

Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/perspektywy-rozwoju-el/1321,Rozdzial-V-Charakterystyka-rozwoju-elektroenergetyki-krajowej.html>
05.05.2024, 20:26

Rozdział V. Charakterystyka rozwoju elektroenergetyki krajowej

5.1 Koszty energii pierwotnej

Na sytuację elektroenergetyki wpływają nie tylko ceny energii elektrycznej lecz całość struktury cen zarówno energii pierwotnej, jak i finalnej. Ceny energii pierwotnej określają koszty wytwarzania, natomiast ceny innych nośników energii finalnej mają wpływ na zużycie energii elektrycznej ze względu na konkurencję nośników energii. W poprzednim okresie wszystkie ceny nośników energii były bezpośrednio ustalane przez państwo znacznie poniżej kosztów, zgodnie z ówczesną polityką gospodarczo-społeczną. Doprowadziło to do zniekształcenia bodźców ekonomicznych w gospodarce i niskiej efektywności energii.

Od 1990 roku w ramach reformy gospodarczej podjęto działania na rzecz stopniowego dopasowania poziomu cen energii w Polsce do poziomu cen rynkowych dla przedsiębiorstw przewidzianych do działania na rynku otwartym lub poziomu ekonomicznego dla przedsiębiorstw monopolistycznych, który powinien odzwierciedlać uzasadnione koszty bez subsydiowania skróśnego oraz rozsądny poziom zwrotu z zainwestowanego kapitału. Tempo wzrostu cen i sposób dokonywania ich zmian dostosowane były do zachodzących przemian społeczno-ekonomicznych. Ceny najbardziej „wrażliwych” społecznie nośników energii, a więc energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła scentralizowanego, pozostawały do 1997 roku cenami urzędowymi, których wzrost ustalany jest corocznie w ustawie budżetowej i kontrolowany bezpośrednio przez Ministra Finansów.

Ceny węgla kamiennego w Polsce zostały formalnie uwolnione w III kwartale 1992 roku. Wzrost cen rynkowych węgla był jednak kontrolowany poprzez kontrolę kosztów przez organy skarbowe. Poziom cen węgla kamiennego dla elektroenergetyki ustalany jest w drodze negocjacji spółek węgla kamiennego i głównych odbiorców, jakimi są elektrownie i elektrociepłownie. W 1994 r. poziom ten został ustalony na równowartość 31 USD/t w odniesieniu do węgla wskaźnikowego o wartości opałowej 21 MJ/kg, zawartości popiołu 22% i siarki 0.9% (21/22/0.9). Od początku 1995 r. obowiązywała cena 32 USD za tonę węgla wskaźnikowego, która odpowiadała parytetowi cen na rynku międzynarodowym. Ocenia się, że w obecnych warunkach, tj. przy obecnej wydajności i poziomie sprzedaży średnia cena ekonomiczna węgla energetycznego dla krajowych przedsiębiorstw wydobywczych mieści się w przedziale 36-42 USD za tonę węgla wskaźnikowego. Jest ona zatem wyższa od ceny wynegocjowanej z elektroenergetyką oraz znacznie wyższa od uzyskiwanej obecnie w polskim eksporcie, która wynosi ok. 35 USD za węgiel o wartości opałowej 25.8 MJ/kg, co

odpowiada ok. 28.5 USD za tonę węgla wskaźnikowego dla krajowej elektroenergetyki.

W roku 1999 cena węgla wskaźnikowego wynegocjowana z elektroenergetyką wynosiła 126 zł/t (31,5 USD/t). Wykonana cena była jednak niższa (ok. 117 zł/t) ze względu na występujące zjawisko tzw. „dzikiej konkurencji” pomiędzy spółkami wydobywczymi, gdyż producenci węgla starają się uzyskać jak największą sprzedaż przez obniżanie cen znacznie poniżej kosztów. Jednocześnie spółki nie wywiązują się w pełni z obowiązków podatkowych wobec państwa i władz lokalnych, co cały rynek węgla kamiennego dla energetyki czyni niestabilnym i nieprzejrzystym. Trzeba mieć nadzieję, że trwająca restrukturyzacja przemysłu wydobywczego węgla kamiennego owe nieprawidłowości zlikwiduje. Tym bardziej, że wymagają tego zarówno obecne przepisy układu stowarzyszeniowego z Unią Europejską i będzie to warunkiem przystąpienia Polski do UE. **Ceny węgla kamiennego w Polsce powinny się więc kształtować zgodnie z prognozą cen tego nośnika na rynku światowym. Wobec perspektywy, że w okresie do 2020 roku będą one kształtować się realnie na stałym poziomie, realne koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej w źródłach węglowych również nie powinny podlegać istotnym zmianom.**

Ceny węgla brunatnego, który nie jest paliwem występującym w Polsce na rynku otwartym ustalane są przez przedsiębiorstwa wydobywcze na podstawie ich kosztów uzasadnionych i zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Węgiel brunatny jest obecnie najtańszym paliwem dla elektrowni. W przeliczeniu na jednostkę energii pierwotnej jego cena średnia wynosi obecnie ok. 4,14 zł/GJ (ok. 1 USD/GJ), podczas gdy dla węgla kamiennego dla energetyki wynosi ona 6,52 zł/GJ (1,56 USD/GJ) [11]. Koszty wydobycia węgla brunatnego będą jednak wzrastać ze względu na konieczność zapewnienia środków finansowych na odtwarzanie mocy i modernizację ekologiczną. Zupełnie innym czynnikiem, który może wpłynąć na wzrost cen węgla brunatnego może być rozwój rynku konkurencyjnego energii elektrycznej, w którym będą uczestniczyć elektrownie połączone organizacyjnie z kopalniami węgla brunatnego, a które będą konkurować ze znacznie droższymi elektrowniami na węgiel kamienny. **Jeśli w systemie regulacji rynku energii elektrycznej nie zostaną zapewnione mechanizmy ograniczające możliwości uzyskiwania zysków nadzwyczajnych z tzw. renty bełchatowskiej, to rynek konkurencyjny może spowodować wzrost cen energii wytwarzanej na węglu brunatnym i pośrednio wzrost cen węgla brunatnego.**

Ceny sieciowych paliw gazowych są obecnie średnio nadal niższe od ich poziomu ekonomicznego. Niestety, ich struktura dla poszczególnych grup odbiorców odbiega od struktury kosztów. Nadal ceny dla odbiorców bytowo-komunalnych są subsydiowane przez ceny dla odbiorców przemysłowych, które obecnie są na poziomie 0,13 USD/m³ i są wyższe od ich poziomu ekonomicznego o ok. 3% i wyższe od cen europejskich. Ceny dla odbiorców bytowo-komunalnych są obecnie na poziomie 0,21 USD/m³. Ocenia się, że w 2000 r. niezbędny byłby realny wzrost cen paliw gazowych dla ludności o ok. 50%, by zapewnić samofinansowanie przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przy obecnym poziomie efektywności ekonomicznej tego przedsiębiorstwa. Oczywiście taki wzrost cen nie mógł być akceptowalny i przedsiębiorstwo Polskie Górnictwo Naftowe i

Gazownictwo będzie musiało podjąć istotne działania restrukturyzacyjne w celu podwyższenia sprawności działania. Jednocześnie realizacja politycznej decyzji o dywersyfikacji kierunków importu gazu ziemnego spowoduje tendencje wzrostowe cen średnich paliw gazowych. **Może to być jedną z barier rozwoju elektrowni opartych na gazie, jeśli w tym zakresie nie będą podjęte radykalne decyzje o preferencyjnych cenach dla gazowych źródeł energii elektrycznej.**

Ceny gazu skroplonego nie powinny mieć istotnego znaczenia dla rozwoju elektroenergetyki w Polsce, gdyż istnieje stosunkowo łatwy dostęp do gazu sieciowego. Gaz skroplony może być alternatywnym paliwem dla małych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem (źródła rozproszone), położonych w miejscach o utrudnionym dostępie do sieci gazowej. Ceny gazu skroplonego będą oczywiście wyższe od cen gazu przewodowego podobnie jak to występuje na rynku światowym. Dzięki globalizacji technologii nie będzie zbyt dużych różnic cen FOB, natomiast będą istotne różnice w cenach CIF zależnie od odległości transportu. Przewiduje się, że ceny CIF dla gazu skroplonego w Polsce będą wyższe o 40 - 60%.

Ceny oleju opałowego są obecnie uwolnione od bezpośredniej kontroli państwa i poddane działaniu mechanizmów rynkowych. Zależą one zatem od bieżącej sytuacji na rynku ropy naftowej i paliw pochodnych. Dla elektroenergetyki w Polsce nie mają one jednak istotnego znaczenia.

5.2 Poziom i struktura cen energii elektrycznej

Ceny energii elektrycznej w Polsce nie osiągnęły jeszcze poziomu ekonomicznego właściwego dla warunków krajowych, a więc m.in. dla istniejącej efektywności przedsiębiorstw energetycznych, średniego jednostkowego wynagrodzenia pracowników, obciążenia podatkowego, a przede wszystkim kosztów kapitału. Dominująca własność państwowa przedsiębiorstw energetycznych pozwala na pośrednie subsydiowanie cen energii elektrycznej poprzez nie egzekwowanie kosztów kapitału państwowego i często nie egzekwowanie należności podatkowych, głównie od przedsiębiorstw wydobywczych, co sprzyja istnieniu „dzikiej konkurencji” w górnictwie węgla kamiennego i sztucznie kształtujących się cen węgla kamiennego dla energetyki. **Prywatyzacja spółek Skarbu Państwa doprowadzi do prawidłowego naliczania kosztu kapitału lecz dynamika tych zmian może różnić się od dynamiki uzyskiwania pozytywnych efektów z wprowadzania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej. Dotyczy to zwłaszcza priorytetów prywatyzacyjnych poszczególnych sektorów elektroenergetyki. Może to spowodować w pierwszym okresie uwolnienia cen energii elektrycznej niepożądany społecznie efekt, z czym niestety należy się liczyć. Z tego względu w interesie państwa leży dostosowanie procesu prywatyzacji do przewidywanej dynamiki uzyskiwania pozytywnych efektów z wprowadzania konkurencji.**

Przeciętna cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w 2000 r. wyniosła 199,44 zł/MWh [18] (ok. 5 USc/kWh), dla odbiorców bytowo-komunalnych 232,52 zł/MWh.

Dynamika zmian cen 2000/1999 wyniosła średnio 109,35, natomiast dla odbiorców bytowo-komunalnych 111,40. Jest to efekt stopniowego likwidowania subsydiowania odbiorców bytowo-komunalnych przez odbiorców przemysłowych. Wzrost cen dla odbiorców finalnych wynika z polityki regulacji w tempie, które było akceptowalne społecznie. Struktura cen dla rozmaitych grup odbiorców nie jest jeszcze prawidłowa, gdyż nadal występuje subsydiowanie odbiorców komunalno-bytowych przez przemysłowych. W obecnych warunkach, aby uzyskać poziom ekonomiczny przy istniejącej efektywności przedsiębiorstw niezbędny byłby wzrost średnich cen energii elektrycznej dla odbiorców bytowo-komunalnych o ok. 18%, natomiast ceny dla odbiorców przemysłowych powinny ulec obniżeniu o ok. 15%. Jeśli zostanie uruchomiony prawidłowo działający rynek konkurencyjny energii elektrycznej, to można się spodziewać zwiększenia efektywności działalności przedsiębiorstw energetycznych, co powinno skutkować w urealnieniu poziomu cen energii elektrycznej.

Mimo nie osiągnięcia poziomu rynkowego lub ekonomicznego cen większości nośników energii już obecnie koszty energii stanowią poważne obciążenie gospodarki i budżetów domowych społeczeństwa. **W 1999 roku w budżetach domowych w Polsce udział kosztów paliw i energii wynosił około 10,4%, co jest około dwu - i półkrotnie więcej niż w krajach europejskich o zbliżonym klimacie [8].** Jest to ponad 55% wydatków mieszkaniowych. Decydujący wpływ na poziom kosztów energii dla gospodarstw domowych mają ogrzewanie i ciepła woda użytkowa. Ich udział w całkowitych kosztach energii w budżetach rodzinnych wynosi od 50 do 70%. Ceny ciepła scentralizowanego są silnie zróżnicowane ze względu na lokalny charakter przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ich poziom zawiera się w przedziale 5,3 - 7,2 USD/GJ. Jest to jeden z powodów konieczności rozwoju źródeł skojarzonych w celu obniżenia cen tego nośnika energii finalnej. Udział kosztów energii elektrycznej w budżetach domowych wynosi 2,5 - 4%, zależnie od zasobności rodzin. Jest on niższy niż w krajach rozwiniętych, co ma istotne znaczenie przy określaniu impulsu inflacyjnego wywołanego wzrostem cen energii elektrycznej.

Wzrost kosztów energii dla odbiorców przemysłowych następuje znacznie wolniej dzięki realizacji polityki odchodzenia od subsydiowania sektora bytowo-komunalnego przez sektor przemysłowy. W latach 1990 - 1993 wskaźnik wzrostu cen detalicznych energii elektrycznej był ponad trzykrotnie a cen detalicznych paliw gazowych około sześciokrotnie wyższy od wskaźnika wzrostu cen zaopatrzeniowych tych nośników dla przemysłu. **Z tego względu obecnie koszt energii dla przemysłu nie jest elementem ograniczającym tempo dochodzenia do ekonomicznego poziomu cen energii.**

Dalsze urealnianie cen nośników energii sieciowej, uwzględniające zasadność ekonomiczną kosztów i zysków przedsiębiorstw energetycznych, może się więc odbywać z tempem wdrażania dostosowanym do możliwości gospodarki i możliwości odbiorców. **Szybkie urealnienie cen może doprowadzić do znacznego wzrostu liczby nie płaconych rachunków za energię elektryczną, ciepło i gaz, co może z kolei odbić się pogorszeniem sytuacji finansowej przedsiębiorstw energetycznych. Tempo wzrostu realnego poziomu cen energii powinno jednak nieco wyprzedzać tempo wzrostu PKB.**

Zbliżenie krajowych cen paliw i energii do poziomu cen europejskich następować będzie stosownie do postępów w integracji Polski z Unią Europejską. Tempo tego procesu zależy od czynników wpływających na ogólny poziom gospodarki kraju, a przede wszystkim od społecznej wydajności i jakości pracy, co znajdzie odzwierciedlenie w cenach polskich wyrobów i usług na rynku europejskim. Jednocześnie w miarę rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w Unii Europejskiej będzie następować realne obniżenie średnich cen energii i zmniejszenie różnic w poszczególnych krajach Unii.

5.3 Mechanizmy regulacji cen nośników energii

Wraz z wejściem w życie w 1997 r. ustawy – Prawo energetyczne w Polsce wprowadzono nowy sposób regulacji cen nośników energii. Istotną cechą tego nowego systemu jest odejście od centralnego sposobu regulacji cen paliw i energii, w tym przede wszystkim nośników sieciowych. Zamiast cen urzędowych, ustalanych przez Ministra Finansów, wprowadzono ceny określone indywidualnie przez monopolistyczne przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jednocześnie wszędzie tam, gdzie działa rynek konkurencyjny, ceny są określone przez rynek pod nadzorem organu antymonopolowego, którym w Polsce jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Podstawą prawną w pierwszym przypadku są przepisy ustawy – Prawo energetyczne, a w drugim – ustawy o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym.

Przepisy prawa energetycznego stanowią, że taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła powinny zapewniać pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych z uwzględnieniem kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych jest ustawowym kryterium regulacji cen i taryf paliw i energii.

Szczególną cechą nowego systemu stanowienia taryf dla sieciowych nośników energii jest ograniczanie skrośnego subsydiowania pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców o różnych warunkach zasilania. Przedsiębiorstwa energetyczne mogą różnicować taryfy dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczenia, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej. **Wciąż problemem są tzw. taryfy socjalne dla uboższej części społeczeństwa. Do tej pory nie ma w tym zakresie jasno sprecyzowanych przepisów.**

Z ustawy – Prawo energetyczne wynika obowiązek, aby wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne prowadziły ewidencję kosztów w sposób umożliwiający obliczenie kosztów stałych i zmiennych oraz przychodów odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji paliw i energii a także w odniesieniu do poszczególnych taryf. Stosownie do tego podziału uległa zmianie struktura taryf, w których wydzielono ceny za energię i stawki opłat za usługi przesyłowe. Umożliwi to uprawnionym odbiorcom taryfowym podjęcie decyzji o ewentualnym skorzystaniu z zasady TPA i wyborze sprzedawcy.

W celu promocji konkurencji ustawa upoważnia Prezesa URE do zwalniania przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w przypadku, kiedy stwierdzi, że przedsiębiorstwo działa na rynku konkurencyjnym¹³⁾. Obecnie jest już wdrożony rynek bilansujący dobowo-godzinny, który jest krytycznym elementem uruchomienia w pełni konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Przewiduje się, że wkrótce zostanie wprowadzony System Opłat Kompensacyjnych pozwalający na odzyskanie kosztów modernizacji elektrowni i elektrociepłowni, objętych kontraktami długoterminowymi zawartymi pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej a PSE S.A.²⁴⁾

Konkretna realizacja ustawowych zasad kształtowania cen w odniesieniu do sieciowych nośników energii zależy od tempa rozwoju rynku konkurencyjnego tych nośników. W każdym przypadku mamy do czynienia z cenami paliw lub energii dostarczonej do sieci, które mogą być ustalane poprzez mechanizmy rynku konkurencyjnego, oraz z opłatami za działalność sieciową (przesyłanie i dystrybucję). Taryfy za paliwa i energię dostarczaną do sieci oferowane są przez przedsiębiorstwa mające koncesję na wytwarzanie lub obrót paliwami lub energią na rynku systemowym lub rynkach lokalnych, natomiast taryfy za działalność sieciową – przez przedsiębiorstwa mające koncesje na przesyłanie i dystrybucję paliw lub energii zarówno w sieci przesyłowej, jak i rozdzielczej. Zasada ta obowiązuje również w przypadku, gdy przedsiębiorstwa zajmują się łącznie działalnością sieciową i obrotem, a także wytwarzaniem. Taryfy za działalność sieciową w każdym przypadku będą regulowane, gdyż będą oferowane przez przedsiębiorstwa prowadzące w tym zakresie działalność monopolistyczną z natury. Podobne zasady będą obowiązywać również dla przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych.

Nie należy się spodziewać szybkiego utworzenia konkurencyjnego rynku paliw gazowych ze względu na znane ograniczenia²⁵⁾. W taryfach dla odbiorców finalnych paliw gazowych muszą być wyodrębnione te same elementy, a więc koszty gazu dostarczanego do sieci i działalności sieciowej w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej z uwzględnieniem ustawowych wymogów w zakresie przejrzystości kosztów.

Powinny być uwzględnione koszty pozyskania gazu ze źródeł krajowych, zakupu gazu od dostawców zagranicznych, koszty uszlachetniania gazu i produkcji paliw gazowych oraz koszty związane z działalnością handlową a także z obsługą odbiorców. W przypadku utworzenia rynku konkurencyjnego taryfy za gaz dostarczany do sieci będą wyłączone spod nadzoru organu regulacji i przejdą pod nadzór organu antymonopolowego. W taryfach za działalność sieciową powinny być uwzględnione koszty sterowania ruchem sieciowym, koszty eksploatacji i remontów sieci, koszty budowy i rozbudowy sieci oraz koszty magazynowania gazu.

W ocenie zasadności taryf proponowanych przez poszczególne przedsiębiorstwa regulator posługuje się wymaganymi ustawą planami rozwoju, w których określa się uzasadnione koszty stałe i zmienne obejmujące koszty zakupu paliwa lub mocy i energii z zewnątrz, koszty eksploatacyjne i koszty amortyzacji środków trwałych. W planach rozwoju określany będzie poziom niezbędnych przychodów umożliwiający pokrycie kosztów i akceptowalnego

poziomu zysku z kapitału.

5.4 Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

Względy bezpieczeństwa dostaw energii, obok naturalnych tendencji do utrzymania stosunkowo dobrej sytuacji przedsiębiorstw energetycznych, były jedną z przyczyn ostrożnego rozwoju polskiego modelu rynku energii elektrycznej. Z tego m.in. powodu w dużym zakresie jest nadal utrzymywany model jedyne nabywcy, realizowany obecnie poprzez kontrakty długoterminowe (KDT) zawarte pomiędzy wytwórcami a PSE. Ten model w oczywisty sposób zapewnia znacznie większe bezpieczeństwo dostaw, zwłaszcza w okresie transformacji, natomiast nie zapewnia w pełni rozwiniętej i efektywnej konkurencji.

Zgodnie z prawem energetycznym docelowy model rynku energii elektrycznej w Polsce bazuje na wykorzystaniu zasady dostępu stron trzecich do sieci energetycznych (TPA), która w Polsce zobowiązuje przedsiębiorstwa sieciowe do świadczenia usług przesyłowych na rzecz odbiorców uprawnionych zgodnie z harmonogramem Ministra Gospodarki pod warunkiem, że nie spowodują one negatywnych skutków technicznych i ekonomicznych u innych podmiotów przyłączonych do sieci. W odróżnieniu od modelu kalifornijskiego w polskim modelu rynku można zawierać kontrakty bilateralne, transakcje na giełdzie energii i rynku bilansowym, administrowanym przez operatora systemu przesyłowego (OSP), którego funkcje pełni PSE S.A. Rozwiązanie to jest zgodne z dyrektywą 96/92/EC Unii Europejskiej ²⁶⁾.

Niezależnie od przyjętych rozwiązań rynkowych polskie prawo energetyczne oraz koncesja na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w sieci przesyłowej nakłada na PSE, czyli operatora systemu przesyłowego (OSP), obowiązek utrzymywania zdolności sieci przesyłowej do realizacji dostaw w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, co przekłada się na konieczność prowadzenia eksploatacji i remontów oraz inwestycji sieciowych na poziomie gwarantującym spełnienie tego obowiązku zarówno w perspektywie krótkoterminowej, jak i długoterminowej. Jednocześnie przedsiębiorstwo PSE jako OSP jest zobowiązane do dysponowania jednostkami wytwórczymi zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego. W wykonaniu tego zadania PSE uwzględnia kontrakty długoterminowe, zawarte pomiędzy wytwórcami a PSE, kontrakty bilateralne zawarte pomiędzy wytwórcami a uprawnionymi odbiorcami, przede wszystkim przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi, a także transakcje na Giełdzie Energii i Rynku Bilansowym. Duży udział KDT i istniejący nadmiar mocy dyspozycyjnej zmusza PSE do ograniczania realizacji kontraktów bilateralnych, co wywołuje napięcia u podmiotów działających na rynku.

Kluczem do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w perspektywie krótkoterminowej są roczne, miesięczne i dobowe plany koordynacyjne dostaw mocy i energii sporządzane zgodnie z odpowiednimi prognozami zapotrzebowania. Pewne wątpliwości wzbudza zapewnienie prawne możliwości egzekwowania tych planów przez OSP. Zanotowano przypadki niewykonania poleceń Krajowej Dyspozycji Mocy, praktycznie bez możliwości

wyegzekwowania prawnej odpowiedzialności za tego rodzaju zachowania podmiotów.

W perspektywie długofalowej sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne są prawnie zobowiązane do przewidywania w uzgadnianych z Prezesem URE planach rozwoju, rozbudowy lub budowy ewentualnych nowych źródeł energii, jeśli przedsiębiorstwo stwierdzi, że dostawy rynkowe nie zapewnią pokrycia zapotrzebowania w perspektywie planowania. W przeciwieństwie do rozwiązań kalifornijskich polskie prawo energetyczne nie zabrania zawierania przez przedsiębiorstwa sieciowe, przesyłowe i dystrybucyjne, kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej, przede wszystkim na potrzeby zaopatrzenia w energię swoich odbiorców taryfowych, gdyż obsługa handlowa odbiorców taryfowych przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa jest obowiązkiem ustawowym. Tego typu kontrakty zmniejszają ryzyko komercyjne przedsiębiorstw dystrybucyjnych i również ryzyko dla inwestorów w dziedzinie wytwarzania energii.

Polskie prawo energetyczne uprawnia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do nakazania przedsiębiorstwu, któremu wygasła koncesja, prowadzenia koncesjonowanej działalności przez okres do dwóch lat z możliwością pokrywania ewentualnych strat przez Skarb Państwa do wysokości uzasadnionego poziomu kosztów. **Wydaje się, że ten przepis należałoby rozszerzyć na przypadek nie tylko wygaśnięcia koncesji lecz również na przypadek utraty koncesji lub zaprzestania działalności np. z powodu złej kondycji finansowej.** Ów przepis może mieć istotne znaczenie dla przedsiębiorstw sprywatyzowanych w okresie transformacji, kiedy pogorszenie kondycji finansowej może wynikać z niewypłacalności odbiorców. Tego rodzaju przypadki już się pojawiły w sektorze ciepłownictwa.

W procesie regulacji zagrożeniem dla bezpieczeństwa dostaw może być zachwianie równowagi interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców wynikające z ewentualnych zbyt rygorystycznych ograniczeń wzrostu cen energii elektrycznej i usług przesyłowych dla finalnych odbiorców taryfowych, co przy uwolnieniu cen dla wytwórców i uruchomieniu rynku konkurencyjnego może osłabić kondycję ekonomiczną przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Zła kondycja ekonomiczna przedsiębiorstw spowoduje ograniczenia niezbędnych inwestycji, co może zagrozić długoterminowemu bezpieczeństwu dostaw. Obecnie, mimo nie osiągnięcia jeszcze poziomu ekonomicznego cen energii elektrycznej i przyjętego w regulacji ograniczonego tempa wzrostu cen wskaźnikowych na poziomie 2 - 3% rocznie, nie ma bezpośredniego zagrożenia dla kondycji finansowej przedsiębiorstw elektroenergetyki, gdyż istnieją jeszcze spore rezerwy efektywności zarówno w kosztach wytwarzania energii, jak i kosztach usług przesyłowych. Potrzebna jest jednak szybka likwidacja skrośnego subsydiowania pomiędzy działalnością w zakresie obrotu energią elektryczną a działalnością sieciową, gdyż może to stanowić hamulec w podnoszeniu efektywności działania przedsiębiorstw. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw nadal mogą istnieć ograniczenia w tempie likwidowania skrośnego subsydiowania pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców. Będzie to miało wpływ na kondycję ekonomiczną wielkich odbiorców przemysłowych, co jednak należy wliczyć w koszty ogólne transformacji ustrojowej państwa.

Podobna sytuacja może wystąpić w przypadku nieprawidłowego działania rynku konkurencyjnego i nieuzasadnionego poziomu cen stanowiących na rynku. Zabezpieczeniem w tym przypadku jest ustawowe upoważnienie Prezesa URE do wycofania zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia przez przedsiębiorstwa działające na takim nieprawidłowo działającym rynku. Nie ma więc potrzeby, jak to się stało w przypadku Kalifornii, ustanawiania pułapu cen na rynku konkurencyjnym. Wydaje się jednak, że potrzebne jest ustawowe upoważnienie Prezesa URE do nadzoru poprawności funkcjonowania rynku konkurencyjnego, a nie tylko do współpracy w tym zakresie z Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Takie rozwiązania prawne istnieją w wielu krajach wprowadzających konkurencyjne rynki energii.

Obecnie wdrażane mechanizmy rynku konkurencyjnego energii elektrycznej nie zawierają bezpośrednich zasad pozwalających na pobieranie opłat za moc dyspozycyjną w zakresie, który by gwarantował utrzymanie niezbędnego zakresu mocy w systemie, określonego dla perspektywy długoterminowej. Stanowi to pewne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw w perspektywie długoterminowej, gdyż twarde reguły rynku energii mogą spowodować upadek nawet dobrych przedsiębiorstw, które np. poprzez swoje położenie geograficzne lub technologię będą zmuszone oferować wyższe ceny energii na rynku. Dla części wytwórców bezpieczeństwo funkcjonowania zapewniają istniejące KDT, w których przewidziano odrębne płatności za moc i energię elektryczną. W tym zakresie uwzględnia to również przewidywany do wdrożenia System Opłat Kompensacyjnych, który posiada mechanizmy kompensacyjne przychodów dla przypadku, kiedy wartość produkcji jednostek objętych KDT jest niższa od kontraktowej. W planach rozwoju krajowego systemu przesyłowego stosuje się pewne międzynarodowe standardy, które nie muszą być właściwe w polskich, bardzo specyficznych warunkach, zwłaszcza jeśli chodzi o strukturę paliwową, elastyczność jednostek wytwórczych, ich położenie w systemie, przepustowość połączeń międzynarodowych itp. Niezbędne są prace analityczne w celu określenia niezbędnego poziomu rezerw mocy osiągalnej w perspektywie długoterminowej, który powinien być parametrem w bieżącej działalności operatora systemu przesyłowego w zakresie zakupów rezerw mocy.

Struktura organizacyjna sektora wytwórczego jest jednym z ważniejszych czynników wpływających na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej. Rozdrobnienie sektora wytwórczego, do którego doprowadziły nieprzemyślane działania na początku reformy sektora elektroenergetyki, stanowi poważne zagrożenie dla utrzymania niezbędnego poziomu rezerw mocy w systemie.

5.5 Struktura przedsiębiorstw elektroenergetyki

Perspektywy uruchomienia rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w kraju i przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, związanego z otwarciem naszej gospodarki na konkurencję europejską, wyzwoliły w sektorze elektroenergetycznym inicjatywy zmierzające do konsolidacji zarówno przedsiębiorstw wytwórczych, jak i dystrybucyjnych. Jest to zresztą spóźniona realizacja założeń polityki energetycznej państwa z 1995 r., w

których przewidywano restrukturyzację sektora elektroenergetyki w celu jego dostosowania do wymagań konkurencji krajowej i na rynku europejskim. Obecnie powstał już Południowy Koncern Energetyczny S.A., zamierza się powołać dalsze koncerny wytwórcze i dystrybucyjne. Jest to odejście – i dobrze – od lansowanej do niedawna zasady, że konsolidacja może następować wyłącznie w trakcie prywatyzacji.

W procesie konsolidacji muszą być jednak przestrzegane kryteria rynkowe, aby nie doprowadzić do remonopolizacji, zwłaszcza sektora wytwórczego. Kryteria rynkowe konsolidacji mają zastosowanie do przedsiębiorstw, które uczestniczą lub mają uczestniczyć w rynku konkurencyjnym energii elektrycznej. Chodzi tutaj przede wszystkim o przedsiębiorstwa wytwórcze, które mogą działać bezpośrednio na rynku energii dostarczanej do sieci a także na rynku usług systemowych. Wymagania rynkowe mogą mieć zastosowanie również do przedsiębiorstw zajmujących się wyłącznie obrotem energią elektryczną lecz ich znaczenie jest mniejsze, gdyż na ogół przedsiębiorstwa te nie mają dużego majątku własnego i proces konsolidacji może nawet być żywiołowy a jego poprawność zostanie szybko zweryfikowana na rynku bez istotnych strat dla gospodarki.

Konsolidacja przedsiębiorstw wytwórczych jest celowa ze względu na znany efekt skali, który umożliwia zmniejszenie kosztów własnych poprzez większą elastyczność alokacji środków, wzrost wiarygodności kredytowej i niższe koszty kapitału obcego, jak również niższe koszty kapitału własnego związane z niższym poziomem ryzyka inwestycyjnego.

W kształtowaniu procesu konsolidacji przedsiębiorstw wytwórczych, które przewidziane są do uczestniczenia w rynku dostaw energii elektrycznej do sieci w skali kraju i skali Europy, mamy do czynienia z wyborem pomiędzy zagrożeniem praktykami monopolistycznymi na rynku krajowym a konkurencyjnością na rynku europejskim. Powodzenie na rynku europejskim wymaga, aby powstawały duże firmy, zdolne do konkurencji z takimi przedsiębiorstwami jak E.ON, Enel, Tractebel, National Power, PowerGen, Union Fenosa, Endesa i Vattenfall, posiadające każde od 17 000 do 44 000 MW mocy zainstalowanej, nie mówiąc o EdF – Francja, które jest gigantem energetycznym w Europie o mocy zainstalowanej powyżej 100 000 MW. Z tego tylko względu w procesie konsolidacji przedsiębiorstw wytwórczych w Polsce należy dążyć do **stworzenia silnych ekonomicznie konkurencyjnych przedsiębiorstw energetycznych.**

Wymaganie poprawności działania krajowego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej nakłada ograniczenia na wielkość przedsiębiorstw wytwórczych tworzonych w procesie konsolidacji. Obowiązywać tutaj będzie, powszechnie stosowane w świecie, kryterium Herfindhala – Hirschmana (HHI) mówiące o tym, że suma kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich jego uczestników nie powinna przekraczać 2500. Wynika z niego, że w kraju nie powinno powstać mniej niż cztery przedsiębiorstwa posiadające średnio po jednej czwartej rynku energii. Przy uwzględnieniu sumarycznej mocy zainstalowanej w kraju optymalną wielkością firmy wytwórczej powinno być przedsiębiorstwo posiadające ok. 8 000 MW mocy zainstalowanej.

Odrębnym problemem jest struktura elektrowni w skonsolidowanych przedsiębiorstwach. Nie jest celowe łączenie elektrowni o tych samych systemowych charakterystykach

technicznych i ekonomicznych, a więc np. elektrowni o podobnym poziomie kosztów zmiennych (np. opalanych tylko węglem brunatnym lub elektrowni o niskich kosztach transportu paliwa związanych z odległością od centrum wydobywczego węgla kamiennego), gdyż **przedsiębiorstwa skonsolidowane powinny charakteryzować się podobnymi szansami na rynku konkurencyjnym możliwie w całym zakresie obciążenia systemu.**

Stosowanie w procesie konsolidacji kryterium podobnych szans na rynku konkurencyjnym jest możliwe, jeśli państwo będzie miało wpływ na proces konsolidacji i nie będzie ona przebiegać w sposób żywiołowy. Kształtowanie struktury skonsolidowanych przedsiębiorstw przed ich prywatyzacją ma w tym przypadku istotne pozytywne znaczenie, gdyż można do tego celu wykorzystać uprawnienia właścicielskie państwa, podczas gdy w procesie jednoczesnej konsolidacji i prywatyzacji zawsze należy się liczyć z wpływem potencjalnych inwestorów, których cele różnią się od celów właściwie określonej polityki energetycznej Polski. Poza tym już skonsolidowane przedsiębiorstwa stanowią wyższą wartość w procesie prywatyzacji i Skarb Państwa może uzyskać większe wpływy z tytułu ich prywatyzacji. Należy podkreślić, że koszty procesu prywatyzacji skonsolidowanych przedsiębiorstw mogą być istotnie niższe dzięki mniejszej liczbie ekspertyz prywatyzacyjnych i mniejszemu zakresowi negocjacji prywatyzacyjnych.

5.6 Ochrona środowiska

Polska energetyka stanowi o dużym udziale naszego kraju w zanieczyszczeniu środowiska naturalnego Europy. Przyczynia się do tego głównie węglowa struktura przemysłu paliwowo-energetycznego oraz zaniedbania z poprzedniego okresu. Dzięki podejmowaniu od 1990 r. inwestycji ekologicznych w sektorze wytwarzania można zanotować duży postęp w redukcji emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i pyłów. Również uległa redukcji emisja CO₂ lecz głównie dzięki zmniejszeniu zapotrzebowania na nośniki energii pierwotnej (tab. 4.5).

Emisja podstawowych zanieczyszczeń atmosfery w Polsce na mieszkańca (tab. 5.1) obecnie nie odbiega wiele od średniej w krajach Unii Europejskiej – z wyjątkiem dwutlenku siarki. Wynika to jednak głównie z obniżenia aktywności gospodarki krajowej. Polska w 1992 roku obniżyła emisję CO₂ na mieszkańca o 40% w odniesieniu do poziomu roku 1980, przyjętego w Konwencji Genewskiej jako referencyjny. Jest to bezpośrednio związane z ilością spalanego węgla, gdyż struktura zużycia energii pierwotnej niewiele się zmieniła w tym okresie.

Zanieczyszczenie atmosfery dwutlenkiem siarki zmniejszyło się dzięki spadkowi ilości spalanego węgla, zmniejszeniu średniej zawartości siarki w węglu kamiennym poprzez stopniowe wdrażanie procesów wzbogacania i odsiarczania węgla oraz dzięki uruchomieniu instalacji odsiarczania spalin a także fluidalnego spalania w elektrociepłowniach. Emisja tlenków azotu zmniejszyła się głównie dzięki wymianie palników na niskoemisyjne. W przypadku pyłów zmniejszenie nastąpiło to w wyniku intensywnych działań w zakresie

wymiany mało skutecznych urządzeń odpylających na nowoczesne elektrofiltry o dużej skuteczności odpylania.

Tab. 5.1 Roczna emisja podstawowych zanieczyszczeń do atmosfery w Polsce w odniesieniu do poziomu z roku 1989 lub 1988 (CO₂) wg [8]

		[%]			
		SO ₂	NO _x	Pyły	CO ₂
Polska	1996	60,6	77,9	52,1	77,9
Energetyka zawodowa	1996	59,7	78,1	21,5	98,8
	1998	51,8	57,7	12,7	90,2

Węglowa struktura przemysłu paliwowo-energetycznego jest powodem wielu problemów związanych z **zagospodarowaniem odpadów stałych**. W 1999 roku ilość skumulowanych odpadów na składowiskach w Polsce przekroczyła poziom 1.7 mld ton. Średnio jedna tona sprzedanego węgla kamiennego generuje 0.4 tony odpadów węglowych. Elektroenergetyka i ciepłownictwo wytwarza dalsze 0.17 tony odpadów paleniskowych z każdej tony spalonego węgla. Przy obecnej produkcji węgla kamiennego na poziomie ok. 110 mln ton rocznie produkcja odpadów węglowych wynosi ok. 40 mln ton, a paleniskowych ok. 20 mln ton.

Dodatkową trudność w tym zakresie stanowi składowanie odpadów pirytowych z instalacji odsiarczania węgla kamiennego, których będzie się budować coraz więcej w związku z programem odsiarczania węgla. Już obecnie 80% odpadów kopalnianych to odpady z zakładów wzbogacania i odsiarczania węgla. Tylko około 16% odpadów zostaje zagospodarowanych na dole kopalń, reszta na powierzchni, m.in. w niwelacji i rekultywacji terenów powyrobiskowych (46%). Około 11% jest składowane na centralnych składowiskach odpadów. Powierzchniowe składowanie odpadów węglowych i paleniskowych praktycznie nie będzie możliwe w niedalekiej przyszłości, lecz Polska posiada duże możliwości składowania podziemnego w wyrobiskach kopalnianych, jako podsadzki i wypełniacze kawern.

Ochrona środowiska w warunkach działania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej stanowi poważne wyzwanie dla organów odpowiedzialnych za ochronę środowiska i wdrażanie mechanizmów rynkowych. Podstawowym problemem jest konflikt mechanizmów ekonomicznych, które zachęcają przedsiębiorstwa do obniżania kosztów, często z uszczerbkiem dla środowiska, i mechanizmów ekologicznych, które powinny zachęcać do stosowania technologii przyjaznych dla środowiska z reguły znacznie kosztowniejszych. Konflikt ten jest często niedoceniany, gdyż ekolodzy nie zawsze biorą pod uwagę względy ekonomiczne wyznając teorię o bezcennej wartości środowiska, a z kolei ekonomiści nie uznają argumentów nie przeliczalnych na koszty. Docelowym rozwiązaniem tego konfliktu jest wycena potencjalnych szkód w środowisku i

włączenie ich do analiz ekonomicznych wariantów rozwoju zaopatrzenia w energię. Do tej pory nie udało się jednak wycenić tych szkód w sposób, który byłby do powszechnego zaakceptowania. Typowym przykładem są trwające spory wokół poziomu tzw. podatku węglowego dla źródeł energii emitujących związki węgla. Rozwiązaniem doraźnym jest ustanawianie standardów dotyczących dopuszczalnych poziomów emisji i imisji zanieczyszczeń atmosfery, gleby i wody. Istniejące tendencje do unifikacji tych standardów w Europie mogą spowodować efekt pogłębiania różnic w zasobności poszczególnych krajów o różnym poziomie rozwoju gospodarczego i różnych warunkach geopolitycznych. Należy uświadomić sobie, że wiele krajów rozwiniętych zawdzięcza swój poziom gospodarczy intensywnemu rozwojowi bez ograniczeń ekologicznych. Potrzebna jest w tym zakresie współpraca uwzględniająca możliwości finansowe krajów o niższym stopniu rozwoju.

Mimo węglowej struktury elektroenergetyki prognozowane wartości emisji SO₂ i CO₂ dla Polski mieszczą się w ramach dopuszczalnych dla naszego kraju przez II Protokół Siarkowy oraz Protokół z Konferencji z Kioto. W zakresie emisji SO₂ jest to m.in. efekt zawartych kontraktów długoterminowych pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej a PSE S.A., w których przede wszystkim przewidziano inwestycje w dziedzinie ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Emisja CO₂ będzie się mieścić w dopuszczalnych limitach głównie dzięki wysokiemu poziomowi emisji w roku odniesienia, a nie istotnej poprawie struktury wytwarzania energii elektrycznej. Problemem dla tego okresu będzie emisja tlenków azotu, która przekracza limity w projekcie II Protokołu Azotowego [8].

5.7 Problemy prywatyzacji elektroenergetyki

Rozwój elektroenergetyki zależy od możliwości inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych. Potrzeby znacznie przewyższają możliwości finansowania tych inwestycji ze środków własnych. Nie ma też możliwości wykorzystania do tego celu budżetu państwa wobec znacznego rozmiaru innych potrzeb budżetowych. Niezbędna jest zatem prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych, która również jest warunkiem poprawności działania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej. Jak wiadomo, **rynek konkurencyjny nie będzie działał prawidłowo przy dominującym udziale jednego inwestora, a zwłaszcza jeśli tym inwestorem jest Skarb Państwa. W tym przypadku występuje bowiem konflikt pomiędzy funkcjami właścicielskimi a funkcjami regulacyjnymi państwa. Z tego względu potrzebna jest prywatyzacja przede wszystkim przedsiębiorstw wytwórczych, które mają być podmiotami na rynku konkurencyjnym.**

Powyższy wymóg można złagodzić, jeśli zapewni się w pełni komercyjne działanie przedsiębiorstw będących własnością Skarbu Państwa, a więc jeśli państwo jako właściciel i jako również regulator zasad rynkowych nie będzie stwarzać uprzywilejowanych warunków działalności dla tych przedsiębiorstw, aby nie naruszyć podstawowej zasady niedyskryminacji podmiotów na rynku. W tym samym stopniu dotyczy to przedsiębiorstw komunalnych, jeśli będą one działać na rynku

konkurencyjnym. Ten warunek jest niezwykle trudno spełnić nie tylko w Polsce (por. rozdział 3). Dyskutuje się o tym również w krajach Unii Europejskiej, gdzie funkcjonuje na rynku duża liczba przedsiębiorstw będących nadal własnością państwową. Jeśli zapewnione jest działanie komercyjne przedsiębiorstw państwowych, nie powoduje to większych zakłóceń na rynkach komercyjnych. Przykładem jest skandynawski rynek energii elektrycznej, który działa poprawnie przy przeważającej własności państwowej i komunalnej. Również w Niemczech nie powoduje to zakłóceń w działaniu konkurencji. Nie ma z tym większych problemów w większości innych krajów Unii Europejskiej, gdzie zachowanie racjonalne jest w pełni ugruntowane również w odniesieniu do przedsiębiorstw publicznych.

Inaczej przedstawia się sprawa dla przedsiębiorstw regulowanych, gdzie nie ma bezpośrednio mechanizmów konkurencji, które wymuszają zachowania komercyjne. W tym przypadku potrzebna jest silna niezależność polityczna regulatora, aby egzekwować uzasadniony poziom kosztów działalności regulowanej przy rozmaitych naciskach politycznych, zwłaszcza w przypadku, kiedy władza polityczna jest zdominowana przez wpływ związków zawodowych, występują polityczne nominacje do władz spółek, istnieją tendencje do zamazywania przejrzystości struktury kosztów, aby prowadzić działalność pozaenergetyczną itp. **Podstawowym problemem jest zapewnienie jasnych przepisów dotyczących uznawania kosztów kapitału jako kosztów uzasadnionych** we wszystkich przedsiębiorstwach, niezależnie od rodzaju własności. Prawo energetyczne na poziomie ustawy zapewnia równe traktowanie podmiotów niezależnie od własności. Dotychczas nie udało się jednak przekonać przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Finansów, aby w przepisach wykonawczych dotyczących kształtowania taryf były określone szczegółowe warunki obliczania uzasadnionego poziomu kosztów kapitału. Na szczęście w Urzędzie Regulacji Energetyki to zagadnienie jest należycie doceniane i jest już wypracowana stosowna praktyka regulacyjna w tym zakresie.

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że inwestorzy preferują zakup akcji przedsiębiorstw dużych, gdzie istnieją duże rezerwy efektywności i szerokie pole działania do przedsięwzięć proefektywnościowych, zwłaszcza przy wykorzystaniu czynnika skali. Umożliwia to większe możliwości zdobycia odpowiedniej pozycji na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej. Prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych powinna więc być poprzedzona ich konsolidacją lub – jeśli to miałoby opóźnić proces prywatyzacji – powinna odbywać się jednocześnie z prywatyzacją poprzez tzw. sprzedaż pakietową.

W programie Ministerstwa Skarbu Państwa zdecydowano się na stopniową prywatyzację przedsiębiorstw energetycznych. Etapowa prywatyzacja wprawdzie pozwala na przedłużenie sprawowania właścicielskiej funkcji państwa lecz powoduje obniżenie zainteresowania potencjalnych inwestorów a więc i niższe oferty cenowe. Poza tym wydłuża okres oczekiwania na efekty z prywatyzacji, zwłaszcza dotyczące usprawnienia zarządzania, restrukturyzacji i wzrostu efektywności. Stwarza iluzję zachowania spełniania wymogów bezpieczeństwa energetycznego w zakresie wpływu właścicielskiego państwa na działalność prywatyzowanych spółek, co jest wątpliwe, gdyż często decyzje w tych

przypadkach podejmowane są przez ludzi mianowanych z klucza politycznego a nie profesjonalnego.

Przyjęcie przez Ministerstwo Skarbu Państwa praktyki wymuszania na inwestorach strategicznych obejmowania większościowych udziałów przez podnoszenie kapitału akcyjnego nie we wszystkich przypadkach jest uzasadnione. Wprawdzie zapewnia to dopływ środków na finansowanie inwestycji sprywatyzowanego przedsiębiorstwa lecz z góry przesądza się, że będzie to finansowanie kapitałem własnym. Nie zawsze jest to optymalne rozwiązanie dla sposobu finansowania inwestycji. O tym powinna decydować analiza optymalizacyjna, która dla przedsiębiorstw sieciowych jest częścią planów rozwoju, wymaganych prawem energetycznym i uzgadnianych z Prezesem URE. Arbitralne wymuszenia w umowach prywatyzacyjnych podnoszenia kapitału przez inwestorów strategicznych może być źródłem wzrostu kosztów i w konsekwencji wzrostu taryf energii elektrycznej lub – w przypadku przedsiębiorstw wytwórczych – przyczyną osłabienia pozycji przedsiębiorstwa na rynku konkurencyjnym.

Zrozumiałe są wymagania związków zawodowych dotyczące gwarancji utrzymania zatrudnienia w prywatyzowanych przedsiębiorstwach. Niestety, przegradzają się one w klauzule w umowach prywatyzacyjnych zapewniające utrzymaniu stanu zatrudnienia sprzed prywatyzacji na okres do 10 lat po podpisaniu umowy prywatyzacyjnej. Wiadomo, że polskie przedsiębiorstwa energetyczne mają wskaźniki zatrudnienia znacznie przewyższające dane z krajów rozwiniętych. W 2000 r. zatrudnienie w krajowym sektorze wytwarzania wyniosło ok. 48 500 osób, co stanowi wskaźnik ok. 1,42 osób/MW, ok. 2-3 razy wyższy niż w krajach rozwiniętych w odniesieniu do elektrowni węglowych. Już obecnie, mimo niższych płac, koszty zatrudnienia w energetyce polskiej są wyższe niż w krajach Unii Europejskiej. Potrzebne są działania zmierzające do restrukturyzacji zatrudnienia, jeśli krajowe przedsiębiorstwa mają być konkurencyjne na rynku europejskim. Owe klauzule socjalne być może zapewniają bezpieczeństwo socjalne pracowników krótkoterminowo. W dalszej perspektywie może się okazać, że jest to działanie również na szkodę pracowników, gdyż zwiększa się w ten sposób prawdopodobieństwo upadku przedsiębiorstwa na rynku konkurencyjnym lub podejmowania drastycznych działań ograniczających zatrudnienie w obliczu takiego zagrożenia. Mamy przykłady takiego działania w innych sektorach gospodarki.

Dla przedsiębiorstw regulowanych, zwłaszcza o charakterze monopolu naturalnych, zagwarantowanie przez państwo wysokiego zatrudnienia powoduje konflikt pomiędzy regulacyjną funkcją państwa, zmierzającą do podwyższania efektywności działania przedsiębiorstw, a polityką socjalną zawartą w podpisanych klauzulach socjalnych umów prywatyzacyjnych. W oczywisty sposób przedsiębiorstwa sprywatyzowane będą chciały, aby regulator uznał wysokie koszty zatrudnienia za uzasadnione, gdyż były wymuszone przez inny organ państwa. W ten sposób zostaną podwyższone taryfy dla odbiorców. Już mamy z tym do czynienia w przypadku świeżo sprywatyzowanych elektrociepłowni.

W dotychczasowej prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych zauważa się niepotrzebne

uszczywnienia tego procesu. Dotyczy to wielu zagadnień, w szczególności wyboru sposobu i ścieżki prywatyzacyjnej. **Wydaje się, że w przypadku przedsiębiorstw działających na rynku konkurencyjnym powinno się oferować akcje Skarbu Państwa przede wszystkim inwestorom branżowym, którzy mogą wnieść - oprócz kapitału - stosowny know-how, zwłaszcza w dziedzinie nowoczesnych technologii i zarządzania przedsiębiorstwami energetycznymi.** Skierowanie akcji na giełdę powinno być już decyzją inwestorów strategicznych. Międzynarodowe organizacje energetyczne zalecają tego rodzaju działania jako wspomagające transfer nowoczesnych technologii.

W odniesieniu do przedsiębiorstw regulowanych, których taryfy będą zatwierdzane przez regulatora, bardziej właściwa wydaje się prywatyzacja z udziałem inwestorów pasywnych, a zwłaszcza rozproszonych. Chodzi o to, aby uniknąć dużych prywatnych przedsiębiorstw monopolistycznych w sytuacji, kiedy państwo jeszcze nie posiada w swoich strukturach silnych organów regulacyjnych.

5.8 Elektroenergetyka krajowa w świetle akcesji Polski do Unii Europejskiej

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej wiąże się ze spełnieniem szeregu wymagań, w tym dotyczących elektroenergetyki. Wymagania te obejmują przede wszystkim przystosowanie prawa do przepisów obowiązujących w Unii Europejskiej i struktur organizacyjnych zapewniających egzekwowanie tego prawa, zwłaszcza w zakresie rynku energii elektrycznej i regulacji działalności przedsiębiorstw energetycznych. Podstawowym dokumentem w tym zakresie jest Dyrektywa 96/92/EC zawierająca zasady działania jednolitego rynku energii elektrycznej w krajach UE. Odrębnym problemem jest ochrona środowiska, która w procesie akcesji Polski do UE może mieć decydujące znaczenie dla rozwoju elektroenergetyki krajowej.

Dyrektywa 96/92/EC zobowiązuje kraje członkowskie UE przede wszystkim do zapewnienia uprawnionym odbiorcom z krajów UE niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznych, do stopniowego otwierania rynku energii elektrycznej dla uprawnionych odbiorców, wyznaczenia niezależnych od dostawców operatorów systemów przesyłowych oraz zapewnienia przejrzystych i niedyskryminacyjnych sposobów rozliczeń transakcji rynkowych.

Dyrektywa daje do wyboru krajom członkowskim Unii trzy sposoby zapewnienia uprawnionym odbiorcom dostępu do sieci elektroenergetycznych: bezpośredni - TPA, regulowany lub negocjowany, albo pośredni poprzez sieć „jedynego nabywcy” ze skomplikowanym sposobem rozliczeń zawartych transakcji odbiorców z dostawcami poprzez „jedynego nabywcę”. Wszystkie kraje zdecydowały się jednak na rynek w oparciu o TPA. Tylko Portugalia i Włochy zachowały „jedynych nabywców” dla segmentów rynku obsługujących odbiorców taryfowych, tj. odbiorców, którzy nie nabyli praw do TPA lub nie zechcieli z nich skorzystać. Prawie wszystkie kraje wybrały system regulowanego dostępu do sieci. Jedynym wyjątkiem w tym zakresie są Niemcy, gdzie obowiązuje system

negocjowany. Ma on jednak ulec wkrótce zmianie, gdyż przy tym sposobie realizacji rynku istnieje potrzeba notyfikacji Komisji Europejskiej o indywidualnych stawkach opłat za dostęp do sieci w celu stwierdzenia, czy nie jest naruszona generalna zasada Dyrektywy o niedyskryminacji i przejrzystości reguł rynkowych. To komplikuje działanie i stwarza zagrożenie dla przejrzystości takiego rynku.

Polskie prawo energetyczne spełnia wymóg Dyrektywy, gdyż zawiera przepisy nakazujące realizację zasady TPA jako obowiązek świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Taryfy za świadczenie usług przesyłowych są regulowane (zatwierdzone przez Prezesa URE). Niestety, zasada ta odnosi się tylko do energii wytwarzanej w kraju i ten warunek musi być zmieniony. **TPA z chwilą przystąpienia Polski do UE będzie się odnosić do energii wytwarzanej w UE. Stwarza to określone wyzwania dla krajowych producentów energii elektrycznej, gdyż będą zmuszeni do konkutowania na rynku europejskim.**

Wiele krajów UE otworzyło już swoje rynki energii elektrycznej w stopniu wyższym niż tego wymaga Dyrektywa (30% w 2000 r., 35% w 2003 r.). Wielka Brytania, Finlandia, Szwecja i Niemcy zdecydowały się na 100% otwarcie rynków. Hiszpania, Włochy, Belgia, Holandia, Dania i Luksemburg wybrały ścieżkę otwarcia rynku szybszą niż wymaga Dyrektywa. Francja, Grecja i Irlandia dostosowały otwieranie rynku do minimalnych wymagań Dyrektywy. Przewiduje się, że wszystkie kraje UE osiągną formalnie poziom 100% otwarcia szybciej niż to określa Dyrektywa. Okazuje się, że 100% otwarcie formalne nie oznacza 100% wykorzystania rynku konkurencyjnego przez upoważnionych odbiorców. Świadczy o tym przykład tych krajów, które zdecydowały się na pełne otwarcie swoich rynków. Udział sprzedaży na rynkach konkurencyjnych jest w rzeczywistości niewielki (2 - 8%), gdyż działają w tym przypadku inne ograniczenia natury technicznej (ograniczona przepustowość połączeń, brak niezbędnych systemów pomiarowych itp.) oraz obawa, zwłaszcza odbiorców bytowo-komunalnych, przed ponoszeniem ryzyka transakcji na rynkach konkurencyjnych. Tym niemniej uzyskuje się efekt działania konkurencji, gdyż przedsiębiorstwa dystrybucyjne obawiają się odejścia swoich odbiorców taryfowych i zmniejszenia zakresu działalności handlowej. Obecnie trwa dyskusja, czy Dyrektywa nie powinna zalecić krajom UE szybszego formalnego otwarcia swoich rynków ²⁷⁾.

Wykonując postanowienia Dyrektywy większość krajów Unii zdecydowała się na wyodrębnienie organizacyjne przedsiębiorstw wypełniających funkcje operatorów systemów przesyłowych. Francja pozostała przy pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwie EDF przy wydzielonym organizacyjnie zarządzaniu systemem przesyłowym oraz zastosowaniu wewnętrznych barier dla przepływów finansowych pomiędzy działalnością przesyłową a innymi rodzajami. Niemcy, zachowując pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa, zapewniły tylko wyodrębnienie kosztów działania systemu przesyłowego spełniając minimalne wymagania Dyrektywy w odniesieniu do zakazu subsydiowania skrótnego pomiędzy poszczególnymi różnymi rodzajami działalności w zintegrowanym przedsiębiorstwie.

W Polsce przedsiębiorstwo PSE S.A. działa jako operator systemu przesyłowego. Formalnie działalność PSE w zakresie obrotu jest wydzielona, natomiast nadal istnieją przepływy

finansowe (skróśne subsydiowanie) pomiędzy tymi rodzajami działalności. Z chwilą akcesji owo subsydiowanie skróśne musi być zlikwidowane, co doprowadzi do poprawnych relacji cenowych.

Wybór regulowanego dostępu do sieci spowodował konieczność powołania we wszystkich krajach Unii organów regulacji energetyki, możliwie niezależnych od władz politycznych. We wszystkich krajach UE, z wyjątkiem Niemiec i Luksemburga, istnieją już obecnie regulatorzy lub komisje regulacyjne o różnych strukturach organizacyjnych i różnym zakresie działania. W większości organy regulacyjne zajmują się regulacją zarówno działalności przedsiębiorstw energetycznych, jak i gazowych, co pozwala na ujednoczenie metod i procedur regulacyjnych dla obu nośników energii sieciowej, tym bardziej że weszła w życie również Dyrektywa Gazowa 98/30/EC, która w podobny sposób formułuje wymagania w stosunku do rynków paliw gazowych.

W Polsce Prezes URE jako niezależny politycznie organ regulacji energetyki spełnia wymogi UE nawet w większym stopniu niż w niektórych krajach Unii. Korekty wymagają tylko niektóre przepisy niezbyt precyzyjnie określające uprawnienia polskiego regulatora, zwłaszcza w zakresie stosowania postanowień rządowego dokumentu stanowiącego politykę energetyczną kraju, który nie jest oficjalnie publikowany. Niezbędne będzie albo informowanie Komisji Europejskiej o wszystkich decyzjach regulatora wywołanych realizacją postanowień tego dokumentu lub publikacja Założeń w oficjalnych dokumentach państwowych.

Jak wykazały dotychczasowe doświadczenia, wdrażanie rynków konkurencyjnych w poszczególnych krajach UE zaowocowało dużym spadkiem poziomu cen energii elektrycznej zwłaszcza w Wielkiej Brytanii, krajach nordyckich i krajach Beneluxu. Nie ma jeszcze jednoznacznej odpowiedzi, w jakim stopniu wdrożenie Dyrektywy Elektrycznej spowodowało wzrost handlu energią elektryczną pomiędzy poszczególnymi krajami Unii. Z pierwszych analiz wynika, że tylko około 8% wymiany transgranicznej jest rezultatem umów handlowych. Na razie większość tej wymiany wynika ze wzajemnych usług systemowych. Komisja Europejska ma zamiar wprowadzić dokładniejszy monitoring transgranicznego handlu energią, aby w tym zakresie dysponować bardziej wiarygodnymi danymi. Polska musi się przygotować do uczestnictwa w tym monitoringu.

Poważnym problemem w procesie rozwoju jednolitego rynku konkurencyjnego jest duży udział kosztów „osieroconych” (stranded costs) w niektórych krajach Unii (np. w Hiszpanii ok. 10 mld Euro), co ogranicza zakres transakcji konkurencyjnych wobec tendencji do odzyskiwania całości tych kosztów od odbiorców poprzez mechanizmy kontraktów długoterminowych. Dyrektywa pozwala na odzyskiwanie kosztów osieroconych jednak tylko w zakresie, który zostanie uznany przez Komisję Europejską. Nie ma obecnie wyraźnie sprecyzowanych kryteriów, wg których koszty osierocone mogą być uznane przez KE oraz metody zgodnie z którą powinny następować rozliczenia tych kosztów. Obowiązuje generalna zasada, że tego rodzaju koszty nie powinny zakłócać mechanizmów konkurencji, a zwłaszcza w obrocie transgranicznym. Trzeba mieć nadzieję, że proponowany w Polsce System Opłat Kompensacyjnych kosztów związanych z kontraktami długoterminowymi

zostanie uznany za zgodny z prawem UE.

Mały stosunkowo udział transakcji handlowych pomiędzy poszczególnymi krajami Unii na rynku konkurencyjnym energii elektrycznej jest spowodowany m.in. ograniczeniami przepustowości połączeń transgranicznych przeznaczonych do realizacji umów handlowych. Występują w związku z tym liczne odmowy dostępu do sieci na skutek niewystarczających rezerw mocy przesyłowych do wykorzystania w transakcjach handlowych. Występuje brak jednoznacznych przepisów dotyczących kompetencji organów regulacyjnych w poszczególnych krajach w odniesieniu do połączeń przez granice. Chodzi zwłaszcza o zapewnienie finansowania niezbędnych inwestycji w tym zakresie i sposobu rozliczenia kosztów kapitału przeznaczonego na finansowanie tych inwestycji. Niewykluczone, że pojawi się potrzeba ustanowienia regulatora europejskiego, który będzie sprawował nadzór regulacyjny nad współpracą systemów przesyłowych krajów Unii podobnie jak to robi Federalna Komisja Regulacji Energetyki w USA, która m.in. reguluje współpracę systemów przesyłowych między stanami. W rozwoju regulacji w Polsce należy się liczyć z taką możliwością.

W wyniku nadania w Unii dużego priorytetu rozwojowi odnawialnych źródeł energii oraz zwiększeniu efektywności wykorzystania energii pierwotnej w niektórych krajach Unii wystąpił duży udział obowiązkowych zakupów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i ze źródeł skojarzonych. Tendencje do ochrony rodzimych przemysłów wydobywczych paliw spowodowały również duży udział obowiązkowych zakupów przez elektrownie droższych paliw krajowych do wytwarzania energii elektrycznej. Wszystko to zmniejsza lub ogranicza możliwości obrotu energią elektryczną na rynku konkurencyjnym. W tym zakresie niezbędne są dalsze prace nad doskonaleniem mechanizmów rynku konkurencyjnego uwzględniającego owe priorytety, jednak w sposób, który nieco zakłóca mechanizmy konkurencji. W odniesieniu do energii ze źródeł odnawialnych zamiast obowiązku zakupu przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne wprowadza się obowiązek dla dostawców oferowania w swoim pakiecie sprzedaży określonych porcji energii „zielonej”, którą mogą wytwarzać we własnym zakresie lub kupować na rynku energii „zielonej”. Obowiązek zakupu energii ze skojarzenia ma dotyczyć tylko ilości energii natomiast cena tej energii ma być określana na rynku konkurencyjnym. Obowiązek wytwarzania energii z paliw krajowych nie powinien pogarszać pozycji przedsiębiorstw wytwórczych na rynku europejskim, co oznacza wydzielenie strumienia dotacji państwa do przedsiębiorstw wydobywczych. W Polsce niezbędne będzie dostosowanie przepisów w tym zakresie do wymagań Unii, zwłaszcza w aspekcie niezakłócania rynku konkurencyjnego energii elektrycznej.

Zakłócenia w działaniu jednolitego rynku energii elektrycznej w UE wprowadza brak uregulowań dotyczących handlu energią elektryczną z krajami spoza Unii. Wpływa to m.in. na ograniczenia mocy przesyłowej w sieciach do wykorzystania na rynku wewnątrz Unii. Import ten nie jest również kontrolowany ze względu na ochronę środowiska. Obecnie trwają prace w Komisji Europejskiej na temat przepisów regulujących import tzw. „brudnej” energii, co może mieć znaczenie dla możliwości eksportu energii elektrycznej przez polskie przedsiębiorstwa energetyczne dopóki zagadnienia te nie zostaną opanowane w Polsce. Tego rodzaju zamierzenia legislacyjne są na razie wprowadzane w poszczególnych krajach

UE. Niemcy i Austria mają przygotowane projekty zmian w prawie energetycznym, które znacznie utrudnią obrót brudną energią elektryczną. Może to mieć istotne znaczenie dla Polski również w zakresie wykorzystania źródeł krajowych. Już obecne przepisy zachęcają przedsiębiorstwa obrotu do importu rzekomo ekologicznej energii z innych krajów UE, aby spełnić niefortunnie skonstruowane rozporządzenie Ministra Gospodarki w tym zakresie.

Wiele dyskusji w UE budzi zagadnienie prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych i ich rola na rynku konkurencyjnym. Ich nadal duży udział na rynku w wielu przypadkach prowadzi do naruszania generalnej zasady niedyskryminacji podmiotów działających na rynku przy tendencjach protekcyjnych w stosunku do takich przedsiębiorstw. Ścierają się dość krańcowe poglądy od stwierdzenia, że warunkiem poprawnego działania rynku konkurencyjnego jest własność prywatna wszystkich przedsiębiorstw działających na rynku (Wielka Brytania), do dość liberalnego, że struktura własności nie ma znaczenia, jeśli zapewni się komercyjne działanie przedsiębiorstw państwowych (kraje nordyckie i Francja). Wydaje się, że zwycięży pogląd liberalny z warunkiem wyeliminowania protekcyjnych praktyk w stosunku do przedsiębiorstw państwowych. Ten czynnik jest niezwykle istotny dla Polski, gdyż jeszcze przez dłuższy okres niezbędną będzie koegzystencja przedsiębiorstw prywatnych ze spółkami Skarbu Państwa. Niezbędne będzie egzekwowanie działania Skarbu Państwa jako rzeczywistego właściciela przedsiębiorstw i niestosowanie żadnych praktyk protekcyjnych, gdyż byłoby to naruszenie zasady niedyskryminacji podmiotów na rynku, która jest jednym z głównych kryteriów działania rynków konkurencyjnych w Unii.

Do zagadnień wymagających pilnego rozwiązania legislacyjnego oraz wypracowania jednolitej praktyki regulacyjnej również w krajach Unii należy problem subsydiowania skrośnego pomiędzy poszczególnymi rodzajami działalności energetycznej w przedsiębiorstwach zajmujących się wieloma rodzajami działalności infrastrukturalnej (multiutilities) oraz działalnością regulowaną i nieregulowaną. Dyrektywa zabrania subsydiowania działalności nieregulowanej przez regulowaną, natomiast nie reguluje udziału odbiorców energii elektrycznej w zyskach z działalności nieregulowanej, jeśli jest ona prowadzona przy wykorzystaniu tego samego majątku. Chodzi tutaj głównie o przypadek prowadzenia działalności w zakresie telekomunikacji przy wykorzystaniu sieci energetycznych. Przedsiębiorstwa spełniają warunek niesubsydiowania działalności telekomunikacyjnej przez energetyczną, natomiast generalnie nie chcą dzielić się zyskami z telekomunikacji z odbiorcami energii elektrycznej. Wzbudza to zastrzeżenia wielu regulatorów, natomiast brakuje uregulowań prawnych w tym zakresie. W niektórych krajach (np. we Francji) zabroniono prowadzenia tego typu działalności, co też spotyka się z zastrzeżeniami. Należy się spodziewać, że w sygnalizowanych pracach Komisji to zagadnienie znajdzie swoje odbicie. Dla Polski będzie to oznaczać zakaz dotychczasowych praktyk wykorzystywania sieci energetycznych do biznesu telekomunikacyjnego bez stosownego udziału w zyskach odbiorców energii elektrycznej a także zakaz sponsorowania rozmaitych przedsięwzięć politycznych przez spółki Skarbu Państwa.

²³⁾Prezes URE podjął w tej sprawie decyzję i od 1 lipca 2001 r. taryfy w zakresie wytwarzania

i obrotu energią elektryczną dla odbiorców pozataryfowych nie są zatwierdzone.

²⁴⁾Uruchomienie SOK nie jest krytyczne dla działania rynku konkurencyjnego. Rozszerza tylko jego zakres.

²⁵⁾Z ostatnich ustaleń podczas negocjacji akcesyjnych wynika, że Polska zrezygnowała z okresu przejściowego liberalizacji rynku gazu sieciowego. Oznacza to, że liberalizacja rynku paliw gazowych zależeć będzie od terminu przystąpienia Polski do Unii Europejskiej.

²⁶⁾Dyrektywa zezwala również na stosowanie modelu jedyne nabywcy ze specjalnymi procedurami dostępu do sieci i zawierania bezpośrednich transakcji pomiędzy odbiorcami a dostawcami energii do sieci. Mimo tej opcji wszystkie kraje UE zdecydowały się na TPA.

²⁷⁾W tej sprawie nie uzyskano niezbędnego konsensusu i nie podjęto stosownych decyzji.

[\[IV. Sytuacja \]](#) [\[Spis treści \]](#) [\[VI. Podsumowanie ... \]](#)

Data publikacji : 11.08.2005

[Poprzedni Strona](#)
[Następny Strona](#)