

KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA



OPE'05

JACHRANKA, 29-30 WRZEŚNIA 2005 r.

WPŁYW ZASAD KSZTAŁTOWANIA STAWEK OPŁAT ZA USŁUGI PRZESYŁOWE NA PRZYCHODY OD ODBIORCÓW I OPŁACALNOŚĆ INWESTYCJI SIECIOWYCH

Elżbieta Niewiedzial, Ryszard Niewiedzial
Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

W prezentowanym referacie przedstawiono wyniki analiz i badań dotyczących oceny wpływów za usługi przesyłowe od odbiorców o różnym zapotrzebowaniu mocy i energii elektrycznej. Wykazano również, w jaki sposób opłacalność inwestycji sieciowych zależy od sposobu kształtowania stawek taryfowych, zgodnego z zapisami Ustawy Prawo Energetyczne.

1. Wprowadzenie

Każde przedsiębiorstwo produkcyjne bądź usługowe zainteresowane jest uzyskiwaniem dochodów ze swej działalności, które pokryją wszystkie koszty, takie jak: koszty działalności bieżącej, koszty amortyzacji, podatki, itd. oraz przyniosą określone nadwyżki (zyski). Poziom przychodów zależy od wielkości sprzedaży produkcji (świadczonej usługi) oraz ceny, po której odbiorca jest gotowy zakupić towar (usługę). Ustalając ceny, przedsiębiorca bierze pod uwagę popyt na produkt (usługę), konkurencję, atrakcyjność produktu, itp. Wyniki finansowe uzyskiwane w trakcie eksploatacji pokazują, czy produkt znalazł nabywcę, a przyjęte ceny i poziom produkcji przynoszą zyski satysfakcjonujące przedsiębiorcę.

Specyficznym towarem, bez którego nie wyobrażamy sobie życia, jest energia elektryczna. Spółki dystrybucyjne, jako przedsiębiorstwa energetyczne działające na określonym obszarze, zobligowane są do dostaw energii elektrycznej odbiorcom, po uprzednim uzyskaniu koncesji na obrót i przesył energii elektrycznej. W związku z tym w ramach swojej działalności prowadzą handel energią oraz transportują energię od wytwórców do odbiorców i z obu tych działalności oczekują satysfakcjonujących przychodów. W chwili obecnej coraz więcej odbiorców ma możliwość skorzystania z prawa dostępu stron trzecich do sieci (TPA), co pozwala na zindywidualizowanie zakupów energii na pokrycie ich potrzeb. Pociągać to może za sobą zmniejszenie obrotów energią elektryczną w spółkach dystrybucyjnych. Druga działalność – przesył energii – nie ma konkurencji i odbiorcy, chcąc

nie chcąc, muszą korzystać w tym zakresie z usług spółki dystrybucyjnej. Działalność przesyłowa zaliczana jest zatem do działalności w ramach monopolu naturalnego. Pociąga to za sobą groźbę ustalania przez spółki zbyt wysokich opłat za transport energii elektrycznej. Zabezpieczeniem przed nadmiernymi stawkami opłat, według których rozliczani są odbiorcy za przesył, jest powołany, zgodnie z Ustawą Prawo Energetyczne [1], Urząd Regulacji Energetyki. Urząd ten, zatwierdzając stawki opłat przesyłowych, winien mieć na uwadze dobro odbiorcy i dostawcy. Oznacza to, że z jednej strony odbiorca nie powinien być obciążony zbyt wysokimi kosztami przesyłu, a z drugiej strony opłaty winny być na takim poziomie, aby gwarantowały gromadzenie środków kapitałowych na rozwój sieci elektroenergetycznych.

Przy ustalaniu wysokości stawek opłat przesyłowych występuje poważny problem – w jaki sposób rozdzielić wszystkie koszty przesyłu na poszczególnych odbiorców, mając na uwadze fakt, że odbiorca akceptuje obciążenia finansowe za dostawy energii, wynikające z rzeczywistych kosztów, które sam powoduje w sieciach elektroenergetycznych. Stawki opłat winny zatem być odzwierciedleniem jednostkowych kosztów przypisanych do odbiorcy. Zapisy Ustawy Prawo Energetyczne, odpowiednie Zarządzenia Urzędu Regulacji Energetyki oraz poziom stawek z lat poprzednich powodują, że stawki taryfowe nie zawsze są nośnikami kosztów. W związku z powyższym w niniejszym referacie pokazano, w jaki sposób poziom stawek przesyłowych wpływa na:

- ⇒ obciążenia finansowe odbiorców o różnym zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną,
- ⇒ przychody netto spółek dystrybucyjnych, które są podstawą finansowania nowych i modernizowanych inwestycji sieciowych,
- ⇒ ekonomiczną efektywność nowych inwestycji.

2. Taryfy elektroenergetyczne w Ustawie Prawo Energetyczne

Rozdział 5 „Koncesje i taryfy” Ustawy Prawo Energetyczne [1] poświęcony jest między innymi zasadom, które winny być stosowane przy kształtowaniu stawek taryfowych. Do najważniejszych zapisów nowej wersji Ustawy z dnia 3 maja 2005 r. w zakresie taryf można zaliczyć:

Art. 44.1. „Przedsiębiorstwa energetyczne, zapewniając równoprawne traktowanie odbiorców oraz eliminowanie subsydiowania skrośnego, jest obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczanie kosztów i przychodów, zysków i strat dla wykonywanej działalności gospodarczej”.

Art. 45.1. „Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej; taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:

- 1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłu, dystrybucji lub obrotu paliwami gazowymi i energią oraz magazynowania, skraplania lub regazyfikacji paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność;
- 2) pokrycie kosztów uzasadnionych ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją ich zadań;
- 3) ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat”.

Art. 45.4. „Przedsiębiorstwa energetyczne różnicują ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na koszty uzasadnione spowodowane realizacją świadczenia, o ile przepisy nie stanowią inaczej”.

Art. 45.5. „Przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw gazowych lub energii, kalkulują stawki opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji w taki sposób, aby udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla danej grupy odbiorców nie był większy niż ustalony przez Prezesa URE” (w poprzedniej wersji Ustawy udział opłat stałych ustalony był na poziomie 40%).

Art. 46.3. „Minister właściwy do spraw gospodarki, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii

elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego oraz przejrzystość cen i stawek opłat”.

Powyższe zapisy wskazują na to, że każdy odbiorca powinien rozliczać się z przedsiębiorstwem energetycznym według tak skalkulowanych cen i stawek, aby wnoszone przez niego opłaty za energię i usługę przesyłową łącznie z dystrybucyjną gwarantowały:

- ⇒ pokrycie wszystkich kosztów przypisanych oddzielnie każdej z działalności (obróć, przesył),
- ⇒ oczekiwany zysk dla przedsiębiorstwa,
- ⇒ jednakowe traktowanie odbiorców przez eliminowanie skrośnego subsydiowania.

Zgodnie z obowiązującym nowym Rozporządzeniem [2], dotyczącym kształtowania i kalkulacji taryf za energię elektryczną, przedsiębiorstwa energetyczne (spółki dystrybucyjne), zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, ustalają w swej taryfie – podobnie jak poprzednio – m.in. stawki opłat za usługi przesyłowe, zwane **stawkami opłat przesyłowych**. Stawki opłat przesyłowych zgodnie z p. 17.1. ww. Rozporządzenia kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na:

- 1) stawki sieciowe,
- 2) stawki systemowe,
- 3) stawki rozliczeniowe.

Stawki sieciowe – kalkuluje się z uwzględnieniem podziału sieci na następujące poziomy napięć znamionowych:

- 1) niskie (poziom nn),
- 2) średnie (poziom SN),
- 3) wysokie (poziom WN),
- 4) najwyższe (poziom NN).

Stawki dla poszczególnych poziomów napięć kalkuluje się jako stawki dwuskładnikowe z podziałem na:

- a. składnik stały stawki sieciowej S_{SVn} ,
- b. składnik zmienny stawki sieciowej S_{ZVn} .

Składnik stały stawki sieciowej S_{SVn} kalkuluje się dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych na podstawie uzasadnionych kosztów:

- ⇒ eksploatacji sieci danego poziomu napięć znamionowych,
- ⇒ wynikających z nakładów na odtworzenie, modernizację i rozwój sieci, służących do realizacji usługi przesyłowej,
- ⇒ stałych przesyłania energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych oraz sieciami należącymi do innych operatorów,
- ⇒ zakupu rezerw w zdolnościach przesyłowych w sieciach należących do innych operatorów,
- ⇒ wynikających z nakładów na budowę odcinków sieci służących do przyłączania podmiotów danego poziomu napięć znamionowych.

Składnik zmienny stawki sieciowej S_{ZVn} kalkuluje się dla odbiorców przyłączonych do sieci danego poziomu napięć znamionowych na podstawie uzasadnionych kosztów:

- ⇒ zakupu energii elektrycznej w ilości niezbędnej do pokrycia różnicy między ilością energii wprowadzonej do sieci danego poziomu napięć znamionowych a ilością energii pobranej z tej sieci przez odbiorców i przesłanej do sieci innych poziomów napięć znamionowych,
- ⇒ zmiennych za przesyłanie energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów,
- ⇒ stałych za przesyłanie energii elektrycznej, w części nie uwzględnionej w składniku stałym stawki sieciowej, zgodnie z art. 45, ust. 5 Ustawy Prawo Energetyczne [1].

Stawki systemowe S_{os} kalkuluje się z uwzględnieniem podziału na następujące składniki:

- składnik jakościowy S_{osj} ,
- składnik rekompensujący S_{oss} ,
- składnik wyrównawczy S_{osw} .

3. Zmienność zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej przez odbiorców grupy taryfowej

Masowość odbiorców o różnych parametrach dostarczania energii elektrycznej oraz bardzo zróżnicowanych potrzebach, zmieniających się w czasie, stawia przed spółkami dystrybucyjnymi bardzo trudne zadania:

- ⇒ podział kosztów na poszczególne poziomy napięć,
- ⇒ określenie rodzaju rozliczeń taryfowych dla odbiorców o podobnym charakterze poboru mocy i energii,
- ⇒ podział kosztów na taryfowe grupy odbiorców zasilanych na konkretnym poziomie napięcia.

Od rzetelności wykonania powyższych trzech zadań zależy obciążenie odbiorców opłatami za przesył.

Odbiorcy energii elektrycznej zaliczani do napięciowych grup taryfowych charakteryzują się dużym zróżnicowaniem zmian poboru mocy w dobie i roku, czyli różnym stopniem wykorzystania układów zasilania. Ocenę rocznych zmian obciążenia można dokonać, między innymi, na podstawie rocznego czasu użytkowania mocy umownej T_{rs-u} zapisanego wzorem:

$$T_{rs-u} = \frac{A_r}{P_u} \quad (1)$$

gdzie:

A_r – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę,

P_u – moc umowna odbiorcy.

Średnie wartości rocznych czasów T_{rs-u} dla odbiorców napięciowych grup taryfowych o mocy umownej wyższej od 40 kW, oszacowane na podstawie wcześniejszych prac własnych autorów referatu, zmieniają się w następujących granicach:

odbiorcy grupy A $T_{rs-u} = 4000 - 6000$ h/a

odbiorcy grupy B $T_{rs-u} = 2000 - 3500$ h/a

odbiorcy grupy C2x $T_{rs-u} = 1500 - 2500$ h/a

Z powyższych wartości widać, jak bardzo różne są czasy T_{rs-u} dla grup odbiorców zasilanych na jednakowych poziomach napięć. Jest to jednoznaczne z różnym stopniem wykorzystania elektroenergetycznych układów sieciowych. Podkreślić należy, że indywidualni odbiorcy charakteryzują się często bardziej zróżnicowanym poborem mocy niż średni odbiorca w grupie taryfowej, co ma znaczący wpływ na obciążenia odbiorców opłatami za przesył sieciami elektroenergetycznymi, które stanowią o przychodach spółki, i w konsekwencji na ekonomiczną opłacalność układów sieciowych.

4. Wpływy z opłat przesyłowych

Każdy odbiorca energii elektrycznej ponosi opłaty za zużytą energię elektryczną i dostawy energii, która wytworzona przez wytwórcę musi być przetransportowana przez układ sieciowy. Proponowane przez przedsiębiorstwa energetyczne stawki taryfowe przygotowywane są dla tzw. średniego odbiorcy grupy taryfowej, czyli odbiorcy o uśrednionym przebiegu obciążenia w ciągu roku i średnim rocznym czasie T_{rs-u} . Dla takiego odbiorcy *wpływy z opłat przesyłowych winny odzwierciedlać koszty przesyłu, a proporcje między wpływami z opłaty stałej i opłaty zmiennej winny być podobne jak proporcje między kosztami stałymi i zmiennymi*. Można to zapisać następującym wzorem:

$$W = P_u \cdot OP^{st} + A_r \cdot OP^{zm} = P_u \cdot k^{st}(1+z^{st}) + A_r \cdot k^{zm}(1+z^{zm}) \quad (2)$$

Wstawiając zależność (1) do wzoru (2), otrzymuje się:

$$W = P_u \cdot k^{st} (1 + z^{st}) + P_u \cdot T_{rs_u} \cdot k^{zm} (1 + z^{zm}) = P_u [k^{st} (1 + z^{st}) + T_{rs_u} \cdot k^{zm} (1 + z^{zm})] \quad (3)$$

gdzie:

W – wpływy z opłat przesyłowych,

OP^{st} – stawka opłaty stałej (odpowiednik S_{SVn}),

OP^{zm} – stawka opłaty zmiennej (odpowiednik S_{ZVn} i S_{oS}),

k^{st} – jednostkowe koszty stałe przesyłu,

k^{zm} – jednostkowe koszty zmienne przesyłu,

z^{st} – względny zysk spółki z opłat stałych,

z^{zm} – względny zysk spółki z opłat zmiennych.

Stawka OP^{st} dla grupy taryfowej uzależniona jest od wysokości kosztów stałych przypisanych grupie i łącznej dla tej grupy mocy umownej. Natomiast stawka OP^{zm} jest funkcją poziomu strat sieciowych w sieciach poszczególnych poziomów napięć, a wyznaczana jest w odniesieniu do energii zużytej przez średniego odbiorcę grupy taryfowej. Stąd każdy odbiorca obciążony jest, poza opłatami stałymi, zindywidualizowanymi opłatami zmiennymi, które silnie zależą od stopnia wykorzystania sieci zasilającej. Tę prawidłowość zapisano ogólnie:

$$\Rightarrow \text{wpływy z opłat stałych} \quad W^{st} = f(P_u, OP^{st})$$

$$\Rightarrow \text{wpływy z opłat zmiennych} \quad W^{zm} = f(P_u, T_{rs_u}, OP^{zm})$$

przy OP^{zm} – wyznaczonej dla średniego odbiorcy o określonym poziomie czasu $T_{rs_u_sr}$

Zakładając stałość stawek przesyłowych dla odbiorców danej grupy taryfowej, można zauważyć, że wpływy w części zmiennej zależą od rocznego czasu T_{rs_u} . Każdy odbiorca, charakteryzujący się innym sposobem użytkowania sieci niż średni odbiorca w grupie taryfowej, będzie obciążany wyższymi bądź niższymi opłatami od opłat odwzorowujących rzeczywiste koszty przesyłu. Różnice będą tym większe, im mniejszy będzie udział składnika odzwierciedlającego koszty eksploatacyjne stałe.

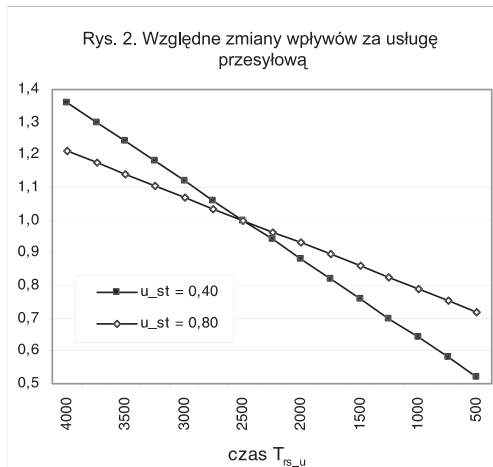
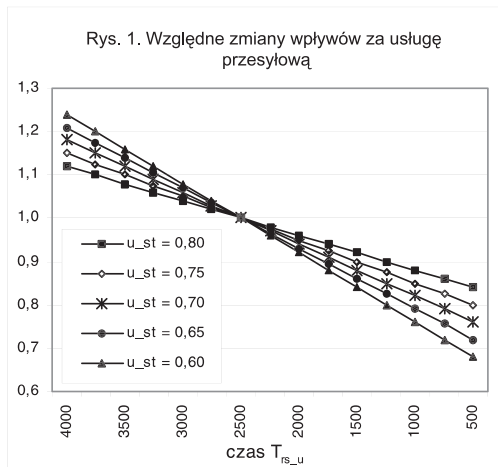
Cechą charakterystyczną wszystkich inwestycji elektroenergetycznych jest wysoki nakład inwestycyjny przy stosunkowo długim okresie eksploatacji. Wysokie koszty amortyzacji, pozwalające na odtworzenie nakładów kapitałowych, oraz pozostałe koszty eksploatacyjne stałe (remonty, utrzymania, osobowe, koszty zarządu, itp.) stanowią znaczącą część kosztów przesyłu. Drugą część kosztów stanowią koszty eksploatacyjne zmienne, czyli koszty zakupu energii na pokrycie różnic bilansowych. Taka jest specyfika kosztów działania sieciowych układów przesyłowych. Prowadzone przez autorów referatu analizy w tym zakresie pozwalają oszacować udział kosztów stałych na poziomie $u = 0,6 - 0,8$ łącznych kosztów eksploatacyjnych.

Dla zobrazowania różnic we wpływach, wynikających z różnego stopnia wykorzystania układów sieciowych przez konkretnego odbiorcę, wyznaczono względne zmiany wpływów w funkcji rocznego czasu T_{rs_u} dla różnych udziałów kosztów stałych u . Obliczenia wykonano dla wartości $u = 0,6 - 0,8$ i $T_{rs_u} = 500 - 4000$ h/a przy bazowej wartości kosztów wyznaczonej dla średniego odbiorcy $T_{rs_u_sr} = 2500$ h/a. Wybrane wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 1 i zilustrowano graficznie na rys. 1.

Tabela 1. Względne zmiany wpływów za usługę przesyłową

T_{rs_u}	Udział kosztów stałych u		
[h/a]	0,8	0,7	0,6
4000	1,12	1,18	1,24
2500	1,00	1,00	1,00
1000	0,88	0,82	0,76
500	0,84	0,76	0,68

Przebiegi pokazane na rys. 1 potwierdzają wcześniejsze stwierdzenie. Przy wysokim udziale kosztów stałych ($u = 0,8$) stopień wykorzystania układu sieciowego przez odbiorcę wpływa w znacznie mniejszym stopniu na wpływy niż przy mniejszych wartościach tego udziału. Ze względu na wcześniej wskazaną prawidłowość, można powiedzieć, że z uwagi na wysokie koszty stałe układów sieciowych, niski stopień wykorzystania tych układów (mała wartość czasu $T_{rs,u}$) powinien jedynie w niewielkim stopniu wpływać na obniżenie łącznych wpływów od odbiorcy.



W 2000 roku wprowadzono korekty do Ustawy Prawo Energetyczne, między innymi w Art. 45.5. jednoznacznie określono dopuszczalny udział z wpływów za świadczenie usług przesyłowych z części stałej równy 40%, co w konsekwencji spowodowało, że taryfy dla energii elektrycznej przestały być nośnikami kosztów, a także:

- ⇒ niejednakowe obciążenia finansowe za dostawy energii różnych odbiorców zaliczanych do tej samej grupy taryfowej,
- ⇒ nieopłacalność części inwestycji sieciowych przy nadmiernych zyskach przy realizacji innych inwestycji.

Na rys. 2 pokazano względne zmiany wpływów za usługę przesyłową dla udziału rzeczywistych kosztów stałych w wysokości $u = 0,8$ i udziału zgodnego z Ustawą w wersji z 2000 r. $u = 0,4$. Przebiegi na rys. 2 wykazują znacznie silniejsze uzależnienie wpływów od stopnia wykorzystania sieci przez odbiorcę. Dla przykładu zmiana czasu $T_{rs,u}$ od wartości średniej 2500 do wartości charakteryzującej konkretnego odbiorcę $T_{rs,u} = 1000$ h/a zmniejsza wpływy o ok. 25%, podczas gdy bez tych ograniczeń zmniejszenie byłoby na poziomie 10%. Podobnie wygląda poziom wpływów przy wyższych wartościach czasu $T_{rs,u}$, tylko wówczas odbiorca obciążany jest znacznie większymi opłatami.

5. Wpływ poziomu stawek opłat przesyłowych na opłacalność sieciowych inwestycji elektroenergetycznych

Badanie opłacalności konkretnego układu sieciowego przeprowadza się najczęściej w oparciu o następujące kryteria, których postać została zaadoptowana dla tego typu inwestycji elektroenergetycznych:

⇒ **Kryterium wartości bieżącej netto NPV:**

$$NPV = W - [K_{og} + K_e + K_{aw} + K_n + K_{kr} + POD] + OP \quad (4)$$

gdzie:

- W – strumień wpływów ze sprzedaży usług sieciowych, czyli z opłat przesyłowych wnoszonych przez odbiorców zasilanych przez rozpatrywany układ sieciowy,
- K_{og} – strumień kosztów ogólnych spółki dystrybucyjnej,
- K_e – strumień kosztów eksploatacyjnych rozpatrywanego układu sieciowego,
- K_{aw} – strumień kosztów awaryjności,
- K_n – strumień nakładów inwestycyjnych na rozpatrywany układ sieciowy, ponoszonych przez spółkę dystrybucyjną,
- K_{kr} – strumień kosztów kredytu (raty kapitałowe + odsetki),
- OP – strumień opłat za przyłączenie,
- POD – strumień podatków.

⇒ **Kryterium wewnętrznej stopy procentowej IRR**

Kryterium to wyznacza stopę procentową, przy której wartość kryterium $NPV=0$, tzn. pokazuje rzeczywistą stopę zysku możliwą do uzyskania w odniesieniu do całego nakładu inwestycyjnego. Warunek opłacalności nowej inwestycji można sformułować następująco:

*wartość kryterialna IRR musi być większa od stopy procentowej przyjętej
za minimalnie dopuszczalną.*

Analizując zależność (4), widać wyraźnie, że wartości kryterialne NPV i IRR zależą, przy założeniu zdeterminowanych kosztów eksploatacyjnych i nakładów inwestycyjnych łącznie z opłatą za przyłączenie, bezpośrednio od strumienia wpływów wnoszonych przez odbiorców w ramach opłat za usługę sieciową.

W pkt. 4 niniejszego referatu przedstawiono zmiany obciążeń finansowych odbiorców za usługę przesyłową w zależności od stopnia wykorzystania przez odbiorcę układów sieciowych przy różnym sposobie kształtowania stawek za przesył. W celu zobrazowania wpływu sposobu kalkulowania stawek na opłacalność nowej inwestycji sieciowej, zasilającej konkretnego odbiorcę, przeprowadzono przykładowe obliczenia wartości kryterialnych. Przyjęto następujące założenia:

- ⇒ bazowe wpływy z opłat przesyłowych są równie rzeczywistym wpływem przy średnim rocznym czasie użytkowania mocy dla grupy taryfowej, według której rozliczany będzie odbiorca – wyznaczono je według stawek taryfowych przykładowej spółki dystrybucyjnej,
- ⇒ symulowane stawki opłaty stałej i zmiennej kształtowane są w dwojaki sposób:
 - sposób a** – wpływy z opłaty stałej stanowią 80% łącznych bazowych wpływów za usługę przesyłową,
 - sposób b** – wpływy z opłaty stałej stanowią 40% łącznych bazowych wpływów za usługę przesyłową,
- ⇒ zużycie energii przez odbiorcę zmienia się wariantowo zgodnie z $T_{rs_u} = 2630 - 1000 \text{ h/a}$.

W obliczeniach przyjęto następujące dane wejściowe:

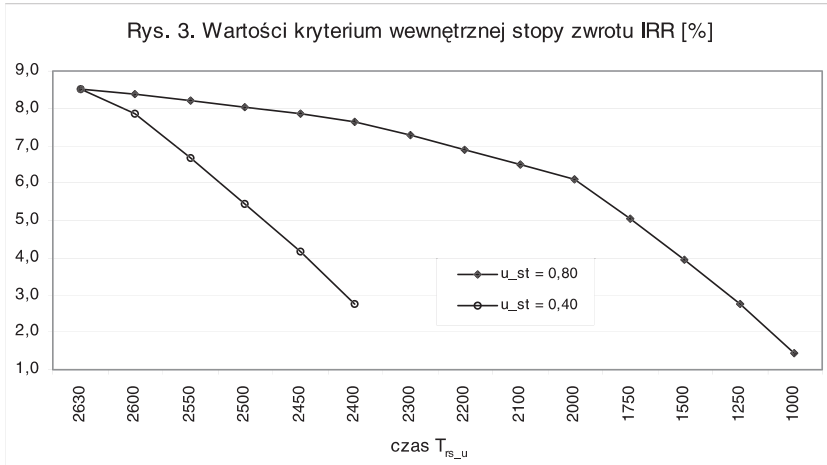
- odbiorca zaliczany jest do III grupy przyłączeniowej,
- moc przyłączeniowa równa mocy umownej $P = 3,8 \text{ MW}$,
- jednostkowy nakład inwestycyjny 172 zł/kW ,
- inwestycja finansowana jest z własnych zasobów kapitałowych,
- stopa dyskontowa $p = 0,07$.

Uzyskane w trakcie obliczeń wartości kryterium wewnętrznej stopy zwrotu IRR, zestawiono w tabeli 2 i zilustrowano na rys. 3.

Tabela 2. Wartości kryterium wewnętrznej stopy zwrotu IRR

Sposób	$T_{rs,u}$ [h/a]							
	2630	2600	2550	2500	2450	2400	2300	2200
a	8,518	8,406	8,220	8,032	7,843	7,653	7,268	6,875
b	8,518	7,842	6,676	5,451	4,150	2,748	< 0	< 0

Wartości IRR dla *sposobu a* kształtowania stawek maleją zdecydowanie wolniej, niż przy zastosowaniu *sposobu b*. Wartość $IRR = 1,426\% > 0$, uzyskana dla *sposobu a* i czasu $T_{rs,u} = 1000$ [h/a] oznacza, że nawet przy bardzo niskim stopniu wykorzystania sieci przez odbiorcę inwestycja nie przyniesie strat finansowych. Natomiast zastosowanie *sposobu b* powoduje, że inwestycja nie spełnia oczekiwań inwestora $IRR = 6,676\% < p = 0,07$ już przy zmaleniu czasu $T_{rs,u}$ do wartości 2550 h/a.



6. Podsumowanie

Przeprowadzone analizy i badania pozwalają zwrócić uwagę na niezmiernie ważny problem kształtowania stawek opłat przesyłowych proponowanych w taryfach dla energii elektrycznej. Podkreślone w Ustawie Prawo Energetyczne [1] równoprawne traktowanie odbiorców oraz wyeliminowanie subsydiowania skrośnego klóci się z wprowadzonym zapisem, określającym z góry udział opłat stałych na poziomie 40% łącznych opłat za świadczenie usług przesyłania (w wersji Ustawy z 2000 r.). Wprawdzie w aktualnej wersji Ustawy z 2005 r. zapis ten zmieniono na „udział nie może być większy niż ustalony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki”, to nadal obowiązująca odgórna ingerencja w udziały z opłat stałych i zmiennych wydaje się niekorzystna tak dla odbiorców, jak i przedsiębiorstw energetycznych (spółek dystrybucyjnych). Można stwierdzić, że:

- ⇒ odbiorcy o wysokim stopniu wykorzystania układów sieciowych ponoszą niejednokrotnie znacznie wyższe opłaty niż rzeczywiste koszty użytkowania łącznie z zyskiem (i na odwrót),
- ⇒ stawki opłat przesyłowych winny być nośnikiem kosztów, gdyż tylko wówczas odbiorca będzie odbierał właściwe sygnały cenowe i będzie według nich regulował poziom pobieranej mocy i energii elektrycznej,
- ⇒ spółka dystrybucyjna, świadcząc usługę przesyłową dużej liczbie odbiorców, może uzyskać ogólne wpływy z opłat przesyłowych na satysfakcjonującym poziomie; jednakże badanie

opłacalności nowych bądź modernizowanych inwestycji przy wykorzystaniu zalecanych kryteriów ekonomicznych może dać niewłaściwe wyniki i w konsekwencji spółka będzie miała utrudnione zadanie na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Podkreślenia wymaga jeszcze sprawa akceptacji społecznej poziomu cen energii i stawek za usługę przesyłową. Raz podjęte decyzje o sposobie kształtowania stawek taryfowych obowiązują z reguły przez dłuższy okres czasu. Wynika to z faktu, że odbiorcy są mało podatni na zmiany składników opłat i średnich cen [3], według których rozliczani są za korzystanie z energii elektrycznej. Taryfy w nowej w strukturze, wprowadzonej w 1999 r., miały za zadanie:

- ⇒ przyzwyczaić odbiorców do traktowania energii elektrycznej jako towaru, który ma swoją cenę wynikającą z kosztów wytworzenia i transportu,
- ⇒ wyznaczanie opłat przez odbiorców adekwatnych do kosztów, które sami powodują w całym łańcuchu elektroenergetycznym od wytworzenia do dostawy.

O ile pierwsze zadanie zostało spełnione, to zrealizowanie drugiego nie jest pełne. Można powiedzieć, że ewentualne korekty proporcji między stawkami będą bardzo utrudnione.

Przedstawiony referat jest przyczynkiem do rozważenia poprawności kalkulowania stawek opłat przesyłowych. Ze względu na specyfikę elektroenergetyki działalność przesyłowa przedsiębiorstw sieciowych nie ma konkurencji, co powoduje, że funkcjonują one na zasadzie monopolu naturalnego. Odbiorca, chcąc korzystać z energii elektrycznej, jest zobligowany do ponoszenia opłat wynikających ze stawek określonych przez konkretne przedsiębiorstwo energetyczne (spółkę dystrybucyjną). Będzie jednak wymuszał stawki adekwatne do kosztów przesyłu. Stąd wydaje się celowym kontynuowanie prac analityczno-studialnych [4] w zakresie metodyki kształtowania obu składników opłaty przesyłowej.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne – Dz. Ustaw R.P. z 1997 r. Nr 54 poz. 348 wraz z późniejszymi zmianami.
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. Ustaw R.P. Nr 105, poz. 1114.
- [3] Niewiedział E. i in., Analiza czynników, które mogą mieć wpływ na przyszłe zapotrzebowanie mocy i energii elektrycznej w warunkach gospodarki rynkowej, PBZ-10-03, zad. Nr 1 pt. „Analiza dotychczasowych badań nad prognozami zapotrzebowania na energię i moc elektryczną w kraju oraz nowe propozycje metodyczne”, Poznań, 1995.
- [4] Niewiedział E., Niewiedział R., Metodyka kalkulacji jednostkowych kosztów stałych w sieciach elektroenergetycznych, w: Mat. XI Konf. Nauk.-Techn. nt. Rynek energii elektrycznej, Kazimierz Dolny, 2005, t. II, s. 245 – 252.

THE INFLUENCE OF METHODOLOGY OF TARIFF'S CALCULATIONS ON THE INCOMES IN DISTRIBUTION'S COMPANIES AND THE EFFECTIVENESS OF ELECTRICAL POWER NETWORK

Summary

Consumers of electrical energy have differential profiles of power demand. The level of consumed power and energy defines the given tariff's groups to which the consumers are belonging. The base of tariff's calculations has been published in the act "Law for Energetics". This paper presents the effect of the tariff's rate on the energy company incomes from consumers and additionally on effectiveness of discussed electrical power network.