

**PLANOWAWANIE WEDŁUG NAJMNIEJSZYCH KOSZTÓW
(PODRECZNIK)**

LEAST-COST PLANNING HANDBOOK

Materiał na Least-Cost Planning Seminar

Bielsko-Biała

10-11 października 1991

FUNDACJA NA RZECZ EFEKTYWNEGO WYKORZYSTANIA ENERGII

WARSZAWA

PAZDZIERNIK 1991

SPIS TRESCI

- i. List do uczestników
- ii. Podziękowania
- iii. Acknowledgements

I. Wprowadzenie

- * Dlaczego LCP jest ważne dla Polski?
- * Jakie są główne elementy LCP?
- * LCP a DSM
- * Czy obecna struktura sektora energetyki w Polsce jest odpowiednia dla LCP?

II. Uzasadnienie dla programowania popytu

- * Zasoby popytowe a konwencjonalny model ekonomiczny
- * Luka efektywności
- * Luka amortyzacji
- * Rola zakładów energetycznych w uruchamianiu zasobów popytowych

III. Sprawdziany korzyści w stosunku do kosztów dla programów zakładów energetycznych nastawionych na stronę popytową

- * Definicja punktów odniesienia do stosunku korzyści do kosztów
- * Perspektywa uczestnika
- * Perspektywa użytkownika nieuczestniczącego
- * Perspektywa zakładu energetycznego
- * Perspektywa kosztu społecznego/globalnego

IV. Czynniki ogólne przy doborze sprawdzianu minimalizacji kosztów

- * Sprawdzian kosztu społecznego/globalnego a sprawdzian "równania bez przegranych"
- * Utrata efektywnej alokacji kapitału
- * Asymetria w podejściu do wpływów kapitałowych
- * Nieefektywna alokacja kapitału przez zwiększenie stopnia wykorzystania zainstalowanych mocy
- * Sprawdzian społeczny a sprawdzian kosztu globalnego zasobu
- * Czy występuje problem podwójnych płatności
- * Luka zwrotu: bariery rynku a koszty ukryte
- * Przetargi po stronie popytowej a sprawdzian społeczny
- * "Rozłupane" przetargi otwarte
- * Strategia dla minimalizowania konsekwencji w zakresie stawek przy podwyższaniu efektywności społecznej
- * Oferowanie zróżnicowanego zestawu programów DSM
- * Ustawienie czołowe programów DSM
- * Minimalizacja kosztów realizacji programu
- * Programy sterowania popytem a stawki preferencyjne dla przemysłu
- * Układy dzielenia się osiągniętymi oszczędnościami
- * Budowa planu DSM o ograniczonych konsekwencjach, stosującego kombinację programów
- * Jakie skutki na stawki mogą wywrzeć proponowane strategia?

- * Nadmiar mocy
- * Niedobór mocy
- * Dyskusja
- * Szczegółowa analiza rozłożenia w czasie niepewności i ryzyka
- * Podsumowanie
- * Opłacalność programów nakierowana na użytkowników

V. Kalkulacja kosztów zaoszczędzonych - zasady

- * Problematyka miar w stosowaniu testów obniżki kosztów
- * Różne podejścia do przeprowadzenia kalkulacji kosztów
- * Zaoszczędzone koszty energii
- * Krótkookresowe koszty zaoszczędzone w dziedzinie potencjału produkcyjnego
- * Długoterminowe koszty zaoszczędzone w produkcji energii i potencjału produkcyjnego
- * Koszty zaoszczędzone w dystrybucji obciążenia
- * Stosowanie kosztów zaoszczędzonych w ocenie korzyści płynących z programów nakierowanych na odbiorcę

Szanowni Państwo!

Przedstawiamy Państwu preprint książki na temat "Least Cost Planning". Nie jest to preprint gotowej już książki, lecz raczej zaproszenia Państwa - uczestników Seminarium na temat LCP w Bielsku - do wspólnego stworzenia podręcznika na bazie przedstawionego poniżej materiału; podręcznika, który będzie służyć ludziom zarządzającym polską energetyką i politykom tworzącym prawne ramy dla funkcjonowania energetyki w Polsce.

Least-Cost Planning jest pojęciem całkowicie nowym w Polsce i także zupełnie nieznanym w byłych krajach bloku sowieckiego - może poza nielicznymi jednostkami. Ale jest to też pojęcie stosunkowo nowe w krajach zachodnich.

Ta nowość zagadnienia Least-Cost Planning na naszym gruncie spowodowała, że tłumaczenie angielskiego tekstu stanowiło poważny problem dla tłumaczy. Przy czym w grę wchodziła zarówno nowość problematyki, jak i nie ukształtowany dotychczas język. Takie zbitki słów jak samo "least-cost planning", "demand-side programs", "cost-benefit tests", czy wreszcie "utilities" nie mają jednoznacznie ukształtowanych polskich odpowiedników. Nie istnieje stosowny żargon techniczny, który pozwalałby w sposób zwięzły przekazywać treści w tej dziedzinie w języku polskim. Ten język będziemy musieli dopiero wspólnie ukształtować.

Jak Państwo zapewne łatwo dostrzegą, przedstawiony materiał był tłumaczony z języka angielskiego niezależnie przez trzy osoby: X - rozdz. I i II, Y - rozdz. III i IV, par. 1-18 oraz Z - pozostałe paragrafy rozdz. IV i rozdz. V. Nie dokonywaliśmy ujednolicenia tekstu, by wysłuchać opinii i propozycji Państwa, pozostawiając więcej opcji wyjściowych. Prosimy o wszelkie komentarze: merytoryczne, językowe i dotyczące zauważonych błędów wszelkiego rodzaju. Za te ostatnie serdecznie przepraszamy, niemniej jednak żmudna korekta miała się z celem przy tak postawionym zadaniu. Prosimy też o sugestie na temat dodatkowych wyjaśnień, jakie Państwo uznacie powinny być umieszczone w podręczniku.

Tym z Państwa, którzy dla tej pracy będą chcieli posłużyć się również tekstem angielskim, prześlemy na życzenie egzemplarz oryginału.

Jednocześnie serdecznie dziękujemy Panu Marcowi Ledbetterowi z American Council for an Energy Efficient Economy za przygotowanie tego materiału i za bezcenne dyskusje, jakie z nami prowadził, oraz Panu Profesorowi Janowi Popczykowi, Prezesowi PSE, za pomoc, bez której niniejszy preprint nie mógłby dotrzeć do Państwa na czas. Ponawiamy też tutaj nasze podziękowania, jakie składamy oddzielnie w załączonych "Acknowledgements".

Warszawa, dnia 7-10-1991

Doc. dr hab. Adam Guła

PODZIĘKOWANIA

Niniejszy podręcznik został pierwotnie napisany w roku 1988 przez Florentin Krause i Josepha Eto z Lawrence Berkeley Laboratory w Berkeley, Kalifornia. Był on przygotowany przy poparciu ze strony Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych dla Narodowego Związku Członków Komisji Regulacyjnych, organizacji przedstawicieli stanowych komisji regulacyjnych, odpowiedzialnych za regulacje w zakresie usług publicznych, takich jak: dystrybucja elektryczności i gazu. Pierwotny tytuł książki brzmiał "Least-Cost Planning: A Handbook for Public Utility Commissioners" tom 2. By ten podręcznik przystosować do warunków polskich, Pan Marc Ledbetter z American Council for an Energy Efficient Economy dokonał szeregu niewielkich zmian, włączając jednocześnie pewne nowe partie materiału.

Chociaż większość materiału w podręczniku pochodzi z oryginału książki, został on przeredagowany i uzupełniony za zgodą autorów, jednakże bez przeglądu przez nich dokonanych zmian i uzupełnień. Dlatego, poglądy wyrażone w tym podręczniku niekoniecznie odzwierciedlają poglądy pierwotnych autorów.

Poniższy podręcznik zawiera też pewne, niewielkie części pochodzące z tomu pierwszego wspomnianego podręcznika w języku angielskim, który został napisany w roku 1988 przez dużą grupę ludzi z publicznych komisji regulacyjnych.

Niniejsza, polska wersja podręcznika została przygotowana na prośbę Polskiej Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii (FEWE).

Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii wyraża serdeczne podziękowania Fundacji Charlesa Stewarda Motta (USA) oraz Niemieckiej Fundacji Marshalla w Stanach Zjednoczonych za ich chojne wsparcie dla przygotowania tego podręcznika

Warszawa, 7 października 1991

Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii

I. WPROWADZENIE

Dlaczego planowanie według najmniejszych kosztów (Least-Cost Planning) jest ważne dla Polski?

Byłoby niedocenieniem wagi zagadnienia stwierdzenie, że radykalne zmiany społeczne i ekonomiczne, zachodzące obecnie w Polsce, stawiają przed sektorem energetycznym wyjątkowe wyzwania. Może poza przewrotem komunistycznym w 1948 roku, nigdy po wojnie nie stało przed energetyką zadanie dokonania tak wielu zmian w tak krótkim okresie czasu. Spośród wielu trudnych i złożonych okoliczności, stanowiących kontekst, w których te zmiany muszą być dokonane, można wyróżnić kilka najważniejszych i najbardziej dotyczących sedna zagadnienia, a które są związane z tematyką tej książki.

Po pierwsze, przyszły poziom aktywności gospodarczej, uzależnienie gospodarki od energochłonnych przemysłów, nowe wymagania ekologiczne oraz przyszła struktura sektora energetyki, wszystkie obarczone niepewnością, czynią przyszłość przemysłu elektroenergetycznego i przyszłe zapotrzebowanie na energię wysoce nieokreślonymi, by ograniczyć się do tylko takiego stwierdzenia. Poruszanie się w tak nieokreślonym otoczeniu będzie wymagać wyobraźni i pewnej dozy szczęścia, lecz ponad wszystko, podejścia do planowania w tej dziedzinie, dostosowanego do tego stopnia niepewności.

Ponadto, potrzeba modernizacji przemysłu i infrastruktury gospodarczej, tak by Polska mogła konkurować w warunkach wolnego handlu na rynku światowym, są imperatywem. Jednym z istotnych elementów tej modernizacji jest konieczność zwiększenia efektywności wykorzystania energii. Jeżeli chodzi o zużycie energii na jednostkę dochodu narodowego, Polska znajduje się wśród najmniej wydajnych pod tym względem krajów uprzemysłowionych. By konkurować z powodzeniem z przemysłami zachodnimi, przemysł polski i cała gospodarka będą musiały znacznie zwiększyć efektywność wykorzystania energii.

Potrzeba modernizacji przemysłu i całej infrastruktury stwarzają także olbrzymie zapotrzebowanie na inwestycje i walutę wymiennalną. Tak jak inne przemysły, przemysł elektroenergetyczny musi być ostrożny i efektywny w sposobie spożytkowania zagranicznych kapitałów, jako że obsługa takich kapitałów będzie stanowić duże obciążenie dla polskiej gospodarki.

Inną okolicznością, określającą kontekst zmian w przemyśle elektroenergetycznym, jest ogrom i waga problemów ekologicznych, powodowanych przez produkcję i konsumpcję energii w Polsce. Te problemy ekologiczne zmuszają przemysł elektroenergetyczny, i kraj jako całość, do drastycznego zmniejszenia poziomu zanieczyszczeń. Obciążenie finansowe związane z tą koniecznością jest tak olbrzymie, że podejście do tego problemu musi być niezwykle rozważne, ze szczególną uwagą zwróconą na maksymalizację korzyści ekologicznych z każdej zainwestowanej złotówki.

Odpowiedzialność Polski w tym zakresie nie ogranicza się do odpowiedzialności wobec niej samej. Na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci uświadomiono sobie z całą ostrością, że działalność ludzka pociąga za sobą zjawiska o charakterze globalnym dla środowiska

naturalnego. Wśród tych globalnych problemów, zagrożenie cieplarnianym stanowi dla polskiego przemysłu elektroenergetycznego wyzwanie największe. Podobnie jak inne kraje świata, Polska musi poważnie podejść do redukcji emisji gazów cieplarnianych, w szczególności dwutlenku węgla.

Te cztery okoliczności: niepewność, potrzeba zwiększenia efektywności gospodarczej i konkurencyjności, ekonomiczne obciążenie związane z zaciąganiem pożyczek zagranicznych i konieczność zredukowania emisji zanieczyszczeń, przemawiają za dokonaniem zasadniczej zmiany w funkcjonowaniu polskiego przemysłu elektroenergetycznego. Niniejszy podręcznik oferuje - według naszego zdania - atrakcyjne i zarazem właściwe ramy dla takich zmian. Przedstawia on koncepcję "planowania według najmniejszych kosztów" (least-cost planning, w skrócie LCP). By ująć to zwięźle, LCP jest podejściem do planowania energetycznego, które - poprzez rozszerzenie opcji zaspokojenia potrzeb energetycznych, tak by włączone zostały działania zmieniające charakter zapotrzebowania na energię - może drastycznie zmniejszyć koszty ekonomiczne, zwiększyć elastyczność systemu i zredukować skutki ekologiczne zapewnienia usług energetycznych. LCP zawiera szereg procedur i sprawdzianów, które - jeśli zostaną prawidłowo wykorzystane i zastosowane - dają w wyniku plan równoważący i maksymalizujący wymogi niezawodności, elastyczności, efektywności ekonomicznej i ochrony środowiska.

LCP jest procesem złożonym, który wciąż podlega ewolucji. W Stanach Zjednoczonych, gdzie koncepcję LCP rozwinięto i wprowadzono po raz pierwszy, zakłady użyteczności publicznej (ZUP) (ang. utilities) i odpowiednie komisje regulacyjne (ang. regulatory commissions) wciąż rozwijają nowe podejścia i metody, w szczególności w zakresie uczynienia planów LCP, planami najbardziej korzystnymi dla zakładów energetycznych. Ze względu na wiele korzyści, jakie daje podejście LCP, jego zastosowanie szybko wzrasta. Jest ono coraz szerzej stosowane w Ameryce Północnej, zaczyna znajdować zastosowanie w Europie i w południowo-wschodniej Azji.

Jakie są główne elementy LCP?

Na LCP składa się zwykle szereg wyodrębnionych kroków. Choć występują liczne różnice w realizacji podejścia LCP, w większości przypadków występują pewne elementy wspólne:

- 1) Identyfikacja celów planu (np. niezawodność usług energetycznych, minimalizacja skutków ekologicznych, obniżenie kosztów opanowania skutków ekologicznych, sprostanie obciążeniom szczytowym i rozsądna cena energii elektrycznej dla odbiorców).
- 2) Rozważenie jednego lub kilku przewidywań dotyczących obciążeń.
- 3) Określenie poziomu zapotrzebowania na moc zainstalowaną dla każdego roku objętego planem.
- 4) Identyfikacja potrzebnych zasobów i źródeł (np. paliwa, moc zainstalowana, charakterystyka obciążenia, czy zmniejszenie zapotrzebowania na energię).

- 5) Konsystentna ocena wszystkich powyższych elementów.
- 6) Wybór najbardziej korzystnych opcji ukształtowania efektywnego, elastycznego i skutecznego planu.
- 7) Integracja metod dostawy energii z metodami kontroli i ograniczania zapotrzebowania na energię.
- 8) Opracowanie scenariuszy, konfrontujących wybrane zestawy opcji z możliwościami ekonomicznymi oraz wymogami ekologicznymi i społecznymi.
- 9) Ocena ekonomicznych i technicznych charakterystyk każdego zestawu opcji, z wzięciem pod uwagę okoliczności związanych z różnymi, rozważanymi scenariuszami.
- 10) Analiza niepewności związanych z każdym rozważanym planem działania.
- 11) Odrzucenie alternatyw, które okazują się nieodpowiednie.
- 12) Uszeregowanie alternatywnych kierunków działań według kolejności ocen.
- 13) Sprawdzenie każdej z rozważanych alternatyw pod kątem ich efektywności kosztowej, wychodząc z różnych perspektyw (np. zakładów energetycznych, różnych kategorii płatników, ogółu danej społeczności).
- 14) Ponowne rozważenie tych alternatyw pod kątem ekonomicznym, ekologicznym i społecznym.
- 15) Wybór planu do realizacji - takiego który najbliżej odpowiada wszystkim celom planu.
- 16) Opracowanie planu działania.
- 17) Realizacja planu.
- 18) Bieżący nadzór i ocena działań ZUP w trakcie realizacji planu, i dokonywanie korekt planu, jeśli okaże się to konieczne.

"Planowanie według najmniejszych kosztów" a "zarządzanie popytem"

Z punktu widzenia Polski, jednym z najmniej znanych elementów, jakie występują w LCP jest nacisk na kształtowanie charakterystyki obciążeń i zmniejszenie całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną. Zespół działań z tym związanych nosi nazwę "zarządzania popytem" (ang. "demand-side management", DSM). Zagadnienie DSM jest na tyle złożone i szerokie, że powinno być przedmiotem osobnego podręcznika. Niemniej jednak w tej książce będziemy chcieli dać czytelnikowi, nie zaznajomionemu z tym pojęciem, ogólne wyobrażenie o tym co rozumie się przez DSM [1].

Otóż, jak wspomnieliśmy powyżej, DSM odnosi się zwykle do programów sponsorowanych przez ZUP, mających na celu właściwe kształtowanie charakterystyki obciążenia i zmniejszenie ogólnego zapotrzebowania na

energię elektryczną [2]. Programy te mogą przyjmować kilka różnych form. Niektóre z nich opisane są poniżej:

1. Rabaty udzielane przez ZUP na zakup wysoko sprawnego energetycznie sprzętu:

ZUP mogą zachęcić swoich odbiorców energii do zakupywania sprzętu bardziej efektywnego energetycznie, niż ten który odbiorca zakupiłby normalnie, oferując dopłaty gotówkowe lub rabaty na zakup urządzeń spełniających określone z góry wymagania, dotyczące efektywności energetycznej. Dla przykładu, Wisconsin Electric Power (tamtejszy ZUP) oferował w roku 1988 następujące rabaty: 1-2 \$ za jedną wysokosprawną lampę jarzeniową (energy-efficiency fluorescent lamp), 5 \$ za kompaktową lampę jarzeniową (compact fluorescent lamp), 0.50 \$ za 1 metr kwadratowy przeciwsłonecznej warstwy w oknach, 250-650 \$ za pompy ciepłe dla ogrzewania wody, 250 \$ za każdy zaoszczędzony kilowat w wysokosprawnych chłodzaczach wody oraz 4.50-7.50 \$ za każdy kilowat dla wysokosprawnych silników elektrycznych (Geller, 1989).

2. Przetargi na "zakup oszczędności":

W tym typie programu, ZUP przyjmują od właścicieli domów, zakładów przemysłowych lub niezależnych przedsiębiorstw zajmujących się oszczędzaniem energii oferty na realizację określonych projektów zwiększenia efektywności wykorzystania energii. Oferty te są następnie oceniane i przyjmowane na takich samych zasadach jak oferty sprzedaży przez niezależnych producentów energii. W jednym z takich programów, realizowanym przez Central Maine Power w stanie Main w USA, startującym proponowano przetarg o zmniejszenie początkowych kosztów projektu oszczędnościowego o połowę, co w wyniku dało, że ZUP ten zapłacił w efekcie 0.01-0.02 \$ za jedną zaoszczędzoną kilowatogodzinę (Geller, 1989).

3. Programy kredytowe:

Niektóre ZUP udzielają niskoprocentowych, a nawet nieoprocentowanych kredytów, mających na celu zachęcenie konsumentów do zakupu energooszczędnych urządzeń lub do przeprowadzenia term izolacji ich budynków. Tennessee Valley Authority w Stanach Zjednoczonych udzieliło do końca 1988 roku ponad 500 000 takich pożyczek, co dało w rezultacie redukcję zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym w wysokości 600 MW (3%) (ACEEE, 1987).

4. Bezpośrednie instalowanie u odbiorcy energii:

Ta metoda polega na instalowaniu u odbiorcy urządzenia lub przeprowadzeniu u niego odpowiednich prac zwiększających efektywność energetyczną, bezpośrednio przez ZUP, lub zakontraktowaną przez firmę. Ten typ programu znajduje zastosowanie w tych obszarach rynku, w których dotarcie z innymi programami jest trudne, na przykład, w odniesieniu do domostw o niskich dochodach.

5. Usługi o charakterze technicznym:

Częstokroć zdarza się, że konsumenci nie wykorzystują istniejących sposobności do oszczędzania energii, gdyż napotykają na trudności związane z rozeznaniem różnych możliwości wyboru, zakupem sprzętu lub jego instalacją. ZUP mogą pokonać tę barierę oferując odpowiednią pomoc techniczną konsumentom, zamierzającym podjąć inwestycje proefektywnościowe. Pomoc ta jest zwykle udzielana po niskich cenach lub wręcz bezpłatnie.

6. Bezpośrednia regulacja obciążenia:

Wykorzystuje się tu możliwość zainstalowania u odbiorców urządzeń wyłączających okresowo w godzinach szczytu niektóre urządzenia pobierające energię elektryczną, np. ogrzewacze wody lub klimatyzatory. Odpowiednie sygnały są wysyłane przez ZUP drogą radiową lub przez linię przesyłową. ZUP może w ten sposób regulować obciążenie, wyłączając w godzinach szczytu odpowiednią (zależnie od potrzeb) liczbę odbiorników energii.

Czy obecna struktura sektora energetyki w Polsce jest odpowiednia dla LCP?

Struktura sektora energetyki w Stanach Zjednoczonych i w Polsce jest oczywiście różna. Można zatem zastanawiać się, czy struktura energetyki polskiej jest odpowiednia z punktu widzenia LCP. Zważywszy na to, że przyszła struktura polskiego przemysłu elektroenergetycznego jest w dużym stopniu nieznana, odpowiedź na to pytanie jest trudna. Jednakże, w tej książce przedstawimy pewne myśli na temat, jak LCP mogłoby funkcjonować w Polsce w ramach struktury zaproponowanej ostatnio w raporcie Banku Światowego (Coopers & Lybrands Deloitte, 1991).

Raport ten zawiera zalecenie, by istniejące obecnie 34 niezależne przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną skonsolidować, grupując je w około 7-8 niezależnych, sprywatyzowanych przedsiębiorstwach, które na równi z nowo tworzonymi, niezależnymi wytwórcami energii, sprzedawałyby energię do jedynej, krajowej sieci wysokiego napięcia: spółki akcyjnej - Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Z kolei PSE sprzedawałaby energię około 15 regionalnym zakładom rozdzielczym (ZR). Niektóre ZR posiadałyby niewielkie, własne moce. Jednocześnie wszystkie ZR mogłyby startować do przetargu o te moce, które nie byłyby dostarczane poprzez PSE. Choć powyższy opis daje jedynie zarys struktury przemysłu elektroenergetycznego, jest on wystarczający dla odniesienia się do niektórych spośród głównych zagadnień strukturalnych, związanych z LCP.

Istnieje kilka rozwiązań, które umożliwiłyby zastosowanie LCP w ramach takiej struktury; jednak dla wszystkich tych rozwiązań, istotnym wspólnym elementem jest to, by odpowiednia część korzyści uzyskiwanych z inwestowania w wykorzystanie rezerw popytowych (oszczędności) pływała do tych jednostek, które dokonają inwestycji. Jeśli pewien ZR zechce zainwestować w efektywniejsze wykorzystanie energii u swoich odbiorców, to tenże ZR powinien mieć zapewniony dostateczny udział w uzyskanych korzyściach - taki, by przedsięwzięcie to było dla niego ekonomicznie atrakcyjne. Jeżeli jednak obciążenia wynikające z podjęcia inwestycji spadną na jeden ZR, a korzyści będą dzielone z PSE i innymi ZR, wówczas wszystkie zakłady rozdzielcze będą miały bardzo ograniczone motywacje do podejmowania inwestycji prooszczędnościowych.

Jedym z głównych powodów, dla którego ten problem znaczna część korzyści, jakie wynikają z takich się w postaci uniknięcia kosztów budowy nowych mo costs, ACC) Jako że jest to korzyść dla całego przypadnie wówczas jedynie mały ułamek z zysku ja inwestycji. Pozostała część korzyści wynikających pomiędzy sieć i inne przedsiębiorstwa w systemie.

celu zw'
Rozdz
zwie'

zwane
odaży

W
S

Aby sprostać temu problemowi, system musi funkcj jeśli wewnątrz tego systemu będą funkcjonować nie... Jeżeli ponoszone koszty i uzyskiwane korzyści będą przepływać w systemie tak, że każda jednostka systemu odniesie zysk netto z wprowadzenia LCP, wówczas ta największa bariera zostanie pokonana.

Jedną z możliwych dróg funkcjonowania takiego systemu byłoby uczynienie z PSE przedsiębiorstwa wiodącego w opracowaniu planu LCP. Wówczas ZR miałyby prawo zawierać umowy z PSE na "dostarczanie" do sieci zaoszczędzonej energii - tak samo jak elektrownie dostarczają energię wyprodukowaną. Analogicznie, elektrownie mogłyby uzyskać prawo do "sprzedaży" energii zaoszczędzonej w ZR, poprzez umożliwienie im zawierania kontraktów z poszczególnymi ZR i dostarczania im kapitału na opracowanie i realizację programów oszczędnościowych. Zakłady rozdzielcze partycypujące w LCP mogłyby uzyskiwać uprzywilejowane taryfy, podczas gdy zakłady nie uczestniczące - taryfy posiadające charakter karny.

Inną drogę do funkcjonowania systemu jako całości dawałaby możliwość ubiegania się każdego ZR, na zasadach konkurencji, o kontrakt z PSE na odpowiednie usługi po stronie popytowej. Koszt całkowity inwestycji prooszczędnościowych po stronie popytowej, byłby ponoszony przez PSE i byłby włączany w koszty ogólne systemu przy ustalaniu taryf za energię elektryczną. Korzyścią PSE byłoby uniknięcie konieczności inwestowania w nowe moce, a także częściowo w już istniejące. ZR odniosłyby korzyść w postaci realizacji programów DSM, na opłacalnych dla nich warunkach, które to programy z kolei, odbiorcy na ich terenie uważaliby za atrakcyjne dla nich pod względem ponoszonych wydatków na energię elektryczną.

Jakakolwiek będzie przyjęta struktura przemysłu elektroenergetycznego w Polsce i jakikolwiek sposób realizacji LCP będzie uznany za właściwy, pozostanie ważnym, by zarówno struktura jak sposób realizacji umożliwiały dostateczny przepływ ponoszonych kosztów i uzyskiwanych korzyści z LCP - tak by zapewniony był wszechstronny i sprawiedliwy podział zysków stąd płynących. Jeżeli korzyści wynikające z LCP zostaną skupione tylko w części systemu, wówczas cały system będzie funkcjonował w sposób nieefektywny ze społecznego punktu widzenia.

[1] Terminy "demand side-management", DSM (zarządzanie popytem) i "conservation and load management", C&LM (zarządzanie oszczędnością i obciążeniem) są generalnie używane na oznaczenie tego samego pojęcia. W tej książce DSM i C&LM są używane zamiennie.

[2] DSM jest też czasem używane w odniesieniu do programów, mających na

celu zwiększenie popytu na energię. Jednakże, jak to wynika z dyskusji w Rozdz. IV tej książki, ze społecznego punktu widzenia, taka strategia zwiększa zwykle koszty dostarczanych usług energetycznych.

II. UZASADNIENIE DLA PROGRAMOWANIA POPYTU

Zasoby popytowe a konwencjonalny model ekonomiczny

Zasoby (lub rezerwy) istniejące po stronie popytu (w dalszym ciągu zwane "zasobami lub rezerwami popytowymi") stanowią potencjał zwiększenia podaży usług energetycznych, który (na ogół) nie jest w pełni wykorzystany w mechanizmie rynkowym. Uciążliwość tych zasobów wymaga bowiem specjalnych programów, które wyzwalałyby mechanizmy oszczędzania energii elektrycznej i mechanizmy zmniejszania obciążeń szczytowych, w granicach opłacalności ekonomicznej. W przeciwnym razie, oszczędności te bądź w ogóle nie nastąpią, bądź wystąpią z dużym opóźnieniem, a nawet jeśli wystąpią, to nie można na nich długofalowo polegać. W braku takich mechanizmów, zakłady odpowiedzialne za zapewnienie usług energetycznych (które w dalszym ciągu będziemy nazywać skrótowo ZUP = zakłady użyteczności publicznej = ang. "utilities"), zmuszone są do kosztownych inwestycji dla zapewnienia mocy rezerwowych, co z kolei wpływa na podwyższenie opłat za energię.

Konwencjonalny model ekonomiczny

W klasycznej teorii ekonomicznej istnienie zasobów popytowych nie jest bynajmniej oczywiste. Zgodnie z konwencjonalnym modelem doskonale funkcjonującej gospodarki rynkowej, konsumenci - kierując się własnym interesem - powinni inwestować w oszczędność energii lub optymalne dysponowanie mocą, o ile tylko jest to dla nich ekonomicznie opłacalne. Porównywnując alternatywne możliwości inwestowania, takie jak wkłady oszczędnościowe, akcje, obligacje itp, sami powinni oni decydować się na podejmowanie inwestycji zwiększających efektywność wykorzystania energii, jeśli tylko inwestycje takie przyniosą taki sam lub większy zysk z włożonego kapitału. W rezultacie powinniśmy więc mieć do czynienia z inwestowaniem po stronie popytowej na zasadzie rozsądnej równowagi z ogólną stopą przyrostu kapitału, jaka jest osiągnięta w gospodarce jako całości.

Powyższy model ukształtował tradycyjny pogląd na sektor energetyczny, zgodnie z którym nieefektywność wykorzystania energii po stronie odbiorców (a zatem rezerwy popytowe) wynikają głównie z niewłaściwych sygnałów cenowych. Jednakże, koncentrowanie uwagi na cenach jest uzasadnione, wówczas, gdy założy się, że odbiorcy energii:

- * rządzą się w swoich wyborach inwestycyjnych głównie rozważaniami cenowymi
- * odpowiadają na wszelkie docierające do nich sygnały cenowe poziomem inwestycji po stronie popytowej, odpowiadającym średnim przyrostom kapitału, osiąganym w gospodarce jako całości.

Z punktu widzenia takiej, zorientowanej na ceny perspektywy, programem właściwym dla uruchomienia rezerw popytowych byłaby reforma ustalająca ceny elektryczności w oparciu o koszty marginalne. Tylko w przypadku, gdy niedoskonałości w procesie ustalania cen uniemożliwiają zharmonizowanie opłat za energię z kosztami marginalnymi, dopuszczalne są regulatory finansowe, i inne znane sposoby oddziaływania, jak np. normy określające sprawność energetyczną urządzeń odbiorczych [5].

Nieprawidłowości sygnałów cenowych przypisywane są zwykle takim czynnikom jak: nieuwzględnianie kosztów zewnętrznych (lub raczej, kosztów trudnych do skwantyfikowania, np. ekologicznych), subsydia, czy niewystarczająca konkurencja między dostawcami energii. Zwróćmy tu uwagę, że w sektorze użyteczności publicznej, ustalanie cen w oparciu o koszty marginalne napotyka na wyjątkowe utrudnienia (Lansberg 1979).

Niedoskonałości modelu konwencjonalnego

Podstawowym założeniem modelu konwencjonalnego jest, że niedoskonałości lub bariery, występujące w mechanizmie rynkowym są nieistotne lub dotyczą tylko niewielkiej liczby odbiorców. Jednakże, szeroko zakrojone badania, przeprowadzone w ostatnim dziesięcioleciu [1] wykazały, że rozpowszechnienie technologii efektywnych energetycznie jest silnie ograniczone przez wiele różnych czynników, innych niż zniekształcenia cenowe; w szczególności przez występowanie barier instytucjonalnych, niedostosowanie lub nieprzydatność, ograniczony dostęp do kapitału i informacji.

Ewidencja przemawiająca za istnieniem dużych, niewykorzystanych możliwości opłacalnego inwestowania po stronie popytowej pochodzi z badań dotyczących trzech pytań:

- * Jak mają się do siebie: średnia efektywność energetyczna nowo budowanych budynków i nowo zakupywanych urządzeń w porównaniu z najbardziej efektywnymi energetycznie, a jednocześnie opłacalnymi z ekonomicznego punktu widzenia technologiami, dostępnymi na rynku?
- * Jakie są wymagania konsumentów odnośnie do okresu zwrotu poniesionych nakładów - przejawiające się *implicite* lub *explicite* - gdy stają oni przez wyborem dotyczącym inwestycji w oszczędność energii?
- * Jakie szczególne, instytucjonalne lub socjoekonomiczne czynniki, poza cenami (np. stan prawny własności) wpływają na te decyzje?

Poniższe paragrafy dają przegląd najważniejszych wyników tych badań:

Luka efektywości

Szereg badań [2] dotyczyło niewykorzystanego potencjału oszczędności energii elektrycznej w aspekcie zwiększenia efektywności wykorzystania energii po stronie odbiorców. Choć liczbowe oszacowania różnią się między sobą, badania te zgodne są co do tego, że istnieje duża luka między efektywnością energetyczną typowej podejmowanej inwestycji, a efektywnością energetyczną opłacalną ekonomicznie, najlepszej z dostępnych na rynku technologii. Luka ta jest nawet większa, jeśli przez tę najlepszą, dostępną technologię rozumieć także niemal-komercyjne prototypy lub ulepszenia, zakładające użycie już dostępnych materiałów, podzespołów elektronicznych lub rozwiązań inżynierskich, które wejdą na rynek w okresie 10-20 lat (horyzont planowania ZUP), a które już stwarzają perspektywy oszczędności i korzyści ekonomicznych.

W Ameryce Północnej ZUP uwzględniają zwykle w swoich planach tylko

dostępne na rynku, masowo produkowane urządzenia i dobrze ugruntowane techniki budowlane. Nawet przy tym ograniczeniu, we wspomnianych powyżej badaniach zidentyfikowano potencjalne oszczędności, w wysokości przynajmniej 50%, w szeregu dziedzinach konsumpcji energii, takich jak oświetlenie domowe i lokali użytkowych, lodówki, ogrzewacze wody itp. Te techniczne analizy pokazują również, że średni koszt jednostki energii zaoszczędzonej [3], poprzez zastosowanie takich, dostępnych na rynku technologii, jest często znacznie niższy niż aktualna cena energii.

Dla zrozumienia, jak określane są zasoby popytowe, pożytecznie jest przedstawić to pojęcie w sposób używany w planowaniu (przewidywaniach) ZUP. Rys. II-1 pokazuje cztery rodzaje przewidywań, które ilustrują metodę, opartą na ostatnim doświadczeniu w zakresie LCP, przeprowadzonym w stanie Michigan [4].

Najwyższa krzywa oznaczona "frozen efficiency forecast" (przewidywanie zamrożonej efektywności) ekstrapoluje w przyszłość zapotrzebowanie na energię elektryczną, zakładając że nie nastąpią żadne ulepszenia techniczne, zwiększające efektywność energetyczną; tzn. że rozwój zapotrzebowania na energię elektryczną będzie określany jedynie przez wzrost wielkości i liczby mieszkań, wzrost dochodów osobistych (lub, w sektorze przemysłowym, wzrost wartości dodanej), przez nasyconie urządzeniami i wysycenie innych energetycznych potrzeb odbiorców.

Linia druga, oznaczona jako "business-as-usual forecast" (przewidywanie "jak dotychczas") włącza przewidywania poprawy efektywności energetycznej w zakresie bieżących tendencji rynkowych i innych znanych czynników, takich jak harmonogramy wprowadzania standardów efektywnościowych (norm sprawności) [5].

Trzecia linia, oznaczona jako "program based scenario" (scenariusz programowy) opiera się na tym samym przewidywaniu, lecz zakłada wprowadzenie w życie przez ZUP różnorodnych programów, które zapewniają i przyspieszają rozpowszechnienie technologii bardziej efektywnych energetycznie. Krzywa podaży na rys. II-2 obrazuje koszty tych programów.

Linia czwarta, oznaczona jako "potencjał techniczny", obrazuje hipotetyczne zapotrzebowanie na energię, jakie wynikłoby, gdyby każda wymiana lub zakup nowego sprzętu, ewentualnie budowa nowego obiektu, była związana z wyborem technologii lub urządzenia o najwyższej efektywności energetycznej, jaka jest w danej chwili dostępna na rynku. Koszty związane z wykorzystaniem tego potencjału technicznego posiadają ogólną strukturę, uwidoczną na rys. II-2. Jednakże, z powodu założenia pełnej penetracji rynku, uwidocznione oszczędności należy uznać za zawyżone w każdym z ukazanych przypadków.

Rys. II-1 unaocznia, że jeśliby wszyscy domowi odbiorcy energii w stanie Michigan dokonywali zakupów najlepszej, dostępnej na rynku technologii (potencjał techniczny), wówczas ich zapotrzebowanie na energię elektryczną byłoby w roku 2005 około 56% niższe, niż wynika to z konwencjonalnych przewidywań. Oznacza to, że ekstrapolacja dzisiejszych wzorców zakupów i inwestycji, byłaby równoważna zaniechaniu przez większość odbiorców nabywania efektywnych energetycznie modeli i technologii. Dolna granica oszczędności, jakie można realnie osiągnąć przy zakrojonych na dużą skalę

programach zachęt ze strony ZUP, oszacowywana jest na 29% [6]. Innymi słowy, odpowiednio opracowane programy mogą doprowadzić do wykorzystania przynajmniej około połowy wspomnianego wyżej potencjału technicznego. Jest to raczej ostrożne oszacowanie, które może ulec poprawie, jeśli oprzeć się na doświadczeniach płynących z "agresywnych" proefektywnościowych programów ZUP, które polegają na bezpośrednim dostarczaniu i instalowaniu urządzeń u odbiorcy, bez obciążania go kosztami, i osiągają stopień uczestnictwa sięgający 85-90% społeczności po okresie od kilku tygodni do dwóch lat [7].

Na rys. II-2 przedstawiona jest struktura kosztowa zasobów popytowych, wyrażona w centach na jedną zaoszczędzoną kilowatogodzinę, przy założeniu powszechnej stopy dyskontowej (societal discount rate). Rysunek pokazuje możliwą do zaoszczędzenia energię dla sektora mieszkalnego stanu Michigan; jest to koszt wprowadzenia środków i zrealizowania programów założonych w "scenariuszu programowym" z rys. II-1, liczony na jedną kilowatogodzinę [8].

Krzywa podaży na rys. II-2 odzwierciedla duże zróżnicowanie kosztów pomiędzy większością przedsięwzięć po stronie popytowej, a obecnymi, typowymi cenami elektryczności dla mieszkańców w Stanach Zjednoczonych, które wahają się wokół 8 centów za 1 kWh (krzywa kreskowana). Rysunek pokazuje też korytarz krótkoterminowych kosztów marginalnych wytwarzania energii elektrycznej w istniejących elektrowniach podstawowych i szczytowych (cyklicznie włączanych), które to koszty zawierają się między 3-4 centy za 1 kWh (włączając w to straty przesyłowe). Należy odnotować, że znaczna część (około 70%) kosztów wykorzystania zasobów popytowych jest niższa niż koszty eksploatacyjne wytwarzania energii w istniejących elektrowniach. Średni koszt tej części krzywej podaży, jest znacznie niższy od kosztu produkcji energii elektrycznej w istniejących elektrowniach bazowych. Tabela II-1 podaje średnie koszty każdego z głównych segmentów krzywej podaży wraz ze średnimi kosztami zasobów popytowych jako całości. Jak można zauważyć, średni koszt całkowitych zasobów popytowych na rys. II-2 (uwzględniający koszty administracyjne programu) wynosi 2.9 centa na 1 kWh przy założeniu 7% stopy dyskontowej dla przedsiębiorstw energetycznych. Dla tej części krzywej podaży, która leży poniżej korytarza krótkoterminowych kosztów marginalnych, średnia ta wynosi 1.4 centa za 1 kWh (Krause et al. 1987).

Odnotujmy, że dla Stanów Zjednoczonych, 7-procentowa rzeczywista stopa dyskontowa jest założeniem raczej niekorzystnym, jeżeli chodzi o inwestycje po stronie popytowej, zważywszy że równoważna stopa zysku dla inwestycji w elektrowniach należących do ZUP pochodzi jedynie od kapitału akcyjnego. Obsługa zadłużenia redukuje w sposób zasadniczy średnią, stosowaną stopę procentową. Dla przykładu, przy 3-procentowej rzeczywistej stopie średni koszt dla krzywej podaży wynosi zaledwie 2.0 centa/kWh. Część, która leży poniżej progu 3.0 centa/kWh wzrasta do 75% całkowitych oszczędności, a średni koszt zaoszczędzonej energii w tej części staje się 1.1 centa/kWh.

Należy odnotować, że wyniki dla stanu Michigan są jedynie przybliżeniem wyników, jakie mogą być oczekiwane dla innych regionów USA i wyniki te nie mogą być automatycznie przeniesione na inne stany USA lub do innych krajów. Inne regiony mogą bowiem różnić się znacznie pod względem klimatu, typu zabudowy, statystycznej wagi różnych rodzajów wykorzystania energii, cenami urządzeń i pracy. Z tych powodów, ilościowe oszacowanie zasobów popytowych

i struktury ich kosztów powinno zawsze odzwierciedlać rze uwarunkowania lokalne.

Luka amortyzacji

Ustalenia takie jak opisane powyżej zwróciły uwagę badaczy na powolną penetrację efektywnych energetycznie technologii, mimo wysoce korzystnych kosztów oszczędzania energii. Niezgodność ta związana jest z luką amortyzacji poniesionych nakładów (payback gap), to znaczy z luką między kryteriami ekonomicznymi jakie przyjmują z jednej strony dostawcy, a z drugiej odbiorcy energii. Pojęcie luki amortyzacji zostało po raz pierwszy wprowadzone przez Cavanagh'a (1983).

Zgodnie z obszernymi badaniami nad zachowaniem konsumentów, konsumenci nie znajdują zwykle motywacji dla podejmowania inwestycji efektywnościowych, o ile luka amortyzacji kosztów nie jest bardzo mała: sześć miesięcy do trzech lat. Co więcej, zachowanie takie nie ogranicza się do odbiorców indywidualnych. Odbiorcy komercyjni i przemysłowi wymagają okresów zwrotu równie krótkich, a nawet krótszych, czasem zaledwie jednego miesiąca. Zjawisko to jest niezależne nie tylko od rodzaju odbiorcy, lecz także od rodzaju odbioru i technologii [9].

Ta krótkoterminowa perspektywa, z jaką mamy do czynienia u odbiorców energii, prowadzi do nadmiernego wzrostu popytu na energię i zmusza przedsiębiorstwa energetyczne (ZUP) do podejmowania inwestycji zwiększających podaż dla kompensacji wzrostu popytu. Jednakże, inwestycje przedsiębiorstw energetycznych w Stanach Zjednoczonych oparte są na długoterminowym planowaniu z rzeczywistą stopą zysku w obszarze 5-7% dla kapitału akcyjnego i 2-4% dla inwestycji finansowanych z kredytów. Oczekuje się wówczas, że okres zwrotu kosztów wynosi 10-20 lat lub więcej. Ogólny obraz jaki się wyłania, wskazuje na olbrzymią asymetrię między kryteriami przyjmowanymi po stronie popytu i podaży. Rozmiar tej asymetrii jest tak duży, że przesłania on, skądinąd znaczące, różnice w wymaganiach dotyczących zwrotu kosztów u różnych klas konsumentów, czy zależności od rodzaju odbioru lub technologii.

Dla zilustrowania tej luki w sposób bardziej konkretny, rozważmy, jako typowy przykład, wydajną lodówkę, która daje oszczędność energii po koszcie 2.5 centa za jedną kilowatogodzinę (zakładając 20-letni czas życia lodówki oraz rzeczywistą stopę dyskontową przedsiębiorstwa energetycznego w wysokości 3%). W porównaniu ze średnimi kosztami energii, wynoszącymi około 7 centów za kWh, koszt zaoszczędzonej energii, 2.5 centa za kWh, stanowi korzystną okazję. Tabela II-2 pokazuje konwersję pomiędzy stopą zysku a okresem zwrotu kosztów w funkcji czasu życia inwestycji (Wisconsin PSC 1985, Plunkett 1988). Dla 20-letniego czasu życia inwestycji znajdujemy 3.1-procentową stopę dyskontową, jako odpowiadającą 15-letniemu okresowi zwrotu kosztów.

Rozważmy teraz konsumentów zakładających dwuletni okres zwrotu kosztów.

Ponownie, korzystając z Tabeli II-2 widzimy, że tacy konsumenci, inwestując w lodówkę, zakładają de facto stopę dyskontową w wysokości 64 %. Przy tej stopie dyskontowej koszt zaoszczędzonej energii jest wyższy proporcjonalnie do skrócenia okresu zwrotu kosztów, czyli o czynnik $15/2=7.5$. Daje to koszt zaoszczędzonej energii w wysokości $2.5 \times 7.5 = 18.8$ centów/kWh. Jest to ponad dwukrotnie więcej niż średnia cena energii elektrycznej w Stanach Zjednoczonych. Mówiąc inaczej, można spodziewać się, że konsument oczekujący dwuletniego okresu zwrotu, płacący 7 centów za kWh, zaniecha podejmowania działań proefektywnościowych, jeśli tylko koszt zaoszczędzenia jednej kilowatogodziny przekroczy dla niego $7/7.5=0.9$ centa.

Załóżmy, że politycy, chcą uruchomić sygnały cenowe, wystarczające do zachęcenia takiego konsumenta (2-letnia amortyzacja) do podjęcia inwestycji proefektywnościowych, opłacalnych w danej chwili z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego (zakładając ponownie 7-procentową stopę dyskontową). By osiągnąć ten cel należałoby więc stworzyć bodziec cenowy na poziomie $7 \times 7.5 = 52.5$ centów/kWh, co jest nierealne.

Liczby te ilustrują dlaczego luka amortyzacyjna czyni nieefektywną politykę, opartą jedynie o ceny, chyba że zostanie ona połączona z programami, które są zaadresowane na rynek i bariery instytucjonalne jakie napotka odbiorca energii, chcący podjąć racjonalną ekonomicznie inwestycję).

Rynek i bariery instytucjonalne.

Szczegółowe studia, przeprowadzone przez instytuty badawcze i przedsiębiorstwa energetyczne ZUP, rzuciły wiele światła na powody istnienia luki amortyzacji [10]. Ujawniły one skomplikowaną strukturę rozumowań i ograniczeń na poziomie "micro", które różnią się znacznie dla różnych grup konsumentów i rodzajów odbioru energii, chociaż ich wpływ na przyjmowaną implícite stopę dyskontową jest całkiem uniwersalny i porównywalny między tymi kategoriami. Można tu wyszczególnić następujące czynniki:

Sprzeczność interesów.

Wyobraźmy sobie, że użytkownicy energii uwzględniają te same długoterminowe przesłanki co przedsiębiorstwa energetyczne i inni długoterminowi inwestorzy. Ponadto, są dobrze poinformowani i mają dostęp do kapitału, mieli okazję przetestować ryzyko efektywnych energetycznie technologii i są zadowoleni z wyników tej pracy. Wciąż jednak konsumenci ci mogą nie podejmować opłacalnych inwestycji proefektywnościowych, gdyż napotykają na bariery instytucjonalne w formie "sprzecznych interesów". Najlepszy przykład polega na tym, że użytkownik urządzenia lub budynku nie jest tym, który go nabywa (jest nim np. wynajmujący lub właściciel budynku). Odbiorca energii może wówczas, zasadnie z jego punktu widzenia, nie chcieć inwestować w oszczędność energii, jeżeli nie jest pewien jak długo pozostanie w danym budynku.

Ograniczony dostęp do środków finansowych i zabezpieczanie się przed ryzykiem finansowym.

Odbiorcy energii mogą nieraz mieć ograniczony dostęp do środków finansowych lub mogą czuć się zbyt słabi ekonomicznie, by zamrozić skromną, posiadaną

gotówkę lub wziąć kredyt na inwestycję, której zwrot następuje po kilku latach.

Wysokie koszty informacji i transakcji.

Odbiorcy energii mogą napotykać nie tylko na wysokie koszty samej inwestycji, lecz również na wysokie koszty zdobycia informacji lub przeprowadzenia transakcji. Na przykład, zbadanie osiągalności efektywnej technologii, sprawdzenie i ocena rekomendacji sprzedawcy, znalezienie odpowiednio wykwalifikowanego architekta, instalatorów, pomocy technicznej lub ocena ryzyka związanego z niezawodnością urządzenia.

Ukryte koszty pośrednie.

Mogą też pojawić się "ukryte koszty" zasobów popytowych, które nie są wystarczająco uchwycone w cenie inwestycji, lecz jednocześnie nie są kosztami transakcji lub bariery informacyjnej. Obejmują one rzeczywiste ryzyko techniczne, (tj., nie tylko ryzyko spodziewane, związane z nieadekwatną informacją) utratę przydatności lub komfortu.

Pozaeconomiczne przesłanki konsumenckie.

Użytkownicy energii, w swych decyzjach inwestycyjnych dotyczących oszczędności energii, często nie kierują się głównie przesłankami ekonomicznymi, lecz takimi nieuchwytnymi przesłankami, jak wygląd, moda, opinia grup wpływowych, zobowiązania osobiste, bezwładność przyzwyczajęń, zaufanie do źródeł informacji. Mogą jedynie usiłować uniknąć kłopotów, nie będą natomiast podejmować żadnych działań, dopóki nie zajdzie po temu bezwzględna potrzeba, a wtedy zrobią tylko tyle, by problem przestał absorbować ich uwagę (Stern et al. 1986).

Effekt "Catch-22" (pułapka: "ani w tą ani tamtą stronę").

Z powodu istnienia luki amortyzacji kosztów, wytwórcy mają znacznie zmniejszoną motywację do wprowadzania na rynek wysokoefektywnych energetycznie urządzeń, które spełniałyby usługi energetyczne po najniższym koszcie.

Teoria ekonomiczna utrzymuje, że prawdziwe koszty społeczne obejmują tylko te wymogi wyjściowe przy dostarczaniu danej usługi, których nie można uniknąć. Jeśli np. koszt zainstalowania danego urządzenia oświetlającego wynosi dla przedsiębiorstwa energetycznego 2 centy/kWh a dla konsumenta 20 centów/kWh, gdy robi to z własnej inicjatywy, prawdziwy koszt społeczny jest wciąż 2 centy/kWh. Tylko jeden czynnik, spośród wymienionych powyżej barier i kosztów: nieuniknione koszty ukryte - nie może być bezpośrednio uwzględniony w programach wyzwalań zasobów popytowych, chociaż programy ZUP mogą sprzyjać tworzeniu nowych i lepszych technologii, jeśli tylko staną się one trwałym elementem dostarczania energii w przyszłości. Niestety zidentyfikowanie i oszacowanie takich ukrytych kosztów jest zadaniem złożonym, które zwykle nie może być wykonane w sposób nie budzący żadnych wątpliwości, nie mówiąc już o podejmowaniu programów pilotowych. Odbiorcy energii, narażeni na powyższe bariery rynkowe i informacyjne, mogą być nie tylko niedoinformowani o takich ukrytych kosztach, lecz mogą być wręcz mylnie informowani, z różnych powodów (np., doświadczenia z wczesną wersją nowych technologii). Analogicznie, te same bariery mogą nie dopuszczać do świadomości konsumentów ukrytych korzyści w zakresie przydatności i wygody.

Na przykład, kompaktowe lampy fluorescencyjne są jedną z najbardziej opłacalnych inwestycji po stronie popytowej. Jednak, przy typowej cenie 8-17 USD, która jest 12-20 razy wyższa niż cena zwykłej żarówki, ich zakup nie jest uważany za dobry interes. Ponadto, są one dostępne w wymiarach mniej odpowiednich niż zwykłe żarówki. Choć producenci opraw reagują na nowe lampy nowymi projektami, to jednak ta różnica wymiarów oznacza czasem ograniczenie zastosowania. Jednakże, wbrew nieaktualnej już informacji, nowe modele z balastem elektronicznym nie wykazują migotania charakterystycznego dla standardowych jarzeńówek, a wraz z wprowadzeniem nowych pokryć fosforowych, dających ciepły odcień, ich jakość światła osiąga jakość światła żarówek.

Wnioski: Granice polityki cenowej

Wymóg krótkiego okresu zwrotu kosztów poniesionych na inwestycje proefektywnościowe jest zwykle rezultatem splotu opisanych powyżej czynników. Jednakże, różnorodność czynników, jakie wchodzi w grę, wyjaśnia dlaczego luka amortyzacyjna jest zjawiskiem tak powszechnym, a nie ogranicza się do określonych rodzajów odbioru lub grup odbiorców energii. Wyjaśnia też, dlaczego inwestowanie przez konsumentów w efektywność energetyczną lub rozwiązania zmniejszające obciążenia szczytowe nie podlega wyłącznie, lub choćby głównie, prawom opłacalności ekonomicznej, podyktowanej obowiązującymi cenami. Z tych powodów, zmiany stawek opłat za energię, lub jakakolwiek inna strategia, ograniczająca się wyłącznie do korekty cen, nie jest dostateczna dla uruchomienia większości zasobów popytowych. Potrzebne jest zastosowanie mechanizmów bezpośredniej interwencji, wspierających mechanizmy rynkowe oraz usuwających bariery instytucjonalne i rynkowe.

Nie oznacza to, że wysiłki zmierzające do korekty cen są bez znaczenia. Przeciwnie, w im większym stopniu usunięte są bariery rynkowe i instytucjonalne, tym większą rolę odgrywają ceny, i tym bardziej ważne stają się, by ceny energii odzwierciedlały w sposób właściwy marginalne koszty produkcji energii.

Rola przedsiębiorstw energetycznych w uruchamianiu rezerw popytowych

Programy przedsiębiorstw energetycznych ZUP nie są ani jedynym ani najbardziej właściwym podejściem w usuwaniu niedoskonałości rynku. Normy budowlane, normy określające efektywność energetyczną urządzeń, inne działania regulacyjne (etykietowanie sprzętu gospodarstwa domowego, budynków, zróżnicowanie zasad udzielania kredytów hipotecznych, itp.), działania w zakresie prawa (ulgi podatkowe, podatek od energii, programy pożyczek, finansowane przez państwo usługi w zakresie oszczędności energii, itp.), jak też prywatne przedsiębiorstwa usług energetycznych (tzw. ESCos) - wszystkie mogą sprzyjać realizacji tego celu.

Rozważając dobre i złe strony każdego podejścia, należy mieć na uwadze różne aspekty zagadnienia (społeczne, konsumenckie, przedsiębiorstw energetycznych), jak też cały szereg problemów praktycznych. W tym zawarte są: kryteria selekcji podejmowanych przedsięwzięć oszczędnościowych,

zorganizowanie i administrowanie współuczestnictwem konsumentów w programach i realizacją programu, względna opłacalność poszczególnych rozwiązań, przewidywanie zakresu uczestnictwa konsumentów i wpływ na obciążenia ZUP, stopień w jakim ten wpływ może być kształtowany, itp. Inne zagadnienia jakie się pojawiają to: stopień jednorodności lub różnorodności zastosowań energii u odbiorców, stopień w jakim suboptymalne inwestycje po stronie popytowej prowadzą do utraty długoterminowych korzyści, zakres w jakim poszczególne formy programu stwarzają rzeczywiste lub pozorne poczucie nierówności między uczestniczącymi i nie uczestniczącymi w programie (z powodu zróżnicowania warunków partycypacji), jak też potencjalny wpływ alternatywnych rozwiązań na dochody z inwestycji przedsiębiorstw energetycznych.

Jako że pełna dyskusja tych zagadnień pozostaje poza zasięgiem niniejszego podręcznika, napomniemy jedynie, iż byłoby rzeczą nierozsądną polegać na programach ZUP (programach publicznych), jako na jedynym narzędziu poprawiania mechanizmu rynkowego. Z drugiej strony, twierdzenie odwrotne jest również prawdziwe: zrezygnowanie z takich programów byłoby poważnym cofnięciem się w pokonywaniu istniejących barier rynkowych.

Równie ważne jest stwierdzenie, że możliwe jest współdziałanie programów publicznych i niepublicznych (utility and non-utility), i takie połączone podejście może okazać się najbardziej skuteczną polityką dla rozwiązania problemu luki amortyzacyjnej. W chwili obecnej przedsiębiorstwa energetyczne w U.S.A. angażują prywatnych kontrahentów lub przedsiębiorstwa usług energetycznych (ESCOs) dla realizacji swoich programów, ponieważ takie przedsiębiorstwa są często bardziej zdolne do wynajdywania najnowszych technologii w zakresie swojej specjalizacji i do obsługi eksploatacyjnej dokonanych inwestycji proefektywnościowych. Z drugiej strony, ESCOs przekonują się, że poparcie ze strony ZUP w znacznym stopniu ułatwia im zdobycie zaangażowania konsumentów. Okazuje się przy tym, że bezpośrednio finansowanie prac ESCOs przez przedsiębiorstwa energetyczne, raczej niż przez konsumentów w ramach systemu udziału w korzyściach (shared savings arrangement) upraszcza w dużym stopniu inwestycje po stronie popytowej. Co więcej takie połączone programy ESCOs i ZUP pozwalają uniknąć nacisków wywieranych na prywatne przedsiębiorstwa usług energetycznych, ESCOs, skłaniających je do koncentrowania ich uwagi jedynie na największych odbiorcach energii i na działaniach przynoszących najszybszy zwrot kosztów. Takie działania konsumenci ci najprawdopodobniej podejmą sami tak czy owak, w szczególności gdy ESCOs potrafią wykazać im jak są one korzystne.

Podobnie, programy publiczne mogą uczynić podejścia regulacyjne bardziej efektywnymi i uczynić ich skutki bardziej odczuwalnymi poprzez przejęcie niektórych kosztów dostosowania i wprowadzenia w życie regulacji, jak na przykład w przypadku budownictwa. Jednocześnie, programy oszczędnościowe mogą przyspieszyć penetrację rynku przez nowe technologie, do punktu, w którym będą one zastosowane przez większość odbiorców, umożliwiając powszechne zastosowanie określonych standardów efektywnościowych - co bez odpowiednich programów może trwać latami. W zakresie zmniejszenia emisji zanieczyszczeń przeprowadzono szereg badań, jak popytowe programy oszczędnościowe mogą uzupełniać normy dopuszczalnych emisji i inne strategie w tym zakresie.

-
- [5]. Pokazane tutaj dla sektora mieszkalnego przewidywanie, odpowiadające "business-as-usual" (postępowanie-jak-dotychczas), bazuje na oszacowaniach i projekcjach pracowników przedsiębiorstw energetycznych, biorących udział w projekcie MEOS opartym o metodę planowania według najmniejszych kosztów (LCP) i informacjach od Stowarzyszenia Producentów Sprzętu Domowego (Association of Home Appliance Manufacturers, AHAM). Uwzględnia ono przewidywane oszczędności jakie wynikną z wprowadzenia w życie Narodowych Standardów dla Urządzeń Gospodarstwa Domowego (National Appliance Efficiency Standards) z roku 1987.
- [6]. Oszacowanie to nie bierze pod uwagę oszczędności energii elektrycznej, jakie mogą być osiągnięte przez zamianę na gaz boilerów, kuchenek i suszarek. Potencjał techniczny zawarty w zamianie elektryczności na gaz okazuje się być równie duży jak potencjał zawarty we wszystkich łącznie przedsięwzięciach dotyczących oszczędzania elektryczności ujętych w "scenariuszu programowym". Głównie w przypadku przygotowania posiłków, pełne wykorzystanie tego potencjału może zostać uniemożliwione przez preferencje konsumentów. Jednakże, wielkość potencjału oszczędności wynikającego z zamiany nośników energii pokazuje, że LCP powinno być rozciągnięte na nośniki inne niż energia elektryczna.
- [7]. Przykładami są tu: program modernizacji budynków mieszkalnych w Hood River, który był podjęty szczególnie dla określenia luki pomiędzy potencjałem technicznym a potencjałem wynikającym z programu oszczędnościowego (Hirst /f2 et al./ f1 1989) oraz szereg programów w zakresie oświetlenia (Krause and Vine 1989).
- [8]. Wykresy kosztów uwzględniają pełne koszty inwestycji po stronie popytowej plus koszty administracyjne programów, co jest równoważne kosztom zasobów popytowych dla płatników rachunków za energię, w przypadku gdyby płatnicy ci ponosili koszty rabatów, pokrywających całkowicie dodatkowe koszty początkowe (first costs) związane z wyborem bardziej efektywnych energetycznie inwestycji popytowych.
- [9]. Ogólny przegląd zawarty jest np. w Train 1985, CPUP 1984, Hirst i in. 1983, Stern i Aronson 1984, Kempton i Neimann 1987, Stobaugh i Yergin 1981. Odnośnie inwestycji proefektywnościowych w budownictwie mieszkaniowym patrz Corum i O'Neal 1982, Stern i in. 1986, Vine i in. 1987, Oster i Quigley 1978. Dla urządzeń gospodarstwa domowego patrz Ruderman i in. 1984. Dla sektora komercyjnego, Barker i in. 1986, Manitoba Conservation and Renewable Energy Office 1984, Rosenfeld i de la Moriniere 1987, EPRI 1987. Ostatnie doświadczenie odnośnie wyborów dotyczących oświetlenia komercyjnego w stanie Nevada wskazują na istnienie wymagania jednomiesięcznego okresu zwrotu (Wellingshoff 1988). Odnośnie sektora przemysłowego patrz ASE 1987.
- [10]. Patrz, na przykład, szereg artykułów w Proceedings of the ACEEE Summer Study (1986, 1988).

III. SPRAWDZIANY KORZYSCI W STOSUNKU DO KOSZTÓW DLA PROGRAMÓW ZAKŁADÓW ENERGETYCZNYCH NASTAWIONYCH NA STRONĘ POPYTOWĄ

Występuje potrzeba specjalnego zestawu sprawdzianów korzyści w stosunku do kosztów dla środków wpływających na wielkość zapotrzebowania z dwóch względów:

1) za wyjątkiem niektórych form kontroli obciążeń, urządzenia zapewniające oszczędności po stronie zapotrzebowania nie są zwykle własnością Zakładu Energetycznego (ZE), tylko użytkowników. Tak więc łączne koszty i korzyści środków zastosowanych po stronie zapotrzebowania rozkładają się więc sposobnie różny.

2) Charakterystyka eksploatacyjna, wpływ systemu i dostępność środków regulujących wielkość zapotrzebowania różnią się znacznie od tych, które przypisuje się źródłom produkcji będących własnością ZE.

W rozdziale tym przedstawiono formalny przegląd czterech najistotniejszych punktów widzenia: użytkownika uczestniczącego, użytkownika nieuczestniczącego, ZE i łącznego zasobu / społeczeństwa. Inne punkty widzenia wspomniane są pokrótce, jednak w zasadzie mieszczą się w powyższych czterech.

Rozpoczynamy od definicji tych czterech perspektyw widzenia i związanych z nimi sprawdzianu stosunku korzyści do kosztów. Wykorzystując także punkty widzenia i sprawdziany, planiści dążący do minimalizacji kosztów spotykali się często z brakiem jednoznaczności, sprzecznościami i zmianami definicji kluczowych pojęć. Ostatnio w dwóch odrębnych publikacjach podjęto próby ograniczenia niejednoznaczności w drodze sformułowania definicji, które miały wyznaczyć normę stosowania. Są to: kalifornijski "Standard Practice Manual for Economic Analysis of Demand-Side Management Programs" (podręcznik standardowych kierunków postępowania przy analizach programu sterowania stroną popytowa), CPUC 1987 oraz EPRI TAG - "Technical Assessment Guide, Volume 4, Fundamentals and Methods, End Use" (przewodnik dla wykonywania ocen technicznych, tom IV: podstawy i metody, użytkowanie finalne), EPRI 1987. W naszym przeglądzie nawracamy do tych źródeł by umożliwić jednolite stosowanie ich definicji w miejsce silnie się na nowe definicje.

Definicja punktów odniesienia do stosunku korzyści do kosztów. Celem sprawdzianu korzyści w stosunku do kosztów jest określenie spójnych ram dla kwantyfikacji korzyści i kosztów programu skierowanego na stronę popytowa. Wyniki dające efektywność kosztową (rentowność) mogą być wyrażane zarówno jako posiadające dodatnią wartość bieżącą netto (NPV) lub o stosunku korzyści do kosztów (BCR) przekraczającym jedność. W obu przypadkach zasadniczą myśl jest prosta: program jest efektywny od strony kosztów o ile i jedynie o ile korzyści (B) są wyższe od kosztów (C).

Tak więc:

$$NPV = B - C$$

lub

$$BCR = \frac{B}{C}$$

Obecnie przejdziemy do przedstawienia i zdefiniowania tych elementów korzyści i kosztów dla analiz z poszczególnych ekonomicznych punktów widzenia. Jak już stwierdzono, wygoda często powoduje, że definicje te ograniczane są do dających się łatwo kwantyfikować, bezpośrednich korzyści i kosztów ekonomicznych, chociaż i tu występują wyjątki.

Perspektywa uczestnika

Celem perspektywy uczestnika jest określenie wpływu, jaki uczestniczenie w programie nastawionym na stronę popytową wywrze na interes własny odbiorcy. W przypadku, gdy kalkulacja ekonomiczna programu jest niewystarczająco atrakcyjna dla zachęcenia do udziału, ocena perspektywy uczestnika może posłużyć do określenia odpowiednich zachęt prowadzących do uczestnictwa.

Perspektywa jest adekwatna jedynie do oceny interwencji po stronie popytowej, gdyż przyjmuje się generalnie, że wszyscy odbiorcy są "uczestnikami" programów strony popytowej. Perspektywa uczestnika określana jest jako różnica między kosztem poniesionym przez uczestnika programu strony popytowej i wynikająca z tego korzyść uzyskana przez tego uczestnika. Koszty uczestnika obejmują wszelkie koszty związane z zainstalowaniem i eksploatacją danego urządzenia działającego na stronę odbioru, a ponoszone przez uczestnika. Przykładowo, nie jest ujmowany koszt administrowania programu przez ZE. Na wartość programu składają się zwykle jedynie bezpośrednie korzyści ekonomiczne uzyskane przez uczestnika. Korzyści te obejmują zachęty stosowane przez ZE lub inne źródła (np. programy rządowe), oraz wartość zmniejszenia wysokości rachunków uczestnika za elektryczność. Można również określić inne mniej wymierne koszty czy korzyści wynikające ze zmiany stopnia komfortu czy stylu życia uczestnika w wyniku włączenia się do programu (vide omówienie dodatkowych wpływów na uczestnika w części II), jednak wpływy te są zwykle pomijane z przyczyn pragmatycznych. Przykładowo, ostatni kalifornijski "podrecznik standardowych kierunków postępowania" ogranicza perspektywę uczestnika wyłącznie do dających się łatwo skwantyfikować kosztów i korzyści (CPUC 1987)1).

Korzyści i koszty dla tej perspektywy określamy formalnie w sposób następujący:

oraz:

gdzie:

- B_p = korzyść uczestnika
- C_p = koszt dla uczestnika
- E_{ij} = Zmiana w wykorzystaniu energii w roku i dla paliwa j
- P_{ij} = Cena energii w roku i dla paliwa j

- I_i = Zachety otrzymane w roku i
- DC_i = Bezpośrednie koszty uczestnictwa w roku i
- DR_p = Stopa dyskontowa (do wartości bieżącej) dla uczestnika wyrażona jako ułamek dziesiętny
- N = Ilość lat
- M = Ilość rodzajów paliw, na które program wywiera wpływ.

Zachety mogą stanowić płatności ze strony ZE lub być zachętami pośrednimi, w postaci, np. programów rządowych przewidujących ulgi podatkowe lub gwarancje kredytowe. Zachety (I_i) oraz koszty bezpośrednie (DC_i) dotyczą na ogół jedynie pierwszego roku programu (i=1). Zdarzają się jednak wyjątki od tej reguły. Przykładami mogą być koszty konserwacji bieżącej ponad bezpośrednie koszty pierwszego roku, oraz zniżka na miesięcznych rachunkach za elektryczność, w miejsce lub w dodatku premii płatnej z góry jako zachęta do uczestnictwa w programie.

1) Modele prognostyczne zapotrzebowania finalnego (opisane w części VI) są w stanie w zasadzie uwzględnić jeden taki skutek zwany skutkiem "odwrócenia", w ramach którego dalsze decyzje odnośnie zużycia kształtowane są pod wpływem zwiększenia dochodów realnych z tytułu obniżenia wysokości rachunków za elektryczność.

Szacowanie wartości oszczędności energetycznych jest skomplikowane ze względu na trudności:

- 1) pomiaru oszczędności będących rezultatem uczestnictwa,
- 2) ustalenia odnośnej ceny energii,
- 3) wyznaczania wpływu, jakie te ceny wywierają na kształtowanie się wysokości rachunków,
- 4) w sposób adekwatny określenie odpowiedniej stawki dyskontowej dla uczestnika.

Występują dwa zasadnicze źródła niepewności w prognozowaniu kształtowania się cen energii elektrycznej:

- 1) znane gwałtowne wahania cen czynników produkcji elektryczności, takich jak paliw;
- 2) potrzeba przewidzenia kształtowania się teorii, jaka kierować się będzie organ regulacyjny.

Oznacza to, że przeprowadzający analizę musi przyjąć wyrażone lub niewyrażone założenia odnośnie tego, jak zmiany w nieznanych przyszłych kosztach Zakładu Energetycznego zostaną przeniesione na stawki taryf dla odbiorców energii, z których część jest uczestnikami programów. Czynnikiem komplikującym jest potrzeba uwzględnienia skutków zwrotnych związanych ze skalą programu kształtowania zapotrzebowania. W zasadzie istnieje potrzeba wyrysowania trajektorii dwóch strumieni cen, jednej uwzględniającej istnienie programu, a drugiej go pomijającej. Ta ostatnia sprawa wiąże się bezpośrednio z perspektywy jednostek nieuczestniczących i zostanie bardziej szczegółowo omówiona w odpowiednim punkcie.

W przypadkach, gdzie energia wyceniana jest po jednolitej stawce, oszacowanie wpływu wysokości rachunków jest sprawą trywialną. Proces komplikuje się, gdy taryfa stosuje stawki blokowe (za blok pierwszych n kWh stawka x, za następny blok n kWh stawka x+y, itd), lub, w przypadku energii elektrycznej, stawki zróżnicowane w zależności od pory poboru mocy i ryczałt za obciążenie. Przy zastosowaniu taryfy blokowej, osoba przeprowadzająca analizę musi być w

stanie przypisać oszczędności energetyczne poszczególnym blokom użytej energii, z których każdy ma różną cenę. Przy taryfie zróżnicowanej w zależności od pory poboru mocy (pory dnia lub roku), oszczędności w zużyciu energii muszą być rozpisane na odpowiednie pory w ciągu roku. W przypadku ryczałtów za obciążenie, analityk musi uwzględnić zmiany w zarejestrowanym obciążeniu i, jeśli występuje, ich wpływ na kształtowanie rachunków.

2) Pełne omówienie metod przewyższania problemów związanych z pomiarem wykracza poza ramy niniejszego raportu. Podnosząc te kilka spraw, pragniemy wskazać na potrzebę dokładnego przeliczenia danych przez wzory sprawdzianów.

Komplikacje te są zwykle pomijane i zastępowane założeniem o jednolitej średniej stawce w okresie całego roku. Uproszczenie to można uzasadnić, pod warunkiem spełnienia dwóch warunków:

- 1) wpływ programu kształtowania zapotrzebowania na zmianę kształtu obciążenia jest względnie mało zróżnicowany w czasie w ciągu całego roku;
- 2) profil wykorzystywania energii przez uczestników jest względnie jednorodny w stosunku do przyjętych założeń określających średnią stawkę za cały rok.

Istotne odchylenia od tych dwóch założeń wypacza uzyskany wynik w porównaniu z realnym wpływem na kształtowanie się rachunków uczestników za elektryczność.

W celu zbilansowania przyszłych zmian w wysokości rachunków za elektryczność z bieżącymi kosztami lub korzyściami netto, osoba przeprowadzająca analizę będzie musiała określić różnice między wysokością przyszłych rachunków w przypadku uczestniczenia i nieuczestniczenia w programie jako wartość bieżącą. Trudność polega na określeniu odpowiedniej stopy dyskontowej. Doświadczenie empiryczne w zakresie stóp dyskontowych dla odbiorców nie prowadzi do jednoznacznych wniosków, podczas gdy dobór stopy dyskonta jest kluczowy dla oceny programów wywierających skutki sięgające wiele lat naprzód.

Dalej, nasze rozważania na temat efektywności kosztowej programów z punktu widzenia pojedynczego użytkownika zaciemniają fakt potrzeby uwzględnienia zróżnicowania użytkowników uczestniczących w programach. Oznacza to, że dany program wywiera wpływ na wielu użytkowników równoległe, a ich indywidualne reakcje (wpływ na wysokość rachunków, stopa dyskonta do wartości bieżącej) mogą się znacznie różnić między sobą. Pojęcie "przeciętnego" uczestnika przyjmowane w większości ocen jest tylko wygodną fikcją, tak więc uogólnienia mogą wprowadzać w błąd.

Perspektywa użytkownika nieuczestniczącego

Celem analizy perspektywy nieuczestnika jest zapoznanie się z konsekwencjami dla nieuczestniczących użytkowników energii wprowadzania programów skierowanych na uzyskanie pożądaných zmian struktury zapotrzebowania w zakresie opłat za dystrybucję. Sprawa dotyczy stopnia, w jakim nieuczestniczący klienci muszą pokrywać koszty lub otrzymywać korzyści z tytułu wprowadzenia programu kształtowania zapotrzebowania. Z tych przyczyn, ocena perspektywy tej grupy odbiorców określana bywa jak sprawdzian "bez przegranych". Podobnie jak w przypadku perspektywy uczestnika, sprawdzian ten stosowano wyłącznie do oceny programów skierowanych na kształtowanie strony popytu na energię.

Koncepcje te zaprezentowano po raz pierwszy w referacie K. White'a w 1981 roku, jednak uzyskala ona popularnosc dopiero w wyniku ujecia jej w pierwotnym kalifornijskim "podreczniku standardowych praktyk" (CPUC 1983). W najnowszej wersji podrecznika, kalifornijski organ regulacyjny zmienil wzór dla obliczania perspektywy nieuczestników, przemianowujac go na "Ratepayer Impact Measure Test" (test pomiarowy wpływu na płatnika (stawek za energie - tium)), CPUC 1987. Różnice w porównaniu z wcześniejszym podejściem nie wpływa na sama zasadę przyjęcia takiego podejścia.

W rozważaniu perspektywy nieuczestnika kryje się założenie, że organ regulacyjny utrzyma "jedność" ZE. Tak więc zmiany w potrzebie kształtowania wpływów wynikające z wprowadzenia programu kształtowania zapotrzebowania ciążąca będą na, lub korzyści z nich obejmą, również odbiorców nieuczestniczących. Składnikami powodującymi potrzebę zmiany ukształtowania wpływów są koszty (zachet materiałnych i administracyjnych) dla ZE wprowadzenia programu, wynikające z tego zmienione koszty zapewnienia energii, jak też zmiany wpływów od odbiorców wynikające ze zmienionej struktury sprzedaży (dostaw) energii. Np. w przypadku nowego programu ochrony, ZE nie będzie musiał zapewniać dawnych ilości energii, ale równocześnie nie będzie otrzymywał takich samych wpływów (pojęcie określane również jako "utracone wpływy"), a osiągnięcie tego stanu wymagać będzie ponoszenia dodatkowych, wcześniej nie ponoszonych kosztów administrowania programem w ZE.

Pojęcie "utracone wpływy" wynika z podejścia planistycznego ścieżka najniższych kosztów, wg którego programy celowego kształtowania (a więc zmiany) struktury zapotrzebowania stanowią zakłócenie w stosunku do z góry założonej prognozy sprzedaży. Zgodnie z taką prognozą i związanym z nią planem zwiększania mocy, trajektoria średnich wpływów musi być modyfikowana w wyniku wprowadzenia w życie programu kształtowania zapotrzebowania. Tak więc, jeśli sprzedaż (dostawy) spadną w wyniku realizacji takiego programu, oznaczać to będzie "utrata" sprzedaży w stosunku do pierwotnie prognozowanej wielkości. Z tego powodu pojęcie "utrata" jest w tym przypadku nieco sztuczne. Pojęcie to stosowane jest szeroko dla oznaczenia jakiegokolwiek wpływu na sytuację przychodową ZE w wyniku zmiany poziomu sprzedaży. Przykładowo, program promocyjny dla zwiększenia sprzedaży elektryczności spowoduje zmianę znaku przy pojęciu "utraczonych wpływów" (oraz znaku przy "kosztach unikniętych").

Przyjmując perspektywę nieuczestnika, program staje się opłacalny z chwilą, gdy zmniejsza potrzeby w zakresie wielkości łącznych wpływów. Przy wystąpieniu potrzeby zwiększenia wpływów, założenie, że organ regulacyjny nie zezwoli na podziału ZE oznacza też, że wymagane zwiększenie łącznych wpływów zrealizowane zostanie w formie wyższych stawek dla nieuczestników. W przypadku, gdyby organ regulacyjny nie zdecydował się zezwolić na pozostawienie ZE w całości, straty lub zyski przypadną udziałowcom ZE w formie zmiany dochodu netto.

Ogólnie sprawę ujmując, rozróżnienie między uczestnikami i nieuczestnikami nie jest całkiem ścisłe. W praktyce, wpływ netto na potrzebę zapewnienia odpowiedniego poziomu dochodów wpływa zwykle na wszystkich odbiorców, niezależnie od ich uczestnictwa w programie. Przewodnik EPRI TAG określa perspektywę nieuczestnika która w sposób wyraźny wyłącza uczestników; niemniej, zakład on również, że uczestnicy będą mieli swój udział w pokryciu jakiegokolwiek deficytu wpływów. W zasadzie, możliwym byłoby również dokonanie realokacji między poszczególnymi kategoriami odbiorców.3)

Elementy perspektywy nieuczestników określamy w sposób następujący:

oraz:

Gdzie:

- Bnp = Korzyść dla nieuczestnika
- Cnp = Koszt dla nieuczestnika
- Ei = Zmiana zużycia energii w roku i
- Pij = Cena energii w roku i dla paliwa j
- Ii = Zachęty otrzymane w roku i
- DCi = Bezpośrednie koszty uczestnictwa w roku i
- DRp = Stopa dyskontowa (do wartości bieżącej) dla uczestnika, wyrażona jako ułamek dziesiętny
- N = Ilość lat
- M = Ilość odnosnych rodzajów paliw.

Perspektywa nieuczestnika jest zwykle oceniana oddzielnie dla każdego rodzaju paliwa, gdyż przyjmuje się, że dostawcy paliwa są spółkami odrębnymi, lub, w przypadku połączonego zakładu energetyki i gazownictwa, nie występują przejścia między poszczególnymi działami zakładu. Koszty administrowania programem obejmują całość kosztów ZE ponoszonych z tytułu realizowania programu kształtowania zapotrzebowania, w tym koszty zachęt materialnych. Wazony przeciętny koszt kapitału dla ZE stosowany jest zwykle jako stopa dyskontowa dla nieuczestników, gdyż jest

3) Vide, np. pierwotny kalifornijski podręcznik praktyk standardowych (CPUC 1983). to zarazem stopa wykorzystywana przez ZE dla ustalania wysokości potrzebnych wpływów.

W zakresie perspektywy uczestnika, utracone wpływy reprezentują łączny skutek oszczędności na rachunkach ZE osiągniętych przez poszczególnych uczestników. Trudności w szacowaniu oszczędności na rachunkach użytkowników odnoszą się odpowiednio do perspektywy nieuczestników. Obejmują one skutki opłat za zapotrzebowanie energii, stawki odnoszące się do pory poboru i stawki blokowe. Podstawowym problemem jest to, że realne wyliczenie utraconych wpływów wymaga wyszacowania utraconych sprzedaży w skali odpowiedniej do struktury taryf stosowanych wobec uczestników. 4)

Perspektywa Zakładu Energetycznego

Perspektywę Zakładu Energetycznego można określić na dwa sposoby: jako księgowe naliczenie kosztów ZE, które jest w swych ogólnych ramach zgodne z podejściem przyjętym dla perspektywy nieuczestnika, lub jako perspektywę akcjonariusza nastawionego na możliwości zysku. Odpowiednie potraktowanie perspektywy akcjonariusza ZE jest trudne, i z tego powodu perspektywa ta nie została ujęta w definicjach standardowych praktyk.

Składniki klasycznego podejścia pokrywają się w zasadzie ze składnikami perspektywy nieuczestnika. Niemniej, przy założeniu, iż organ regulacyjny nie dokona podziału ZE, utracone wpływy nie są ujmowane, gdyż stanowią nic innego jak płatności transferowe między użytkownikami uczestniczącymi i nieuczestniczącymi. 5) Tak więc, perspektywa ZE mierzy jedynie różnicę między kosztem nieponiesionym przez ZE (vide część 5) i kosztem poniesionym przez ZE na realizację programu. Koszty ponoszone przez uczestnika za udział w programie nie są wliczane. Podrecznik kalifornijski określa te perspektywy jako "Utility Cost Test" (sprawdzian kosztów ZE), (CPUC 1987). "EPRI TAG" określa wspomnianą perspektywę jako "Revenue Requirement Perspective" (perspektywa wymaganej wysokości wpływów) (EPRI 1987).

Perspektywe ZE zapisujemy w sposób następujący:

oraz:

gdzie:

Bu = Koszty ZE
Cu = Koszty ZE
Ei = Zmiana wykorzystania energii w roku i dla paliwa j
ACi = Nieponiesiony koszt energii w roku i
PAi = Koszty administrowania programu w roku i
DRu = Stopa dyskontowa (do wartości bieżącej) dla ZE,
wyrazona jako ułamek dziesiętny
N = Ilość lat.

4) Vide: Kahn (1988), gdzie podany jest przykład wyliczania utraconych wpływów przy stawkach blokowych.

5) Założenie to oznacza również, że w zasadzie nie występuje właściwa perspektywa udziałowca, gdyż nie ma tu wpływu na dochód Zakładu Energetycznego.

Podobnie jak w przypadku perspektywy nieuczestnika, perspektywa ZE oceniana jest pod kątem jednego rodzaju paliwa.

Wykorzystując taką definicję perspektywy Zakładu Energetycznego, tradycyjne programy kształtowania zapotrzebowania w prawie każdym przypadku będą opłacalne. Powodem jest to, że przy tradycyjnym podejściu bezpośredni koszt uczestnictwa dla odbiorcy ponoszony jest przez samego odbiorcę. Tak więc, z równania wyłącza się niekiedy znaczna część łącznych kosztów. Perspektywa ZE ogranicza się do pytania, czy ilość środków, jaką musi wyłożyć ZE dla zapewnienia uczestnictwa przewyższa wielkość, o jaką dopuszczalne będzie obniżenie wpływów z tytułu nieponiesienia danych kosztów produkcji. Jedynie w przypadku, gdyby ZE ponosił całość kosztów uczestnictwa, perspektywa taka oddawałaby wpływ netto zastosowania nowego środka w postaci programu.

W zasadzie alternatywy dotyczące strony podażowej mogą być również rozpatrywane w takiej wersji perspektywy ZE. Występuje bowiem wiele rozwiązań technologicznych (zarówno po stronie podaży (zaopatrzenia w energię) i popytu

(zapotrzebowania na energię) będących w stanie zaspokoić prognozowane przyszłe zapotrzebowanie. Perspektywa wysokości wymaganych wpływów wymaga zastosowania technologii reprezentującej najniższe koszty dla ZE. Programy kształtowania strony popytowej będą tu miały zdecydowaną przewagę nad programami dotyczącymi strony zaopatrzenia w energię do czasu, gdy ZE ponosić będzie jedynie ułamek kosztów tych pierwszych.

Druga, bardziej zawiązana definicja perspektywy ZE, która uwzględnia preferencje akcjonariuszy prywatnych zakładów energetycznych nie podaje się łatwo dokładnym szacunkom. Perspektywa ta będzie w wielu wypadkach odzwierciedlać preferencje zarządów ZE dla tradycyjnych inwestycji po stronie podażowej, przynoszących zakładowi zyski, w stosunku do inwestycji w dziedzinie kształtowania struktury zapotrzebowania odbiorców, gdzie możliwości ZE odzyskania poniesionych nakładów może być mniej uczynna. Z wewnętrznej perspektywy ZE, możliwość odzyskania nakładów (wydatkowanych, w odróżnieniu do akumulacji) musi być wyraźnie określona. Z perspektywy spojrzenia zewnętrznego na ZE, wpływ programów na ocenę firmy przez świat finansowy musi być również brany pod uwagę.

Perspektywa kosztu społecznego / globalnego

Perspektywa kosztu społecznego i łącznego eliminuje rozróżnienie między uczestnikami i nieuczestnikami (i bardziej zawiązane ujęcie perspektywy ZE). Celem przyjęcia tych perspektyw jest ustalenie, czy program jest dla społeczeństwa opłacalny, przy porównaniu globalnych kosztów i korzyści danego programu, niezależnie od dokładnego rozłożenia kosztów i korzyści na udziałowców, odbiorców energii i uczestników programów. Różnice między perspektywą społeczną a perspektywą kosztu globalnego stanowi rozgraniczenie między Zakładem Energetycznym i uczestnikami jego układu, a społeczeństwem jako całością; sprawdzian społeczny włącza do analizy korzyści w stosunku do kosztów również czynniki zewnętrzne wpływające na ich wysokość.

Tego typu czynniki zewnętrzne bywają często trudne do skwantyfikowania (np. kwaśne deszcze).⁶ Ponoszone są też przez różne grupy społeczne (np. odbiorcy energii w rejonie obsługiwanych przez dany ZE mogą nie ponosić tych konsekwencji, podczas gdy osoby mieszkające poza tym rejonem będą te konsekwencje ponosić). W krótkim ujęciu pojęcie "społeczeństwa" odnosi się do całej społeczności światowej, tak jak w przypadku ocieplania się globu ziemskiego w wyniku wykorzystywania energii elektrycznej. W związku z trudnościami kwantyfikacji korzyści i kosztów, perspektywa społeczna utożsamia się często z perspektywą globalnego kosztu danego środka. Niektóre stany i regiony USA przeszły na bezpośrednie wykazywanie kosztów środowiskowych. Ma to miejsce w przypadku stanów Wisconsin, New York, Massachusetts, Nevada, Vermont, New Jersey, California, Colorado i stanów północnozachodnich.

Elementami perspektyw są koszty, których ponoszenia unika ZE minus koszty ponoszone równo przez ZE i uczestników. Perspektywa kosztu globalnego w zasadzie sprawdza się do sumy perspektyw uczestników i nieuczestników; oszczędności na rachunkach i

6) Hohmeyer (1988) dokonał próby ich kwantyfikacji i doszedł do ogromnych przedziałów poszczególnych szacunków. Utracone zyski wyrównują się wzajemnie. Program nastawiony na stronę podażową czy popytową staje się opłacalnym, jeśli będzie w stanie zabezpieczyć energię po koszcie niższym od tego, jaki ponosiłby ZE za zabezpieczenie tej samej energii bez zastosowania programu.

Koszt globalny programu określamy w sposób następujący:

oraz:

gdzie:

- Btr = Globalna korzyść z zastosowania środka
- Ctr = Globalny koszt zastosowania środka
- E_{ij} = Zmiana wykorzystania energii w roku i dla paliwa j
- AC_{ij} = Koszt energii, której produkcji udało się uniknąć w roku i dla paliwa j
- DC_i = Bezpośredni koszt uczestnictwa w roku i
- PA_i = Koszt administrowania programu w roku i
- DR_{tr} = Stopa dyskontowa (do wartości bieżącej) dla ZE, wyrażona jako ułamek dziesiętny
- N = Ilość lat
- M = Ilość rodzajów paliw.

W zasadzie globalny koszt danego środka uwzględnić będzie również dodatkowe, trudniejsze do skwantyfikowania, koszty i korzyści, takie jak nadwyżka dla odbiorców ustalona z perspektywy uczestnika. Może również uwzględnić ponowne wpływy w odniesieniu do nadwyżki ZE, takie jak korzyści planistyczne wynikające z ograniczenia zakresu niepewności co do wzrostu zapotrzebowania.

IV. CZYNNIKI OGÓLNE PRZY DOBORZE SPRAWDZIANU MINIMALIZACJI KOSZTÓW

Wzory i definicje sprawdzianów stosunku korzyści do kosztów podane w poprzednim rozdziale przejmowane są do praktyki codziennej przez większość stanów USA, przy zastosowaniu ustalonych procedur obliczania ścieżki najniższego kosztu (LCP). Niemniej, nadal prowadzone są dyskusje odnośnie odpowiedniej interpretacji, zastosowania i wyważenia poszczególnych perspektyw. Kluczowymi elementami tych dyskusji są następujące problemy:

- * Czy oczekiwania w zakresie wysokości wpływów (średnia wysokość rachunków) winny być minimalizowane, czy należy minimalizować stawki czy globalne koszty społeczne?
- * Czy "utracone przychody" ZE winny być wliczane do łącznego kosztu środków po stronie popytowej?
- * Czy wypłacanie zachęt materialnych przez ZE do wysokości kosztów zaoszczędzonych, a zwłaszcza nabywanie środków po stronie popytowej za pośrednictwem przetargów, nie doprowadzi do przegrzania inwestycji po stronie popytowej?
- * Czy programy stopniowego włączania mocy są zgodne ze ścieżką najniższego kosztu LCP?

Programy kształtowania zapotrzebowania zmieniają charakter działalności ZE. Co istotniejsze, mogą one doprowadzić do deficytu wpływów lub "utrąty przychodów", zważywszy, że stawki ZE obliczane są na podstawie określonej prognozy kształtowania się popytu, a w niektórych przypadkach na podstawie poniesionych i planowanych kosztów inwestycyjnych wiążących się z pokryciem prognozowanego zapotrzebowania.

W sytuacji niewystarczających mocy i dynamicznego rozwoju, ograniczenie sprzedaży z tytułu inwestycji nastawionych na kształtowanie popytu) może być zwykle uwzględnione w drodze zmodyfikowania prognozy i planów rozbudowy przed zamrożeniem kapitału w dodatkowych mocach, tak więc sprawa utraty przychodów staje się wówczas mniej istotna.

¹⁷ W rozdziale tym pojęcia środków kształtowania strony popytowej lub inwestycji kształtujących popyt będą stosowane w sposób zawężony, oznaczający inwestycje zapewniające wyższą sprawność (obniżającą sprzedaż) zastosowania energii (pojęcie określane zwykle jako oszczędności energetyczne), w odróżnieniu od środków sterowania obciążeniem. Sterowanie obciążeniem może w zasadzie powodować podobne problemy, jednak dyskusje toczą się wokół programów nakierowanych na zmniejszenie zużycia energii.

Sprawa utraty przychodów nabiera większego znaczenia w przypadkach, w których programy sterowania popytem zmniejszają wpływy potrzebne dla pokrycia kosztów dokonanych inwestycji. Najbardziej typową sytuacją występującą w tym zakresie jest nadmiar mocy, przy niewielkim lub żadnym wzroście gospodarczym, co uwiidoczyło się w krajach Europy Środkowej. Deficyt ten nie stanowi straty dla społeczeństwa, niemniej będzie wymagał rozpisania na akcjonariuszy ZE i odbiorców energii. Przy takim rozpisywaniu, osoby odpowiedzialne za kształtowanie i regulowanie polityki energetycznej mają możliwość zastosowania czterech wariantów lub ich wersji łączonych:

- * Rozpisanie utraconych przychodów na wszystkich odbiorców w drodze odpowiedniego podwyższenia stawek, tak by łączne wpływy ZE pozostały na niezmiennym poziomie.
- * Przypisanie utraty przychodów związanych z konkretnym programem jedynie danej grupie odbiorców uprawnionych do korzystania z programu, w drodze zmiany struktury stawek.
- * Rozpisanie utraconych przychodów na uczestników programu i obciążanie ich zarówno za wykorzystane i zaoszczędzone kWh.
- * Rozpisanie utraconych przychodów na akcjonariuszy ZE w drodze obniżenia ich wpływów.

Sprawa rozpisania może być również rozpatrywana z punktu widzenia korzyści z inwestycji kształtujących poziom i strukturę popytu. W zależności od założeń danego programu, procent odbiorców odnoszących bezpośrednio korzyści może być znaczny lub niewielki, a w korzyściach bezpośrednich mogą w różnym stopniu uczestniczyć akcjonariusze, użytkownicy uczestniczący i użytkownicy nieuczestniczący. Niezależnie od podejścia, wprowadzenie programu kształtowania zapotrzebowania zmienia charakter działalności ZE, w tym możliwości zwiększania lub utracenia zysków.

W rozdziale tym bardziej szczegółowo rozważone zostaną wszystkie te możliwości. Omówione są też różne podejścia praktyczne zastosowane przez regulatorów i zakłady energetyczne w USA dla wyważenia lub pogodzenia sprzecznych perspektyw. W związku z tym, że trudno jest wycentrować wagę koncesji dla poszczególnych perspektyw bez rozważania w skali konsekwencji dla wymaganego poziomu przychodów i łącznych kosztów zasobowych, przedstawiono szereg konkretnych przykładów liczbowych. W końcu rozdziału przedstawiono sprawę zapewnienia opłacalności dla zakładów energetycznych podejmujących inwestycje w zakresie kształtowania popytu na energię.

Sprawdzian kosztu społecznego/giobalnego a sprawdzian "równania bez przegranych"

Wiele komisji nadzoru przedsiębiorstw gospodarki komunalnej w Stanach Zjednoczonych akceptuje pogląd, że podstawową miarą opłacalności kosztowej dla potrzeb planowania ścieżki najniższego kosztu winno być minimalizacja kosztów ogólnospołecznych. Podejście to wspierane jest podstawowym argumentem, że bez takiego kryterium stosowanie LCP straciłoby sens, gdyż nie można by polegać na nim dla zapewnienia maksymalizacji korzyści społecznych. Inwestycje nakierowane na kształtowanie popytu albo byłyby niewystarczające, albo przekraczałyby poziom konieczny dla maksymalizacji korzyści.

Z punktu widzenia społeczeństwa program sterujący popytem staje się opłacalny kosztowo z chwilą, gdy krańcowe koszty zaopatrzenia, wraz z elementami zewnętrznymi, przewyższają koszty programu sterowania popytem ponoszone przez zarówno ZE jak i uczestników, w tym elementów zewnętrznych wiążących się z programem. Wspomniana różnica kosztów może często równać się obecnej cenie energii elektrycznej.

W odróżnieniu od powyższego, sprawdzian "równania bez przegranych" ograniczyłby zachęty materialne dla inwestycji nakierowanych na stronę popytową do różnicy między (wyższymi) kosztami krańcowymi a średnimi stawkami. Jako różnica między dwoma wielkimi liczbami, może ona przyjąć postać ujemną w przypadku, gdy znaczny nadmiar mocy występuje przy zastoju gospodarczym, co oznacza, że wszelkie programy nastawione na stronę popytową okazałyby się nieefektywne kosztowo; w pozostałych przypadkach różnica ta jest zwykle niewielka. Pułap dla inwestowania w kształtowanie strony popytowej różni się więc znacznie w zależności od rodzaju zastosowanego testu.

Zasadniczy powód stosowania sprawdzianu nieuczestnika leży po stronie podziału, tj. ma on uchronić użytkowników przed podwyżką stawek. Ostatnio zaleca się również stosowanie sprawdzianu nieuczestników dla zapobieżenia ewentualnemu zmniejszeniu konkurencyjności danego zakładu energetycznego z tytułu zastosowania wyższych stawek.

Przedstawiane są zwykle następujące argumenty przeciw stosowaniu sprawdzianu nieuczestnika:

(1) Jak wynika z samej nazwy, celem sprawdzianu nieuczestnika jest określenie wpływu na stronę podziału, a nie efektywności ekonomicznej. Odniesienie się do podziału jest więc uznawane jako niezgodne z ekonomicznie efektywną alokacją kapitału maksymalizującą korzyści.

(2) Sprawdzian nieuczestnika uważany jest przez wiele osób jako wprowadzenie kryteriów podziału po stronie popytowej bez równoległego uwzględniania wpływów kapitałowych po stronie

W
na
go
n.
ez
ia
zi
po
la

podali.

(3) Związane z podziałem cele sprawdzianu "równania bez przegranych" uważane są przez wiele osób jako osiągalne za pośrednictwem strategii nie ograniczających inwestycji zwiększających efektywność strony popytowej (np. maksymalizując możliwości uczestnictwa i nastawiając się na odbiorców o niskich dochodach).

Zwolennicy perspektywy społecznej odrzucają więc zasadę minimalizowania stawek jako podstawowego celu planowania wg ścieżki najniższych kosztów. Fakt, że szereg analityków proponuje ograniczenia w stosowaniu przez ZE bodźców materialnych dla programów kształtujących popyt, które są identyczne z ograniczeniami wynikającymi ze sprawdzianu nieuczestnika, jest dla tych analityków nielotny, gdyż bazują oni argumentację na problemie podwójnych płatności, a nie na troskach o stronę podziału.

Utrata efektywnej alokacji kapitału

Z
i
)
Y
W
u
a
N
o
o

Pierwszy sprzeciw wyrażany wobec sprawdzianu nieuczestnika opiera się na podstawowej neoklasycznej teorii ekonomii. W tzw. sprawdzianie nieuczestnika czy "równania bez przegranych", deficyty przychodów zakładów energetycznych wynikające z programów nakierowanych na kształtowanie popytu liczone są jako część kosztu środków strony popytowej. Lovins i Gilliam (1986) wskazują, że argumentacji takiej nie da się pogodzić z podstawowymi zasadami efektywności ekonomicznej i maksymalizowania korzyści. W neoklasycznej teorii ekonomii, występuje maksymalizacja korzyści gdy społeczeństwo w każdym przypadku wybiera opcję inwestycji stwarzającej najniższe koszty krańcowe. Utracone przychody istnieją jedynie w stosunku do kosztów zamrożonych, już poniesionych przez ZE. Nie stanowią więc one kosztów krańcowych. Gdyby, przykładowo, możliwym było dostarczenie jednostki energii po niższym koszcie krańcowym w przypadku zastosowania środka nakierowanego na popyt niż przez wyprodukowanie tej energii w istniejących urządzeniach, wówczas wyborem ekonomicznie efektywnym i maksymalizującym korzyści będzie inwestycja w stronę popytową. Kapitał zamrożony po stronie podaźowej, wg Lovinsa i Gilliama, w tym przypadku się po prostu dekapitalizuje. Nie stanowi on części kosztu środków strony popytowej.

Asymetria w podejściu do wpływów kapitałowych

Drugim argumentem podnoszonym przeciwko stosowaniu sprawdzianu nieuczestnika jest to, że wprowadza on asymetrię w traktowaniu konsekwencji podziałowych, z inwestycji w zakresie strony podaźowej na inwestycje w zakresie strony popytowej:

nieuczestnicy są w każdym przypadku zmuszani do ponoszenia kosztów rozbudowy systemu dostawczego, nawet jeśli potrzeba takiej rozbudowy wynika głównie ze strony określonych grup odbiorców, np. osób i firm zwiększających swoje zapotrzebowanie na energię, lub osób nowo podłączanych do sieci danego ZE. Zasadniczą przyczyną takiego traktowania wpływu wzrostu popytu na kształtowanie się stawek jest to, że w przypadku powstrzymania się od tego prowadziłyby do poważnych nierówności dostępie do usług energetycznych i pogłębiłyby różnice między grupami zamożnymi a osobami o niskich dochodach. W związku z powyższym, przy klasycznym planowaniu środków nie wprowadza się rozróżnienia między odbiorcami marginalnymi i niemarginalnymi; występuje jedynie spżycie krńcowe (marginalne).

Sprawdzian nieuczestnika efektywnie prowadziłyby do takiego rozróżnienia w przypadku programów nastawionych na kształtowanie popytu. Odbiorcy jednak nie tylko różnią się co do możliwości płacenia za usługi elektrowni, różnią się też zasadniczo w zakresie możliwości uniknięcia kosztów budowy nowych elektrowni. Jak wskazał na to Cavanagh (1988a); bariery stojące na drodze inwestycji po stronie popytowej, dotyczą wszystkich, są jednak o wiele bardziej boleśnie odczuwalne przez ludność o niskich dochodach, odbiorców prowadzących działalność gospodarczą na najmniejszą skalę i osoby zmuszone dla utrzymania lub komfortu życiowego do korzystania z urządzeń energochłonnych.

Wysuwany jest ten sam argument przeciwko innej propozycji podejścia do problemu nieuczestników, w których wpływ programów sterowania popytem na kształtowanie się stawek ograniczałby się do kategorii odbiorców, dla których program został opracowany. Przeciwnicy takiego podejścia twierdzą że wpływ włączenia nowych elektrowni na kształtowanie się stawek nie da się przypisać do konkretnych kategorii stawek czy odbiorców krańcowych. Podejście to wprowadziłoby niejednolite traktowanie inwestycji prowadzonych po stronie podażowej i po stronie popytowej.

Nieefektywna alokacja kapitału przez zwiększanie stopnia wykorzystania zainstalowanych mocy

Wiele zakładów energetycznych posiadających nadwyżki mocy wyraża zainteresowanie zwiększaniem stopnia wykorzystania posiadanych mocy, czy to przez promowanie technologii wykorzystujących energię u użytkowników, czy też przez oferowanie specjalnych stawek ulgowych w kontraktach na dostawy zawieranych z odbiorcami przemysłowymi, czy też przy wykorzystaniu obu tych sposobów łącznie. Tak długo, jak długo takie sposoby zapewniania zwiększonego obciążenia pokrywają krótkookresowe koszty krańcowe eksploatacji istniejących mocy i nie stwarzają potrzeby dodatkowych inwestycji, wynikiem ich stosowania może być obniżenie przeciętnych stawek w drodze rozpisania istniejących

kosztów stałych na większą ilość sprzedanych kWh.

Zwolennicy perspektywy najniższego kosztu dla społeczeństwa podnoszą szereg zastrzeżeń do takich programów zwiększania wykorzystania mocy. Jednym z nich jest możliwość istnienia znacznych rezerw po stronie popytowej stwarzających niższy koszt od krótkookresowego kosztu krańcowego istniejących urządzeń produkcyjnych (vide część II). Drugie zastrzeżenie budzi fakt, że prowadzone przez ZE programy zwiększania zapotrzebowania na moc nie są dostatecznie wpisane w ogólne długofalowe plan zasobowe by zapobiec zwiększeniu w dłuższym okresie zapotrzebowania na rozbudowę mocy jako wyniku stosowania takich programów. W związku z tym możliwym jest przyspieszenie decyzji o dodaniu dalszych, drogiej mocy, co wymagać będzie potrzeby podwyższenia przychodów przez okres dłuższy, niż miałyby to miejsce bez wprowadzania zachęt do zwiększania zużycia energii. Na bazie wartości bieżącej netto, takie przyrosty kosztów w dłuższym okresie mogłyby znacznie przewyższać oszczędności osiągnięte w krótkim okresie.

Programy zwiększenia wykorzystania moc mogą też prowadzić do zmniejszenia korzyści w wyniku zaprzepaszczenia szans na inwestycje pro-efektywnościowe. Wiele z decyzji dotyczących efektywności energetycznej jest w zasadzie nieodwracalnych na okres żywotności danego urządzenia. Rada Planowania Energetycznego Regionu Północno-Zachodniego (Northwest Power Planning Council) wręcz określiła tak zaprzepaszczone szanse jako specjalny rodzaj zasobu energetycznego po stronie popytowej, który należy uwzględnić *explicite* przy planowaniu rozwoju energetyki (NWPPC 1987)

Dalsze zastrzeżenie (Cavanagh 1988a) dotyczy faktu, że zwiększanie obciążenia mocy doprowadzi do wyższych emisji dwutlenku węgla i powstawania kwaśnych deszczy, przyspieszając wyeksploatowanie kopalnych rezerw paliw. Na wielu obszarach nadwyżkowe moce reprezentowane są przez bardzo "brudne" elektrownie węglowe o wysokich kosztach eksploatacji. Opłacalne kosztowo inwestycje w dziedzinie oszczędności energetycznych mogłyby spowodować uniknięcie tych konsekwencji i ryzyk. Cavanagh wskazuje również na zwiększony stopień fluktuacji i niepewności popytu związanego z "rozdmuchanym" zapotrzebowaniem na energię.

Sprawdzian społeczny a sprawdzian kosztu globalnego zasobu

Amerykańskie komisje regulacyjne z reguły wykorzystują sprawdzian kosztu globalnego zasobu lub sprawdzian "wszystkich płacących za energię" jako surogat testu społecznego. Podstawową przyczyną zastępowania sprawdzianu społecznego przez sprawdzian globalnego kosztu zasobu są tak zwane elementy zewnętrzne, czyli koszty pośrednie typu szkody powodowane kwaśnymi deszczami, ocieplenie atmosfery ziemskiej czy ryzyka awarii elektrowni jądrowej czy

rozprzestrzenienia się materiałów radioaktywnych, nie dające się łatwo skwantyfikować.

Jak wskazują na to grupy obrońców środowiska i inni, sprawdzian globalnego kosztu zasobu zawyża koszty netto zasobów strony popytowej, gdyż pomija wiele oszczędności wynikających z uniknięcia pośrednich konsekwencji i ryzyk, tak środowiskowych, jak i ekonomiczno-społecznych. Również stopy dyskontowe stosowane przez zakłady energetyczne przy obliczaniu kosztów programu z perspektywy kosztu globalnego zasobu lub perspektywy "wszystkich płacących za energię" są wyższe od społecznych stóp dyskontowych. Uciekanie się więc do takich surogatów może doprowadzić do istotnego zaniżenia kosztowo opłacalnych zasobów strony popytowej, do poziomu niższego od społecznie efektywnego optimum.

Mimo, iż takie koszty pośrednie są w sposób naturalny trudne do skwantyfikowania, a w niektórych przypadkach nie poddają się żadnym próbom kwantyfikacji, niemniej możliwym jest sporządzenie przynajmniej szacunku ich dolnej granicy. Szacunek taki koncentruje się na tej części znanych czynników zewnętrznych które są podatne na kwantyfikację w pewnym przybliżeniu. Ostatnio Europejska Wspólnota Gospodarcza zleciła opracowanie przyjmujące takie podejście (Hohmeyer 1988). Wyniki mieściły się w przedziale 2,5 centa/kWh do 6 centów/kWh za dającą się wyliczyć część kosztu czynników zewnętrznych wiążących się z produkcją energii elektrycznej, na przykładzie RFN

Oczywiście, koniecznym byłoby opracowanie szacunku dla każdego konkretnego kraju, by móc określić adekwatność tego przedziału kosztów. Gdyby jednak ten rząd wielkości kosztów potwierdził się, wówczas okazałoby się, że obecne próby ujęcia czynników zewnętrznych w kontekście planowania wg ścieżki najniższych kosztów są dalece niewystarczające. Przykładowo, w niektórych regionach USA przyznano 10% "handicap" kosztowy zasobom strony popytowej w opracowywanych modelach integracji zasobów.

Węższe interpretacje sprawdzianu społecznego również wyłączają spod rozważań możliwość zastępowania rodzajów paliw. Jednak, jak wspomniano w jednym z pierwszych raportów amerykańskiego Departamentu (tj. ministerstwa - tłum.) Energetyki dotyczących ścieżki najniższego kosztu (TBS 1986), optymalna alokacja zasobów nie da się osiągnąć w pełni, gdyby zastosować zasadę najniższego kosztu wyłącznie do sektora energetyki. Ścieżka najniższego kosztu usług komunalnych w jej obecnie stosowanej wersji może zoptymalizować zapewnianie usług energetycznych w postaci elektryczności, jednak może nie zapewniać dostarczania usług energetycznych po najniższych kosztach przy uwzględnieniu wszystkich rodzajów paliw. Tak więc, z punktu widzenia społeczeństwa, zmiana źródła zasilania energetycznego z elektryczności na gaz lub na paliwa nie dostarczane przez zakłady

usług komunalnych, jak też przejście z innych paliw na elektryczność, powinno być również uwzględnianie w planowaniu minimalizacji kosztów. Amerykańskie komisje regulacyjne w coraz szerszym stopniu spotykają się z tym problemem gdy, na przykład, zakłady usług komunalnych proponują rabaty za zapewnianie chłodzonych powierzchni magazynowych metodami konkurującymi z opalaniem gazem urządzeniami działającymi metodą absorpcyjną. Podobne dylematy występują przy programach wiążącymi się z boilerami domowymi do gorącej wody jak też z energią cieplną dla przemysłu. Komisje regulacyjne dla stanu Nevada i miasta stołecznego Waszyngton już zastosowały wymóg LCP wobec zakładów gazowniczych.

Czy występuje problem podwójnych płatności?

Szereg autorów (Joskow 1988, Ruff 1987, Ciccetti i Hogan 1988) twierdziło, że zachęty materialne zakładów energetycznych do wysokości kosztów nieponiesionych mogą prowadzić do społecznie nieefektywnych wyników w drodze nadmiernego nakręcania inwestycji mających na celu sterowanie zapotrzebowaniem. Sprawa ta znana jest jako twierdzenie o podwójnych płatnościach. Dla uniknięcia nadmiernych zachęt do inwestycji po stronie popytowej, autorzy ci dochodzą do zasady decyzyjnej w myśl której płatności zachęt krańcowym a stawkami bieżącymi. Nie różni się to, oczywiście, od sprawdzianu nieuczestnika, co nie przeszkadza autorom stawiać sprawę jako odrębnego argumentu.

Niezależnie od ich jednolitych wniosków, występują istotne różnice w argumentacji poszczególnych autorów. Dla zrozumienia ich odniesienia do twierdzenia dotyczącego podwójnych płatności, konieczne jest zapoznanie się z tymi argumentami.

Luka zwrotu (payback gap): bariery rynku a koszty ukryte

Wg Ruffa (1987), przychody utracone przez ZE z tytułu spadku sprzedaży winny być liczone jako część kosztów zasobu strony popytowej, nie tylko z punktu widzenia uczestnika, ale również w perspektywie społecznej.

Kluczowym argumentem wysuwany na rzecz takiego potraktowania utraty przychodów jest reinterpretacja luki zwrotu. Ruff zakłada, że odbiorcy działają na rynkach zbliżonych do doskonałości działania, a bariery rynkowe występują na zasadzie wyjątku a nie reguły. Przy tym założeniu Ruff interpretuje rozprzestrzenianie się luki zwrotu jako oznaczającą, iż odbiorcy rezygnują z wysoce efektywnych inwestycji po stronie popytowej ze względu na realne, choć ukryte koszty, takie jak wysoki koszt transakcji i niewygody, utratę komfortu, oraz ryzyka techniczne. Dalej uważa, że większość tych kosztów pośrednich wynika z immanentnych cech

proponowanych technologii, nie dających się obniżyć przez zastosowanie programu

Dalej autor twierdzi, że cena płacona zakładowi energetycznemu przez odbiorców za energię odzwierciedla wspomniane koszty, pośrednie. Innymi słowy, cena za elektryczność stanowi miarę realnego kosztu szansy odbiorców, a luka zwrotu jest jedynie pozorna. Wybór odbiorcy znajduje się w równowadze z sumą kosztów bezpośrednich i pośrednich zasobów strony popytowej.

Na podstawie tego poglądu autor twierdzi, że odbiorcy już otrzymali skuteczną zachętę w formie stawki naliczanej za elektryczność, do inwestowania w zasoby strony popytowej. Gdyby odbiorcy otrzymali dodatkową zachętę za pośrednictwem programu ZE, która mogłaby być równa pełnemu nieponoszonemu kosztowi dostaw niezrealizowanych, to mogłoby praktycznie podwoić wysokość zachęty i nadmiernie rozkręcić inwestycje po stronie popytowej. By temu zapobiec, Ruff twierdzi że oszczędności na rachunkach za energię powinny być liczone jako część kosztu strony popytowej, tak, jak ma to miejsce w przypadku sprawdzianu nieuczestnika.

Joskow (1988) rozwija argumentację w sposób podobny, jednak jest znacznie ostrożniejszy w pomijaniu barier rynkowych. Zgadza się, że bariery rynkowe mogłyby stanowić dominującą siłę stojącą za luką zwrotu, w którym to przypadku argument Ruffa o podójnych płatnościach nie miałby zastosowania. Główną troską Joskova jest niedostateczny poziom wiedzy o przyczynach występowania barier rynkowych oraz sposób minimalizowania ich wpływu na podejmowanie decyzji. Uważa on, że należy dokładnie zapoznać się z konkretną sytuacją przed podjęciem decyzji odnośnie programu. W tym kontekście popiera²⁾ on szczegółowe badania rynkowe, eksperymenty programowe i procedury planistyczne wykorzystywane przez NWPPC. Podstawowe obawy tego autora dotyczą faktu, że w przypadku przetargów dotyczących strony popytowej taka szczegółowa analiza zostałaby zastąpiona przez pozorną elegancję takiego mechanizmu rynkowego. (sprawa podwójnych płatności w kontekście przetargów omówiona jest poniżej).

Zgodnie z przedstawieniem sprawy w części II, najbardziej logicznym wyjściem naprzeciw niepewności co do przyczyn luki zwrotu jest przeprowadzenie systematycznych badań rynkowych i eksperymentów przy pomocy przedsięwzięcia pilotowego. Personel Rady Planowania Energetyki Regionu Północno-Zachodniego (NWPPC 1988) zwraca uwagę, że zarówno Joskow jak i Ruff pomijają lub nie

²⁾ Joskow wyjaśnia to i szereg dalszych swoich stanowisk w piśmie ustosunkowującym się do krytyki jego wypowiedzi ze strony personelu NWPPC.

zdają sobie sprawy z dużej i stale rosnącej liczby³⁾ własnych badań rynkowych prowadzonych przez zakłady energetyczne, grup problemowych, eksperymentów z zaprzyjaźnionymi firmami i programów pilotowych⁴⁾. Uzupełniły one uprzednio publikowane badania, dodając coraz bogatszą dokumentację ilustrującą przyczyny i rozprzestrzenianie się przypadków niepowodzeń rynkowych.

Koncentracji przez Ruffa wyłącznie na ukrytych kosztach programów popytowych przeciwstawia się Plunkett (1988b) twierdząc, że odwrotnie niż wynikałoby z nastawienia Ruffa, inwestycje w zakresie oszczędności energetycznych stwarzają pośrednie korzyści dla odbiorców w dodatku do pośrednich kosztów. W wielu programach ZE, takie korzyści niematerialne przesądziły o sukcesie programu. Obserwacja ta potwierdza potrzebę uwzględniania kosztów pośrednich, potwierdzając tę tezę Ruffa, ale zaprzecza nastawieniu tego ostatniego na koszty negatywne. W dobrze opracowanych programach, nadwyżka korzyści dla odbiorców jest wyraźnie określona i aktywnie promowana⁵⁾. W innych przypadkach programy ZE przyczyniały się z zapoznaniem dużej części odbiorców z korzyściami w zakresie wygody stosowania proponowanych technologii, takich jak zmniejszenie hałasu i przeciągów przez zainstalowanie udoskonalonych, kilkuwarstwowych okien oraz zwiększenie komfortu cieplnego przez ogólną poprawę izolacji domów.

Dalszą korzyścią pośrednią inwestycji usprawniających po stronie odbioru jest zmniejszenie zakresu niepewności odnośnie przyszłego kształtowania się zapotrzebowania na energię i wiążących się z nią kosztów i ryzyk ekonomicznych i finansowych.

³⁾ Dobrym przykładem może być baza danych o doświadczeniach programów regionalnych NORDAX zorganizowana ostatnio przez zakłady energetycznej Nowej Anglii a sfinansowana częściowo środkami wyłożonymi przez Departament Energetyki. Projekt ten koordynowany jest przez C. Sabo z New York State Electricity and Gas Co.

⁴⁾ Przykładowo, ani Joskow ani Ruff nie nawiązują do badań na temat barier rynkowych cytowanych w części II ani nie podają empirycznych przykładów na poparcie swoich poglądów na temat niepowodzeń rynkowych.

⁵⁾ Przykładami raportów na ten temat mogą być: materiały organizowanego co dwa lata letniego studium American Council for an Energy Efficient Economy (Amerykańskiej Rady na rzecz Energetycznie Sprawnej Gospodarki (ACEEE 1984, 1986, 1988), materiały pierwszej krajowej konferencji EPRI na temat zarządzania stroną popytową (EPRI 1987b) oraz projekt EPRI na temat akceptacji odbiorców (EPRI 1987a).

NWPPC konkluduje, że wbrew wrażeniom, jakie usiłowały wytworzyć ich publikacje, Joskow i Ruff nie odkrywają żadnych spraw, które wymagałyby zrewidowania standardowego pojęcia sprawdzianu społecznego. Powtarzają przy tym, że należy zastosować dokładnie, krok po kroku przemyślaną procedurę badań, planowania i monitoringu "programów" przy stosowaniu sprawdzianu społecznego/globalnego kosztu zasobów.

Przetargi po stronie popytowej a sprawdzian społeczny

Ostatnie zaobserwować można nasilający się trend na przetargi po stronie popytowej. Trend ten częściowo stanowi odpowiedź na podobne inicjatywy po stronie podażowej. Powoduje nim też nadzieja, że przetargi mogą posłużyć jako eleganckie, bezstronne, rynkowe narzędzie zapewniające najbardziej sprawne udostępnienie zasobów dla strony popytowej.

Odzwierciedlając taką motywację, zarówno Joskow (1988), Ruff (1987) oraz Cicetti i Hogan (1988) przyjmują założenie, że przetarg nie będzie się wiązał z dodatkowymi, pozaofertowymi sprawdzianami odsiewającymi dla zapewnienia społecznej opłacalności kosztowej. Założenie to stanowi klucz do zrozumienia ich argumentacji. Założeniem jest, że zgodność z zasadami efektywnej alokacji kapitału zapewniona zostanie przez sam proces przetargowy, działający jako czynnik endogeny.

Joskow i Ruff zakładają również, że oferty składane są na zintegrowanej aukcji w ramach których przyznawać by można kontrakty pod oferty dotyczące zasobów strony popytowej i opcji strony podażowej, do pełnej wysokości kosztów zaoszczędzonych. Autorzy wskazują, że taka aukcja ofertowa obejmująca wszystkie źródła stwarzałaby asymetrię w związku z problemem podwójnych płatności po stronie popytowej. Dzieje się tak, gdyż przy braku uregulowań dodatkowych, cena ofertowa odnosiłaby się jedynie do tych elementów zasobu strony popytowej pokrywanych przez ZE, z pominięciem elementów pokrywanych przez odbiorców. Proces przetargowy nie oddawałby wartości pełnego kosztu zasobowego zasobu strony podażowej, a jedynie jego części pokrywanej przez ZE. Wynik oznaczałby zastosowanie sprawdzianu "wszystkich użytkowników płacących" po stronie popytowej i sprawdzianu zasobu globalnego dla inwestycji w sferze zapewniania energii. Gdyby natomiast integracja strony podażowej i popytowej dotyczyć miała najniższych kosztów społecznych, koniecznym byłoby w każdym przypadku uwzględnienie pełnego kosztu zasobów.

⁶¹ W swoich rozważaniach na temat przetargów związanych ze stroną popytową, autorzy przyjmują, dla uproszczenia sprawy, że program przetargu rozwiąże również problem realnych barier rynkowych.

Jak wskazali Ciccetti i Hogan (1988), wynik ostateczny byłby ten sam w obu przypadkach, o ile tylko globalny koszt zasobu po stronie inwestycji w sferze popytowej byłby niższy od kosztu zaoszczędzonego. Niemniej, mogą wystąpić problemy w przypadku gdybywygrywający oferent zaoferował wykonanie inwestycji po stronie popytowej po cenie nieco wyższej od kosztu zaoszczędzonego, powiedzmy 8 centów za kWh w miejsce 7 centów za kWh, lub nieco poniżej kosztu zaoszczędzonego, np. 6 centów za kWh. Gdyby przeciętne stawki wynosiły 5 centów za kWh, oferent mógłby wykorzystać 2 z 5 centów zaoszczędzonych na rachunku za elektryczność dla skompensowania niedoboru w płatności ze strony ZE i nadal zachował nadwyżkę w wysokości 3 centów za kWh. Wynik byłby społecznie nieefektywny w skutek zjawiska podwójnej płatności.

W przykładzie tym realnie wystąpiłby problem podwójnych płatności. To, czy niebezpieczeństwo wystąpienia wyniku nieefektywnego społecznie jest poważne czy nie, zależy będzie od okoliczności. Analiza luki zwrotu dokonana w części II sugeruje, że przeciętnej stawce 5 centów za kWh, wysokie stopy dyskontowe typowych odbiorców jakie wynikają *implicite* spowodowałyby niepodejmowanie przez nich możliwości uzyskania oszczędności w sposób istotny niższych od 1 centa za kWh. Stąd też możnaby oczekiwać istnienia znacznych niskokosztowych możliwości uzyskania oszczędności w całym rejonie energetycznym. Nie zostałyby one wykorzystane w pełni do czasu pełnego obrócenia istniejących zasobów kapitałowych. Oferenci mieliby bodziec zaoferowania w pierwszym rzędzie najtańszych dostępnych zasobów dla strony popytowej, gdyż stwarzają one największe możliwości zysku. Tak więc mogłoby się zdarzyć, przynajmniej w początkowych latach po przejściu na system przetargów, że oferty bazowałyby głównie na działaniach społecznie efektywnych.⁷⁾

Niemniej, zasady przetargowe winny być ustawione w taki sposób, by w każdym przypadku zapewnić wynik społecznie efektywny. Joskow i Ruff-twierdzą, że możliwości endogenicznego uniknięcia problemu

⁷⁾ Nie rozważamy tu wpływu takich niskokosztowych zasobów na kształtowanie się stawek. Gdyby system przetargów nie zapewnił pełnej konkurencji, wówczas oferenci mogą składać oferty na poziomie zbliżonym do zaoszczędzonych kosztów, usiłując w ten sposób przejąć dla siebie możliwie największą część renty ekonomicznej. Może to oznaczać, że środki oddziałujące na stronę popytową mogą być zakupywane przez ZE po koszcie znacznie wyższym od globalnego kosztu zasobu. Tak więc wpływ na kształtowanie się stawek może być istotny, niezależnie od globalnego kosztu zasobowego danego środka, i może być on większy w systemie przetargowym niż przy zastosowaniu konwencjonalnych programów.

podwójnych płatności zaistnieją jedynie w przypadku, gdy najwyższa cena ofertowa mieści się będzie w przedziale między kosztem marginalnym i stawką bieżącą. Ta zasada decyzyjna jest ponownie jednoznaczna ze sprawdzianem nieuczestnika. Joskow wyraża wątpliwość, czy ustalenie takiego pułapu dla ofert dotyczących strony popytowej mogłoby być do wprowadzenia z przyczyn politycznych w kontekście układu przetargowego mającego przyciągnąć wszystkich potencjalnych oferentów. Wyraża również obawę, czy nie będzie to oznaczać sięgnięcia do zewnętrznej kontroli nad społeczną efektywnością kosztową, tj. nadzoru i odsiewu nakierowanych na zapewnienie takiej efektywności. Sceptycyzm jego wynika po części z faktu, że wielu zwolenników przetargowych metod decydowania o inwestycjach po stronie popytowej mają na celu wyeliminowanie potrzeby takiego interwencjonizmu. W efekcie sprzeciwia się on wprowadzeniu jakichkolwiek układów przetargów sięgających do wszystkich potencjalnych oferentów.

Szereg amerykańskich zakładów energetycznych i komisji, które przeprowadziły eksperymenty w zakresie organizowania przetargów przyznaje, że jest potrzeba wprowadzenia procedur nadzoru i odsiewu dla zapewnienia społecznej efektywności kosztowej, jednak nie widzą w tym praktycznych problemów realizacyjnych, których obawia się Joskow. Central Maine Power Co. w swym programie "Power Partners" wysunęła koncepcję, że takie ograniczenia w stosunku do ofert dotyczących zasobów po stronie popytowej winny być traktowane jako odpowiednik praktyk stosowanych po stronie podażowej, gdzie w sposób rutynowy wykorzystuje się kryteria dywersyfikacji paliw, ochrony środowiska i niezawodności, dla ograniczenia pola konkurentów oferujących kosztowo najkorzystniejsze rozwiązania.

Dotychczas zastosowano dwa rozwiązania wychodzące naprzeciw tej potrzebie. Pierwsze z nich, zastosowane przez New England Electric System polegał na powiązaniu procesu ofertowego z poprzednio wybranymi kilkoma technologiami które, w wyniku dokładnych analiz, uznane zostały jako spełniające wymogi sprawdzianu najniższego kosztu społecznego (NEES 1987). Inne podejście, zastosowane przez Central Maine Power, polegało na wprowadzeniu wymogu wykazania społecznej efektywności kosztowej jako warunku wstępnego dla uczestnictwa jakiejkolwiek oferty w przetargu, bez wstępnego wskazania akceptowalnych technologii. Oba podejścia umożliwiły uniknięcie wprowadzenia pułapu cen ofertowych na poziomie odpowiadającym poziomowi wyznaczonemu przez sprawdzian nieuczestnika.

W odróżnieniu od powyższego, zintegrowany program przetargowy Orange and Rockland Utilities (w Nowym Jorku) zakłada mechanizm wprowadzenia pułapu cenowego na poziomie wyznaczonym przez sprawdzian nieuczestnika.

"Rozsupłane" przetargi otwarte

Najnowsza propozycja dla utrzymania endogenicznej kontroli nad społeczną efektywnością kosztową pochodzi od Ciccetti i Hogana (1988). Autorzy uznają, będąc nie do przyjęcia aspekty bezpośredniego ograniczania wysokości cen ofertowych w przetargach strony popytowej do różnicy między kosztem krańcowym i przeciętnymi stawkami. Propozycja tych autorów sprowadzałaby się do podobnych skutków, jednak osiągnięta drogą "rozsupłania". Pojęcie "rozsupłania" polega na traktowaniu odbiorcy (lub łącznie firmy pośredniczącej w dystrybucji energii elektrycznej i odbiorcy) po jednej stronie transakcji jako dostawcy zasobu, a po drugiej jej stronie jako konsumenta usług elektrycznych.

W swojej funkcji dostawcy zasobów strony popytowej korzystałoby z pełni praw w przetargach otwartych. Tak więc miałoby prawo do uzyskania cen do wysokości kosztu zaoszczędzonego. Jako konsumenci energii elektrycznej, otrzymywaliby rachunki za taką samą ilość energii elektrycznej, jako zużywali pierwotnie, przed inwestycją. Nowy rachunek wygrywającego oferenta (lub klienta wygrywającego pośrednika w dystrybucji energii elektrycznej) opiewałby na (zmniejszoną) ilość kWh faktycznie wykorzystanych, plus pozycja na rachunku dokładnie równa, w kWh, szacowanym oszczędnościom ujętym w ofercie i zapłaconym na przetargu. Ten "składnik usługi energetycznej" z rachunku byłby płatny po normalnych stawkach taryfowych.

Podczas gdy propozycja ta zawiera w sobie twórcze podejście i cechuje się elegancją, należy wątpić, czy w praktyce dałaby lepszy wynik niż nałożenie bezpośredniego pułapu na ceny ofertowe, zgodnie z sugestią Joskova i Ruffa. Obecna bowiem propozycja może być określona jako bazująca na ofertach wersja sprawdzianu nieuczestnika. Korzyść uzyskiwania ofert aż do pełnej wysokości kosztów krańcowych osiągnięta jest kosztem przeniesienia ciężaru utraty przychodów w całości na uczestnika programu. Stanowi to o wiele ostrzejsze zastosowanie sprawdzianu "równania bez przegranych" w porównaniu z tradycyjnym podejściem w programach zakładów energetycznych. W tradycyjnym sprawdzianie nieuczestnika, ciężar utraty przychodów rozkładany jest na wszystkich płacących odbiorców przed zastosowaniem sprawdzianu. Ciccetti i Hogan natomiast skoncentrowaliby ciężar utraconych przychodów bezpośrednio na uczestniku. Przykładowo, w modelu "rozsupłanym", 50% oszczędność energii ze strony oferenta może dać mu obniżkę wysokości rachunku za energię jedynie o 10%, podczas gdy w tradycyjnych programach ZE, całe 50% zaoszczędzone byłyby w pełni odzwierciedlone w o tyle niższym rachunku. Przy modelu "rozsupłanym", to również oferent ponosi całe ryzyko szacowania rozmiarów oszczędności. Elementy te mogą działać

wysoce antybodźcowo, ograniczając uczestnictwo do poniżej poziomu osiąganego przy tradycyjnych programach ZE.

Strategie dla minimalizowania konsekwencji w zakresie stawek przy podwyższaniu efektywności społecznej

Programy sterowania popytem mogą doprowadzić do podwyższenia przeciętnych stawek za energię elektryczną. Jeśli ZE ma być pozostawione w całości (bez podziału), to stawki będą musiały wzrosnąć w każdym przypadku programu przy którym zamrożone koszty poprzednich inwestycji będą musiały zostać rozłożone na mniejszą ilość kWh od tej, jaką zakładano przy dokonywaniu inwestycji. Sprawdzian nieuczestnika ograniczyłby programy nakierowane na ograniczenie popytu do poziomu nie powodującego wyżki stawek.

Istnieje szereg przyczyn zainteresowania ZE sprawdzianem nieuczestnika. Jednym jest to, że mechanizm za pośrednictwem którego następuje odzysk wydatków poniesionych przez ZE traktowany jest jako niekorzystny lub niepewny. Innym jest to, że inwestycje w stronę popytową nie dają takiej samej stopy zwrotu dla akcjonariuszy. Przykładowo, zaoszczędzona jednostka energii nie zarabia stopy zwrotu z tytułu nakładów, a odzyskanie poniesionych wydatków może być odroczone do następnego wystąpienia do władz o zgodę na podwyżkę stawek. Jeszcze innym powodem jest niepewność uzyskania zatwierdzenia wyższych stawek potrzebnych z punktu widzenia ZE z tytułu realizacji programu. Jeśli stawki miałyby wzrosnąć w sposób znaczny, występuje obawa reakcji społecznej powodującej naciski na organ regulacyjny. ZE mogą się też obawiać, że podwyżka stawek w dostatecznie dużej skali zachęci odbiorców posiadających możliwości stosowania rozwiązań alternatywnych do przejścia na własną produkcję energii. Obawa ta staje się coraz bardziej widoczna wraz z wzrostem konkurencji w amerykańskim sektorze elektroenergetycznym.

Wpływ na stawki musi być też rozpatrywany z punktu widzenia równości. Podobnie jak inwestycje po stronie podażowej, programy nastawione na zmianę wysokości popytu powodują określone problemy w sferze równości. Gdyby ZE prowadził jedynie kilka programów nastawionych na grupy odbiorców i urządzenia nie znajdujące się w posiadaniu wszystkich lub większości odbiorców (na przykład programy oferujące korzyści posiadaczom instalacji klimatyzacyjnych mieszkającym w osiedlach, w których tylko właściciele mieszkańcy urządzenia takie posiadają, lub programy dla wielomieszkaniowych budynków mieszkalnych), wówczas wystąpiłby problem wzajemnego subsydiowania, a więc i nierówności. Podobnie, programy o działaniu ogólnym czasowo prowadzą do wystąpienia nierówności w czasie. Przykładowo, program oferujący rabaty za instalacje danych urządzeń będzie korzystny jedynie dla

tych odbiorców, którzy będą zmuszeni wymienić swoje stare urządzenie tego typu na nowe w okresie obowiązywania programu rabatu. Jednak wymiana wszystkich urządzeń danego typu mogłaby wymagać piętnastu do dwudziestu lat. Bez ostrożnego przemyślenia programu, nierówności mogą zostać pogłębione przez osoby "wykorzystujące okazję", tj. uczestników, którzy i tak zamierzali dokonać danego typu inwestycji niezależnie od istnienia materialnych zachęt programowych.

Podobnego rodzaju problemy równości występują przy inwestycjach po stronie podażowej i programach "napędzania" pełniejszego wykorzystywania i programach "napędzania" pełniejszego wykorzystywania mocy. Jak już wspomniano, płatnicy (bezwiednie) akceptują znaczne transfery redystrybucyjne, płacąc za inwestycje powodujące rozbudowę sieci, korzystną dla mieszkańców i jednostek gospodarczych w ograniczonych obszarach i inwestycje w budowę nowych elektrowni, które przyniosą korzyści dopiero przyszłym użytkownikom. Niemniej, uznaje się powszechnie, że nie można pomijać nierówności występujących po stronie odbiorców tylko dlatego, że podobne nierówności występują po stronie podażowej. Nawet amerykańskie komisie regulacyjne skłaniające się ku perspektywie korzyści ogólnospołecznych jako podstawowego kryterium przyznają potrzebę minimalizowania występujących nierówności.

Występuje szereg możliwości podejścia do pogodzenia problemów zmiany stawek, równości dystrybucji i konkurencyjności ZE z kryterium efektywności ekonomicznej. Obejmują one:

- * oferowanie programów pro-efektywnościowych w miejsce ulgowych stawek dla przemysłu,
- * złagodzenie harmonogramu wprowadzania nowych rodzajów zasobów po stronie popytowej,
- * minimalizowanie kosztów administracyjnych i zachęt materialnych oferowanych przez ZE przez racjonalizację,
- * rozkładanie oszczędności na płacących odbiorców i uczestników programu,
- * opracowywanie planów DSM (sterowania stroną popytową) wywierających ograniczone skutki na stawki, w drodze stosowania kombinacji programów o dodatnich i ujemnych konsekwencjach dla wysokości stawek,
- * oferowanie szerokiej gamy programów, umożliwiających powszechne uczestnictwo.

Oferowanie zróżnicowanego zestawu programów DSM

Wiele okręgów energetycznych prowadziło starania dla ograniczenia skutków w postaci redystrybucyjnych transferów w drodze oferowania programów stwarzających możliwości dla wszystkich kategorii odbiorców i wpływających na różnorodne rodzaje wykorzystania i zastosowań technologii. Związane z tym są programy nastawione na odbiorców o niskich dochodach. Innym podejściem dla zmniejszenia stopnia nierówności jest oferowanie programów z dostatecznie długim horyzontem czasowym dla umożliwienia dołączenia się do nich odbiorców którzy z różnych przyczyn nie skorzystają z takiej możliwości na początku programu.

Joskow (1988) dzieli się troską, że takie dążenie do złagodzenia nierówności w drodze dywersyfikacji programów może doprowadzić do promowania programów dla których nie istnieją realne bariery dla efektywnych inwestycji przez odbiorców, co prowadziłoby do społecznie nieefektywnego wykorzystania zasobów kapitałowych. Za troską tą kryje się założenie, że bariery stanowią okoliczność wyjątkową, występującą jedynie w przypadku niektórych kategorii odbiorców i zastosowań energii.

NWPPC i inne rejony energetyczne stosujące podejście nastawione na szeroką bazę odbiorców zgadzają się, że nie należy wprowadzać programów tam, gdzie nie prowadzą one do wprowadzenia dodatkowych inwestycji po stronie odbiorców. Wskazują jednak przy tym na dowody istnienia barier rynkowych i możliwości podwyższenia efektywności wykorzystania energii dla praktycznie wszystkich rodzajów zastosowań i kategorii odbiorców, jak to przedstawiono w części II. Co więcej, bariery rynkowe występują najostrzej w przypadku grup odbiorców o najniższych dochodach. W efekcie, zróżnicowana paleta programowa może przyspieszyć, a nie zwolnić przejście do ekonomicznie efektywnej alokacji kapitału.

Osiągnięcie równości w drodze ustawiania programów stwarzających równe szanse nie oznacza potrzeby oferowania wszystkim równego procentu możliwości do osiągnięcia oszczędności. Odbiorcy mają możliwość uzyskania oszczędności i równych korzyści przy niższych stawek w innych programach.

Ustawienie stawek programów RSP

Przy podejściu typu nabywanie zasobów po stronie popytowej jest ustawiane stawki w taki sposób, by podwyższone stawki utrzymywały się poniżej progów od którego odbiorcy przemysłowi zaczęli by rezygnować z usług sieci energetycznych lub przedsiębiorcy zaczęli by inwestować w inne źródła. Przykładem tego jest *California* (zob. w California's Electricity Industry Study, 1987). W tym przypadku sprawdzianem możliwości wystąpienia takiego sprawdzianu RIM (Rate Impact Monitor) mierzący wpływ na stawki. Sprawdzian RIM polega na wyliczeniu zmian w kosztach, zmianach stawek w danej sferze automatycznie powstaje ona programów dla określonych stosunek kosztów

do korzyści kształtuje się poniżej jedności, niezależnie od tego jak bardzo do tej jedności się zbliża.

Ważnym względem przy planowaniu czasowego rozłożenia programów jest sprawa sposobu, w jaki koszty programu włączają się do strumienia potrzeb przychodowych. W wielu stanach USA, wydatki na racjonalizację i wyrównywanie obciążeń mocy ponoszone przez ZE oparte są na zasadzie naliczania faktycznych kosztów, a nie na ryczałtowej stawce. W związku z tym, że metoda kosztowa oznacza prawie natychmiastowe odzyskanie wyłożonych sum, powoduje to efekt zabezpieczania z góry potrzeb w zakresie wysokości przychodów. Krótkookresowy ujemny wpływ na ustalanie wysokości stawek może więc wynikać głównie z przyczyn księgowych.

Minimalizacja kosztów realizacji programu

Doświadczenie w zakresie stosowanych przez ZE programów bodźcowych wykazuje, że za wyjątkiem grup odbiorców o najniższych dochodach, udaje się skłonić odbiorców do podejmowania inwestycji pro-efektywnościowych przy zastosowaniu zachęt materialnych w sposób istotny niższych od pełnego kosztu pierwotnego danego środka. Często przyjęta metoda realizowania programu (agenci odwiedzający odbiorców w ich mieszkaniach, programy oferowania rabatów przez dealerów, inne metody promocyjne) mogą podtrzymać lub zwiększyć procent uczestnictwa w stosunku doklasycznych programów oferowania ulg odbiorcom, obniżając przy tym wysokość bodźca materialnego potrzebnego dla zachęcenia odbiorcy do uczestnictwa w programie. Mimo, iż niektóre z tych sposobów podejścia do realizacji programu mogą spowodować zwiększenie kosztów administracyjnych, a więc odbić się również na wysokości kosztu ogólnospołecznego, zjawisko to wydaje się występować w ograniczonej skali. Przykładowo, niedawne systemowe porównania alternatywnych programów oświetlenia dokonane przez New England Electric System Co. sugerują, że przy odpowiednich założeniach programowych koszty administracyjne mogą zostać ograniczone do poziomu między 5% a 20% łącznego kosztu pozyskania zasobu (vide, np. Nadel 1988, Krause et al. 1989). W przypadkach, gdzie łączny koszt zasobu przy alternatywnych założeniach programowych pozostaje względnie stały, liczba środków nastawionych na kształtowanie strony popytowej, a spełniająca wymogi efektywności ogólnospołecznej również nie ulegnie istotniejszym zmianom. Z drugiej natomiast strony, zmiany w założeniach programu mogą spowodować znacznie głębszą redukcję wymogów w zakresie koniecznego poziomu przychodów (tj. administracja programu plus zachęty materialne), odpowiednio zmniejszając skutki w zakresie zmiany stawek. Dążąc do uzyskania tych pozytywnych zmian należy zwrócić uwagę, by nie spowodowały one regresywnego rozłożenia korzyści wynikających z programu.

Programy sterowania popytem a stawki preferencyjne dla przemysłu

Amerykańskie zakłady energetyczne częstokroć proponują preferencyjne "stawki rozwojowe" lub warunki "Lombardów" zawieranych z odbiorcami przemysłowymi. Bodźce te mają na celu albo zapobieganie przechodzeniu odbiorców na wykorzystywanie własnych źródeł energii albo zwiększenie zużycia przez sektor przemysłowy, powodując tym samym lepsze wykorzystanie posiadanych mocy energetyki. Zwykle ta metoda doprowadzania do większego zużycia traktowana jest jako sposób na obniżanie stawek, gdyż krótkookresowe koszty krańcowe kształtować się będą poniżej wysokości stawek dla przemysłu, oraz/lub utrata dużych odbiorców przemysłowych zwiększyłaby element kosztów stałych dla pozostałych odbiorców.

Jako alternatywę dla takich praktyk, Cavanagh (1988a) oraz Lovins i Gilliam (1986) zaproponowali, by ZE oferowały zakładom przemysłowym obniżki rachunków w drodze subwencji na rzecz zwiększania sprawności wykorzystywania energii w przemyśle, w wysokości równej wartości bieżącej rabatów w stawkach. Autorzy ci argumentują dodatkowo, że przy niebezpieczeństwie utraty odbiorców przemysłowych na rzecz innych dostawców energii, programy nakierowane na zwiększenie zużycia energii przez przemysł nie muszą doprowadzić do obniżki średniej stawki naliczanej przez system. Stawki "specjalne" powodowałyby dodatkowe obciążenie dla wszystkich odbiorców łącznie, tak jak powodują to przemysłowe programy DSM. California Public Utility Commission (CPUC 1988) wymaga obecnie, by zakłady energetyczne oferowały odbiorcom paletę opcji racjonalizacyjnych jako alternatywę rabatów w stawkach. Podobne podejście przyjęte zostało przez Connecticut Department of Utilities.

Autorzy ci twierdzą również, że dodatkowe obciążenie wszystkich odbiorców traktowanych łącznie mogłoby być niższe przy takich programach w porównaniu z metodą stosowania taryf "specjalnych". Przy zastosowaniu taryf "specjalnych" nie ma gwarancji utrzymania danych odbiorców przemysłowych lub uzyskania korzyści rozwoju ekonomicznego. Odbiorcy przemysłowi nadal mogą zrezygnować z usług sieci, choć nastąpi to w okresie późniejszym. Ogólnosystemowe ograniczenie inwestycji nakierowanych na podwyższenie sprawności może doprowadzić do zwiększonych nacisków na podwyżkę stawek z tytułu rozbudowy mocy, a to wcześniej, niż wystąpiłyby one w innym przypadku. Programy o efektywnościowej nie powodują takiego skutku.

Nieco więcej jest doświadczeń z programami nastawionymi na uzyskanie oszczędności energetycznych u odbiorców przemysłowych. Dostępne dane (1988-1986) wskazują, że jedynie największe korporacje przemysłowe w USA posiadają stałe programy wewnętrzne obniżania energochłonności. Większość firm mogłaby więc

skorzystał z programów DSM dla przemysłu. Wstępnym wyzwaniem dla ZE będzie wypracowanie odpowiedniej wiedzy dla opracowywania programów, które zostałyby uznane przez przemysł jako atrakcyjne. W istocie wiele zakładów energetycznych ma niezłe doświadczenia w zakresie programów dla przemysłu. Zatrudnianie agentów kontaktujących się z klientami, posiadających kwalifikacje inżynierskie lub podobne, już dawno okazało się skutecznym sposobem na dotarcie do odbiorców przemysłowych. Inne ZE korzystają z usług firm doświadczonych w zapewnianiu serwisu energetycznego i firm consultingowych dla celów realizacji własnych programów nakierowanych na przemysł. Potrzeba jest dodatkowych programów pilotowych w tym zakresie.

Układy dzielenia się osiągniętymi oszczędnościami

Wpływ wywierany na stawki z powodu utraconych przychodów może być neutralizowany w drodze umożliwienia nieuczestnikom i zakładom energetycznym udziału w oszczędnościach wypracowanych przez uczestników. W wielu przypadkach, inwestycje w zakresie zwiększania efektywności mogą, pod warunkiem odpowiedniego ich ustawienia, wpłynąć na stopę marży osiąganą przez zakład energetyczny, obniżając przy tym wysokość rachunków dla odbiorców i koszt ogólnospołeczny.

Przy podejściu związanym z dzieleniem się wypracowanymi oszczędnościami, ZE sprzedaje potrzebne odbiorcom usługi energetyczne po stawkach zbliżonych do stawek bieżących, i finansuje inwestycję po stronie popytowej tak, jak gdyby sam był właścicielem lokalu czy urządzenia. Układ ten zbliżony jest do podejścia wykorzystującego strony trzecia, zastosowanego przy inwestycjach w zakresie energii słonecznej i podobnych. Odbiorcy otrzymaliby motywację do uczestnictwa, ze względu na możliwość otrzymania, bez kłopotów, bez udziału wysiłku własnego, przy niskim ryzyku - niewielkich, jednak pewnych oszczędności finansowych bez potrzeby wykładania z góry środków własnych, i optowałoby za takim rozwiązaniem w miejsce alternatywy zakupu i zainstalowania urządzenia na własny rachunek, wiążącej się z większym ryzykiem i kłopotami.

Po to, by mógł zadziałać program podziału korzyści w formie oszczędności, ZE musiałby w większości przypadków zadowolić się odzyskaniem jedynie części utraconych przychodów. Nawet jednak przy takim rozwiązaniu koszt własny wprowadzenia programu dla zakładu energetycznego byłby zminimalizowany, co dopomogłoby w utrzymaniu podwyżek stawek poniżej poziomu prognozy niebezpieczeństwa. Przedwczesnym byłoby jeszcze mówić na ile to podejście ograniczyłoby udział w programie i lub skomplikowałoby wysiłki marketingowe ZE.

Budowa planu DSM o ograniczonych konsekwencjach, stosującego kombinację programów

Zakłady energetyczne mogą uzyskać możliwość łączenia programów z zestawu społecznie opłacalnych kierunków działania w taki sposób, by programy prowadzące do obniżenia stawek kompensowały częściowo lub w całości efekty programów powodujących nacisk na podwyżkę stawek. Tego typu wzajemne subsydiowanie może okazać się realne w przypadku użytkowników korzystających z danej klasy taryfowej, w ten sposób nie wypaczając ustalonych układów wzajemnego subsydiowania.

Jakie skutki na stawki mogą wyrzucić proponowane strategie?
Wybrane przykłady liczbowe

Po to, by lepiej unaocznic wpływ, jaki opcje zwiększania efektywności wykorzystania mogą wyrzucić w praktyce na kształtowanie się stawek za elektryczność, pożytecznym będzie rozważenie kilku uproszczonych przykładów liczbowych. Poniżej przedstawiamy opracowane przez nas przykłady oparte na dwóch rodzajach scenariuszy. Pierwszy zestaw przykładów ilustruje jak strategie związane z produkcją energii mają się do strategii nakierowanych na stronę popytową w sytuacji istnienia nadmiaru mocy, przyjmując wyłącznie krótkookresowy horyzont czasowy. Drugi zestaw przykładów zakłada sytuację niedoboru mocy i stosuje dłuższy horyzont czasowy. Większość zakładów energetycznych znajduje się w sytuacji mieszczących się pomiędzy tymi sytuacjami granicznymi, przesuając się z czasem z pierwszej do drugiej sytuacji lub na odwrót.

W poniższej tabeli IV-1 przedstawiamy szereg ścieżek dla zabezpieczania zasobów możliwych do przyjęcia w każdej sytuacji. Przykłady, które nawiązują do podobnego scenariusza symulacyjnego opracowanego przez NWPPC (1988), Plunketta (1988a), Lovins i Gilliama (1986) oraz Costello (1985), opracowane zostały w sposób ilustrujący różne przedstawione wcześniej podejścia i problemy.

Naszym podstawowym przykładem jest zakład energetyczny posiadający zainstalowane moce rzędu 17 GW, wytwarzający 100.000 GWh rocznie. Koszt stały wytwarzania przez istniejące instalacje zakłada się na 3,5 centa za kWh, co stanowi kwotę równą krótkookresowemu kosztowi krańcowemu uwzględniającego koszt strat w przesyłce/dostawie. Koszty zmienne nakładają się na poziomie również 3,5 centa za kWh, co daje łączną stawkę bieżącą w wysokości 7 centów za kWh. Takie proporcje kosztów odzwiercadszyłyby więcej więcej przeciętnej stawce za energię elektryczną w USA.

Wg informacji US EIA (1986, 1992) o 11,44% (średni) stawkę przewidywaną na 1990 r. reprezentowało koszt inwestycji kapitałowych, pozostałe 56% kosztu pokrywa eksploatacja i remonty. Średnia stawka 6,7 c/kWh dla ZE byłaby własnością inwestorów.

Koszt zasobów po stronie popytowej bazuje na ogólnych proporcjach krzywej podaży z części II, która bazuje na szczegółowej analizie empirycznych danych zakładów energetycznych. Dla osiągnięcia skromnych oszczędności (5% obciążenia), ich łączny koszt zasobu przyjmowany jest na 1 cent za kWh. Dla osiągnięcia oszczędności 10%, koszt ten przyjmowany jest na 2 centy za kWh, a dla oszczędności 25% - 3 centy za kWh. Koszt danego zasobu dla zakładu energetycznego oscyluje pomiędzy 0,5 centa a 3 centami za kWh.

Każda ze strategii poddawana jest analizie pod kątem jej wpływu na kształtowanie stawek, na globalną wartość bieżącą potrzeb w zakresie wysokości wpływów, oraz na bieżącą wartość globalnego kosztu zasobu. Wartość bieżąca kosztów wyliczana jest dla okresów 5 i 15 lat, przy zastosowaniu procedury uproszczonej.⁹⁾ Łączne potrzeby przychodowe równe są sumie kosztów bezpośrednich ponoszonych przez zakład energetyczny na produkcję energii i na zasoby po stronie popytowej. Globalny koszt zasobu, stosowany tutaj jako w przybliżeniu oddający koszt ogólnospołeczny, równy jest wartości bieżącej potrzeb przychodowych plus koszty ponoszone przez odbiorców na zasoby strony popytowej.

Nadmiar mocy / 5-letni horyzont czasowy

W scenariuszu tym zapotrzebowanie na energię w okresie 5 lat zwiększa się o 10%, które zakład jest w stanie obsłużyć z już istniejących mocy.

Strategia 1a: Strategia wytwarzania/promowania zwiększonego zużycia. W tym przypadku zakład energetyczny jest w stanie obsłużyć zwiększone zapotrzebowanie z istniejących mocy, i może zastosować strategię promowania zwiększonego zużycia. Koszt krańcowy wytwarzania (uwzględniający straty przesyłu/dystrybucji) wynosi 3,5 centa za kWh. Poziom potrzebnych do uzyskania przychodów rocznych wzrasta o 3350 mln \$, a stawki ulegają obniżce o 5%.

⁹⁾ Procedura ta ma na celu głównie ułatwienie dokonywania porównań, a w mniejszym stopniu ma odzwierciedlać konkretną ścieżkę kosztową wiążącą się z daną strategią. Stan systemu odpowiednio w roku 5 i w roku 15 oceniany jest tak, jak gdyby każdy z nich reprezentował nowy stan równowagi trwałej systemu energetycznego. Wartość bieżąca tego stanu równowagi trwałej obliczana jest następnie dla okresów odpowiednio 5 i 15 lat. Otrzymana różnica w koszcie wartości bieżącej jest wyższa od różnicy, jaka wynikłaby ze szczegółowej analizy faktycznej ścieżki dojścia do każdego z tych stanów końcowych. Z drugiej strony, zamrożenie tego stanu końcowego systemu na okres wykraczający poza rok 5 czy odpowiednio rok 15 pomija fakt, że różnice kosztów zastosowania poszczególnych strategii powiększałyby się w miarę upływu czasu.

Łączna wartość bieżąca potrzebnych do uzyskania przychodów (w tym przypadku identycznych z łącznym kosztem zasobu) wzrasta o około 1,25 mld \$ lub około 5%.

Strategia 2a: Programy strony popytowej poddawane sprawdzianowi nieuczestnika. ZE eksploatuje zasoby strony popytowej. Mimo, iż są one tańsze niż krótkookresowe koszty krańcowe (vide część II), różnica między krótkookresowym kosztem krańcowym a średnimi stawkami jest ujemna. W efekcie, programy strony popytowej nie spełniają wymogów sprawdzianu nieuczestnika. Strategia 2 staje się identyczna ze strategią 1

Strategia 3a: Programy strony popytowej podlegające sprawdzianowi społecznemu. Zakład energetyczny odkrywa, że zasoby strony popytowej możliwe do zainstalowania w ciągu 5 lat wystarczą z nadwyżką na skompensowanie spodziewane przyrostu zapotrzebowania (vide część II). Zakład zmierza do ograniczenia wzrostu zapotrzebowania jedynie o połowę, czyli 5.000 GWh. Umożliwia to też zakładowi skoncentrowanie się w pierwszym rzędzie na najniższych kosztowo zasobach strony popytowej. Jest w stanie uzyskać (zakupić) zakładane oszczędności przy koszcie programu wynoszącym 0,5 centa za zaoszczędzoną kWh.¹⁰⁾ W rezultacie, potrzeby uzyskania rocznych przychodów za dodatkowo wytworzoną energię wyniosą 175 mln \$, podczas gdy zasoby strony popytowej zapewniający tyle energii elektrycznej co urządzenia produkcyjne dadzą dalsze 25 mln \$. Łączne potrzebne przychody roczne wzrosną do poziomu 7,2 mld \$. Stawki obniżą się o 2% do poziomu 6,86 centa za kWh. W porównaniu ze strategią produkowania energii, stawki będą o 2,7% wyższe. Łączna wartość bieżąca jest niższa o 540 mln \$ lub o 2,1% w porównaniu ze strategią zapewnienia mocy przez jej wytworzenie.

Wartość bieżąca kosztów odbiorców dla inwestycji strony popytowej wynosi tylko ok. 90 mln \$. W efekcie, łączne koszty zasobu kształtują się nadal na poziomie około 450 mln \$, czyli o 2% niżej niż w przypadku strategii wytwarzania energii

Niedobór mocy / 15-letni horyzont czasowy

W scenariuszu tym, przyrost obciążenia i wymuszone przez rynek podwyższenie efektywności zwiększają zapotrzebowanie o 20%. Planem wyjściowym jest zapewnienie pokrycia tego zapotrzebowania przez zainstalowanie dodatkowych mocy.

¹⁰⁾ To ograniczenie wzrostu stawki i koszt zaoszczędzonej energii wynosi mniej więcej tyle samo, ile osiągnęła Southern California Edison Co. stosując zakrojone na szeroką skalę programy w początkach lat osiemdziesiątych.

Strategia 1b. Całe zapotrzebowanie ma być pokryte przez nowe moce po koszcie 7,5 centa za kWh. Komisja regulacyjna dokłada dopłatę na koszty zewnętrzne w wysokości 1 centa za kWh, co daje łączny koszt w wysokości 8,5 centa za kWh. Koszty paliwa dla istniejących urządzeń również wzrastają, powodując ukształtowanie się średniego krótkookresowego kosztu krańcowego na poziomie 4 centów za kWh. W rezultacie, potrzebny poziom przychodów dla zapewnienia produkcji energii elektrycznej na poziomie roku bazowego w roku bazowym wzrasta z 7 mld \$ na 7,5 mld \$. Nowe moce dodają dalsze 1,7 mld \$, dając łączną wysokość koniecznego poziomu przychodów rocznych na poziomie 9,2 mld \$. Stawki wzrastają o 10% w porównaniu do roku bazowego, do 7,67 centów za kWh. Łączny potrzebny przychód w wartości bieżącej wzrasta z 46,8 mld \$ do 61,5 mld \$, czyli o 31% w porównaniu ze scenariuszem bazowym.

Strategia 2b. Zgodnie z wynikami sprawdzianu nieuczestnika, zakład energetyczny może wydatkować do $8,5 - 7,5 = 1,0$ centa za kWh na uruchomienie zasobów strony popytowej. Z badań przeprowadzonych przez inne jednostki i z własnych programów pilotowych, zakład energetyczny orientuje się, że największe oszczędności mogłyby zabezpieczyć przy łącznym

Strategia 2b.

Zgodnie z wynikami próby przeprowadzonej dla użytkowników nieuczestniczących w programie, Zakłady Energetyczne mogą wydać nawet $8,5 - 7,5 = 1,0$ centa/kWh na zasoby po stronie konsumentów. Jak wynika to z badań prowadzonych przez inne ośrodki oraz z własnych programów pilotażowych Zakładów Energetycznych, Zakłady Energetyczne mogłyby pokryć koszty większości z oszczędności przy koszcie całkowitym zasobów wynoszącym 2 centy/kWh lub mniej, a koszt programu wyniósłby 1 cent/kWh. Okazuje się również, że na obszarze zaopatrywanym przez dane Zakłady Energetyczne zasoby tę stanowią znaczącą część całej podaży i mogłyby dostarczyć około 10 tys. GWh. Przy zakupie tychże zasobów, co rocznie wymagałoby wpływów w wysokości 100 mln dolarów, całkowita suma wymaganych wpływów zostałaby obniżona do 8,45 miliarda dolarów. Stawki utrzymane są na tym samym poziomie jak przy strategii 1b. Całkowita wartość obecnie wymaganych wpływów obniżona zostaje o 5,0 miliardów dolarów, lub 8,2% poniżej ich poziomu wyliczonego przy strategii wytwarzania. Nawet licząc na podstawie całkowitego kosztu zasobów, strategia ta pozwala zaoszczędzić 4,4 miliarda dolarów w porównaniu z przypadkiem wytwarzania.

Strategia 3b.

Zgodnie z wynikami próby kosztów społecznych Zakłady Energetyczne mogą wydać nawet 8,5 centa/kWh na zasoby po stronie konsumentów. W tym przypadku koszt zasobów, który jest niższy niż zaoszczędzone 8,5 centów/kWh wynosi średnio 3 centy/kWh (patrz roz. II). Ze względu na ryzyko ocieplenia się klimatu na Ziemi Zakłady Energetyczne pragną ograniczyć całkowite zapotrzebowanie na energię do poziomu 90% w porównaniu z rokiem, który przyjęto za podstawę do niniejszych obliczeń. Z powodu braku doświadczenia co do tego, jakie bodźce gospodarcze należy zastosować, aby zwiększył się poziom inwestycji po stronie użytkowników, Zakłady Energetyczne zdecydowały się na niepodjęcie ryzyka i proponują pokrycie w prawie stu procentach kosztów tychże zasobów, czyli średnio 3 centy/kWh. (Należy zauważyć, że koszty, na podstawie których obliczono tę średnią obejmują również programy o znacznie wyższym koszcie jednostkowym.) W skali rocznej wpływy wymagane na inwestycje po stronie użytkowników wynoszą do 900 milionów dolarów. Dzięki tym bodźcom gospodarczym Zakłady Energetyczne obniżają popyt do poziomu 90% w stosunku do roku branego za podstawę do niniejszych obliczeń. Dzięki zmniejszeniu wsadu, Zakłady Energetyczne mogą wyłączyć te jednostki, których koszty bieżące przekraczają średnią. To z kolei obniża średnie koszty bieżące w istniejących elektrowniach do 3,5 centów/kWh. Roczne wymagane wpływy na pokrycie kosztów wytwarzania są niższe i wynoszą 6,3 miliarda dolarów. Plan zasobów Zakładów Energetycznych zakłada również, że w skali długoterminowej popyt utrzyma się na poziomie 90% lub mniej, dzięki dużym niewłączanym zasobom własnym użytkowników, wprowadzaniu coraz nowocześniejszych technologii, trosce o zapobieganie ociepleniu klimatu na Ziemi i coraz doskonalszym programom. Dlatego Zakłady Energetyczne decydują się na zwracanie użytkownikom części sum, które wpłacałoby na amortyzację netto pracujących elektrowni o niepotrzebnej mocy. Suma zwracana w skali rocznej wynosi 100 mln dolarów. Aby obliczyć dolną granicę tego składnika zakłada się, że stopa amortyzacji jest proporcjonalna, a okres całkowitej amortyzacji wynosi 30 lat. Po 15 latach elektrownia zamortyzowałaby się w połowie. Pod uwagę bieżącej sumy wliczają się jedynie 10% działających elektrowni na stałe przekazanych pod zarządek użytkowników. Po skończeniu tego przekazywania po piętnastu latach, wymagane wpływy obniżono by o $3,5 \text{ miliarda dolarów} \times 0,10 \times 0,5 = 0,175 \text{ miliarda dolarów}$. Z tej sumy całkowitej wliczona jest jedynie suma związana z kosztami wytwarzania, ponieważ sieć przesyłowa i inny sprzęt zależne są bardziej od liczby

użytkowników ni od ilości sprzedanej energii. Zakłada się, że ta brana pod uwagę suma wynosi 100 mln dolarów. Podobnie jak w przypadku wszystkich innych czynników, konieczne są bardziej szczegółowe badania, jeżeli chce się podać jej dokładniejszą wartość.

W ten sposób całkowite wymagane roczne wpływy obniżone są do poziomu 7,1 miliarda dolarów. To zaś oznacza stawki w wysokości 7,89 centa/kWh, czyli 3% wzrost w stosunku do strategii wytwarzania.

W międzyczasie całkowity poziom wymaganych wpływów (w tym przypadku równych całkowitym kosztom zasobów) obniżony jest do 14 miliardów dolarów, czyli 23% mniej niż w przypadku wytwarzania.

Strategia 4b.

Zgodnie z tym scenariuszem Zakłady Energetyczne dopasowują dokładnie mechanizmy dostarczania do swoich programów kształtowania popytu i obniżają wysokość bodźców finansowych koniecznych, aby użytkownicy podejmowali inwestycje. W konsekwencji tego koszt tych programów obniża się do 2 centów/kWh. Stawki są 1,5% niższe niż w przypadku wytwarzania i wynoszą 7,56 centów/kWh. Całkowita obecna wartość wymaganych wpływów jest wtedy mniejsza o 16,1 miliarda dolarów, czyli 26% niższa niż w przypadku wytwarzania. Te wymagane wpływy są nawet o 3% niższe niż w przypadku, który przyjęto za podstawę do obliczeń. Całkowity poziom wymaganych wpływów jest także niższy o około 2 miliardy $+(3)$ /dolarów od całkowitego kosztu zasobów, które liczone są w tej samej wysokości, jak w strategii 3b.

Strategia 5b.

Przy tym podejściu Zakłady Energetyczne zachęcane są do podejmowania działań polegających na inwestowaniu przez użytkowników, na zasadach podziału oszczędności lub dzierżawienia sprzętu. Podobnie jak w przypadku innych programów zakładających uczestnictwo osób trzecich, Zakłady Energetyczne oferują zaspokojenie części zapotrzebowania użytkowników na elektryczność poprzez inwestycje ze strony użytkowników w zamian za stawki ulgowe w wysokości 6,0 centów/kWh. Stawki dla danego użytkownika są wtedy niższe o 1,6 - 1,8 centa/kWh w porównaniu do przypadku 1b-4b. Zakłady Energetyczne pokrywają całkowity koszt zasobów dla tych oszczędności, podobnie jak w przypadku 3b, lecz również zarabiają zaoszczędzone 3 centy/kWh. Te dodatkowe wpływy wynikające z podziału oszczędności obniżają całkowity roczny poziom wymaganych wpływów do 6,20 miliarda dolarów. Stawki są niższe o 10% wynosząc 6,89 centa/kWh. Cała obecna wartość wymaganych dochodów jest niższa o 20,1 miliarda dolarów, czyli 33% niż w przypadku strategii wytwarzania. Całkowity obecny poziom kosztów zasobów pozostaje na tym samym poziomie jak przy strategii 3b i 4b.

Dyskusja.

Znowu należy zaznaczyć, że dane dotyczące kosztów związanych z zasobami użytkowników oraz związane z nimi obliczenia ich procentowego wpływu na stawki mogą okazać się w znacznym stopniu inne niż w opisanych tu przypadkach. Komisje i Zakłady Energetyczne powinny upewnić się co do struktury podaży zapewnianej przez potencjał po stronie użytkowników przed przyjęciem któregoś z poniższych wniosków. Założenia dotyczące kosztów wykorzystane do przeprowadzonych wyżej analiz powstały w oparciu o szczegółową analizę ekonomiczno-społeczną przeprowadzoną dla Michigan (badania te zostały opisane w rozdziale II). Przy zachowaniu powyższych założeń zaobserwowano następujące ogólne tendencje: 1) Straty społeczne wynikające z zastosowania

kryteriów próby użytkowników przy dokonywaniu selekcji programów mogą okazać się bardzo poważne, nawet przy istnieniu zbędnego potencjału i jeżeli rozważa się jedynie perspektywę krótkoterminową. (porównując 3a i 2a) Jeżeli, co jest słuszniejsze, rozważymy perspektywę długoterminową i weźmiemy pod uwagę zapotrzebowanie na nowy potencjał, wtedy te straty społeczne mogą sięgać rzędu 10 miliardów dolarów przy obecnej wartości na jednym tylko większym obszarze zaopartywania w energię (3b, 4b oraz 5b w porównaniu z 1b i 2b). Mimo iż zastosowanie kryterium wymaganych wpływów (od wszystkich użytkowników) zaniży straty społeczne wynikające z umieszczenia zasobów u użytkowników, to i tak mało prawdopodobne jest aby takie działania miały iść i negatywne skutki z punktu widzenia społecznego, o ile średni koszt całkowity tych zasobów utrzymany jest na niskim poziomie. W wielu przypadkach ten średni koszt może okazać się niski, lub nie wyższy od krótkoterminowego kosztu krańcowego.

Nawet jeżeli różnica między średnimi stawkami długoterminowymi kosztami krańcowymi jest niewielka, tzn. w granicach 1 centa/kWh, może okazać się po przeprowadzeniu próby dla użytkowników nieuczestniczących w programie, że mimo wszystko i tak osiągnięto znaczne oszczędności (2b). Jest to prawda dzięki dwóm cechom zasobów u użytkowników: (1) Zakłady Energetyczne często potrafią skłonić użytkowników do inwestowania ponosząc jedynie niewielką część całkowitych kosztów takich inwestycji podejmowanych przez użytkowników; (2) krzywa podaży zaoszczędzonej energii jest raczej nieelastyczna, jak to pokazano na wykresie II-2, roz. II). W przypadkach kiedy przeważają wyżej opisane cechy charakterystyczne zasobów mocy u użytkowników, wpływ różnicy w stawkach wyliczonych na podstawie próby społecznej a na podst. próby uczestnika nieuczestniczącego może okazać się niezbyt ważna, tak długo, jak długo różnice między kosztem krańcowym a średnim kosztem pozostają w granicach 1-2 centy/kWh lub więcej (2b w porównaniu z 3b i 4b).

Z tych samych powodów, włączanie kosztów związanych z ochroną środowiska przy określaniu kosztu krańcowego dostarczania energii jest bardzo ważne przy planowaniu nastawionemu na najniższe koszty. Jak to przedstawiono przy strategii 2b, stosunkowo niewielkie poprawki wniesione do kosztu krańcowego (rzędu 1-2 centów/kWh) mogą pozwolić na znaczne zwiększenie potencjału zasobów mocy u użytkowników, które można by zakupić bez znacznego podnoszenia stawek. Ten wniosek także jest prawdziwy w przypadku, kiedy krzywa podaży mocy zasobów u użytkowników jest zbliżona kształtem do wykresu II-2. W przypadkach, kiedy istnieje zbędna moc, różnica w stawkach wynikająca z porównania zwiększania wsadu i podniesieniem wydajności po stronie popytu może okazać się niewielka, rzędu kilku procent (3a w porównaniu z 2a). Innymi słowy, w przypadkach istnienia zbędnej mocy, wpływ, jaki będą miały na stawki programy zadowalające kryteria społeczne, lecz nie zadowalające kryteriów próby dla użytkowników nieuczestniczących może okazać się wyższy niż kilka procent (3a w porównaniu z 2a).

Jeżeli ochrona środowiska i czynniki techniczne doprowadzą do trwałego ograniczenia popytu, wpływ na stawki powinien być nieco mniejszy poprzez zwrócenie użytkownikom części oszczędności powstałych w wyniku zastępowania elektrowni (3b, 4b i 5b).

Udoskonalenia w dziedzinie programu dostarczania i wydajności mogą znacznie zmniejszyć wpływ na stawki (4b i 5b w porównaniu z 3b). Podejściem, które w największym stopniu umożliwi wyeliminowanie wpływu na stawki zgodnie z kryteriami społecznymi, mógłby być pomysł podziału oszczędności (5b w

porównaniu z 1b-4b). W sprzyjających warunkach podział oszczędności może przyczynić się do pokrycia kosztów stałych w równym stopniu co wpływy ze sprzedaży energii.

Przy takim zaplanowaniu programów Zakłady Energetyczne mogą angażować się w daleko posunięte programy nakierowane na użytkowników, mające na celu nadmierne zrekompensowanie wzrostu popytu (np. ze względu na ochronę środowiska) utrzymując stawki na poziomie niższym niż w przypadku dalszego niezakłóconego wzrostu (4b i 5b w porównaniu z 1b).

Przedstawione wyżej przykłady w niewystarczającym stopniu pokazują konieczność wyboru właściwego okresu czasu, dla którego oblicza się nie poniesione koszty. Analiza statystyczna w oparciu o okres przybliżony nie bierze pod uwagę faktu, że wraz z upływem czasu koszty nie poniesione mogą wzrosnąć. Jeżeli wybrany zostanie właściwy okres czasu programy C&LM mogą obniżyć średnie stawki do poziomu niższego, niż gdyby programów tych nie podejmowano. Problem ten wraz z innymi zagadnieniami dotyczącymi kosztów nie poniesionych przedstawiony jest w rozdziale V.

Szegółowa analiza rozłożenia w czasie, niepewności i ryzyka. Wyżej opisane przykłady mają tę przewagę, że są przejrzyste, lecz nie są one poparte poszczególnymi, dynamicznymi sytuacjami. Dlatego dokonamy teraz przeglądu dwóch najnowszych metod przeprowadzania analizy, zgodnie z którymi problem rozłożenia w czasie programów nakierowanych na użytkowników rozważany jest w sposób bardziej zaawansowany. Pierwszą z nich jest przeprowadzanie szeregu szczegółowych analiz w oparciu o Model Analizy Polityki Oszczędzania Energii (CPAM) opracowany przez zarząd mocy Bonneville Power Administration, a w skrócie przedstawiony przez Forda i Geinzer (1986). Druga metoda to metoda DSM zawarta w najnowszym raporcie PG&E w ramach procesu Kalifornijskiej Metodologii Powszechnego Prognozowania (1986).

Oba badania są ważne nie tylko ze względu na to, że w sposób szczegółowy analizują skutki programów, ale ponieważ również zajmują się one podstawowym zagadnieniem, które nie jest wcale ujęte przy standardowych metodach obliczania stosunku kosztów do korzyści, tj. zakresu, w jakim programy nakierowane na użytkowników mogłyby posłużyć do zminimalizowania ryzyka ponoszonego przez użytkowników wynikającego z niepewności przyszłej sytuacji gospodarczej, itp.

Ford i Geinzer odkryli, że nawet w sytuacji, kiedy nadmierny potencjał istnieje przez dziesięć lat lub więcej, użytkownicy nie uczestniczący w programach korzystaliby ze stawek ulgowych we wszystkich przypadkach z wyjątkiem intensywnych programów nastawionych na użytkowników, ponieważ negatywny wpływ na stawki w pierwszych latach jest zrekompensowany przez niższe stawki w latach późniejszych. W centrum zainteresowania metody analizy CPAM Forda i Geinzer znajdują się właśnie takie bardziej intensywne programy niekierowane na użytkowników.

Porównują oni strategię programów "błyskawicznych" i programów "łagodnych" biorąc pod uwagę wpływ, jaki wprowadzenie takich programów może mieć na stawki oraz związane z nimi koszty społeczne (i jedno i drugie na średnim poziomie w okresie dwudziestu lat). Strategia "błyskawiczna" zakłada wprowadzenie pakietu programów dla osiedli mieszkaniowych, firm i przemysłu, przy czym Zakłady Energetyczne pokrywają całkowite koszty działań podejmowanych po stronie użytkowników, w wyniku czego stawki dla użytkowników objętych programem są wyższe niż przy zastosowaniu programów "łagodnych".

Strategia "łagodna" oparta jest o ten sam pakiet programów, lecz zakłada ona mniejsze bodźce finansowe, co wiąże się z niższymi stawkami dla uczestniczących w programie. Taki mniejszy udział w programie wiąże się z rozciągnięciem w czasie skutków programu.

Dzięki polityce "błyskawicznej" zaoszczędza się 1,4 miliarda dolarów na kosztach społecznych, lecz podnosi ona nieco stawki, o 0,075 centa/kWh, czyli o ok. 1,5%. Program "łagodny" obniża korzyści społeczne o ok. 30% do 1 miliarda dolarów, lecz jednocześnie obniża stawki o 0,01 centa/kWh, czyli o ok. 0,2%. Aby przedstawić jeszcze dokładniejszy obraz sytuacji, Ford i Geinzer przeprowadzili także analizy niewiadomych, gdzie rozwój gospodarczy regionu, eksport energii elektrycznej, struktura przemysłu na danym terenie, jak również inne czynniki mogły zmienić sumę nie poniesionych kosztów. W tym przypadku strategia "błyskawiczna" wykazywała bardziej zróżnicowane oszczędności społeczne i miała większy wpływ na stawki. W pewnym momencie przewaga strategii "błyskawicznej" nad "łagodną" może zwiększyć się lub zniknąć. Przy programie "łagodnym" wzrost stawek, nawet w najbardziej ekstremalnych przypadkach, byłby ograniczony do poziomu nie przekraczającego 0,018 centa/kWh.

Reasumując, Ford i Geinzer odkryli, że stosowane w szerokim zakresie udoskonalenia w dziedzinie energooszczędności nowych budynków na terenie objętym systemem Bonneville Administration niepewność co do wsadu była o 24% mniejsza niż w przypadku, z którym je porównywano, zaś niepewność odnośnie poziomu przyszłych stawek była o 22% mniejsza.

Analiza PG&E wykorzystywała podejście dotyczące niepewności podobne do tego stosowanego przez Forda i Geinzer. Zamiast opracowywać plan programów nakierowanych na użytkowników, które sprawdziłyby się w określonych sytuacjach w przyszłości, opracowywała ona plany, które sprawdzałyby się przy szeregu różnorodnych założeń. Przeanalizowano sto scenariuszy wraz z programami i bez nich w celu sporządzenia mapy takich różnorodnych warunków. Zwłaszcza za sztywny plan wprowadzania grupy programów DSM był porównywany z elastycznym planem ich wprowadzania.

Wyniki PG&E pokazały, że przy wprowadzaniu elastycznym, wzrost stawek mógłby być ograniczony do 0,1% lub podobnie w początkowym okresie dziesięciu lat, przy znacznym spadku stawek w ciągu drugiego dziesięciolecia. Sztywny plan wprowadzania wiązał się ze wzrostem stawek wynoszącym około 1% w okresie pierwszych dziesięciu lat. Obniżki stawek w ciągu następnych dziesięciu lat były takie same.

Przy obu tych metodach w niewystarczającym stopniu brano pod uwagę pogląd, że negatywny wpływ na stawki wynikający z wprowadzania programów nakierowanych na użytkowników mógłby być w znacznym stopniu lub całkowicie uniknięty jeżeli programy dopasowano by co do rodzaju, rozłożenia w czasie, oraz wielkości do zapotrzebowania na źródła energii.

Podsumowanie.

Przykłady te sugerują, że można bardziej ograniczyć warunki, w których programy C&LM powodowałyby wzrost stawek w związku z programami nastawionymi na użytkowników i że wielkość ich wpływu na stawki może być bardziej ograniczona niż się to powszechnie uważa. Dokonując przeglądu programów nastawionych na zarządzanie źródłami przez użytkowników, szczególną uwagę należy zwrócić na następujące zagadnienia:

Jaka jest struktura krzywej podaży w przypadku poprawy wydajności?
W przypadku, kiedy posiada się zbyt duże źródła mocy, programy wdrażane przez Zakłady Energetyczne mogłyby skupić się na tej części źródeł mocy, których koszty są najniższe.

Czy rozważano dzielenie się oszczędnościami jako jedną z opcji?
To podejście mogłoby zapewnić ulgowe stawki, które zrekompensowałyby programy mniej korzystne, choć w dalszym ciągu skuteczne z punktu widzenia kosztów społecznych.

Czy nie poniesione koszty określone są dla właściwego okresu czasu?
Tym razem okres ten powinien być przynajmniej tak długi, jak okres stosowania programów C&LM, co w wielu przypadkach równe jest standardowemu okresowi, którego dotyczą plany (15-20 lat).

Czy dynamiczny wpływ na rozwój, amortyzację elektrowni oraz koszty bieżące zostały wzięte pod uwagę? Jeżeli nie, to wyliczony wpływ na stawki mógłby okazać się zbyt wysoki.

Czy ryzyko zostało włączone do analizy oraz, jeżeli tak, to w jaki sposób zmienia to znaczenie wpływu na dystrybucję i dbanie o konkurencyjność ?

Opłacalność programów nakierowanych na użytkowników.

Wiele amerykańskich komisji regulacyjnych zauważyło, że mimo wyżej przedstawionych możliwości uniknięcia lub zminimalizowania wpływu, jaki programy nastawione na użytkowników mają na stawki, na ogół Zakłady Energetyczne są niezbyt chętne aby w pełni zmobilizować wydajny pod względem kosztów potencjał źródeł mocy u użytkowników. Komisje regulujące i inni przeprowadzający analizę sytuacji doszli do wniosku, że zastosowanie na szeroką skalę planowania nastawionego na najniższe koszty może w dużej części zależeć od przeprowadzenia reform w zakresie przepisów, które podniosą zyskowność inwestycji czynionych przez użytkowników z punktu widzenia udziałowców Zakładów Energetycznych (Wellinghoff 1987, Moskovitz 1988, Whittacker 1988, NARUC 1988). Jak to jest powiedziane w dokumencie NARUC Komitetu Oszczędzania Energii: „Im 0.50” „Dla użytkowników planowanie Zakładów Energetycznych nastawione na najniższy koszt powinno być planem najbardziej opłacalnym. Jednakże ponieważ coraz większa sprzedaż energii podnosi zyski, tradycyjne obliczenie stopy dochodów na ogół pokazuje Zakładom Energetycznym, że dochody ze źródeł mocy po stronie użytkowników są znacznie niższe niż z tych po stronie dostawców. Z tego powodu chęć osiągnięcia zysku zwykle zachęca Zakłady Energetyczne do inwestowania w źródła mocy po stronie dostawców energii, nawet kiedy alternatywne źródła mocy po stronie użytkowników są wyraźnie wskazane w planie zasobów jako włączające się z najniższymi kosztami.

Utrata zysków przez Zakłady Energetyczne wynikająca ze zwrócenia się przez nie bardziej w stronę źródeł po stronie użytkowników stanowi poważną przeszkodę na drodze wdrażania planowania nakierowanego na najniższe koszty. Należy zająć się tą przeszkodą w stosowaniu planowania nastawionego na najniższe koszty. Wskazano już mechanizmy rozwiązywania tego problemu utraty zysków. Dlatego zgodnie ze stanowiskiem Komitetu Oszczędzania Energii stanowe komisje powinny: *) wymagać aby ich Zakłady Energetyczne stosowały planowanie nastawione na najniższe koszty; *) wziąć pod uwagę utratę potencjalnych zarobków związaną z wykorzystaniem źródeł mocy po stronie użytkowników; a także *) przyjąć odpowiednie mechanizmy rekompensowania Zakładom

Energetycznym utraconych zarobków poprzez skuteczne wdrażanie programów nastawionych na użytkowników stanowiących składnik planowania mającego na celu osiągnięcie jak najniższych kosztów oraz usiłować, aby taki plan nastawiony na najniższe koszty był dla Zakładów Energetycznych najbardziej opłacalnym planem źródeł mocy.

Komitet ten określił kilka mechanizmów rozwiązania problemu utraty zysków, począwszy od usuwania bodźców negatywnych poprzez uniezależnianie zysków przedsiębiorstwa od krótkoterminowego poziomu sprzedaży, skończywszy na pozwalaniu Zakładom Energetycznym na czerpanie zysków z usług świadczonych bezpośrednio u użytkowników. Tabela IV-2 zawiera listę możliwych mechanizmów wskazanych przez NARUC.

Wiel (1988) wskazuje na wiele warunków, które powinny być spełnione przez nowe idealne zasady ustalania stawek - nie powinny one nagradzać zwiększonych inwestycji mających na celu zwiększenie sprzedaży, powinny natomiast nagradzać energooszczędne udoskonalenia w takim stopniu, aby pokrywało to utracone zyski potencjalne z nieenergooszczędnych inwestycji i sprzedaży energii. Co więcej, zmiana w zasadach ustalania stawek powinna pozwolić na uniknięcie potencjalnej stronniczości wynikającej z błędnego prognozowania, wahań cen paliwa oraz zmian pogodowych. Powinna także wykluczyć możliwość oszukiwania czy to przez Zakłady Energetyczne czy to przez użytkowników. Zasady ustalania stawek nie mogą być zbyt zależne od uznania określających je i muszą być praktycznie zaakceptowane przez użytkowników. Oczywiście nie mogą one zniechęcać do użytkowania elektryczności na cele zapewniania nowych usług.

W chwili obecnej kilka stanów wypróbowuje nowe procedury związane z finansowym nagradzaniem Zakładów Energetycznych za inwestowanie w oszczędzanie energii. Kalifornia na przykład wyraziła zgodę na sprawdzenie czterech różnych podejść sprawiających, że oszczędzanie energii staje się opłacalne dla Zakładów Energetycznych. Są one następujące:

Podejście dzielenia się oszczędnościami.

Przedsiębiorstwo Pacific Gas & Electric zgodziło się przyjąć 15% oszczędności ekonomicznych wynikających z wybranych programów oszczędzania energii, jako zachętę do większego inwestowania w takie programy.

Opłata za zaoszczędzoną energię niższa niż nie poniesione koszty.

Przedsiębiorstwo San Diego Gas and Electric otrzyma stałą sumę za każdą kilowatogodzinę zaoszczędzoną dzięki niektórym programom, które mają poprawić energooszczędność nowych budynków. Zapłata ta będzie stanowiła ułamek kosztów zaoszczędzonych dzięki inwestycjom oszczędzającym energię.

Ustalanie stawek w oparciu o energooszczędność.

Firma Southern California Edison będzie mogła włączyć wydatki na niektóre programy oszczędzania energii do podstawy inwestycyjnej, w oparciu o którą California Public Utility Commission ustala dozwolony poziom zysków firmy. Podejście mieszane - ustalanie stawek połączone z kryterium wykonawczym. Firma Southern California Gas zgodziła się aby w oparciu o stawki ustalała swoje wydatki na pewne programy oszczędzania energii. Dozwolona stopa zysku z tych inwestycji będzie zależała od tego, w jakim stopniu programy te spełnią nałożone na nie wcześniej cele.

Ponieważ te podejścia uzależniają zyski Zakładów Energetycznych od wyników wdrażanych przez nie programów oszczędzania energii ważne jest aby oszczędności powstałe w wyniku tych programów były dokładnie obliczane, co jest trudnym zadaniem. Konieczne będzie wyśrodkowanie pomiędzy prostotą stosowanych metod obliczeniowych, a ich dokładnością. Uznając konieczność udoskonalenia metod pomiaru wyników oszczędzania, The California Public Utility Commission zgodziła się tymczasowo zaakceptować niektóre metody pomiaru. W ciągu następnych trzech lat należy jednak opracować bardziej zaawansowane i dokładne metody pomiaru.

Kalkulacja Kosztów Zaoszczędzonych: Zasady

Problematyka miar w stosowaniu testów obniżki kosztów

Podejście oraz definicje testów przygotowanych przez EPRI i zawarte w kalifornijskich podręcznikach w części III, stanowią istotny krok naprzód w kierunku ustanowienia praktycznych standardów w co najmniej jednym obszarze planowania obniżki kosztów. Jednakże wciąż jest potrzebne opracowanie praktycznych standardów w wielu innych obszarach. Ustalenia dotyczące sposobu przygotowania (tworzenia) danych wejściowych do testów zmniejszania kosztów są równie ważne, jak samo zdefiniowanie tych testów. Metody używane do tworzenia danych wejściowych są istotne tak dla zakładów energetycznych, przygotowujących plany zmniejszenia kosztów, jak i dla kontrolerów sprawdzających te dokumenty. To zagadnienie jest dobrze rozpoznane od strony podaży, gdzie przewidywania cen paliw, plany kosztów kapitałowych i czasu zużytego na budowę a także możliwości i niezawodności elektrowni oraz inne nieokreślone czynniki mogą mieć wielki wpływ na ocenę efektywności kosztów.

Skupimy uwagę na podstawowych korzyściach wynikających z programów ukierunkowanych na użytkownika; szczególnie na umożliwieniu zakładowi energetycznemu oceny zysku pochodzącego z oszczędności. Wcześniej zidentyfikujemy kluczowe zagadnienia powstające przy próbie wyszczególnienia kosztów związanych z zasobami użytkowników, w jednostkach energii lub zaoszczędzonej mocy szczytowej. Szczegółowe omówienie tych tematów wykracza poza ramy tego opracowania.

Podczas definiowania pojęcia "kosztów związanych z zasobami użytkowników" pojawiają się zwykle następujące zagadnienia:

* Czy zakład energetyczny ma wystarczające dane o podstawowych warunkach dotyczących końcowych odbiorców, na których programy są testowane? (Dane powinny zawierać szczegółowe pomiary energochłonności budynków i wyposażenia znajdującego się na obsługiwanym terenie, nie tylko energochłonność końcowego odbiorcy ale również poszczególnych typów wyposażenia technicznego; podział całego wyposażenia pod względem sprawności, charakterystyka ich obciążeń; wybór pomiędzy zbieraniem danych pod-licznikowych, a szacowaniem uwarunkowanego popytu, lub podejściami oceny technicznej i stosowaniem modeli symulacyjnych).

* Czy zakład energetyczny ma wystarczające dane aby sensownie przewidywać wywołane przez rynek zyski wydajności? (Dane powinny zawierać pomiary sprawności aktualnie nabywanych technologii, przewidywania przyszłej sprawności przygotowane przez analityków sfery przemysłu, wykres głównych obciążeń, podział przyszłego rynku pod względem poszczególnych kategorii wydajności, przecietnej trwałości użytkowej i szybkości obrotu bieżącymi zapasami).

* Czy założenia i dane mają sens odnośnie wykorzystania technologii przez użytkownika? (Dane takie mogą zawierać szacunkowe miary techniczne, pomiary terenowe, przedstawianie kosztów jako funkcji zakładu energetycznego, lub kupującego, sprzężenie zwrotne pomiędzy programami zakładów, a cenami produktu).

* Czy efekty programów sprawdzane są i oceniane przy użyciu spójnych schematów (powody niepoprawności pomiarów wynikają z niedostatecznych danych źródłowych, efektywnej trwałości zainstalowanego sprzętu w porównaniu z przewidzianą, dzikich podłączeń oraz beznakładowych oszczędności jako efektu

ubocznego programów na sferę jednostek w nich nie uczestniczących i dystrybutorów produktu)

Podobnie szeroka lista zagadnień wylania się podczas próby dokonania oceny ilościowej oszczędności uzyskiwanych po stronie odbiorcy. Problemy te zwykle polegają na trudności przeprowadzenia prawidłowej kalkulacji kosztów, nie poniesionych, włącznie z wyborem stosownych modeli kalkulacyjnych. Ocena kosztów, nie poniesionych oddziałuje szeroko poza sferę odbiorcy i ma odbicie w szerszym temacie scalania zasobów sfery popytu i podaży.

Różne Podejścia do Przeprowadzania Kalkulacji Kosztów Zaoszczędzonych: Przegląd Podejść

Koszty zaoszczędzone przez zakład energetyczny dzięki programowi są zasadniczo, dająca się zmierzyć korzyścią z punktu widzenia zarówno zakładu energetycznego, społeczeństwa i obiektywnie z zewnątrz. W tym rozdziale dokonujemy przeglądu rodzajów kosztów jakich można uniknąć oraz powszechnie stosowanych metod obliczania ich.

Stosujemy tu pojęcie kosztów "nie poniesionych, lub zaoszczędzonych" a nie "kosztów krancowych", aby podkreślić konieczność uwzględniania w każdej ocenie wpływu programu dla odbiorców. Dla przykładu, łączny wpływ zestawu programów nakierowanych na użytkownika często przekracza efekty programu ocenianego w izolacji. Jeśli oceniane są grupowo mogą wskazywać na konieczność opóźnienia, lub nawet wstrzymania planowanej inwestycji energetycznej. W takiej sytuacji kosztem istotnym są długoterminowe krancowe koszty wytwarzania. Niestosownym byłoby brać pod uwagę krótkoterminowych kosztów krancowych (które w zasadzie składają się z kosztów paliwa i zmiennych kosztów typu operacyjnego i remontowego) dla oceny programów oddzielnie, bez uwzględniania ich łącznego wpływu na popyt systemu. Zasadniczo, stosowane są dwa podejścia do kalkulacji kosztów zaoszczędzonych, lub poniesionych w wyniku programu nastawionego na odbiorców: 1) pomiary bezpośrednie; oraz 2) przypisywanie wartości w jednostkach (podobnie jak wyrażane są opłaty).

Podejście pierwsze jest teoretycznie bardziej dokładne, gdyż zmiany w kosztach zakładu szacowane są w oparciu o analizie łącznych kosztów całego systemu zarówno z, jak i bez uwzględniania programu. Metoda ta jest jednak w praktyce trudniejsza do stosowania, szczególnie jeśli próbuje się jednocześnie ocenić wpływ wielu różnych programów. Wymaga ona analizy wielkiej ilości danych (osiągnięcie ich bywa niezwykle kosztowne) wg konsekwentnych kryteriów. Zamiast tego stosuje się powszechnie szacunkowa ocene kosztów zaoszczędzonych wyrażana w sposób przypominający jednostki opłat (np. \$/kWh czy \$/kW, w i poza szczytem, itp.). Przy zastosowaniu takiego podejścia, wartość programu uzyskuje się poprzez przemnożenie właściwie podsumowanych zmian w krzywej obciążenia przez ich wartość. Zasadniczo, skoncentrujemy się na tej właśnie metodzie.

Techniki używane do szacowania kosztów zaoszczędzonych zostały wypracowane dla potrzeb zakupu energii pochodzącej ze źródeł spoza zakładu energetycznego. Pierwsze próby określenia kosztów zaoszczędzonych są wynikiem wymagań ujętych w Ustawie o Zasadach Regulujących Działanie Zakładów/Sieci Użyteczności Publicznej (PURPA), które obligują zakłady do nabywania energii ze źródeł innych po cenach równych kosztom zaoszczędzonym dzięki temu, że zakład sam nie produkował energii. W praktyce, energia generowana ze źródła innego jak zakład ma wpływ podobny do wpływu programów oszczędności odbiorców

- wynikiem obu jest to, że zakład unika kosztów produkcji danej porcji energii. Większość propozycji oszczędności kosztów przybiera formę opłat wyrażonych w jednostkowych wartościach mocy.

Niebezpieczeństwo stosowania takiego uproszczenia jakim jest przypisywanie wartości w sposób przypominający jednostki opłat powstaje z chwila gdy wpływ na obciążenie danego programu nakierowanego na użytkowników (czy generowania energii ze źródeł zewnętrznych) jest odmienny od założeń stosowanych przy kalkulacji kosztów zaoszczędzonych. Nie uwzględnienie rozmiarów wpływu na stronę popytowa może znacznie zniekształcić ocenę. Tematem podstawowym jest ustalenie czy czasem ilościowa kalkulacja wyjściowa nie rezygnuje z konsekwencji, która metoda pomiaru bezpośredniego wydaje się gwarantować.

Rozróżniamy trzy główne składniki kosztów zaoszczędzonych (lub poniesionych) przez zakład poprzez działanie programów nastawionych na odbiorce. Po pierwsze, różnicujemy między kosztami energii, a kosztami wytwarzania. Po drugie, pomimo, że oceny koncentrują się w większości na kosztach wytwarzania, można również unikać kosztów w transmisji i dystrybucji. Po trzecie, możemy dla każdego z elementów kosztowych dokonać rozróżnienia pomiędzy wymiarem krótko i długoterminowym. W części końcowej omówimy tok rozwoju taryf kosztów zaoszczędzonych.

Zaoszczędzone Koszty Energii

Zwykle zakłada się, że oceny kosztów zaoszczędzonych poprzez zakup energii ze źródeł zewnętrznych i realizację programów nakierowanych na odbiorce są równe kosztom krańcowym energii w krótkim wymiarze czasowym. Kalkulowane są one zwykle przy zastosowaniu modeli symulacyjnych kosztów produkcji.

Tradycyjna definicja kosztów krótkoterminowych zawiera założenie potencjału produkcyjnego elektrowni jako stałej. Zmiany w wydajności zainstalowanej mocy przedstawiane są w kategoriach wzrastających kosztów zmiennych, operacyjnych. W oparciu o opisane założenia, opracowano co najmniej trzy metodologie mierzenia wartości omawianych zmian.

Pierwsza metoda dotyczy podawania kosztów krańcowych jako wydajności standardowej bezpośrednio z modelu; w wymiarze godzinowym, lub bardziej zagregowanym. Podawany koszt krańcowy jest narastającym kosztem wyprodukowania pojedynczej, dodatkowej kWh i z tego powodu może być miarą nieodpowiednią w ocenie dużych bloków energii, której generacji uniknieto. W przypadku kiedy struktura kosztów danego zakładu jest stabilna, taka miara daje wyniki przybliżone, które można przyjąć.

Metoda druga jest metoda narastania/spadku. Kalkulacja kosztów uwzględnia wszelkie zmiany w strukturze obciążenia. Jest to procedura dwustopniowa. W pierwszym rzędzie, jak sama nazwa wskazuje, w oparciu o stan wyjściowy, obciążenia są osobno powiększane i pomniejszane o ilość stała. Następnie, różnice kosztów łącznych z obu obliczeń dzielone są przez różnice w wyprodukowanej mocy. Otrzymywany wynik jest kosztem krańcowym szacowanym w oparciu o wachnięcia od wartości wyjściowej obciążenia.

Trzecia metoda, zwana przecięciem punktu zerowego, jest w swym podejściu najbliższa metodzie pomiaru bezpośredniego. Podobna jest do metody wzrostowo-spadkowej, z tą jednak różnicą, że stan wzrostu zastępowany jest stanem wyjściowym (np. bez DSM). Różnica w kosztach ogólnych jaka ma miejsce pomiędzy wyjściowym stanem spadku obciążenia (np. bez DSM) dzielona jest

przez różnice w produkcji energii. Metoda ta zakłada swoiste zmiany w kształcie obciążenia, w przeciwieństwie do metody pomiaru bezpośredniego, gdzie próbuje się odzwierciedlić dokładnie każda zmiana wynikająca z wprowadzenia programu (nie zachodzi przecież potrzeba ponownego wyrażania zmian w kosztach w układzie jednostkowym).

Kluczowym problemem przy stosowaniu jakiegokolwiek z metod jest to, aby analiza została przeprowadzona konsekwentnie wobec ocenianych w danym przypadku programów oszczędnościowych dla odbiorców. Dla przykładu, w Kalifornii toczy się dyskusja nad określeniem wielkości spadku przy zastosowaniu metody przecięcia punktu zerowego. W podobny sposób rozwiązywać trzeba problem słuszności szacowanych zmian w obciążeniu w przypadku programów, które mają duży wpływ na kształt obciążen. Jeśli wpływ na napięcie jest znaczny to niestosowna jest w takim przypadku rzadna z metod w wymiarze krótkim.

Przypisywanie konkretnych wartości w kategoriach energii zaoszczędzonej konkretnym efektom programów oszczędnościowych po stronie odbiorcy wymaga konsekwencji w porównywaniu kształtu obciążenia i wartości kosztów nie poniesionych w wymiarze czasowym. Dla przykładu, podawanie wyników jako średnich rocznych zaoszczędzonych kosztów energii jest nieodpowiednie przy ocenianiu wpływu wysokowydajnego oświetlenia na obciążenie.

Krótkookresowe Koszty Zaoszczędzone w Dziedzinie Potencjału Produkcyjnego

Krótkotrwale koszty zaoszczędzone w dziedzinie potencjału produkcyjnego, albo inaczej koszty kapitałowe obrosły w dość stylizowane definicje w literaturze dotyczącej oszczędności kosztów. Zwykle koszty kapitałowe turbiny spalającej używane są w zastępstwie miary zaoszczędzonych kosztów potencjału produkcyjnego. Długoterminowe zaoszczędzone koszty energii i kapitałowe, z drugiej strony, kalkulowane są w kategoriach wstrzymania, lub odstąpienia od inwestycji w wyjściowe urządzenia energetyczne.

W przeciwieństwie do kosztów zaoszczędzonych w samej energii koszty powyższe są kosztami, które zostałyby poniesione w celu zabezpieczenia przez system energii elektrycznej obciążen maksymalnych, nakładanych na przez użytkowników. Ponieważ elektryczność z trudnością podlega magazynowaniu, zakład energetyczny musi dysponować mocami produkcyjnymi przewyższającymi przewidywany popyt; ilość niezbędnego potencjału rezerwowego zależy od wymaganego stopnia niezawodności systemu. Jeśli w wyniku zastosowania programów oszczędnościowych dla strony popytowej następuje redukcja obciążenia, zakład może planować zmniejszone rezerwy mocy.

Z punktu widzenia kosztów krańcowych, inwestowanie w dodatkową moc produkcyjną zakładu mające na celu podniesienie niezawodności systemu mierzone jest w kategoriach kosztów zainstalowania najtańszego źródła alternatywnego - zwykle turbiny spalinowej. Z kolei z punktu widzenia optymalnego poszerzania mocy produkcyjnych, krańcowy potencjał konkretnego zakładu, którego wybudowania można uniknąć dzięki programowi oszczędności skierowanym na odbiorce, może równać się potencjałowi wyjściowego urządzenia energetycznego. Z tego też powodu należałoby określić turbinę spalinową, jako miarę zastępczą w miejsce najtańszego dodatku zwiększającego potencjał produkcyjny, wprowadzany w celu podniesienia niezawodności (NERA 1977).

Problemem najbardziej kontrowersyjnym w kalkulacji kosztów podnoszenia niezawodności systemu jest pytanie czy pojęcie to można stosować w przypadki

systemów ze znacznym nadmiarem potencjału mocy. Dla przykładu, niektóre zakłady dysponujące nadmiarem takich mocy (szczególnie Kalifornia i Nowy Jork) kwestionują zasadność używania zastępczej miary turbin spalinowych. Twierdzą, że posiadanie nadwyżek mocy produkcyjnych oznacza brak konieczności ponoszenia nakładów kapitałowych w celu podniesienia niezawodności systemu przez okres do pięciu lat, gdyż istniejące w zakładzie moce produkcyjne nie są w pełni wykorzystane. Oczywiście każde zwiększenie potencjału poprawia niezawodność; natomiast faktem pozostaje, że taki system aktualnie jak i w przyszłości pozostaje niezawodny przy swym obecnym potencjale, niezależnie od wzrostu obciążenia. Za takim rozumowaniem stoi założenie, iż system obecnie przekracza pewien docelowy poziom niezawodności (np. Jeden dzień na dziesięć lat).

Ustawodawcy kalifornijscy zaakceptowali takie argumenty i obecnie uwzględniają przy wartości zastępczej turbiny spalinowej współczynnik dewiacji systemu od określonego docelowego poziomu niezawodności. Takie wartości uwzględniające wyżej opisany współczynnik najłatwiej wyrazić jako krótkookresowa miara zaoszczędzonych kosztów zwiększania potencjału. Szczegóły wprowadzania takiej poprawki są wyrażane w kategoriach technicznych. Aktualnie podstawą jest "spodziewana energia nie spożytkowana"; poprzednio stosowano pojęcie "prawdopodobieństwo straty napięcia".

Stosując metodę zaoszczędzonych kosztów w potencjale do oceny programów oszczędnościowych dla odbiorców, należy konsekwentnie porównywać ich wpływ na kształt obciążenia i koszty nie poniesione na rozbudowę potencjału. W szczególności należy uwzględnić zbieżność zmian w obciążeniu z popytem w szczycie. Podobnie, wyniki programu będą zaniżone jeśli nieuwzględniona zostanie obniżka wymaganego marginesu rezerwowego zakładu.

Długoterminowe Koszty Zaoszczędzone w Produkcji Energii Jak i Potencjału Produkcyjnego

W miarę upływu czasu potencjał produkcyjny zakładu zmienia się. Wzrostowi popytu można sprostać poprzez zmiany w eksploatacji istniejących zakładów, lub w zwiększaniu potencjału produkcyjnego w zakładach (tj. inwestycje). Przechodzimy teraz do metod, które są w stanie ocenić zarówno elementy związane z produkcją energii jak i niezawodnością w kategoriach kosztów zaoszczędzonych.

Metody te spowodowały, że w podejściu uwzględniającym planowanie wg. zasad ponoszenia kosztów minimalnych uwzględnia się potencjalny wpływ programów oszczędnościowych skierowanych na odbiorcę na długoterminowe decyzje odnosnie poszerzania potencjału produkcyjnego. Przy poważnym traktowaniu możliwości leżących po stronie popytowej można brać pod uwagę szeroko zakrojone programy, które będą miały na celu zastąpienie inwestycji po stronie popytu. Plan poszerzenia potencjału produkcyjnego opracowany w perspektywie krótkoterminowej nie jest w stanie wychwycić tego efektu, a co za tym idzie poważnie zaniża wartość przeprowadzania programów nakierowanych na odbiorcę. Tablica V-1 ilustruje drastyczne różnice powodowane zmianą perspektywy. Znamy co najmniej dwie metody mierzenia długoterminowych kosztów oszczędzonych. Ogólnie rzecz biorąc, oba te podejścia są bliskie metodom, które stosuje się przy pomiarach bezpośrednich dla oceny programów oszczędnościowych nastawionych na odbiorcę. Wyróżnikiem jest stosowanie rodzajowych krzywych obciążenia (zamiast specyficznych), które umożliwiają wyprowadzanie długoterminowych wartości sumarycznych a następnie przypisywanie tym wartościom określonych jednostek celem oceny konkretnych

programów oszczędnościowych nakierowanych na odbiorcę (11)

Pierwsza metoda polega na szacowaniu bezpośrednich oszczędności w kosztach kapitałowych wynikających z przesuwania terminów przyszłych inwestycji w zakresie dodatkowych mocy produkcyjnych. Kalkulacja ta jest stosunkowo prosta; aktualna wartość różnicy pomiędzy kosztami kapitałowymi dwu alternatywnych planów dostarczania energii. Całkowita wartość można po skalkulowaniu rozpisac w czasie i przypisać jej jednostki według czasu jej zużycia, lub pory roku.

Podejście to stosowało już szereg komisji stanowych. Podstawowym problemem jest wyspecyfikowanie odpowiedniego okresu odroczenia inwestycji. W rzadkich przypadkach odwołana może być budowa całego zakładu, lecz zwykle zapada decyzja odroczenia inwestycji o kilka lat. Zasada jest by liczba lat miała bezpośredni związek z wielkością i spodziewanym trwaniem wpływu programu na kształt obciążenia.

Druga metoda mierzenia długoterminowych kosztów zaoszczędzonych ma na celu bezpośrednio określenie okresu odroczenia. W momencie oszacowania danego okresu odroczenia nie istnieje potrzeba określania kosztów kapitałowych, gdyż taka ocena stanowi już część procesu określania odpowiedniego okresu odroczenia.

Metoda ta definiuje taki stosowny okres odroczenia. Jako neutralna pod względem kosztowym zmiana w przyszłym poszerzeniu mocy produkcyjnych wynikająca z efektów programu nakierowanego na odbiorcę. Metoda ta opiera się na iteracyjnych modelach symulacyjnych systemu podaży. Celem jest identyfikacja planu podaży (obciążenia uwzględniające rodzajowy współczynnik zmiany obciążenia) z okresem odroczenia, którego wynikiem jest aktualna wartość kosztów bieżących równa wartości tych kosztów w bazie wyjściowej. Warunkiem dodatkowym jest istnienie w obu systemach porównywalnych poziomów niezawodności. Dzięki temu, że oba scenariusze wzrostu podaży/obciążenia charakteryzują się tymi samymi kosztami operacyjnymi, możliwe jest określenie optymalnego, lub neutralnego kosztowo okresu odroczenia. Wartość danego odroczenia to różnica w cenach bieżących pomiędzy przypadkiem wyjściowym i przypadkiem odroczenia dostawy, a obciążeniami sytuacji wyjściowej.

Każde z podejść z osobna umożliwia identyfikację komponenty niezawodności z odroczenia przez odjęcie wartości turbiny spalinowej od łącznej wartości odroczenia. W takim przypadku, pozostała wartość odroczenia określana jest jako komponenta kapitałowa dotycząca energii, związana z decyzją rozszerzenia potencjału produkcyjnego.

Koszty Zaoszczędzone w Dystrybucji Obciążenia

Programy oszczędnościowe nakierowane na odbiorcę mają także wpływ na wydatki związane z transmisją i dystrybucją. Niestety, w porównaniu ze złożonymi sposobami symulacji kosztów produkcji, techniki szacowania zaoszczędzonych kosztów transmisji i dystrybucji są raczej mało precyzyjne.

NERA - amerykańska firma konsultingowa - opracowała wytyczne szacowania krańcowych kosztów transmisji i dystrybucji (NERA 1977). Wskazówki te są dostatecznym narzędziem, jako wstępne przybliżenie, do określania kosztów zaoszczędzonych w tej dziedzinie. Proponowana technika polega na przelożeniu przeszłych i spodziewanych przyszłych wydatków na wartość dolarową w cenach bieżących, a następnie pomniejszaniu ich o korespondujące, roczne wzrosty w obciążeniu. Metoda ta wymaga przyjęcia stosownych szacunkowych określeń

wydatków, jak i obciążeń, które następnie się redukuje.

Szczególnie co do wydatków dystrybucyjnych toczy się dyskusja na temat krancowych kosztów odbiorcy. Zasadniczo, programy nakierowane na oszczędności po stronie popytu nie powodują redukcji kosztów, chyba że są one w stanie zmniejszać liczbę klientów. NERA natomiast zaleca odejmowanie wzrastających, lub krancowych kosztów od narastających kosztów dystrybucyjnych przed przeprowadzeniem redukcji. Nie można jednak określić kosztów dystrybucyjnych netto bez uzgodnionego oszacowania krancowych kosztów odbiorcy.

Trudność w określaniu krancowych kosztów odbiorcy leży w stosowanych miarach. Zwykle przyjmuje się, że koszty, którym nie można przypisać funkcji związanej z popytem, lub energią są kosztami związanymi z odbiorcą. Miara stosowana jest koszt jednostkowego odbiorcy. Pomimo, że niektóre zmiany w kosztach związane z klientem powiązane są z ilością odbiorców, to zmiany niektórych kosztów uzależnione są od geograficznego rozproszenia odbiorców. Niestety, analitycy zwykle traktują ten rodzaj kosztów w kategoriach kosztów pojedynczego odbiorcy, gdyż rozróżnianie pomiędzy odbiorcami w oparciu o ich geograficzne rozproszenie jest w Stanach Zjednoczonych niepopularna koncepcja ustalania opłat.

Istotne w skali rocznej wzrosty obciążenia, których używa się do analizy krancowych wydatków w transmisji i dystrybucji nie są zwykle rocznymi wzrostami szczytowych obciążeń. Zasada ogólna jest, że im analiza jest bliższa odbiorcy końcowego, tym ważniejszym stają się obciążenia niekoincydencyjne. Istnieje w zasadzie kontinuum pomiędzy systemem generującym, a odbiorcą, w którym koincydencja i niekoincydencja różnego stopnia odzwierciedla odpowiednie obciążenie, którego uniknięto w systemie transmisji i dystrybucji.

W niektórych przypadkach metody zakładu zastępczego, które badają odroczenie ustalonych inwestycji w transmisję i dystrybucję są bardziej stosowne od szacunku kosztów zaoszczędzonych, opartych o wytyczne NERA, gdyż metody zakładu zastępczego nie powodują wyżej opisanych problemów związanych z określeniem miar. Identyfikacja konkretnych, dających się odroczyć inwestycji eliminuje potrzebę opierania się na statystycznie określanych korelacjach wydatków i obciążeń.

Stosowanie Kosztów Zaoszczędzonych w Ocenie Korzyści Płynących z Programów Nakierowanych na Odbiorcę

Zasadnicza przewaga metody pomiaru bezpośredniego w określaniu kosztów zaoszczędzonych jest to, że wraz z dokonaniem pomiarów praca analityka jest zakończona. Używając hipotetycznych, rodzajowych zmian w kształcie obciążenia, analityk musi wyrazić te wartości ogólne w konkretnych jednostkach, jednorodnych z jednostkami opłat. Następnie celem oceny indywidualnych programów, analityk musi przemnożyć te ilości przez spodziewany wpływ danego programu i przypisać je odpowiednim wpływom na obciążenie. Zadanie wymaga przeprowadzenia rozróżnień w kilku wymiarach przestrzeni i czasu.

Wymiar czasowy najprościej można określić poprzez przypisywanie współczynników straty do zamiany oszczędności odbiorcy (przy zastosowaniu odpowiedniego poziomu obciążenia dystrybucyjnego) na zaoszczędzone koszty generacji w momencie wytwarzania, lub na poziomie magistrali zakładu. Dodatkową trudnością jest fakt, że straty te rzadko bywają jednakowe w

czasie; zwykle są one pomijane.

Konieczność rozróżniania w wymiarze czasowym uzależniona jest od konkretnej charakterystyki programów skierowanych na odbiorcę, a podlegających ocenie. Jeśli ich wpływ na kształt obciążenia jest jednorodny wobec założonych (w analizie kosztów zaoszczędzonych - zarówno dla każdej godziny w roku, jak i każdego roku podlegającego ocenie) rodzajowych kształtów obciążenia, to rozróżnienie czasowe jest wymagane w niewielkim stopniu. W zasadzie jednak oceniamy programy, które mają różny wpływ na kształt obciążenia; każdy charakteryzuje się innym czasem, i stąd jeśli mamy korzystać z analizy kosztów zaoszczędzonych w sposób rozsądny, konieczne jest wprowadzenie znacznych rozróżnień.

Pierwszym logicznym poziomem dokonywanego rozróżniania jest prostowanie niedopasowań terminowych w wymiarze lat. Celem jest wyrażenie zaoszczędzonych kosztów rozłożonych w latach, jako wartości wyrażone w skali rocznej, w celu oceny programów, których czasokresy (i daty rozpoczęcia) nie pokrywają się z założeniami przyjętymi w wyprowadzaniu kosztów zaoszczędzonych.

Stosuje się szeroko dwie metody wyrażania w skali rocznej wieloletnich kosztów zaoszczędzonych; jedna z nich polega na wyrównywaniu poziomów, a druga korzysta z koncepcji zwanej ekonomiczną ratą opłaty (ECCR). Przy wyrównywaniu, bieżąca wartość danej ilości rozpisywana jest na zakładaną trwałość danej inwestycji; wyrażana w dolarach nominalnych na stałym poziomie. Po zdyskontowaniu, wynikowy strumień pozostawia wyjściową wartość aktualną bez zmian. Przy zastosowaniu pozytywnej stopy dyskontowej wartość realna rocznych wartości spada w czasie. Wynikiem wyrównywania jest realizowanie korzyści w okresie początkowym (front-loading); większość wartości bieżącej realizowana jest w pierwszej połowie okresu użytkowania, czego powodem jest wpływ pozytywnej stopy dyskontowej. (2)

Metoda druga, uwzględniając współczynnik inflacji, utrzymuje realną wartość wartości rocznych. Przy założeniu pozytywnej stopy inflacji, wartość bieżąca rozpisywana jest w czasie w postaci narastającego stale strumienia dolarów nominalnych. Dzięki temu, że utrzymana jest w każdym roku identyczna wartość realnych wartości, metoda ta jest w stanie uniknąć elementu realizowania korzyści w okresie początkowym. (3) Wykres V-2 ilustruje relacje pomiędzy wyrównywaniem a zastosowaniem ECCR i porównuje je do klasycznego sposobu zwrotu kosztów kapitałowych w zakładach (stała rata obciążeniowa - FCR), który jest ewidentnie ustawiony na realizację korzyści w okresie początkowym.

Rozróżnianie dodatkowe, w obrębie roku, jest zawsze konieczne w przypadku wpływu na kształt obciążenia, który nie rozkłada się na przestrzeni roku równomiernie. Realnym jest przypisanie wartości każdej godzinie roku; w praktyce jest to rzadko wymagane i warte nakładu pracy.

Najistotniejszymi kryteriami w doborze metody ponownego rozróżniania są: ścisłość danego rozróżnienia, swoista dla przewidywanego wpływu programu skierowanego na odbiorców, oraz zmienność w strukturze kosztów systemu dostawczego. Techniki rozróżniania różnią się nieco od metod określenia kosztów zaoszczędzonych w energii i na potencjale produkcyjnym. Logicznym punktem wyjściowym dla określenia zaoszczędzonych kosztów wytwarzania energii, jest proste rozróżnienie sezonów (zimowy i letni). Następna płaszczyzna rozróżnienia jest pora dnia, lub zużycie energii w szczycie i poza. Poza tymi podstawowymi płaszczyznami rozróżnienia analityk ma zwykle do dyspozycji ewentualne dodatkowe płaszczyzny rozróżnienia, swoiste dla

indywidualnych technik modelowania, z których korzysta. W przypadku oszczędności w nakładach na potencjal produkcyjny wymagane są bardziej precyzyjne jednostki czasowe. Omawiając temat zaoszczędzonych kosztów potencjału w dystrybucji i transmisji, opisaliśmy niektóre problemy w dziedzinie pomiaru, które wynikają z konieczności łączenia różnych stopni zbieżnego i nie zbieżnego popytu. Nasze omówienie uwzględnia wyłącznie problemy mające związek z mierzaniem oszczędności w popycie, których celem jest ocena zaoszczędzonych kosztów inwestycji w potencjał mających zapewnić niezawodność.

Pierwszym problemem w pomiarach jest dobrze znana potrzeba ustalenia relacji współczynnika koincydencji pomiędzy szczytami popytu dla danej kategorii (lub odbiorcy indywidualnego), a szczytowymi obciążeniami systemu. Bez ustalenia miary tej zależności nie może być mowy o przełożeniu oszczędności w szczytowym obciążeniu dla danej kategorii odbiorców na język oszczędności w zakresie inwestycji w potencjał systemu.

Problem drugi wydaje się redukować wagę określenia dokładnego współczynnika koincydencji. Wprowadzenie współczynników prawdopodobieństwa niezawodności (4) takich jak prawdopodobieństwo utraty obciążenia (LOLP) oraz spodziewana energia niezabezpieczona (EUE) stworzyło bazę analityczną pozwalającą na przypisywanie odpowiedzialności za koszty kapitałowe większej ilości godzin; nie tylko godzinie szczytu systemu. Koincydencja obciążeń po stronie kategorii odbiorcy i systemu jest nadal ważna, z tą różnicą, że relacja współczynnika koincydencji nastawiona jest obecnie na szerszy zakres godzin szczytu.

Ostatni problem w określaniu kosztów zaoszczędzonych w dziedzinie potencjału produkcyjnego podobny jest do wcześniej omówionego zagadnienia planowania potencjału produkcyjnego danego zakładu. Dodatkowo, do konieczności przypisywania odpowiednich współczynników straty i koincydencji programom nastawionym na odbiorce należy dodać do całości margines kredytu rezerwowego. Oznacza to, że w przypadku braku programu nastawionego na odbiorców potrzebny byłby nie tylko potencjał produkcyjny obsługujący obciążenie, ale również dodatkowy potencjał, który stanowiłby margines rezerwy dla obsługi obciążenia zaoszczędzonego przez program. Dlatego też, należy dodać do bezpośrednich oszczędności w potencjale produkcyjnym kWh margines rezerwy.

LEGENDA DO WYKRESOW

Wykres II-1. Zasoby po stronie popytowej w kategorii odbiorców z sektora budownictwa indywidualnego w Michigan, lata 1985-2005...

Frozen Efficiency	sprawność zamrożona
Business-As-Usual Forecast	prognoza typowego obciążenia
Program-Based Scenario	progn. oparta o program
Technical Potential	potencjał techniczny
Baseload Equivalent	odpowiednik obciążenia wyjściowego

Wykres II-2. Krzywa rocznych oszczędności energii elektrycznej w sektorze budownictwa indywidualnego w Michigan, rok 2005...

Average price of electricity	usredniona cena energii elektrycznej
Short-run marginal costs, existing plants	krótkoterminowe koszty krańcowe, potencjał istniejący
25% Business...	... przewidywanego obciążenia typowego
Cost of conserved energy	koszt energii zaoszczędzonej

II-6

Tabela II-1. Krzywa rocznych oszczędności energii elektrycznej w sektorze budownictwa indywidualnego w Michigan, rok 2005: 7% zniżka

Rank	pozycja
End Use Measure	miar z ostatecznego urządzenia odbiorczego
Annual Savings...	oszczędności roczne w obciążeniu typowym
Cost of Conserved Energy...	koszt energii zaoszczędzonej (całkowity koszt nosnika)

II-8

Tabela II-2. Domniemane Realne Raty Dyskontowane (amortyzacja)

Payback (Y)	zwrot inwestycji (w latach)
Investment Lifetime	okres użytkowy ...
Source	źródło

Tablica 11-1: Przykładowe oszczędności energii elektrycznej w dla sektora komunalno-bytowego (Michigan w roku 2005) przy założeniu 7% stopy dyskontowej.

Lp.	Sposób końcowego użytkowania energii	Energia zaoszczędzona w ciągu roku [GWh]	Koszt zaoszczędzonej energii [centy/kWh]
1	Klimatyzacja	114	0.0
2	Ogrzewanie powietrzne	173	0.0
3	Regulatory Temperatury	191	0.0
4	Oszczędne energet. prysznice i	385	0.3
5	Inne urządzenia	226	1.7
6	Oświetlenie	1123	1.9
7	Istniejące budynki z dociepleniem pierwszego rodzaju	13	2.3
8	Chłodziarki bezoblodzeniowe w/g standartu 1992	189	2.5
9	Chłodziarki samoodmrażające się konwencjonalne	20	3.1
10	Nowe budynki z izolacją drugiego rodzaju	83	3.7
11	Istniejące budynki z dociepleniem drugiego rodzaju	52	4.0
12	Chłodziarki bezoblodzeniowe konwencjonalne	149	4.1
13	Pralki	112	4.5
14	Chłodziarki odmrażane ręcznie konwencjonalne	162	4.9
15	Energooszczędne podgrzewacze wody	162	8.0
16	Standard 1992/ konwencjonalne	51	9.3
17	Istniejące budynki z izolacją trzeciego rodzaju	36	9.5
18	Programy oszczędności energii z uwzględnieniem niskich dochodów	38	11.3
19	Nowe budynki z izolacją trzeciego rodzaju	124	11.9
	Suma pozycji < 3.0 [centów/kWh]	2414	średnio 1.4
	Suma pozycji 3.0 - 4.0 [centów/kWh]	155	średnio 3.7
	Suma pozycji > 4.0 [centów/kWh]	840	średnio 7.1
	Suma całkowita	3408	średnio 2.9

Tablica II-2 Zyski z tytułu użytkowania inwestycji (dla czasów użytkowania większych niż czas amortyzacji) [Z/a]

Okres amortyzacji (lata)	Czas użytkowania inwestycji (lata)							
	3	5	7	10	15	20	25	30
1	146.5	159.8	161.5	161.8	161.5	161.8	161.8	161.8
1 ¹ / ₂	68.4	87.3	91.2	92.3	92.5	92.5	92.5	92.5
2	33.5	55.5	61.3	63.5	64.0	64.0	64.0	64.0
2 ¹ / ₂	13.3	37.2	44.4	47.6	48.6	48.8	48.8	48.8
3	0.0	25.1	33.4	37.5	39.0	39.3	39.3	39.3
4		9.7	19.4	24.9	27.5	28.1	28.3	28.3
5		0.0	10.7	17.2	20.7	21.6	21.9	22.0
6			4.6	11.9	16.0	17.3	17.8	18.0
7			0.0	7.9	12.6	14.2	14.8	15.1
8				47.7	9.9	11.8	12.6	12.9
9				2.2	7.8	9.9	10.8	11.2
10				0.0	6.0	8.3	9.3	9.9
12					3.1	5.8	7.1	7.7
15					0.0	3.1	4.6	5.5
20						0.0	1.9	3.0

TABLICA III-1. Podsumowanie możliwości uzyskania korzyści ekonomicznych

Perspektywa Ekonomiczna	KOMPONENTA KORZYSCI			[1] Administrowanie programem	KOMPONENTA KOSZTOWA	
	Koszty nie poniesione przez ZUP	Oszczędności w opłatach odbiorcy	Wpłaty motywacyjne ze strony ZUP		Bezpośrednie koszty dla odbiorcy	Oszczędności w opłatach odbiorcy
Uczestnik		X	X		X	
Nie uczestniczący	X			X		X
Zakł. En.	X			X		
Suma zasobów	X			X	X	

[1]-Włącznie z wypłatami motywacyjnymi

Tabela IV-1. Wpływ zakupu ze źródeł alternatywnych na stawki i wymogi przychodów.

Dana	Rok bazowy	Str. 1a	Str. 2a	Str. 3a
Produkcja energii (b) [GWh]	100.000	100.000	100.000	100.000
Przrost produkcji [GWh]		10.000	10.000	10.000
Źródła po stronie popytowej [GWh]		0	0	5.000
Źródła po stronie podażowej [GWh]		10.000		5.000
Całkowita prod. energii [GWh]		110.000		105.000
cena energii (b) [centów/kWh]	7	7	7	7
Koszty stałe [centów/kWh]				
Koszty zmienne [centów/kWh]	3.5	3.5	3.5	3.5
Wymagany roczny przychód (b) [mld USD/a]	7	7	7	7
Dodatkowa prod. energii [GWh]		10.000	10.000	5.000
Koszt dodatkowo wyprod. energii [centów/kWh]		3.5	3.5	3.5
Koszty energii z zas. popytowych [centów/kWh]				1.0
Koszt programów ZUP [centów/kWh]				0.5
Koszty odbiorcy [centów/kWh] en. zaoszczędzonej				0.5
Wymagany przychód z energii dodatkowo wyprod. [mld USD/a]		0.35	0.35	0.175
Wymagany przychód z zasobów popyt. [mld USD/a]				0.025
Uniknięte koszty deprecjacji siłowni będących w ruchu [mld USD/a]				
Uniknięte koszty przez udział w zyskach [mld USD/a]				
Całkowity wymagany przychód [mld USD/a]	7.00	7.35	7.35	7.20
Srednia cena en. [centów/kWh]	7.00	6.68	6.68	6.86
<i>Procentowo</i>	100	95	95	98
Całkowita obecna wartość wymaganego przych. [mld USD/a]	25.02	26.27	26.27	25.73
<i>Procentowo</i>	100	105	105	103
Całkowity koszt rezerw [mld USD/a]	7.00	7.35	7.35	7.23
<i>Procentowo</i>	100	105	105	103

(b) - stan bieżący

1a - strategia produkcji energii

2a - strategia popytowa - użytkownicy nieuczestniczący

3a - strategia popytowa - całość społeczny

Tabela IV-1. cd

Dana	Str. 1b.	Str. 2b	Str. 3b	Str. 4b	Str. 5b
Produkcja energii (b) [GWh]	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Przyrost produkcji [GWh]	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Zródła po stronie popytowej [GWh]	0	10.000	30.000	30.000	30.000
Zródła po stronie podażowej [GWh]	20.000	10.000	-10.000	-10.000	-10.000
Całkowita prod. energii [GWh]	120.000	110.000	90.000	90.000	90.000
cena energii (b) [centów/kWh]	7	7	7	7	7
Koszty stałe [centów/kWh]	4.0	4.0	3.5	3.5	3.5
Koszty zmienne [centów/kWh]					
Wymagany roczny przychód (b) [mld USD/a]	7.5	7.5	6.3	6.3	6.3
Dodatkowa prod. energii [GWh]	20.000	10.000	-10.000	-10.000	-1000
Koszt dodatkowo wyprod. energii [centów/kWh]	8.5	8.5			
Koszty energii z zas. popytowych [centów/kWh]		2	3	3	3
Koszt programów ZUP [centów/kWh]	1	1	3	2	
Koszty odbiorcy [centów/kWh] en. zaoszczędzonej		1	0	1	6
Wymagany przychód z energii dodatkowo wyprod. [mld USD/a]	1.70	0.85			
Wymagany przychód z zasobów popyt. [mld USD/a]		0.10	0.90	0.60	0.90
Uniknięte koszty deprecjacji siłowni będących w ruchu [mld USD/a]		0.10	0.10	0.10	
Uniknięte koszty przez udział w zyskach [mld USD/a]					0.90
Całkowity wymagany przychód [mld USD/a]	9.20	8.45	7.10	6.80	6.20
Średnia cena en. [centów/kWh]	7.67	7.68	7.89	7.56	6.89
Procentowo	100	100	103	99	90
Całkowita obecna wartość wymaganego przych. [mld USD/a]	61.51	56.49	47.47	45.46	41.45
Procentowo	100	92	77	74	67
Całkowity koszt rezerw [mld USD/a]	61.51	57.16	47.47	47.47	47.47
Procentowo	100	93	77	77	77

- (b) - stan bieżący
1b - strategia prod. energii
2b - strategia popytowa - użytkownicy nieuczestniczący
3b - strategia popytowa - test społeczny
4b - programy ulepszone - test społeczny
5b - udział w oszczędnościach - test społeczny