych grup odbiorców przemysłowych we Francji wg [2] (powierzchnia zakreskowana dotyczy okresów szczytu krajowego obciążenia); a) cementowni, b) petrochemiczno-rafineryjnych, c) elektrometalurgicznych

Fig. 5.2. Shapes of daily load curves for selected French industries [2] (shaded area concerns national peak hours); a) cement industry, b) petroleum pipelines and refining, c) electrometallurgical industry



Rys. 5.3. Wykresy względnych średnich obciążeń dla dni roboczych sezonu letniego (maj - wrzesień) dla odbiorców zasilanych przez San Diego Gaz and Electric Company w USA, wg [5] (powierzchnia zakreskowana dotyczy godzin szczytu obciążenia); 1 - 1977, 2 - 1978

Fig. 5.3. Relative average load curves on summer workdays (May - September) for customers supplied by San Diego Gaz and Electric Company in USA [5] (shaded area concerns peak hours); 1 - 1977, 2 - 1978

występują w Wielkiej Brytanii, Irlandii i RFN [2], [6], [21], [43], [46], [114], [173].

W USA zajęto się problemem odpowiedniej stymulacji zużycia energii elektrycznej w dobie kryzysu energetycznego, jaki wystąpił w latach siedemdziesiątych. W 1978 r. uchwalono w Kongresie specjalną ustawę o oszczędzaniu energii (tzw. PURPA¹⁾) [137]. Miała ona mobilizować dostawców energii do prowadzenia prac nad rozwojem systemów taryfowych. Okazuje się, że wprowadzenie w USA taryf mających odpowiednio zróżnicowane w czasie stawki zmniejszyło obciążenie w szczycie w granicach 1-10% [5]. Zobrazowano to na rys. 5.3.

Również w Polsce można dostrzec tendencję do wyrównywania dobowego przebiegu obciążenia. Pokazano to na rysunkach 5.4 i 5.5, które przedstawiają zmiany średnich dobowych wykresów dla śród, z wytypowanych miesięcy zimowych (stycznia i lutego) oraz jednego miesiąca letniego (czerwieca). Wyrównywanie wykresu obciążenia wywołane jest przez administracyjne działania energetyki (np. wprowadzenie ograniczeń w poborze mocy), następnie przez wykorzystywanie elektrowni szczytowo-pompowych oraz w pewnym stopniu przez oddziaływanie systemu taryfowego.

Na wykresach zamieszczonych na rys. 5.4 i 5.5 zauważa się wpływ zakłóceń w gospodarce narodowej, jakie wystąpiły w latach osiemdziesiątych. Były one przyczyną zwiększenia zakresu zmian w dobowych przebiegach obciążenia w stosunku do wykresu opracowanego dla 1978 r. Po kilku latach ponownie zaznacza się tendencja do wyrównywania tego przebiegu [204].

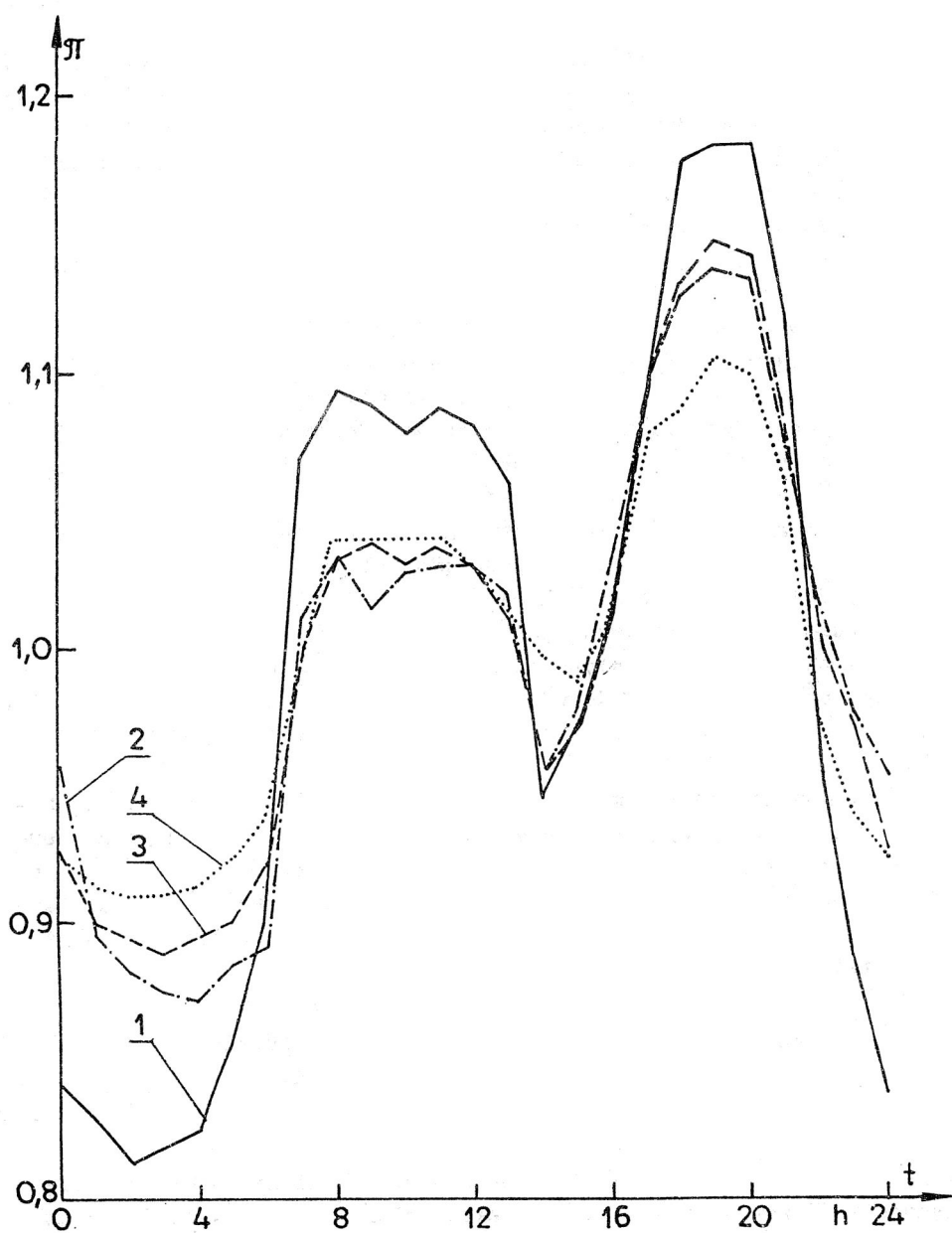
Przykłady podane w tym rozdziale wskazują na zaznaczającą się korzystną tendencję do wygładzania dobowych wykresów zmian zużycia energii w różnych krajach. Jednakże nie można na tej podstawie konkludować, że jest to wyłącznie skutek oddziaływania taryf. W następnych punktach rozdziału 5 omówiono matematyczne metody badania oddziaływania taryf oraz wyniki aplikacji tych metod.

5.2. Modele ekonometryczne oceny wpływu taryf na zużycie energii elektrycznej

5.2.1. Funkcja popytu

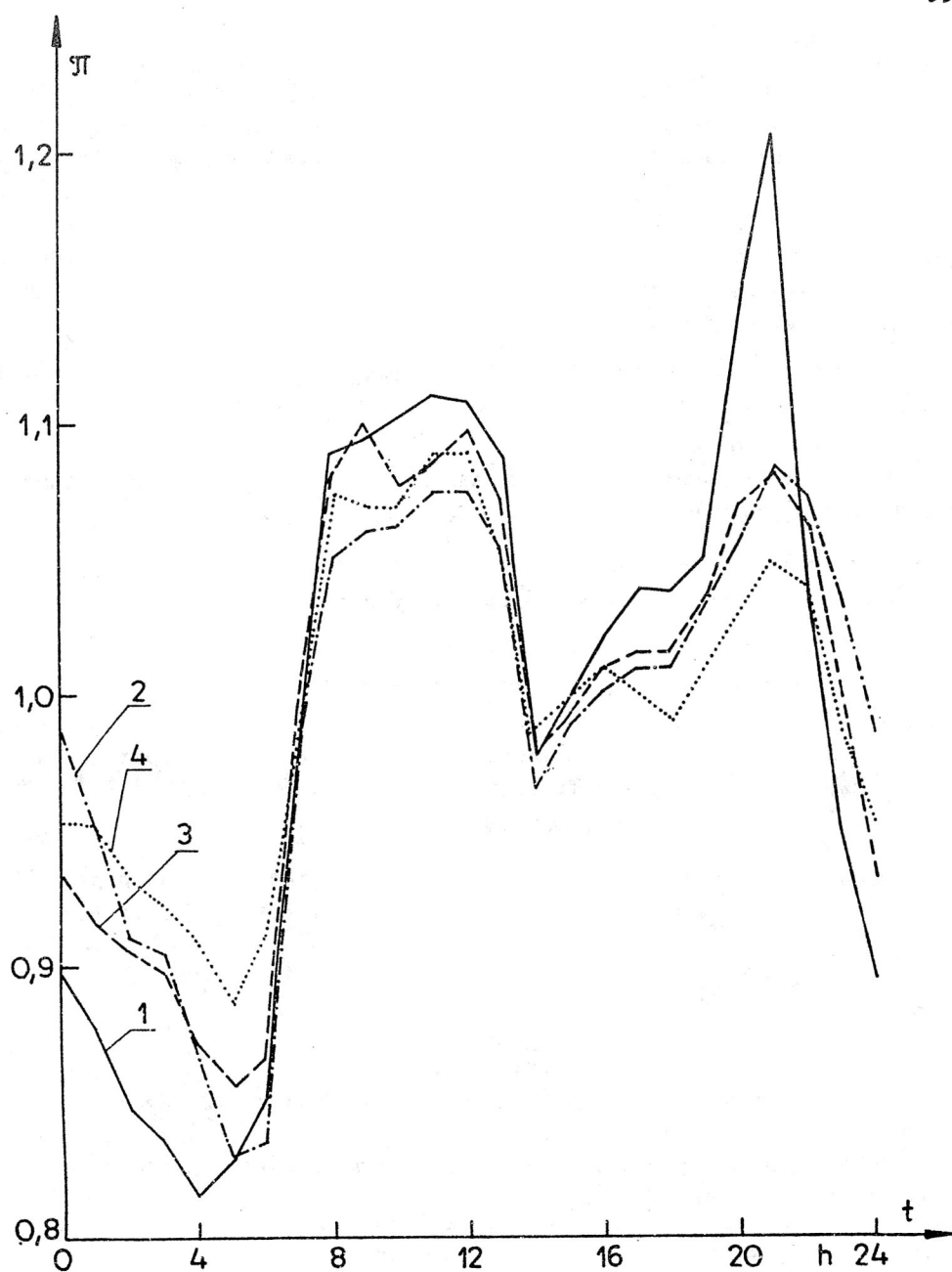
Klasycznym punktem wyjścia w metodologii analizy zachowania się konsumentów różnych towarów w warunkach zmian cen oraz dochodów jest tzw. funkcja użyteczności [27], [30], [32], [45], [103], [119], [142], [154], [192]. Dla odbiorcy indywidualnego można ją określić jako funkcję zapotrzebowania na wszystkie możliwe dobra

¹⁾ Public Utility Regulatory Policies Act.



Rys. 5.4. Kształty dobowych wykresów względnych średnich obciążeń w Polsce dla śród w miesiącach styczniu i lutym; 1 - 1968, 2 - 1978, 3 - 1981, 4 - 1987

Fig. 5.4. Shapes of the daily relative average load curves in Poland on Wednesdays in January and February; 1 - 1968, 2 - 1978, 3 - 1981, 4 - 1987



Rys. 5.5. Kształty dobowych wykresów względnych średnich obciążeń w Polsce dla śród w miesiącu czerwcu; 1 - 1969, 2 - 1978, 3 - 1981, 4 - 1987
 Fig. 5.5. Shapes of the daily relative average load curves in Poland on Wednesdays in June; 1 - 1969, 2 - 1978, 3 - 1981, 4 - 1987

$$u = u(q_1, q_2, \dots, q_n) \quad (5.1)$$

gdzie: q_i - wielkość popytu i -tego dobra ($i = 1, \dots, n$).

Skonstruowanie właściwej postaci analitycznej funkcji (5.1) jest niezmiernie trudnym zadaniem ze względu na konieczność uwzględnienia wielu danych, które często są niedostępne. Jednakże w procesie tworzenia funkcji popytu na różne dobra, w tym również na energię elektryczną, nie jest konieczne formułowanie funkcji użyteczności. Zakładając, że odbiorca wydaje cały swój dochód oraz stara się wybrać taki zestaw dóbr, aby osiągnąć maksimum funkcji (5.1), można napisać następujące równanie

$$p_1 q_1 + p_2 q_2 + \dots + p_n q_n = y \quad (5.2)$$

gdzie: p_i - ceny poszczególnych dóbr ($i = 1, \dots, n$),

y - dochód odbiorcy.

Rozwiązanie problemu maksymalizacji dla n zmiennych $\{q_i\}$ stanowi układ funkcji popytu

$$\begin{aligned} q_1 &= f_1(p_1, \dots, p_n, y) \\ q_2 &= f_2(p_1, \dots, p_n, y) \\ &\dots \dots \dots \\ q_n &= f_n(p_1, \dots, p_n, y) \end{aligned} \quad (5.3)$$

Z maksymalizacją funkcji użyteczności mamy przeważnie do czynienia w warunkach, gdy dochód jest ograniczony, dlatego w analizie popytu bardzo często używa się pośredniej funkcji użyteczności v

$$v = v(p_1/y, p_2/y, \dots, p_n/y) \quad (5.4)$$

Wykorzystanie równania (5.4) umożliwia estymację równań popytu w prosty sposób, mianowicie za pomocą tożsamości Roya [27], [30], [65], [154]

$$q_i = \frac{y(\partial v / \partial p_i)}{\sum_{j=1}^n (\partial v / \partial p_j) p_j} \quad (5.5)$$

Układy równań (5.3) oraz (5.5) określają preferencje konsumentów dotyczące zapotrzebowania na różne towary.

Znając funkcje popytu, można oszacować wskaźniki elastyczności cenowej oraz dochodowej popytu.

5.2.2. Cenowa i dochodowa elastyczność popytu

Klasyczna definicja wskaźnika cenowej elastyczności popytu, stanowiącego miarę wpływu zmian cen na poziom zakupu dobra (i), przedstawia się następująco [51], [155], [161]

$$e_{qi} = \frac{\partial q_i}{\partial p_i} \frac{p_i}{q_i} \quad (5.6)$$

gdzie: e_{qi} - elastyczność zmiennej q_i , względem ceny p_i dla $i = (1, \dots, n)$,

$\frac{\partial q_i}{\partial p_i}$ - pochodna cząstkowa funkcji popytu q_i względem p_i .

Wartość wskaźnika e_{qi} wskazuje o ile procent zmieni się wartość q_i przy zmianie ceny p_i o 1%. Może ona przyjmować znak (-), świadczący o tym, że ze zwiększeniem ceny maleje popyt, lub znak (+), wskazujący na to, że ze zwiększeniem p_i zwiększa się q_i . Gdy $e_{qi} = 0$, występuje tzw. popyt sztywny (również gdy $e_{qi} \approx 0$).

Funkcja popytu na dobro "i" zależy nie tylko od ceny p_i , lecz także od cen innych towarów p_j . Do przeprowadzenia analizy tego związku wykorzystuje się wskaźnik elastyczności krzyżowej e_{ij} [45], [142]

$$e_{ij} = \frac{\partial q_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{q_i} \quad (5.7)$$

Wskaźnik e_{ij} jest miarą wyrażającą substytucyjność (przyjmując znak (+)) lub komplementarność (gdy występuje znak (-)).

Elastyczność dochodową popytu e_{iy} definiuje się następująco

$$e_{iy} = \frac{\partial q_i}{\partial y} \frac{y}{q_i} \quad (5.8)$$

przy czym y jest dochodem.

Wartość wskaźnika e_{iy} przyjmuje znak (+).

Elastyczność krzyżowa jest związana z dwoma efektami zmiany cen: efektem substytucyjnym i dochodowym [45], [142], [154]. Wyraża to równanie Slutskiego

$$e_{ij} = s_j \sigma_{ij} - s_j e_{iy} \quad (5.9)$$

gdzie: s_j - udział wydatków na dobro j w całkowitym dochodzie y ,

σ_{ij} - elastyczność substytucji Allena.

Wielkość s_j wyraża zależność

$$s_j = \frac{p_j q_j}{y} \quad (5.10)$$

natomiast σ_{ij} opisuje wzór

$$\sigma_{ij} = \frac{\partial (q_i/q_j)}{\partial (p_i/p_j)} \frac{p_i/p_j}{q_i/q_j} \quad (5.11)$$

System równań popytu (5.3) lub (5.5) dają kompletną charakterystykę preferencji konsumenta w nabywaniu różnych dóbr. Jednakże energia elektryczna jest szczególnym dobrem, którego cena jest wieloparametryczna (taryfa). Charakterystykę zachowania się odbiorcy można przeprowadzić

za pomocą funkcji popytu lub wskaźników elastyczności, w których zmiennymi niezależnymi, obok ceny energii elektrycznej²⁾, są także stawki taryfowe, jak np. za energię użytą w różnych strefach doby lub za moc dostarczoną, zamówioną itp.

Estymacja wyżej omawianych równań napotyka przy uwzględnieniu danych dotyczących wszystkich dóbr na znaczne trudności. Ponadto w równaniach popytu (5.3) i (5.5) zawarte są tylko ceny różnych towarów oraz dochód, a przecież zapotrzebowanie na energię elektryczną charakteryzuje się wyraźną tendencją do zmian. Trend ten jest funkcją wielu zmiennych, w tym również nieekonomicznych, co można wyrazić zależnością

$$q_E = f(p_1, z_k, y) \quad (5.12)$$

gdzie: p_1 - jak we wzorze (5.2),

y - dochód,

z_k - inne czynniki kształtujące zmienność zużycia energii elektrycznej (np. pogoda, sezonowość i inne).

W praktyce dokonuje się estymacji subfunkcji, która opisuje wpływ kilku wybranych zmiennych. W skrajnym przypadku może to być funkcja tylko jednej zmiennej (np. ceny energii elektrycznej), co sprowadza się do uproszczenia zależności (5.6) do następującej postaci

$$e_E = \frac{\partial A}{\partial p} \frac{p}{A} \quad (5.13)$$

w której: e_E - elastyczność cenowa zużycia energii elektrycznej,

A - zużycie tej energii w określonym okresie.

Po zastąpieniu pochodnych przyrostami zmiennych otrzymuje się estymator wskaźnika elastyczności

$$\hat{e}_E = \frac{\Delta A}{\Delta p} \frac{p}{A} \quad (5.14)$$

gdzie: ΔA - przyrost zużycia energii elektrycznej w badanym przedziale czasu T , np. 1 rok,

Δp - przyrost ceny energii elektrycznej w przedziale T ,

A, p - odpowiednie wartości zużycia energii elektrycznej i jej ceny w roku wyjściowym.

Analogicznie można przedstawić estymatory wskaźników określonych wzorami (5.7) i (5.8).

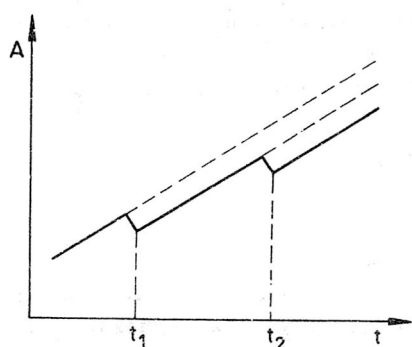
Zależność (5.14) może zostać wykorzystana do badania wpływu zmiany średniej ceny energii elektrycznej na globalne zużycie tej energii przez wytypowaną grupę odbiorców w określonym przedziale czasu. Nieuwzględnienie trendu zużycia, spowodowanego innymi czynnikami niż cena, może prowadzić do znacznych błędów w szacowaniu wskaźnika e_E . Mogą one osiągnąć tym większą wartość, im dłuższy będzie przedział czasowy,

²⁾ Rozumianej jako średnia cena energii elektrycznej

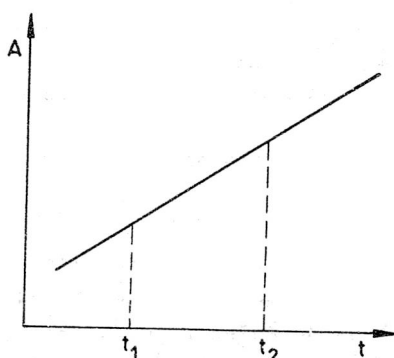
dla którego szacuje się wartość ΔA . Wyniki obliczeń wartości e_E , przy wykorzystaniu przyrostów zużycia ΔA odnoszących się do 1 roku, zamieszczono w [204] (rozdz. 5.3).

5.2.3. Szacowanie elastyczności cenowej obciążenia z uwzględnieniem funkcji trendu zużycia energii elektrycznej

Reakcja odbiorców energii elektrycznej na podwyżkę jej ceny średniej, wyrażająca się w obniżeniu poziomu zużycia tej energii lub zmniejszeniu tempa wzrostu, może mieć charakter trwały, wygasający bądź też może się w ogóle nie zaznaczyć [73], [148], [203]. Przedstawiono to na rysunkach 5.6, 5.7, 5.8, 5.9. W momentach t_1 i t_2 nastąpiły zmiany cen energii elektrycznej.



Rys. 5.6. Trwała zmiana trendu zużycia energii elektrycznej A, spowodowana podwyżką jej ceny
Fig. 5.6. Durable change of the electric energy consumption A caused by rate increase



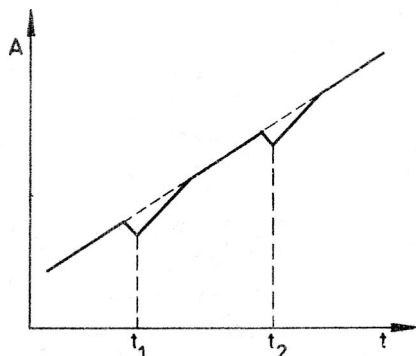
Rys. 5.7. Brak wpływu zmiany ceny energii elektrycznej na jej zużycie
Fig. 5.7. Lack of influence of the rate change on energy consumption

Model trendu zużycia energii elektrycznej z przesunięciem

W pracach [73], [148], [149] przedstawiono wyniki aproksymacji trendu zużycia energii elektrycznej za pomocą funkcji z przesunięciem. Przyjmuje się, że zużycie energii elektrycznej jest kształtowane przez następujące zmienne

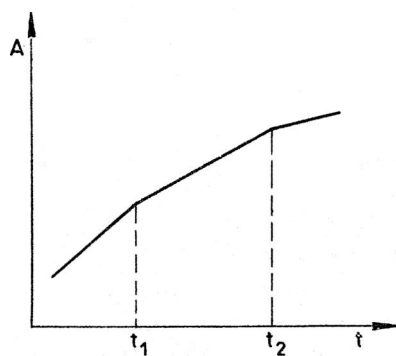
$$\hat{A} = \hat{X}_0 + X_z + X \quad (5.15)$$

gdzie: $\hat{A}$ - zużycie energii elektrycznej,
 $\hat{X}_0$ - hipotetyczny poziom zużycia energii elektrycznej w sytuacji niewprowadzenia korekty cen,
 X_z - zmiana poziomu zużycia energii elektrycznej zaistniała wskutek zmiany cen,



Rys. 5.8. Wygasający charakter zmiany trendu zużycia energii elektrycznej A spowodowanej podwyżką jej ceny

Fig. 5.8. Change of electrical energy consumption trend A caused by rate increase go out



Rys. 5.9. Zmiana tempa przyrostu zużycia energii elektrycznej A po podwyżce jej ceny

Fig. 5.9. Change of the speed increment of the electrical energy consumption A after rise her price

X - składnik przedstawiający czynniki nie ujęte w modelu (np. zmiany losowe).

Założono, że składnik X_0 jest funkcją czasu

$$\hat{X}_0 = f(t), \text{ dla } t = 1, 2, \dots, T - \text{okres badania} \quad (5.16)$$

Jest to postępowanie uproszczone, gdyż pomija się tutaj wpływ innych istotnych czynników na zmienność zużycia, np. zwiększenie (zmniejszenie) produkcji zakładów przemysłowych, ograniczenia zużycia w warunkach deficytu itp.

Składnik X_z we wzorze (5.15), stanowiący oszacowanie zmiany poziomu zużycia spowodowanej skokami cen, opisuje się następująco

$$X_z = \sum_{k=1}^K b_k W_k, \text{ dla } k = 1, 2, \dots, K \quad (5.17)$$

gdzie: b_k - parametry strukturalne, których wartości wskazują na skalę zmiany zużycia energii elektrycznej wywołaną zmianą cen tej energii w roku t_k ($k = 1, 2, \dots, K$),

W_k - zmienne charakteryzujące wpływ kolejnych zmian cen na poziom zużycia energii elektrycznej, których sposób wyznaczania zależy od charakteru reakcji odbiorców na zmiany cen.

Trwałe przesunięcie trendu zużycia energii po zmianie jej ceny

$W_k = W_{tk}$ można przedstawić następująco

$$W_{tk} = \begin{cases} 0, & \text{dla } t = 1, 2, \dots, t_k - 1 \\ 1, & \text{dla } t = t_k, t_k + 1, \dots, T \end{cases} \quad (5.18)$$

Jeśli zaistnieje przesunięcie trendu zużycia, to stopniowo zanika wartość zmiennej W_k , przy założeniu liniowego wygasania wpływu zmian ceny, wyznacza się następująco

$$W_{tk} = \begin{cases} 0, & \text{dla } t = 1, 2, \dots, t_k - 1 \\ 1, & \text{dla } t = t_k; \\ 1 - \frac{t - t_k}{S}, & \text{dla } t = t_k + 1, t_k + 2, \dots, t_k + S - 1 \\ 0, & \text{dla } t = t_k + S, t_k + S + 1, \dots, T \end{cases} \quad (5.19)$$

Wielkość S we wzorze (5.19) oznacza długość okresu, w którym następuje "przyzwyczajanie się" do nowych cen. Parametr ten szacuje się metodą kolejnych przybliżeń przez podstawianie kolejno $S = 1, S = 2, \dots$. Przyjmuje się taką wartość S , dla której oszacowany model (5.15) będzie najlepiej "pasował" do danych empirycznych.

Kryterium oceny jakości i wyboru modelu stanowi odchylenie standardowe reszt

$$d_e = \frac{1}{T - n} \sum_{t=1}^T (A_t - \hat{A}_t)^2 \quad (5.20)$$

gdzie: A_t - wartości rzeczywistego zużycia energii elektrycznej,

$\hat{A}_t$ - wartości teoretyczne zużycia energii elektrycznej
oraz współczynnik determinacji będący miarą dopasowania modelu do danych empirycznych unormowaną w przedziale $[0, 1]$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^T (\hat{A}_t - \bar{A}_t)^2}{\sum_{i=1}^T (A_t - \bar{A}_t)^2} \quad (5.21)$$

przy czym $\bar{A}_t$ jest wartością średnią A_t

$$\bar{A}_t = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T A_t. \quad (5.22)$$

Oszacowano wartości cenowej elastyczności zużycia energii elektrycznej, przyjmując następującą zależność

$$\hat{\epsilon}_E = \frac{A_{t2} - \hat{X}_{ot2}}{\hat{X}_{ot2}} \frac{P_{t1}}{P_{t2} - P_{t1}} \quad (5.23)$$

w której $\hat{X}_{ot2}$ oznacza hipotetyczną wartość zużycia energii elektrycznej dla badanego roku t_2 , natomiast P_{t1} i P_{t2} ceny energii elektrycznej obowiązujące w roku t_1 i t_2 . Wartość tą, gdy reakcja odbiorcy (przejawiająca się w przesunięciu trendu zużycia) ma charakter wygasający, szacuje się bezpośrednio, na podstawie modelu hipotetycznego

$$\hat{x}_{ot2} = f(t_2) \quad (5.24)$$

Gdy stwierdza się trwałe przesunięcie tendencji zużycia, wówczas wartość $\hat{x}_{ot2}$ wyznacza się z zależności

$$\hat{x}_0 = f(t) + \sum_{k=1}^{K'} b_k W_k \quad (5.25)$$

przy czym K' ($K' < K$) stanowi liczbę podwyżek cen energii elektrycznej dokonanych przed rozważaną podwyżką.

Zatem otrzymuje się

$$\hat{x}_{ot2} = f(t_2) + \sum_{k=1}^{K'} b_k W_{t2k} \quad (5.26)$$

Dla odbiorców z grupy gospodarstw domowych (w przeliczeniu na 1 gospodarstwo) otrzymano następującą postać modelu zużycia energii w latach 1953-1982

$$A_3 = 295,1 + 7,434t + 1,076t^2 - 1,946W_1 - 172,7W_2 - 155,2W_3 \quad (5.27)$$

Równanie (5.27) ujmuje zmianę trendu A po podwyżce w 1982 r., przy czym poprzednie miały miejsce w 1953 i 1963 r.

Model hipotetycznego trendu zużycia energii przedstawia się za pomocą równania

$$\hat{x}_{03} = 295,1 + 7,434t + 1,076t^2 \quad (5.28)$$

Wartość wskaźnika elastyczności, oszacowana na podstawie wzoru (5.23), wynosi -0,18.

Uwzględnienie średniorocznego tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej w szacowaniu wskaźnika elastyczności popytu

W pracy [72] podano następującą postać zależności wskaźnika elastyczności

$$\hat{\epsilon}_E = \frac{A_{t2} - A_{t1}r^\tau}{A_{t1}r^\tau} \frac{P_{t1}}{P_{t2} - P_{t1}} \quad (5.29)$$

gdzie: A_{t1} , A_{t2} - wartości zużycia energii elektrycznej, odpowiednio w latach $t1$ i $t2$,

r - wskaźnik średniego rocznego tempa wzrostu zużycia energii elektrycznej, w okresie poprzedzającym zmianę cen,

τ - okres jaki upłynął pomiędzy latami, których dotyczą wartości A_{t1} i A_{t2} , w latach.

Oszacowane wartości wskaźnika $\hat{e}_E$ w odniesieniu do zmiany ceny energii w 1963 r., dla odbiorców grupy "gospodarstwa domowe", wynoszą
- według wzoru (5.14)

$$\hat{e}_E = -0,0779,$$

- według wzoru (5.29)

$$\hat{e}_E = -0,1103.$$

Nie uwzględnienie zatem trendu wzrostu zużycia energii elektrycznej w obliczeniach sprawia, że oszacowane wartości wskaźnika $\hat{e}_E$ są mniejsze, czyli dowodzą o słabszej reakcji odbiorców.

5.2.4. Modele matematyczne wpływu zróżnicowanych w czasie stawek taryfowych za energię elektryczną na krzywą obciążenia

Oszacowanie współczynnika elastyczności globalnego zużycia energii nie wyjaśnia w pełni wpływu taryf elektrycznych na kształtowanie się przebiegów obciążeń (poboru mocy i energii). Z punktu widzenia ekonomiki produkcji energii elektrycznej istotne znaczenie ma rozkład jej zużycia w czasie, np. w dobie. Najbardziej optymalny byłby pobór o wyrównanym przebiegu w czasie.

W latach 1975 i 1976 rząd USA był inicjatorem wielu eksperymentów taryfowych, których celem było określenie oddziaływania wpływu taryf ze stawkami zróżnicowanymi w czasie, tzw. TOU i TOD. Zalecenie prowadzenia takich badań jest również zawarte we wspomnianej w rozdz. 5.1 ustawie o oszczędzaniu energii - PURPA. Umożliwiło to opracowanie wielu modeli matematycznych opisujących zależność pomiędzy stawkami za energię a jej zużyciem w różnych okresach.

Estymacja układów równań (5.3) lub (5.5) napotyka na trudności ze względu na niekompletność danych dotyczących wartości popytu na wszystkie dobra oraz potrzeby serwisowe. Nawet estymacja dotycząca tylko równania opisującego zużycie energii elektrycznej nie może być przeprowadzona bez informacji o dochodach oraz cenach innych towarów, zwłaszcza będących substytutami energii elektrycznej. Prace badawcze są ukierunkowane na zbudowanie modelu obciążenia, w którym zmiennymi niezależnymi byłyby jedynie stawki taryfowe lub średnia cena energii elektrycznej.

Globalne zużycie energii elektrycznej A jest funkcją zużycia w poszczególnych strefach doby [27]

$$A = f(A_1, A_2, \dots, A_l) \quad (5.30)$$

gdzie: A_i - zużycie energii elektrycznej w strefie i ($i = 1, \dots, l$). Funkcję użyteczności (5.1) można zatem wyrazić w następujący sposób

$$u = u[f(A_1, \dots, A_l), q_1, \dots, q_m] \quad (5.31)$$

gdzie: f - jednorodna funkcja stopnia pierwszego zużycia A_i ,
 q_j - poziomy zapotrzebowania na dobra nieelektryczne ($j = 1, \dots$
 $\dots, m$, dla m wyróżnionych dóbr).

Zastosowanie specyfikacji (5.4) pozwala na przedstawienie funkcji użyteczności w postaci

$$v = v[H(p_1/y, \dots, p_l/y), p_{q1}/y, \dots, p_{qm}/y] \quad (5.32)$$

w której: p_i - stawki taryfowe energii elektrycznej zużywanej w strefie i ($i = 1, \dots, l$),

p_{qj} - ceny dóbr nieelektrycznych ($j = 1, \dots, m$),

H - funkcja jednorodna stopnia (-1) zmiennej y oraz stopnia 1 zmiennych p_i .

Po przekształceniu można funkcję v przedstawić

$$v = v[h(p_1, \dots, p_l)/y, p_{q1}/y, \dots, p_{qm}/y] \quad (5.33)$$

przy czym h traktuje się jako cenowy indeks zużycia energii elektrycznej.

Estymację równań zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie i można przeprowadzić, wykorzystując tożsamość Roya

$$A_i = \frac{\partial v}{\partial h} \frac{\partial h}{\partial p_i} \frac{y}{\sum_{k=1}^l \frac{\partial v}{\partial h} \frac{\partial h}{\partial p_k} p_k + \sum_{k=1}^m \frac{\partial v}{\partial p_{qk}} p_{qk}} \quad (5.34)$$

dla k - wskaźnika oznaczającego strefę zużycia energii ($1, \dots, l$)
lub rodzaj innego dobra ($1, \dots, m$).

Całkowity wydatek na energię zużytą podczas wszystkich okresów wyniesie

$$M = \sum_{k=1}^l p_k A_k \quad (5.35)$$

Po podstawieniu wzoru (5.34) do (5.35) otrzymuje się

$$M = \sum_{k=1}^l \frac{\partial v}{\partial h} \frac{\partial h}{\partial p_k} \frac{p_k y}{\sum_{k=1}^l \frac{\partial v}{\partial h} \frac{\partial h}{\partial p_k} p_k + \sum_{k=1}^m \frac{\partial v}{\partial p_{qk}} p_{qk}} \quad (5.36)$$

Odpowiednia kombinacja wzorów (5.34) i (5.36) umożliwi uzyskanie systemu zależności opisujących zużycie energii elektrycznej w poszczególnych strefach doby. Zużycia te są funkcją jedynie opłat za energię w tych strefach oraz całkowitego wydatku M

$$A_i = \frac{\partial h}{\partial p_i} \frac{M}{\sum_{k=1}^l \frac{\partial h}{\partial p_k} p_k} \quad (5.37)$$

Funkcja obciążenia (5.37), zwana warunkową [154], zawiera informacje o właściwościach substytucyjnych energii pobieranej w różnych strefach.

Udział opłat za energię elektryczną zużytą w okresie i w całkowitych wydatkach na tę energię wynosi

$$z_i = \frac{p_i A_i}{M} \quad (5.38)$$

Na podstawie zależności (5.37) i (5.38) otrzymuje się

$$z_i = \frac{\partial h}{\partial p_i} \frac{p_i}{\sum_{k=1}^n \frac{\partial h}{\partial p_k} p_k} \quad (5.39)$$

Jest to wygodna postać zależności opisującej względne opłaty za energię, ponieważ nie zależy od dochodów ani od cen innych towarów. Równanie (5.39) można estymować na podstawie danych o energii elektrycznej, zużywanej w różnych okresach. Na podstawie (5.37) i (5.39) można estymować tzw. cząstkową elastyczność cenową zużycia energii elektrycznej e_{ij}^e

$$e_{ij}^e = \left. \frac{\partial A_i}{\partial p_j} \frac{p_j}{A_i} \right|_M \quad (5.40)$$

która jest warunkowana poziomem wydatków na energię elektryczną M (tzw. elastyczność warunkowa [154]). Występuje tu analogia do e_{ij} (5.7), która zależy od całkowitych dochodów.

Elastyczność A_i , w odniesieniu do M , jest opisana następującą zależnością

$$e_{im}^e = \frac{A_i}{M} \frac{M}{A_i} \quad (5.41)$$

Uwzględnienie równania Slutskiego pozwala e_{ij}^e zapisać w postaci

$$e_{ij}^e = z_j \sigma_{ij}^e - z_j e_{im}^e \quad (5.42)$$

przy czym σ_{ij}^e jest cząstkową elastycznością substytucji.

5.2.5. Estymacja elastyczności cenowej energii elektrycznej zużywanej w różnych strefach doby

Przeprowadzenie estymacji równań obciążenia elektrycznego (5.37) lub (5.39) wymaga zastosowania takiej postaci funkcyjnej względem ceny p_i , która jest jednorodna stopnia pierwszego. Poniżej przedstawiono trzy modele, które są stosowane w analizie wpływu stawek taryfowych na obciążenia:

CES (constant elasticity of substitution), translog i uogólniony Leontieffa.

Model CES można przedstawić następująco [27], [182]

$$P = \left(\sum_{i=1}^n \delta_i p_i^{-\rho} \right)^{-1/\rho} \quad (5.43)$$

przy czym: $\sum_{i=1}^l \delta_i = 1$, natomiast p jest parametrem substytucji,
 p_i - jak we wzorze (5.32).

Po uwzględnieniu tożsamości Roya zależność (5.43) daje następującą postać równania obciążenia

$$A_i = p^{-1} \delta_i (p_i/M)^{-p-1} \quad (5.44)$$

dla $i = 1, \dots, l$ - liczby stref doby, dla których rozważa się obciążenia, M zaś opisuje wzór (5.35).

Funkcja CES tylko dla dwóch stawek taryfowych, np. za energię zużywaną w szczycie p_s i poza szczytem p_{ps} , przyjmuje postać

$$p = \left(\delta_s p_s^{-p} + \delta_{ps} p_{ps}^{-p} \right)^{-\frac{1}{p}} \quad (5.45)$$

dla

$$\delta_s = 1 - \delta_{ps} \quad (5.46)$$

Po podstawieniu $\delta_s = \delta$ wzór (5.45) przybierze postać

$$p = \left(\delta p_s^{-p} + (1 - \delta) p_{ps}^{-p} \right)^{-\frac{1}{p}} \quad (5.47)$$

W celu wykonania estymacji parametrów równań (5.44) wygodnie jest zlogarytmować różnice zużycia energii w dwóch strefach doby opisanych tymi równaniami. Ponadto wykrzystując wzór (5.47), otrzymuje się

$$\ln \frac{A_s}{A_{ps}} = \ln \frac{\delta}{1 - \delta} + (-1 - p) \ln \frac{p_s}{p_{ps}} \quad (5.48)$$

gdzie: A_s, A_{ps} - odpowiednio zużycie energii elektrycznej w strefie szczytowej i pozaszczytowej

lub

$$\ln \frac{A_s}{A_{ps}} = \alpha - \beta \ln \frac{p_s}{p_{ps}} \quad (5.49)$$

przy czym $\alpha = \ln \frac{\delta}{1 - \delta}$, $\beta = 1 + p$

Parametr α jest równy naturalnemu logarytmowi ilorazu zużycia energii w strefie szczytowej i pozaszczytowej, jeśli stawki taryfowe za te energie są sobie równe. Parametr $-\beta$ jest elastycznością substytucji między zużyciami A_s i A_{ps} [27], [32], [119], [192].

Jednorodną postać funkcyjną, stopnia pierwszego, translog dla p można przedstawić według następującej zależności [27], [32], [102], [119], [154]

$$p = \sum_{i=1}^l \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^l \beta_{ij} \ln p_i \ln p_j \quad (5.50)$$

przy czym

$$\sum_{i=1}^1 \alpha_i = 1, \quad \beta_{ij} = \beta_{ji}, \quad \sum_{i=1}^1 \beta_{ij} = 0 \quad \text{dla wszystkich } i.$$

Równania obciążenia A_i i udziału wydatków na energię elektryczną z_i po uwzględnieniu tożsamości Roya przyjmują postać

$$A_i = \left[\alpha_i + \sum_{j=1}^1 \beta_{ij} \ln \frac{p_j}{M} \right] \frac{M}{p_i \left(1 + \sum_{k=1}^1 \sum_{j=1}^1 \ln \frac{p_j}{M} \right)} \quad (5.51)$$

$$z_i = \alpha_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^1 \beta_{ij} \ln \frac{p_j}{p_k} \quad (5.52)$$

Jednorodny model Leontieffa, stopnia pierwszego, można przedstawić w postaci [27], [142], [154]

$$P = \sum_i \sum_j \gamma_{ij} p_i^{\frac{1}{2}} p_j^{\frac{1}{2}}, \quad (5.53)$$

dla $\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$ i $\sum_j \gamma_{ij} = 1$

Przy przyjęciu tożsamości Roya otrzymuje się równanie funkcji obciążenia

$$A_i = \frac{\sum_{j=1}^1 \gamma_{ij} \left(\frac{p_j}{p_i} \right)^{\frac{1}{2}}}{\sum_i \sum_j \gamma_{ij} p_i^{\frac{1}{2}} p_j^{\frac{1}{2}}} \quad (5.54)$$

oraz równanie udziału wydatków na energię elektryczną

$$z_i = \frac{\sum_{j=1}^1 \gamma_{ij} \left(\frac{p_i}{p_k} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{p_j}{p_k} \right)^{\frac{1}{2}}}{\sum_{i=1}^1 \sum_{j=1}^1 \gamma_{ij} \left(\frac{p_i}{p_k} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{p_j}{p_k} \right)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.55)$$

Z badań, wykonanych na szeroką skalę w USA, wynika, że użycie modeli CES i Leontieffa daje zbliżone efekty [27]. Szersze zastosowanie znalazł tam jednak model CES [13], [26], [27], [32], [65], [119].

Do opisanie popytu (wzór (5.3)) często jest stosowana zależność liniowa oraz potęgowa [45], [142], [192]. Za szczególnie atrakcyjną należy uznać postać potęgową, gdyż po jej zlogarytmowaniu parametry znajdujące się przy cenach i dochodzie są równe elastycznościom popytu względem tych zmiennych.

Jeśli założy się, że zużycie energii elektrycznej w okresie i jest opisane następującą funkcją

$$A_i = f(p_1, \dots, p_1, y) \quad (5.56)$$

to jej postać potęgową można określić następująco

$$A_i = e^{\alpha_0} \prod_1 p_1^{b_1} y^{b_y} \quad (5.57)$$

Po zlogarytmowaniu zależności (5.57) uzyskuje się

$$\ln A_i = a_0 + \sum_{i=1}^1 b_i \ln p_i + b_y \ln y \quad (5.58)$$

przy czym parametry b_i są cenowymi elastycznościami zużycia energii, b_y - elastycznością dochodową zużycia.

W niniejszej pracy zaproponowano tzw. elastyczność cenową relatywną do badania wpływu stawek taryfowych na rozkład obciążeń. Wielkość ta pozwala uniknąć błędów związanych z nieuwzględnieniem we wzorze (5.14) trendu zmian zużycia energii elektrycznej. Elastyczność cenową relatywną e_p^r opisuje następująca zależność

$$e_p^r = \frac{\Delta A_s^r}{\Delta p_s^r} \frac{p_s^r}{A_s^r} \quad (5.59)$$

gdzie: ΔA_s^r - przyrost wartości relatywnego zużycia energii elektrycznej w strefie szczytowej,

A_s^r - wartość relatywnego zużycia energii elektrycznej w strefie szczytowej w okresie bazowym t_1 ,

Δp_s^r - przyrost relatywnej stawki taryfowej za energię elektryczną pobieraną w strefie szczytowej,

p_s^r - stawka taryfowa za energię elektryczną, pobieraną w strefie szczytowej, obowiązująca w okresie bazowym t_1 .

Wartość ΔA_s^r można obliczyć z zależności

$$\Delta A_s^r = A_{s2}^r - A_{s1}^r \quad (5.60)$$

przy czym

$$A_{s1}^r = \frac{\bar{A}_{s1}}{A_1} \quad \text{ i } \quad A_{s2}^r = \frac{\bar{A}_{s2}}{A_2}$$

natomiast $\bar{A}_{s1}$ i $\bar{A}_{s2}$ są jednogodzinowymi średnimi zużyciami energii elektrycznej w strefie szczytowej, dotyczącymi przedziału czasowego t_1 i t_2 , natomiast $\bar{A}_1$ i $\bar{A}_2$ są jednogodzinowymi średnimi zużyciami energii elektrycznej odnoszącymi się odpowiednio do przedziałów t_1 i t_2 .

Wartość Δp_s^r opisuje równanie

$$\Delta p_s^r = \frac{p_{s2}}{p_2} - \frac{p_{s1}}{p_1} \quad (5.61)$$

w którym p_{s1} i p_{s2} są stawkami taryfowymi za energię elektryczną zużywaną w szczycie, odpowiednio w przedziale czasowym t_1 i t_2 , natomiast p_1 i p_2 są średnimi cenami energii elektrycznej, odpowiednio dla okresów t_1 i t_2 .

5.3. Analiza wyników badań wpływu zmian taryfowych na obciążenie elektryczne

Badania wpływu taryf na poziom zużycia energii elektrycznej i jego rozkład w czasie prowadzi się od wielu lat, przede wszystkim we Francji, RFN, Wielkiej Brytanii i USA. Od połowy lat siedemdziesiątych na szeroką skalę wykonuje się je w USA. Analizy te prowadzi się tam z inicjatywy Ministerstwa Energii. Jak wspomniano wcześniej (rozdz. 5.1), przeprowadzono w USA wiele eksperymentów taryfowych, polegających na ocenie efektywności wprowadzenia stawek taryfowych, zróżnicowanych w czasie. Dane empiryczne stanowiły podstawę do oszacowania wskaźników elastyczności. Jednakże należy podkreślić, że wyniki różnych eksperymentów nie są ze sobą na ogół porównywalne, ze względu na różne metody obliczeniowe lub nieporównywalne warunki przeprowadzenia doświadczeń [16], [119]. Niemniej wyniki badań w przeważającej większości wskazują na związek pomiędzy taryfami (ich zmianami) a procesem obciążenia, co potwierdzają też analizy przeprowadzone w innych krajach, w tym także w Polsce. Ponadto trzeba podkreślić, że wartości wskaźników elastyczności zależą od bardzo wielu różnorodnych czynników, spośród których do najistotniejszych należą: struktura i poziom stawek taryfowych, długość trwania strefy szczytowej, poziom zużycia energii przez daną grupę odbiorców, rodzaj odbiorcy, ceny substytutów energii elektrycznej, dochody ludności, długość okresu dla którego szacuje się wskaźnik elastyczności. Jednocześnie stwierdza się regionalne zróżnicowanie reakcji odbiorców na zmiany taryfowe. Wpływ wymienionych czynników będzie omówiony, na przykładzie wyników uzyskanych przez zagranicznych badaczy oraz przez autora, w dalszej części niniejszego rozdziału.

Struktura i poziom stawek taryfowych

Zużycie energii elektrycznej w różnych strefach czasowych (doby, roku) w dużej mierze zależy od struktury wewnętrznej taryf, czyli od stawek taryfowych [8], [14], [17], [29], [31], [50], [61], [63], [135], [154]. O wpływie stawek za energię zużywaną w różnych okresach doby

świadczą wartości elastyczności cenowej przedstawione w tabeli 5.1. Oszacowano je dla warunków francuskich na podstawie następującej zależności [8]

$$\ln A_i = a_i + \sum_{j=1}^3 b_{ij} \ln p_j \quad (5.62)$$

gdzie: a_i , b_{ij} - parametry, które należy oszacować, przy czym b_{ij} są wartościami elastyczności cenowej (dla $i = j$ - tzw. elastyczność własna, dla $i \neq j$ - elastyczność wzajemna),

A_i - zużycie energii w strefie i ,

p_j - stawka za energię w strefie j .

T a b e l a 5.1

Wartości elastyczności cenowej własnej i wzajemnej
dla odbiorców przemysłowych we Francji, wg [8], [11]

Stawka dla okresu	Wartość średniego zużycia energii w okresie		
	szczytu	dnia (poza szczytem)	nocy
Szczytowego	-0,026 ^{*)}	-0,450 ^{*)}	0,736 ^{*)}
Dnia (poza szczytem)	0,011	-0,118	-0,007
Nocy	0,008	0,057	-0,614

^{*)} Oznacza wartości statystyczne istotne na poziomie 0,05.

Na zmiany poziomu zużycia oddziałuje również w dużym stopniu stosunek stawek obowiązujących w różnych strefach czasowych [12], [29], [102]. W Stanach Zjednoczonych przeprowadzono pod koniec lat siedemdziesiątych eksperyment taryfowy z odbiorcami domowymi. Przedstawiciele tych odbiorców podzielono na podgrupy, które rozliczano według zróżnicowanych taryf. Różniły się one relacją stawek taryfowych i długością strefy szczytu dobowego. Wynik badań otrzymany dla godziny szczytowej w dniu maksymalnego obciążenia latem, pomiędzy godzinami 13-14, podano w tabeli 5.2. W badaniach wykorzystano zależność (5.51).

T a b e l a 5.2

Zależność reakcji odbiorców domowych od czasu trwania szczytu (T) i ilorazu opłat szczytowych i pozaszczytowych (I), wg [29]

T w h	Wartość zmniejszenia zużycia energii w strefie szczytowej, w %		
	I = 2 : 1	I = 4 : 1	I = 8 : 1
6	17	25	32
9	18	25	30
12	15	21	25

Przedstawione w tabeli 5.2 wyniki wskazują, że duża wartość stosunku opłat za energię zużywaną w szczycie do opłat obowiązujących poza szczytem wpływa na ograniczenie zużycia w szczycie obciążenia.

Zastosowanie taryf wieloczasowych (typu TOD, TOU) dla odbiorców domowych w USA prowadzi, oprócz zmniejszenia poboru energii elektrycznej w szczycie, do zmniejszenia globalnego zużycia tej energii [12], [29].

Wpływ zroźnicowanych w czasie stawek taryfowych na zużycie energii elektrycznej w różnych strefach doby analizowano dla odbiorców przemysłowych w Polsce, których rozliczano według taryf A2, A21, A3 i A31. W tabelach 5.3-5.6 zamieszczono wartości wskaźników elastyczności relatywnej e_p^r , obliczone na podstawie wzoru (5.59). Odnoszą się one do da-

T a b e l a 5.3

Wartości wskaźników elastyczności relatywnej e_p^r oszacowane dla zużycia energii elektrycznej przez odbiorców rozliczanych według taryfy A2

Badany okres	Dla zużycia energii w strefie	Dla stawki za energię zużywaną w strefie	
		szczytowej	pozaszczytowej
1985-1986	szczytowej	-0,682	0,405
1986-1987		0,372	-0,115
1987-1988		-0,588	-0,110
1985-1986	pozaszczytowej	0,330	-0,196
1986-1987		-0,174	0,054
1987-1988		0,294	0,055

Źródło: obliczenia własne

T a b e l a 5.4

Wartości wskaźników elastyczności relatywnej e_p^r oszacowane dla zużycia energii elektrycznej przez odbiorców rozliczanych według taryfy A21

Badany okres	Dla zużycia energii w strefie	Dla stawki za energię zużywaną w strefie	
		szczytowej	pozaszczytowej
1985-1986	szczytowej	-0,190	0,051
1986-1987		-0,009	0,004
1987-1988		-1,286	-0,066
1985-1986	pozaszczytowej	0,095	-0,025
1986-1987		0,009	-0,004
1987-1988		0,571	0,029

Źródło: obliczenia własne

T a b e l a 5.5

Wartości wskaźników elastyczności relatywnej e_p^r oszacowane dla zużycia energii elektrycznej przez odbiorców rozliczanych według taryfy A3

Badany okres	Dla zużycia energii w strefie	Dla stawki za energię zużywaną w strefie		
		szczytowej	pozaszczytowej	nocnej
1985-1986	szczytowej	-0,370	-0,058	0,833
1986-1987		0,145	-0,030	-0,030
1987-1988		0,012	-0,002	-0,003
1985-1986	pozaszczytowej	0,481	0,076	-1,083
1986-1987		0,032	-0,007	-0,007
1987-1988		-0,012	0,002	0,003
1985-1986	nocnej	-0,074	-0,011	0,166
1986-1987		-0,129	0,027	0,027
1987-1988		0,000	0,000	0,000

Źródło: obliczenia własne

T a b e l a 5.6

Wartości wskaźników elastyczności relatywnej e_p^r oszacowane dla zużycia energii elektrycznej przez odbiorców rozliczanych według taryfy A31

Badany okres	Dla zużycia energii w strefie	Dla stawki za energię zużywaną w strefie		
		szczytowej	pozaszczytowej	nocnej
1985-1986	szczytowej	-1,500	-0,120	0,210
1986-1987		-0,133	0,028	0,028
1987-1988		0,096	-0,010	-0,013
1985-1986	pozaszczytowej	0,857	0,068	-0,120
1986-1987		0,133	-0,028	-0,028
1987-1988		-0,135	0,013	0,018
1985-1986	nocnej	0,500	0,040	-0,070
1986-1987		0,000	0,000	0,000
1987-1988		0,058	-0,006	-0,008

Źródło: obliczenia własne

nych z października, listopada i grudnia lat 1985-1988. Jak można dostrzec, przedstawione wartości charakteryzują się dużą przypadkowością, co może być spowodowane brakiem konsekwencji w ustalaniu stawek taryfowych³⁾. Pomimo to najczęściej obserwuje się korzystne zmiany zużycia

³⁾ Analizę zmian stawek taryfowych przedstawiono w rozdz. 5.5

dla strefy szczytowej. Największe wartości wystąpiły w taryfie A21 - -1,286 oraz A31 - -1,500.

Niektóre z analizowanych prac autorów zagranicznych dotyczyły kształtowania obciążenia za pomocą stawek za moc oraz za energię. W pracy [8] podano wyniki badań elastyczności cenowej zużycia energii elektrycznej, w odniesieniu do różnych stref doby, dla danych z USA, obliczone według zależności

$$\ln A_i = a_i + b_i \ln p_{e,i} + c_i \ln (p_{m,i} + 0,1), \quad (5.63)$$

gdzie: $p_{e,i}$ - stawka za energię dla strefy i ,
 $p_{m,i}$ - stawka za moc dla strefy i ,
 A_i - zużycie energii elektrycznej w strefie i ,
 a_i, b_i, c_i - parametry, które należy oszacować.

Stwierdzono, że wartości współczynnika elastyczności oszacowane dla odbiorców domowych są znacznie większe w przypadku opłat za energię niż za moc. Na przykład największe wartości tej wielkości uzyskane dla strefy nocnej wynoszą

- przy stawkach za energię - -0,21,
- przy stawkach za moc - -0,03.

Z kolei wyniki badań wskaźnika elastyczności typu CES, wykonanych dla odbiorców handlowych i przemysłowych, dowodzą silniejszego oddziaływania na użytkowników energii stawek za moc, zróżnicowanych w czasie, niż stawek za energię [15].

W pracy [29] podano rezultaty badań wpływu dwóch rodzajów taryf na odbiorców domowych. Analizowano taryfę dwuczłonową - z opłatą stałą oraz stawkę za energię zróżnicowaną w czasie, a także trójczłonową - z opłatą stałą, stawką jednakową za energię i zróżnicowaną w czasie za moc. Stwierdzono, że stosowanie taryfy trójczłonowej daje znaczącą redukcję poboru mocy maksymalnej oraz wywołuje przesunięcie znacznej części obciążenia ze strefy szczytowej do pozaszczytowej. Jednak nie prowadzi ona do uzyskania takich efektów jak w przypadku użycia taryfy dwuczłonowej, w której stosunek opłat za energię w strefach szczytowej i pozaszczytowej wynosi 8 : 1.

Istnienie wpływu struktury taryf na reakcję odbiorców potwierdzają wyniki badań dla warunków krajowych, uzyskane przez autora [203]. Wskazują na to wartości wskaźnika elastyczności zużycia energii elektrycznej, oszacowane dla odbiorców przemysłowych, rozliczanych według różnych taryf grupy A. Wartości te obliczone na podstawie zależności (5.14) są następujące:

- dla taryf 1-czasowych A1 (A11) - -0,048
- dla taryf 2-czasowych A2 (A21) - -0,063
- dla taryf 3-czasowych A3 + A4 (A3 + A31 + A0) - -0,101

przy czym symbole taryf w nawiasach dotyczą okresu po lipcu 1984 r. Rozpatrywani odbiorcy byli zasilani z sieci elektroenergetycznej Zakładu Energetycznego Wrocław. Do obliczeń wykorzystano wartości zużycia energii i średnie ceny energii elektrycznej pochodzące z okresów od 1983.07.01 do 1984.06.30 i od 1984.07.01 do 1985.06.30. Wyniki świadczą o tym, że najsilniej na zmiany średniej ceny reagowali odbiorcy zaliczani do taryf trójkasowych (A3, A31, A0).

Długość trwania strefy szczytowej

Poziom redukcji obciążenia w szczycie pozostaje w ścisłym związku z czasem trwania tej strefy. Im jest on dłuższy, tym słabsza staje się reakcja odbiorców, jak wykazują badania amerykańskie (tabela 5.2) [29]. Wytłumaczyć to można tym, że przy dłuższych strefach szczytowych odbiorca ma mniejsze możliwości przesunięcia części obciążenia na inny okres lub że jest to dla niego nieopłacalne.

Poziom wzrostu ceny energii elektrycznej

Wartość redukcji zużycia energii elektrycznej jest silnie związana z poziomem zwiększenia jej ceny. Przedziały wartości tej redukcji, dla danych z lat sąsiednich, odnoszących się do różnych grup odbiorców w USA, przedstawiono w tabeli 5.7.

T a b e l a 5.7

Wpływ poziomu wzrostu ceny energii elektrycznej
na wskaźnik elastyczności, wg [29]

Wzrost średniej ceny w %	Redukcja zużycia energii przez odbiorców w %		
	domowych	handlowych	przemysłowych
5	-0,6,...,-1,8	-0,5,...,-1,8	-1,0,...,-2,0
10	-1,2,...,-3,5	-1,0,...,-3,5	-2,0,...,-4,0
15	-1,8,...,-5,3	-1,5,...,-5,3	-3,0,...,-6,0

Poziom zużycia energii elektrycznej

Wartość redukcji zużycia energii elektrycznej w strefie szczytowej, wywołana zwiększeniem opłat zależy od poziomu globalnego zużycia tej energii przez odbiorców [1], [9], [10], [12], [15], [130], [153]. Zatem na siłę tego związku wpływa wyposażenie odbiorców w odbiorniki energii elektrycznej, przy czym istotna tu jest nie tylko liczba tych odbiorników, lecz także ich rodzaj. Bowiem w zakładach przemysłowych, bądź u innych odbiorców, jest grupa urządzeń, których pracę można przesunąć ze strefy szczytowej do pozaszczytowej, np. piece akumulacyjne. Wyniki ba-

dań uzyskane w USA pozwalają stwierdzić, że reakcja odbiorców większych jest silniejsza niż mniejszych [152], [153]. Odbiorcy reagują w różnym stopniu na zmiany taryfowe, w zależności od pory doby lub roku [29], [130].

Tabela 5.8 obrazuje kształtowanie się wartości wskaźników cenowej elastyczności zużycia energii dla odbiorców domowych, odpowiednio do poziomu miesięcznego zużycia energii oraz pory doby.

T a b e l a 5.8

Wartości elastyczności cenowej zużycia energii
przez odbiorców domowych w USA obliczone dla dni roboczych,
wg [130]

Wartość zużycia energii w kW·h/mies.	Okres doby w h				
	9-12	12-15	15-18	18-21	21-9
0-200	-0,088	-0,008	-0,001	-0,012	-0,056
701-800	-0,125	-0,166	-0,112	-0,073	-0,051
1402-1500	-0,265	-0,349	-0,250	-0,167	-0,083
2001-2500	-0,309	-0,417	-0,400	-0,210	-0,062
>2500	-0,259	-0,405	-0,338	-0,180	-0,035
Domy z basenem pływackim					
1001-1100	-0,328	-0,395	-0,235	-0,189	-0,135

Rodzaj odbiorcy energii elektrycznej

Poszczególne kategorie odbiorców reagują w zróżnicowany sposób na zmiany taryf [10], [73], [152], [153], [160]. Na podstawie badań przeprowadzonych w latach 60. i na początku 70. w USA stwierdzono, że odbiorcy przemysłowi cechują się największymi wskaźnikami elastyczności cenowej zużycia energii elektrycznej. Przeciętne wartości tego wskaźnika dla poszczególnych grup odbiorców przedstawiają się następująco [160]:

- domowi -1,3
- handlowi -1,5
- przemysłowi -1,7

Natomiast na podstawie badań krajowych można uznać, że najsilniej reagują odbiorcy domowi [73].

Z badań porównawczych, wykonanych dla różnych branż przemysłowych, wynika, że najsilniejszą reakcję wykazują przemysły hutniczy, maszynowy, drzewny [10], [152], [153].

Przytoczone powyżej informacje dotyczą wpływu średniej ceny na globalne zużycie energii. Jednakże również podobne spostrzeżenia można po-

czynić na temat oddziaływania taryf na wygładzanie przebiegu obciążenia [153], z wyjątkiem odbiorców handlowych, dla których nie występuje taka zależność.

Ceny substytutów

Elastyczność cenowa wzajemna, wyznaczona w odniesieniu do zmian cen substytutów energii elektrycznej, jest dodatnia, co oznacza, że ze zwiększeniem tych cen zużycie energii elektrycznej też się zwiększa. Według pracy [1], przedstawiającej wyniki uzyskane w USA, wskaźnik elastyczności cenowej, w stosunku do zmian ceny gazu, w zależności od pory roku przyjmuje wartości z przedziału od +7 do +1,1.

Długość okresu badania oddziaływania taryf

Analiza oddziaływania taryf na odbiorców energii elektrycznej wykazała, że istnieje związek między siłą tego wpływu a długością okresu jego badania. W związku z tym wyróżnia się elastyczność długookresową (szacowaną dla okresów kilkuletnich) oraz krótkookresową (odnoszącą się najwyżej do okresu rocznego). Wartości wskaźników elastyczności długookresowej są większe [1], [10], [160]. Wiąże się to z tym, że musi zaistnieć czas zwłoki reakcji odbiorców na zmiany taryfowe. W pracy [160] podano, że pełny efekt uwidacznia się po około 7 latach. W dłuższym przedziale czasowym odbiorcy mają większe możliwości przystosowania się do nowych cen. Bowiem istnieje wówczas dostateczny margines czasu, aby wprowadzić zmiany w technologii, w profilu produkcji, pozbyć się energochłonnych urządzeń itp.

W pracy [10] stwierdza się, że wartości krótkookresowej elastyczności cenowej dla przemysłu mieszczą się w przedziale od -0,20 do -0,40, a długookresowej od -0,70 do -1,5. Podobną reakcję stwierdza się też w innych grupach odbiorców.

Charakterystyka odbiorców domowych

Reakcja odbiorców domowych na zmiany taryfowe zależy od wielu czynników [1], [4], [13], [26], [103], [119], [185]. Do najistotniejszych zaliczają się: poziom dochodów, dane demograficzne, wyposażenie domostw, zwłaszcza w urządzenia do ogrzewania i klimatyzacji.

Najczęściej do badania wpływu różnych czynników, nie związanych z taryfami, stosuje się model typu CES [13], [26], [119]. W pracach [26], [32] podano wyniki użycia następującej postaci modelu do oceny zachowania się odbiorców domowych

$$\ln \frac{A_s}{A_{ps}} = \alpha + \sum_i \gamma_i Z_i + \beta \ln \frac{p_s}{p_{ps}} + \sum_i \delta_i Z_i \ln \frac{p_s}{p_{ps}}, \quad (5.64)$$

gdzie: Z_i - rodzaj badanego czynnika wywierającego wpływ na współczynnik elastyczności (dla i wyróżnionych czynników),

$\alpha, \beta, \gamma_i, \delta_i$ - parametry, które należy oszacować, natomiast pozostałe wielkości opisano przy omówieniu wzoru (5.49).

Dla taryf ze stałą stawką za energię $\ln p_s/p_{ps}$ równa się zero, co powoduje, że wyrażenie $(\alpha + \sum_i \gamma_i Z_i)$ staje się estymatorem $\ln A_s/A_{ps}$ dla odbiorców rozliczanych według takiej taryfy. Stosunek zużycia energii elektrycznej w poszczególnych strefach doby zależy od Z_i , chyba że wszystkie wartości γ_i są równe zero. Elastyczność substytucji CES w modelu (5.64) jest opisana jako

$$\epsilon_{CES} = -\left(\beta + \sum_i \delta_i Z_i\right) \quad (5.65)$$

przy czym wielkość ta zależy od Z_i , jeśli $\delta_i \neq 0$. Może też wystąpić sytuacja, że wszystkie wartości δ_i są równe zero, niektóre zaś wartości γ_i różnią się od zera. Wówczas czynniki Z_i mają wpływ na iloraz zużycia energii elektrycznej w różnych strefach czasowych, ale nie stwierdza się oddziaływania różnych stawek na reakcje odbiorców.

Według [32] typowi odbiorcy domowi w USA (posiadający, oprócz oświetlenia i telewizora, następujące wyposażenie w urządzenia elektryczne: klimatyzację, elektryczne ogrzewanie, zmywarkę do naczyń, kuchenkę do gotowania) charakteryzują się elastycznością substytucji CES:

- latem -0,14,
- zimą -0,10,

natomiast bez tego wyposażenia:

- latem -0,07,
- zimą -0,06.

Wartości elastyczności, dla warunków amerykańskich, w bardzo dużym stopniu zależą od posiadania klimatyzacji.

Dochody wywierają znaczący wpływ na zużycie energii elektrycznej. Można tu mówić o oddziaływaniu krótkotrwałym, wynikającym z intensywniejszego użytkowania urządzeń elektrycznych oraz o trwałym związanym z zakupem dodatkowego sprzętu, co przyczynia się do zwiększenia poboru energii. Analiza związku pomiędzy dochodami a obciążeniem elektrycznym jest bardzo trudna do przeprowadzenia z powodu niechęci odbiorców do udzielania informacji. Na podstawie szacunków amerykańskich wartość średnia elastyczności dochodowej wynosi +0,40 [1], [3].

Pora roku, dnia, rodzaj dnia

Sila oddziaływania taryf na odbiorców energii elektrycznej pozostaje w ścisłym związku z porą dnia i porą roku [3], [8], [11], [13],

[15], [29], [118], [130]. Zależność tę dla odbiorców domowych w USA zobrazowano w tabeli 5.8. Reakcja odbiorców, szczególnie domowych, jest również zróżnicowana w różnych porach roku, jednakże duży wpływ na nią mają parametry pogodowe. Jeśli parametry pogodowe są ekstremalne, wartość elastyczności cenowej popytu maleje [10], [13], [118]. Siła tej reakcji zależy również od rodzaju dnia tygodnia (roboczy, świąteczny). Istotne znaczenie ma również to, czy jest to dzień o szczytowym obciążeniu w roku czy przeciętnym. W okresach większego obciążenia oddziaływanie taryf na odbiorcę jest większe [29].

5.4. Ocena wpływu taryf na kształtowanie się poboru mocy przez odbiorców przemysłowych w Polsce

Przestrzeganie pewnej dyscypliny poboru mocy przez odbiorców jest szczególnie ważne w procesie planowania eksploatacji systemu elektroenergetycznego oraz ekonomiki tej eksploatacji. Polskie taryfy przeznaczone dla dużych odbiorców przemysłowych (taryfy A0, A11, A2, A21, A3, A31 i A3S) zawierają stawki za tzw. moc umowną P_u ⁴⁾ oraz moc obrachunkową P_o ⁵⁾. Z punktu widzenia planowania eksploatacji systemu elektroenergetycznego za idealną sytuację należy uznać równość obu rodzajów mocy. Jeśli wartość mocy P_o przekracza w danym miesiącu wartość P_u , to wówczas odbiorca jest obciążony karą.

Stawki taryfowe za moc powinny stymulować możliwie najmniejszą wartość mocy umownej oraz nie dopuszczać do jej przekraczania przez użytkowników energii elektrycznej.

Wyniki badań statystycznych przedstawione w pracach [81], [150] wskazują na to, że u części odbiorców wystąpiły właśnie takie przekroczenia. Procentowy udział odbiorców przemysłowych, u których stwierdzono taki stan rzeczy, przedstawiono w tabeli 5.9. Z całej zbiorowości badanych odbiorców 26,2% pobrało w 1985 r. moc przekraczającą moc umowną.

Analizę tendencji zmian poziomów mocy umownej i obrachunkowej przeprowadzono dla sześciu dużych zakładów przemysłowych⁶⁾ z Dolnego Śląska, będących przedstawicielami różnych branż (rysunki od 5.10 do 5.15) i dla wszystkich odbiorców przemysłowych globalnie, rozliczanych według taryf A2, A21, A3 i A31⁷⁾ (rysunki od 5.16 do 5.19).

Przeprowadzono analizę porównawczą przebiegów mocy P_u i P_o , w której wykorzystano średnią wartość różnic tych mocy $\overline{\Delta P}_{uo}$ wyrażoną wzorem

4) Zdefiniowaną w rozdz. 4

5) Zdefiniowaną w rozdz. 4

6) Na podstawie danych ze sprawozdań En Ink-50

7) Na podstawie danych ze sprawozdań En Ink-15

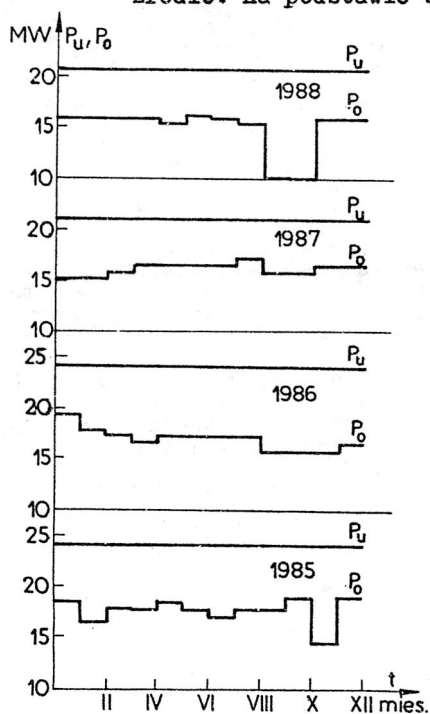
T a b e l a 5.9

Przekroczenia mocy umownej u odbiorców przemysłowych,
rozliczanych według różnych taryf w 1985 r.

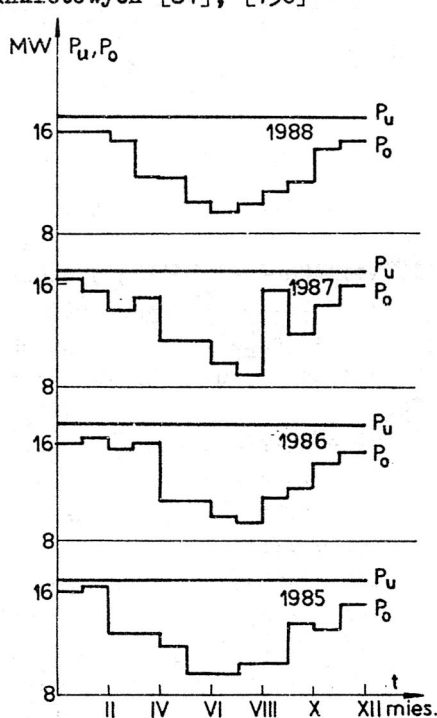
Rodzaj taryfy	Liczba odbiorców z przekroczeniami P_u	
	szt.	%
A1	4	30,8
A11	12	25,0
A2	3	17,6
A21	16	23,9
A3	14	26,4
A31	18	31,0
Ogółem	67 ^{*)}	26,2

*) Liczebność badanej próbki 279

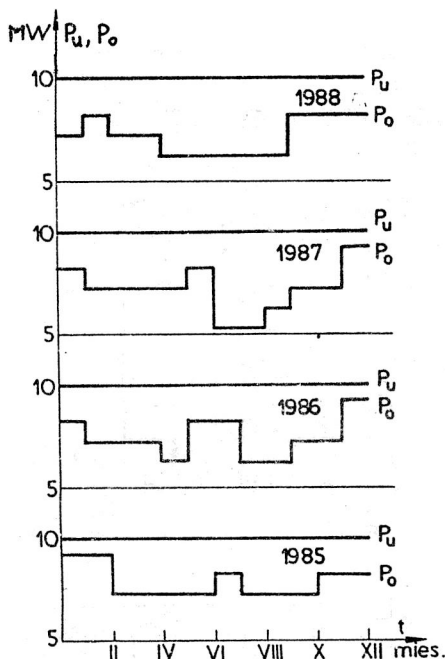
Źródło: na podstawie badań ankietowych [81], [150]



Rys. 5.10. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obliczeniowej P_o w latach 1985-1988 dla Huty Siechnica
Fig. 5.10. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1985-1988 for Metallurgical Plant Siechnica

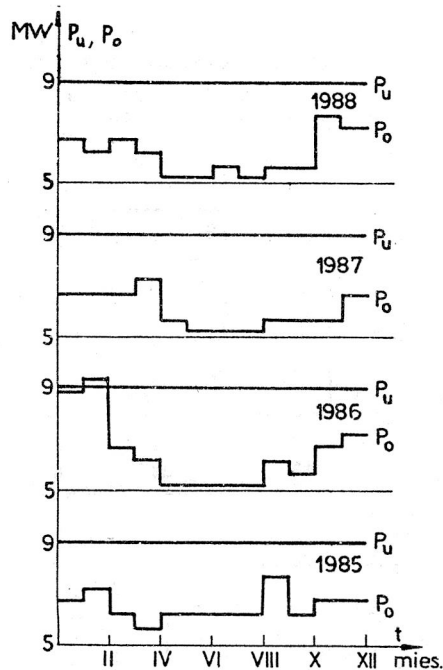


Rys. 5.11. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obliczeniowej P_o w latach 1985-1988 dla Jelczańskich Zakładów Samochodowych
Fig. 5.11. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1985-1988 for Mobile Work "Jelcz"



Rys. 5.12. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obrachunkowej P_o w latach 1985-1988 dla Zakładów Wytwórczych Maszyn Elektrycznych "Dolmel"

Fig. 5.12. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1985-1988 for Electric Machine Factory "Dolmel"



Rys. 5.13. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obrachunkowej P_o w latach 1985-1988 dla Państwowej Fabryki Wagonów we Wrocławiu

Fig. 5.13. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1985-1988 for Stateowned carriage Factory - Wrocław

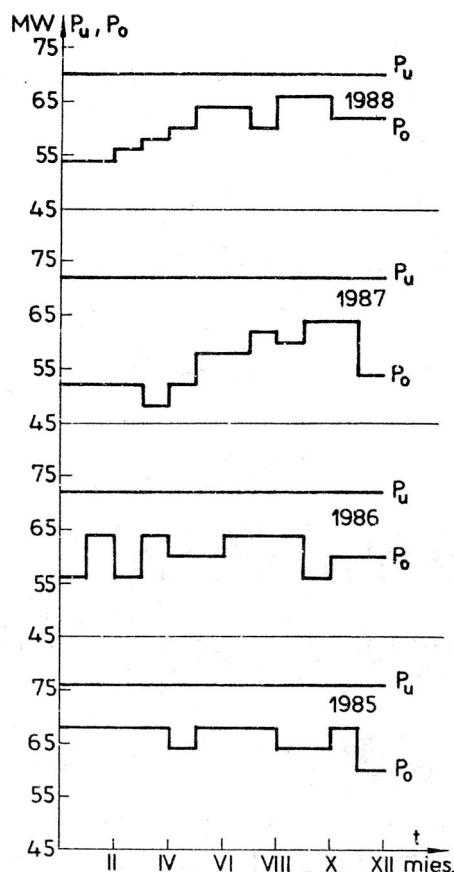
$$\overline{\Delta P}_{uo} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_u - P_{oi}) \quad (5.66)$$

oraz współczynnik określający stopień wykorzystania rocznej mocy umownej $\Delta P_{w\%}$ zdefiniowany następująco

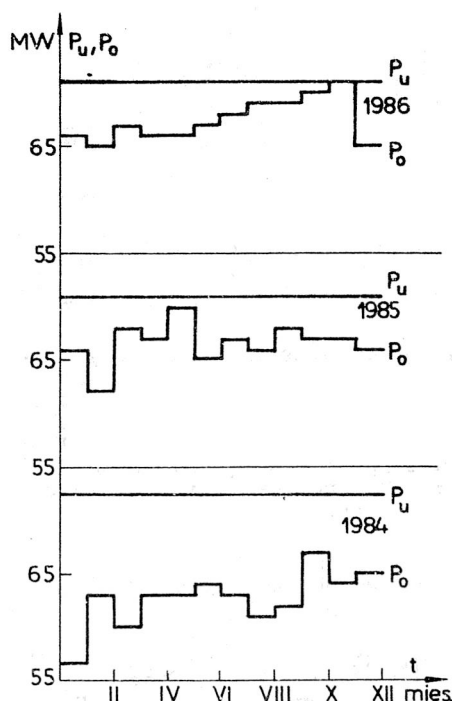
$$\Delta P_{w\%} = \frac{P_u - \overline{\Delta P}_{uo}}{P_u} 100 \quad (5.67)$$

przy czym P_{oi} jest wartością mocy obrachunkowej w miesiącu i ($i \in (1, \dots, 12)$). Obliczone wartości współczynników $\overline{\Delta P}_{uo}$ oraz $\Delta P_{w\%}$ podano w tabelach 5.10 i 5.11.

Analizując wykresy mocy umownej i obrachunkowej, odnoszące się do konkretnych zakładów przemysłowych, oraz wskaźniki $\overline{\Delta P}_{uo}$ i ΔP_w (ta-



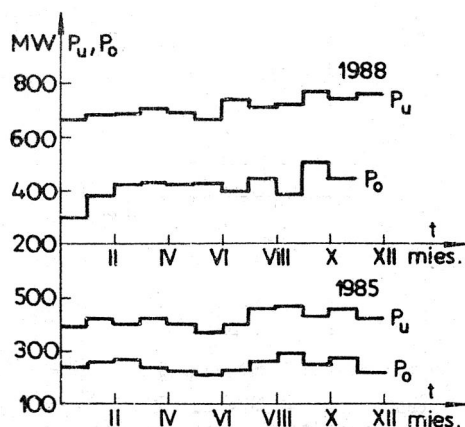
Rys. 5.14. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obciążalnej P_o w latach 1985-1988 dla Nadodrzańskich Zakładów Przemysłu Organicznego "Rokita"
Fig. 5.14. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1985-1988 for Organic Industry Plants "Rokita"



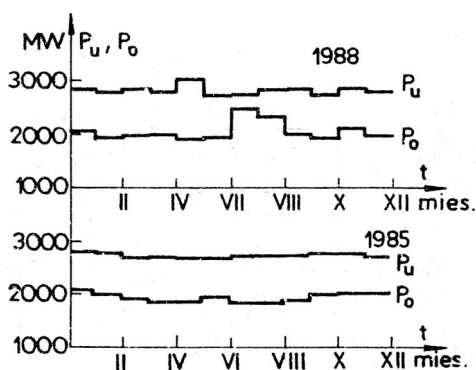
Rys. 5.15. Zmiany poziomu mocy umownej P_u oraz rocznego wykresu mocy obciążalnej P_o w latach 1984-1986 dla Kopalni Miedzi "Lubin"
Fig. 5.15. Changes of subscribed demand level P_u and of annual diagram of chargeable demand P_o in 1984-1986 for Cuprum Mine "Lubin"

bela 5.10), nie stwierdza się, oprócz jednego przypadku (rys. 5.12), przekroczeń mocy umownej P_u . Należy jednak zauważyć, że stopień wykorzystania tej mocy, u większości badanych odbiorców, jest niewielki, mianowicie wynoszący ok. 70%. Nie występuje poprawa tego stanu w rozważanych latach. Jedynie w Zakładach Górniczych Lubin wartość współczynnika ΔP_w wynosi ponad 90% i wykazuje tendencję rosnącą.

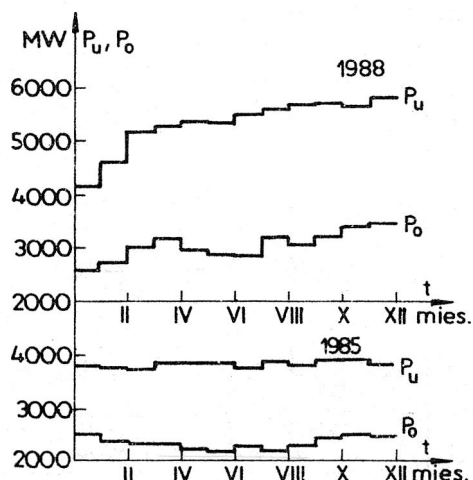
Na znacznie mniejsze wykorzystanie mocy umownej wskazuje globalna ocena przeprowadzona dla wszystkich odbiorców przemysłowych, rozlicza-



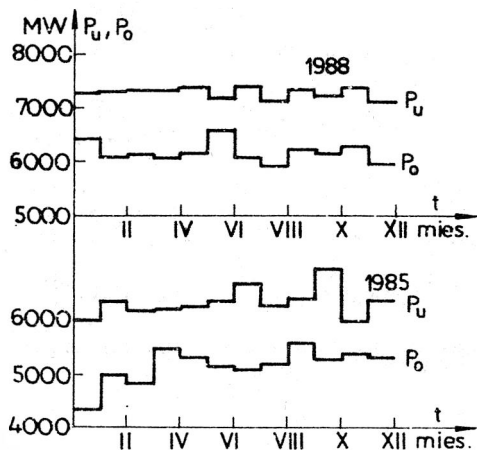
Rys. 5.16. Wykresy zmian mocy umownej P_u i obrachunkowej P_o w latach 1985 i 1988 dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy A2
Fig. 5.16. Plots of subscribed demand P_u and chargeable demand P_o in 1985 and 1988 for customers tariff A2 group



Rys. 5.18. Wykresy zmian mocy umownej P_u i obrachunkowej P_o w latach 1985 i 1988 dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy A3
Fig. 5.18. Plots of subscribed demand P_u and chargeable demand P_o in 1985 and 1988 for customers tariff A3 group



Rys. 5.17. Wykresy zmian mocy umownej P_u i obrachunkowej P_o w latach 1985 i 1988 dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy A21
Fig. 5.17. Plots of subscribed demand P_u and chargeable demand P_o in 1985 and 1988 for customers tariff A21 group



Rys. 5.19. Wykresy zmian mocy umownej P_u i obrachunkowej P_o w latach 1985 i 1988 dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryfy A31
Fig. 5.19. Plots of subscribed demand P_u and chargeable demand P_o in 1985 and 1988 for customers tariff A31 group

T a b e l a 5.10

Wartości wskaźników $\overline{\Delta P_{uo}}$ i ΔP_w dla odbiorców przemysłowych

Nazwa zakładu przemysłowego	Rok	Moc umowna P_u (kW)	ΔP_{uo} (kW)	ΔP_w (%)
Huta Siechnice	1985	24 000	6 290	73,8
	1986	24 000	7 060	70,6
	1987	21 000	4 830	77,0
	1988	21 000	6 480	69,1
DZWME Dolmel	1985	10 000	2 190	78,1
	1986	10 000	2 618	73,8
	1987	10 000	2 881	71,2
	1988	10 000	2 876	71,2
PaFaWag Wrocław	1985	9 000	2 520	72,0
	1986	9 000	2 585	71,3
	1987	9 000	2 992	66,7
	1988	9 000	2 906	67,7
Zakłady Samochodowe Jelcz	1985	17 000	4 383	74,2
	1986	17 000	4 067	76,1
	1987	17 000	3 600	78,8
	1988	17 000	3 950	76,8
NZPO Rokita	1985	76 000	9 667	87,3
	1986	72 000	11 333	84,2
	1987	72 000	14 666	79,6
	1988	70 000	10 333	85,2
Zakłady Górnicze Lubin	1983	59 000	5 852	90,1
	1984	72 000	9 250	87,1
	1985	71 000	4 417	93,8
	1986	71 000	3 583	94,9

Źródło: obliczenia własne

nych według różnych taryf grupy A. Największe wartości wskaźnika ΔP_w osiągają odbiorcy zaliczani do taryfy A3 (ponad 80%), przy jednoczesnym zaznaczeniu się tendencji do zwiększania tej wielkości. Natomiast u odbiorców z grup taryfowych A2 i A21 stopień wykorzystania mocy umownej jest niższy niż 60%. Oprócz jednego przypadku (dla 1985 r.). Nie stwierdza się również poprawy tego stanu w całym analizowanym okresie.

Przedstawione w niniejszym rozdziale wyniki badań świadczą o występowaniu zawyżonego poziomu mocy umownej. Przyczyny takiego stanu należy doszukiwać się w zbyt liberalnym ustalaniu wartości tej mocy. Ponadto

T a b e l a 5.11

Wartości wskaźników $\overline{\Delta P}_{uo}$ i ΔP_w
dla krajowych odbiorców przemysłowych rozliczanych
według wybranych taryf grupy A

Rodzaj taryfy	Rok	Moc umowna P_u (MW)	$\overline{\Delta P}_{uo}$ (MW)	ΔP_w (%)	$P_p^*)$ (MW)
A2	1985	420	172	58,9	1,7
	1986	447	186	58,4	4,8
	1987	571	252	55,8	1,9
	1988	715	298	58,3	5,2
A21	1985	3827	1465	61,7	48
	1986	3952	1596	59,6	41
	1987	4021	1633	59,4	42
	1988	5297	2236	57,8	67
A3	1985	6359	1201	81,1	35
	1986	6799	1143	83,2	31
	1987	7087	1205	83,0	18
	1988	7293	1194	83,6	10
A31	1985	2737	780	71,5	9,5
	1986	2791	841	69,8	13,5
	1987	2793	821	70,6	15,0
	1988	2803	721	74,3	19,5

*) P_p - moc przekroczenie P_o ponad P_u

Źródło: obliczenia własne

jest to podyktowane obawą odbiorców przed ewentualnym jej przekroczeniem. Również struktura taryf może negatywnie oddziaływać na negocjowanie wartości P_u , tym bardziej że jest ona ustalana na cały rok. Odbiorca nie ma możliwości obniżenia jej poziomu w trakcie tego roku.

Wyeliminowanie wymienionych tutaj mankamentów taryf mogłoby prowadzić do lepszego ich oddziaływania na odbiorców energii elektrycznej.

Nie przedstawiono tutaj wyników analizy oddziaływania na odbiorców taryfy AO. Może ona znaleźć zastosowanie dla odbiorców wielkoprzemysłowych na podstawie umowy indywidualnej. Skutki wprowadzenia tej nowej taryfy w krajowym systemie rozliczeń za pobór energii elektrycznej oraz ocenę funkcjonowania umów indywidualnych przedstawiono w załączniku 2.

5.5. Czynniki zmniejszające efektywność oddziaływania taryf na odbiorców energii elektrycznej w Polsce

Badania wpływu taryf krajowych na użytkowników energii elektrycznej wskazują na małą ich skuteczność, a często stwierdza się wręcz odwrotną od pożądaną reakcję odbiorców [73], [203]. Występuje wiele czynników powodujących taką sytuację. Do najistotniejszych należą: niedoskonałość struktury systemu taryfowego, niedostatki wyposażenia w aparaturę pomiarowo-rozliczeniową, niewłaściwe ustalanie stref czasowych w cenniku, sprawowanie funkcji socjalnej przez ceny, wysoka inflacja oraz brak bodźców ekonomicznych do zmniejszania energochłonności w przemyśle. Charakterystykę najistotniejszych czynników w odniesieniu do warunków krajowych przedstawiono w niniejszym rozdziale.

Niedoskonałość taryf. Wprowadzony w 1984 r. nowy cennik energii elektrycznej, chociaż był wielokrotnie zmieniany [35], [36], [37], ciągle nie jest doskonały. Stwierdza się usterki, zarówno w sferze struktury taryf, jak i stawek. Analizując zmiany, niektórych stawek, można zauważyć pewne nieprawidłowości i brak konsekwencji przy ich ustalaniu. Świadczą o tym dane dotyczące relacji następujących stawek taryfowych:

- za energię czynną szczytową i pozaszczytową,
- za energię czynną dzienną i pobieraną w nocy,
- za nadwyżkę mocy obliczeniowej ponad moc umowną do mocy obliczeniowej (tabele 5.12, 5.13, 5.14).

T a b e l a 5.12

Relacje opłat za energię szczytową do opłat
za energię pozaszczytową (z pominięciem nócnej)

Rodzaj taryfy Rok	A0	A2	A21	A3	A31	B2	C2
1960	-	3,9	-	-	-	1,7	3,0
1963	-	3,9	-	-	-	1,7	3,0
1972	-	3,9	-	-	-	1,7	1,7
1976	-	4,0	-	4,1	-	1,7	1,7
1982	-	1,7	-	1,7	-	1,6	1,6
1984	1,9	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,6
1985	1,9	1,8	1,8	2,0	2,0	1,7	1,7
1986	1,9	1,8	1,8	2,0	2,0	1,7	1,7
1986 ^{*)}	1,4-2,3	1,6-2,3	1,5-2,2	1,4-2,6	1,5-2,3	1,3-2,1	1,6-2,0
1987	1,9-3,4	3,5	3,4	3,6	3,5	2,1-3,6	2,3-4,1
1988	1,3-2,4	2,2-3,0	2,0-2,7	1,6-2,1	1,7-2,2	2,3-3,0	2,0-2,1
1989	1,2-2,5	2,5-3,4	2,4-3,1	1,5-2,3	1,8-2,3	2,8-3,7	2,4-2,5

^{*)} Obowiązuje od 1.06.1986

Źródło: [34-37], [190], [191]

T a b e l a 5.13

Relacje opłat za energię dzienną do opłat za energię nocną

Rodzaj taryfy Rok	A0	A3	A31	E2	F2	G2
1960	-	-	-	-	2,0	2,0
1963	-	-	-	3,0	2,3	3,0
1972	-	-	-	3,0	2,3	3,0
1976	-	1,4	-	3,0	2,9	3,0
1982	-	2,5	-	2,3	2,0	2,3
1984	2,0	2,1	2,2	2,4	2,3	2,3
1985	2,0	2,2	2,3	2,6	1,8	1,8
1986	2,0	2,2	2,7	2,6	2,0	2,0
1986 ^{*)}	1,5	1,8	1,8	3,2	2,0	2,0
1987	1,5	1,8	1,8	3,2	2,0	2,0
1988	1,5	2,0	1,9	3,5	2,0	2,0
1989	1,5	1,9	1,8	3,8 3,7 ^{**)}	-	-

*) Od 1.06.1986. **) Dla taryfy E21

Źródło: [34-37], [190], [191]

T a b e l a 5.14

Relacje opłat za nadwyżkę mocy obliczeniowej
ponad moc umowną do opłat za moc obliczeniową

Rodzaj taryfy Rok	A0	A1	A11	A2	A21	A3	A31	A9
1960	-	0,8	-	5,0	-	-	-	1,0
1963	-	0,8	-	5,0	-	-	-	1,0
1972	-	0,8	-	5,0	-	-	-	1,0
1976	-	1,1	-	5,3	-	6,1	-	1,3
1982	-	1,2	-	6,0	-	6,0	-	1,7
1984	6,9-27,7	1,4	6,4	6,9	6,4	6,9	6,4	2,0
1985	6,9-27,7	1,6	6,0	6,0	5,8	6,0	4,0	2,1
1986	6,9-27,7	1,6	1,5	6,0	5,8	6,0	4,0	2,1
1986 ^{*)}	3,5-13,8	2,0	1,9	4,8	4,3	4,5	4,2	2,7
1987	1,6-10,5	1,4	-	2,4	2,3	2,3	2,3	1,9
1988	1,4-5,6 ^{**)a)}	-	-	2,7	2,1	2,1	2,0	1,9
1989	0,8-3,0 ^{**)a)}	-	2,0	3,4	3,3	3,7	3,5	3,5

*) Od 1.06.1986. **) Dla odmiany a)

Źródło: [34-37], [190], [191]

Duża zmienność przedstawionych w tabelach wartości ilorazów wskazuje na brak koncepcji przy określaniu badanych stawek taryfowych. A przecież z punktu widzenia właściwej realizacji funkcji stymulacyjnej należą one do jednych z najważniejszych elementów taryf. Pozytywny trend zmian stawek obserwuje się dopiero od czerwca 1986 r.

Niski poziom ceny energii elektrycznej. Zbyt niski poziom ceny energii elektrycznej nie zachęcał do racjonalnego jej użytkowania, ale wręcz powodował rozrzutność w korzystaniu z niej. Rezultatem takiej polityki cenowej jest niezwykle energochłonna gospodarka w naszym kraju. Na utrzymujący się niski poziom cen energii elektrycznej wskazuje proporcja udziału w kosztach produkcji wielu branż przemysłowych oraz porównanie z cenami innych towarów konsumpcyjnych [69]. W tabeli 5.15 przedstawiono średnie wartości wskaźników udziału kosztów energii elektrycznej w globalnych kosztach produkcji, w odniesieniu do różnych branż przemysłowych, uzyskane w wyniku badań ankietowych wśród 279 zakładów przemysłowych [81].

T a b e l a 5.15

Wskaźniki udziału kosztów energii elektrycznej
w kosztach produkcji w %

Gałąź przemysłu	1980	1983	1984
Paliwowo-energetyczny	2,776	3,307	3,496
Metalurgiczny	4,081	5,934	6,059
Elektromaszynowy	0,906	1,301	1,415
Chemiczny	2,256	2,750	2,773
Mineralny	3,784	5,445	7,751
Drzewno-papierniczy	3,296	4,708	3,640
Spożywczy	0,678	0,751	0,874
Lekki	1,163	1,677	1,739
Przemysł ogółem	1,990	2,874	2,970

Źródło: wyniki badań ankietowych [81]

Zauważa się także tendencję do relatywnego tanienia energii elektrycznej w stosunku do dóbr inwestycyjnych, towarów konsumpcyjnych, siły nabywczej ludności, a co najważniejsze w porównaniu do cen innych substytucyjnych nośników energii [69], [146]⁸⁾. Wprost przeciwną tendencję stwierdza się w krajach wysokorozwiniętych w Europie [128]. Obserwuje się tam zwiększenie cen energii elektrycznej, tzw. realnych, tj. "oczyszczonych" ze zjawiska inflacji. Tendencję tę oraz działania

⁸⁾ W świetle badań przeprowadzonych przez Państwową Dyspozycję Mocy nie ma podstaw by sądzić, że po zmianie cen na początku 1990 r., nastąpiła poprawa w relacji cen energii elektrycznej do cen innych towarów. Należy jednak wykonać szczegółowe analizy w tym zakresie.

nie dopuszczające do niekorzystnych zmian w relacjach cen substytucyjnych nośników energii uznano za jedno z ważniejszych celów polityki ekonomicznej krajów Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej.

Rozliczenia wewnętrzne w energetyce. System rozliczeń wewnętrznych obowiązuje uczestników procesu techniczno-ekonomicznego w energetyce, tj.: Państwową Dyspozycję Mocy, zakłady energetyczne i elektrownie [186], [77]. System ten powinien realizować takie same funkcje jak cennik energii elektrycznej (rozdz. 2). Funkcja informacyjna obejmuje tutaj następujące zadania dla jednostek gospodarczych energetyki:

- utrzymanie równowagi bilansu mocy w funkcji czasu,
- wyrównywanie dobowego wykresu obciążeń,
- oszczędne gospodarowanie i zmniejszenie kosztów własnych produkcji i dostawy energii elektrycznej.

Struktura wewnętrzna systemu rozliczeń jest złożona i zróżnicowana dla poszczególnych jednostek. W celu zwiększenia stymulacyjnej roli tego systemu przewidziano rozliczenia dwuczłonowe, tj. za moc i za energię. Jednakże, pomimo to, nie realizuje on skutecznie funkcji informacyjnej [58], [77], gdyż rozliczenia za energię dokonywane są na podstawie tylko jednej stawki za energię, jednakowej we wszystkich strefach doby. W związku z tym zakłady energetyczne są materialnie zainteresowane maksymalizacją sprzedaży energii elektrycznej w strefie szczytowej dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryf wieloczasowych. Ponadto nie przywiązują one większej wagi do negocjacji poziomu mocy umownej z odbiorcami, co powoduje, że jest ona znacznie większa od maksymalnej mocy pobieranej przez zakłady przemysłowe (rozdz. 5.4).

Przy obecnym systemie rozliczeń wewnętrznych zakłady energetyczne nie są zainteresowane również w zawieraniu umów specjalnych z odbiorcami [80], [82]. Istnieje więc sprzeczność interesów zakładów energetycznych i energetyki jako całości (także interesów ogólnospołecznych). Jest ona jednym z głównych czynników wpływających destrukcyjnie na realizację funkcji informacyjnej cennika. Jednym ze środków eliminujących ją jest wprowadzenie obowiązku rozliczeń wieloczasowych do systemu rozliczeń wewnętrznych. Zastosowanie odpowiednio dużych stawek za energię szczytową i małych za energię pozaszczytową, według których zakłady energetyczne musiałyby rozliczać się z jej producentem, mogłyby sprawić nieopłacalność sprzedaży energii odbiorcom w okresie szczytu obciążenia.

Opomiarowanie dla celów rozliczeń za pobór energii elektrycznej.

Niedostatki w opomiarowaniu często uniemożliwiają wprowadzenie bardziej rozbudowanych taryf, np. wieloczasowych [176]. Nawet te urządzenia, które już działają, czasami źle funkcjonują. Przykładem tego są chociażby zegary sterujące pracą liczników dwuczłonowych. Ich wadliwa praca powoduje nieprawidłowe rozliczanie odbiorców za energię zużyta w szczycie, czyli

tak jakby ją zużywali w strefie nocnej i odwrotnie. Brak jest również urządzeń do sterowania częstotliwością akustyczną (SCA), co jest hamulcem w upowszechnianiu ich w systemie taryfowym.

Roczny system inkasa. Pewne grupy odbiorców (np. mieszkańci, rolnicy) są rozliczani w okresie rocznym. Skrócenie tego okresu wymagałoby zwiększenia częstotliwości odczytywania liczników, co z kolei spowodowałoby zwiększenie kosztów obsługi odbiorców. Taki system rozliczeń słabo oddziałuje na zachowanie się odbiorców. Wszelkie zmiany taryfowe dokonywane w ciągu roku docierają do odbiorcy jako informacja bardzo zagregowana. Efekt takiej informacji - uśrednionej dla całego roku - może być bardzo spóźniony.

Strefy czasowe dla rozliczeń za pobór energii elektrycznej. Obowiązujący do 1986 r. podział na strefy czasowe nie odpowiadał zmienności dobowej obciążeń elektrycznych. Był to, oczywiście, antybodziec do wyrównywania krzywej poboru. Ta usterka została znacznie poprawiona po opracowaniu nowej tabeli stref czasowych, która obowiązuje od 1.06.1986 r. [36], [147]. Niemniej ciągle należy prowadzić obserwacje zmian zachodzących w krzywej dobowego obciążenia i dostatecznie szybko reagować na nie ewolucją grafiku stref czasowych.

Funkcja socjalna cennika. Funkcja socjalna, jaką cennik pełni w odniesieniu do pewnych grup społeczeństwa, z pewnością nie przyczynia się do racjonalnego i oszczędnego wykorzystania energii elektrycznej. Zmniejszenie cen dla grupy odbiorców mieszkalnych ma więcej wad niż zalet. Dotuje się wprawdzie grupę najbiedniejszą, ale chyba w jeszcze większym stopniu najbardziej zamożnych odbiorców (rzemieślników, hodowców itp.), którzy zużywają najwięcej energii. Funkcję opiekuńczą sprawowaną przez państwo powinny przyjąć inne instytucje, bardziej do tych celów predestynowane.

Zjawisko inflacji. Wysoka inflacja doprowadza do pozbywania się słabego pieniądza, czyli do wykupywania wszelkiego rodzaju dóbr. Dotyczy to pośrednio również energii elektrycznej poprzez nadmierne nabywanie i użytkowanie odbiorników tej energii.

Brak bodźców ekonomicznych do zmniejszania energochłonności w przemyśle. Zbyt niska średnia cena energii elektrycznej powoduje mały udział opłat za tę energię w globalnych kosztach produkcji, dlatego zakłady przemysłowe nie są zainteresowane zakupem mniej energochłonnych urządzeń i technologii. Jest to przyczyną braku tzw. skłonności przemysłu do reakcji na zmiany cen energii elektrycznej. Dużą rolę odgrywa również niedoskonałość systemu ekonomicznego w naszym kraju. Objawia się ona w tym, że koszty niegospodarności, w tym również nieracjonalności, a nawet rozrzutnego wykorzystywania energii, są włączone do kosztów produkcji zakładów przemysłowych. W rezultacie są one "wtopione" w cenę

produktów. Może to mieć miejsce wszędzie tam, gdzie produkty finalne są sprzedawane według cen umownych, a brak jest konkurencji. Nowe rozwiązania gospodarcze powinny doprowadzić do zasadniczych zmian i w tej dziedzinie.

6. WPŁYW TARYF NA POBÓR ENERGII BIERNEJ

6.1. Uwagi wstępne

Właściwa gospodarka energią bierną odgrywa ważną rolę w ekonomicznej eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Wpływa ona w dużym stopniu między innymi na poziom strat związanych z przepływem energii elektrycznej oraz na wykorzystanie przepustowości sieci przesyłowych i rozdzielczych. Głównym czynnikiem stymulującym poziom poboru tej energii powinien być system taryfowy [106], [206]. Gospodarką energią bierną należy jednak sterować według kryterium optymalnego rozmieszczania źródeł mocy biernej w całym systemie elektroenergetycznym [84], [112]. Wiąże się to z ustalaniem określonego poziomu wartości współczynnika mocy, do utrzymania którego są zobowiązani odbiorcy energii elektrycznej.

Dostawca energii elektrycznej na ogół określa odbiorcom lub negocjuje z nimi wartość graniczną $\text{tg } \varphi$, po przekroczeniu której odbiorca ponosi odpowiednie opłaty. W Polsce wspomniany próg, zwany neutralnym $\text{tg } \varphi$, wynosi $\text{tg } \varphi_n = 0,4$ [36], natomiast wcześniej obowiązywała wartość $\text{tg } \varphi_n = 0,6$. Wartość $\text{tg } \varphi$ stanowi więc podstawę do rozliczania odbiorców za pobór energii biernej. Rozliczeniom tym podlegają odbiorcy przemysłowi zaliczani do grupy taryfowej A oraz - w przypadkach uznanych przez dostawcę za uzasadnione - zakwalifikowani do taryf B, C, E i F (odbiorcy przemysłowi, produkcyjno-usługowi, lokale niemieszkalne i gospodarstwa rolne). Opłacie podlega ta ilość energii zużywana w okresie obrotowym, którą określa się jako nadwyżkę ponad ilość energii biernej, odpowiadającą wartości $\text{tg } \varphi_n$. Dostawca może zmniejszyć poszczególnym odbiorcom tę wartość, nie mniej jednak niż do $\text{tg } \varphi_{\text{ust}} = 0,2$, przy czym odbiorcy spełniający ten wymóg otrzymują opusty w opłatach.

W systemach taryfowych obowiązujących w innych krajach są różnice w sposobach rozliczeń za pobór energii biernej oraz w zakresie ich stosowania. Brak jest także jednolitych rozwiązań co do sposobu ustalania progowej wartości $\text{tg } \varphi$ (bądź $\cos \varphi$), a poza tym zróżnicowane są formy opłat. W niektórych przypadkach są to opłaty za każdą kVAr·h (po przekroczeniu określonego progu $\text{tg } \varphi$), np. w Austrii [166]. Stosowane są też dopłaty procentowe do pobranej energii czynnej, po przekroczeniu określonej wartości proporcji energii biernej do czynnej, np. w Belgii

[67], [178]. Jeśli stosunek tych energii równy 1 : 2 zostanie przekroczony, to za nadwyżkę pobierana jest opłata równa 20% średniej ceny energii zużywanej w dzień, powiększonej o opłatę stałą. Pobór energii biernej w nocy nie jest fakturowany.

Dopłata do opłat za energię czynną może zwiększać się progresywnie, w zależności od poziomu utrzymywanej wartości $\text{tg } \varphi$. Takie właśnie rozwiązanie stosuje się w CSRS [33].

6.2. Ocena istniejącego sposobu rozliczeń za pobór energii biernej

Oddziaływanie rozwiązań taryfowych powinno przejawiać się w odpowiednich zmianach wartości $\text{tg } \varphi$. Z analizy tych zmian w Polsce wynika, że istnieje tendencja do zmniejszania się poziomu średniego współczynnika $\text{tg } \varphi$, zarówno w skali makroregionów, jak i u większości odbiorców przemysłowych. Średnie wartości tego współczynnika oszacowane dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryf dwuczasowych i trójkasowych dla różnych okręgów energetycznych podano w tabelach 6.1 i 6.2. Przed-

T a b e l a 6.1

Średnie roczne wartości $\text{tg } \varphi$ oszacowane dla odbiorców
rozliczanych według taryf dwuczasowych A2 i A21

Obszar	Rok					
	1979	1982	1983	1984	1985	1986
Centralny Okręg Energetyczny	0,4147	0,4450	0,4126	0,3967	0,3969	0,3956
Wschodni Okręg Energetyczny	0,4199	0,3942	0,4082	0,3970	0,3973	0,4052
Południowy Okręg Energetyczny	0,4079	0,3991	0,4348	0,3836	0,4080	0,4007
Zachodni Okręg Energetyczny	0,5062	0,4692	0,4799	0,4410	0,4228	0,4116
Północny Okręg Energetyczny	0,5216	0,4919	0,4341	0,4274	0,4141	0,3869

Źródło: obliczenia własne

stawione wartości, dotyczące największych użytkowników energii elektrycznej, wykazują znaczne zróżnicowanie w skali całego kraju. W tabeli 6.3 przedstawiono średnie krajowe wartości $\text{tg } \varphi$ dla odbiorców przemysłowych.

Obok pozytywnych tendencji do zmniejszania się $\text{tg } \varphi$ zauważa się duże różnice tej wartości u poszczególnych odbiorców. Wnioskować zatem można, że jedni odbiorcy starają się realizować wymagania stawiane przez cennik energii elektrycznej, inni zaś nie respektują ich. Potwierdzają to wyniki analiz ankietowych przedstawionych w pracy [81], [150].

T a b e l a 6.2

Średnie roczne wartości $\text{tg } \varphi$ oszacowane dla odbiorców
rozliczanych według taryf trójkwartowych A3, A4
i od 1984 r. według A3 i A31

Obszar	Rok					
	1979	1982	1983	1984	1985	1986
Centralny Okręg Energetyczny	0,4363	0,4660	0,4092	0,3269	0,3686	0,3822
Wschodni Okręg Energetyczny	0,4665	0,4485	0,4604	0,4353	0,4639	0,4156
Południowy Okręg Energetyczny	0,4132	0,4136	0,4119	0,4201	0,3537	0,3956
Zachodni Okręg Energetyczny	0,4566	0,4200	0,4360	0,4682	0,4233	0,4003
Północny Okręg Energetyczny	0,4780	0,5688	0,4269	0,3938	0,3361	0,3318

Źródło: obliczenia własne

T a b e l a 6.3

Zmiany średnich wartości $\text{tg } \varphi$ dla odbiorców przemysłowych
w Polsce

Rodzaj taryf	Rok							
	1979	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
A2, A21	0,4571	0,4332	0,4358	0,4074	0,4154	0,4008	0,4047	0,4138
A3, A31 ^{*)}	0,4454	0,4342	0,4235	0,4200	0,3891	0,3927	0,3918	0,3849

^{*)} A3, A4 do 1983 r.

Źródło: obliczenia własne

Dla każdego badanego odbiorcy obliczono wartości trzech parametrów $\text{tg } \varphi$, są to:

- średni w roku

$$\overline{\text{tg } \varphi_r} = \frac{A_b}{A_c} \quad (6.1)$$

- średni w miesiącu szczytowego obciążenia

$$\overline{\text{tg } \varphi_{sz}} = \frac{A_{bsz}}{A_{csz}} \quad (6.2)$$

- średni w miesiącu najmniejszego obciążenia

$$\overline{\text{tg } \varphi_{min}} = \frac{A_{bmin}}{A_{cmin}} \quad (6.3)$$

gdzie: A_b , A_c - odpowiednio, roczne zużycie energii biernej i czynnej

A_{bsz}, A_{csz} - odpowiednio, zużycie energii biernej i czynnej
w miesiącu szczytowego obciążenia,

A_{bmin}, A_{cmin} - odpowiednio, zużycie energii biernej i czynnej
w miesiącu najmniejszego obciążenia.

Obliczone w ten sposób wartości wskazują na duże zróżnicowanie $\overline{\text{tg } \varphi}$ w skali roku oraz w przekroju badanej populacji odbiorców. W tabeli 6.4 podano liczebności odbiorców w różnych przedziałach wartości $\text{tg } \varphi$: większych i mniejszych od wartości $\text{tg } \varphi_{ust}$ dla poszczególnych grup taryfowych.

T a b e l a 6.4

Kształtowanie się wartości $\overline{\text{tg } \varphi}$
w poszczególnych grupach taryfowych

Przedział wartości $\text{tg } \varphi$	Liczebność w przedziale					
	A1	A11	A2	A21	A3	A31
$\overline{\text{tg } \varphi} > \text{tg } \varphi_{ust}$	7	25	4 [*]	29	19 [*]	25
$\overline{\text{tg } \varphi} < \text{tg } \varphi_{ust}$	6	23	13 [*]	38	34 [*]	33
$\overline{\text{tg } \varphi_{sz}} > \text{tg } \varphi_{ust}$	6	28	4 [*]	30	22	25
$\overline{\text{tg } \varphi_{sz}} < \text{tg } \varphi_{ust}$	7	18	13 [*]	36	31	32
$\overline{\text{tg } \varphi_{min}} > \text{tg } \varphi_{ust}$	7	25	4 [*]	27	17 [*]	25
$\overline{\text{tg } \varphi_{min}} < \text{tg } \varphi_{ust}$	6	22	13 [*]	40	36 [*]	33

^{*}) Oznacza istnienie rozkładu niesymetrycznego w stosunku do $\text{tg } \varphi_{ust}$
Źródło: na podstawie badań ankietowych [81], [150].

Wykorzystując dane zamieszczone w tabeli 6.4, przeprowadzono statystyczną analizę symetrii rozkładu obliczonych wartości $\overline{\text{tg } \varphi}$ w stosunku do $\text{tg } \varphi_{ust}$. Zweryfikowano hipotezę

$$H_0: [P(\overline{\text{tg } \varphi_1} > \text{tg } \varphi_{ust}) = P(\overline{\text{tg } \varphi_1} < \text{tg } \varphi_{ust})],$$

na poziomie istotności 0,05.

W celu zweryfikowania hipotezy H_0 użyto testu symetrii opisanego w pracy [20]. Dla próbki o liczebności $n \leq 30$ korzystano z rozkładu dwumianowego, a dla $n > 30$ - z rozkładu normalnego. Wyniki analizy wskazują na to, że niesymetryczne rozkłady występują wtedy, gdy odbiorcy są rozliczani według taryfy A2 i A3. Większość tych odbiorców spełnia wymaganie stawiane przez cennik [36]. Jednakże w pozostałych grupach taryfowych duża część odbiorców przekracza ustaloną wartość $\text{tg } \varphi_{ust} = 0,4$.

Wartość współczynnika mocy odznacza się zmiennością w czasie (np. dobie, roku) [200-202], co należałoby uwzględnić w rozliczeniach za po-

bór energii biernej. Charakter zmian $\lg \varphi$ zależy od rozważanego obiektu (cały kraj, jego fragment czy pojedynczy odbiorca). Zmienność współczynnika mocy kształtowana jest w dużej mierze przez strukturę zainstalowanych odbiorników energii elektrycznej, zmienność pracy tych odbiorników, z czym związany jest pobór mocy czynnej [151] i biernej, oraz moc i rodzaj urządzeń służących do kompensacji mocy biernej.

Analiza funkcjonowania obecnego sposobu rozliczeń za pobór energii biernej oraz opinie dostawców i odbiorców wyrażone w ankietach [81], [84], [91], [105] pozwalają sformułować wytyczne, uwzględnienie których mogłoby w dużym stopniu wzmocnić stymulacyjną funkcję cennika. Do najważniejszych należą:

- a) wprowadzenie progresywnych opłat za energię bierną po przekroczeniu neutralnej wartości $\lg \varphi$,
- b) wprowadzenie zróżnicowanych opłat za przekroczony $\lg \varphi$ w poszczególnych porach doby,
- c) ustalenie ceny za energię bierną na takim poziomie, aby instalowanie i eksploatacja urządzeń kompensujących stały się opłacalne z punktu widzenia racjonalnej gospodarki energią bierną,
- d) uprawnienia dostawcy do ustalania neutralnej wartości $\lg \varphi$ dla dużych odbiorców i grup odbiorców, jednakże zgodnie z kryterium minimalizacji kosztów ogólnospołecznych.

6.3. Propozycja nowego sposobu rozliczeń za pobór energii biernej

Najprostszy sposób rozliczeń polega na ustalaniu stawek (dopłaty) za energię bierną relatywnych (procentowych) do opłat na energię czynną. Stymulujący wpływ na odbiorców zapewnić można przez odpowiednie zróżnicowanie stawek w zależności od poziomu $\lg \varphi$. Po upływie pewnego okresu od wprowadzenia nowego sposobu rozliczeń należałoby przeprowadzić analizę jego funkcjonowania i zależnie od jej wyników odpowiednio uregulować stawki procentowe, by wzmocnić efekt stymulacyjny.

Matematyczny model dopłat za pobór energii biernej¹⁾

Zużycie energii czynnej A_p oraz energii biernej A_Q jest związane następującą relacją

$$A_S^2 = A_P^2 + A_Q^2 \quad (6.4)$$

gdzie: A_S - energia pozorna.

¹⁾ Model ten służy do ustalenia proporcji pomiędzy opłatami za energię czynną i bierną przy założeniu poziomu $\lg \varphi_n$. Pozwala on obliczyć dopłatę za pobór energii biernej w zależności od stopnia przekroczenia $\lg \varphi_n$.

Z równania (6.4) otrzymuje się

$$A_S = \sqrt{A_P^2 + A_Q^2} \quad (6.5)$$

Przy założeniu, że proporcje opłat za energię bierną A_Q i czynną A_P powinny być analogiczne, interesuje nas stosunek dopłaty za zużycie energii biernej do opłat za energię czynną. Jeśli $A_Q = 0$, to $A_S = A_P$, występuje opłata tylko za energię czynną, natomiast gdy A_Q różni się od zera, opłata jest wyższa. Zwyżka tej opłaty, nazwana dalej dopłatą d , wynosi [90], [183], [206]

$$d = k \left(\sqrt{A_P^2 + A_Q^2} - A_P \right) \quad (6.6)$$

gdzie: k jest jednostkową opłatą.

Dopłata powinna być wyrażona w procentach, relatywnie do A_P , zatem mamy

$$100 \frac{d}{A_P} = \frac{\sqrt{A_P^2 + A_Q^2} - A_P}{A_P} 100 = d_{100} \quad (6.7)$$

Przyjmując $A_P = 1$, otrzymujemy

$$d_{100} = \left(\sqrt{A_Q^2 + 1} - 1 \right) 100 \quad (6.8)$$

Po podstawieniu

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{A_Q}{A_P} = A_Q \quad (6.9)$$

otrzymujemy

$$d_{100} = \left(\sqrt{\operatorname{tg}^2 \varphi + 1} - 1 \right) 100 \quad (6.10)$$

Wprowadzenie pojęcia współczynnika $\operatorname{tg} \varphi_n$ (neutralny), jako poziomu, przy którym dopłata d jest równa zeru (np. $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$), spowoduje, że przy wartościach $\operatorname{tg} \varphi < 0,4$ odbiorca otrzymuje bonifikatę, a gdy $\operatorname{tg} \varphi > 0,4$, odbiorca jest obciążony dopłatą. Dlatego zależność (6.10) trzeba odpowiednio zmodyfikować do następującej postaci

$$d'_{100} = \left(\sqrt{\operatorname{tg}^2 \varphi^2 - \operatorname{tg}^2 \varphi_n^2 + 1} - 1 \right) 100 \quad (6.11)$$

która może być stosowana w rozliczeniach za pobór energii biernej, po wprowadzeniu $\operatorname{tg} \varphi_n$.

Wartości dopłat dla taryf jednoczęłonowych, jednoczasowych

Na podstawie zależności (6.10) oraz (6.11) oszacowano wartości dopłat i bonifikat dla taryf 1-częłonowych i 1-czasowych (np. C1). Wartości te, odnoszące się do 1 kW·h zużytej energii czynnej dla wartości $\operatorname{tg} \varphi_n = 0$, $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,3$ i $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$, podano w tabeli 6.5. Wartości ze znakiem (-) dotyczą bonifikat.

T a b e l a 6.5

Wartości dopłat i bonifikat za pobór energii biernej w %
dla $\operatorname{tg} \varphi_n = 0$ (W1), $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,3$ (W2), $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$ (W3)

Wartość $\operatorname{tg} \varphi$	W1	W2	W3
0,0-0,1	0,1	-3,0	-6,0
0,1-0,2	1,0	-1,0	-3,0
0,2-0,3	3,0	-0,1	-1,0
0,3-0,4	6,0	0,1	-0,1
0,4-0,5	10,0	1,0	0,1
0,5-0,6	14,0	3,0	1,0
0,6-0,7	19,0	6,0	3,0
0,7-0,8	25,0	10,0	6,0
0,8-0,9	31,0	14,0	10,0
0,9-1,0	38,0	19,0	14,0
ponad 1,0	80,0	56,0	49,0

Źródło: obliczenia własne

Tabelę 6.5 opracowano z myślą o uproszczeniu obliczeń, wprowadzając przedziały $\operatorname{tg} \varphi$ co 0,1. Wartości $\operatorname{tg} \varphi = 1,0$ i wyższe w praktyce występują niezwykle rzadko, zatem podano tylko jedną wartość dopłaty dla przedziału $\operatorname{tg} \varphi > 1$. Wartość tej dopłaty obliczono dla $\operatorname{tg} \varphi = 1,5$, natomiast dla pozostałych przedziałów dla środkowych wartości $\operatorname{tg} \varphi$ (np. dla przedziału 0,5-0,6 przyjęto do obliczeń wartość $\operatorname{tg} \varphi = 0,55$). Wartości dopłat wyrażone w procentach zostały zaokrąglone.

Wartości dopłat dla taryf wieloczęłonowych i wieloczasowych

Określenie dopłat jest bardziej skomplikowane, gdy mamy do czynienia z taryfami wieloczasowymi. Wartości dopłat, wyrażone w %, odnoszą się będą do stawek za energię czynną lub raczej do kwoty opłat za energię czynną całodobową (F_c), szczytowo-dzienną (F_{sd}) bądź szczytową (F_s) - zależnie od struktury wewnętrznej danej taryfy. Dla zachowania właściwych proporcji między wartościami opłat za energię czynną i bierną niezbędne staje się stosowanie specjalnych współczynników $f_i \geq 1$, różnych dla poszczególnych taryf. Wartości współczynników należy obliczać na podstawie zależności

$$f_i = \frac{F_i - F_{bi}}{F_{pi}} \quad (6.12)$$

gdzie: F_i - całkowita wartość faktury za zużycie energii elektrycznej dla i-tej taryfy,

F_{bi} - opłata za energię bierną,

F_{pi} - kwota opłat stanowiąca podstawę do ustalania współczynnika, podstawą tą (zależnie od rodzaju taryfy) jest kwota opłat za energię czynną całodobową (F_c), szczytowo-dzienną (F_{sd}) lub szczytową (F_s).

Przy obliczaniu wartości współczynników f_i dla poszczególnych taryf wykorzystano dane ze sprawozdań krajowych En-Ink-15 z 1987 roku dotyczące trzech miesięcy letnich (maja, czerwca, lipca) oraz zimowych (października, listopada i grudnia). Wartości współczynników f_i podano w tabeli 6.6.

T a b e l a 6.6

Wartości współczynników f_i

Symbol taryfy	Podstawa dopłaty	Współczynnik f_i
AO	F_{sd}	1,6
A2	F_s	2,7
A3	F_{sd}	1,7
A21	F_s	2,8
A31	F_{sd}	1,7
A9	F_c	1,8
B1	F_c	1,6
B2	F_s	2,2
C1	F_c	1,0
C2	F_s	1,9
E1, E11	F_c	1,0
E2, E21	F_{sd}	1,2
F1, F11	F_c	1,0
F2, F21	F_{sd}	1,8

Źródło: obliczenia własne

Dla celów poglądowych pokazano wartości dopłat oraz bonifikat obliczonych dla trzech rodzajów taryf (AO, A2, A3) i dla trzech różnych wartości $tg \varphi_n$ (tabela 6.7, 6.8, 6.9). Przy istniejącym systemie rozliczeń wartości bonifikat prawie dorównują opłatom za pobór energii biernej. Na przykład w lipcu 1987 r. suma dopłat wynosiła 373 mln zł, a bonifikat - 351 mln zł. Natomiast poziom średniej wartości $tg \varphi$ dla lipca 1987 jest zróżnicowany w poszczególnych taryfach i wynosi:

- dla taryfy AO - 0,66,
- dla taryfy A3 - 0,39,
- dla taryfy A31 - 0,38.

Przyczyną takiego bilansu opłat i bonifikat za energię bierną jest to, że obecnie obowiązujący cennik przewiduje bardzo małe zróżni-

T a b e l a 6.7

Wartości dopłat i bonifikat w % za pobór energii biernej dla taryfy A0 przy $\text{tg } \varphi_n = 0$ ($W1_{A0}$), $\text{tg } \varphi_n = 0,3$ ($W2_{A0}$), $\text{tg } \varphi_n = 0,4$ ($W3_{A0}$)

Wartość $\text{tg } \varphi$	$W1_{A0}$	$W2_{A0}$	$W3_{A0}$
0,0-0,1	0,2	-4,8	-9,6
0,1-0,2	1,6	-1,6	-4,8
0,2-0,3	4,8	-0,2	-1,6
0,3-0,4	9,6	0,2	-0,2
0,4-0,5	16,0	1,6	0,2
0,5-0,6	22,4	4,8	1,6
0,6-0,7	30,4	9,6	4,8
0,7-0,8	40,0	16,0	9,6
0,8-0,9	49,6	22,4	16,0
0,9-1,0	60,8	30,4	22,4
ponad 1,0	128,0	89,6	78,4

Źródło: obliczenia własne

T a b e l a 6.8

Wartości dopłat i bonifikat w % za pobór energii biernej dla taryfy A2 przy $\text{tg } \varphi_n = 0$ ($W1_{A2}$), $\text{tg } \varphi_n = 0,3$ ($W2_{A2}$) i $\text{tg } \varphi_n = 0,4$ ($W3_{A2}$)

Wartość $\text{tg } \varphi$	$W1_{A2}$	$W2_{A2}$	$W3_{A2}$
0,0-0,1	0,3	-8,1	-16,2
0,1-0,2	2,7	-2,7	-8,1
0,2-0,3	8,1	-0,3	-2,7
0,3-0,4	16,2	0,3	-0,3
0,4-0,5	27,0	2,7	0,3
0,5-0,6	37,8	8,1	2,7
0,6-0,7	51,3	16,2	8,1
0,7-0,8	67,5	27,0	16,2
0,8-0,9	83,7	37,8	27,0
0,9-1,0	102,6	51,3	37,8
ponad 1,0	216,0	151,2	132,3

Źródło: obliczenia własne

cowanie opłat za 1 kVar·h w poszczególnych taryfach, tj. bez uwzględnienia opłat za energię czynną, co jest istotną wadą, którą usuwa przedstawiona tutaj propozycja systemu rozliczeń. Inną zaletą nowej koncepcji

T a b e l a 6.9

Wartości dopłat i bonifikat w % za pobór energii biernej dla taryfy A3 przy $\text{tg } \varphi_n = 0$ ($W1_{A3}$), $\text{tg } \varphi_n = 0,3$ ($W2_{A3}$) i $\text{tg } \varphi_n = 0,4$ ($W3_{A3}$)

Wartość $\text{tg } \varphi$	$W1_{A3}$	$W2_{A3}$	$W3_{A3}$
0,0-0,1	0,2	-5,1	-10,2
0,1-0,2	1,7	-1,7	-5,1
0,2-0,3	5,1	<u>-0,2</u>	-1,7
0,3-0,4	10,2	0,2	<u>-0,2</u>
0,4-0,5	17,0	1,7	0,2
0,5-0,6	23,8	5,1	1,7
0,6-0,7	32,2	10,2	5,1
0,7-0,8	42,5	17,0	10,2
0,8-0,9	52,7	23,8	17,0
0,9-1,0	64,6	32,2	23,8
ponad 1,0	136,0	95,2	83,3

Źródło: obliczenia własne

cji jest zasada progresji opłat, co powinno w większym stopniu skłaniać zakłady do kompensowania mocy biernej, zwłaszcza gdy poziom rzeczywistego $\text{tg } \varphi$ odbiega znacznie od $\text{tg } \varphi_n$.

Po obniżeniu przez dostawcę wartości $\text{tg } \varphi_n$ (jest to możliwe na podstawie pkt. 10.4.1-10.4.5 cennika energii elektrycznej [34-37]) wystąpi konieczność przeprowadzenia odpowiednich obliczeń na podstawie wzoru (6.11), ponieważ nie jest celowa dodatkowa tabelaryzacja.

7. ODDZIAŁYWANIE CENNIKA ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA DOSTAWCĘ

7.1. Odpowiedzialność dostawcy energii elektrycznej za jej jakość oraz niezawodność dostawy

Funkcja informacyjna cennika energii elektrycznej, jako narzędzia rachunku ekonomicznego, sprowadza się do oddziaływania z jednej strony na poziom i strukturę zużycia energii, z drugiej na jej podaż. Przy czym podaż ta musi spełniać odpowiednie warunki jakościowe i niezawodnościowe. Cennik powinien zatem zawierać odpowiednie wskazówki postępowania podmiotów rynkowych w przypadku naruszenia tych warunków oraz określać aspekty finansowe tego stanu [195].

Problem jakości, niezawodności i odpowiedzialności stron za niedotrzymywanie warunków umowy o dostawie energii elektrycznej reguluje

ustawa [197]. Nie znajduje on jednak prawnego odzwierciedlenia w procesie rozliczeń za pobór tej energii, a przecież występujące zakłócenia mogą negatywnie oddziaływać na pracę odbiorników i sieci elektroenergetycznej oraz wywoływać straty gospodarcze. Opinie, wśród praktyków energetyków i naukowców, na temat finansowej odpowiedzialności dostawcy za te straty są podzielone. Wskazują na to wyniki krajowych badań ankietowych, zamieszczone w pracach [76], [91]. Rozkład odpowiedzi na pytanie, czy należałoby wprowadzić rozliczenia z tytułu wystąpienia takich zakłóceń jak: odchylenia częstotliwości i napięcia od wartości znamionowych, przerwy w dostawie, istnienie wyższych harmonicznych przedstawiono w tabeli 7.1.

T a b e l a 7.1

Wyniki badań ankietowych na temat uwzględnienia w taryfach zakłóceń w dostawie energii elektrycznej

Rodzaj zakłócenia	Odpowiedzi w (%)	
	twierdzące	przeczące lub brak odpowiedzi
Odchylenia częstotliwości	31	69
Odchylenia napięcia	69	31
Przerwy w dostawie	81	19
Wyższe harmoniczne	56	44

Źródło: na podstawie badań ankietowych [81], [91]

Na udzielenie odpowiedzi negatywnych wielokrotnie miał duży wpływ stan ekonomiczny energetyki, czyli brak samofinansowania. W przypadku odchylenia częstotliwości przeczące odpowiedzi motywowano brakiem możliwości regulacyjnych w systemie krajowym przy równoległej pracy z systemami elektroenergetycznymi krajów RWPG.

Uwzględnienie parametrów jakościowych i niezawodności wiąże się z opracowaniem odpowiednich modeli matematycznych, które opisywałyby zależność ewentualnych odszkodowań od strat spowodowanych złą jakością. Równocześnie konieczne jest wprowadzenie w tych modelach zależności stawek taryfowych od poziomu zwiększonej niezawodności dostawy.

7.2. Uwzględnienie w taryfach nieciągłości zasilania

Przerwy w zasilaniu energią elektryczną powodują duże straty u odbiorców, w związku z tym podjęto próbę uwzględnienia ich w taryfach. Publikacji na temat tych strat jest wiele, np. [93], [95], [174], [180], natomiast tylko nieliczne zajmują się uwzględnianiem w taryfach nieciągłości zasilania. Zadaniem systemu taryfowego powinno również być zachęcanie dostawcy do podejmowania działań zwiększających pewność zasilania.

Na niedoskonałość taryf, w tym względzie, zwrócono uwagę w pracach [73], [78], [101], [121], [159], [195].

Przedstawiono kilka sposobów uwzględniania w taryfach nieciągłości zasilania [40], [74], [88], [138], [188], [189]. Najprostszą metodę zastosowano w obowiązującym w Polsce cenniku energii elektrycznej [36]. Obowiązujące tam opłaty za moc umowną, dla odbiorców rozliczanych na podstawie taryf grupy A, uzależniono od liczby linii zasilających zakład przemysłowy. Nie ma jednak żadnej wzmianki o odpowiedzialności dostawcy za pewność zasilania. W niektórych krajach dostawca płaci wysokie kary za przerwy w dostawie (np. Francji) albo jest zmuszony do udzielania bonifikaty, gdy one wystąpią (np. CSRS) [40]. W naszym kraju odbiorca może jedynie odwołać się do arbitrażu.

Propozycję powiązania opłat za energię elektryczną, ponoszonych przez odbiorców przemysłowych, z niezawodnością jej dostawy podano w pracach [71], [73-75], [79], [88], [188], [189]. Propozycja przedstawiona w pracach [188], [189] polega na tym, że odbiorcy są podzieleni na 9 klas ciągłości dostawy, różniących się liczbą linii zasilających i transformatorów. Od klasy odbiorcy (wyrażającej umowny poziom niezawodności ustalony między dostawcą i odbiorcą) zależą: stawka taryfowa za energię i odszkodowanie dla odbiorcy w przypadku niedotrzymania przez dostawcę warunków umowy.

Metoda przedstawiona w pracy [74], częściowo bazująca na wynikach [189], uwzględnia dwa rodzaje opłat dodatkowych:

- za energię wiążące się z oszacowanym poziomem niezawodności w miejscu przyłączenia odbiorcy do systemu elektroenergetycznego; zależą one od wartości hipotetycznych strat odbiorcy, powstałych wskutek przerw awaryjnych w zasilaniu, wysokości odpisów od kosztów inwestycyjnych na wyposażenie układu zasilania o wymaganym (umownym) poziomie niezawodności i ewentualnie od kosztów eksploatacyjnych związanych z utrzymaniem takiego układu,
- odszkodowania dla odbiorców w przypadku przerwy w zasilaniu powodującej straty produkcyjne.

Rozwinięciem propozycji przedstawionych w pracach [71], [73], [74], [79] jest metoda rozwiązania zagadnienia opłat i odszkodowań, związanych z nieciągłością zasilania, opisana w pracy [88]. Zawiera ona kilka wariantów rozwiązania tego problemu, które omówiono w rozdziale 7.2.1.

7.2.1. Metoda uwzględniania w taryfach nieciągłości zasilania

7.2.1.1. Kalkulacja opłat i odszkodowań

Zakłada się a priori, że powinna istnieć równowaga między kwotą przeciętnych wpływów rocznych, pochodzących od odbiorców, z którymi zawarto umowę o zwiększonej odpowiedzialności dostawców za bezawaryjną do-

stawę energii elektrycznej, a oczekiwaną kwotą wypłaconych odszkodowań. Wyraża to następująca zależność

$$Bf_r \approx F_d \quad (7.1)$$

gdzie: B - wydatki energetyki (suma hipotetycznych odszkodowań rocznych), zł/a,

F_d - wpływy energetyki (suma dodatkowych rocznych opłat odbiorców) zł/a,

f_r - współczynnik ryzyka energetyki ($f_r > 1$).

Odszkodowanie udzielone i-temu odbiorcy B_i może być obliczone w sposób określony przez jeden z trzech poniższych wariantów.

Wariant 1

Całkowity ekwiwalent średniej straty, powstałej na skutek przerwy losowej, można obliczyć na podstawie wzoru

$$B_i = (t_p - t_{kr}) P k_A \quad (7.2)$$

w którym: t_p - czas przerwy w zasilaniu, h,

t_{kr} - krytyczny czas przerwy w zasilaniu, podczas którego nie występują straty produkcyjne, h,

P - hipotetyczna wartość średniego obciążenia mocą czynną odbiorcy, która wystąpiłaby, gdyby nie było przerwy w zasilaniu, kW,

k_A - równoważnik strat dla przerw awaryjnych, zł/(kW·h).

Współczynnik k_A wyznacza się następująco

$$k_A = 0 \quad (7.3)$$

dla $t_p \leq t_{kr}$ lub gdy czas przerwy nie przypada na zmianę produkcyjną;

$$k_A = k'_A + \frac{K_z}{P(t_p - t_{kr})} \quad (7.4)$$

gdy nie istnieje możliwość odrobienia strat produkcyjnych, powstałych w czasie przerwy w zasilaniu;

$$k_A = K_d \frac{1}{P(t_p - t_{kr})} \quad (7.5)$$

gdy istnieje możliwość całkowitego odrobienia strat produkcyjnych;

$$k_A = k'_B \left(1 - \frac{A_{ro}}{P(t_p - t_{kr})} \right) + K_d \frac{1}{P(t_p - t_{kr})} \quad (7.6)$$

gdy istnieje możliwość częściowego odrobienia strat produkcyjnych, przy czym w tych zależnościach poszczególne wielkości oznaczają:

k'_B - wartość rocznej produkcji netto W wraz z amortyzacją, jednakże bez kosztów materialnych i podatku obrotowego, odniesiona do rocznej ilości energii elektrycznej czynnej A_r odbiorcy zł/(kW·h),

- K_z - koszty strat wynikające z ewentualnych zniszczeń materiałów, surowców, urządzeń oraz strat energii cieplnej, zł,
 K_d - koszty dodatkowe zdefiniowane wzorem (7.8), zł,
 A_{ro} - energia elektryczna zużyta w procesie częściowego odrobienia strat produkcyjnych, kW·h.

Wartości współczynników k'_B i K_d oblicza się następująco

$$k'_B = \frac{W}{A_r} \quad (7.7)$$

$$K_d = z p g(n + 1) + K_z \quad (7.8)$$

gdzie: z - liczba dodatkowo wykorzystanych godzin nadliczbowych w związku z przeniesieniem produkcji na dodatkową zmianę roboczą, h ,
 p - godzinowa stawka płacy wraz z pochodnymi dodatkami (premie, nagrody, dodatek stażowy, motywacyjny itp.), zł/h,
 g - wskaźnik średniej dopłaty za 1 roboczogodzinę nadliczbową, zawierający się w granicach $2 > g > 1$, zł/h,
 n - stopa narzutu na płace (podatki + składki ZUS).

Warianty 2 i 3 są uproszczonymi sposobami obliczania wartości B_i . Można je stosować przy wystąpieniu trudności w oszacowaniu niektórych wielkości niezbędnych do zastosowania wariantu 1.

Wariant 2

Wartość B_i , oznaczoną tutaj przez B'_i , oblicza się następująco

$$B'_i = (t_p - t_{kr}) P k''_A \quad (7.9)$$

przy czym współczynnik k''_A jest równoważnikiem strat, który ustala się jako średnią wartość dla całego przemysłu lub określonej branży. Jeżeli przyjmie się, że $K_z = 0$, otrzyma się

$$k''_A = k'_B \quad (7.10)$$

gdzie k'_B - wartość średnia straty jednostkowej dla branży, do której jest zaliczany odbiorca, zł/(kW·h).

Wariant 3

W wariantcie tym wprowadzono dalsze uproszczenia obliczania strat po wystąpieniu awarii w dostawie energii elektrycznej. Zgodnie z tym wariantem, przy podpisywaniu umowy oblicza się średnią stratę przypadającą na jedną godzinę przerwy awaryjnej powyżej czasu krytycznego t_{kr} . Obliczenia wykonuje się na podstawie zależności

$$b' = P' k'_B, \quad (7.11)$$

w której: b' - zryczałtowana dla danej branży przemysłowej wartość jednostkowej straty przypadającej na 1 godzinę przerwy ponad czas krytyczny, zł/h,

P' - wartość oczekiwana przeciętnego obciążenia zakładu przemysłowego, kW.

Wielkość P' jest określona wzorem

$$P' = \frac{A_0}{T_r} \quad (7.12)$$

w którym: A_0 - pobór energii elektrycznej przez odbiorcę z sieci dostawcy, planowany na rok objęty umową, kW·h,

T_r - liczba godzin w roku, $T_r = 8760$ h.

Wartość odszkodowania B_i'''' za zaistniałą przerwę oblicza się następująco

$$B_i'''' = (t_p - t_{kr}) b'. \quad (7.13)$$

Uprozczone warianty 2 i 3 można stosować wówczas, gdy odbiorca ma trudności z udokumentowaniem rzeczywistych strat. Wartość k_B'' powinna być obliczana centralnie co roku i przekazywana dostawcom jako podstawa do zawierania umów.

Wartości $k_B''^{(1)}$, przedstawione w pracy [88], są w poszczególnych branżach bardzo zróżnicowane. Wynoszą od $k_B'' = 16,62$ zł/(kW·h) dla hutnictwa metali nieżelaznych, do $k_B'' = 567,45$ zł/(kW·h) dla przemysłu odzieżowego.

7.2.1.2. Opłaty odbiorców za niezawodność zasilania

Opłaty odbiorców po zawarciu umowy o ciągłości zasilania mogą być ustalone w formie rocznej składki, przypadającej na 1 kW mocy umownej, bądź procentowej dopłaty do stawek za moc umowną. Oszacowanie stawek powinno dotyczyć przeciętnego (statystycznego) odbiorcy. Ze względu na brak niezbędnych danych do obliczeń (np. t_r , K_d , f_r) wzór określający wielkość F_d przedstawiono w postaci uproszczonej

$$F_d \approx B_k \approx \bar{t}_p \bar{P} \bar{k}_B'' \quad (7.14)$$

przy czym $\bar{t}_p$, $\bar{P}$, $\bar{k}_B''$ - oznaczają średnie wartości statystyczne wielkości t_p , P i k_B'' .

Według oszacowań przedstawionych w pracy [88] dopłaty za niezawodność nie wpływają w istotny sposób na średnią cenę energii elektrycznej. Wzrost tej ceny wynosił od ~1,0% do ~2,6% w poszczególnych kategoriach odbiorców przemysłowych.

¹⁾ Obliczone na podstawie danych Rocznika Statystycznego Przemysłu [169]

7.3. Problem uwzględniania w taryfach jakości energii elektrycznej

Takie zakłócenia jak odchylenie i asymetria napięć, przebiecia i wyższe harmoniczne wpływają na pracę wielu odbiorników energii elektrycznej i mogą prowadzić do powstawania strat gospodarczych u odbiorców i u dostawców [68], [78], [100], [109]. Przyczyna tych zakłóceń, mających charakter lokalny, najczęściej ma swoje źródło u odbiorcy energii elektrycznej. Równocześnie odbiorca może się zabezpieczać przed skutkami tych zakłóceń, a nawet je likwidować lub chociażby ograniczać (np. przez regulację napięcia). Tej ostatniej możliwości pozbawieni są odbiorcy zasilani średnim i niskim napięciem.

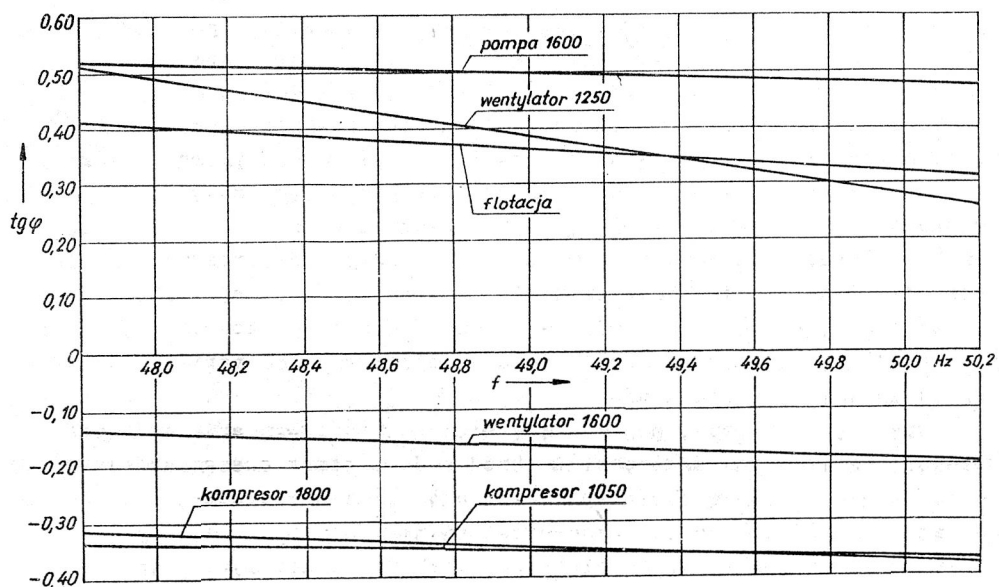
Straty gospodarcze, pojawiające się u odbiorcy wskutek wystąpienia któregoś z omawianych zakłóceń, są trudne do zbadania. Scharakteryzowanie ich wymagałoby szeroko zakrojonych badań, co wiązałoby się z dużymi kosztami. Wyniki dotychczasowych badań są niewystarczające, aby je uogólnić, a następnie uwzględnić w taryfie. Nie oznacza to jednak, że odbiorcy mają być pozbawieni możliwości uzyskania odszkodowania za straty wywołane przez te zakłócenia. Wydaje się, że taką możliwość trzeba przewidzieć w cenniku energii elektrycznej. W przypadku udokumentowania przez odbiorcę faktu wystąpienia zakłócenia oraz strat wywołanych przez nie powinien on otrzymać odszkodowanie. Jeśli źródło zakłóceń znajduje się u innego odbiorcy, a nie u dostawcy, to obowiązkiem energetyki powinno być odszukiwanie "winowajcy" i obciążenie go odpowiednimi kosztami. Podstawę do takiego postępowania powinny stwarzać: odpowiedni zapis w cenniku energii elektrycznej oraz umowa o dostawie tej energii. Takie rozwiązanie jest z powodzeniem stosowane np. w RFN, przy pojawieniu się wyższych harmonicznych. W naszym kraju jest to również możliwe zgodnie z przepisami prawa cywilnego.

Odchylenia częstotliwości wpływają na poziom poboru mocy czynnej i biernej większości odbiorników oraz grup odbiorników, a także na jakość pracy wykonywanej przez nie [24], [55], [68], [109], [120], [122], [123]. W literaturze nie ma danych na temat strat gospodarczych powstałych wskutek tych odchyleń.

Zmiany częstotliwości wywierają również wpływ na wartość współczynnika mocy $\text{tg } \varphi$, który stanowi podstawę do rozliczeń za pobór energii biernej²⁾. Na rysunku 7.1 przedstawiono przykłady empirycznych charakterystyk $\text{tg } \varphi(f)$, opracowanych dla reprezentantów typowych grup odbiorników w kopalni miedzi [92], [122].

Otrzymane charakterystyki wpływu zmian częstotliwości na odchylenia wartości mocy i $\text{tg } \varphi$ pozwalają oszacować globalne odchylenie

²⁾Problem rozliczeń za pobór energii biernej omówiono w rozdziale 6.



Rys. 7.1. Empiryczne charakterystyki $\operatorname{tg} \varphi = F(f)$ przy $U = \text{const}$
dla reprezentantów odbiorników
Fig. 7.1. Empirical curves $\operatorname{tg} \varphi = F(f)$ for $U = \text{const}$
for representatives receivers

$\Delta \operatorname{tg} \varphi$ dla całego zakładu przemysłowego, gdy średnia wartość f w okresie obliczeniowym różni się od f_n nominalnego. W tym celu można wykorzystać model wiążący odchylenia $\Delta \operatorname{tg} \varphi$ z odchyleniami częstotliwości Δf , opracowany przez autora. Wyprowadzenie tego modelu przedstawiono w załączniku 3. Zamieszczono w nim również wyniki obliczeń $\Delta \operatorname{tg} \varphi$ dla Zakładu Górniczego Miedzi w Lubinie. Otrzymane wyniki świadczą o tym, że odchylenia częstotliwości mogą wpływać na rozliczenia za pobór energii biernej. Zdaniem autora w cenniku energii elektrycznej winien znaleźć się zapis wskazujący sposób, w jaki odbiorca mógłby dochodzić swoich racji.

8. PODSUMOWANIE

Systemy taryfowe odgrywają znaczącą i wciąż zwiększającą się rolę w procesie sterowania obciążeniem elektrycznym. Rola ta, do niedawna niedoceniana w energetyce krajowej, jest w dobie reformy gospodarczej coraz częściej postrzegana, a zwłaszcza wobec realnej możliwości wystąpienia trudności w zbilansowaniu podaży energii elektrycznej i jej popytem.

Skuteczność kształtowania przez systemy taryfowe poziomu mocy i energii elektrycznej, a także jego zmienności w czasie, potwierdzają wyniki prac badawczych prowadzonych w krajach zachodnich oraz w naszym kraju. Świadczą o tym również rezultaty badań wykonanych przez autora pracy. Analiza uzyskanych wyników pozwoliła autorowi na identyfikację wielu istotnych czynników decydujących o kierunku i sile oddziaływania taryf na poziom i zmienność obciążenia elektrycznego. Należy je uwzględnić w tworzeniu taryf.

W pracy przedstawiono główne kierunki rozwoju systemu taryfowego w Polsce, pozwalające na właściwą realizację jego funkcji, a przede wszystkim na silniejsze oddziaływanie na podmioty rynkowe. Jednocześnie zaproponowano szczegółowe rozwiązania zmian struktury taryf, umożliwiające lepsze spełnianie przez nie funkcji informacyjnej. Propozycje dotyczą techniki ustalania stawek taryfowych, zasad zawierania umów indywidualnych z odbiorcami, sposobu rozliczeń za pobór energii biernej czy wreszcie możliwości i metod uwzględnienia odpowiedzialności dostawcy za jakość i pewność dostawy energii elektrycznej.

Określono zakres ingerencji państwa w kreowaniu systemu taryfowego, wskazując na konieczność jej istnienia, ale zarazem stwierdzając, że powinna mieć charakter oddziaływania ekonomicznego, np. poprzez ustalanie stopy zysku, poziomu podatków, polityki kredytowej i celnej itp. Konieczność ingerencji państwa podyktowana jest jego rolą w określaniu polityki gospodarczej kraju, a także dążnością do przełamania monopolu elektroenergetyki. W okresie obecnych i przewidywanych przemian w sytuacji ekonomiczno-gospodarczej Polski bardzo trudno wypowiedzieć się na temat stopnia i formy interwencjonizmu państwowego w odniesieniu do elektroenergetyki, a który, jak stwierdzono w pracy, występuje w krajach posiadających rozwiniętą gospodarkę rynkową. Nie wiadomo jak dalece posunąć się próby reprivatyzacji gospodarki krajowej. Z podanych przyczyn każdy sformułowany wniosek będzie tylko próbą dyskusyjną rozwiązania tego istotnego problemu. Może to również dotyczyć propozycji autora dotyczącej decentralizacji niektórych kompetencji w kształtowaniu taryf. Przewiduje ona prowadzenie dialogu dostawcy energii elektrycznej z jej odbiorcami poprzez proponowanie im do wyboru kilku wariantów taryf, rozwiązywanie umów indywidualnych z wielkimi użytkownikami energii oraz mającymi szczególne warunki poboru mocy, a nawet możliwość wprowadzania zmian stawek taryfowych (w określonym zakresie) przez zakłady energetyczne, jeśli uzasadniałyby to względy lokalne.

Uwzględnienie przedstawionych w pracy propozycji kształtowania struktury systemu taryfowego mogłoby wpłynąć na poprawę realizacji funkcji informacyjnej. Jednakże warunkuje to konieczność prowadzenia ciągłej obserwacji oddziaływania taryf na podmioty rynkowe i wykorzystywanie jej wyników do wprowadzania zmian w strukturze tych taryf.

ZAŁĄCZNIK 1

Definicje podstawowych terminów stosowanych w pracy¹⁾

S y s t e m t a r y f o w y - usystematyzowany zbiór taryf opłat za energię elektryczną, zasad i procedur ich stosowania oraz przepisów prawnych, instrukcji, wytycznych i objaśnień o dostawie i użytkowaniu energii elektrycznej obowiązujących na określonym obszarze zasilania (region, kraj) wraz z aparaturą kontrolno-pomiarowo-rozliczeniową.

S t r u k t u r a s y s t e m u t a r y f o w e g o - zbiór taryf i ich odmian oraz zasady kwalifikowania odbiorców do poszczególnych taryf.

T a r y f a o p ł a t z a e n e r g i ę e l e k t r y c z n ą (zwana w skrócie taryfą elektryczną) - wykaz opłat (stawek) za dostarczoną odbiorcom energię elektryczną (czynną i bierną), moc elektryczną i opłat stałych, ze wskazaniem kryteriów przynależności do danej taryfy i innych przepisów szczególnych odnoszących się do zastosowania taryfy.

S t r u k t u r a w e w n ę t r z n a t a r y f y - części składowe taryfy (np. opłaty za moc czynną, energię czynną i bierną), stawki jednostkowe, opłaty kwotowe (tzw. opłaty stałe) i bonifikaty, a także przepisy szczególne odnoszące się do danej taryfy, w tym także dotyczące wyposażenia odbiorcy w aparaturę pomiarową, warunkującą jej stosowanie.

O d m i a n a t a r y f y - wariant taryfy o identycznej lub podobnej strukturze i składowych, lecz odmiennych stawkach, lub cechujący się pewnymi wyróżnikami w części dotyczącej przepisów stosowania taryfy.

D o s t a w c a - zakład energetyczny, który zawarł z odbiorcą umowę o dostarczanie energii elektrycznej. W imieniu dostawcy może działać właściwy terytorialnie rejon energetyczny.

O d b i o r c a - osoba prawna lub fizyczna, która zawarła z dostawcą umowę o dostarczanie energii elektrycznej. Odbiorcą może być również jednostka organizacyjna (zakład, filia, oddział itp.) nie mająca osobowości prawnej, lecz będąca częścią osoby prawnej i mająca pełnomocnictwo do zawarcia umowy,

C e n a (średnia cena) - iloraz wartości faktury (F) za energię i moc elektryczną pobraną w okresie obrachunkowym, przez ilość zakupionej w tym okresie czynnej energii elektrycznej (A). Wartość faktury

¹⁾ Zgodne z [34-37]

jest sumą opłat za pobraną energię czynną (K_c), bierną (K_b), moc elektryczną (umowną, obrachunkową) (K_m), za kary umowne (K_k), za opłaty eksploatacyjne i inne opłaty stałe (K_e), pomniejszoną o udzielone bonifikaty i opusty (K_u). Cena średnia (C) dotyczy przeciętnych wartości obliczonych dla określonego odbiorcy w różnych okresach obrachunkowych, dla grup odbiorców (np. gospodarstw domowych) bądź dla ogółu odbiorców w kraju (średnia cena krajowa).

Średnią cenę (C) i wartość faktury (F) definiuje wzór

$$C = \frac{F}{A},$$

przy czym

$$F = K_c + K_b + K_m + K_k + K_e - K_u.$$

S t a w k a - ujęta w cenniku energii elektrycznej i właściwa dla konkretnej odmiany taryfy opłata za jednostkę energii czynnej (w poszczególnych strefach doby), biernej lub jednostkę mocy bądź opłata kwotowa (miesięczna, roczna) np. za eksploatację liczników.

ZAŁĄCZNIK 2

Funkcjonowanie umów indywidualnych o dostawie energii elektrycznej w Polsce

Umowy indywidualne, zawierane między dostawcą i odbiorcą energii elektrycznej, znajdują coraz szersze zastosowanie w krajach wysoko rozwiniętych [87], [205]. Użytkownicy energii niejednokrotnie mogą wybierać najbardziej im odpowiadający wariant taryfy, co pozwala na obniżenie średniej ceny energii. W zamian są oni zobligowani do kształtowania poziomu pobieranej mocy zgodnie z warunkami umowy. Najskuteczniejsze są taryfy uwzględniające indywidualne cechy odbiorcy, ale ich wdrożenie niejednokrotnie wymaga zastosowania specjalnej aparatury pomiarowej [18], [19], [56], [57], [176]. Ze względu na jej duży koszt taryfy indywidualne opłacalne są głównie dla wielkich odbiorców.

Twórcom taryfy AO, przeznaczonej dla odbiorców wielkoprzemysłowych, przeświecała idea lepszego dostosowania sposobu rozliczeń za zużycie energii elektrycznej do charakterystyki jej poboru. Taryfa AO może być stosowana na podstawie umowy indywidualnej, zawieranej dobrowolnie. Myślą przewodnią autorów tego rozwiązania była chęć stworzenia podstaw do kształtowania partnerskich stosunków między dostawcą i odbiorcą. Konieczne tu było utworzenie odpowiednich bodźców dla obu stron. Odbiorca odnosiłby korzyści finansowe w zamian za podporządkowanie się zaostrzonej dyscyplinie poboru energii elektrycznej w okresie szczytu obciążenia

lub deficytu mocy. Odbiorca, który nie wywiązałby się z warunków umowy płaciłby wysokie kary. Korzyść dostawcy wynikałaby ze spłaszczenia krzywej dobowego obciążenia, co zmniejszyłoby koszty produkcji energii.

Cennik [36] stwarza bardzo duże pole manewru, a przy dobrej woli i umiejętności negocjowania warunków umowy przez personel dostawcy może zapewnić obu podmiotom znaczne korzyści.

W taryfie AO są takie same rodzaje stawek jak w taryfach trójczasowych (np. A3, A31), jednakże różniące się poziomem opłat. Taryfa ta jest opracowana w dwóch wariantach. W pierwszym odbiorca ponosi opłatę za moc umowną i obrachunkową. Jeśli dochodzi do przekroczenia mocy umownej, zostaje on obciążony opłatą za nadwyżkę mocy, rosnącą progresywnie w zależności od liczby przekroczeń w miesiącu. W drugim wariancie taryfy AO opłaty za pobraną energię szczytową i pozaszczytową rosną progresywnie po przekroczeniu kolejnych trzech poziomów mocy. Opłaty karne za moc przekroczoną nie występują. Pozytywną cechą tej taryfy jest to, że dostawca może dokonywać zmian w jej strukturze, np. regulować opłaty karne, zwalniać z nich w określonych dniach i godzinach, zmieniać strefy doby itp. Zastosowanie taryfy AO uwarunkowane jest zainstalowaniem specjalnej aparatury kontrolno pomiarowej. Z zebranych informacji wynika, że w kraju ponad 200 odbiorców jest wyposażonych w takie układy pomiarowe [86].

W 1985 r. dostawca zawarł specjalne umowy z 18 odbiorcami. Z upływem czasu niektóre z nich zostały zerwane, wskutek czego w 1986 r. rozliczano według taryfy AO 8 odbiorców, a pod koniec 1988 r. już tylko 2 odbiorców. Przeprowadzono badania ankietowe wśród dostawców i odbiorców energii elektrycznej mające wyjaśnić przyczyny tej sytuacji [81], [82], [86]. W wyniku tych badań oceniono skutki finansowe i rzeczowe stosowania taryfy AO oraz przeprowadzono analizę przyczyn rozwiązywania umów specjalnych, co omówiono w dalszej części załącznika.

Odbiorcy rozliczani według taryfy AO stanowili bardzo zróżnicowaną grupę. Znajdowali się w niej reprezentanci następujących branż przemysłowych: hutnictwa, górnictwa węgla brunatnego, przemysłu chemicznego, papierniczego, drzewnego, gumowego i metalurgicznego. Wśród tych odbiorców zaznaczała się duża różnica w poziomie poboru mocy, np. moc umowna (kontraktowa) wynosiła od 3,9 do 140 MW. Pociąga to za sobą bardzo zróżnicowane skutki finansowe oraz rzeczowe (wyrażające się zmniejszeniem poboru mocy), wynikające z przekwalifikowania z taryfy A3 lub A31 do AO.

Ocena skutków finansowych i rzeczowych rozliczeń odbiorców według taryfy AO

Wprowadzenie taryfy AO pociągnęło za sobą obniżenie poziomu stawek, co spowodowało, że zakłady przemysłowe osiągnęły znaczne korzyści finansowe. Następstwem tego powinny być obniżki poboru mocy w określonych przez dostawcę przedziałach czasu. Jednakże nie zawsze takie obniżenie miało miejsce (tabela Z.2.1). Oznacza to, że wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej, zmniejszyły się, natomiast nie osiągnięto korzyści jakie niosłoby obniżenie poziomu mocy pobieranej w szczycie obciążenia oraz w okresach, w których wystąpiły trudności w zbilansowaniu podaży i popytu energii elektrycznej. Ten brak korzyści był następstwem licznych usterek w umowach, które w wielu przypadkach nie spełniały stawianych im zadań [88].

Metoda określania efektywności rozliczeń według taryfy AO

Stosowanie taryfy AO ma sens wówczas, gdy odbiorca zobowiąże się do zmniejszenia poboru mocy czynnej o pewną wartość ΔP w szczycie obciążenia, w porównaniu z limitem mocy z okresu poprzedzającego zawarcie umowy specjalnej. Ta zmniejszona moc powinna być nową mocą umowną. Niespełnienie tego warunku czyni umowę bezprzedmiotową z punktu widzenia energetyki.

Zastosowanie taryfy AO w miejscu A3 lub A31 powoduje obniżenie średniej ceny energii elektrycznej o 20-40%. Dostawca powinien więc ocenić efektywność rozliczeń według tej taryfy, która uwarunkowałaby zawarcie umowy specjalnej. W tym celu należałoby porównać korzyści odnoszone przez odbiorców z korzyściami dostawcy jakie daje rozliczenie według taryfy AO.

Korzyści odbiorcy wynikają z różnicy między wartością faktury, jaką zapłaciłby odbiorca, gdyby był rozliczany na podstawie taryfy A3 lub A31 (F_1) a rzeczywistą wartością faktury po wprowadzeniu taryfy AO (F_0). Korzyści odbiorcy K_0 wyraża zależność

$$K_0 = F_1 - F_0 \quad (Z.2.1)$$

Wartość tę należałoby pomniejszyć o koszty dodatkowe, związane z przesunięciem części obciążenia ze strefy szczytowej na pozostałe strefy. Są one jednak niewielkie i trudne do oszacowania.

Korzyści dostawcy można scharakteryzować jako iloczyn wartości mocy ΔP , o jaką odbiorca zgodził się pomniejszyć moc umowną przez wskaźnik f_{gr} , będący równoważnością rocznego kosztu budowy 1 MW. Wielkość tę należy ponadto powiększyć o wartość kary za przekroczenie mocy umow-

Skutki finansowe i rzeczowe wprowadzenia taryfy AO

Rodzaj skutków	Numer odbiorcy przemysłowego						
	1	2	3	4	5	6	7
Korzyści finansowe odbiorcy wynikające z zakwalifikowania go do taryfy AO w mln zł.	34,0	165,0	285,0	2,2	12,0	13,0	5,2 za 6 m-cy
Wartość ograniczenia poboru mocy, w MW	14,0	23-124	50,0	3,0	nie	nie	nie
Liczba ograniczeń	14	16	8	I, II, III ¹⁾	nie	nie	nie
Czas trwania poszczególnych ograniczeń, w h	1,5-5	1-10	3-16	w godzin. szczyt. ²⁾	nie	nie	nie

Rodzaj skutków	Numer odbiorcy przemysłowego							
	8	9	10	11	12	13	14	15
Korzyści finansowe odbiorcy wynikające z zakwalifikowania go do taryfy AO, w mln zł.	2,0	20,8	13,0	14,4	6,1	37,0	18,8	145,3
Wartość ograniczenia poboru mocy, w MW	brak danych	2,0	0,5			2,0	0,7	7,0
Liczba ograniczeń		6	nie	brak danych	brak danych	nie	nie	trwałe
Czas trwania poszczególnych ograniczeń, w h		2-3	nie			nie	nie	szczyt. ²⁾ I, II, III, X, XI, XII ¹⁾

1) Miesiące w roku

2) W godzinach szczytu obciążenia

Źródło: na podstawie badań ankietowych [86]

nej K_k . Wówczas korzyść energetyki K_e może być wyrażona zależnością

$$K_e = \Delta P f_{gr} + K_k \quad (Z.2.2)$$

Gdy odbiorca deklaruje zmniejszenie obciążenia w szczycie o wartość mocy ΔP_s , w porównaniu z mocą pobieraną w poprzednim roku, przez okres h_r - godzin rocznie, wówczas korzyść energetyki K'_e zwiększy się

$$K'_e = \Delta P f_{gr} + K_k + \Delta P_s h_r (k_{zs} - k_{zp}), \quad (Z.2.3)$$

gdzie k_{zs} i k_{zp} odpowiednio oznaczają przeciętny jednostkowy koszt zmienny elektrowni szczytowych i podstawowych.

Wartość f_{gr} występująca we wzorach (Z.2.2) i (Z.2.3) można obliczyć z zależności

$$f_{gr} = k_p z a \quad (Z.2.4)$$

gdzie: k_p - jednostkowy koszt budowy 1 MW elektrowni projektowanych,

z - współczynnik zamrożenia,

a - roczna stopa amortyzacji uwzględniająca zdyskontowaną wartość reprodukcji rozszerzonej.

Przy założeniu równomiernego rozkładu nakładów inwestycyjnych w całym okresie budowy wskaźnik z można przedstawić za pomocą następującego wzoru

$$z = 1 + \frac{\sum_{t=0}^n (1+r)^t}{n} \quad (Z.2.5)$$

w którym: t - kolejny numer roku realizacji inwestycji (dla pierwszego roku $t = 0$, drugiego $t = 1$ itd.),

n - liczba lat realizacji inwestycji,

r - stopa procentowa.

Roczna stopa amortyzacyjna a , sprowadzająca koszty budowy do wartości jednorocznej, jest odwrotnością umownego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych T

$$a = \frac{1}{T} \quad (Z.2.6)$$

Wskaźniki f_{gr} , k_z i k_{zp} , stanowiące podstawę do określania opłacalności umów specjalnych z odbiorcami, powinny być corocznie ustalane przez centralny organ zarządzania w energetyce.

Zawarcie umowy jest ekonomicznie uzasadnione, gdy spełniona jest nierówność

$$K_o \leq K_e \quad (Z.2.7)$$

czyli

$$F_1 - F_o \leq \Delta P f_{gr} \quad (Z.2.7a)$$

natomiast przy zadeklarowaniu przez odbiorcę zmniejszenia obciążenia w szczycie

$$K_0 \leq K'_e \quad (Z.2.8)$$

czyli

$$F_1 - F_0 \leq \Delta P f_{gr} + \Delta P_s h_s (k_{zs} - k_{zp}). \quad (Z.2.8a)$$

Ocena opłacalności umów specjalnych zawartych w 1985 r.

Zbadano 15 umów specjalnych, jednakże dla czterech zakładów przemysłowych nie uzyskano danych niezbędnych do obliczeń [86]. W tabeli Z.2.2 podano wskaźniki służące do oceny opłacalności zawartych umów, przy czym założono, że $k_p = 100$ mln zł/a, $n = 8$ lat, $T = 25$ lat, $r = 0,08$. Obliczona wartość $f_{gr} = 5,32$ mln zł/MW, $z = 1,33$, natomiast $a = 0,04$.

T a b e l a Z.2.2

Analiza opłacalności stosowania taryfy AO w 1985 r.

Nr zakładu	Wielkość					
	F_1	F_0	$F_1 - F_0$	ΔP MW	$\Delta P f_{gr}$	ΔK_e
	w mln zł/a				w mln zł/a	
1	320,2	286,2	34,0	14	74,5	+40,5 ^{c)}
2	1399,1	1234,1	165,0	6	31,9	-133,1 ^{d)}
3	2501,4	2216,4	285,0	8	42,6	-242,4
4	a)	a)	2,2	a)	a)	a)
5	e)	e)	12,0	-	-	-12,0
6	110,7	97,7	13,0	-	-	-13,0
7 ^{b)}	42,1	36,9	5,2	-	-	-5,2
8	16,9	14,9	2,0	a)	a)	a)
9	163,6	142,8	20,8	2	10,6	-10,2
10	79,6	66,6	13,0	0,5	2,7	-10,3
11	119,0	104,6	14,4	a)	a)	a)
12	31,6	25,5	6,1	a)	a)	a)
13	376,5	339,5	37,0	2	10,6	-26,4
14	89,7	70,9	18,8	0,7	3,7	-15,1
15	946,0	800,7	145,3	7	37,2	-108,1

a) Brak danych,

b) Dane za okres 6 miesięcy,

c) Dodatnia wartość oznacza zysk dla energetyki,

d) Ujemna wartość oznacza stratę dla energetyki,

e) Brak odpowiedzi na pytania zawarte w ankiecie

Źródło: na podstawie badań ankietowych [86]

Z przedstawionych w tabeli Z.2.2 obliczeń wynika, że tylko w 1 przypadku zawarcie umowy specjalnej było uzasadnione ekonomicznie z punktu widzenia energetyki.

Przyczyny rozwiązywania umów specjalnych

Do rozwiązywania umów specjalnych, na podstawie których rozliczano odbiorców według taryfy AO, dochodziło przeważnie z inicjatywy dostawców - zakładów energetycznych. Są one, oczywiście, zainteresowane maksymalizacją opłat za pobór energii elektrycznej. Taką sytuację obserwuje się, gdy występuje duży pobór energii w okresach szczytu obciążenia. W świetle funkcjonującego sposobu rozliczeń wewnętrznych, stosowanego w energetyce [186], [77], zmniejszenie zużycia energii w strefie szczytowej, a tym samym wyrównywanie dobowego przebiegu obciążenia, przysparza strat finansowych zakładom energetycznym. Dalsze straty wiążą się ze zmniejszeniem średniej ceny na skutek zmniejszenia poziomu stawek, przy przejściu z rozliczeń według taryfy A3 lub A31 na AO. Występuje tu zatem różnica interesów globalnych energetyki i interesów bezpośredniego dostawcy.

Opinie dostawców i odbiorców na temat funkcjonowania taryfy AO są często sprzeczne [80], [86]. Spośród wad rozliczeń przeprowadzonych według tej taryfy odbiorcy wymieniają uciążliwość w procesie produkcyjnym, pogorszenie się wskaźników zużycia surowców i energii. Ponadto niektórzy z ankietowanych wskazywali na wystąpienie strat produkcyjnych, które jednak były znacznie mniejsze niż korzyści finansowe, wyszczególnione w tabeli Z.2.1. Podkreśla się również, że odbiorcom bardziej się opłaca uiścić zwiększone opłaty za pobór energii elektrycznej ze środków obrotowych niż wносить opłaty za przekroczenia parametrów określonych w umowie (np. mocy umownej), które są wliczane w straty przedsiębiorstwa.

ZALĄCZNIK 3

Model wpływu odchylen częstotliwości na poziom współczynnika $\overline{\text{tg } \varphi}$

W niniejszym rozdziale przedstawiono metodę wyprowadzania zależności umożliwiającej oszacowanie przyrostu współczynnika $\text{tg } \varphi$ przy zmianie częstotliwości o Δf .

Średnią wartość $\overline{\text{tg } \varphi}$, w pewnym przedziale czasu, można obliczyć z zależności

$$\overline{\text{tg } \varphi} = \frac{A_Q}{A_P} \quad (Z.3.1)$$

w której A_Q i A_P są odpowiednio zużyciem energii biernej i czynnej w rozważanym przedziale czasu.

Ponieważ zużycie energii zależy od częstotliwości, zależność (Z.3.1) przyjmuje postać

$$\overline{\text{tg } \varphi}(f) = \frac{A_Q(f)}{A_P(f)} \quad (\text{Z.3.2})$$

Całkowite zużycie energii jest sumą zużycia poszczególnych grup (rodzajów) odbiorników (i), zatem otrzymujemy

$$\overline{\text{tg } \varphi}(f) = \frac{\sum_{i=1}^N A_{Qi}(f)}{\sum_{i=1}^N A_{Pi}(f)} \quad (\text{Z.3.3})$$

dla $i \in N$ - liczby grup odbiorników.

Zużycie energii elektrycznej dla grupy odbiorników w analizowanym zakładzie przemysłowym równa się sumie iloczynów mocy czynnych P_{ij} i biernych Q_{ij} poszczególnych odbiorników (j) i czasów pracy (T_j) tych odbiorników. Zależność (Z.3.3) przyjmuje więc następującą postać

$$\overline{\text{tg } \varphi}(f) = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^n T_j Q_{ij}(f)}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^n T_j P_{ij}(f)} \quad (\text{Z.3.4})$$

dla $j \in n$ - liczby odbiorników w grupie i.

Zakłada się, że czas T_j jest równy $\bar{T}_i$, czyli średniemu czasowi wykorzystania mocy szczytowej w i-tej grupie odbiorników. Ponadto zakłada się, że $Q_j = Q'_i$ i $P_j = P'_i$, gdzie Q'_i i P'_i są równe średnim mocom odbiorników, w i-tej grupie. Przy powyższych założeniach wzór (Z.3.4) przybiera postać

$$\overline{\text{tg } \varphi}(f) = \frac{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i Q'_i(f)}{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(f)} \quad (\text{Z.3.5})$$

w której n_i - liczba odbiorników w i-tej grupie.

Przyrost wartości $\Delta \overline{\text{tg } \varphi}$, zaznaczający się w okresie obliczeniowym przy zmianie częstotliwości o Δf w tym okresie, można określić przez wyznaczenie pochodnej zależności (Z.3.5) względem częstotliwości

$$\Delta \text{tg } \varphi(\bar{f}) = \left(\frac{d}{df} \sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i Q'_i(\bar{f}) \right) \frac{1}{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(\bar{f})} - \quad (\text{Z.3.6})$$

$$- \frac{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(\bar{f})}{df} \sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i Q'_i(\bar{f}) \left(\frac{1}{\left(\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(\bar{f}) \right)^2} \Delta f \right)$$

która jest prawdziwa w otoczeniu $\bar{f}$ - średniej wartości częstotliwości w okresie obrachunkowym.

Po przekształceniu wzoru (Z.3.6) otrzymuje się

$$\Delta \operatorname{tg} \varphi(\bar{f}) = \left(\frac{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i \frac{dQ'_i(\bar{f})}{df}}{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(\bar{f})} - \frac{\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i \frac{dP'_i(\bar{f})}{df} \sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i Q'_i(\bar{f})}{\left(\sum_{i=1}^N \bar{T}_i n_i P'_i(\bar{f}) \right)^2} \right) \Delta f \quad (\text{Z.3.7})$$

Wartości $P'_i(\bar{f})$ oraz $Q'_i(\bar{f})$, występujące w równaniu (Z.3.7), można oszacować na podstawie równań regresji liniowej $P = P(f)$ oraz $Q = Q(f)$, wyznaczonych dla reprezentantów wydzielonych grup odbiorników w badanym zakładzie przemysłowym. Składniki

$$\frac{dQ'_i(\bar{f})}{df} \quad \text{ i } \quad \frac{dP'_i(\bar{f})}{df}$$

można potraktować jako tg kąta nachylenia liniowych funkcji $P = P(f)$ i $Q = Q(f)$. Wynika to z faktu, że rozważania dotyczą wąskiego przedziału odchylen częstotliwości f od wartości nominalnej. Wartość odchylenia $\operatorname{tg} \varphi$, oszacowana na podstawie zależności (Z.3.7), przy zmianie częstotliwości o 1 Hz, dla Zakładu Górniczego Miedzi w Lubinie, wynosi $\Delta \operatorname{tg} \varphi / 1 \text{ Hz} \cong 0,0722$. Jest to wartość przybliżona, gdyż założono, że pochodne jednorodnych grup odbiorników są równe wartościom pochodnych pojedynczych reprezentantów tych grup. Założono też, że charakter odbiorników, które nie zostały przebadane jest podobny do zestawu odbiorników na wydziale flotacji.

Wykorzystując oszacowaną wartość $\Delta \operatorname{tg} \varphi / 1 \text{ Hz}$, obliczono wartości odchylen $\Delta \operatorname{tg} \varphi$ dla poszczególnych miesięcy 1985 r. Wartości odchylen częstotliwości, jakie wówczas występowały, oraz wartości $\Delta \operatorname{tg} \varphi$ przedstawiono w tabeli Z.3.1.

T a b e l a Z.3.1

Wartości przyrostów $\Delta \operatorname{tg} \varphi$ dla odchylen częstotliwości Δf , które wystąpiły w 1985 r.

Wielkości	Miesiąc					
	I	II	III	IV	V	VI
Δf w Hz	0,53	0,57	0,48	0,31	0,17	0,18
$\Delta \operatorname{tg} \varphi$	-0,04	-0,04	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01

Wielkości	Miesiąc					
	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Δf w Hz	0,18	0,28	0,38	0,41	0,32	0,50
$\Delta \text{tg } \varphi$	-0,01	-0,02	-0,03	-0,03	-0,02	-0,04

Podane wyniki badań świadczą o tym, że zmiany częstotliwości mogą wpływać na poziom wartości $\text{tg } \varphi$.

LITERATURA

- [1] ACTON J. P., MITCHELL B. M., MOWILL R., Residential demand for electricity in Los Angeles: an econometric study of disaggregated data, The Rand Corporation, R-1899-NSF, Santa Monica 1976.
- [2] ACTON J. P., MITCHELL B. M., MANNING W. G., European industrial response to peak-load pricing of electricity, with implications for U. S., energy policy, The Rand Corporation, P-5929, Santa Monica 1978.
- [3] ACTON J. P., MITCHELL B. M., SOHLBERG R., Estimating residential electricity demand under declining-block tariffs: an econometric study using micro-data, Report, The Rand Corporation, P-6203, Santa Monica 1978.
- [4] ACTON J. P., MITCHELL B. M., Evaluating time-of-day electricity rates for residential customers, The Rand Corporation, R-2509-DWP, Santa Monica 1979.
- [5] ACTON J. P., MITCHELL B. M., Do time-of-use rates change load curves?, Public Utilities Fortnightly, Vol. 105, 11/1980, s. 15-24.
- [6] ACTON J. P., DAVIDSON J., KOHLER D. F., MITCHELL B. M., Rands electricity rate study, briefings to the first meeting of the advisory committee, The Rand Corporation, P-6611, Santa Monica 1981.
- [7] ACTON J. P., MITCHELL B. M., The effect of time-of-use rates: facts vs. opinions, The Rand Corporation, R-2760-HF/FF/NSF, Santa Monica 1981.
- [8] ACTON J. P., KOHLER D. F., MITCHELL B. M., PARK R. E., Promoting energy efficiency through improved electricity pricing: A mid-project report, The Rand Corporation, N-1843-HF/FF/NSF, Santa Monica 1982.
- [9] ACTON J. P., Time of day rates for residential and larger commercial and industrial customers, Report, The Rand Corporation No. P-6871, Santa Monica 1983.
- [10] ACTON J. P., Demand forecasting and revenue requirements, with implications for consideration in British Columbia, The Rand Corporation, P-6872, Santa Monica 1983.
- [11] ACTON J. P., Mc KAY D., Quantitative aspects of industrial user of electricity under time-of-use rates in France, England and Wales, The Rand Corporation, R-3010-EFRI/HF/RC, Santa Monica 1983.
- [12] AIGNER D. J., LILLARD L. A., Measuring peak load pricing response from experimental data: an exploratory analysis, Journal of Business and Economic Statistics, Vol. 2, 1/1984, s. 21-38.

- [13] AIGNER D. J., LEAMER E. E., Estimation of time-of-use pricing response in the absence of experimental data, *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 205-227.
- [14] AIGNER D. J., The welfare econometrics of peak-load pricing for electricity: editor's introduction, *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 1-16.
- [15] AIGNER D. J., HIRSCHBERG J. G., Commercial /industrial customer response to time-of-use electricity prices: some experimental results, *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, 3/1985, s. 341-355.
- [16] AIGNER D. J., The residential electricity time-of-use pricing experiments: what have we learned? [in:] *Social Experimentation*, The University of Chicago Press, 1985, s. 1-53.
- [17] AUNDRUP H., Aktuelle Fragen der Tarifgestaltung, *Elektrizitätswirtschaft ft.*, 2/1988, s. 74-77.
- [18] BARA W., GIEBUŁTOWICZ A., HALAWA T., KALINOWSKI T., Kierunki rozwoju układów kontrolno-rozliczeniowych energii elektrycznej, *Energetyka*, 6/1988, s. 213-217.
- [19] BARŁKOWSKI J., KALINOWSKI T., ŻELEŃSKI A., Efektywność systemów oddziaływania na odbiorców energii elektrycznej, *Archiwum Energetyki*, 1/1981, s. 41-54.
- [20] BARTOSIEWICZ S., *Ekonometria, Technologia ekonometrycznego przetwarzania informacji*, Warszawa, PWE, 1976.
- [21] BERGOUIGNOUX J., BERNARD P., La tarification de l'électricité: des opportunités nouvelles, *EPUREY*, 12/1986, s. 5-13.
- [22] BERRIE T. W., ANARI M. A. M., Joint supply-demand optimization in electricity supply, *Energy policy*, December 1986, s. 515-527.
- [23] BITZNER B., Adaptive load management by multidimensional splines, *Proceedings of Twenty-First Universities Power Engineering Conference*, 1986.04.15-17, Imperial College, London, s. 234-237.
- [24] BOGUICKI A., WÓJCIK M., Równania częstotliwościowych charakterystyk statycznych pobieranej mocy biernej dla typowych grup odbiorców, *Energetyka*, 5/1963.
- [25] CARAMANIS M. C., BOHN R. E., SCHWEPPE F. C., System security control and optimal pricing of electricity, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 9, 4/1987, s. 217-224.
- [26] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., Residential substitution of off-peak for peak electricity usage under time-of-use pricing, *The Energy Journal*, Vol. 1, 2/1980, s. 85-142.
- [27] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., Econometric analysis of residential time-of-use electricity pricing experiments, *Journal of Econometrics*, 14/1980, s. 287-306.
- [28] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., HENDRICKS W. E., SHOECH P. E., Cost-benefit analysis of residential time-of-use rates: a case study for four Illinois utilities, *Electric Rate-making*, Vol. 1, 6/1983, s. 40-46.
- [29] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., Time-of-use rates for residential electric service: results from the Wisconsin experiment, *Public Utilities Fortnightly*, 1983, s. 1-6.
- [30] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., SHOECH P. E., HENDRICKS W., A comparison of different methodologies in a case study of residential time-of-use electricity pricing: Cost-benefit analysis, *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 17-34.
- [31] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., HERRIGES J. A., Modelling alternative residential peak-load electricity rate structures, *Journal of Econometrics*, 24/1984, s. 249-267.

- [32] CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R., HERRIGES J. A., Consistency of residential customer response in time-of-use electricity pricing experiments, *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 179-203.
- [33] Cennik velkoobchodnich cen, VC-3/2/1984, Praha, 1984.
- [34] Cennik nr 7-Z/82, Energia elektryczna, SWW 0311, Warszawa 1982.
- [35] Cennik nr 7-Z/84, Energia elektryczna, SWW 0311, Warszawa 1984.
- [36] Cennik nr 7-Z/84, Energia elektryczna, SWW 0311, Urząd Cen, Warszawa 1986.
- [37] Cennik nr 7-Z/88, Energia elektryczna, SWW 0311, Ministerstwo Finansów, Warszawa 1988.
- [38] CHACHULSKI A., GREINER W., PILACHOWSKI T., Wykorzystanie systemu sterowania częstotliwością akustyczną do racjonalnej gospodarki energią elektryczną, *Energetyka*, 2/1986, s. 68-71.
- [39] CHOLEWIK-GOŹDZIŃ K., Rola i zadania cen w gospodarce, Warszawa, PWE, 1980.
- [40] CISZEWSKI W., Ciągłość zasilania odbiorców energii elektrycznej w świetle badań UNIPED, *Energetyka*, 4/1978.
- [41] CZYŻAK A., Sterowanie częstotliwością akustyczną, *Biuletyn Techniczny*, Energoprojekt, Poznań, 1984, s. 226-231.
- [42] DĄBROWSKA W., ROGUSKA J., Informacja o cenach energii elektrycznej w Polsce oraz w wybranych krajach członkowskich UNIPED, Opracowanie PDM, Warszawa 1987.
- [43] DUFFY P., Customer response to tariff incentives, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh 1987, s. 1-5.
- [44] EDVINSSON M. J., Load management in Europe-marketing aspects, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 1, 4/1986, s. 83-89.
- [45] Ekonometryczne modele rynku. Analiza, prognozy, symulacja, t. 3, Modele popytu konsumpcyjnego i równowagi rynkowej, pod red. W. Wel-
fe, Warszawa, PWE, 1982.
- [46] EYRE B. E., Results of a comprehensive field trial of a United Kingdom customer telemetry system using mainsborne signalling, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 252-256.
- [47] FARMER E. D., CORY B. J., Dynamic pricing in system planing and operation, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply" Edinburgh 1987, s. 50-55.
- [48] FOWLER G. J., Niederspannungstarifstrukturen in England und Wales - der zeitiger Stand und Zukunftsaussichten, *ÖZE* 11/12/1982, s. 532-541.
- [49] FOWLER G. J., Multi-unit rate tariffs, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 36-39.
- [50] GALLANT A. R., KOENKER R. W., Cost and benefits of peak-load pricing of electricity, *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 83-113.
- [51] GŁOWACKI R., KOSSUT Z., KRAMER T., Marketing, Warszawa, PWN, 1984.
- [52] GÓRA S., Systemowe aspekty stosowania taryfy elektroenergetycznej, *Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr.*, 77/1987, s. 93-104.
- [53] GRZYBOWSKI W., Stanowienie i kontrola cen, Warszawa, Inst. Wydaw. ZW. Zawod. 1986.

- [54] HAASE N., JARBY C., ERICHSEN P., New load management system based on two-way communication on the electric distribution system, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply" Edinburgh, 1987, s. 263-267.
- [55] HALAWA T., MANDAT T., Charakterystyki zmian częstotliwości w połączonych systemach elektroenergetycznych, Pr. nauk. Inst. Energo-elekt. PWr., 59/1984, s. 69-71.
- [56] HALAWA T., KACZMAREK M., KALINOWSKI T., SIEMIANOWSKI J., Układy pomiarowe do rozliczeń odbiorców energii elektrycznej, Energetyka, 6/1986, s. 213-216.
- [57] HALAWA T., Układy pomiarowe do rozliczeń energii elektrycznej, Pr. nauk. Inst. Energoelekt. PWr., 74/1987, s. 111-120.
- [58] HALAWA T., KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Analiza i ocena istniejącego systemu rozliczeń wewnętrznych w energetyce, Raport nr 568 Inst. Energoelekt. PWr., 1987.
- [59] HAMMER H., Überblick über ausländische Tarifsysteme, ÖZE, 2/1976, s. 63-65.
- [60] HASAN I. B., SHORT M. J., Evaluation of a load management strategy by simulation methods, Proceedings of Twenty-First Universities Power Engineering Conference, 15-17 April, 1986, Imperial College, London, s. 222-225.
- [61] HAUSMAN J. A., TRIMBLE J., Appliance purchase and usage adaptation to a permanent time-of-day electricity rate schedule, Journal of Econometrics, Vol. 26, 1-2/1984, s. 115-140.
- [62] HENSMAN G. O., FIDGETT J., GRAY F. M., MAHONEY A. P., The radio teleswitching tariff and load management system, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 272-276.
- [63] HIRSCHBERG J. G., AIGNER D. J., An analysis of commercial and industrial customer response to time-of-use rates, The Energy Journal, 4/1983, s. 103-124.
- [64] HORAK J., Koszty, ceny i taryfy w energetyce, Energetyka, 7/1987, s. 271-273.
- [65] HOWREY E. P., VARIAN H. R., Estimating the distributional impact of time-of-day pricing of electricity, Journal of Econometric, Vol. 26, 1-2/1984, s. 65-82.
- [66] International Electrotechnical Vocabulary, Chapter 691: Tariffs for electricity, International electrotechnical Commission, Geneva 1973.
- [67] Instrukcja opisowa do taryfy dwuczłonowej C z 01-09-1985, C. G. E. E. Intermixt 2590.
- [68] JASICKI Z., SZYMIK F., BOGUICKI A., SAFERNA J., Praca układów elektroenergetycznych, Warszawa, PWN, 1965.
- [69] KACZMAREK M., ZAWOLIK W., Doskonalenie systemu taryfowego energii elektrycznej, Energetyka, 1/1986, s. 15-19.
- [70] KALEVI J., Load management by means of price differentiation, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 11-15.
- [71] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Wybrane zagadnienia projektu systemu taryfowego energii elektrycznej. Część V. Niezawodność zasilania jako element indywidualnej umowy o dostawę energii elektrycznej z odbiorcą przemysłowym, Raport nr 321 Inst. Energoelekt. PWr., 1984.
- [72] KALINOWSKI T., Stymulacja oszczędzania energii elektrycznej przy pomocy środków taryfowych, Energetyka, 6/1985, s. 243-246.

- [73] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., NOWAK E., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Wybrane zagadnienia projektu systemu taryfowego energii elektrycznej, Część VI, Raport nr 386 Inst. Energoelektr. PWr., 1985.
- [74] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Metoda uwzględniania niezawodności zasilania w taryfie za energię elektryczną, Pr. nauk. Inst. Energoelektr., 64/1985, s. 60-62.
- [75] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Metoda wyznaczania strat niedostarczonej energii elektrycznej dla przerw awaryjnych, Pr. nauk. Inst. Energoelektr., 64/1985, s. 55-58.
- [76] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., NOWAK E., WILCZYŃSKI A., Opracowanie metodyki badań i zebranie materiałów statystycznych dotyczących funkcjonowania taryf odbiorców przemysłowych, Raport nr 440 Inst. Energoelektr. PWr., 1986.
- [77] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., NOWAK E., WILCZYŃSKI A., Analiza i ocena istniejącego systemu rozliczeń wewnętrznych w energetyce, Część I, Raport nr 445 Inst. Energoelektr. PWr., 1986.
- [78] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Uwzględnianie w taryfach zakłóceń dostawy energii elektrycznej, Energetyka, 7/1986, s. 239-243.
- [79] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Nowelizacja cennika nr 7-Z/84 w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej, Raport nr 471 Inst. Energoelektr. PWr., 1986.
- [80] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., NOWAK E., WILCZYŃSKI A., Ocena skutków finansowych i rzeczowych funkcjonowania taryfy AO, Raport nr 491 Inst. Energoelektr. PWr., 1986.
- [81] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., NOWAK E., WILCZYŃSKI A., Opracowanie materiałów statystycznych i wydanie oceny funkcjonowania taryf odbiorców przemysłowych, Raport nr 553 Inst. Energoelektr. PWr., 1987.
- [82] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Udoskonalone formy i zasady zawierania umów specjalnych z odbiorcami przemysłowymi, Raport nr 514 Inst. Energoelektr. PWr., 1987.
- [83] KALINOWSKI T., MAŁYSA H., WILCZYŃSKI A., Przegląd systemów taryfowych różnych krajów, Raport nr 548 Inst. Energoelektr. PWr., 1987.
- [84] KALINOWSKI T., KORNAS T., SELBKA A., WILCZYŃSKI A., Doskonalenie systemu opłat za energię bierną, Raport nr 563 Inst. Energoelektr. PWr., 1987.
- [85] KALINOWSKI T., Charakterystyka taryf energii elektrycznej, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 81/1988.
- [86] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Analiza i ocena funkcjonowania taryfy AO i umów specjalnych, Energetyka, 6/1988, s. 218-221.
- [87] KALINOWSKI T., MAŁYSA H., WILCZYŃSKI A., Tendencje w rozwoju zagranicznych systemów taryfowych, Energetyka, 6/1988, s. 222-226.
- [88] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Jak uwzględniać nieciągłość zasilania w taryfach energii elektrycznej? Energetyka, 6/1988, s. 227-231.
- [89] KALINOWSKI T., O strukturze systemów taryfowych energii elektrycznej i kształtowaniu jej ceny, Energetyka, 6/1988, s. 203-211.
- [90] KALINOWSKI T., KORNAS T., WILCZYŃSKI A., Wybrane zagadnienia projektu systemu taryfowego energii elektrycznej. Doskonalenie systemu rozliczeń za energię bierną - etap III, Raport nr 604 Inst. Energoelektr. PWr., 1988.

- [91] KALINOWSKI T., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Zagadnienia taryfowe w opinii ekspertów, *Energetyka*, 8/1989, s. 274-278.
- [92] KALINOWSKI T., WILCZYŃSKI A., WINKLER G., Probleme der Blindleistungswirtschaft in umstanden der Frequenzschwankungen, Artykuł przyjęty do druku.
- [93] KARKKAINEN S., VIROLAINEN R., Statistical distributions of reliability indices and unavailability costs in distribution network and their use in the planning of networks, Paper 6.6, CIREN 1981.
- [94] KARLSSON B. O., BJÖRK C. O., KARLSSON B. G., Industrial load management application, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 215-219.
- [95] KAUFMANN W., Berücksichtigung der Ausfallkosten der Abnehmer bei der Netzplanung, *etz*, Bd. 103, 1982, s. 117-120.
- [96] KARAS W., Credit and load management system developments, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 283-288.
- [97] KIERPICZOW T., GNACY E., Informacja o cenach energii elektrycznej w niektórych krajach Europy Zachodniej i Japonii wg stanu na 1.01.1982, Państwowa Dyspozycja Mocy, Warszawa, listopad 1982.
- [98] KIERPICZOW T., Koszty i ceny energii elektrycznej jako elementy systemu ekonomiczno-finansowego energetyki, Seminarium nt. "Taryfy na energię elektryczną", PDM-SEP, Warszawa 1988, s. 24-44.
- [99] KINCEL W., Ceny nowości, Warszawa, PWE, 1979.
- [100] KINSNER K., KORNAS T., WILCZYŃSKI A., Spannungsabweichungen und ihre Auswirkungen auf die Ökonomie von Industriebetrieben, *Energietechnik*, 5/1986, s. 180-182.
- [101] KINSNER K., ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Zakłócenia dostawy energii elektrycznej z punktu widzenia norm i przepisów, Międzynarodowe Sympozjum "Jakość zasilania z układów sieciowych", Gliwice, 1986, s. 73-81.
- [102] KOHLER D. F., Price elasticity estimates under homothetic separability: the case of peak-load electricity pricing, The Rand Corporation, N-1687-HF/FF/NSF, Santa Monica, 1981.
- [103] KOHLER D. F., MITCHELL B. M., Response to residential time-of-use electricity rates: how transferable are the findings? *Journal of Econometrics*, Vol. 26, 1-2/1984, s. 141-178.
- [104] Koncepcja rozwiązań taryfowych dla dużych i energochłonnych odbiorców przemysłowych, Centrum Informatyki Energetyki, MGIE, Warszawa, 1986.
- [105] KORNAS T., WILCZYŃSKI A., Ocena dotychczasowego sposobu rozliczeń za energię bierną, *Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr.*, 81/1988.
- [106] KOWALAK M., Taryfy opłat za pobraną energię elektryczną przez zakłady przemysłowe oraz ich wpływ stymulujący na pobór energii elektrycznej ze szczególnym uwzględnieniem energii biernej, Symp. nt. "Gospodarka mocą bierną w zakładach przemysłowych", KGHM, Elektroprojekt, Warszawa, Wrocław, Lubin, 1984.
- [107] KOŹMIŃSKI K., ZAWOLIK W., Koncepcje kształtowania rozwiązań taryfowych energii elektrycznej, Seminarium nt. "Taryfy na energię elektryczną" PDM-SEP, Warszawa, 1986, s. 17-23.
- [108] KOŹMIŃSKI K., Kierunki usprawnień systemów rozliczeń z odbiorcami energii, *Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego i BHP w Energetyce*, nr 4/77, MGIE, Warszawa, 1985.

- [109] KOŻUCHOWSKI J., Sterowanie systemów elektroenergetycznych, Warszawa, PWN, 1981.
- [110] KRASIŃSKI Z., MRUK H., SZULCE H., Ceny a rynek, Warszawa, PWE, 1985.
- [111] KUBIN M., K účinnosti ekonomických nástrojů racionalizace spotřeby elektrické energie, Energetika, 4/1986, s. 149-154.
- [112] KURPANIK B., SZOSTEK T., SZMYRKA A., Optymalizacja gospodarki mocą bierną w zakładach górniczych KGHM Lubin, Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa, 7-8 (205)/1986, s. 29-37.
- [113] KWIATKOWSKI M., Zasady tworzenia systemu taryf na energię elektryczną w Wielkiej Brytanii, Gospodarka Paliwami i Energią, 7/1986, s. 17-19.
- [114] LESCOEUR B., GALLAND J. B., Tariffs and load management: the French experience, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 2, 2/1987, s. 458-464.
- [115] LIPOWSKI A., WOJCIECHOWSKA U., Funkcje cen i ich system racjonalny, Prace i Materiały ZBC, nr 25, Warszawa, 1974.
- [116] LIPOWSKI A., Ceny dla dostawców w teorii i praktyce gospodarki socjalistycznej, Warszawa, PWN, 1978.
- [117] LIPOWSKI A., Ceny a wybór ekonomiczny, Warszawa, WNT, 1982.
- [118] LILLARD L., ACTON J. P., Seasonal electricity demand: a variable response model, The Bell Journal of Economics, Vol. 12, 11/1981, s. 71-82.
- [119] LILLARD L. A., AIGNER D. J., Time-of-day electricity consumption response to temperature and ownership of air conditioning appliances, Journal of Business and Economic Statistics, Vol. 2, 1/1984, s. 40-53.
- [120] ŁAPIŃSKI J., ŁUCZKIEWICZ A., PŁACZKOWSKI E., WILCZYŃSKI A., Wpływ zmian częstotliwości na pobór mocy biernej w Zakładzie Górniczym Miedzi, Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa, 10 (207)/1986, s. 47-51.
- [121] ŁUCZKIEWICZ A., SERWIN A., WILCZYŃSKI A., Wybrane zagadnienia projektu systemu taryfowego energii elektrycznej, Część II, Przerwy w dostawie energii, elementy umów, taryfy, Raport nr 247 Inst. Energoelektr. PWr., 1983.
- [122] ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Analiza wpływu zmian częstotliwości na pobór mocy biernej i współczynnik mocy w ZG Lubin, Raport nr 431 Inst. Energoelektr. PWr., 1986.
- [123] ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Ocena wpływu odchyleń częstotliwości na pobór energii biernej odbiorcy przemysłowego, Konferencja naukowo-techniczna pt. "Jakość energii elektrycznej w warunkach krajowego systemu elektroenergetycznego", Łódź, 28-29.05.1987, s. 247-256.
- [124] MAŁYSA H., Podstawy ekonomiczne kształtowania cen energii elektrycznej, Energetyka, 1/1984, s. 3-10.
- [125] MAŁYSA H., Sprawozdanie z wyjazdu służbowego do Finlandii na II Konferencję UNIFEDE w sprawie taryf elektroenergetycznych, w dniach 3-6 września 1984, Min. Górn. i Energet., Opracowanie PDM, Warszawa, 1984.
- [126] MAŁYSA H., Sprawozdanie z wyjazdu służbowego do Belgii na posiedzenie Komitetu Badań Ekonomicznych i Taryf UNIFEDE w dniach od 20 do 23 marca 1985, Min. Górn. i Energet., Opracowanie PDM, Warszawa, 1985.

- [127] MAŁYSA H., Finansowe przesłanki kształtowania taryf elektroenergetycznych, *Energetyka*, 11/1986, s. 397-400.
- [128] MAŁYSA H., Dynamika wzrostu cen energii elektrycznej w krajach EWG w latach 1978-1984, *Energetyka*, 2/1986, s. 43-47.
- [129] MAŁYSA H., Ekonomiczne i finansowe przesłanki kształtowania taryf elektroenergetycznych, *Pr. nauk. Inst. Energoel. PWr.*, 74/1987, s. 39-58.
- [130] MANNING W. G., ACTON J. P., Residential electricity demand under time-of-day pricing: exploratory data analysis from the Los Angeles rate study, Report, The Rand Corporation No. R-2426-DWP/HF, Santa Monica, 1980.
- [131] MIASTKOWSKI L., Pionowe i poziome układy cen wyrobów przemysłowych, Warszawa, PWE, 1971.
- [132] MIASTKOWSKI L., Funkcje cen w gospodarce narodowej, *Prace i Materiały ZEC*, nr 29, Warszawa, 1975.
- [133] MITCHELL B. M., ACTON J. P., Peak-load pricing in selected european electric utilities, The Rand Corporation, R-2031-DWP, Santa Monica, 1977.
- [134] MITCHELL B. M., MANNING W. G., ACTON J. P., Electricity pricing and load management: foreign experience and California opportunities, Report, The Rand Corporation, R-2106-CERCDC, Santa Monica, 1977.
- [135] MITCHELL B. M., ACTON J. P., The effect of time-of-use rates in the Los Angeles electricity study, Report, The Rand Corporation, N-1533-DWP/HF, Santa Monica, 1980.
- [136] MODZELEWSKI W., Prawo cenowe. Stan prawny na 1 stycznia 1986, *Inst. Org. Przem. Maszynow.*, Warszawa, 1985.
- [137] MORRIS E. L., Die Struktur der allgemeinen Tarife in den USA-gegenwärtige und zukünftige Strompreis - und Tarifpolitik, *ÖZE*, 11/12/1982, s. 571-579.
- [138] MUNASINGHE M., Power system economics, pricing and reliability standards, Part II, Optimal reliability and system planning, Symposium on Electricity Economics and Load Management, Imperial College, London, UK, March 24-28, 1980.
- [139] MUNASINGHE M., Principles of modern Electricity pricing, Proceedings of the IEEE, Vol. 69, 3/1981, s. 332-348.
- [140] MUTZNER J., Elektrizitätstarife der Schweiz-Strukturen und Reformtendenzen, *ÖZE*, 11/12/1982, s. 547-553.
- [141] MÜLLER H. Ch., Die Rundsteuerung im Wandel, *Etz*, 5/1988, s. 186-188.
- [142] MYNARSKI S., Analiza rynku - problemy i metody, Warszawa, PWN, 1987.
- [143] NASIŁOWSKI M. i inni, *Ekonomia polityczna socjalizmu*, Warszawa, KIW, 1977.
- [144] NEENAN B., CAVES D. W., Real-time pricing of electricity in a regulated market, XIII Annual Rates Symposium, St. Louis, Missouri, 10 February, 1987.
- [145] NILSSON P. O., Niederspannungstarife in Schweden, *ÖZE*, 11/12/1982, s. 541-547.
- [146] NOWAKOWSKI R., SKRĘTA S., Niektóre zagadnienia polityki taryfowej w świetle celów polityki energetycznej kraju, *Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr.*, 74/1987, s. 19-37.
- [147] NOWAK E., Klasyfikacja dobowych stref czasowych w taryfie elektroenergetycznej, *Energetyka*, 6/1986, s. 217-219.

- [148] NOWAK E., Ekonometryczna weryfikacja stymulacyjnej funkcji taryfy elektroenergetycznej, Pr. Inst. Automat. Syst. Energet. 10/1986, s. 3-21.
- [149] NOWAK E., Metoda badania funkcjonowania taryf energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 74/1987, s. 99-110.
- [150] NOWAK E., ŁUCZKIEWICZ A., WILCZYŃSKI A., Analiza statystyczna funkcjonowania taryf energii elektrycznej odbiorców przemysłowych, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 81/1988.
- [151] OTREBA L., WILCZYŃSKI A., Modelling and forecasting of power demand at high voltage network nodes, Intern. Conf. on Computers, Systems and Signal Processing, Bangalore, India, 10-12 December, 1984, s. 139-142.
- [152] PARK R. E., ACTON J. P., Response to time-of-day electricity rates by large business customers, The Rand Corporation, R-3080-HF/MD/RC, Santa Monica, 1983.
- [153] PARK R. E., ACTON J. P., Large business customer response to time-of-day electricity rates, Journal of Econometrics, Vol. 26, 1-2/1984, s. 229-252.
- [154] PARKS R. W., WHITZEL D., Measuring the consumer welfare effects of time-differentiated electricity prices, Journal of Econometrics, Vol. 26, 1-2/1984, s. 35-64.
- [155] PAWŁOWSKI Z., Ekonometria, Warszawa, PWN, 1975.
- [156] PEDDIE R. A., Through tariffs to dynamic pricing, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh 1987, s. 40-44.
- [157] PENZ P., Das Tarifsystern in Niederspannungsbereich in Frankreich-derzeitige Situation und Künftige Perspektiven, ŹZE, 11-12/1982, s. 553-558.
- [158] POHORILLE M., Funkcje cen i ich racjonalny system, Prace i Materiały ZBC, nr 25, Warszawa, 1974.
- [159] POPCZYK J., CIURA Sz., TRYBUS A., Koszty i korzyści podwyższania ciągłości zasilania wybranych odbiorców z istniejących sieci rozdzielczych, Międzynarodowe sympozjum "Jakość zasilania z układów sieciowych", Gliwice, 1986, s. 99-111.
- [160] POWELL K. B., Price electricity can be misleading, Electrical World, 15 December, 1983, s. 74-75.
- [161] Mała encyklopedia ekonomiczna, Warszawa, PWN, 1961.
- [162] Ceny i finanse, Warszawa, KAW, PTE, 1981.
- [163] Założenia metodyczne analizy systemu taryfowego w zakresie energii elektrycznej, Centrum Informatyki Energetyki, Nr ewid. SF/82, Warszawa, 1982.
- [164] Propozycja modyfikacji taryf energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i rolnych, Państwowa Dyspozycja Mocy, Warszawa, styczeń 1986.
- [165] PRUSS W., Ceny, Warszawa, PWE, 1978.
- [166] REISINGER A., Das SAFE-Tarifmodell, Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, ŹZE, 11/12/1982, s. 567-571.
- [167] REYNOLDS S. P., GREIGHTON T. E., Time of use rates for very large customers on the Pacific Gas and Electric Company System, IEEE, Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. Pas. 99, 1/1980, s. 147-151.
- [168] RITTSTIEG G., Tarifstruktur und Reformtendenzen in der Bundesrepublik Deutschland, ŹZE, 11-12/1982, s. 528-532.

- [169] Rocznik statystyczny 1985, GUS, Warszawa, 1986.
- [170] ROSENFELD A. H., BULLEIT D. A., PEDDIE R. A., Smart meters and spot pricing: experiments and potential, IEEE Technology and Society Magazine, March 1986, s. 23-28.
- [171] ROZEWICZ Z., Uwarunkowania techniczno-ekonomiczne a ceny energii elektrycznej, Energetyka, 9/1988, s. 319-320.
- [172] SCHWEPPE F. C., Power systems 2000: hierarchical control strategies, IEEE Spectrum, 7/1978, s. 42-47.
- [173] SCHNEIL P., MEYER A., Möglichkeiten und Grenzen des Lastmanagements, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/1987, s. 496-502.
- [174] SCHULTE G., Probleme der Bewertung störungsverursacht ausgefallener Energielieferungen, Elektrizitätswirtschaft, VDEW, 23/1971, s. 656-661.
- [175] SIDDAYAO C. M., Criteria for energy pricing policy published by Graham and Trotman, Honolulu, New York, 1985.
- [176] SIEMIANOWSKI J., Systemy pomiarowe dla celów rozliczeń taryfowych i kontroli przestrzegania limitów energii elektrycznej i ograniczeń poboru mocy, Seminarium nt. "Taryfy na energię elektryczną", Warszawa, PDM-SEP, 1986, s. 45-62.
- [177] SJÖHOLM B. H., KARLSSON B., Load management with a cost differential rate, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply" Edinburgh, 1987, s. 17-21.
- [178] Skorygowana instrukcja opisowa dla taryf na wysokim napięciu stosowanych od 01.09.1985 r., C. G. E. E.-Intermixt 2591.
- [179] SOLUNZIG W., Welche Vorstellungen haben unsere europäischen Nachbarn über die zukünftige Gestaltung der Abrechnungsmesseinheiten für Elektrizität? Elektrizitätswirtschaft, 2/1988, s. 96-98.
- [180] SOZAŃSKI J., Niezawodność zasilania energią elektryczną, Warszawa, WNT, 1982.
- [181] Sprawozdanie z wyjazdu służbowego na Węgry grupy specjalistów resortu górnictwa i energetyki na temat polityki taryfowej i kierunków jej doskonalenia w warunkach zreformowanej gospodarki, MGIE-PDM, Warszawa, 1983.
- [182] SPANISZ T., Funkcje jednej zmiennej w badaniach ekonomicznych, Warszawa, PWN, 1986.
- [183] STEINHAUS H., O zagadnieniu taryfy elektrycznej, Pr. Wrocł. Tow. Nauk., Seria B, nr 1, Wrocław 1947.
- [184] STOCK K., Gegenwärtige Strukturen der Allgemeinert Tarife in Österreich und Reformbestrebungen, ÖZE, 11/12/1982, s. 558-567.
- [185] SULLIVAN T. J., The Los Angeles senior citizen lifeline electricity rate, The Rand Corporation, R-2278-DWF/NSF, Santa Monica, 1979.
- [186] Szczegółowe wytyczne w sprawie trybu rozliczeń za moc i energię elektryczną między przedsiębiorstwami i zakładami przemysłu energetycznego, MGIE, PDM, 1985.
- [187] SZTYBER W. B., System cen w gospodarce socjalistycznej, Warszawa, PWE, 1978.
- [188] SZYKE J., Analiza gospodarcza uzasadnionego poziomu opłat za energię elektryczną w zależności od wymaganej ciągłości zasilania na przykładzie Mazowieckich Zakładów Rafineryjnych i Petrochemicznych w Płocku, Rozprawa doktorska, Politechnika Poznańska, 1979.
- [189] SZYKE J., Cena za energię elektryczną dla przemysłu a niezawodność jej dostawy, Energetyka, 7/1983, s. 265-266.

- [190] Taryfa opłat EZ/60. Katalog Wydawnictw i Cenników, Warszawa, 1972.
- [191] Taryfa 7-Z/76. Energia elektryczna SWW O311, WKiC, Warszawa, 1975.
- [192] THEIL H., Zasady ekonometrii, Warszawa, PWN, 1979.
- [193] TOLLEY D. L., The basis for load management terms in England and Wales, Fifth International Conference on "Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply", Edinburgh, 1987, s. 31-35.
- [194] TOMCZYK J., Ocena korzyści wynikających z wykorzystania SCA w systemie elektroenergetycznym, Sprawozdanie z wyjazdu do CSRS, IASE, Wrocław, 1984.
- [195] TWARDY L., Uwzględnienie czynnika jakości dostarczonej energii elektrycznej odbiorcom z punktu widzenia konstrukcji taryf, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 59/1984, s. 58-61.
- [196] URBAN L., WILCZYŃSKI A., Problemy wpływu zmian parametrow elektrycznej energii na taryf, z vedeckaja konferencija Elektrotechnickej fakulty SVST, Zbornik prac Elektrotechnika 89, Bratislava 17-18.01.1989, s. 266-271.
- [197] Ustawa z dnia 6 kwietnia 1984 r. o gospodarce energetycznej. Dz. U. 1984 r. Nr 21, poz. 96
- [198] VEŽBICKIJ V. A., PADALKO L. P., O metodičeskich principach postroenija trechstanovych tarifov na elektroenergiju, Električeskie Stancii, 10/1983.
- [199] WILCZYŃSKI W., Istota i funkcja cen, Prace i Materiały ZBC, nr 25, Warszawa, 1974.
- [200] WILCZYŃSKI A., Analiza zależności między mocą czynną a bierną w węzłach sieciowych 110 kV. Raport nr 219, Inst. Energoelektr. PWr., 1975.
- [201] WILCZYŃSKI A., Zależność między mocą czynną a bierną w węzłach sieciowych 110 kV, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr. 37/1977, s. 65-73.
- [202] WILCZYŃSKI A., Metoda krótkoterminowego prognozowania zapotrzebowania mocy w węzłach sieciowych 110 kV, Archiwum Energetyki, 1-2/1979, s. 36-45.
- [203] WILCZYŃSKI A., Funkcja stymulacyjna taryf energii elektrycznej. Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 74/1987, s. 59-73.
- [204] WILCZYŃSKI A., Zmiana stawek taryfowych a prognozowanie obciążeń elektrycznych, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 81/1988.
- [205] WILCZYŃSKI A., Tendencje rozwojowe taryf zagranicznych, Referat wygłoszony w Sekcji Energetycznej Oddziału Wrocławskiego SEP, 12.04.1988, Materiały dostępne u autora.
- [206] WILCZYŃSKI A., Kształtowanie zmienności poboru mocy biernej przy pomocy taryf elektrycznych, 2-letnia Szkoła Naukowa nt. "Taryfy energii elektrycznej", Karpacz, 18-20 września 1989, s. 57-68.
- [207] WILCZYŃSKI A., Opracowanie programu na emc do ustalania stawek taryfowych, Raport nr 700 Inst. Energoelektr. PWr., 1989.
- [208] ZAWOLIK W., Taryfy energii elektrycznej stymulujące racjonalne użytkowanie energii, Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego i BHP w Energetyce, Nr 4 (77), MGiE, Warszawa, 1985.
- [209] ZAWOLIK W., Rozliczeniowa funkcja taryf energii elektrycznej, Pr. nauk. Inst. Energoelektr. PWr., 74/1987, s. 75-84.

Praca wpłynęła do redakcji 3.01.1990 r.
Po poprawkach 12.03.1990 r.

TARIFF SYSTEMS AS AN INSTRUMENT OF ECONOMIC CONTROL
OF ELECTRICAL LOAD

Economical means and among them tariff systems play an important role in the control of the processes of electric power and energy demand. It is associated with the proper realization of the information function of tariffs which is a subject of consideration in this monograph. Tariffs influence the both consumers and suppliers of electric energy. They should stimulate rational and economical consumption of electric energy and smooth the load curve. The influence of tariffs on suppliers is connected with stimulation of the high reliability of the supply and of the proper quality of energy. Econometric methods of the studies of the customers response on tariffs proposal and the results of their applications, obtained by the author and by other investigators, has been discussed. Analysis of these results allowed us to identify the factors influencing behaviour of the electricity consumers. Directions of the tariff system development and the methods of the tariff structure forming which could better realize the information function are presented. A new method of accounting customers using reactive energy has been proposed. The methods of taking into consideration of the tariff system of the supply reliability are given and problems of the financial responsibility of suppliers for bad quality of energy are discussed.

SFIS RZECZY

1. Wstęp.	3
2. Taryfy energii elektrycznej w świetle teorii cen	6
2.1. Uwagi wstępne	6
2.2. Funkcje systemu taryfowego.	7
2.2.1. Funkcja dochodowa.	7
2.2.2. Funkcja informacyjna	8
2.2.3. Funkcja rozliczeniowa.	9
3. Charakterystyka taryf energii elektrycznej	10
3.1. Czynniki kształtujące strukturę systemu taryfowego.	10
3.2. Klasyfikacja odbiorców energii elektrycznej	11
3.3. Koszty jako podstawa ustalania ceny energii elektrycznej oraz kształtowania struktury taryf.	12
3.4. Rodzaje taryf energii elektrycznej.	15
3.5. Cechy taryf energii elektrycznej.	16
3.6. Światowe tendencje rozwojowe systemów taryfowych.	18
4. Koncepcja zmian systemu taryfowego w Polsce.	21
4.1. Rola państwa w kształtowaniu systemu taryfowego	21
4.2. Kierunki rozwojowe polskiego systemu taryfowego	23
4.3. Schemat ustalania taryf energii elektrycznej.	24
4.4. Metody ustalania stawek taryfowych.	25
4.4.1. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założonym przyrostem wybranych stawek.	26
4.4.2. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założoną zmianą relacji dwóch stawek.	28
4.4.3. Wyznaczanie stawek taryfowych - wariant z założoną zmianą relacji trzech stawek	29
5. Oddziaływanie taryf na pobór mocy i energii elektrycznej przez odbiorców.	30
5.1. Uwagi wstępne	30
5.2. Modele ekonometryczne oceny wpływu taryf na zużycie energii elektrycznej.	33
5.2.1. Funkcja popytu	33
5.2.2. Cenowa i dochodowa elastyczność popytu	36
5.2.3. Szacowanie elastyczności cenowej obciążenia z uwzględ- nieniem funkcji trendu zużycia energii elektrycznej	39
5.2.4. Modele matematyczne wpływu zróżnicowanych w czasie stawek taryfowych za energię elektryczną na krzywą obciążenia	43
5.2.5. Estymacja elastyczności cenowej energii elektrycznej zużywanej w różnych strefach doby.	45
5.3. Analiza wyników badań wpływu zmian taryfowych na obciążenie elektryczne	49
5.4. Ocena wpływu taryf na kształtowanie się poboru mocy przez odbiorców przemysłowych w Polsce.	58
5.5. Czynniki zmniejszające efektywność oddziaływania taryf na odbiorców energii elektrycznej w Polsce	65
6. Wpływ taryf na pobór energii biernej	70
6.1. Uwagi wstępne	70
6.2. Ocena istniejącego sposobu rozliczeń za pobór energii bier- nej	71
6.3. Propozycja nowego sposobu rozliczeń za pobór energii bier- nej	74
7. Oddziaływanie cennika energii elektrycznej na dostawcę	79
7.1. Odpowiedzialność dostawcy energii elektrycznej za jej ja- kość oraz niezawodność dostawy.	79

7.2. Uwzględnienie w taryfach nieciągłości zasilania	80
7.2.1. Metoda uwzględniania w taryfach nieciągłości zasilania	81
7.3. Problem uwzględniania w taryfach jakości energii elektrycznej	85
8. Podsumowanie	86
Załącznik 1 - Definicje podstawowych terminów stosowanych w pracy	88
Załącznik 2 - Funkcjonowanie umów indywidualnych o dostawie energii elektrycznej w Polsce	89
Załącznik 3 - Model wpływu odchyłań częstotliwości na poziom współczynnika tg φ	95
Literatura	98

CONTENTS

1. Introduction	3
2. Electrical tariffs applying the prices theory	6
2.1. Introductory remarks	6
2.2. Function of the tariff system	7
2.2.1. Income function	7
2.2.2. Informing function	8
2.2.3. Commercial function	9
3. Characteristic of the electrical tariffs	10
3.1. Factors forming the structure of the tariff system	10
3.2. Classification of the electric energy consumers	11
3.3. Costs as a basis of the electric rates determining and of the tariff structure forming	12
3.4. Types of the electric tariffs	15
3.5. Features of the electric tariffs	16
3.6. Worlds evolutionary tendency of the tariff systems	18
4. Conception of the tariff system evolution in Poland	21
4.1. Role of the government in the tariff system determining	21
4.2. Evolutionary directions of the Polish tariff system	23
4.3. Scheme of the electric tariff determining	24
4.4. Methods of the rates determining	25
4.4.1. Determining of the rates - variant of the increment change of the selected rates assumed a priori	26
4.4.2. Determining of the rates - variant of the increment change of the relation between the selected two rates assumed a priori	28
4.4.3. Determining of the rates - variant of the increment change a priori assumed of the relation between selected three rates assumed a priori	29
5. Influence of tariffs on the power demand and energy consumption	30
5.1. Introductory remarks	30
5.2. Econometric models of influence of the tariff evaluation on the consumption of electric energy	33
5.2.1. Demand function	33
5.2.2. Price and incoming elasticity of the demand	36
5.2.3. Evaluation of the price elasticity of the power and energy demand taking into consideration tendency function of the electrical energy consumption	39
5.2.4. Mathematical models of the time-of-day tariffs influence on the load curve	43
5.2.5. Estimation of the price elasticity of the electric energy consumption in different times of the day	45
5.3. Analysis of the examination results of the tariff change influence on power and energy demand processes	49
5.4. Estimation of the tariff influence on determination of the power demand by industrial consumers in Poland	58

5.5. Factors limiting the effect of tariffs of electricity consumers	65
6. Influence of the tariffs on the reactive energy demand	70
6.1. Introductory remarks.	70
6.2. Estimation of the existing reactive energy rates.	71
6.3. Proposal of the new tariff for reactive energy use.	74
7. Influence electric tariffs on the electricity supplier	79
7.1. Supplier responsibility for a quality and a reliability of the electricity supply.	79
7.2. Role of the tariffs in the electrical reliability supply.	80
7.2.1. Method of taking into consideration reliability of supply in tariffs.	81
7.3. Problem of taking into consideration the electrical energy quality	85
8. Recapitulation	86
Annexes:	
Z.1. Definitions of the basic terms used in the monograph	88
Z.2. Working of the individual electricity supply agreements.	89
Z.3. Model of influence of the frequency deviations on the factor $tg\phi$ level.	95
References.	98

PRACE NAUKOWE INSTYTUTU ENERGOELEKTRYKI

(wydane w latach 1988—1990)

Nr 78, Monografie nr 20, M. Zielichowski, <i>Procesy ziemnozwarciowe w stojanach turbogeneratorów</i> , Wrocław 1988	250,—
Nr 79, Konferencje nr 29, <i>Teoria cyfrowych systemów zabezpieczeń</i> , Wrocław 1988	170,—
Nr 80, Monografie nr 21, Z. Wróblewski, <i>Wielowariantowa metoda prognozowania niezawodności styczników elektromagnetycznych prądu przemiennego z bieżącej produkcji</i> , Wrocław 1988	250,—
Nr 81, Konferencje nr 30, <i>Systemy elektroenergetyczne — eksploatacja i rozwój. II</i> , Wrocław 1988	190,—
Nr 82, Monografie nr 22, Z. Kremens, <i>Analiza błędnych danych z testem obserwowalności w ocenie stanu pracy systemu elektroenergetycznego</i> , Wrocław 1989	540,—
Nr 83, Monografie nr 23, J. Szafran, <i>Rozpoznawanie sygnałów w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej</i> , Wrocław 1990	1800,—

Subscription should be sent (at any time of the year) to:
"Ars Polona"

Krakowskie Przedmieście 7, 00-068 Warszawa
Bank account number: PBK XIII Oddz. W-wa 370044-1195-139-11

Zamówienia na prenumeratę można składać:

OR PAN, PKiN, 00-901 Warszawa

Nr konta bankowego: PBK IX Oddz. W-wa, 370031-4792

Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej
są do nabycia w:

P.P. „Dom Książki”

Księgarni Wr 49

Wybrzeże Wyspiańskiego 27

oraz kiosku przy Wydawnictwie Politechniki Wrocławskiej

Plac Grunwaldzki 13, 50-377 Wrocław

(budynek D-1 PWr.)

ISSN 0324-976X