

# **Centralizacja czy liberalizacja – rzeczywistość w otwieraniu sektora elektroenergetycznego na konkurencję**

**Autor: Jerzy Majcher, MJ - Doradztwo Energetyczne**

**(„Wokół Energetyki” – luty 2006)**

*Pamięci Marka Zerki*

Rozważania o dylematach wolnego rynku należy rozpocząć od podstawy rynkowej, czyli energii elektrycznej, która w moim rozumieniu jest medium, a nie czystym towarem, charakterystycznym dla produktowej gospodarki rynkowej. Energia elektryczna ma taką cechę, która pozwalają dokładnie mierzyć, jest homogeniczna - ma w standardzie jednakowe cechy: częstotliwość oraz poziom napięcia. Co oznacza, że rodzajowo nie jest zróżnicowana, tak jak inne nośniki energii tj. gaz lub paliwa stałe i płynne.

Energia jako medium nie ma żadnych innych cech podobieństwa do produktów, towarów rynkowych. Nie wykazuje typowych cech znanych z gospodarki towarowej. Znaną ułomnością tego produktu jest niemożliwość jej akumulowania, gdyż energia elektryczna prądu przemiennego w skali powszechnie uznanej jako komercyjnie opłacalna i dostępna nie daje się magazynować.

Podobnie jest z jej dostawą tylko po określonych kanałach przesyłu i rozdziału, w tym przypadku odbiorca (klient) nie ma wyboru.

## **Wstęp**

Spróbujmy rozpocząć rozważania od kwestii, dlaczego jest tyle hałasu medialnego i politycznego w związku z otwarciem rynku elektroenergetycznego na wolną konkurencję? Niewątpliwie na rynkach towarowych i kapitałowych konkurencja jest zjawiskiem rynkowym generalnie służącym poprawie jakości usług i dóbr, a w konsekwencji prowadzi wprost do obniżania cen oferowanych odbiorcom. Konkurencja jako proces rynkowy może mieć wiele sposobów realizacji i wywoływać bardzo różny skutek dla poszczególnych graczy biorących udział w grze konkurencyjnej. W rzeczywistości branżowej były przypadki tzw *konkurencji na wykrwawienie*, gdzie w grze konkurencyjnej wszyscy uczestnicy ponieśli szkodę.

## **Energia elektryczna jako medium - model towarowy, uwarunkowania techniczne - zrozumienie mechanizmów**

Dość powszechnie energia elektryczna jest postrzegana poprzez jej model hydrauliczny, tak jak łatwa do wyobrażenia ciecz płynąca przez linie przesyłowe i rozdzielcze od wytwórcy do odbiorcy, który ją zużywa w formie najszlachetniejszego nośnika energii. Wydawać by się mogło, że podobnie jak gaz lub płynne paliwa, które są mierzone w jednostkach wagi — gramach lub objętości - w m<sup>3</sup>, energię elektryczną można mierzyć w jej podstawowych jednostkach — watach. Niestety, takie wyobrażenie zacierają najważniejszy warunek, jaki musi w każdej chwili spełnić energia elektryczna, a mianowicie niemal natychmiast od wytworzenia musi zostać dostarczona do odbiorcy i użytkowana. Przyjąwszy dlatego należy dla prawidłowego postrzegania, że energia cieczą nie jest, a bardziej prawidłowo należy ją klasyfikować jako medium lub jak kto woli — nośnik. Zatem współczesne potężne elektrownie wytwarzające energię elektryczną, ponoszące istotne koszty powodują, że energia docierająca do odbiorcy ma równie wysoką wartość, którą ten odbiorca musi pokrywać w

formie różnie budowanych opłat (taryf).

Ustalając pojęciowo, że energia nie spełnia kryteriów stosowanych w odniesieniu do cieczy, należałoby przytoczyć za Jacquesem Blade (b. przewodniczącym Rady CIGRE) bardziej przystający model fizycznego postrzegania natury energii elektrycznej. W takim przypadku najbardziej adekwatnym modelem byłby -jak w XIX wieku - system kół pasowych, przekazujących energię mechaniczną od maszyny parowej do maszyn mechanicznych produkcyjnych. Taka energia mechaniczna, analogicznie do elektrycznej, musiała być natychmiast zużytkowana do produkcji na określonym stanowisku warsztatowym. W obydwu przypadkach oddawana jest ta właśnie podstawowa cecha, jaką jest konieczność natychmiastowego zużycia bez możliwości magazynowania.

W rzeczywistości branżowej konsekwencją rynkową tej konkluzji jest:

- a. konieczność stosowania centralnego sterowania, podyktowana bezwzględnym wymogiem bieżącego bilansowania wytwarzania i zapotrzebowania,
- b. bardzo duża zmienność kosztów wytwarzania, fluktuująca w zależności od pory dnia, pogody, sezonu w roku, dyspozycyjności elektrowni oraz realnego zapotrzebowania,
- c. absolutna konieczność utrzymania bardzo wysokiej rezerwy (przewymiarowania) struktury technicznej służącej do wytwarzania, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, tak aby móc sprostać w każdej chwili sytuacjom prognozowanych i nieprzewidywalnych zmian zapotrzebowania, wytwarzania i obciążeń przesyłu (zdolności nabywczej odbiorcy, pogody, dyspozycyjności elektrowni itp.) - po to, by tę energię dostarczać w sposób ciągły i o dobrej jakości.

Warto w tym miejscu przywołać jeszcze inną istotną cechę energii elektrycznej, często pomijaną w powszechnej świadomości. Wspomniana wyżej homogeniczność tego medium powoduje, że rynkowo istnieje pełna zamiennność energii mierzonej w kWh, wytwarzanej przez elektrownie przyłączone do wspólnej sieci. Jeśli istnieje wspólna sieć dla przyłączonych do niej wytwórców, traktowana jako narzędzie dostawy, to w rzeczywistości odbiorca nie jest fizycznie przyporządkowany do źródła pochodzenia energii. W tym znaczeniu energia nie ma cech oznaczonych rejestrem, tak jak np. samochody. Przy istnieniu wspólnej, centralnie zarządzanej sieci, nie ma zatem ścisłego powiązania wytwórcy z odbiorcą i nie zachodzi możliwość ustalenia kto kogo zasila. Podobnie odbiorca postrzegany rynkowo jako klient (nabywca) w wyniku istnienia cechy homogeniczności energii jako medium, nie ma możliwości dokonywania wyboru (rozdzielenia) jakościowego, ponieważ wybór jest ograniczony do wymienionych powyżej jednakowych dwóch cech jakościowych.

### **Pojęcie rynkowej niezbędności operatora przesyłu**

Przypomnienie powyżej opisanych cech prowadzi do zrozumienia kolejnej struktury rynkowej i jej ważnych dla odbiorcy zadań. Mianowicie, powtarzając argumentację użytą przez Jacquesa Blade, przez analogię do dyliżansu z XIX wieku służącego do przewozu pasażerów - zatrudniony zespół koni (elektrownie dostarczające energię) przekazuje energię poprzez powóz - dyliżans (sieć przesyłowa) niezbędną do podróżowania pasażerów (odbiorców energii elektrycznej). Gdyby chcieć przyporządkować konie i pasażerów wzajemnie do siebie, otrzymalibyśmy dość kuriozalne zestawienie wybranego kawałka konia przypadającego na jednego pasażera. W takim przypadku zawsze byłoby uprawnione pytanie,

który fragment konia ciągnął określonego pasażera. Taki system zmuszałby pasażera do wynajmowania potrzebnego mu kawałka konia. Zatem, unikając bezsensownego przyporządkowywania napędu dylizansu (koni) do wybranego pasażera, zdecydowano się na powołanie instytucji, jaką spełniał woźnica. To woźnica brał na siebie odpowiedzialność za złożenie całości zaprzęgu zdolnego do obsługi dylizansu i pasażerów. Woźnica w naturalny sposób dobierał do zaprzęgu najlepsze i najtańsze konie, aby pasażerów stać było na podróżowanie. Woźnica jako instytucja świadcząca usługę otrzymywał za to osobne wynagrodzenie, a pasażer otrzymywał zaspokojenie swoich potrzeb przewozowych.

W rynku energii elektrycznej rolę woźnicy powierza się operatorowi przesyłu (dystrybucji). Warto tu zauważyć, że woźnica nie musiał być właścicielem dylizansu. W rolę koni wcielają się konkurujące ze sobą elektrownie. Natomiast dylizans, pełniący rolę sieci, prezentował znany mankament, jakim jest ograniczona zdolność przewozowa (przesyłowa).

Mając za sobą wyjaśnienie podziału ról technicznych poszczególnych elementów rynku energetycznego warto przejść do uwarunkowań ekonomicznych.

### **Otwarcie rynku na konkurencję - rola operatorów handlowych i przepływów finansów. Nadzorca rynku - urząd regulatora**

Trzymając się przykładu usług dylizansu i modelując rynek i jego zasady funkcjonowania, aby wyeliminować wpływ na jego funkcjonowanie czynników wynikających z mankamentów i uwarunkowań technicznych i fizycznych, twórcy rynku zadanie pośrednika sprzedającego uprawnienie do korzystania z dylizansu powierzyli bileterom (operatorom handlowym).

W ten sposób wprowadzono pomiędzy odbiorców i wytwórców oraz fizycznych dostawców dodatkowych graczy, którzy są pośrednikami finansowymi. To do nich odbiorcy zwracają się w celu zakupu gwarantowanych dostaw - po stabilnych cenach i na umownych warunkach zapewniają oni dostawy energii.

Operatorzy handlowi (OH) są zobowiązani do zlecenia operatorowi sieci przesyłowej (OSP) dostawy energii do odbiorcy. OSP z kolei musi zamówić odpowiednią ilość energii u wytwórcy w celu zaspokojenia zapotrzebowania. W ten sposób tworzony jest harmonogram (grafik) dostaw.

Operatorzy handlowi zwracać się mogą z zamówieniem na dostawę energii wprost do wytwórców poprzez dwustronne kontrakty lub realizują zakup energii ze wspólnej sieci zarządzanej przez operatora przesyłowego, robią to w imieniu odbiorców i otrzymują za tę usługę odpowiednią marżę. Najczęściej taka procedura pozyskiwania energii dla odbiorcy realizowana jest zarówno wprost z elektrowni, jak i od operatora systemu przesyłowego (OSP), który pozyskuje energię kupując ją hurtowo od wytwórców w celu zbilansowania podaży i popytu w każdej chwili.

Natomiast OSP musi koordynować cały łańcuch technologiczny, ponieważ zmuszony jest do respektowania fizycznych praw przepływu energii elektrycznej w sieci galwanicznie połączonej (prawo Kirchhoffa i Ohma). Należy odnotować, że wolny rynek produktów w gospodarce towarowej takich przymusowych uwarunkowań nie ma.

Zatem przepływy finansowe za dostawy energii są realizowane i kontrolowane przez operatorów handlowych, którzy muszą gwarantować płatności za dostawy, jak również

zapewniać bezpieczeństwo finansowe zawieranych transakcji. Oczywistym jest, że najprościej i prawdopodobnie najbezpieczniej jest, gdy operator handlowy i operator przesyłu (dystrybucji) w odniesieniu do jednej transakcji pozostają w ramach jednej spółki kapitałowej. W tym przypadku ważnym dylematem jest zapewnienie, żeby operator przesyłu (dystrybucji) realizował techniczne zadania dostawy energii w sposób **neutralny wobec zawieranych transakcji handlowych**. Pozostawianie obu tych instytucji w ramach jednej własności może nie spełnić idei zakładanej w dyrektywie 54/2003, wprowadzającej zasady konkurencyjności na rynku energii elektrycznej, w zakresie wzajemnej niezależności i czystych reguł rozdzielania (*unbundling*) działalności technicznej i handlowej w przedsiębiorstwie energetycznym zintegrowanym pionowo. Istnieje wiele wątpliwości wskazujących, że w praktyce idea ta może się dobrze sprawdzić, natomiast udowodnienie naruszenia tej zasady niedyskryminacji w odniesieniu do innych niż własne podmiotów będzie niezwykle trudne. Choćby dlatego, że operator handlowy może mieć w naturalny sposób preferencje do korzystania z potencjału wytwórczego należącego do własnej spółki, w następnej kolejności ze wspólnego rynku w sieci przesyłowej lub gdy koszty zmienne własnych wytwórców są rażąco wysokie.

Operator handlowy realizujący transakcje może w odniesieniu do odbiorcy i dostawcy występować w roli tylko pośrednika transakcji i zajmować pozycje typowego brookera giełdowego, kupującego i sprzedającego energię w imieniu i na rzecz dostawcy i odbiorcy. Brooker w tym przypadku pobiera za usługę określoną w umowie opłatę. Transakcja jest zabezpieczana w tym przypadku depozytami, których gwarantem jest instytucja giełdy. Ale operatorem handlowym może być również trader (spółka handlowa), który transakcje zakupu energii od wytwórcy oraz jej skutecznej sprzedaży znalezionemu przez siebie odbiorcy, bierze na swój własny rachunek i własne ryzyko. Zabezpiecza te transakcje stosownymi gwarancjami (bankowymi) dla sprzedających energię i kupujących (akredytywy) tę energię. Dźwignią handlową dla tradera w tego typu transakcji jest różnica ceny zakupu i sprzedaży. Z rynkowego punktu widzenia, rola tradera sprowadza się do spekulacyjnej gry *tanio kupuj — drogo sprzedaj*, a celem będzie zawsze maksymalizacja zysku. Taka rola i pozycja rynkowa rodzi typowe dla rynku spekulacyjnego zjawisko ryzyka poniesienia straty na transakcjach handlowych oraz w konsekwencji upadłości spółki. Taki spektakularny przypadek upadłości wielkiego tradera (ENRON) energii elektrycznej obserwowaliśmy jako zjawisko dające raczej negatywny sygnał o bezpieczeństwie transakcji obrotu energią elektryczną na wolnym rynku. Choć wydawać by się mogło, że zarówno prawo rządzące zasadami funkcjonowania publicznych (giełdowych) firm dostatecznie dobrze zapewnia kontrolę statusu ekonomicznego takich firm, jak również gwarancje bezpieczeństwa dla zawieranych transakcji obrotu energią elektryczną. W tym przypadku zarówno skala transakcji, jak i wolumen niezbilansowania popytu i podaży (niezamknięte pozycje zakupu) doprowadziły do sytuacji, w której organizatorzy wolnego rynku i politycy forsujący implementację konkurencyjnych zasad rynkowych, zastanawiając się nad wprowadzeniem nowych przepisów zapewniających bezpieczeństwo transakcji rynkowych musieli wprowadzić administracyjne ograniczenia oraz istnienie administratora sprawującego bieżącą kontrolę nad funkcjonowaniem tego rynku (instytucja regulatora). **Rynek regulowany administracyjne nie jest zatem rynkiem całkowicie wolnym.** W każdym przypadku istnienia nawet tylko przesłanek wolnego rynku energetycznego, wszyscy jego uczestnicy powinni brać pod uwagę wystąpienie ryzyka upadłościowego w przypadku ryzykownych transakcji.

Uczestnicy rynku, zabezpieczając się przed ryzykiem niewypłacalności lub powstawania zatorów płatniczych ustanawiają całe kaskady zabezpieczeń finansowych w postaci gwarancji

bankowych, ubezpieczeń transakcyjnych, depozytów, akredytyw i przedpłat.

Trzeba w tym miejscu zauważyć, że to narastające zjawisko strachu o bezpieczeństwo transakcji, powoduje powstawanie kosztów związanych z zawieraniem transakcji. W konsekwencji zabija ono pierwszą przesłankę wolnego obrotu energią elektryczną. Twórcy wolnego rynku założyli znoszenie barier transakcyjnych, a zatem w podstawie idei wolnego rynku wskazywali pryncypialną zasadę **zero kosztów transakcyjnych**. Niestety, patologie wolnego rynku spowodowały, że idea ta nie ma i jak widać nie może mieć zastosowania w rzeczywistości rynkowej. Gwarancje bezpieczeństwa transakcji mnożą jednak łańcuszek kosztów, co należy odrębnie odnotować, bo nie służą one obniżeniu ceny dla końcowego odbiorcy, a było to jednym z najważniejszych celów cząstkowych liberalizacji rynku.

**W systemowym, pionowo zorganizowanym sektorze ryzyka takie nie powstawały**, cały łańcuch przepływów finansowych podlegał jednej procedurze rozliczeń wewnątrz jednej instytucji i jedynym podejrzeniem (przy braku przejrzystości księgowej) mogło być krossubsydiowanie działalności wewnętrznej pomiędzy podsektorami wytwarzania, przesyłu lub rozdziału energii.

Powołanie odrębnych instytucji do zawierania transakcji oraz tych, które świadczą techniczną usługę przesyłu (lub rozdziału) energii, w konsekwencji musi prowadzić do wymuszenia czytelnych zasad dostępu do sieci. Naturalny sposób rozliczeń wynikający z fizycznych dostaw implikował istnienie taryf dystansowych. Dyrektywa 54/2003 zaleca jednak uproszczenie rozliczeń za usługę przesyłową (dystrybucyjną). Brak dyskryminacji w dostępie do sieci oraz prawo do kompensacji strat przesyłowych z uwzględnieniem kosztów ograniczeń w przesyśle, czyli płatności należne właścicielowi sieci, odnalazły się w lansowaniu idei opłat węzłowych. W tym sposobie rozliczeń (a można je realizować na kilka sposobów względem stron korzystających ze wspólnej sieci) Parlament Europejski upatrywał drogę do jednakowego rozwiązywania problemu istnienia monopolu naturalnego. Jednak to, że funkcja przesyłu będzie realizowana i nadzorowana przez odrębny podmiot OSP problemu monopolu w przesyśle nie likwiduje. Skomplikowane rozliczenia stosowane w systemach taryf dystansowych docelowo ma zastąpić jednolity system opłat węzłowych, w którym koszt korzystania ze wspólnej sieci zależeć będzie tylko od miejsca przyłączenia dostawcy lub odbiorcy, a wysokość opłaty ma być proporcjonalna do licznikowo zmierzonego wolumenu energii.

Taki mechanizm rozliczeń wg kosztów krańcowych jest korzystny dla odbiorcy, który płaci tylko za rzeczywiście zużytą energię. Natomiast nie odzwierciedla kosztu dyspozycyjności (i konieczności utrzymania rezerwy) mocy elektrycznej zarówno u wytwórcy energii, jak i u przesyłającego.

Konsekwencją handlu energią elektryczną w oparciu o mechanizm kosztów krańcowych wytwarzania i przesyłu (dystrybucji) jest brak pokrywania zintegrowanych krańcowych (marginalnych) kosztów rozwoju tych sektorów. Nieuwzględnianie w przepływach finansowych (opłatach) kosztów inwestycji, a w tym kosztów niezbędnego kapitału przeznaczonego na rozwój i odtworzenie potencjału wytwórczego i przesyłowego jest mechanizmem niebezpiecznym dla branży w całości. Chociaż zgodnie z oczekiwaniami twórców mechanizmów konkurencji w energetyce, monopol w wytwarzaniu energii obecnie znika.

Poprzedni system stanowienia taryf, ściśle kontrolowany przez państwo oraz finansowanie

inwestycji w oparciu o wieloletnie kontrakty na sprzedaż mocy i energii do systemu elektroenergetycznego, obejmował koszty inwestycji. W praktyce gospodarczej problem planowania rozwoju oraz finansowania budowy elektrowni i infrastruktury sieciowej był rozwiązany i służył branży, co nie oznacza, że nie służył odbiorcom.

Otwarcie rynku na konkurencję nie rozwiązuje w sposób jednoznaczny ani zagadnień długoletniego finansowania rozwoju, ani utrzymania rezerwy. Pamiętać należy, że finansowanie inwestycji w energetyce oznacza bardzo wysokie nakłady oraz długi okres ich zwrotu z kapitału, a to stoi w sprzeczności z mechanizmami finansowymi charakterystycznymi dla konkurencyjnych zasad wprowadzanych w energetyce.

Przyporządkowanie operatorom systemów przesyłowych (dystrybucyjnych) ściśle przez nich nadzorowanych obszarów sieciowych oraz obsługę w głównej mierze odbiorców z tych obszarów oraz prawie pełna konkurencja wśród wytwórców energetyki konwencjonalnej, prowadzi również do naturalnego zaniku mechanizmu kosztów unikniętych, dość powszechnego w wielkich połączonych systemach, kiedy często właściciele sąsiadujących systemów we wzajemnych porozumieniach dokonywali rozwoju wytwarzania w tych miejscach w pobliżu granic swoich obszarów, gdzie w rachunku ciągnionym uzyskiwano niższe koszty, a wzajemna pomoc w przesyłach pozwalała na uniknięcie nakładów, tam gdzie powodowałyby one wyższe koszty pozyskania energii.

Wprowadzone mechanizmy konkurencyjności doprowadziły do posegmentowania rynku odbiorców i dostawców oraz odchodzenie od idei zintegrowanego rozwoju systemu energetycznego jako całości, czemu również sprzyja dążenie do powoływania wielu konkurujących ze sobą operatorów technicznych.

**Zaryzykuję twierdzenie, że otwieranie na konkurencję poprzez przenoszenie zwyczajów handlowych z rynków ropy naftowej, bez rozumienia wspomnianych wyżej uwarunkowań elektroenergetyki, tj. konkurowanie między sobą tylko wytwórców energii oraz pełna dowolność wyboru dostawcy energii przez zmonopolizowaną sieć przesyłową i rozdzielczą (mającą charakter usługi dobra publicznego) jest całkowicie nienaturalnym zabiegiem organizacyjnym dla sektora.**

Ten element rynku, który ma cechę naturalnego monopolu, nawet jeśli jego działanie podlega najsurowszemu nadzorowi regulacyjnemu, wymaga w każdej chwili centralnego sterowania, które musi (podkreślam musi) mieć pierwszeństwo nad jakimkolwiek innymi względami handlowymi, jeśli chce się uniknąć załamania pracy sieci (systemu elektroenergetycznego). Wprowadzenie konkurencji tylko w jednym podsektorze, jak pokazała praktyka w wielu krajach wdrażających zasady liberalizacyjne nie wykazała, że jest ona korzystna dla odbiorców.

Trzeba pamiętać, że teoria konkurencji stwierdza, że konkurencja reguluje rynek poprzez ceny.

W branży energetycznej, gdy zdolności produkcyjne są większe niż zapotrzebowanie, o cenie decydują koszty produkcji. Dlatego tylko w systemach z nadmiarem mocy cena jest relatywnie niska, ale w konsekwencji może nie zapewniać normalnej amortyzacji jako lewaru inwestycji odtworzeniowych, w szczególności o długim horyzoncie zwrotu nakładów.

Gdy zdolności produkcyjne są niewystarczające (przypadek ENRON, suche lato — Francja i Skandynawia) to cena rośnie. To wywierać będzie podwójny efekt — ogranicza

zapotrzebowanie i czyni inwestycje atrakcyjnymi, to z kolei oznacza, że możliwe jest zbilansowanie zapotrzebowania z wytwarzaniem, ale na innym, wyższym poziomie cen, chociaż z korzyścią dla ciągłości dostaw.

Taka zasada funkcjonuje tylko wtedy, gdy zapotrzebowanie jest w wystarczającym stopniu zależne od ceny i reakcja inwestorów na niedobór wytwarzania jest dostatecznie szybka. Te 2 warunki jednak w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego nigdy w praktyce gospodarczej nie wystąpiły, dając wiele przykładów spóźnionych interwencji znacznie kosztowniejszych niż programowy zrównoważony rozwój systemowy. Powodem jest niedostateczna elastyczność cenowa zapotrzebowania oraz wymagające bardzo wysokich nakładów inwestycji i długich okresów ich realizacji. Przywoływanie w tym miejscu przykładów z systemów telekomunikacji lub IT jest zupełnie nieuprawnione z powodu nieporównywalnie wyższych nakładów oraz okresów realizacji i zwrotu z kapitału.

Rekapitulując, gdybyśmy bezkrytycznie pozwolili na działanie konkurencji, ceny szybko by się zwiększyły z poziomu niezapewniającego amortyzacji do wartości zbyt wysokich, niemożliwych do zaakceptowania ze względów społecznych i ekonomicznych dla przemysłu. W takim przypadku władze publiczne muszą więc interweniować w celu stabilizacji cen, co w rzeczywistości oznacza pożegnanie z wolną konkurencją.

Rozdrobnienie odbiorców komunalnych lub o jednakowym charakterze organizacyjnym jest powodem do tworzenia tzw grup bilansowych, chcących uzyskać podobne profity jak w obrocie hurtowym. Oznacza to często powołanie kolejnego pośrednika w łańcuchu, jakim jest operator pomiarów. Taki pośrednik nie będzie pracował, jeśli ze swej strony nie uzyska godziwego zysku za usługę, za którą w ostatecznym rachunku płacić będzie końcowy odbiorca.

Jeśli ideą liberalizacji rynku była przesłanka, że w ostatecznym rachunku ma wzrosnąć efektywność, bezpieczeństwo i ma być taniej — to w obliczu zjawisk reorganizacji branży, tworzenia się wielu nowych bytów pośrednich, wątpliwym wydaje się osiągnięcie założonych zamierzeń.

Należy przypomnieć, że tzw. tradycyjna systemowa organizacja branży elektroenergetycznej była utworzona pod kątem uniknięcia powyższych problemów. Posługując się obra-zoburczą argumentacją, można przywołać eksperyment patologicznej pociętej zaby, która też poddana stymulacji elektrycznej będzie dawała oznaki funkcjonowania (życia), chociaż jako żywy organizm prawidłowo działać nie będzie.

## **Podsumowanie**

Otwarcie podsektora wytwarzania na konkurencję, który korzystać ma ze zmonopolizowanych sieci trudno uznać za naturalne rynkowo, chociaż jak praktyka pokazuje — jest możliwe w ściśle technicznych ramach i pod specjalnym nadzorem antymonopolowym. Nie jest możliwe jednoznaczne prognozowanie, jak proces otwierania rynku wpłynie na ceny dla odbiorców, w szczególności, gdy na ten konkurencyjny rynek nałożą się rynki handlu certyfikatami energii zielonej, czerwonej, białej lub błękitnej. Wszystkie ekspertyzy wykazują, że osiągnięcie celów ekologicznych będzie dodatkowym kosztem nałożonym na energię i opłaconym przez odbiorcę.

Należy przywołać nieodległy obraz zintegrowanej energetyki, w której bodźce konkurencyjne legły w gruzach poprzez załamanie się ruchu innowacyjnego i patentowego po podziale na

podsektory. Działania ruchu racjonalizatorskiego były najwrażliwszym elementem konkurencyjności wewnątrz branży i służyły głównie odbiorcy energii.

Raczej trudno przewidywać, żeby w organizacji, która mnoży graczy, odbiorca końcowy energii elektrycznej odniósł wymierny efekt w postaci trwałej obniżki cen. Ten efekt wydaje się być bardziej pewny w sytuacji coraz powszechniejszych procesów integracyjnych, chociaż w tym przypadku pole do wolnej gry dla wielu podmiotów będzie bardziej ograniczone.

Te gremia polityczne, które są odpowiedzialne za kierunki przemian gospodarczych i rynkowych, będą się musiały uporać z sytuacją w branży energetycznej, nie zapominając o znaczeniu dostaw energii elektrycznej do odbiorców, które należy uwzględnić w trzech aspektach:

- technicznym — sieć jest tylko monopolem naturalnym do chwilowego transmitowania energii wytwarzanej przez wszystkie źródła przyłączone do niej. Musi być sterowana centralnie,
- ekonomicznym — sektor wytwarzania jest wielkim odbiorcą przemysłowym dużych inwestycji z długim okresem ich zamrożenia, które stanowią główną część jej kosztów,
- politycznym — przemysł sektora energetycznego narzuca ograniczenia polityczne i społeczne w integralny sposób, niezależnie od tego na ile części zostanie posegmentowany organizacyjnie.