

Energia elektryczna dla odbiorców czy odbiorcy dla wytwórców i dystrybutorów?

*„Jedynym zadaniem i celem wszelkiej produkcji jest konsumpcja, a interesy producenta należy mieć na względzie o tyle tylko, o ile to może okazać się konieczne dla popierania interesów konsumenta. ...A jednak w systemie merkantylistycznym niemal zawsze poświęca się interesy konsumenta dla interesów producenta. System ten uważa, jak się zdaje, produkcję, a nie konsumpcję, za ostateczny cel i przedmiot wszelkiej działalności przemysłowej i handlowej”. ...
„Nie trudno ustalić kto był twórcą całego systemu merkantylistycznego. Możemy być pewni, że jego twórcami nie byli konsumenci, o których interesy zupełnie nie dbano. To producenci, o których interesy zabiegano tak troskliwie. ...
W przepisach ...zgoła wyjątkową opieką otacza się interesy naszych fabrykantów; dla nich poświęca się nie tyle interesy konsumentów, ile interesy niektórych innych grup producentów”.*

Adam Smith 1723–1790,

jeden z twórców pierwszego naukowego systemu ekonomii politycznej, zwolennik liberalizmu gospodarczego.

„Bogactwo narodów”.

Pełny tytuł oryginału: „Badania nad naturą i przyczynami bogactw narodów”.

I wydanie 1776 r. wydania polskie: Warszawa 1927, PWN 1954, d' Agostini 2003.

Tytuł niniejszego artykułu został sformułowany na pozór dość przewrotnie. Ale takie sformułowanie wynika nie tylko z tego, co napisał ponad 200 lat temu Adam Smith, a co przytoczono powyżej, ale także z obserwacji niektórych sytuacji na naszym rynku energii elektrycznej.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej może zachodzić wówczas, gdy taki rynek istnieje przynajmniej w szacunkowej formie. Dzięki procesom restrukturyzacji i liberalizacji sektora elektroenergetycznego, w kraju istnieją istotne zaчатки rynku.

Pytanie, na ile silny jest istniejący rynek i jakie są widoki jego liberalizacji?

Podstawowe cechy rynku energii elektrycznej to [1]:

- ♦ rozdzielenie handlu energią (towarem) od dostawy energii (usługi),
- ♦ równe prawa dla wszystkich uczestników,
- ♦ kształtowanie ceny według prawa popytu i podaży,
- ♦ dostawa energii stanowi monopol naturalny, musi podlegać regulacji.

Szczegółowe omawianie (lub rozwinięcie) przytoczonych cech zostało pominięte, jako że byłoby to oczywistym truizmem.

Energia elektryczna jest jednak towarem szczególnym. Jej użytkowanie, a najpierw jej produkcja i dostawa jest jednym z podstawowych uwarunkowań gospodarki kraju, działań wszelkich służb publicznych i, co nie mniej istotne, codziennego życia każdego obywatela. W dodatku jest to towar, który nie może być magazynowany w znaczących ilościach, a zatem jego produkcja w każdej chwili musi odpowiadać zapotrzebowaniu.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej powinna zatem być wprowadzana z uwzględnieniem szczególności tego towaru rynkowego.

Muszą być spełnione zasady zapewniające, iż nie zostaną naruszone:

- ♦ integralność systemu elektroenergetycznego (dziś już nie tylko krajowego, ale i międzynarodowego),
- ♦ stabilność pracy systemu,
- ♦ niezawodność dostaw (w tym zapewnienie stosownych rezerw mocy w systemie oraz przygotowanie procedur pozwalających na szybkie przywrócenie zasilania w przypadku awarii systemowej),
- ♦ uwarunkowania wynikające z ochrony środowiska,
- ♦ zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Szczególną rolę, zwłaszcza przy realizacji pierwszych trzech zasad, spełnia Operator Systemu Przesyłowego, zaś koszty związane z tymi działaniami pokrywają odbiorcy energii elektrycznej.

Energia elektryczna jest towarem

Na każdym rynku musi być zapewniona swoboda przepływu towarów pomiędzy wytwórcami a odbiorcami. Na rynku energii elektrycznej towarem jest energia elektryczna, a przepływ tego towaru (usługę przesyłową) zapewniają sieci: przesyłowa i dystrybucyjna (rozdzielcza). Tu jednak występuje monopol naturalny. Wprowadzona w kraju przez ustawę *Prawo energetyczne* zasada dostępu strony trzeciej do sieci (TPA — Third Party Access) zapewnia stopniowo (rozłożony w czasie) dostęp wszystkich uczestników rynku do sieci. Powinno to doprowadzić do obniżenia cen energii elektrycznej przez zaistnienie konkurencji pomiędzy wytwórcami. Warto zauważyć, że w kilku krajach, w których poprzez liberalizację powstała konkurencja na rynku energii, nastąpiła obniżka cen energii elektrycznej.

Ograniczenia w obrocie energią elektryczną

Kontrakty długoterminowe

Stopień liberalizacji rynku energii elektrycznej określa stopień jego otwarcia, tzn. udział (w stosunku do całkowitej liczby) odbiorców mających prawo wyboru (lub zmiany) wytwórcy (albo przedsiębiorstwa obrotu) energii elektrycznej, u którego chcą dokonywać zakupu. Ale na drodze do liberalizacji rynku energii elektrycznej jest wiele trudności, a może nawet przeszkód, do pokonania.

Podstawową przeszkodą wydają się w Polsce kontrakty długoterminowe (zwane dalej w skrócie KDT), będące mechanizmem finansowym (czy szerzej ekonomicznym), stanowiącym dla banków zabezpieczenie kredytów udzielanych elektrowniom. KDT były zawierane przez PSE SA z elektrowniami lub elektrociepłowniami i zapewniały zakup przez określoną liczbę lat określonej ilości energii po określonej cenie. KDT wprowadzone w r. 1994 początkowo zawierane były w sposób wyważony, później już znacznie rozluźniony i w efekcie wykorzystując KDT zainwestowano ok. 25 miliardów złotych. Przeznaczenie środków, dla których zawierano KDT było istotne. Zainwestowano w ochronę środowiska, zwłaszcza w instalacje odsiarczania spalin i w redukcję emisji tlenków azotu, modernizację jednostek w celu poprawy ich sprawności i wydajności, a także dla budowy nowych jednostek.

Z drugiej jednak strony zainwestowano tyle, że zmniejszenie emisji dwutlenku siarki uzyskano w stopniu wyższym aniżeli był wymagany dla tego okresu dla Polski przez tzw. II Protokół Siarkowy.

Nadto, niczego nie sugerując, można zapytać, czy rzeczywiście zawsze inwestowano optymalnie i rzeczywiście na cele, na które kredyty uzyskane dzięki KDT formalnie były przeznaczone?

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w jednej z wypowiedzi stwierdził, że w ramach wykorzystania kredytów uzyskanych dzięki KDT zaistniał woluntaryzm inwestycyjny na niespotykana skalę w myśl zasady, że odbiorca i tak za wszystko zapłaci.

I rzeczywiście płaci do dziś. A wytwórcy mają w dodatku zagwarantowane w ramach KDT wyższe środki aniżeli wydatki inwestycyjne, jakie ponieśli.

Energia zakontraktowana w ramach KDT psuje rynek, przekroczono bowiem jakąś wartość kontraktów, która mogłaby być uznana za optymalną. W r. 2001 wyprodukowano, zakupiono i sprzedano w ramach KDT 76 965 GWh, co stanowi niemal 60% produkcji energii elektrycznej netto. I ujęta w kontrakcie cena tej właśnie energii w dużym stopniu (można nawet powiedzieć, w zasadniczym stopniu) determinowała cenę energii elektrycznej płaconą przez odbiorców.

Co gorsza, gwarancja zakupu energii po wysokiej cenie w ramach KDT utraciła praktycznie jakiegokolwiek działania konkurencyjne pomiędzy wytwórcami; więcej nawet, uniemożliwiano produkcję energii elektrycznej u wytwórców mogących produkować i sprzedawać ją tanio, gdyż trzeba było kupować drogą energię zakontraktowaną.

Obowiązek zakupu energii produkowanej w skojarzeniu i ze źródeł odnawialnych

Trzeba dodać, że oprócz obowiązku zakupu w ramach KDT istnieje obowiązek zakupu poza wszelkimi mechanizmami rynkowymi energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu (w 2001 r. stanowiło to 5,7% produkcji energii elektrycznej netto) i energii ze źródeł odnawialnych (w 2001 r. — 1,75% produkcji energii elektrycznej netto).

Węgiel a rynek energii

Poważnym utrudnieniem w tworzeniu rynku energii elektrycznej jest fakt, że do produkcji tej energii wykorzystywane jest głównie paliwo, którego ceny ustalane są administracyjnie. W tej sytuacji trudno to paliwo nazwać towarem. Problem braku swobody zakupu (praktycznie zakaz zakupu w znaczących ilościach tańszego węgla z importu) i administracyjne ustalanie cen krajowego węgla energetycznego, stanowiącego podstawowy koszt produkcji energii elektrycznej w Polsce, rzutuje istotnie na ceny energii elektrycznej dla odbiorców krajowych i brak konkurencyjności energii „krajowej” w stosunku do energii produkowanej w krajach UE. Niestety, krajowe górnictwo węgla kamiennego wciąż jeszcze pozostaje niereformowalnym reliktem minionej epoki centralnego zarządzania, twierdzą związków zawodowych i lobby górniczego.

O nonsensach, szkodliwych dla krajowej gospodarki (abstrahując tu od zasadnych czy bezzasadnych uwarunkowań społecznych) niechaj świadczą dwie ceny węgla: urzędowa cena węgla energetycznego (wyższa) dla krajowej elektroenergetyki i cena węgla energetycznego (niższa) na eksport. Co gorsze, energia elektryczna wyprodukowana na tańszym węglu tzw. eksportowym sprzedawana jest za granicę po cenie niższej. Ogranicza to możliwości konkurowania na rynkach zagranicznych krajowych wyrobów elektrochłonnych, wyprodukowanych na drogiej krajowej energii elektrycznej, z zagranicznymi, produkowanymi przy korzystaniu z tańszej energii elektrycznej wyprodukowanej także w Polsce na eksport, lub wyprodukowanej za granicą z taniego polskiego węgla. A podkreślić warto, że w Polsce aż około 97% energii elektrycznej produkowane jest z węgla (kamiennego i brunatnego) i jesteśmy w tym zakresie absolutnymi „rekordzistami” (oczywiście w znaczeniu ujemnym), co najmniej w Europie. Obecnie można tylko mieć nadzieję, że rozwój energetyki wykorzystującej paliwa gazowe, rozwój źródeł rozproszonych (a może także i rozsianych), a w przyszłości także rozwój nowych metod wytwarzania energii elektrycznej, pozwoli naprawić istniejące w tym zakresie wypaczenie.

Zasada TPA i utrudnienia w jej wykorzystaniu

Wspomniano już uprzednio, że jako wskaźnik liberalizacji rynku energii elektrycznej można przyjąć liczbę odbiorców korzystających z zasady TPA w stosunku do liczby odbiorców uprawnionych i liczby odbiorców korzystających

z zasady TPA w stosunku do wszystkich odbiorców, albo ilość energii sprzedawanej w ramach TPA w podobnych odniesieniach jak powyżej.

Od 1 stycznia 2003 roku uprawnionymi do korzystania z zasady TPA (lub – co jest jednoznaczne – z usług przesyłowych) byli odbiorcy, którzy na własne potrzeby zakupili w 2002 roku nie mniej niż 10 GWh, przy czym wartość ta dotyczyła także tzw. odbiorców rozproszonych, tj. sumujących pobraną energię w kilku punktach odbioru.

Odbiorców uprawnionych w 2003 r. było 641, zaś z TPA korzystało w 2001 roku 6 odbiorców, a w 2003 roku 19, tj. zaledwie ok. 3% uprawnionych [2]. W 2004 roku już prawie 6000 odbiorców, którzy w roku 2003 zakupili nie mniej niż 1 GWh, może korzystać z zasady TPA, tj. z możliwości wyboru dostawcy. Ilu będzie korzystać w rzeczywistości – czas pokaże. Pełne otwarcie rynku w Polsce ma nastąpić 1 stycznia 2006 roku.

Realizacja zasady TPA w krajach Unii Europejskiej kształtuje się różnie, ale z reguły znacznie korzystniej niż w Polsce (dane w tabeli 1 za [2]).

Wydaje się nie ulegać wątpliwości, że spółki dystrybucyjne nie są (mówiąc ogólnie) zainteresowane zwiększeniem liczby odbiorców korzystających z zasady TPA i podejmują stosowne działania, do jakich zaliczyć można wzrost opłaty przesyłowej i zmniejszenie ceny energii. To subsydiowanie skróśne energii poprzez opłatę przesyłową musiało spowodować zmniejszenie zainteresowania korzystaniem z TPA. Nadto korzystających z TPA obowiązuje unowocześnienie układu pomiarowego i transmisji danych pomiarowych do operatora. Stanowi to spory koszt, a jak

podaje [2] zakłady dystrybucyjne stawiają dodatkowe ostre i kosztowne wymagania. Nadto odbiorca musi ewentualnie pokrywać wysokie koszty w przypadku niewłaściwej prognozy zapotrzebowania. Wymaga się, choć ponoć wbrew przepisom, by odbiorcy rozliczali się z odchyłem według cen na rynku bilansującym. Takich i podobnych obostrzeń jest tyle, że wielu odbiorcom po prostu nie opłaca się korzystanie z TPA.

Wpływ konsolidacji na tworzenie rynku konkurencyjnego w elektroenergetyce

Jest jeszcze jeden czynnik, który może przeszkodzić zaistnieniu konkurencji na rynku, a zatem obniżce cen na energię elektryczną. Tym czynnikiem są działania konsolidacyjne.

Czy rzeczywiście koncern grupujący wytwórców jednego tylko rodzaju (elektrownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym) i kopalnie węgla kamiennego może stanowić jakąkolwiek konkurencję, jak to czasem jest głoszone, dla potężnych i zdywersyfikowanych (choćby z uwagi na paliwo) koncernów czy raczej holdingów zachodnioeuropejskich? Można wyrazić wątpliwość.

Może natomiast utrudnić wprowadzenie konkurencji na naszym rynku. I to niezależnie od tego czy będzie to jeden koncern (monopol), czy dwa (oligopol). Te koncerny będą dyktować ceny i mogą prowadzić działania inwestycyjne bardziej dla zwiększania „potęgi” własnej niż ze względów ekonomicznych i technicznych.

Tabela 1

Realizacja zasady TPA w elektroenergetyce w krajach Unii Europejskiej [2]

Kraj	Otwarcie rynku, % (stan na 1.10.2002 r.)	Uprawnieni odbiorcy	Data 100% otwarcia	Zmiana dostawcy, %	
				wielcy odbiorcy przemysłowi	drobny przemysł/ gospodarstwa domowe
Austria	100	—	2001	20–30	5–10
Belgia ¹⁾	52	1/10 GWh	2003/2007	2–5	
Dania	35	1 GWh	2003	Brak danych	
Finlandia	100	—	1997	Brak danych	5
Francja	30	c. 16 GWh	—	10–20	
Grecja	34	1 kV	—	Brak danych	
Hiszpania	55	1 GWh	2003	10–20	
Holandia	63	3*80 A	2003	20–30	
Irlandia	40	1 GWh	2005	10–20	
Luksemburg	57	20 GWh	—	10–20	
Niemcy	100	—	1999	20–30	5–10
Portugalia	45	1 kV	2003	5–10	
Szwecja	100	—	1998	—	10–20
Wielka Brytania ²⁾	100	—	1998	> 50	30–50
Włochy ³⁾	45	9 GWh	—	> 50	

¹⁾ Niższy próg i wcześniejsze otwarcie odnosi się do regionu Flandrii.

²⁾ W Irlandii Północnej rynek energii elektrycznej otwarty jest w 35%.

³⁾ We Włoszech odbiorcy mogą łączyć się w grupy w celu przekroczenia progu. W 2004 r. uprawnionymi odbiorcami staną się wszyscy, z wyjątkiem gospodarstw domowych.

W [3] Autor negatywnie ocenia przeprowadzanie konsolidacji przez inkorporację. A ten właśnie sposób zastosowano zarówno przy tworzeniu spółki *ENEA SA*, jak i przy *PKE SA* i zamierza się zastosować przy tworzeniu *BOT*. Niezależnie od uwarunkowań krajowych „stosowanie inkorporacji w dalszej restrukturyzacji elektroenergetyki polskiej jest bardzo niekorzystne w kontekście europejskim, w świetle decyzji (uchwały) Parlamentu Europejskiego z początku czerwca 2003 roku o całkowitym liberalizowaniu w UE rynku energii elektrycznej (również rynku gazu) w połowie 2007 roku. Jest to bardzo niekorzystne w kontekście potrzeby odbranzowienia, czyli włączenia w budowę sektora publiczno-prywatnego” [3].

Wydaje się, że słusznie zauważa Autor publikacji [4], że najskuteczniejszym sposobem na zmonopolizowanie rynku i generowanie nieuzasadnionych korzyści jest rozrost przedsiębiorstwa w wymiarze poziomym i pionowym. Jako kryterium określające monopolizację rynku Autor przytacza tzw. współczynnik HHH, limitujący ograniczenie uczestników rynku praktycznie do 5, przy czym, jeśli udział pojedynczego uczestnika przekracza 30% rynku – rynek jest zagrożony, przy 40% – zdominowany, wyższe wartości określają rynek jako niekonkurencyjny.

Warto zauważyć, że także pozioma konsolidacja zakładów dystrybucyjnych wcale nie musi wpłynąć na rzeczywistą restrukturyzację, efektywność działania i koszty dystrybucji. I czy tej efektywności nie można bardziej skutecznie uzyskać w aktualnym lub tylko w niewiele zmienionym podziale, albo przy współpracy (także przy powiązaniach kapitałowych) z lokalnymi władzami samorządowymi? Zachodzi natomiast obawa, że konsolidacja i utworzenie tylko kilku koncernów dystrybucyjnych może ułatwić żonglowanie kosztami i utrudnić kontrolę kosztów uzasadnionych przy zatwierdzaniu taryf przez Prezesa URE. W niektórych krajach, o gospodarce rynkowej, liczba zakładów dystrybucyjnych (choć może nie dosłownie w znaczeniu naszych zakładów) jest znacznie wyższa niż 33.

A może warto, w świetle wypowiedzi o konieczności stworzenia firm mogących konkurować z firmami zachodnioeuropejskimi, przyjrzeć się rzeczywistości. *Eurelectric* opublikował listę TOP THIRTY – górną trzydziestkę europejskich spółek energetycznych, uszeregowaną według różnych kryteriów [5]. Dane dotyczą roku 2001 (listę opublikowano w r. 2003). Przyjęto tu tylko te zestawienia, które zawierają dane porównywalne z listą 500 opublikowaną w *Rzeczpospolitej* [6].

Tabela 2

Górna trzydziestka (Top thirty) europejskich spółek energetycznych oraz *PKE SA* i *quasi-BOT*

Przychody z całokształtu działalności Turnover [miliony]		Wynik finansowy netto Net income [miliony]		Nadwyżka finansowa Op, cash flow [miliony]	
1. <i>EON group</i>	69839	1. <i>Enel</i>	3952	1. <i>EdF</i>	8671
2. <i>RWE group</i>	43970	2. <i>EON group</i>	3137	2. <i>EON group</i>	8626
3. <i>EdF</i>	40716	3. <i>RWE group</i>	1744	3. <i>Enel</i>	8172
4. <i>Enel</i>	22725	4. <i>Endesa</i>	1537	4. <i>RWE group</i>	6839
5. <i>Endesa</i>	15576	5. <i>Iberdrola</i>	912	5. <i>Endesa</i>	5113
6. <i>Electrabel</i>	12580	6. <i>Electrabel</i>	910	6. <i>Iberdrola</i>	2394
7. <i>Fortum</i>	10410	7. <i>EdF</i>	848	7. <i>Scottish Power</i>	2360
8. <i>Scottish Power</i>	9975	8. <i>Scottish & Southern Energy</i>	682	8. <i>Vattenfall</i>	2275
9. <i>Powergen</i>	8940	9. <i>HEW</i>	628	9. <i>Electrabel</i>	1634
10. <i>Iberdrola</i>	8113	10. <i>Vattenfall</i>	578	10. <i>EDP</i>	1560
11. <i>EnBW</i>	7861	11. <i>Fortum</i>	542	11. <i>Fortum</i>	1537
12. <i>Vattenfall</i>	7560	12. <i>Statkraft</i>	527	12. <i>HEW</i>	1459
13. <i>National Grid</i>	7362	13. <i>Sydkraft</i>	518	13. <i>National Grid</i>	1404
14. <i>Essent</i>	6642	14. <i>Essent</i>	416	14. <i>Union Fenosa</i>	1333
15. <i>Scottish&Southern Energy</i>	6328	15. <i>EDP</i>	391	15. <i>Essent</i>	1275
16. <i>Innogy</i>	5897	16. <i>Innogy</i>	343	16. <i>Scottish&Southern Energy</i>	1248
17. <i>EDP</i>	5650	17. <i>Union Fenosa</i>	309	17. <i>Powergen</i>	1177
18. <i>Union Fenosa</i>	5442	18. <i>EnBW</i>	272	18. <i>Statkraft</i>	933
19. <i>HEW</i>	4066	19. <i>PPC</i>	252	19. <i>EnBW</i>	929
20. <i>British Energy</i>	3237	20. <i>Veag</i>	239	20. <i>PPC</i>	854
21. <i>London Electricity</i>	3069	21. <i>International Power</i>	231	21. <i>Veag</i>	854
22. <i>PPC</i>	3063	22. <i>Eneco</i>	202	22. <i>Sydkraft</i>	853
23. <i>Veag</i>	2248	23. <i>Birka Energy</i>	181	23. <i>Bewag</i>	694
24. <i>Atel</i>	2177	24. <i>ESB</i>	165	24. <i>Innogy</i>	610
25. <i>Sydkraft</i>	2102	25. <i>London Electricity</i>	156	25. <i>BirkaEnergy</i>	532
26. <i>ESB</i>	2040	26. <i>Bewag</i>	148	26. <i>Western Power</i>	451
27. <i>Eneco</i>	2037	27. <i>Bkw</i>	128	27. <i>London Electricity</i>	441
28. <i>Bewag</i>	1979	28. <i>Nesa</i>	128	28. <i>ESB</i>	419
29. <i>Verbund</i>	1685	29. <i>Remu</i>	125	29. <i>International Power</i>	406
30. <i>Birka Energy</i>	1512	30. <i>Verbund</i>	123	30. <i>Verbund</i>	389
quasi-BOT	2044	quasi-BOT	55	quasi-BOT	323*)
PKE SA	884	PKE SA	15	PKE SA	146

*) Dane dotyczące *quasi-BOT* w kolumnie trzeciej (nadwyżka finansowa) nie obejmują *Elektrowni Turów* ze względu na brak tych danych w zestawieniu w *Rzeczpospolitej*.

Dane w liście *Rzeczpospolitej* podane są w zł, a więc w celu uzyskania porównywalności podzielono je przez 4,0835, stanowiące wg GUS średni roczny (w r. 2001) przelicznik zł/euro. Dane dla *PKE SA* przyjęto wg zestawienia [6], dane dla *quasi-BOT* (*BOT* w rzeczywistości jeszcze nie istnieje, stąd taka nazwa) przyjęto sumując wartości podane w [6] dla *Elektrowni Bełchatów SA*, *Elektrowni Opolo SA*, *Elektrowni Turów SA*, *Kopalni Węgla Brunatnego w Bełchatowie SA*, *Kopalni Węgla Brunatnego Turów* w Bogatyni.

Zarówno tabele *Eurelectric* jak i tabele *Rzeczpospolitej* zawierają znacznie więcej danych, ale wzajemnie nieporównywalnych. Dane, które — jak się wydaje — można było porównać zamieszczono w tabeli 2. *Eurelectric* zamieszcza jeszcze dane dotyczące kapitału zainwestowanego (invested capital) oraz wartości firmy (enterprise value). Dla zainteresowanych podać można, że kapitał zainwestowany dla górnej trzydziestki europejskich spółek energetycznych wynosi od 1193 mln euro do 109 031 mln euro, zaś wartość firmy — od 1992 mln euro do 47 143 mln euro.

Analiza tych danych ujawnia wątpliwość co do twierdzeń o możliwości poprzez konsolidację utworzenia firmy energetycznej mogącej konkurować z dużymi firmami zachodnioeuropejskimi. Co prawda *quasi-BOT* może mieścić się jeszcze w końcowej części górnej trzydziestki, ale by stworzyć rzeczywistą energetyczną potęgę europejską trzeba by chyba dokonać remonopolizacji elektroenergetyki. Ale czy taki twór potrafiłby poruszać się w warunkach rynkowych? Natomiast z całą pewnością zlikwidowałby zliberalizowany konkurencyjny rynek. Są chyba wystarczające przykłady z innych branżach, w których monopol został zakonserwowany.

Oplaty przesyłowe

Istotnym składnikiem kosztu energii ponoszonego przez odbiorcę są opłaty przesyłowe. Dotyczą tych elementów kosztów bądź tych elementów rynku, na których istnieje monopol naturalny. Opłaty przesyłowe zawierają wiele składników kosztów, mieści się tu i opłata za rezerwę mocy, i opłata za rezerwę regulacyjną, koszt przystosowania do zapobieżenia bądź likwidacji ewentualnych awarii katastrofalnych, koszt przesyłu i koszt dystrybucji i szereg innych składników.

O ile z punktu widzenia liberalizacji rynku najlepszym rozwiązaniem jest kształtowanie cen właśnie przez rynek konkurencyjny, o tyle w przypadku monopolu naturalnego (a więc opłaty przesyłowej) to rozwiązanie nie jest możliwe. W Polsce przyjęto, że wysokość opłat przesyłowych określana jest według przyjętych zasad (m.in. kosztu uzasadnione) przez przedsiębiorstwa, a następnie zatwierdzana przez Prezesa URE. Tak jak wszystko, co nie jest oparte na grze rynkowej, jest to rozwiązanie ułomne, ale nie łatwo go innym rozwiązaniem zastąpić.

W Niemczech obowiązuje inna zasada, co nie oznacza, że lepsza. Tam ceny określają same przedsiębiorstwa, według ustalonych zasad, zaś później przeprowadzana jest

kontrola przez organ antymonopolowy (nie zaś zatwierdzenie przez regulatora). Można rozważać, w jakim stopniu właściwe jest utrzymanie w kraju opłat przesyłowych, a w jakim wprowadzenie opłat dystansowych i węzłowych.

Już dziś pojawiają się istotne głosy o konieczności naprawy obecnej sytuacji w zakresie kształtowania opłat przesyłowych [3]. Zawierają m.in. sugestie ponoszenia znacznej części opłaty przesyłowej przez wytwórców (co nie oznacza, że odbiorcy tej części kosztów nie pokryją, ale może okazać się, że koszty te będą niższe, dzięki wymuszeniu lepszej efektywności), wprowadzenie opłat węzłowych i dystansowych, a także szereg innych sugestii, zmierzających do eliminacji istniejących niekorzystnych skutków opłaty przesyłowej w obecnej postaci.

Podsumowanie

Tematyka rynku energii elektrycznej jest bardzo obszerna i bardzo złożona. Nie wszystkie zagadnienia mogły tu zostać omówione. Elektroenergetyka ma szczególne znaczenie dla gospodarki kraju i równie szczególne znaczenie dla każdego mieszkańca. To stwierdzenie jest oczywistym truizmem, ale spróbujemy twierdzenie to rozwinąć.

Misją elektroenergetyki jest dostarczenie gospodarce kraju i jego mieszkańcom energii elektrycznej po jak najniższej cenie, przy ograniczonym tylko zakłócaniu środowiska naturalnego. Jednocześnie zapotrzebowanie odbiorców powinno być pokrywane bezprzerwowo. A zatem liberalizowanemu rynkowi muszą towarzyszyć takie przedsięwzięcia, aby zapewnione było bezpieczeństwo energetyczne kraju. I świadomość tego musi być równie istotna, jak świadomość obowiązku liberalizacji rynku energii elektrycznej.

LITERATURA

- [1] Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce. Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów dnia 28 stycznia 2003
- [2] Realizacja zasady TPA w elektroenergetyce w 2002 r. *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, nr 4(30), lipiec 2003
- [3] Popczyk J.: Wtapienie się krajowej elektroenergetyki w sektor publiczno-prywatny UE. Aspekty techniczne, organizacyjne, właścicielskie i ekonomiczne. Materiały Seminarium „Krajowa energetyka w zintegrowanej Europie”. SEP Gliwice, listopad 2003
- [4] Kowalak T.: Zanim będzie za późno. *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki* nr 1, 2003
- [5] TOP THIRTY — European Power Companies. www.eurelectric.org
- [6] Lista 500. *Rzeczpospolita*, 8 maja 2002
- [7] Rocznik Statystyczny RP. GUS, 2002

