

## Polityka energetyczna i jej efekty dla uprawnionych odbiorców końcowych

### Cele strategiczne polityki energetycznej

Do celów strategicznych polityki energetycznej realizowanej przez kolejne rządy Rzeczypospolitej zaliczyć można w szczególności:

- stworzenie ram prawnych funkcjonowania elektroenergetyki dających podstawy do wprowadzania mechanizmów rynku konkurencyjnego, prawa odbiorców do wyboru dostawcy, kontroli i regulacji w podsektorach monopolu naturalnego;
- zapewnienie racjonalnych i uzasadnionych ekonomicznie cen energii elektrycznej, będących efektem mechanizmów rynku konkurencyjnego, przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w krótkiej jak długiej perspektywie;
- obniżenie kosztów i poprawa jakości energii i obsługi odbiorców, wyeliminowanie jawnych i ukrytych form subsydiowania (bezpośredniego, pośredniego, skrośnego tzn. jednych grup odbiorców kosztem innych grup);
- zapewnienie odbiorcom przemysłowym dostaw energii po racjonalnie niskich cenach i na warunkach nie gorszych niż te, które uzyskują ich zagraniczni konkurenci;
- wprowadzenie rynku odbiorcy i zapewnienie równoprawności odbiorców w stosunku do dostawców przez danie prawa wyboru dostawcy oferującego najkorzystniejsze warunki zamiast chroniących ich przywilejów.

Ponadto polityka energetyczna kraju uwzględnia konieczność przygotowania rynku energii do reguł obowiązujących w Unii Europejskiej. Kluczowe znaczenie ma tu Dyrektywa 96/92/EC wraz z jej późniejszymi aktualizacjami. Wskazuje ona drogi wiodące do utworzenia wolnego i konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii. Zaleca ona, aby wolny rynek w elektroenergetyce był tworzony poprzez stopniowe nadawanie odbiorcom energii prawa wyboru dostawcy energii. W ten sposób beneficjentem wolnego rynku mają być odbiorcy, którzy otrzymują możliwość wyboru najkorzystniejszych ofert sprzedaży energii. Czy tak się dzieje w rzeczywistości?

### Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce oraz jego efekty dla uprawnionych odbiorców

Konsekwencją prac nad restrukturyzacją przemysłu energetycznego jest wdrożenie nowej struktury organizacyjnej, w której dokonano podziału na podsektory zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Powstał nowy podsektor przedsiębiorstw obrotu zajmujących się (po otrzymaniu koncesji) tylko działalnością handlową, polegającą na zakupie i sprzedaży energii elektrycznej. Kolejne etapy restrukturyzacji mają na celu utworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Ich efektem są istotne zmiany w obszarze hurtowego obrotu energią elektryczną i powstanie trzech segmentów rynku, z których każdy został uznany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rynek konkurencyjny, umożliwiając zwolnienie uczestników z obowiązku przedkładania taryf do zażyczenia. Są to:

- rynek kontraktowy, na którym zawierane są umowy bezpośrednie między spółkami dystrybucyjnymi, wytwórcami, przedsiębiorstwami obrotu i odbiorcami końcowymi;
- rynek giełdowy, uruchomiony od 1 lipca 2000 roku, gdzie zawierane są kontrakty na Giełdzie Energii w Polsce „doba przed”;
- rynek bilansujący, na którym Operator Systemu Przesyłowego bilansuje transakcje zawarte w ramach umów bezpośrednich na rynku kontraktowym i na rynku giełdowym a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

### Uzyskiwanie przez odbiorców prawa wyboru dostawcy – wdrażanie zasady Dostępu Stron Trzecich do Sieci (ang. TPA)

Ważnym czynnikiem budowy rynku konkurencyjnego energii elektrycznej jest wdrażanie zasady TPA, czyli uzyskiwanie przez odbiorców prawa do korzystania

z usług przesyłowych. Oznacza ono możliwość korzystania z sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku nabywania od niego energii elektrycznej. Jego istota polega na dokonywaniu zakupu energii u dowolnego, wybranego producenta, w spółce obrotu lub w wybranej spółce dystrybucyjnej (poza lokalną) przy zapewnieniu świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwo sieciowe, do którego sieci uprawniony odbiorca jest przyłączony, Konkurencja dostawców o dostawy energii dla uprawnionych odbiorców ma zapewnić obniżenie cen, zwłaszcza dla największych odbiorców i równocześnie wzrost jakości obsługi odbiorców.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 maja 1998 roku „o harmonogramie uzyskiwania przez odbiorców prawa do korzystania z tych z usług” prawo to już uzyskali odbiorcy energii elektrycznej dokonujący rocznych zakupów energii w wielkości nie mniejszej niż 10 GWh. Odbiorców tych jest około 680 i mają oni 52% udziału w krajowym zużyciu energii. Następnym etapem realizacji rozporządzenia to uzyskanie z dniem 1 stycznia 2004 roku prawa do korzystania z usług przesyłowych przez odbiorców o rocznym zakupie ponad 1 GWh. Pozostali odbiorcy, w tym również gospodarstwa domowe, uzyskają to prawo z dniem 5 grudnia 2005 roku.

W praktyce ze swoich uprawnień skorzystało zaledwie kilku odbiorców, a ich udział w krajowym zużyciu energii elektrycznej nie przekroczył 3% choć, jak wskazują badania ankietowe, około 2/3 uprawnionych odbiorców deklaruje, że chciałoby z nich skorzystać. Biorąc pod uwagę opisaną wyżej sytuację ważną staje się odpowiedź na pytanie: dlaczego tak niewielu odbiorców skorzystało ze swoich uprawnień i jakie są główne, obiektywne i subiektywne, przyczyny tej sytuacji?

### **Potencjalne strategie uprawnionych odbiorców na konkurencyjnym rynku energii**

Uzyskanie prawa do korzystania z usług przesyłowych nie oznacza automatycznego przejścia odpowiedzialności za własne zasilanie. Mogą wystąpić dwa odmienne zachowania: aktywne i pasywne. Odbiorcy aktywni odejdą od spółek dystrybucyjnych i będą zawierali bezpośrednio umowy z wytwórcami bądź niezależnymi dostawcami – przedsiębiorstwami obrotu energią elektryczną. Z kolei odbiorcy pasywni pozostaną odbiorcami taryfowymi, zasilanymi przez spółki dystrybucyjne na obecnych zasadach. W rozwiązaniu pośrednim uprawniony odbiorca może pozostać w swojej dotychczasowej spółce dystrybucyjnej zakupując energię na warunkach wynegocjowanych, korzystniejszych niż taryfowe.

Spółki dystrybucyjne nie chcą tracić odbiorców i podejmują starania przeciwdziałające utracie odbiorców. Te starania oraz fakt, że ze względu na dotychczasowe związki oraz wiarygodność i pewność dostaw

są atrakcyjnym dostawcą powodują, że zaledwie kilku uprawnionych odbiorców końcowych zmieniło swojego dotychczasowego dostawcę.

Prawo do korzystania z usług przesyłowych i wynikająca z niego swoboda wyboru dostawców przenosi na odbiorcę odpowiedzialność za wynegocjowanie cen i warunków dostawy energii. Uprawniony odbiorca będzie porównywał i wybierał oferty konkurujących dostawców, ale wybór nawet najlepszej oferty nie gwarantuje, że wynegocjowane warunki będą optymalne przez cały okres obowiązywania umowy. Jest to jeden z istotnych, choć subiektywnych powodów, dla których niewielu uprawnionych odbiorców zmienia dostawców.

Przy podejmowaniu decyzji o zmianie dostawcy odbiorca określa pewną graniczną wartość oszczędności w zakupie energii, która w jego ocenie uzasadnia zmianę dostawcy. Jeżeli potencjalne oszczędności są zbyt niskie, odbiorca uznaje decyzję o zmianie dostawcy za nie uzasadnioną, zwłaszcza że pojawia się ryzyko, jakie niesie przejście odpowiedzialności za swoje zaopatrzenie w energię. Dla uzyskania niewielkich oszczędności uprawnieni odbiorcy nie chcą rezygnować z bezpieczeństwa, jakie daje obrót taryfowy w przedsiębiorstwie sieciowym – spółce dystrybucyjnej.

Ukształtowanie się rynku konkurencyjnego powoduje, że uprawniony odbiorca końcowy ma do wyboru następujące strategie działania:

- 1) nie zmieniać dostawcy i skorzystać z uprawnienia art. 7 ustawy *Prawo energetyczne* do żądania od przedsiębiorstwa sieciowego, do którego sieci jest przyłączony, sprzedaży energii po cenie taryfowej;
- 2) skorzystać z prawa do korzystania z usług przesyłowych i po wykupieniu od przedsiębiorstwa sieciowego (do którego sieci jest przyłączony) tzw. Minimalnej Ilości Energii pochodzącej z kontraktów długoterminowych z wytwórcami, samodzielnie zakupić pozostałą ilość energii, bądź w kontraktach bezpośrednich z wytwórcami lub firmami obrotu bądź poprzez Giełdę Energii; strategia ta wymaga uczestniczenia w Rynku Bilansującym;
- 3) korzystając z prawa do korzystania z usług przesyłowych zakupić całą potrzebną ilość energii od wybranego przedsiębiorstwa obrotu energią na warunkach negocjowanych, nie uczestnicząc ani w rynku giełdowym, ani w bilansującym.

### **Motywacje uprawnionych odbiorców do zmiany dostawców**

Przy wyborze jednej z alternatywnych strategii (2 lub 3), decyzja odbiorcy o zmianie dostawcy oparta na racjonalnych przesłankach, może wynikać z następujących motywacji:

- dążenia do uzyskania niższych kosztów opłaty przesyłowej poprzez wybór dostawcy o korzystniejszej lokalizacji w sieci w stosunku do odbiorcy,

- dążenia, do uzyskania niższych kosztów zakupu energii elektrycznej,
- dążenia do uniknięcia lub ograniczenia ryzyka wynikającego ze zmienności i niepełnej przewidywalności własnego zapotrzebowania przy podpisywaniu umów na dostawy w przyszłych okresach; sprawdza się to do ustalenia, kto i w jakim zakresie przejmie rozliczenia z Rynkiem Bilansującym odchyłeń ustaleń kontraktu w stosunku do rzeczywistego poboru,
- dążenia do uniknięcia lub ograniczenia ryzyka wynikającego ze zmienności cen na hurtowym rynku energii zarówno w cyklu dobowym na Rynku Bilansującym, jak też w dłuższym okresie czasu w kontraktach dwustronnych,
- dążenia do uzyskania korzystniejszych warunków finansowych obejmujących długości okresów rozliczeniowych, terminy płatności, formy zabezpieczenia płatności, oprocentowanie należności przeterminowanych itp.

### **Aspekt lokalizacyjny**

Przy obecnych opłatach przesyłowych, wynikających z obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki o „szczegółowych zasadach kształtowania taryf...”, lokalizacja dostawcy w sieci nie ma znaczenia dla kosztów usługi przesyłowej. Odbiorca ponosi opłaty w zależności od własnej lokalizacji w sieci i nie ma na niego wpływu zmiana dostawcy. Również długość sieci wykorzystywanej w celu realizacji dostaw do odbiorcy nie ma wpływu na wysokość opłat. Odbiorca zlokalizowany „za bramą” dostawcy i odbiorca na odległym końcu tej samej sieci zapłacą te same opłaty przesyłowe za 1 MWh, choć rzeczywiste koszty przesyłu są krańcowo różne. Jest to efekt konstrukcji grupowych opłat przesyłowych typu „znaczek pocztowy”.

Zgodnie z przyjętymi na świecie zasadami taryfikacji, taryfy usług przesyłowych powinny skłaniać do optymalnego wykorzystania sieci i ograniczenia zbędnych, nie rekompensowanych przychodami kosztów usług przesyłowych. Zadaniem taryf przesyłowych jest bowiem:

- a) odzwierciedlenie rzeczywistych kosztów przesyłania i dystrybucji powodowanych przez użytkowników sieci,
- b) kreowanie bodźców zachęcających użytkowników sieci do wyboru partnerów obrotu energią o lokalizacji w sieci zapewniającej najniższe koszty przesyłania energii,
- c) dostarczanie podmiotom świadczącym usługi przesyłowe niezbędnego dochodu,
- d) informowanie o efektywności ekonomicznej budowy nowych przyłączy w poszczególnych punktach sieci ze względu na ich lokalizację w stosunku do obszarów wytwarzania i obszarów poboru energii,
- e) kreowanie bodźców zachęcających operatora sieci do prowadzenia ruchu sieci w sposób efektywny minimalizujący koszty przesyłania energii.

W wprowadzonych decyzją Prezesa URE taryfach przesyłowych przedsiębiorstw sieciowych (PSE i spółek dystrybucyjnych), mających w swojej intencji promować rozwój konkurencyjnego rynku energii, nastąpiło uproszczenie opłat przesyłowych w stosunku do opłat z okresów poprzednich. Uproszczenie to dotyczy następujących rozwiązań taryfy przesyłowej:

- wytwórcy są zwolnieni z opłat przesyłowych,
- koszty opłat przesyłowych wraz z ich wszystkimi składnikami ponoszą pobierający energię z sieci,
- opłaty przesyłowe kalkulowane są w odniesieniu do sieci, do której przyłączony jest odbiorca, niezależnie od lokalizacji jego potencjalnych dostawców,
- w ramach sieci danego napięcia opłata przesyłowa daje odbiorcy dostęp do wszystkich dostawców na rynku, niezależnie od ich lokalizacji w sieci,
- opłaty przesyłowe zależą wyłącznie od mocy przyłączeniowej i ilości energii odebranej z sieci,
- opłaty przesyłowe nie zależą od wielkości sieci zaangażowanej w usługę przesyłową.

Skonstruowane w ten sposób opłaty nie skłaniają do „oszczędniejszego” korzystania z sieci i obniżki kosztów przesyłu poprzez wybór dostawcy o „bliższej” lokalizacji w sieci. Jest to jeden z obiektywnych powodów braku motywacji do zmiany dostawcy.

### **Ograniczenie kosztów zakupu**

Przy decyzji o zmianie dostawcy uprawniony odbiorca ma ograniczone pole samodzielnego kształtowania portfela zakupu energii i uzyskania w ten sposób niższych kosztów zakupu. Uprawnieni odbiorcy są zobligowani do zakupu energii elektrycznej pochodzącej z kontraktów długoterminowych zawartych przez PSE SA. Obecnie energia ta stanowi średnio około 60% całej mocy zapotrzebowania odbiorców. Sprzedawana jest po cenach zatwierdzonej Taryfy PSE SA, które są wyższe niż ukształtowane na rynku kontraktowym. Ma to istotny wpływ na poziom kosztów zakupu energii ponoszonych przez uprawnionych odbiorców. Dodatkowo pozostały zakup energii jest obciążony kosztami zakupu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, stanowiącej obecnie minimum 2,5% zapotrzebowania. Ogranicza to uprawnionemu odbiorcy możliwość zakupu energii na rynku po niższych cenach, zwłaszcza że w optymalnym portfelu zakupu powinien jeszcze się mieścić kilkuprocentowy udział Rynku Bilansującego oraz analogiczny udział Giełdy Energii.

Dotyczy to sytuacji, gdy uprawniony odbiorca samodzielnie konstruuje portfel zakupu. Jeśli zda się na pośrednika, który zrobi to za niego (strategia 3) zapłaci dodatkowo za przejście przez pośrednika ryzyka związanego z konstrukcją portfela zakupu.

Powyższe okoliczności powodują, że nie tylko w kraju, ale również w bardziej zaawansowanych w rozwoju rynku elektroenergetykach uprawniony odbiorca zadowala się na ogół uzyskaniem pewnych bonifikat w cenach energii i nie decyduje się na zamianę spółki dystrybucyjnej na innego dostawcę.

## **Unikanie lub ograniczanie ryzyka**

Motywy te nie skłaniają do zmiany dostawcy. Poza spółką dystrybucyjną trudno jest uzyskać pełne przeniesienie ryzyka na dostawcę bez istotnego wzrostu kosztów zakupu energii (bez wzrostu jej ceny). Spółki dystrybucyjne zapewniają odbiorcom taryfowym dostawę energii na warunkach „za przełączeniem wyłącznika”, to jest dostarczają w każdej chwili tyle energii, ile odbiorca potrzebuje bez zmiany ceny dla dodatkowego lub zmniejszonego zapotrzebowania, przy stałej cenie w okresie taryfowym. To one przejmują na siebie ryzyko związane ze zmiennością cen nie tylko na Rynku Bilansującym, ale także na rynku kontraktowym i Giełdzie Energii.

### **Przesuwanie i zabezpieczanie terminów płatności**

Ponieważ spółki dystrybucyjne dysponują silnym narzędziem egzekucji należności, jakim jest przerwanie dostaw przez „fizyczne” wyłączenie odbiorcy, są w stanie zaoferować mniej kosztowne formy zabezpieczenia płatności lub nawet z nich zrezygnować. Istotnie poprawia to warunki finansowe kontraktu na dostawy energii w porównaniu z innymi dostawcami.

### **Bariery utrudniające uprawnionym odbiorcom wejście na rynek konkurencyjny**

Obok motywów, które mogą skłaniać do skorzystania z prawa do usług przesyłowych i zmiany dostawcy występują bodźce negatywne, częściowo obiektywne i częściowo subiektywne, wynikające z zamierzonych działań spółek dystrybucyjnych stawiających bariery wyjściu uprawnionych odbiorców z ich obszaru obrotu energią.

Do czynników obiektywnych należą zwiększone wymagania techniczne i organizacyjne, jakie musi spełnić uprawniony odbiorca chcąc uczestniczyć w konkurencyjnym rynku energii.

Zwiększone wymagania techniczne dotyczą układów pomiarowo-rozliczeniowych energii i obejmują przede wszystkim:

- zapewnienie odpowiedniej klasy dokładności liczników i przekładników oraz pomiaru w cyklach jednogodzinnych;
- uzupełnienie układu pomiarowego o system transmisji godzinowych wyników pomiaru energii elektrycznej; powinien on zapewniać przekazywanie pomiarów energii elektrycznej przez dwie niezależne drogi transmisji do Operatora Systemu Rozdzielczego lub Przesyłowego;
- zapewnienie równoczesnej transmisji danych pomiarowych z układu podstawowego i rezerwowego.

Przedstawione elementy infrastruktury technicznej stanowią niezbędne wyposażenie uczestnika dobowo-godzinowego rynku energii elektrycznej.

Wymagania organizacyjne nowego rynku energii w Polsce powodują konieczność „wykreowania” Operatora Handlowo-Technicznego (OHT) bądź Operatora Handlowego (OH). Ich działalność jest niezbędna dla bilansowania energii elektrycznej na rynku dobowo-godzinowym. Główne zadanie Operatorów Handlowo-Technicznych polega na planowaniu i koordynowaniu grafików handlowych jednostek wytwórczych z grafikami handlowymi uprawnionych odbiorców. OHT dysponuje Jednostką Grafikową podmiotu przyłączonego do sieci. Ze względu na zakres funkcji pełnionych przez OHT wymagane są odpowiednie kwalifikacje personelu oraz odpowiednia infrastruktura teleinformatyczna w zakresie wymiany informacji z Operatorem Systemu Przesyłowego. Funkcje OH obejmują zgłaszanie do realizacji grafików handlowych umów sprzedaży energii, które zawiera przedsiębiorstwo obrotu z wytwórcami i uprawnionymi odbiorcami końcowymi.

Koszty spełnienia wymagań technicznych i organizacyjnych przekraczają w wielu wypadkach możliwe do uzyskania efekty z tytułu zakupu ograniczonej ilości energii po cenach rynkowych. Jest to kolejny powód ograniczonego korzystania z uprawnień przez odbiorców.

Przyczyną subiektywną, związaną z działaniami niezadowolonymi odbiorców do korzystania z uprawnień, jest wycofywanie się spółek dystrybucyjnych z korzystniejszych warunków naliczania opłat za świadczenie usług przesyłowych w momencie zmiany dostawcy. Te korzystniejsze warunki obejmują na ogół niższe opłaty za niezawodność zasilania wiążącą się z liczbą niezależnych ciągów zasilania, akceptowanie sumatorów do rozliczeń pobranej mocy przy kilku przyłączach oraz uzyskiwanie wyższych wartości współczynnika mocy ( $\text{tg } \phi$ ), zapewniającego niższe opłaty za pobieraną z sieci energię bierną.

Uprawnieni odbiorcy są uprzedzani o pogorszeniu rozliczeń za usługi przesyłowe przy ewentualnej zmianie dostawcy. Obliczają oni, o ile musiałaby być niższa cena zakupu energii od nowego dostawcy, aby zrekompensować utratę niższych opłat przesyłowych w spółce dystrybucyjnej. W szeregu przypadków są to straty nie do odzyskania przy obecnych rynkowych cenach energii i przy nie większym niż 40% udziale tańszej energii w zakupie na rynku kontraktowym. Możliwość stawiania tego typu barier, to efekt prowadzenia działalności dystrybucyjnej i handlowej przez ten sam podmiot – spółkę dystrybucyjną, nawet jeżeli posiada ona dwie niezależne koncesje URE na „dystrybucję” i „obrot” oraz prowadzi odrębne rachunkowości kosztów i przychodów dla każdej działalności.

Dodatkową barierą ograniczającą korzystanie przez uprawnionych odbiorców ze swych uprawnień jest subsydiowanie skróśne między „dystrybucją” a „obrotem”. Pomimo iż w intencji rozporządzenie Ministra Gospodarki ma określać „szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf”, nie jest jednak aż tak szczegółowe, aby określić kluczowe zasady alokacji kosztów wspólnych dla „dystrybucji” i „obrotu”. Brak tej szczegóło-

wości daje możliwość obciążania dystrybucji arbitralnie ustalaną częścią kosztów wspólnych spółki dystrybucyjnej i dzięki temu oferowanie energii po niższych cenach niż inni dostawcy.

W wyniku takiego działania zostaje zakłócona konkurencja w obrocie energią, gdyż spółki dystrybucyjne są w stanie zaferować niższe ceny energii dzięki uzyskiwaniu zawyżonych przychodów z usług przesyłowych na podstawie zawyżonych taryf. Wysoki udział opłat przesyłowych w całkowitych kosztach zaopatrzenia w energię powoduje, że ewentualna zmiana dostawcy i uzyskanie niższych cen energii nie powoduje znaczącego obniżenia kosztów.

Stosowanie ograniczeń i limitów wzrostu cen w taryfach dla poszczególnych grup odbiorców spowodowało dodatkowo wymuszenie wzajemnego subsydiowania odbiorców. W celu pokrycia uzasadnionych kosztów przekraczających wyznaczony poziom cen dla jednych grup odbiorców spółki dystrybucyjne są zmuszone podnosić ceny dla tych grup, których koszty uzasadnione tego nie wymagają. Szczególnie dotyczy to skrośnego subsydiowania usług przesyłowych drobnych odbiorców przez wielkich odbiorców przemysłowych o wysokiej energochłonności produkcji. Świadomość tego ma zarówno Minister Gospodarki, Minister Finansów jak i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Dążenia do eliminacji subsydiowania jednych grup odbiorców przez inne zawarte są w § 27 Rozporządzenia Ministra Gospodarki „w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną”. Subsydiowanie jest jednak znaczące i nagłe wyeliminowanie go może spowodować gwałtowny wzrost cen usług przesyłowych dla grup dotychczas subsydiowanych. Dlatego też eliminowanie subsydiowania musi być rozciągnięte w czasie.

### **Efekty wdrożenia konkurencyjnego rynku energii dla uprawnionych odbiorców**

Efekty wdrożenia konkurencyjnego rynku energii dla uprawnionych odbiorców są obecnie ograniczone przede wszystkim z dwóch powodów:

- uprawnieni odbiorcy mogą zakupić po cenach rynkowych nie więcej niż 40% energii na pokrycie swojego zapotrzebowania pod warunkiem spełnienia wymagań technicznych i organizacyjnych, jakie stawia rynek dobowo-godzinowy oraz przy podjęciu ryzyka związanego z uczestnictwem w rynku konkurencyjnym; nie zawsze przy tym ewentualnie uzyskane korzyści przewyższają niezbędne koszty i nakłady inwestycyjne;
- uprawnieni odbiorcy w dalszym ciągu zakupują usługi przesyłowe od przedsiębiorstw sieciowych tworzących podsektor monopolu naturalnego i muszą akceptować ceny usług zniekształcone subsydiowaniem obrotu oraz subsydiowaniem skrośnym usług przesyłowych świadczonych innym grupom odbiorców.

Deklaracje zapewnienia uprawnionym odbiorcom przemysłowym dostawy energii elektrycznej (energii razem z przesyłem) po niskich cenach i na warunkach nie gorszych niż te, które uzyskują ich zagraniczni konkurencji, nie znalazły potwierdzenia w praktyce.

Koszty usług przesyłowych dla poszczególnych grup odbiorców są zróżnicowane ze względu na wykorzystanie zróżnicowanych obszarów sieci, lecz stawki opłat przesyłowych nie odzwierciedlają tych kosztów ze względu na subsydiowanie odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia przez odbiorców zasilanych napięciem 110 i 220 kV. Ponadto system opłat przesyłowych nie uwzględnia racjonalności decyzji gospodarczych podjętych w momencie lokalizacji energochłonnego przemysłu. Jak wiadomo, wielcy odbiorcy przemysłowi byli lokalizowani blisko źródeł wytwarzania lub węzłowych stacji sieci przesyłowych. Jest to podstawowa zasada lokalizacyjna, która wynika z potrzeby ograniczenia kosztów przesyłania dużych ilości energii. Im większe zapotrzebowanie odbiorcy końcowego na moc i wyższe zużycie energii, tym ściślej była i jest przestrzegana ta zasada.

System opłat grupowych typu „znaczek pocztowy” niweczy efekty przemysłowej i racjonalnej ekonomicznie lokalizacji w pobliżu elektrowni takich energochłonnych odbiorców, jak *Huta Aluminium Konin*, *Huta Łaziska*, *Huta Katowice*, *Huta Zawiercie* czy *Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”*. Odbiorcy ci płacą za usługi przesyłowe tyle samo, ile by płacili przy lokalizacji w Suwałkach czy Bieszczadach. Wielkim odbiorcom przemysłowym należałoby stworzyć takie zasady kalkulowania cen przesyłu, które zapewniałyby opłaty na poziomie rzeczywistych kosztów tej usługi. Obecne zasady taryfowania, polegające na grupowaniu odbiorców i uśrednianiu stawek w obrębie grupy, powodują, że odbiorcy, których lokalizacja w sieci jest korzystniejsza, a zatem koszty przesyłu niższe, subsydują pozostałych. Trudno się dziwić, że uprawnieni odbiorcy nie chcą własnym kosztem wspierać innych odbiorców energii. Z drugiej strony, nie można oczekiwać od spółek dystrybucyjnych urealnienia opłat dla uprawnionych odbiorców, jeśli nie będzie mu towarzyszyło urealnienie stawek dla pozostałych odbiorców. Spółka dystrybucyjna musiałaby pokryć różnicę z własnej kieszeni. Stanowisko spółek dystrybucyjnych, aby tego nie robić, choć jest merytorycznie niesłuszne, jest jedynym możliwym w ramach obowiązującego prawa. To zaś oznacza, że prawo jest wadliwe i wymaga zmiany.

Drugim elementem opłat przesyłowych, obok stawek sieciowych za „transport”, jest tzw. składnik systemowy. Wszyscy odbiorcy są obciążeni nim w tej samej wysokości, poza szczególnym przypadkiem trzech odbiorców o rocznym zużyciu ponad 500 GWh i ponad 20-procentowym udziale kosztów energii w kosztach produkcji, to jest *Huty Aluminium Konin*, *Huty Łaziska* i *Zakładów Górniczo-Hutniczych „Bolesław”*.

Wielcy odbiorcy, w tym zwłaszcza huty, mogą zapewnić stabilny, równomierny pobór energii przez 24 godziny wszystkich dni tygodnia. Równomierność ob-

ciążenia umożliwiają ograniczenie zakupu usług systemowych i mocy rezerwowych, stąd tego rodzaju odbiorcy powinni ponosić obniżone opłaty systemowe. Równomierność poboru obniża także liczbę załączeń i wyłączeń jednostek wytwórczych i przez to podnosi niezawodność pracy KSE oraz ogranicza koszty jego funkcjonowania. Poza niższymi cenami w taryfach sprzedaży energii w okresach pozaszczytowych tego rodzaju odbiorca nie uzyskuje innych korzyści, choć ich przysparza Krajowemu Systemowi Elektroenergetycznemu (KSE). Koszty stałe KSE dla takiego odbiorcy są niższe niż dla odbiorców o dużym zróżnicowaniu obciążenia dobowego.

Niewykorzystane są także zdolności uprawnionych odbiorców do redukcji pobieranej mocy w okresach szczytowego obciążenia KSE, dokonywanej w uzgodnieniu z Operatorem Systemu Przesyłowego. Zdolność ta jest równoważna utrzymywaniu rezerwowych mocy wytwórczych w elektrowniach, które nie tylko wymagały nakładów inwestycyjnych przy ich tworzeniu, ale wymagają ponoszenia kosztów eksploatacyjnych przy utrzymywaniu ich w gotowości do pracy. Kryją się tu rezerwy zarówno obniżki kosztów funkcjonowania KSE, jak dodatkowych przychodów wielkich odbiorców.

Można się zgodzić, że przedstawione powyżej problemy nie mogą być rozwiązane w krótkim okresie. Z drugiej strony nieuwzględnianie tych szczególnych warunków odbioru energii przez uprawnionych odbiorców przemysłowych stwarza im gorsze warunki niż te, które uzyskują ich zagraniczni konkurenci. Nie jest to więc zgodne z deklarowanymi celami polityki energetycznej oraz osłabia motywację uprawnionych odbiorców do korzystania ze swoich uprawnień.

## Wnioski

Podsumowując, przedstawione powyżej problemy można ująć w następujących тезach.

- 1) Rynek konkurencyjny może przynieść wiele korzyści, głównie uprawnionym odbiorcom, ponieważ konkurencja pozwoli wyeliminować niesolidnych i drogich dostawców. Doświadczenia krajów, które wprowadziły konkurencyjny rynek energii elektrycznej dowodzą, że ceny energii dla dużych odbiorców mogą spaść nawet o 40 procent. Jest to ważne z punktu widzenia gospodarki narodowej, ponieważ podnosi konkurencyjność polskiego przemysłu na rynkach międzynarodowych.
- 2) Konkurencyjny rynek dostaw energii z wszystkimi jego pozytywnymi i negatywnymi konsekwencjami stwarza szansę uzyskania korzyści dla potrafiących wykorzystywać jego mechanizmy i z drugiej strony stwarza zagrożenie dla niepotrafiących ograniczyć ryzyka, jakie wiąże się z transakcjami rynkowymi.

3) Zdaniem wielu uprawnionych odbiorców w kraju i na świecie wariant współpracy ze spółką dystrybucyjną jest optymalny i dlatego jest preferowany w praktyce. Stąd większość uprawnionych odbiorców nie zmienia dotychczasowego dostawcy, ale negocjuje nowy kontrakt pozwalający uzyskać dotychczasowe bezpieczeństwo dostaw, niższe koszty zakupu i ograniczone ryzyko wynikające ze zmienności zapotrzebowania i zmienności cen na rynku.

4) Przyczynami ograniczonego korzystania uprawnionych odbiorców z rynku konkurencyjnego są:

- niewystarczająca motywacja ekonomiczna do poszukiwania nowych dostawców, wynikająca z ograniczonych ewentualnych efektów przy znaczących kosztach przygotowania infrastruktury i organizacji uczestnictwa w rynku;
- obawa przed ryzykiem, jakie niesie zmienność cen na rynku przy niepełnej przewidywalności własnego zapotrzebowania;
- starania, jakie podejmują spółki dystrybucyjne dla utrzymania dotychczas obsługiwanych uprawnionych odbiorców; te starania, tradycyjne związki oraz wiarygodność i pewność dostaw powodują, że zaledwie kilku uprawnionych odbiorców końcowych zdecydowało się zmienić swojego dotychczasowego dostawcę;
- obciążenia opłatami przesyłowymi, stanowiącymi tak znaczący udział w całkowitych kosztach dostawy energii, że uzyskane efekty niższych cen dla części energii nie prowadzą do istotnego obniżenia całkowitych kosztów dostawy.

## LITERATURA

- [1] Zasady działania rynku energii elektrycznej w Polsce w roku 2000 i latach następnych. Dokumenty Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki przyjęte przez KERM w dniu 2 grudnia 1999
- [2] Dr inż. Tomasz Kowalak, p.o. Dyrektor Departamentu Taryf URE: „QUO VADIS SEKTORZE?”, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)
- [3] Stanowisko Komitetu Studiów Obrotu dotyczące barier rozwoju rynku energii elektrycznej. Polski Komitet Energii Elektrycznej. Warszawa, 10 października 2001
- [4] Stanowisko Forum Dyrektorów Obrotu Spółek Dystrybucyjnych. Bariery rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce oraz promowanie jego rozwoju. *PTPIREE* 2001
- [5] Prof. Władysław Mielczarski: Odbiorcy z TPA na rynku energii elektrycznej
- [6] Prof. Jan Popczyk: „Okiełniam eksperta”. Opinia zaprezentowana w związku ze sporem *GZE SA z Hutą Łaziska SA* [www.cire.pl](http://www.cire.pl)

□