



Zdzisław Szalbierz

**Spółki
dystrybucyjne
na rynku
energii
elektrycznej**

**Zmiana
struktur rynku
i procesów
zarządzania**



ZDZISŁAW SZALBIERZ

**SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNE
NA RYNKU
ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

**ZMIANA STRUKTUR RYNKU
I PROCESÓW ZARZĄDZANIA**



OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ
WROCLAW 2002

Recenzenci

Jacek Malko
Maria Nowicka-Skowron

Opracowanie redakcyjne

Alicja Kordas

Korekta

Ewa Dwojak

Projekt okładki

Zofia i Dariusz Godlewscy

Biblioteka Główna i OINT
Politechniki Wrocławskiej



001780493



310122N/6

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2002

ISBN 83-7085-627-6

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ
Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

Ark. wyd. 18. Ark. druk. 14⁷/₈. Papier offset. kl. III, 70 g, B1.
Drukarnia Oficyny Wydawniczej Politechniki Wrocławskiej. Zam. nr 333/2002.

SPIS RZECZY

1. Wstęp.....	5
2. Rynek energii elektrycznej i jego struktura	10
2.1. Rynek w energetyce – wprowadzenie do problematyki	10
2.2. Konkurencja i ogólna struktura rynku energii elektrycznej	14
2.3. Ewolucja struktur rynku energii elektrycznej.....	21
2.4. Zakres podmiotowy i przedmiotowy rynku energii elektrycznej	29
3. Monopol i oligopol na rynku energii elektrycznej	40
3.1. Wprowadzenie.....	40
3.2. Monopol – ujęcie teoretyczne	42
3.3. Monopol w elektroenergetyce. Poziom produkcji a ceny energii elektrycznej	49
3.4. Oligopol.....	53
3.5. Rynki sporne.....	57
3.6. Monopol w elektroenergetyce w okresie transformacji sektora – analiza przypadku.....	60
4. Regulacja elektroenergetyki przez państwo	64
4.1. Wprowadzenie.....	64
4.2. Regulacja państwa w stosunku do monopolii z perspektywy ekonomii.....	65
4.3. Regulacja sektora energetyki.....	69
4.4. Otoczenie prawne sektora elektroenergetyki w Polsce	81
4.5. Polityka państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetyki i inne uwarunkowania o charakterze globalnym.....	94
4.6. Przypadek rynku energii elektrycznej w Kalifornii – nadmiar regulacji czy nadmiar rynku?	96
5. Analiza strategiczna spółek dystrybucyjnych.....	99
5.1. Wprowadzenie.....	99
5.2. Spółki dystrybucyjne w Polsce w latach 1993–2000	99
5.3. Kierunki transformacji spółki dystrybucyjnej a struktura rynków energii – propozycja modelu	120
5.4. Formułowanie strategii spółki dystrybucyjnej	125

5.5. Ocena strategicznej pozycji spółki dystrybucyjnej (według analizy SWOT).....	135
5.6. Hipotetyczna strategia spółki dystrybucyjnej.....	142
6. Restrukturyzacja spółki dystrybucyjnej.....	148
6.1. Wprowadzenie.....	148
6.2. Restrukturyzacja organizacyjna.....	153
6.3. Restrukturyzacja finansowa.....	158
6.4. Restrukturyzacja zakupów i sprzedaży.....	168
6.5. Restrukturyzacja techniczna.....	172
7. Spółka dystrybucyjna jako podmiot integracji i prywatyzacji.....	175
7.1. Wprowadzenie.....	175
7.2. Procesy integracji spółek dystrybucyjnych.....	176
7.3. Koncepcje integracji w obszarze spółek dystrybucyjnych w Polsce (stan na 31.12.2001 roku).....	184
7.4. Przesłanki i potencjalne skutki procesów prywatyzacji.....	188
7.5. Wycena wartości spółek dystrybucyjnych.....	193
7.6. Integracja – prywatyzacja – remonopolizacja.....	196
7.7. Od spółki dystrybucyjnej do przedsiębiorstwa usług infrastrukturalnych – zmiana roli struktur regionalnych i lokalnych.....	200
8. Zakończenie.....	209
Załącznik: Stopa zwrotu kapitału i wartość spółek dystrybucyjnych.....	214
1. Wprowadzenie.....	214
2. Siły tworzące wartość.....	215
3. Wycena wartości.....	218
4. Szacunek wartości spółek dystrybucyjnych.....	226
5. Wnioski.....	227
Literatura.....	229

1. WSTĘP

Od wielu lat problemy gospodarcze związane z zaspokajaniem potrzeb energetycznych stają się tak doniosłe, że angażują ekonomistów, polityków, przedsiębiorców i środowiska naukowe. Zainteresowanie to stało się szczególnie widoczne w latach siedemdziesiątych. Było ono związane z kryzysem energetycznym, który rozpoczął się w 1972 roku, trwał około 10 lat i którego skutki w sensie ekonomicznym, technicznym i społecznym widoczne są do dzisiaj. Kryzys ten nie charakteryzował się, jak zrazu sądzono, deficytem energii. Stał się jednak przede wszystkim wyrazem zakłóceń w mechanizmie rozwiązywania bieżących i przyszłych problemów energetycznych. W ten sposób kryzys lat siedemdziesiątych zwrócił uwagę na dwie istotne okoliczności. Pierwsza związana była z faktem coraz szybszej konsumpcji i produkcji energii [104]. Relatywnie niskie ceny energii przed 1972 rokiem były sygnałem stymulującym wysoki poziom zużycia, wyższy niż ten, który wynikałby z pełnych kosztów jej wytwarzania. Występowało więc marnotrawstwo, które nie mogło być w dłuższym okresie akceptowane bez szkody dla procesów rozwojowych [105]. Druga okoliczność związana była z coraz bardziej rosnącym przekonaniem o konieczności poddania sektora energetycznego podobnym zasadom działania, jakie przyjęto w wielu pozostałych dziedzinach aktywności gospodarczej, w których dominujące znaczenie ma mechanizm rynkowy [108], [160].

Kryzys energetyczny z lat siedemdziesiątych stał się jednym z podstawowych czynników inicjujących procesy reform gospodarczych, zachodzących współcześnie w gospodarkach energetycznych w wielu rozwiniętych krajach. Drugim czynnikiem jest sytuacja ekonomiczna, w jakiej znajduje się dany kraj oraz aktualne poglądy dotyczące sposobu funkcjonowania przedsiębiorstw związanych w wytwarzaniem, dystrybucją i handlem energią. W przypadku Polski przesłanką tą są procesy transformacji gospodarczej, a zwłaszcza – stanowiące integralny element procesu transformacji – przekształcenia strukturalne o charakterze własnościowym, ekonomicznym, organizacyjnym, finansowym, a także technicznym.

Podstawowym motywem rozpoczęcia badań nad procesami transformacji w energetyce stał się – bardzo interesujący z ekonomicznego punktu widzenia – proces głębokich zmian strukturalnych, zachodzących w gałęziach, zwanych in-

frastrukturalnymi, do których bez wątplenia należą sektory: energetyki i telekomunikacji.

Podmiotem pracy jest przedsiębiorstwo sektora energetyki (a właściwie elektroenergetyki) w okresie transformacji tego sektora, a mianowicie spółka dystrybucyjna. Jest to przedsiębiorstwo, którego zakres działania obejmuje zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej i dostarczanie (sprzedaż) energii elektrycznej odbiorcom na terenie działania spółki.

Proces zmian strukturalnych występuje w sektorze elektroenergetycznym, gazowniczym oraz systemach produkcji, przesyłania i dystrybucji ciepła ze scentralizowanych źródeł. W poszczególnych dziedzinach produkcji lub świadczenia usług proces ten ma zarówno pewne cechy wspólne, jak i cechy rozłączne, właściwe dla pewnej części sektora, np. gazownictwa i elektroenergetyki [56]. W tym miejscu wypada podkreślić, iż zasadniczą cechą zachodzących do tej pory przeobrażeń w sektorze elektroenergetycznym jest stopniowe odchodzenie od monopolistycznej struktury rynku w kierunku struktury właściwej dla oligopolu i ewentualnie rynków spornych. Na rynkach tych występują, co jest charakterystyczne, określone bariery wejścia.

W Polsce na początku lat dziewięćdziesiątych musiał zostać rozstrzygnięty dylemat dotyczący sektora energetyki, przed którym stoją wszystkie kraje podejmujące wysiłek transformacji systemowej. Sprowadza się on do wyboru jednej z dwóch możliwych opcji przekształceń sektora energetycznego. Pierwszą z nich są reformy zmierzające w kierunku adaptacji sektora energetycznego do standardów działania w warunkach gospodarki rynkowej. W ramach tej opcji zachowany został do pierwszej połowy lat dziewięćdziesiątych tradycyjny, ukształtowany w odległej przeszłości, dominujący w rozwiniętych gospodarkach rynkowych kontynentalnej Europy, model działania oparty na chronionym prawem monopolu i związanej z tym głębokiej interwencji czynnika publicznego [57], [76].

Opcja druga to głębokie reformy strukturalne, obliczone na tworzenie warunków do rozwoju konkurencji w formach i zakresie odpowiadającym specyfice sieciowych podsektorów energetycznych, jak elektroenergetyka i gazownictwo. Poszerzenie pola działalności konkurencji umożliwia ograniczenie zakresu i racjonalizowanie metod regulacji publicznej [56]. Należy w tym miejscu jeszcze dodać, iż dylemat przekształceń sektora energetyki miał również „opcję zerową”, polegającą na ograniczeniu się do działań pozorujących zmiany i pozostawieniu struktur zastanych [96].

Energetyka polska ulega obecnie zmianom, które występują w dwóch płaszczyznach. Pierwszej – zwanej cywilizacyjną – podlegają w różnym stopniu wszystkie kraje świata. Warto tu wspomnieć o zmianach w technice, rewolucji w przetwarzaniu i przekazywaniu informacji, procesach tzw. globalizacji rynku, wyrażających się choćby we wzroście wymiany międzynarodowej, przejściach i fuzjach realizowanych przez międzynarodowe koncerny. Druga płaszczyzna zawiera w sobie zmiany typowe dla krajów postsocjalistycznych, immanentnie związane z procesami transformacji ich gospodarki. Płaszczyzna ta określa przedmiot badań zawartych w tej pracy. Nie oznacza to jednak, że kontekst cywilizacyjny został w pracy zupełnie

pominięty; analiza polskich problemów nie powinna odbywać się bez odniesień do globalnego kontekstu.

Praca, z teoretycznego punktu widzenia, ma swoje korzenie w metodologii nauk ekonomicznych, a zwłaszcza mikroekonomii, ekonomiki przemysłu (*industrial economics*) i teorii zarządzania przedsiębiorstwem. Z konieczności jednak niektóre zagadnienia rozpatrywane były z punktu widzenia różnych dyscyplin naukowych, m.in. teorii systemów technicznych, a zwłaszcza sterowania systemem elektroenergetycznym. Wychodzenie poza granice jednej dyscypliny naukowej jest zawsze przedsięwzięciem trudnym i rodzącym ryzyko. Źródłem trudności jest przede wszystkim konieczność dostosowania własnej struktury pojęciowej do poszerzonej problematyki. Przekroczenie owych granic stwarza ryzyko zatarcia kryteriów pozwalających odróżnić sprawy oczywiste od wymagających wyjaśnień. Rodzi to niebezpieczeństwo zbyt pobieżnego potraktowania niektórych wątków badań. Obawa przed tym nie jest obca piszącemu te słowa.

Autor sądzi jednak, iż jego wkład w rozwój wiedzy w zakresie objętym tą monografią polega na:

➤ rozwińnięciu teorii w zakresie procesu transformacji przedsiębiorstwa, o pozycji monopolistycznej, działającego na rynku energii elektrycznej podlegającym silnym procesom zmian,

➤ rozwińnięciu teorii w zakresie zasad i metod zarządzania strategicznego i programowania restrukturyzacji spółek dystrybucyjnych, prowadzących do wzrostu ich wartości.

Praca ma w zasadzie charakter teoretyczny, ambicją autora było jednak, aby niektóre jej fragmenty miały znaczenie praktyczne. Dotyczy to przede wszystkim problemów formułowania strategii i programów restrukturyzacji spółek dystrybucyjnych, a także problemów regulacji sektora energetyki.

Punktem wyjścia do rozważań zawartych w pracy jest teza, iż w procesach zarządzania strategicznego w podmiotach gospodarczych sektora energetyki znacznie istotniejsze jest zidentyfikowanie, a następnie sformułowanie problemów, przed którymi ono stoi, aniżeli określenie szczegółowych procedur i technik ich rozwiązań. Wynika to zarówno ze znacznego zmniejszenia się, we współczesnym świecie, obszarów zarządzania, w których można stosować gotowe algorytmy, jak i ze zwiększenia się obszarów wymagających pracy twórczej, opartej na samodzielnym formułowaniu i rozwiązywaniu problemów [114]. Znaczenie ma również fakt, że w sektorze energetycznym i jego otoczeniu występuje bardzo silna fluktuacja zarówno w sferze procesów realnych, jak i regulacji. W ostatecznej wersji tezę pracy sformułowano następująco:

Zasadniczym wyznacznikiem procesu zmian strukturalnych w przedsiębiorstwach w sektorze energetyki jest zmiana struktury rynku energii. Podstawową przesłanką zmian struktury rynku energii (odejście od monopolu do struktur rynku konkurencyjnego) jest kreowana przez państwo polityka w odniesieniu do tego sektora oraz procesy gospodarcze, stymulowane przez procesy konkurencji

w sektorze. Konkurencyjność sektora dystrybucji w Polsce, zwłaszcza w warunkach otwarcia międzynarodowego rynku energii elektrycznej, wymaga głębokich zmian struktury systemu zarządzania spółek dystrybucyjnych, prowadzących do zwiększenia efektywności ich działania, dostosowania do zmieniającej się struktury rynku energii, a zatem zmierzających do wzrostu ich wartości.

Podstawowym celem badań jest natomiast:

Identyfikacja i analiza sytuacji przedsiębiorstwa w sektorze elektroenergetyki, a przede wszystkim identyfikacja i analiza spółki dystrybucyjnej, oraz sformułowanie możliwych strategii jej przekształceń i rozwoju w związku z transformacją sektora energetyki w Polsce i w Europie.

Strukturę pracy dostosowano do celu badań, dzieląc ją na osiem rozdziałów.

W rozdziale drugim podjęto zagadnienia rynku energii elektrycznej i jego struktury. W pierwszej części tego rozdziału omówiono problematykę pojęcia rynku, jego elementów oraz konkurencji, wybierając z teorii ekonomii to, co wydaje się szczególnie ważne z punktu widzenia rynku energii elektrycznej. W dalszej części rozdziału zajęto się strukturą podmiotową, a następnie przedmiotową rynku energii w kontekście wpływu tych struktur na działalność podmiotów gospodarczych.

W związku z tym, iż w praktyce gospodarczej energetyki spółka dystrybucyjna ma jednoznacznie określoną pozycję monopolistyczną, rozdział trzeci poświęcono monopolowi na rynku z perspektywy teoretycznej i częściowo praktycznej. Przedstawiono w nim monopol naturalny i państwowy oraz monopol na rynku energii w odniesieniu do spółki dystrybucyjnej. Poszukiwanie konkurencyjności w energetyce będzie z pewnością polegało na odejściu od monopolu w kierunku rynku o strukturze oligopolistycznej lub rynków spornych. Tymi zagadnieniami zajęto się w ostatniej części tego rozdziału.

Przedmiotem kolejnego, czwartego rozdziału są państwowe regulacje rynku energii. Omówiono w nim zagadnienia regulacji sektora energetyki, której wyznacznikiem jest polityka państwa prowadzona w stosunku do całego sektora energetyki i elektroenergetyki, a w jej ramach dystrybucji. Z punktu widzenia podmiotu badań należy wskazać tutaj na dwie ważne płaszczyzny. Pierwsza z nich dotyczy polityki państwa w stosunku do sektora energetyki, a sektora elektroenergetyki w szczególności, druga zaś polityki państwa w stosunku do sektora dystrybucji. Trudno jest jednoznacznie stwierdzić, która z nich jest istotniejsza z punktu widzenia spółek dystrybucyjnych. Obecnie wyraźnie dominuje płaszczyzna pierwsza. W rozdziale wyróżniono: regulację struktury rynku, metody regulacji i organizację regulacji. Rozdział zakończono oceną wpływu polityki państwa na ten sektor (poza zagadnieniami wynikającymi z zasad prawnych), która w istotnym stopniu w ostatnich latach wpływała na zachowania podmiotów gospodarczych na polskim rynku energii.

Rozdział piąty rozpoczyna drugą część pracy, w której omówiono zagadnienia bezpośrednio związane z podmiotem badań, a więc spółkami dystrybucyjnymi. W tym rozdziale podjęto dwa problemy – w części pierwszej przedstawiono wyniki analizy ilościowej, której celem jest ogólna charakterystyka spółek dystrybucyjnych w Polsce

w latach 1998÷2000, w drugiej natomiast omówiono problemy związane z teoretycznym i praktycznym formułowaniem strategii spółek dystrybucyjnych. W warstwie teoretycznej skoncentrowano się na zasadach i metodach opracowania strategii, przyjmując za ważną przesłankę metodologiczną analizę SWOT. W warstwie praktycznej przedstawiono analizę SWOT dla grupy spółek dystrybucyjnych działających na terenie Dolnego Śląska oraz sformułowano strategię dla hipotetycznej spółki dystrybucyjnej.

Przedmiotem rozdziału szóstego są teoretyczne i praktyczne zagadnienia procesu restrukturyzacji spółek. Wyróżniono cztery jej obszary: organizacyjny, finansowy, zakupów i sprzedaży oraz techniczny. Szczególnie dużo uwagi poświęcono restrukturyzacji finansowej, ze względu na jej wyjątkowe znaczenie w procesie zmian strukturalnych spółek.

W rozdziale siódmym omówiono bliższą i dalszą przyszłość analizowanego podmiotu gospodarczego. Przedstawiono wybrane problemy integracji i prywatyzacji w kontekście procesów gospodarczych w Polsce i procesów transformacji sektora energetyki w innych krajach. Podniesiono problem niebezpieczeństwa przejścia spółki dystrybucyjnej od monopolu państwowego do prywatnego. W ostatniej części rozdziału potraktowano spółkę dystrybucyjną jako podmiot dalszej przyszłości, w której zamiast niej pojawia się przedsiębiorstwo usług energetycznych.

Zasadniczą część pracy zakończono syntetycznym podsumowaniem.

Na końcu zamieszczono załącznik poświęcony w zasadzie praktycznym aspektom oceny stopy zwrotu kapitału i wartości spółki dystrybucyjnej. Część teoretyczna dotyczy problemu identyfikacji czynników kształtujących wartość spółki dystrybucyjnej. Podstawową część załącznika stanowi jednak ocena wartości całego sektora dystrybucji w Polsce.

2. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I JEGO STRUKTURA

*Wszystko powinno być zrobione tak prosto,
jak to możliwe, ale nie jest.*

Albert Einstein

2.1. Rynek w energetyce – wprowadzenie do problematyki

W energetyce pojęcie rynku zrobiło w ostatnich latach błyskawiczną karierę. Jest ono nie tylko bardzo często używane, ale można niekiedy odnieść wrażenie, że jest nadużywane, a ponadto w rozmaity sposób rozumiane. Dlatego wydaje się zasadne, aby na początku tej pracy zastanowić się, co termin **rynek** w sektorze energetycznym oznacza i z jakimi teoriami w ekonomii i w teorii zarządzania się wiąże. Warto także przyjąć jakieś określenie rynku w odniesieniu do energetyki, a energii elektrycznej w szczególności.

Przedmiotem tego rozdziału są zagadnienia konkurencji i jej rodzajów z perspektywy konkurencji pomiędzy uczestnikami rynku energii. W dalszej jego części omówiono podstawowe cechy rynku energii elektrycznej oraz przedstawiono jego struktury podmiotowe i przedmiotowe.

Definicje rynku podane w literaturze przedmiotu można podzielić na trzy zasadnicze grupy:

Grupa pierwsza definicji odwołuje się do założeń klasycznej ekonomii, zgodnie z którymi motywem działalności *homo economicus*, a także podstawowym wyznacznikiem celu przedsiębiorstwa, są korzyści w sensie ekonomicznym. W tym ujęciu pojęcie **rynek** sprowadza się do następującego określenia: *Rynek to zbiór relacji zachodzących między podmiotami, które dążą do zawarcia pomyślnej (tzn. maksymalizującej własną funkcję użyteczności) transakcji kupna – sprzedaży* [8], [46]. W wyniku tych relacji zostają podjęte decyzje o alokacji zasobów, a tym samym przedsiębiorstwa określają alokację czynników wytwórczych, techniki i technologie produkcji, poziom produkcji i w końcu zasady podziału wytworzonych produktów. Siłą sprawczą określającą zacho-

wanie podmiotów działających na rynku jest chęć maksymalizacji swoich funkcji użyteczności, a więc możliwości zaspokajania określonych potrzeb i aspiracji.

Interesująco, z punktu widzenia energetyki, proces rynkowy określany jest z perspektywy ekonomii neoinstytucjonalnej. Przez ów proces rozumie się: zbiór transakcji i kontraktów porządkowanych i kontrolowanych przez ekonomiczne instytucje rynku. Z. Hockuba pisze: *W swej istocie rynek jest zbiorem instytucji, opierających się na przedsiębiorczości i promujących przedsiębiorczość* [47]. W definicji rynku akcentuje więc rolę instytucji w kształtowaniu zachowania podmiotów występujących na rynku, a to, co nazywamy rynkiem, jest zawsze systemem społecznych interakcji, charakteryzowanym przez określone granice instytucjonalne. Instytucje te zaś tworzą zbiór reguł nakładających pewne ograniczenia na zachowania uczestników rynku. Te reguły mogą być nieformalne lub formalne i chronione przez szczególnie podmiot, jakim jest państwo [47], [73].

Trzecią grupę definicji rynku stanowią określenia powstałe na gruncie poszukiwania w gospodarce równowagi. Można tu wymienić prace z zakresu ekonomii D. Beggia, M. Fishera i F. Hayeka. Autorzy ci twierdzą, że: *więcej można się nauczyć, analizując sposób, w jaki procesy rynkowe zmierzają do równowagi, niż dzięki – tak typowym dla większości współczesnych ekonomistów – niekończącym się studiom cech końcowych stanów równowagi* [7], [46]. W tym ujęciu akcentowana jest dynamiczna natura rynku oraz nierównowaga występująca na nim, jako siła sprawcza, powodująca samoorganizację rynku, który w każdej chwili jest w innym stanie. Ważną rolę w tym procesie odgrywa informacja i wiedza. Wydaje się, że definicje należące do tej grupy także mogą być dobrą inspiracją do określenia rynku w sferze energii.

W tabeli 2.1 w sposób syntetyczny przedstawiono najważniejsze cechy dotyczące pojęcia rynku, które akcentowane są w wyróżnionych trzech nurtach ekonomii.

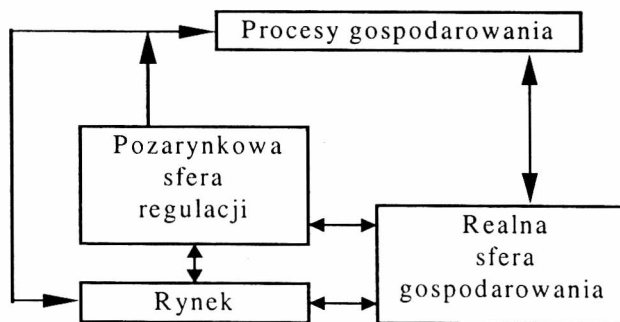
Tabela 2.1. Rynek i jego definicja z perspektywy kierunków analizy ekonomicznej

Kryteria	Kierunek ekonomii		
	ekonomia klasyczna	ekonomia neoinstytucjonalna	szkoła austriacka
Kluczowe pojęcia definiujące rynek	relacje, podmioty rynku, maksymalizacja zysku, model człowieka – <i>homo economicus</i>	transakcje, instytucje	spontaniczny porządek (ład), przedsiębiorczość, strumień wiedzy, konkurencja
Definicja rynku	zbiór relacji zachodzących między podmiotami, które dążą do zawarcia pomyślnej (tj. maksymalizującej własną funkcję użyteczności) transakcji kupna –sprzedaży	zbiór instytucji, których działalność oparta jest na przedsiębiorczości i promuje przedsiębiorczość, oraz transakcje zachodzące między tymi instytucjami	proces twórczy jest spontanicznie samoorganizującym się systemem, w wyniku nierównowagi występującej na rynku; siłami sprawczymi procesu rynkowego są wiedza oraz konkurencja
Wybrani przedstawiciele	D. Begg, R. Dornbusch, R.B. Mc Kenzie, C. Nardinelli	V.J. Vanberg, O.E. Williamson	F. Hayek, I. Kirzner, L. Lachman, L. von Mises, M. Rothbart

Opracowanie własne na podstawie: E. Ropuszyńska-Surma, *Miary rynku energii* – maszynopis powielony.

Podczas badania istoty rynku należy zwrócić uwagę na dwie jego sfery. Sfera pierwsza obejmuje realnie przeprowadzane transakcje wymiany między podmiotami i procesy materialno-rzeczowe (tj. inwestowanie, produkcja); sfera druga to regulacja określająca kształt, formę rynku, zachowania podmiotów. Z tego punktu widzenia nie sposób nie powołać się na J. Kornaia, który zaproponował podział systemu gospodarczego na dwa podsystemy, to jest zbiór wzajemnie powiązanych jednostek realnych sfery realnej i zbiór wzajemnie powiązanych jednostek regulacyjnych sfery regulacji [77], [78]. Wyróżnienie tych dwóch procesów jest szczególnie ważne na rynku energii, który niejako z natury poddany jest w sposób szczególny procesom regulacji. Procesy rzeczywiste występujące w sferze realnej to: procesy materialne, fizycznie związane z produktem. Zalicza się do nich transport, magazynowanie, wytwarzanie i handel. Sfera regulacji to: jednostki regulacyjne i informacja przepływająca między nimi. Nie można rozdzielić sfery realnej od sfery regulacji; każda jednostka gospodarcza i proces gospodarczy są złożone odpowiednio z jednostek sfery realnej i sfery regulacji oraz procesów realnych i regulacyjnych [78]. Wyróżnienie sfery realnej i sfery regulacyjnej ma szczególnie istotne znaczenie w procesach zarządzania podmiotami w sektorze energetyki. Wynika to stąd, iż sektor energetyczny, niejako z natury zachodzących procesów ekonomicznych, technicznych i społecznych, poddawany jest zawsze w określonym stopniu procesom oddziaływania państwa po to, aby lepiej dostosować się do relacji z otoczeniem z uwzględnieniem interesów ogólnych. Interesy ogólne nie są jednak często tak samo postrzegane przez rozmaite grupy interesów.

Zgodnie z przyjętą przez J. Kornaia terminologią, W. Wrzosek przedstawia w formie graficznej (rys. 2.1) miejsce rynku w procesach gospodarowania. Zwraca on uwagę, że wymiana między podmiotami rynku jest kształtowana przez realną sferę gospodarowania oraz leżącą poza rynkiem sferę regulacji. Przez pozarynkową sferę regulacyjną rozumie on działalność regulacyjną państwa: system podatkowy, przepisy prawne dotyczące działalności gospodarczej itp. [178].



Rys. 2.1. Miejsce rynku w procesach gospodarowania [178]

Związki przedstawione na rysunku wydają się bardzo interesujące i nośne z perspektywy analizowanego rynku energii.

W kontekście przedstawionych wcześniej rozważań pojawia się pytanie: czy przytoczone koncepcje rynku są dostosowane do takiego produktu jak energia elektryczna? Odpowiedź na tak postawione pytanie nie jest prosta. Jeśli bowiem – na wysokim poziomie ogólności – będzie się analizować rynek energii elektrycznej, to być może podane definicje należałoby uznać za wystarczające. Jeśli jednak podejmie się próbę „zejścia na ziemię”, to dla zdefiniowania rynku energii, zwłaszcza elektrycznej, należy odwołać się do jej specyficznych cech. Poszczególni autorzy wymieniają najczęściej od 5 do 8 specyficznych cech energii elektrycznej jako produktu. Do tych cech zwykle zalicza się:

- brak możliwości magazynowania (przy praktycznie równoczesnej produkcji i konsumpcji energii elektrycznej),
- szczególnie warunki transportu – bez użycia zwykłych środków przewozowych, lecz za pomocą specjalnych urządzeń (sieć elektryczna),
- brak możliwości jednoznacznej identyfikacji źródła pochodzenia towaru, tj. zużywanej energii elektrycznej (co w praktyce wymaga wykorzystania w procesach rynkowych skomplikowanych systemów pomiarowo-rozliczeniowych),
- wszechstronność zastosowania, począwszy od wykorzystywania do celów przemysłowych, militarycznych, naukowych itp., aż do różnorodnych jej zastosowań w rolnictwie i w gospodarstwach domowych,
- ograniczona możliwość substytucji (substytucja ta w praktyce sprowadza się do ogrzewania i napędów maszyn) [64], [96].

Z punktu widzenia celu niniejszej pracy należy wyróżnić trzy specyficzne cechy energii elektrycznej jako produktu szczególnego, które wpływają na kształt rynku energii. Należy do nich, bez wątplenia, zaliczyć następujące okoliczności:

➤ Jest zasadą na wielu konkurencyjnych rynkach, że występujące stany nierównowagi są likwidowane przez zapasy, które pozwalają osiągnąć nowy stan równowagi na rynku. Rynek energii elektrycznej jest jednak rynkiem czasu rzeczywistego, zgodnie z którym zapotrzebowanie na energię elektryczną zmienia się w czasie (w okresie minut, godzin, dni, tygodni, miesięcy i roku) i w każdej chwili zapotrzebowanie musi równać się ilości wyprodukowanej i przesłanej do odbiorcy energii elektrycznej (pominięto tu pewne możliwości magazynowania energii elektrycznej prądu stałego w akumulatorach, choć może to mieć duże znaczenie dla poszczególnych odbiorników, ale ma znikome znaczenie z punktu widzenia zapotrzebowania globalnego).

➤ Szczególne warunki transportu energii, a więc szczególne warunki dostarczenia jej do odbiorcy, wymagające budowy skomplikowanych technicznie linii przesyłowych i dystrybucyjnych o różnym napięciu elektrycznym, dostosowanych do potrzeb odbiorcy. Sieci przesyłające energię elektryczną są szczególnie kapitałochłonne i nie znajduje się uzasadnienia dla budowy linii konkurencyjnych. Stanowią więc one monopol, wynikający z natury technicznej i gospodarczej zachodzących procesów.

➤ Na wielu rynkach produkt jest w stosunkowo prosty sposób identyfikowany z jego wytwórcą. W przypadku energii elektrycznej nie ma możliwości jednoznacznej identyfikacji źródła pochodzenia produktu. Z pozoru można wysnuć wniosek, iż nie

powinno to stanowić istotnej bariery w rozwijaniu procesów rynkowych. W praktyce jednak pojawia się istotny problem precyzyjnych pomiarów i rozliczeń w dostatecznie krótkich okresach (dopiero od niedawna rozwój systemów pomiarowo-rozliczeniowych i przetwarzania informacji stworzył techniczną możliwość dokonywania precyzyjnie tego typu rozliczeń).

W świetle tych rozważań trzeba przyjąć, że rynek energii elektrycznej nie może być jednoznacznie zdefiniowany za pomocą powszechnie stosowanych definicji naukowych. Próba taka, nawet gdyby się powiodła, nie miałaby znaczenia aplikacyjnego. Rynek energii elektrycznej jest pojęciem umownym – a więc pewną konwencją, niezbędną do wprowadzenia określonych pojęć. W rezultacie proponuje się zdefiniowanie rynku energii elektrycznej w teoretycznym ujęciu jako: **proces ciągłego, w każdym momencie wzajemnego, spontanicznego i samoorganizującego się dostosowania bardzo dużej liczby jednostkowych planów, decyzji i działań. Decyzje te są podejmowane przez zbiór kupujących i sprzedających energię elektryczną – posiadających urządzenia (wytwórcze i (lub) odbiorcze) przyłączone do wspólnej sieci. Decyzje są podejmowane przez te podmioty, a dotyczą handlu energią elektryczną oraz wykonania specyficznych usług systemowych i sieciowych na podstawie umów.**

Powyższa próba definicji rynku energii jest stosunkowo bliska, jak łatwo zauważyć, stanowisku charakterystycznemu dla szkoły austriackiej. Przez podniesione w definicji specyficzne usługi systemowe i sieciowe rozumie się działania polegające na gotowości do produkcji energii lub świadczenie określonych usług niezbędnych dla zapewnienia efektywnego działania sieci przesyłowej i rozdzielczej [64]. W ten sposób należy także przyjąć, że rynek dostarcza informacje umożliwiające jednostkom gospodarczym ocenę komparatywnych korzyści z różnego zastosowania swych zasobów.

2.2. Konkurencja i ogólna struktura rynku energii elektrycznej

Nieodzownym elementem rynku jest konkurencja, która w sposób naturalny i spontaniczny wymusza weryfikację planów i podejmowanych działań.

Na początku warto odwołać się do sposobu rozumienia konkurencji. Konkurencja – zwyczajowo – jest rozumiana jako współzawodnictwo, rywalizacja. F. Hayek traktuje konkurencję jako procedurę odkrywającą (*competition as a discovery procedure*), która leży u podstaw ewolucji cywilizacji [46]. Korzystne efekty konkurencji, powstające w wyniku procesu rynkowego, przynoszą niepowodzenie pewnym szczególnym partykularnym oczekiwaniom i intencjom. W ten sposób konkurencja likwiduje nieefektywne, z ekonomicznego i społecznego punktu widzenia, przedsięwzięcia [11], dzięki czemu następuje optymalna alokacja zasobów oraz motywacja do podejmowa-

nia działań przez poszczególne jednostki. W ten sposób konkurencja stwarza warunki do rozwoju wiedzy [107], [142], [143], [144].

Należy mieć świadomość, iż ten – raczej dość liberalny – punkt widzenia na procesy rynkowe w energetyce może budzić rozmaite uwagi krytyczne. Warto jednak spojrzeć na procesy funkcjonowania rynku przez pryzmat klasycznej ekonomii, choćby po to, aby jasno i wyraziście zdefiniować pewne pojęcia i procesy. Konkurencja (jako proces) wymusza na przedsiębiorcach podejmowanie optymalnych decyzji alokacyjnych, efektywność, postęp techniczny i ekonomiczny. Konkurencja, związana z systemem rynkowym, sprzyja wykształceniu się takich cech ludzkich, jak przedsiębiorczość i odpowiedzialność [24], [28], [43].

Rozważając konkurencję w kontekście gospodarki rynkowej, warto zastanowić się nad pełnionymi przez nią funkcjami. Z literatury przedmiotu najczęściej wynikają następujące funkcje konkurencji [124], [143]:

- tworzenie struktury podaży,
- podział dochodów między jednostkami gospodarującymi,
- sterowanie czynnikami wytwórczymi,
- dostosowywanie wielkości zdolności produkcyjnej do poziomu wynikającego z sytuacji na rynku,
- stałe wdrażanie postępu technicznego i innowacyjnego.

Tworzenie struktury podaży i jej rozkładu odbywa się zgodnie z preferencjami nabywców, ustalonymi w wyniku ich „głosowania na rynku za pomocą pieniądza”. W ten sposób ubieganie się o nabywców jest motorem aktywnego i skutecznego działania na rynku [6].

Pojawia się jednak pytanie, w jakim sensie funkcja ta jest realizowana na rynku energii. Można przyjąć, że w sposób najprostszy z możliwych – produkt bowiem jest homogeniczny. W taki sposób sprzedaje na rynku energię ten podmiot, który gotów jest ją sprzedać po niższej cenie niż konkurenci. W tym przypadku rynek ofertowy, tzw. „pool”, należałoby uznać za rynek spełniający postulat konkurencyjności. Oprócz fizycznej sprzedaży energii elektrycznej przedmiotem konkurencji mogą być także określone usługi systemowe.

Elastyczne dostosowanie wielkości zdolności produkcyjnej do poziomu wynikającego z sytuacji na rynku jest możliwe dzięki cenom [119]. Ceny pełnią trzy – ściśle ze sobą powiązane – funkcje ekonomiczne: informacyjną, bodźcową oraz dochodową.

Funkcja informacyjna polega na dostarczeniu wiedzy na temat sytuacji, w której działania podejmowane przez jedne podmioty stają się mniej lub bardziej ważne dla innych, chcących za nie zapłacić.

Funkcja bodźcowa polega na dostarczaniu bodźców do reakcji na dostarczone informacje.

Funkcja dochodowa polega na tym, że zmiany cen wywierają wpływ na dochody podmiotów gospodarczych [62].

Na rynku energii elektrycznej funkcje te są spełniane w rozmaity sposób, w zależności od tego, czy ceny są swobodnie kształtowane przez siły konkurencji, czy też

podlegają administracyjnemu zatwierdzeniu. Pojawia się tutaj ważne pytanie: czy ceny zatwierdzone spełniają właściwie, z punktu widzenia ekonomicznego, te funkcje? Na pytanie to starano się odpowiedzieć w części trzeciej i części ostatniej.

Sterowanie czynnikami wytwórczymi jest skierowane na te sfery działalności gospodarczej, które zapewniają ich efektywne wykorzystanie, mierzone kategoriami rynkowymi. Jest to możliwe dzięki stosowaniu zasad rachunku ekonomicznego, który polega na porównywaniu uzyskanych efektów i poniesionych kosztów [118]. Na podstawie takiego porównania możliwy jest najbardziej korzystny, z ekonomicznego punktu widzenia, wybór rozwiązania maksymalizującego dochody podmiotów gospodarczych [63], [121]. Jeżeli przedsięwzięcie okaże się nierentowne, na podstawie sporządzonej kalkulacji, to oznacza, że czynniki zaangażowane w jego realizację powinny zostać użyte albo do realizacji innego celu, albo dla tego samego celu, ale w inny, bardziej ekonomiczny sposób. W przeciwnym razie, czyli jeśli przedsięwzięcie okaże się dostatecznie rentowne, oznacza to, że zaangażowane czynniki produkcji zostały wykorzystane efektywnie.

Zapewnienie stałego wdrażania postępu technicznego i innowacyjnego wynika ze ścisłego związku, jaki zachodzi pomiędzy konkurencją a wprowadzeniem innowacji. Konkurencja wymusza na przedsiębiorstwach konieczność wprowadzania innowacji technologicznych, produktowych i organizacyjnych, które stanowią siłę napędzającą rozwój gospodarki. W razie braku konkurencji wprowadzanie innowacji jest hamowane, ponieważ producenci nie muszą się dostosowywać do takich producentów, którzy najlepiej zaspokajają potrzeby konsumentów, co z kolei prowadzi do pojawiania się w gospodarce tendencji stagnacyjnych. Energetyka światowa stoi, w tym kontekście, przed wyzwaniem, którego źródłem jest postęp w zakresie dostępu do informacji i ich przetwarzania. Postęp ten umożliwia wdrażanie konkurencji do skomplikowanego technicznie i technologicznie systemu wytwarzania, a zwłaszcza przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej [69], [135]. Wyrazem tego postępu jest także możliwość eksploatacji małych jednostek energetycznych wysokiej sprawności technicznej i o relatywnie niskich nakładach kapitałowych. Ten przejaw postępu technicznego i innowacji staje się istotnym źródłem konkurencyjności w wymiarze lokalnym i regionalnym. Zagadnienia te przedstawiono w rozdziale ostatnim.

Warto zauważyć, że warunkiem pojawienia się konkurencji w gospodarce jest istnienie: samodzielnych przedsiębiorstw, prywatnej własności środków produkcji oraz gospodarki towarowej. Występowanie na rynku dużej liczby przedsiębiorstw utożsamiane jest z sytuacją konkurencyjną. Każde z przedsiębiorstw jest świadome tego, że podmioty funkcjonujące na tym samym rynku mogą stanowić dla niego zagrożenie, przez dążenie do zajęcia jego miejsca lub wyeliminowania go z rynku. Można więc powiedzieć, że jest to proces, który polega na ciągłym rywalizowaniu o uzyskanie silnej pozycji na rynku, a co za tym idzie – o osiągnięcie korzyści, czyli o lepszy pomysł na atrakcyjny produkt: przyciągające uwagę opakowanie, korzystniejszą cenę, dogodniejsze miejsce i sposób sprzedaży, skuteczniejszą reklamę oraz o wyższą zdolność przekształcania pomysłu w praktyczną działalność na rynku. Zdaniem A. Kamiń-

skiego konkurencja pojawia się wtedy, gdy dana grupa podmiotów przestaje mieć wyłączną kontrolę nad zasobami strategicznymi, a osiągnięcie korzystnej pozycji na rynku zależy od posiadanych określonych umiejętności lub zdolności [67].

Bardzo ważne dla osiągnięcia przewagi konkurencyjnej jest osiągnięcie i utrzymanie przewagi nad konkurentami, co pozwala uzyskać założone cele i realizować własne interesy. W tym kontekście można mówić o zdolności konkurencyjnej i konkurencyjności. Przedsiębiorstwo charakteryzuje się zdolnością konkurencyjną wówczas, gdy jest w stanie uczestniczyć w walce z konkurentami, a także potrafi dokonać oceny rezultatów tej walki. Przedsiębiorstwo jest natomiast konkurencyjne wówczas, gdy sprzedaje swoje produkty z zyskiem, a jego wyroby są akceptowane przez odbiorców, czyli potrafi sprostać konkurencji.

Mechanizm konkurencji obejmuje kompleks działań podmiotów gospodarczych, które zmierzają do uzyskania wygranej na rynku. Cytowany F. Hayek uważa, że konkurencja pozwala rozwiązać problem alokacji zasobów, który polega na wykorzystaniu rozproszonej wiedzy o zasobach i celach [46].

Nie sposób tu nie przywołać zdania M. Portera, który uważa, iż konkurencja leży u podstaw każdego sektora, a występujące w sektorze siły konkurencji znacznie wykraczają poza działających już w nim uczestników. Odbiorcy, dostawcy, potencjalnie nowo wchodzące na rynek podmioty, a także substytucyjne produkty mogą odgrywać znaczną rolę w procesie zmian struktury rynku i strategii przedsiębiorstw w danym sektorze [142], [143].

Należy także przywołać, często cytowaną, koncepcję pięciu podstawowych sił konkurencji w sektorze, a mianowicie [142]:

1. konkurencję o pozycję na rynku wśród obecnych konkurentów,
2. siłę przetargową dostawców,
3. groźbę nowych wejść na rynek,
4. siłę przetargową odbiorców,
5. groźbę substytucyjnych wyrobów.

W poszczególnych sektorach podstawową rolę w kształtowaniu konkurencji odgrywają – jak pisze M. Porter – rozmaite siły [143].

W tym kontekście warto rozpatryć, które siły odgrywają szczególnie ważną rolę obecnie i znaczenie których będzie rosło w przyszłości.

Z punktu widzenia spółek dystrybucyjnych, z perspektywy początku roku 2002, należy zwrócić szczególną uwagę na siłę przetargową dostawców – Polskich Sieci Energetycznych (PSE), a następnie elektrowni i elektrociepłowni oraz rosnącej powoli siły przetargowej odbiorców – zwłaszcza dużych – dzięki możliwości realizacji zasady *Third Party Access* (TPA). W pewnej perspektywie czasowej wystąpi groźba nowych wejść na rynek i znaczący wzrost siły przetargowej odbiorców, przy jednoczesnym zmniejszeniu siły przetargowej dostawców. Trudno natomiast o konkurencję w zakresie utrzymania pozycji na rynku oraz groźbę wprowadzenia wyrobów substytucyjnych.

W ten sposób konkurencja jako zjawisko jest tak naturalna i powszechna, że rzadko ludzie zastanawiają się nad jej istotą. Z powyższych rozważań wynika, że istotą

konkurencji jest osiągnięcie korzystniejszej od innych pozycji na rynku, dlatego przedsiębiorstwo, budując swoją strategię, powinno ukierunkować ją na wypracowanie określonej przewagi lub systemu przewag konkurencyjnych.

Odzwierciedleniem przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstwa nad konkurentami są korzyści, które może osiągać w ramach tych dwóch kierunków działania. Dążenie przedsiębiorstwa i jego konkurentów do osiągania przewagi konkurencyjnej jest siłą napędową rozwoju konkurencji, bez której procesy konkurencyjne ulegałyby osłabieniu, jest więc pewnego rodzaju mechanizmem motywacyjnym [143], [146]. Konkurencja na rynku przebiega w następujących po sobie procesach: osiągnięcia, obrony, zanikania oraz dążenia do odzyskiwania przewagi konkurencyjnej przez przedsiębiorstwo i jego konkurentów.

Ponieważ więc przewagi konkurencyjne nie są trwałe, bardzo ważne jest systematyczne śledzenie wzajemnych oddziaływań podmiotów działających na rynku, a zwłaszcza zidentyfikowanie konkurentów, sposobu ich reagowania na działania podejmowane przez przedsiębiorstwo, zachowania się względem innych przedsiębiorstw, a także stopnia substytucyjności oferowanych przez nich produktów. Pomocna tu na pewno okaże się znajomość poszczególnych rodzajów konkurencji i ich cech charakterystycznych.

Nietrwałość przewagi konkurencyjnej wymusza uważne zanalizowanie konkurentów działających na rynku ze względu na:

- rodzaj oferowanych produktów i zaspokajanych potrzeb,
- zachowanie konkurentów względem innych przedsiębiorstw,
- wzorce reakcji konkurentów,
- stopień substytucyjności produktu.

Uwzględniając powyższe kryteria, można podzielić konkurencję na poszczególne rodzaje, które zostaną pokrótce omówione.

Ze względu na rodzaj oferowanych produktów i zaspokajanych potrzeb K. Obłój wyróżnia konkurencję **bezpośrednią**, **potencjalną** i **substytucyjną** [123], [124].

Warto pójść tym tropem myślenia z perspektywy rynku energii elektrycznej. **Konkurencja bezpośrednia** to rywalizacja pomiędzy przedsiębiorstwami oferującymi te same wyroby (usługi), prowadzącymi podobny ich asortyment, działającymi na tym samym rynku. Konkurent bezpośredni obsługuje podobny typ nabywców i zaspokaja podobne potrzeby. Przykładem mogą być np. biura podróży. Trudno byłoby przyjąć, iż jest to ten rodzaj konkurencji, który znalazłby miejsce wraz z rozwojem konkurencji w sektorze energetycznym. Ten typ konkurencji nie występuje, choć potencjalnie może występować, na analizowanym rynku energii.

Konkurencja potencjalna to rywalizacja pomiędzy przedsiębiorstwami, które mogą ewentualnie ze sobą konkurować wyrobami czy usługami substytucyjnymi. Źródłem potencjalnej konkurencji może być rozwój technologii lub proces redefiniowania przez inne organizacje relacji: nabywcy–rynki–wyroby. Przykładem może być wynalezienie faxu, który stał się poważną konkurencją dla usług pocztowych. Ten rodzaj konkurencji jest najtrudniejszy do zauważenia, ponieważ wymaga pewnego

wybiegania w przyszłość i dostrzegania możliwości tam, gdzie ich jeszcze nie ma. Można przyjąć, iż ten rodzaj konkurencji może znaleźć trwałe miejsce na rynkach energii, zwłaszcza wówczas, gdy innowacje technologiczne pozwolą wykorzystać infrastrukturę energetyczną, np. sieci przesyłowe do przesyłania na masową skalę (i niekoniecznie w celu pracy tych sieci) informacji i danych. Ten rodzaj konkurencji w pełni może dotyczyć spółek dystrybucyjnych.

Konkurencja substytucyjna to rywalizacja pomiędzy przedsiębiorstwami zaspokajającymi te same lub podobne potrzeby, ale oferującymi inne wyroby (usługi). W sektorze energetycznym można znaleźć wiele przykładów takiej konkurencji. Podstawowym przykładem może być tutaj „energetycznie kosztowny” sposób ogrzewania pomieszczeń oraz klimatyzacji, sposób napędu określonych maszyn i urządzeń. Jest to szczególnie wyraz obecnych czasów, gdy w wyniku podziału, w skali całego kraju, sektora energetycznego na elektroenergetykę, gazownictwo i ciepłownictwo, pomiędzy tymi sektorami musi występować konkurencja. Pojawiają się tutaj, oczywiście, dwa bardzo ważne problemy. Pierwszy dotyczy ustalenia właściwej w danych warunkach stopy substytucji pomiędzy nośnikami energii. Drugi natomiast wiąże się z pytaniem, na jakich zasadach wyznaczana jest stopa substytucji? Czy powinno się stopę tę ustalać na poziomie całego kraju, czy też stworzyć warunki do tego, aby stopa ta kształtowana była przez samodzielne podmioty gospodarcze? Problem ten zostanie szerzej podjęty w ostatnim rozdziale pracy. Tutaj należy stwierdzić, że groźba pojawienia się substytutów zależy od trzech czynników [142]:

- atrakcyjności sektora – im sektor jest bardziej atrakcyjny, tym większe jest zagrożenie nowymi produktami i substytutami,
- siły występowania barier wejścia do sektora – im słabsze są bariery wejścia, tym groźba pojawienia się konkurencji zewnętrznej jest większa,
- możliwości represji ze strony podmiotów sektora – im bardziej producenci będący już w sektorze są w stanie skutecznie bronić dostępu do niego, tym mniejsza jest groźba pojawienia się nowych rywali [146].

Zidentyfikowanie i uświadomienie sobie rodzaju konkurencji, z jakim przedsiębiorstwo ma do czynienia, w znaczący sposób może wpłynąć na planowanie rozwoju przedsiębiorstwa w przyszłości oraz na skuteczność realizacji przyjętej strategii działania [117]. Klasyfikacja konkurentów, z punktu widzenia rodzaju oferowanych przez nich produktów i zaspokajanych potrzeb, pozwala zidentyfikować zarówno tych konkurentów, którzy zagrażają przedsiębiorstwu (lub pośrednio, oferując wyroby substytucyjne), jak i tych, którzy w przyszłości mogą stanowić dla niego zagrożenie. Kryterium „stopień substytucyjności produktu” pozwala określić zakres konkurencji.

Kolejnym zagadnieniem przy omawianiu konkurencji jest zwrócenie uwagi na jej obszary. Z przedstawionych wcześniej rodzajów konkurencji wynika, że można mówić o różnych jej obszarach. *Obszar konkurencji obrazuje naturalne współzawodnictwo między podmiotami dążącymi do osiągnięcia zysków lub sukcesów, które powinno odbywać się pod kontrolą instytucji ekonomicznych, przestrzegających respektowania pewnego minimum „reguł gry”* [123].

Z punktu widzenia rynków energii elektrycznej istotne znaczenie ma konkurencja w wymiarze międzynarodowym, krajowym i w końcu lokalnym. Trudność analizy w tych trzech obszarach polega jednak na tym, że obszary te wzajemnie na siebie zachodzą w pewnych – nie do końca określonych – granicach. Być może należy tutaj przyjąć, zgodnie z ogólnym podejściem, iż istnieją te trzy zasadnicze obszary. Nie ma chyba powodu, aby prowadzić szczegółowe dyskusje nad granicami wyznaczającymi ich obszar. Trzeba jednak podkreślić, że na każdym z tych obszarów mogą występować, zmieniające się zresztą w czasie, regulacje, które wpływać będą na funkcje i rodzaje konkurencji. Tym regulacjom poświęcono część czwartą tej monografii.

Struktura rynku a konkurencja

W teorii ekonomii klasycznej, a także w aplikacji teorii ekonomii realizowanej w obrębie studiów, pod nazwą angielską *Managerial economics* lub *Industrial organization*, wyróżnia się cztery podstawowe struktury rynku: rynek konkurencji doskonałej (zwany także rynkiem idealnie konkurencyjnym), rynek konkurencji monopolistycznej, rynek oligopolistyczny i w końcu rynek monopolu [7], [103], [155].

Warto w tym miejscu zwrócić szczególną uwagę na kształtujący się obecnie rynek energii. **Konkurencja doskonała** to taka struktura, która stanowi punkt odniesienia do analizy pozostałych trzech struktur. Z powodu swej nazwy oraz ze względu na polskie rozumienie słowa „doskonała” powstaje mylne wrażenie, że konkurencja doskonała to jest właśnie taka struktura rynku, do której należy dążyć – bo należy dążyć do doskonałości lub ideału. To mylne wrażenie często pojawia się w opiniach tych, którzy zdają się nie pamiętać, że doskonała konkurencja to jedna z czterech struktur rynku występujących w gospodarce rynkowej, „pasująca” do szczególnych przypadków.

Do podstawowych założeń doskonałej konkurencji należy tutaj zaliczyć:

➤ Wielość podmiotów występujących na rynku; jest ich tak dużo, że żaden uczestnik rynku nie ma wpływu na warunki sprzedaży (kupna) produktu. Trudno uznać, że warunek ten jest i może być spełniony, zwłaszcza jeżeli chodzi o liczbę podmiotów sprzedających energię. Spełnienie tego warunku praktycznie może nastąpić jedynie wówczas, gdy większość energii elektrycznej będzie sprzedawana przez dużą liczbę podmiotów – elektrowni i elektrociepłowni – na giełdzie energii. W pewnym sensie warunek ten może być spełniony na rynku ofertowym, tzw. poolu. Warunkiem niezbędnym spełnienia tego założenia jest szeroki zakres występowania konkurencji pomiędzy uczestnikami rynku – pomiędzy sprzedawcami i pomiędzy kupującymi.

➤ Homogeniczność produktu. Pomijając możliwość dostarczania energii o różnym napięciu, warunek ten na rynku energii elektrycznej jest w zasadzie spełniony.

➤ Wolne wejście na rynek i brak innych ograniczeń ruchu cen i zasobów. Spełnienie tego warunku zależy od polityki gospodarczej wobec analizowanego sektora gospodarki. Trudno byłoby obecnie znaleźć taki kraj, w którym nie występowałyby pewne ograniczenia wejścia na rynek i pewne ograniczenia cenowe. Rynek energii,

a rynek energii elektrycznej w szczególności, był bowiem w każdym przypadku (w większym, a ostatnio mniejszym stopniu) poddany szczególnym regulacjom państwowym.

➤ Pełna znajomość istotnych czynników określających sposób funkcjonowania rynku przez wszystkich jego uczestników. W praktyce trudno jest doprowadzić do sytuacji, w której założenie to byłoby spełnione. Można jednak przyjąć, iż wraz z rozwojem zbierania, przetwarzania i przesyłania danych spełnienie tego warunku będzie możliwe.

Z przeglądu przedstawionych założeń wynika prosty wniosek, że nie ma podstaw, aby rynek energii elektrycznej można było uznać za doskonale konkurencyjny. Spełnione bowiem jest bez wątpliwości jedynie założenie dotyczące jednorodności produktu. Przyjęcie pozostałych trzech jest co najmniej wątpliwe. Szczególne znaczenie należałoby tutaj przypisać wolności wejścia na rynek i braku ograniczeń ruchu cen i zasobów.

Trudno byłoby rynek energii elektrycznej uznać za rynek, na którym występuje konkurencja monopolistyczna. Podobnie, jak na rynku doskonałej konkurencji, nie ma tutaj bariery wejścia i ograniczeń dotyczących zmian cen. Na tym rynku występuje ponadto produkt zróżnicowany i spełniający te same lub podobne funkcje. Rynek energii elektrycznej z pewnością „nie pasuje” do tej struktury.

Pozostały ostatnie dwie struktury:

➤ rynek oligopolistyczny (a więc taki, na którym liczba uczestników rynku jest ograniczona w praktyce do kilkunastu) – występują tu pewne bariery wejścia i ograniczenia dotyczące zmian cen i alokacji zasobów. Produkt na tym rynku może być homogeniczny,

➤ rynek monopolistyczny, którego istnienie jest uzasadnione szczególną naturą produktu i efektami skali produkcji. Występują, oczywiście, bardzo silne ograniczenia wejścia na rynek, a nawet zupełna blokada.

Te dwie struktury rynku prawie „idealnie” są dopasowane do natury energii elektrycznej. W gruncie rzeczy proces, z którym mamy – w tym kontekście – do czynienia w wielu krajach świata, to przejście rynku energii elektrycznej od struktury monopolistycznej do oligopolu. Ten właśnie powód uzasadnia poświęcenie następnego rozdziału pracy tym strukturom rynku.

W dalszej części tego rozdziału warto się zająć przedmiotowo i podmiotowo strukturą rynku energii, według rozwiązań przyjmowanych w różnych krajach świata.

2.3. Ewolucja struktur rynku energii elektrycznej

Początki rynków energii elektrycznej – powstanie pierwszych elektrowni, sieci przesyłowych – przypada na koniec XIX wieku. Przez kolejne dziesięciolecia, w zasadzie do drugiej wojny światowej, rozwój elektroenergetyki oparty był na przedsiębiorstwach prywatnych lub komunalnych – samorządowych. Przedsiębiorstwa sektora

elektroenergetyki miały charakter lokalny i zakres ich działania obejmował zarówno produkcję, jak i przesyłanie oraz dostarczanie energii do odbiorców. Przedsiębiorstwa te miały status przedsiębiorstw użyteczności publicznej (*utility*), z którego wynikała wyłączność działania na danym terenie (była to wyłączność na produkcję, przesyłanie i dostawę energii). Działalność ta podlegała koncesjonowaniu przez państwo lub władze samorządowe. Warto tutaj zauważyć, że zasady regulacji przedsiębiorstw zajmujących się produkcją i dostarczaniem energii elektrycznej były na ogół takie, jak w przypadku innych przedsiębiorstw użyteczności publicznej.

Można było – podobnie jak obecnie – wyróżnić dwa sposoby podejścia w polityce gospodarczej państwa do systemów regulacji sektora, które miały istotny kontekst ekonomiczno-finansowy.

W krajach europejskich, w których nie występowała silna tendencja do zastosowania w sektorze energetycznym rynkowych reguł działania, często przyjmowano zasadę *non profit*, wychodząc z założenia o potrzebie realizacji przede wszystkim funkcji społecznych, a w mniejszym stopniu ekonomiczno-finansowych.

W Stanach Zjednoczonych natomiast, gdzie przeważała własność prywatna, konkurencja miała większe znaczenie niż w Europie. Przedsiębiorstwa użyteczności publicznej regulowane były w ten sposób, aby osiągnąć pewien poziom rentowności, zapewniający określoną stopę zwrotu kapitału, odpowiadającą w jakimś stopniu niskiemu poziomowi ryzyka inwestowania, charakterystycznemu dla monopolu [34], [35].

Lata powojenne przyniosły przeświadczenie o rosnącej i szczególnej roli systemów technicznych zapewniających zaspokojenie potrzeb na energię elektryczną. Przekonanie to wynikało z bardzo szybkiego tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, spowodowanego odbudową zniszczeń powojennych i szybkim rozwojem gospodarczym. W rezultacie do połowy lat siedemdziesiątych energetycy i ekonomiści zakładali wysokie tempo zużycia energii elektrycznej – około dwukrotnie większe od przyrostu PKB. We Francji, Włoszech i Wielkiej Brytanii przeprowadzono pełną nacjonalizację przedsiębiorstw energetycznych oraz utworzono scentralizowane przedsiębiorstwo energetyczne (we Francji EdF, we Włoszech ENEL, w Wielkiej Brytanii jedno przedsiębiorstwo wytwórczo-przesyłowe CEBG oraz 12 regionalnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych) [57], [75]. Sytuacji tej odpowiada schemat 1a przedstawiony na rysunku 2.2.

Jest oczywiste, że szczególna rola przypisana elektryczności przez były Związek Radziecki od 1917 roku musiała się odbić na podejściu do tego sektora w krajach Europy Środkowej i Wschodniej, gdzie powstały wielkie państwowe monopole, czasami obejmujące jeszcze przemysł wydobywczy.

Sytuacja ta powodowała określone skutki zarówno w odniesieniu do całego sektora, jak i poszczególnych jego przedsiębiorstw. W pierwszym przypadku było to poszukiwanie sposobów na zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania. Rozwój sektora upatrywano w efektach skali. Ten efekt skali dotyczył zarówno mocy poszczególnych bloków energetycznych instalowanych w elektrowniach (wzrosły one od 50 do

800 MW), jak i budowy coraz większych elektrowni o mocach dochodzących do kilku tysięcy megawatów. Trzeba przyznać, że ten sposób zapewnił wzrost produkcji energii elektrycznej w tempie około 7% rocznie (podwojenie co 10 lat), przeznaczanie bardzo dużych środków na rozwój elektroenergetyki, co z kolei pozwoliło zaspokajać ambicje zawodowe energetyków. Można także przyjąć, że wzrost mocy w owych czasach pozwalał obniżyć koszty jednostkowe wytwarzania, zwłaszcza wtedy, gdy spalane w nich było relatywnie tanie paliwo, np. w Polsce węgiel brunatny [121]. Z drugiej strony jednak – przede wszystkim w krajach komunistycznych – powodował głęboką, negatywną ingerencję w środowisko regionu, stając się powodem ogromnych ujemnych efektów zewnętrznych, które nie były uwzględniane w kosztach rozwoju. Przykładem powszechnie znanym jest tutaj Elektrownia Turów w latach 1962–1990.

Jak wspomniano w części pierwszej, w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku w energetyce światowej dążono do większej liberalizacji rynku energii elektrycznej. W związku z tym warto zastanowić się nad ewolucją struktury rynku energii w perspektywie ostatnich dwudziestu lat [160].

Zmiany struktury rynku energii, w tym także polskiej elektroenergetyki, zbiegają się z głębokimi przeobrażeniami ustroju gospodarczego. Zmiany strukturalne w elektroenergetyce są bez wątpienia stymulowane przez dwie grupy czynników, a mianowicie [94]:

- sposób funkcjonowania gospodarki krajowej, a więc zasad działania otoczenia zarówno dalszego, jak i bliższego w stosunku do energetyki,
- procesy zachodzące w energetyce innych krajów, a szczególnie krajów europejskich.

W odniesieniu do pierwszej grupy czynników należy stwierdzić, iż w wielu dziedzinach gospodarki wykorzystywane są w pełni instrumenty charakterystyczne dla gospodarki rynkowej. Zaawansowane zostały procesy prywatyzacji; uczestnicy rynku działają w warunkach konkurencji, ceny są ustalane na rynku, a więc w wyniku gry sił pomiędzy zgłaszanym przez nabywców zapotrzebowaniem a ilością oferowaną przez wytwórców. Występują także dziedziny gospodarowania – są to gałęzie przemysłu stanowiące bliskie otoczenie elektroenergetyki, jak: górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, ropy i gazu – w których od 1990 roku zachodzą, z większym lub mniejszym natężeniem, procesy decentralizacji i powolnego sięgania po, wspomniane wcześniej, instrumenty charakterystyczne dla gospodarki rynkowej.

W odniesieniu do drugiej grupy czynników należy podkreślić, że od początku lat dziewięćdziesiątych we wszystkich krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej odrzucona została teza o konieczności występowania w strukturze gospodarki zmonopolizowanej energetyki [96], [138]. W rezultacie demonopolizacja energetyki objęła bez wyjątku wszystkie kontynenty. W niektórych krajach ten sektor gospodarki został w znacznym stopniu sprywatyzowany. W różnych krajach procesy demonopolizacji i prywatyzacji zachodzą, oczywiście, z różną intensywnością.

Najbardziej liberalne warunki, z punktu widzenia wykorzystania mechanizmu rynkowego, występują w energetyce Norwegii, USA i Wielkiej Brytanii. Warunkiem wprowadzenia tych zmian było zawsze przyjęcie odpowiednich regulacji prawnych i stworzenie możliwości ich praktycznego zastosowania [56]. Należy też odnotować, że w pierwszej fazie wprowadzania tych zmian warunki do wykorzystania mechanizmu rynkowego wystąpiły w sferze wytwarzania energii, a następnie w dystrybucji.

W kontekście przedstawionych uwag i spostrzeżeń istotne jest rozważenie możliwych i wykorzystywanych w praktyce gospodarczej wybranych krajów modeli funkcjonowania elektroenergetyki. Modele te uszeregowano od pełnego monopolu do konkurencyjnego rynku.

W każdym systemie elektroenergetycznym w sposób naturalny można wyodrębnić następujące części: **wytwarzanie (W)**, **przesyłanie (P)**, **dystrybucja (D)** i **odbiorcy (O)**. W obrębie poszczególnych części oraz pomiędzy nimi istnieją rozmaite powiązania i relacje o charakterze formalnym i nieformalnym. W ten sposób można uzyskać różnorodne kombinacje modeli. Poniżej przedstawiono jednak te, które były i są najbliższe przyjętym rozwiązaniom w krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej. Kolejność ich prezentowania w tym rozdziale przedstawia także historyczny proces zmian strukturalnych w energetyce, polegających na sięganiu po coraz bardziej liberalne (z ekonomicznego punktu widzenia) mechanizmy funkcjonowania tego sektora.

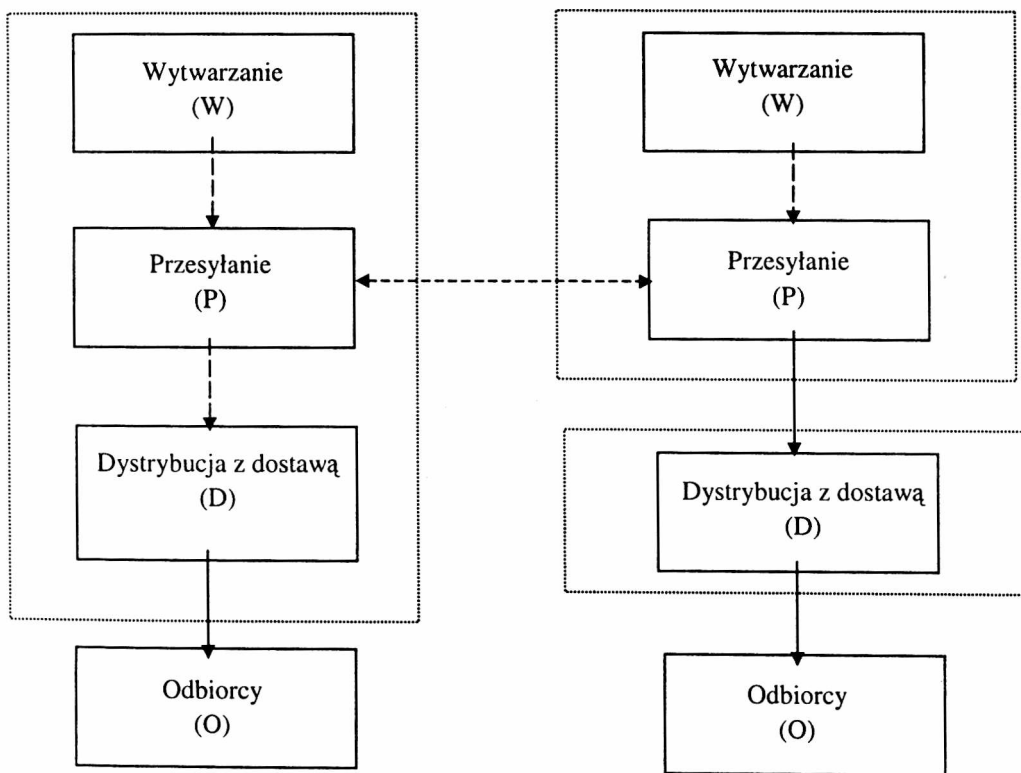
Na rysunku 2.2 przedstawiono dwie odmiany modelu zintegrowanego. Z punktu widzenia formalnej struktury organizacyjnej model ten obejmuje przypadek przedsiębiorstwa, w którym nastąpiło zintegrowanie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji. W ramach tego modelu można wyróżnić przedsiębiorstwa, które zajmują się wyłącznie dystrybucją, co przedstawiono w wariantcie 1b.

W modelu tym, przy pełnym krajowym monopolu, występowało jedno wielkie państwowe przedsiębiorstwo (jest to model, który funkcjonował w gospodarce centralnie planowanej). W warunkach gospodarki rynkowej może występować kilka monopolistycznych (na poziomie regionu) przedsiębiorstw, integrujących wytwarzanie, przesyłanie i rozdział. W takim przypadku wymiana energii zachodzi pomiędzy przedsiębiorstwami na poziomie przesyłania. Wymiana ta ma wówczas charakter regulacyjny (w stanach normalnych i awaryjnych pracy połączonych systemów dla wykorzystania efektu skali) lub wymiany polegającej na sprzedaży i zakupie na podstawie kontraktów handlowych. Rynki energii obejmują swoim zasięgiem zazwyczaj kraj. Taka sytuacja występowała w Niemczech do 1998 roku, gdzie działała kilka monopolistycznych przedsiębiorstw integrujących wytwarzanie, przesyłanie i rozdział. Należy jednak zauważyć, że według modelu 1a działała energetyka USA do czasu uchwalenia, w 1978 roku, tzw. ustawy PURPA (Public Utility Regulatory Act). Zgodnie z modelem 1b „pracowała” energetyka brytyjska do reformy w latach 1989–1990.

Istotą modelu oznaczonego na rysunku 2.2 symbolem 1b są niezależne przedsiębiorstwa wytwórcze (elektrownie i elektrociepłownie) konkurujące na rynku wytwarzania. Pomiedzy niezależnymi wytwórcami a dystrybutorami występuje hurtowy pośrednik handlowy [106]. Jest naturalne, iż powinien on występować na poziomie przesyłania. Na rysunkach 2.3 i 2.4 przedstawiono dwa warianty tego modelu.

1a. Pełna pionowa integracja

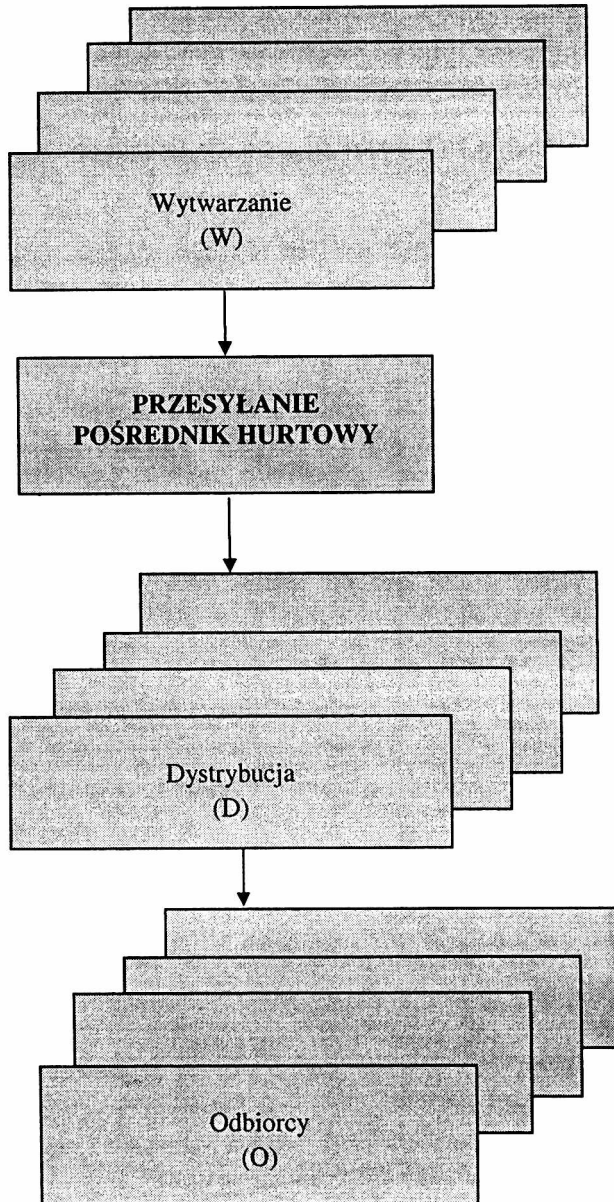
1b. Integracja pionowa do poziomu dystrybucji



Legenda

- granica działania jednego przedsiębiorstwa
- .-.-> przepływ energii w obrębie jednego przedsiębiorstwa
- > sprzedaż energii
- ←-.-.-> wymiana energii na poziomie przesyłania

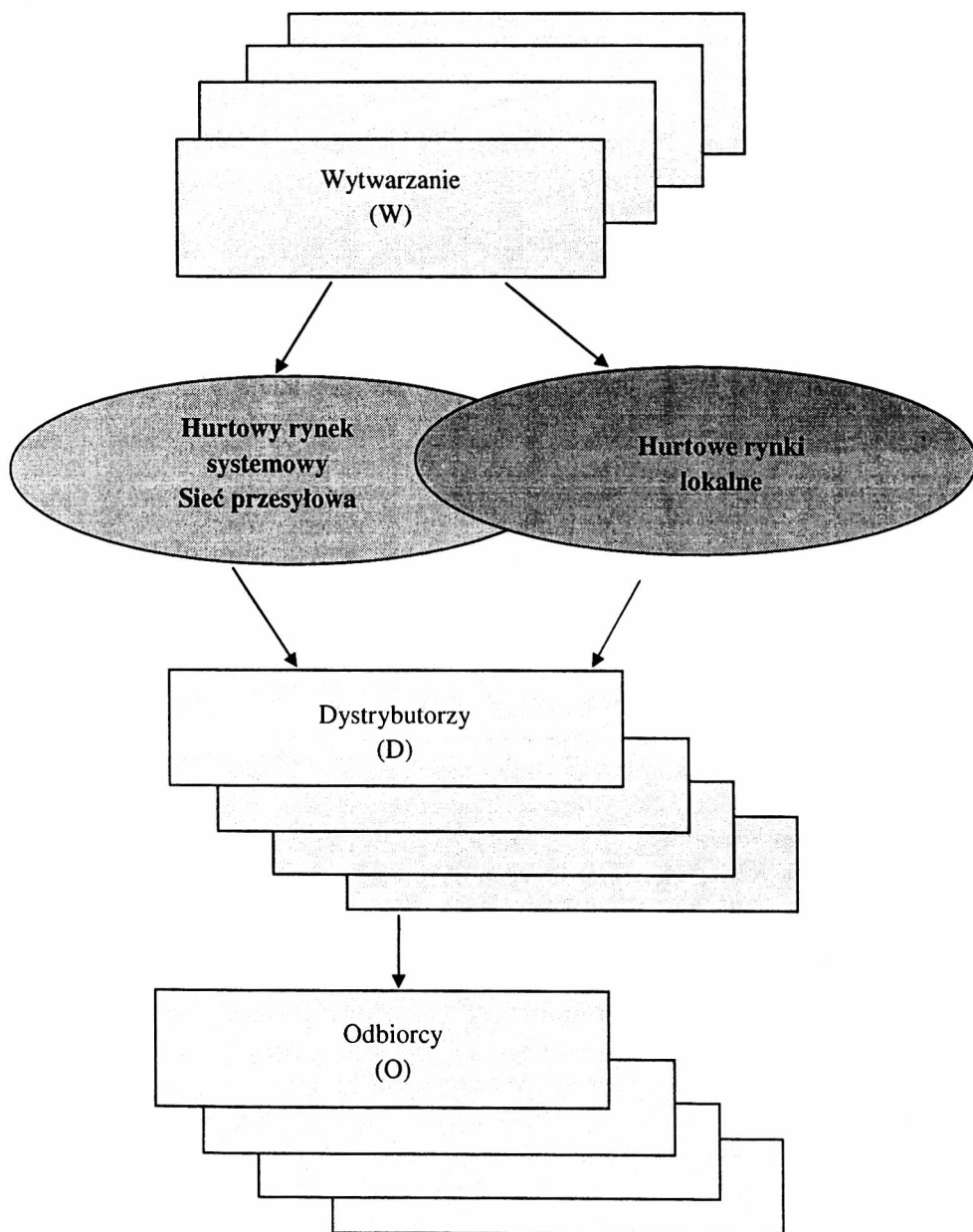
Rys. 2.2. Model zintegrowany pionowo
Opracowanie własne na podstawie [162]



Rys. 2.3. Model rynku energii elektrycznej z niezależnymi przedsiębiorstwami wytwarzającymi i dystrybucyjnymi z hurtowym pośrednikiem
Opracowanie własne na podstawie [162]

Ważną cechą rozwiązania przedstawionego na rysunku 2.3 jest to, że zarówno wszyscy wytwórcy, jak i przedsiębiorstwa dystrybucyjne są oddzieleni od przedsiębiorstwa przesyłowego.

Należy też zaznaczyć, że w praktyce można wyróżnić kilka modyfikacji tego modelu. Jedną z nich przedstawiono na rysunku 2.4.



Rys. 2.4. Model z hurtowym rynkiem systemowym i hurtowymi rynkami lokalnymi
Opracowanie własne na podstawie [162]

W modelu przedstawionym na rysunku 2.3 założono, że na poziomie przesyłu występuje jeden pośrednik hurtowy, do którego niezależni wytwórcy muszą sprzedawać energię, a dystrybutorzy kupować. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne mogą posiadać własne elektrownie i elektrociepłownie i w ten sposób konkurować z niezależnymi wytwórcami. Model ten odpowiada najbardziej temu, który został wprowadzony w Polsce w wyniku procesów decentralizacyjnych monopolistycznej struktury elektroenergetyki, występował też w USA od 1978 do 1992 roku, kiedy to wprowadzono ustawę Energy Act.

W modelu przedstawionym na rysunku 2.4 występują zaś dwa rynki: hurtowy rynek przesyłowy na poziomie krajowej sieci przesyłowej najwyższych napięć oraz hurtowe rynki lokalne. Najbardziej istotną cechą tego modelu, „stymulującą” oba wspomniane rynki, jest swoboda wejścia na rynek przez firmę spoza dotychczasowej struktury energetyki (dostęp stron trzecich do sieci przesyłowej, zwany w literaturze TPA – *Third Party Access*).

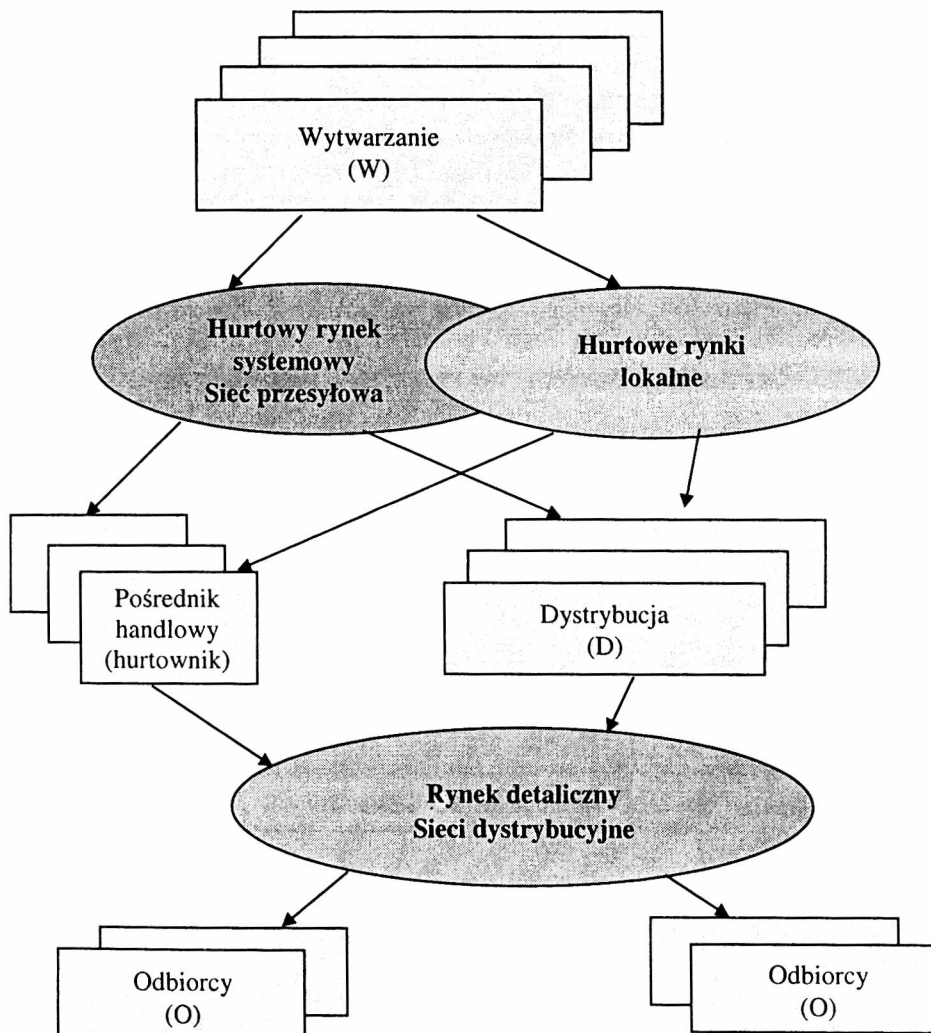
W modelu z hurtowym rynkiem systemowym i hurtowymi rynkami lokalnymi problemem jest wyznaczenie w strukturze organizacyjnej miejsca na spełnienie funkcji dyspozytorskich w zakresie sterowania mocą oraz rozliczeniami handlowo-finansowymi. Z doświadczeń krajów, w których elektroenergetyka została zorganizowana podobnie jak przyjęto w tym modelu (Wielka Brytania (przejęciowo), USA po roku 1992) wynika, że administrowanie hurtowego rynku systemowego, przesyłanie energii elektrycznej oraz sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego prowadzone jest przez firmę przesyłową. Hurtowe rynki lokalne administrowane są zaś przez dystrybutorów i regionalne agencje rządowe. Firmy dystrybucyjne zajmują się też sterowaniem pracą lokalnych podsystemów. Na podstawie dostępnych materiałów można sądzić, że elektroenergetyka polska w kierunku rozwiązań przyjętych w tym modelu zmierzać będzie w najbliższych latach [48], [88].

Na rysunku 2.5 przedstawiono model najbardziej zbliżony do zasad konkurencji i rynkowego sposobu ustalania cen. Istota tego modelu, w porównaniu z modelem podanym na rysunku 2.4, polega na tym, że obok hurtowego rynku systemowego i hurtowych rynków lokalnych pojawia się także rynek detaliczny. Rynek detaliczny funkcjonuje także według zasady dostępu stron trzecich do sieci dystrybucyjnej. Dostępem do rynku detalicznego objęci są także wszyscy odbiorcy finalni.

W rozwiązaniu tym ważną rolę odgrywają pośrednicy działający na wszystkich rynkach. Pośrednicy handlowi (hurtownicy) posiadają koncesję urzędu regulacyjnego, mają wiedzę o rynku i mogą aktywnie na nim działać.

Niezależnie od tego w strukturze tego modelu mogą działać brokerzy (nie przedstawiono ich na schemacie, aby nie „zaciemniać” i tak skomplikowanego rysunku) działający podobnie, jak brokerzy na innych giełdach towarowych.

Nie ma kraju, w którym ten model funkcjonowałby w „czystej” postaci. Najwięcej jego elementów spotkać można na rynkach energii elektrycznej w Norwegii, Wielkiej Brytanii oraz w coraz większej liczbie stanów w USA [185].



Rys. 2.5. Model rynku konkurencyjnego
Opracowanie własne na podstawie [162]

2.4. Zakres podmiotowy i przedmiotowy rynku energii elektrycznej

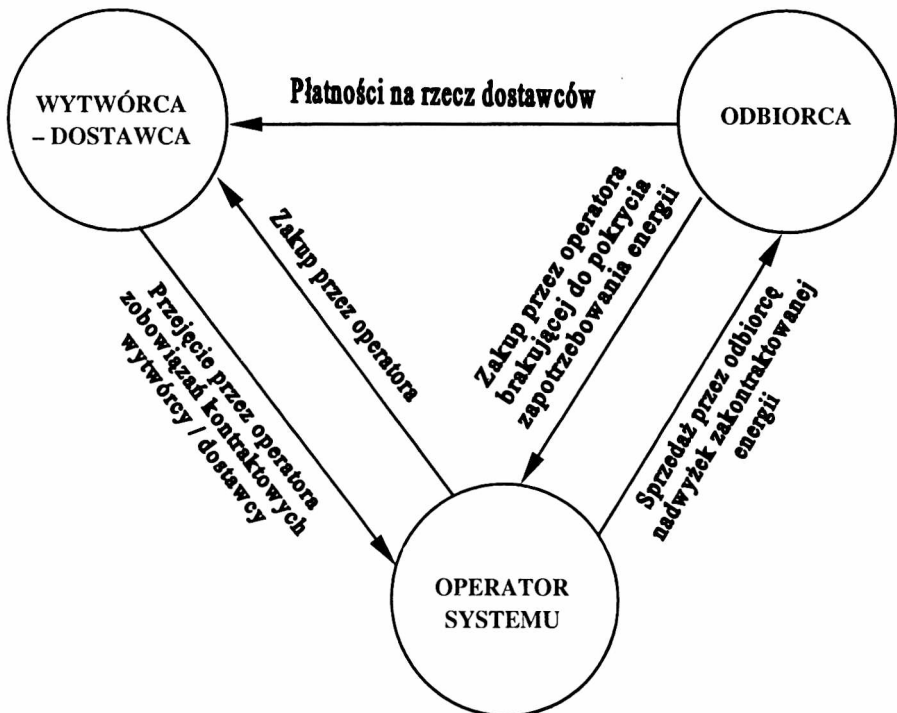
Cechami charakterystycznymi przemian wprowadzanych do sektorów elektroenergetyki są, co przedstawiono w poprzednim podrozdziale, w szczególności dezintegracja pionowa dawnych przedsiębiorstw energetycznych oraz, co wykazane zostanie później, postępująca konsolidacja o charakterze poziomym. Cechą charakterystyczną jest także

odchodzenie od onnipotencji państwa na rzecz mechanizmów rynkowych, zaawansowanie prywatyzacji przedsiębiorstw, zmiany w systemie regulacji oraz rozwój rynków fizycznych i finansowych, oferujących nie tylko możliwości handlu energią elektryczną oraz usługami energetycznymi, ale również finansowymi narzędziami pochodnymi – na przykład kontraktami typu *futures* oraz opcjami.

W tym podrozdziale przedstawiono model rynku energii elektrycznej wdrażany w Polsce, uwarunkowania i ocenę kierunków jego rozwoju oraz potencjalne efekty jego funkcjonowania w **układzie podmiotowym i przedmiotowym**, tj. dotyczącym poszczególnych segmentów rynku.

Zakres podmiotowy rynku energii elektrycznej

Rynek energii elektrycznej, podobnie jak każdy inny rynek, ma określoną, zwykle skomplikowaną strukturę, która przedstawia związki i relacje na nim zachodzące. Z punktu widzenia celu analiz przedmiotem badań zawartych w pracy jest rynek, a podstawowy podmiot jest jeden szczególnie, a mianowicie spółka dystrybucyjna. Na rysunku 2.6 przedstawiono, na relatywnie prostym schemacie, podmiotowy układ rynku energii.



Rys. 2.6. Podstawowe podmioty na rynku energii [185]

Teoretycznie sprawę ujmując, na rynku energii mogą być minimum trzy podmioty. Pierwszym jest wytwórca, który jest w tym przypadku także dostawcą energii do odbiorców. Drugi podmiot to odbiorca. Przy założeniu, że istnieje wielu producentów dostarczających energię do wspólnej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (rozdzielczej) niezbędny jest operator tej sieci, którego zadaniem będzie sterowanie pracą sieci w taki sposób (wykorzystując w tym celu odpowiednie urządzenia techniczne), aby możliwie przy niskich kosztach zrealizować fizyczne kontrakty na dostawę energii, na którą jest zgłaszane w danym momencie zapotrzebowanie. Ten trzeci podmiot, nazwany operatorem systemu przesyłowego, spełnia więc ważne funkcje.

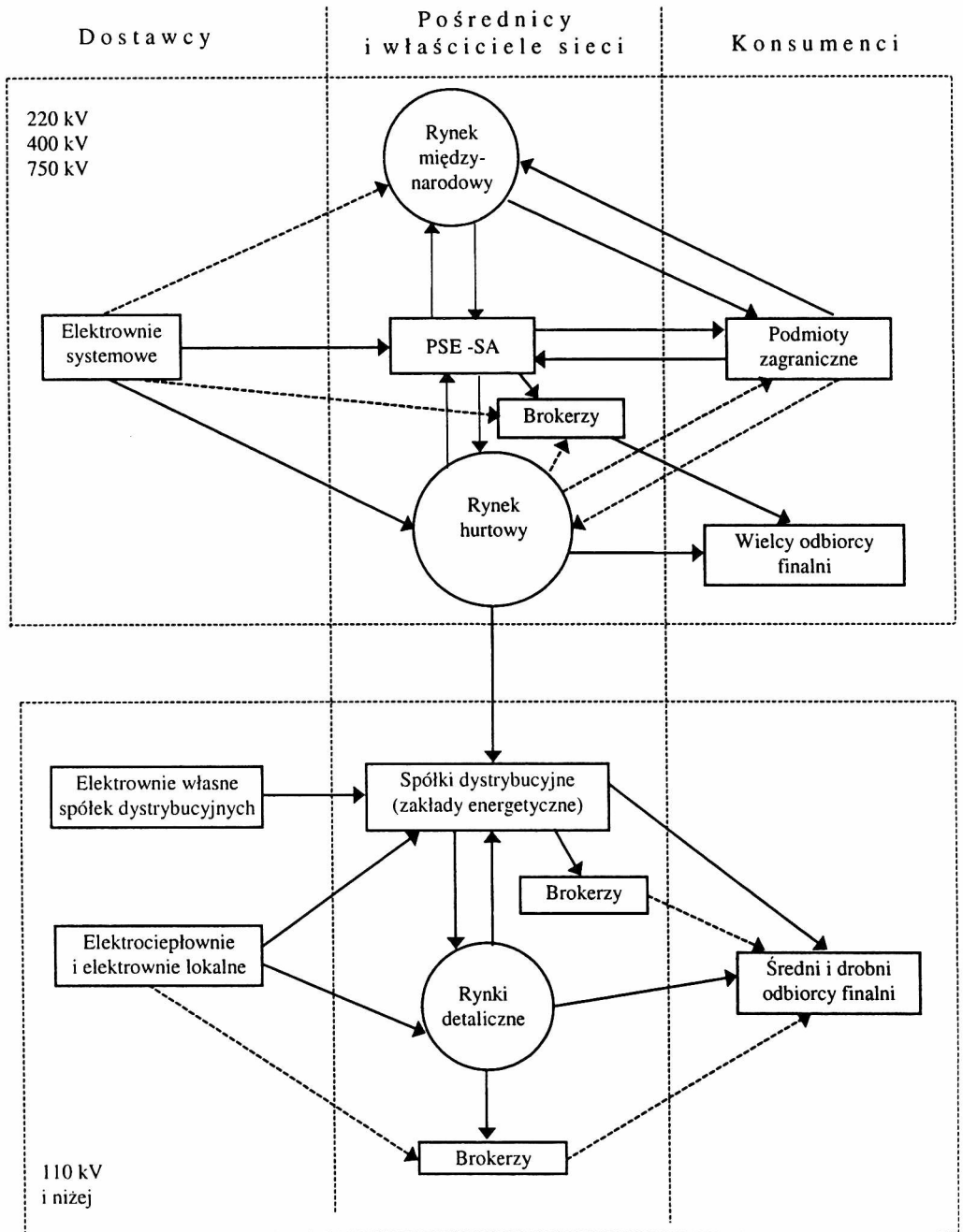
Pojawia się tutaj pytanie: czy powinien to być niezależny operator, który steruje systemem na rzecz i w imieniu wszystkich uczestników rynku? Nie może być wówczas zorientowany na zysk w sensie ekonomicznym. Czy też jest to podmiot prowadzący sensu stricto działalność gospodarczą? Jeśli tak, to musi pojawić się problem zaufania do niedyskryminującego traktowania wszystkich wytwórców i dostawców.

Z rysunku 2.7, który oddaje sytuacje występujące w praktyce gospodarczej, wynika, że na rynku energii elektrycznej funkcjonują następujące podmioty:

- wytwórcy,
- podmioty zajmujące się sprzedażą na rzecz jednego lub grupy wytwórców,
- właściciel sieci,
- operator sieci przesyłowej (OSP),
- operator handlowo-techniczny (OHT),
- spółki dystrybucyjne,
- operatorzy sieci rozdzielczej (OSR),
- podmioty zajmujące się zakupem na rzecz odbiorców,
- podmioty zajmujące się wyłącznie obrotem energią (brokerzy, marketerzy); ich celem jest uzyskanie niezbędnego poziomu agregacji dla handlu energią w złożonym systemie, zawierającym fizycznie tysiące odbiorców i setki dostawców,
 - wielcy odbiorcy,
 - średni i drobni odbiorcy.

W praktyce gospodarczej, podobnie jak na innych rozległych o skomplikowanej strukturze rynkach, występują pośrednicy. W ten sposób rzeczywisty układ powiązań jest o wiele bardziej złożony. Spółka dystrybucyjna zajmuje w tej strukturze pozycję szczególną. Jest w pewnym sensie zarówno monopolem, zwłaszcza w zakresie przesyłania energii, jeszcze monopolem w zakresie dostarczania energii drobnym odbiorcom i monopsonem w zakresie nabywania energii w celu zaspokojenia potrzeb na lokalnym rynku. Zmiana struktury rynku energii, a przede wszystkim rozwój zakresu przedmiotowego rynku, silnie będzie wpływać na sposób działania tego podmiotu.

W tym miejscu należy więcej miejsca poświęcić operatorowi systemu i dodatkowo operatorowi tego rynku – operatorowi handlowo-technicznemu.



----- — powiązania w dalszej perspektywie

Rys. 2.7. Struktura podmiotowa rynków energii elektrycznej
Opracowanie własne na podstawie [63]

Operator systemu przesyłowego (OSP) jest niezbędnym organem koordynującym usługi konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu i nabywanie na rynku tych usług. Dyskusje wywołuje istota i zakres niezależności tego operatora: czy dotyczyć to powinno uprawnień do ingerencji w uzgodnione w procesach rynkowych kontrakty kupna–sprzedaży, czy też oddzielenia operatora od funkcji właścicielskich. Nawet jednak w zawężonej interpretacji niezależność nie oznacza jednakowego traktowania podmiotów wymiany, lecz jedynie działania zgodnie z zasadami uzgodnionymi uprzednio przez wszystkich uczestników gry rynkowej. Uczestnicy tej gry będą zatem ograniczani w swobodzie realizacji transakcji w sposób wynikający z lokalnych wymogów bezpieczeństwa.

Operator handlowo-techniczny (OHT) jest organem realizującym uzgodnione mechanizmy handlu energią elektryczną przez wszystkich uczestników rynku. Mechanizmy te ogólnie przyjmują formę aukcji, w której uczestniczy wielu sprzedających i kupujących, zgłaszających oferty sprzedaży (kupna). Zarządzający aukcją wybiera zestaw ofert zgodnie z przyjętymi regułami gry: może to być na przykład minimalizacja kosztu zakupu na rzecz poolu lub też maksymalne dopasowanie ofert kupna i sprzedaży zgodnie z przebiegiem zmienności cen generacji i zapotrzebowania. W przypadku kontraktu dwustronnego dwaj partnerzy – lub pośrednicy przez nich wybrani – przejmują funkcję zarządzającego aukcją: dobierają zestaw sprzedających i kupujących. Ważną funkcją, którą na takich szczególnych aukcjach należy realizować, jest także ich prowadzenie, aby zapewnić płynność finansową i akceptowany przez sprzedającego i nabywcę system rozliczeń.

Zakres przedmiotowy rynku energii elektrycznej

Rynkowi energii elektrycznej poświęca się ostatnio coraz większą liczbę publikacji. Najczęściej rynek ten jest traktowany postulatywnie z technicznego punktu widzenia. W tym kontekście na szczególną uwagę zasługują poglądy J. Malki, A. Weron i M. Zerki, którzy w swoich licznych pracach poświęcają wiele uwagi warunkom rozwoju konkurencyjnych rynków energii. Idąc tropem myślenia tych autorów, należy stwierdzić, iż rynki energii elektrycznej są bardzo interesujące z ekonomicznego, finansowego i technicznego punktu widzenia. Zdaniem tych autorów istotą konkurencji na rynku energii elektrycznej jest stworzenie instytucjonalnej płaszczyzny, na której sprzedawcy energii elektrycznej mogą oferować swój produkt, znaczenie ma także – z perspektywy rynku energii elektrycznej (co wynika z braku możliwości magazynowania) – horyzont czasowy dokonywanych na rynku transakcji.

Za A. Weronem i R. Weronem, a także J. Malką, warto wyróżnić perspektywę krótkoterminową i długoterminową. Ta pierwsza skupia się na modelach scentralizowanego wytwarzania i scentralizowanego przesyłu, w których konieczne staje się rozpatrzenie tzw. modelu poolowego oraz kontraktów dwustronnych, które to rynki zabezpieczane są pracą operatora systemu [93], [96], [97], [173], [175], [184], [185].

Zakres przedmiotowy wielu prac z zakresu ekonomicznej analizy sektora energetyki dotyczy, ogólnie rzecz traktując, rynków energii, różniących się od siebie zasięgiem, wielkością obrotów, charakterem podmiotów na nich występujących oraz technicznymi warunkami funkcjonowania urządzeń systemowych: urządzeń wytwórczych, przesyłowych i dystrybucyjnych oraz pomiarowo-rozliczeniowych.

W literaturze przedmiotu wyróżnia się wiele rynków energii elektrycznej. Cechą tych podziałów jest jednak to, iż rynki te „zachodzą” na siebie, co powoduje, że podziały nie są zbyt jasne i przejrzyste. Z drugiej strony należy stwierdzić, iż podział rynku staje się ważny, zwłaszcza w kontekście warunków i możliwości wykorzystania sił konkurencji, opracowania narzędzi regulacyjnych i stworzenia podstaw do oceny efektywności procesów. Z przedstawionych powodów warto jest dokonać podziału rynku energii z punktu widzenia następujących kryteriów: zasięgu występowania terytorialnego, zakresu wymiany, przedmiotu handlu. Z punktu widzenia pierwszego kryterium podziału, a więc zasięgu występowania, należy wyróżnić [63]:

➤ **Rynek międzynarodowy** (pojęcie to jest jednak nieostre), który może być przedmiotem bardzo restrykcyjnych regulacji, jak i mieć charakter swobodnej wymiany. Z perspektywy europejskiego rynku energii elektrycznej znajdujemy się na etapie przejściowym, polegającym na stopniowym odchodzeniu od rynku ściśle regulowanego na rzecz stopniowego otwarcia¹.

➤ **Rynek systemowy**, jest to rynek krajowy, związany z pracą podmiotów na rzecz całego krajowego systemu elektroenergetycznego. Z tym rynkiem związany jest ściśle tzw. rynek hurtowy, co w polskich warunkach oznacza praktycznie pośrednictwo przedsiębiorstwa Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.). Rynek ten jest wiązany z poziomem napięć do 220 kV włącznie, aczkolwiek istnieją tu pewne wyjątki.

➤ **Rynek lokalny** – w teorii jest on relatywnie niejasno określony. Praktycy gospodarczy często kwestionują działanie takiego rynku. Nie został także sformułowany zakres terytorialny jego działania. Z drugiej strony wiadomo, iż wiele transakcji jest realizowanych na rynku, który ma wymiar regionalny lub lokalny.

Ze względu na zakres wymiany należy wyróżnić dwa rodzaje rynku energii elektrycznej, a mianowicie rynek hurtowy i detaliczny.

Szczególne znaczenie ma rynek hurtowy, przez niego bowiem „przechodzi” większość energii elektrycznej wytworzonej i na tym rynku kształtują się zasadnicze warunki wymiany. W krajowych warunkach rynek ten obejmuje sieci przesyłowe (sieci o napięciu powyżej 110 kV). Uczestnikami tego rynku są: wytwórcy, spółki dystrybucyjne, wielcy odbiorcy, operatorzy handlowi, jako pośrednicy w handlu energią, operatorzy systemu przesyłowego (OSP), którego podstawowym zadaniem jest bilansowanie pracy systemu i zapewnienie niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej.

¹ Rynek ten obszernie został omówiony w pracy [63].

Historycznie rzecz traktując, pierwszym rynkiem hurtowym w warunkach liberalizacji rynków energii był rynek ofertowy zwany pool, wprowadzony w 1990 roku w Anglii i Walii. Pool był quasi-rządową agencją dokonującą zakupu w imieniu wszystkich odbiorców, zbierającą oferty od wszystkich sprzedających i dostosowującą wartość zakupu dla zbilansowania pełnego zapotrzebowania przez wybór ofert z najniższą ceną. W tego typu modelu rynku hurtowego operator rynku ofertowego jest zarazem odpowiedzialny za bezpieczeństwo systemu, co powoduje łączenie funkcji nabywcy i operatora².

Rynek ofertowy stał się jednak przedmiotem krytyki, która sprowadzała się przede wszystkim do dwóch punktów. Po pierwsze – obligatoryjny charakter poolu dla większości uczestników rynku stanowił przeszkodę w rozwoju alternatywnych źródeł energii. Po drugie – oferowanie do sprzedaży energii elektrycznej miało charakter jednostronny (ograniczony do wytwórców), a jednocześnie oferty wytwórców nie były wiążące, co powodowało, że ryzyko dostawcy przenoszone było na odbiorców.

W związku z krytyczną oceną rozwiązań w poolu brytyjskim wprowadzono w 1998 roku zmiany, polegające na wyróżnieniu trzech rynków:

- rynku bilansującego, którego zadaniem jest zbilansowanie w danej chwili ofert kupna i sprzedaży oraz zapewnienie właściwej – z technicznego punktu widzenia – pracy systemu (uczestnictwo w tym rynku jest dobrowolne),
- rynek kontraktów dwustronnych – pozagiełdowych,
- rynek kontraktów natychmiastowych i terminowych, na którym uczestnicy rynku mają swobodę w zawieraniu kontraktów na rynkach zorganizowanych na zasadzie giełdy.

Obecnie w obrębie rynku hurtowego wyróżnia się rynek regulowany i rynek konkurencyjny, a następnie w ich ramach tworzone są dodatkowe rynki, które przedstawiono na rysunku 2.8.

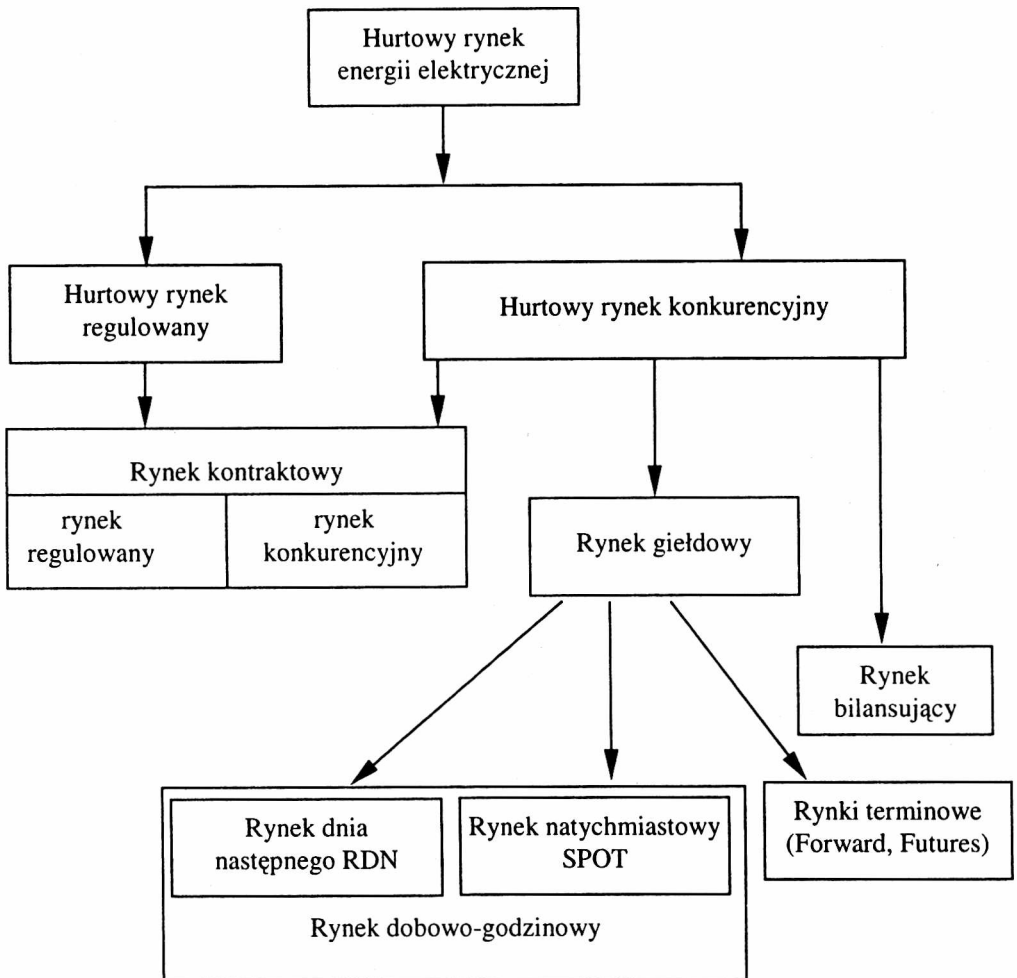
Warto zauważyć, że na rynku hurtowym występują (podobnie jak i na dalej omówionym rynku detalicznym) dwa rodzaje rynków: **rynek regulowany** i **rynek konkurencyjny**³. Na rynku konkurencyjnym handel energią prowadzono w warunkach pełnej swobody zawierania kontraktów. Na rynku regulowanym ceny energii są określone przez taryfy przedsiębiorstwa, które są zatwierdzane przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Warto zauważyć, iż proces liberalizacji rynków energii będzie wymagał przesunięcia od rynku regulowanego do rynku konkurencyjnego⁴.

² W krajach skandynawskich funkcjonuje tzw. pool północny (Nordpool), który ma charakter międzynarodowej giełdy towarowej.

³ Najpełniejszy przegląd rynków energii elektrycznej przedstawił M. Zerka w pracy [185].

⁴ Rynek giełdowy w Polsce powstał w 2000 roku, ale wartość obrotu jest na razie niewielka: wynosi około 1% wartości obrotów wymiany na rynku hurtowym. Na rynku występuje transakcja typu RDN i SPOT. Rynek bilansujący powstał 1.07.2001 roku i jest rozszerzany.



Rys. 2.8. Struktura hurtowego rynku energii
Opracowanie własne na podstawie [97], [185]

Rynek detaliczny obejmuje wymianę energii pomiędzy podmiotem dostarczającym energię a odbiorcą finalnym (końcowym). Na rynku tym obecnie występują w praktyce gospodarczej dwa podmioty – spółka dystrybucyjna i odbiorca. Spółka dystrybucyjna spełnia w tym przypadku w istocie dwie funkcje:

- operatora systemu rozdzielczego (OSR), którego celem jest zapewnianie właściwej pracy sieci dystrybucyjnej,
- dostawcy energii elektrycznej do odbiorców, którzy nie uzyskali lub nie wykorzystują prawa do usług przesyłowych (zasada TPA) na podstawie taryf zatwierdzonych przez prezesa URE.

Istnieje także, powoli się rozwijając, konkurencyjny rynek detaliczny. Spółki dystrybucyjne mogą w nich uczestniczyć, jeśli zapewniają niezależność i obiektywność realizacji funkcji OSR.

Na rynku detalicznym działają także odrębne przedsiębiorstwa handlu energią, które dostarczają energię na podstawie zasady TPA tym odbiorcom, którzy mają i wykorzystują swoje prawo do usług przesyłowych⁵.

Warto zauważyć, biorąc pod uwagę funkcje, jakie spełnia spółka dystrybucyjna na hurtowym i detalicznym rynku energii, że może być ona podzielona na dwa podmioty, które będą realizowały obie funkcje każdy z osobna. Proces taki w praktyce nie występuje, co oznacza, że z punktu widzenia interesów tego podmiotu gospodarczego preferuje się łączne spełnianie obu tych funkcji.

Z punktu widzenia przedmiotu obrotu, rynek energii składa się z trzech segmentów, które działają jako rynki wzajemnie się uzupełniające, a mianowicie:

➤ rynek energii czynnej, gdzie przedmiotem wymiany jest tzw. energia elektryczna czynna,

➤ rynek techniczny, na którym przedmiotem wymiany są tzw. usługi systemowe, których zadaniem jest techniczna regulacja pracy systemu sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, zapewniające możliwość przesyłania energii zawartych w kontraktach (fizyczna realizacja kontraktów (zob. tab. 2.3)),

➤ rynek finansowy, na którym przedmiotem handlu są kontrakty finansowe dotyczące dostaw energii, które nie są bezpośrednio związane z fizyczną dostawą energii.

Rozwijającym się dynamicznie rozwiązaniem w wielu krajach (USA, kraje skandynawskie, Niemcy, Austria, Holandia) jest giełda energii, której teorię rozwinęli A. Weron i R. Weron w swoich pracach z tego zakresu [173], [175]. **Giełda energii** jest tym szczególnym miejscem, gdzie – korzystając z zasady konkurencyjności – kupujący i sprzedający realizują transakcję poprzez aukcję elektroniczną. Rozwój giełdy energii elektrycznej (wzrost wolumenu i wartości transakcji) jest bez wątpienia warunkiem wprowadzenia konkurencyjności na wszystkich rynkach energii, zwłaszcza dlatego, że giełda energii staje się ważną – jeśli nie jedyną – „podstawą” do wy-

⁵ W ramach programów wdrażania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej ustalony został harmonogram uzyskiwania przez odbiorców prawa do usług przesyłowych (zasada TPA) – w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy Prawo energetyczne (Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 roku w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, Dz.U. nr 107, poz. 671). Zgodnie z tymi rozporządzeniami prawo do korzystania z usług przesyłowych uzyskali odbiorcy, którzy dokonują rocznych zakupów w ilości nie mniejszej niż:

- 500 GWh – z dniem wejścia w życie rozporządzenia,
- 100 GWh – z dniem 1.01.1999,
- 40 GWh – z dniem 1.01.2000,
- 10 GWh – z dniem 10.01.2002,
- 1 GWh – z dniem 1.01.2004.

Odbiorcy, którzy dokonują rocznych zakupów w ilości mniejszej niż 1 GWh rocznie uzyskują prawo do usług przesyłowych z dniem 5 grudnia 2005 roku.

znaczenia punktu odniesienia dla proponowanych w transakcjach pozagiełdowych cen i taryf. Należy stwierdzić, iż prace z zakresu funkcjonowania giełdy znacznie wyprzedzają jej realny rozwój. Wartość transakcji giełdowych to około 1% wartości i wolumenu transakcji na rynku energii. Ceny na giełdzie wydają się wyjątkowo stabilne. Szczególnego charakteru dodaje tu fakt, że Prezes URE wydał decyzję o uznaniu giełdy energii za rynek konkurencyjny⁶. Można zadać w tym miejscu retoryczne pytanie: w jakich warunkach giełda energii może być rynkiem niekonkurencyjnym?

Pozostaje otwarte pytanie: w jakim sensie przedstawione wyżej rynki rozwiną się w krajowych warunkach na znacznie większą skalę niż dotychczas? Nie ulega bowiem wątpliwości, iż rozwój tych rynków jest warunkiem rzeczywistego wdrożenia rynkowej transformacji sektora energetyki.

Uwzględniając, iż na rynku energii elektrycznej funkcjonują podmioty, zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją tej energii, jak też operatorzy i podmioty zajmujący się obrotem energią, przyjąć można następujące determinanty konkurencyjnego rynku energii elektrycznej:

- funkcjonowanie na rynku wytwórców wielu podmiotów, których udział w rynku może być zróżnicowany,
- podmioty będące właścicielami sieci elektroenergetycznej, ze względu na ich monopolistyczną pozycję, nie konkurują między sobą, a ich przychody objęte regulacją zapewniają niezawodność dostarczania energii elektrycznej, a także rynkowy zwrot z zaangażowanych kapitałów,
- ceny za wykorzystanie sieci będą uwzględniać opłaty operatorskie, uiszczane na rzecz podmiotów pełniących funkcje operatorskie w przypadku ich zlecenia podmiotom zewnętrznym (nie będących właścicielami sieci),
- na rynku funkcjonuje wiele podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną, które konkurują między sobą,
- występuje pełen dostęp do informacji w zakresie cen energii u jej wytwórców, taryf przesyłowych, cen usług systemowych itd.

Nadrzędnym celem funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej jest zaś zapewnienie jej racjonalnych cen dla klienta, dostaw energii o wysokich parametrach jakościowych oraz zagwarantowanie rynkowej rentowności podmiotów funkcjonujących w elektroenergetyce [96].

Z punktu widzenia przedmiotowego rynku energii elektrycznej należy podkreślić, iż jedynie towar pod nazwą energia (moc) występuje na podstawowym rynku energii elektrycznej. W warunkach gospodarki rynkowej z natury energii elektrycznej wynika możliwość dokonywania transakcji szczególnymi produktami, tzw. usługami systemowymi, obejmującymi regulację częstotliwości i mocy wymiany, regulację poziomów napięć (na drodze sterowania rozptyłami mocy biernej) oraz gotowość do dostarczenia mocy (energii) na żądanie (rezerwa o zróżnicowanych czasach dostępu). W tabeli 2.2 podano wykaz typowych usług systemowych, które dotychczas nie są, ale

⁶ Decyzja z dnia 14 grudnia 2000 (Biuletyn URE, styczeń 2001).

w pewnej perspektywie mogą być przedmiotem handlu. Nie ujęto w tabeli szczególnej oferty gotowości do uczestniczenia w odbudowie systemu po awarii katastrofalnej (*black start capability*), co również mieści się w kategorii usług.

W istocie rzeczy w praktyce gospodarczej systemu elektroenergetycznego wszystkie przedstawione w tabeli produkty są przedmiotem określonych handlowych transakcji. Transakcje te nie są jednak realizowane na rynku, na którym występuje konkurencja, lecz są przedmiotem określonej gry ekonomicznej pomiędzy podmiotem, który może świadczyć daną usługę, a Polskimi Sieciami Energetycznymi S.A., które zapewniają bilans energii elektrycznej w systemie wytwarzania i przesyłania energii.

Tabela 2.2. Usługi systemowe na rynku energii elektrycznej

Produkt	Usługa zgłaszana przez
Sterowanie wytwarzaniem	wytwórcę – steruje procesem generacji zgodnie z wymaganiami kupującego
Energia (moc)	wytwórcę – energia (moc) jest ofertą sprzedaży ze strony wytwórcy
Rezerwa natychmiastowa	wybranych wytwórców – dostępna natychmiastowo (tj. ulokowana w pracujących jednostkach), dużych odbiorców
Moc bierna	wytwórcę – oferuje moc bierną, ale ogranicza ofertę energii (mocy) czynnej, odbiorcę – wyłącza silniki tworzące moc bierną
Rezerwa o krótkim czasie dostępu	wybranego wytwórcę – dostępna w czasie do 15 minut (zlokalizowana w jednostkach o szybkim rozruchu)
Rezerwa zimna	wybranego wytwórcę – dostępna w czasie 4 godzin (wymaga dłuższej procedury uruchamiania)
Niepodjęcie wytwarzania	wybranego wytwórcę – należność za nieuruchamianie jednostki

Opracowanie własne na podstawie [97].

Można zauważyć, iż opisane specyficzne cechy funkcjonowania rynku energii elektrycznej mają z dawna ustalone odpowiedniki na rynku finansowym. Nic zatem dziwnego, że rozwijający się intensywnie polski sektor finansowy wykazuje żywe zainteresowanie energią elektryczną [93], [96], [174], [184], [185]. Jest ona bowiem bardzo dobrym instrumentem podstawowym dla instrumentów pochodnych. Duża zmienność cen na rynku zmusza producentów i dużych konsumentów energii do zabezpieczenia się przed stratami. W najbliższym czasie polska elektroenergetyka stanie w obliczu silnej konkurencji ze strony europejskiego rynku energii elektrycznej oraz ze strony innych sektorów w krajowym kompleksie paliwowo-energetycznym. Tymczasem polskie spółki dystrybucyjne w istniejącej obecnie strukturze organizacyjnej nie zawsze są przygotowane do walki o odbiorców na konkurencyjnym rynku dostawców. Wydaje się, że przyczyną jest konieczność wykonywania podwójnej roli przez te spółki: operatora sieci dystrybucyjnej oraz jednego dostawcy energii na danym terenie.

3. MONOPOL I OLIGOPOL NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

*Dostałem to od Boga;
strzeżcie się wszyscy,
którzy chcecie mi to zabrać.*
Napoleon Bonaparte

3.1. Wprowadzenie

Przmiotem rozważań zawartych w tym rozdziale jest teoretyczna analiza tych struktur rynku, które do tej pory były, są i mogą stać się w przyszłości charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej, a zwłaszcza dla tego obszaru, na którym funkcjonują spółki dystrybucyjne. Zakres rynku energii, na którym występują analizowane podmioty, jest – co przedstawiono w poprzednim rozdziale – bardzo duży. Spółka dystrybucyjna jawi się bowiem jako podmiot, który swoim potencjalnym zasięgiem działa lub ma możliwości aktywnego uczestnictwa na wielu rynkach energii, a więc na rynku bilansującym, giełdzie energii, a także na rynkach usług systemowych.

Należy w tym miejscu odwołać się do teorii ekonomii. Nauka ta bowiem przez długi okres stanowiła w zasadzie niekwestionowany, intelektualny fundament uzasadniający przyznanie przemysłowi sieciowemu statusu swego rodzaju wyjątku w ramach gospodarki rynkowej. W ostatnim dziesięcioleciu dokonano krytycznej analizy klasycznego ujęcia związku między istnieniem naturalnego monopolu a możliwościami kreowania efektywnych mechanizmów konkurencji [119], [163]. Wyniki tej analizy można sprowadzić do dwóch ważnych wniosków:

➤ zakres występowania naturalnego monopolu w tzw. przemyśle sieciowym jest węższy niż wcześniej sądzono i ograniczony do sfery jedynie działalności bezpośrednio sieciowej,

➤ tworzenie efektywnych mechanizmów konkurencji możliwe jest nawet tam, gdzie pozycja wyłączności ma swoje obiektywne uzasadnienie [160], [166], [179], [180].

W tym kontekście podkreśla się, iż źródła słabości mechanizmów publicznej regulacji być może tkwią nie tyle w niedoskonałej strukturze tego rodzaju mechanizmu, ile w samej naturze systemu administrowania procesami gospodarczymi. Nie można zatem przeceniać możliwości regulacji (zastępującej naturalne mechanizmy rynkowe) w przemyśle sieciowym, a wszędzie tam, gdzie istnieją przesłanki uruchamiania mechanizmów konkurencji należy dążyć do usuwania przeszkód hamujących rozwój rynku [10], [66], [139]. Teza ta jest o tyle ważna, że w naszych warunkach dostrzec można wyraźną skłonność do upatrywania w administracyjnej regulacji i kontroli efektywnego sposobu na tworzenie podstaw do efektywnościowych zachowań przedsiębiorstw regulowanych [138], [146].

Powstaje w tym kontekście pytanie: w jakim zakresie w Polsce, w okresie transformacji gospodarki, przyjęto koncepcję radykalnych reform w sektorze energetycznym? Pozostaje to – jak się wydaje – w ścisłym związku z charakterem samego procesu transformacji w jego obecnej fazie. Doświadczenia innych krajów wskazują bowiem, że szansę na dokonanie przełomowych zmian osłabiających monopolistyczny charakter przemysłu sieciowego zdarzają się rzadko i są one z reguły związane z bardziej zasadniczymi zwrotami w polityce gospodarczej w kierunku liberalizacji i prywatyzacji gospodarki [76]. Potwierdzają to doświadczenia takich krajów, jak Wielka Brytania czy Argentyna, a ostatnio także Niemcy – od 1998 roku, gdzie głębokie reformy dziedzin infrastrukturalnych, w tym również energetyki, stanowiły element bardziej zasadniczych reform całego systemu funkcjonowania gospodarki [48], [50], [85].

Dynamiczny charakter pierwszego etapu transformacji stworzył więc możliwość zapoczątkowania głębokich reform. Szanse na ich przeprowadzenie maleją jednak wraz z upływem czasu. Znajduje to potwierdzenie w przebiegu reform w sektorze elektroenergetycznym i gazowniczym. Restrukturyzacja elektroenergetyki, przeprowadzona na początku procesu transformacji, uruchomiła proces reform, który trwa do dziś i mimo znacznych opóźnień są powody, aby oczekiwać, iż w rezultacie już dokonanych zmian dojdzie do przestawienia polskiej elektroenergetyki na nowy, oparty w znacznej części na bodźcach rynkowych, system funkcjonowania.

W dyskusjach wokół reform zderzają się bardzo różne opcje, co nie zawsze ujawnia się w sposób zauważalny dla szerszej publiczności. Występuje ponadto wiele czynników, które w sposób wyraźny hamują lub wręcz blokują proces reform.

To, co przesądza o przełomowym charakterze podjętych reform w sektorze energetycznym i co jest zarazem źródłem trwających ciągle kontrowersji, czy nawet otwartego sprzeciwu wobec koncepcji reform, dotyczy nie tyle strategicznych rozstrzygnięć co do sposobów osiągania celów, i wynikających stąd koniecznych posunięć w zakresie struktury organizacyjno-własnościowej oraz prawnych i ekonomicznych podstaw sektora energetycznego, ile tempa i sposobu wdrażania założonych przekształceń.

Warto podkreślić, iż tego rodzaju koncepcja systemowych zmian w obrębie elektroenergetyki ma nie tylko sprzyjać rozwojowi różnych form konkurencji, ale również ułatwiać i zwiększać skuteczność działania mechanizmów regulacji tych segmentów

rynku, które zachowują monopolistyczny charakter [85]. Zmiany strukturalne w naturalny sposób prowadzą bowiem do zwiększenia stopnia przejrzystości kosztów, przez wyodrębnienia kosztów przesyłu i dystrybucji oraz stworzenie, w ramach podsystemu dystrybucji, wielu niezależnych źródeł informacji o kosztach [62]. W ten sposób nie tylko zostaje złamany monopol informacji, co ma znaczenie zarówno dla rozszerzania pola konkurencji przez ułatwienie realizacji zasady dostępu do sieci, jak i dla regulacji, ale powstaje możliwość ustalania takich cen i taryf, aby równoważyć interesy wytwórców, dystrybutorów i odbiorców. Wpływ tych czynników na zmniejszenie cen i taryf oraz na możliwość prowadzenia gry cenowej w elektroenergetyce trudno przecenić.

Punktem wyjścia do analizy struktur rynku jest bez wątpienia rynek o strukturze monopolistycznej. W następnych dwóch częściach tego rozdziału przeprowadzono jego analizę z perspektywy rynku energii i miejsca oraz roli spółki dystrybucyjnej na tym rynku. W związku z tym, że następuje niechybne odejście od tej struktury rynku, oraz wychodząc z przeświadczenia, iż rynek energii będzie ewoluował w kierunku kontrolowanych rynków konkurencyjnych, przedmiotem rozważań w tym rozdziale stał się także rynek o strukturze oligopolistycznej i rynki sporne (*contestable markets*).

3.2. Monopol – ujęcie teoretyczne

W strukturze niniejszej pracy rozdział, którego treścią będą rozważania dotyczące rynku monopolistycznego, jest w pełni zasadny, a nawet niezbędny, jeśli weźmie się pod uwagę fakt, zgodnie z którym procesy transformacji sektora energetyki polegają właśnie na odejściu od monopolistycznej pozycji na rynku podmiotów w sektorze energetycznym, a zatem odejściu od bezpośrednich regulacji przez państwo. W ogromniej większości opracowań, w których autorzy bezpośrednio lub pośrednio odnoszą się do struktury rynku energii, analizując także to, co nazywają modelem rynku, stosunkowo rzadko zajmują się oni tymi strukturami rynku, które są zawarte w teorii ekonomii i z pewnym uproszczeniem, ale z niezłym skutkiem, odwzorowują rzeczywiste procesy gospodarcze [67], [74].

W ujęciu statycznym wyróżnia się cztery podstawowe struktury rynku: monopol, oligopol (w tym duopol), konkurencję monopolistyczną i konkurencję doskonałą. Z punktu widzenia sektora energetyki warto tu zwrócić także uwagę na pewną rzadko występującą strukturę, zwaną monopsonem. Mówiąc o monopolu i pozostałych wymienionych wyżej rynkach, mamy na uwadze relacje, jakie występują po stronie sprzedawców – dostawców na rynkach produktów. W przypadku monopsonu, i analogicznie oligopsonu, z konkurencją monopsonową mamy do czynienia wówczas, gdy relacje te odnoszą się do struktury kupujących na danym rynku. W ten sposób monopson na rynku energii elektrycznej będzie oznaczał sytuację, kiedy na rynku jest jeden nabywca. Warto zauważyć, iż w praktyce gospodarczej mamy na rynku do czynienia z takim właśnie monopsonem. Są nim zarówno PSE S.A., które są jedynym nabywcą energii od elektrowni, jak i spółka dystrybucyjna, która jest praktycznie jedynym na

lokalnym rynku nabywcą energii elektrycznej. Energię tę kupuje się na rynku, nazywanym hurtowym, właśnie od PSE S.A.

W ujęciu dynamicznym trudno jest określić, jaka struktura rynku występuje w danym sektorze. Można natomiast wyróżnić pewne cechy charakteryzujące sektor i określić kierunki ich zmian.

W niniejszym rozdziale przedstawiono, istotne dla sektora energetyki, zagadnienia monopolu naturalnego i monopolu państwowego. W rozdziale następnym natomiast ukazano problemy regulacji państwowej monopolu oraz próbę oceny skutków regulacji dla gospodarki. Praktyczną egzemplifikację tej problematyki przeprowadzono na przykładach sektorów elektroenergetyki w Polsce oraz w innych państwach (Wielka Brytania, USA).

Monopol naturalny i jego właściwości

Monopol naturalny występuje wtedy, gdy na rynku jest jeden dostawca, który zdobył tę pozycję w wyniku konkurencji, a nie np. koncesji. Silna pozycja dostawcy potencjalnie jest zagrożona przez inne firmy, które mogą wejść na rynek, żadna jednak firma nie podejmuje prób wejścia ze względu na zbyt duże dla niej bariery wejścia, które wynikają z konieczności poniesienia dużych kosztów, w stosunku do wielkości zapotrzebowania na rynku. Głównymi barierami wejścia na rynek, w przypadku monopolu naturalnego, są [16], [155], [168]:

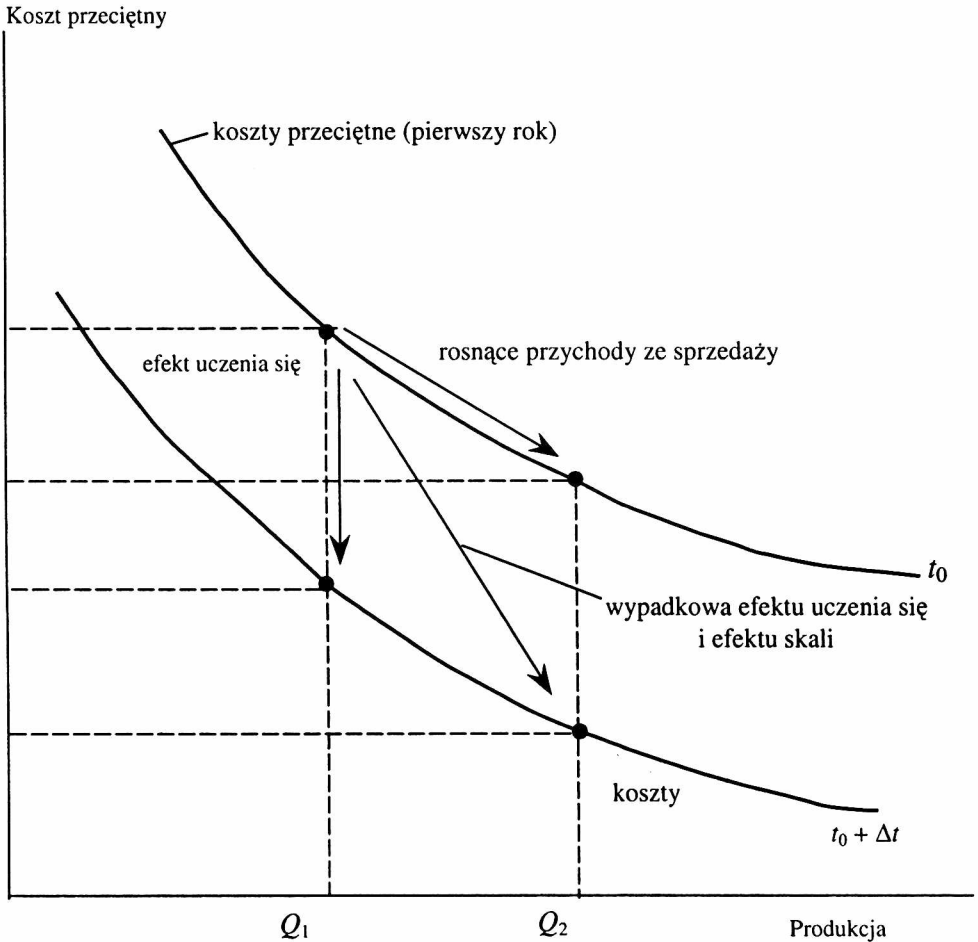
- posiadanie przez monopolistę unikatowej technologii (przewaga technologiczna),
- zagwarantowany (np. prawem własności) dostęp do niezbędnych zasobów lub niezbędnej infrastruktury,
- mniejsze długookresowe koszty przeciętne (inaczej mówiąc – występowanie korzyści (ekonomii) skali),
- efekt uczenia się, który przyczynia się do zmniejszenia przeciętnego kosztu każdej dodatkowo wyprodukowanej jednostki (graficzną ilustracją wpływu efektu uczenia się jest przesunięcie długookresowej krzywej kosztów przeciętnych (LAC) w dół (rys. 3.1).

Korzyści skali produkcji i efekt uczenia się przedstawiono na rysunku 3.1.

Przedstawione wyżej poglądy, choć nieakceptowane powszechnie, wyrażane są przez wielu autorów, np. J. Kay uważa, że monopol naturalny występuje tylko wtedy, gdy istnieje ekonomia skali, rynek zaś jest zbyt mały na to, by pomieścić więcej niż jednego efektywnego producenta. Rzeczywisty monopol (tzn. monopol naturalny) może powstać tam, gdzie [70]:

- rynek jest bardzo wąski i szczególny, tzn. występują na nim np. specjalistyczne urządzenia,
- w niektórych sektorach usługowych lub użyteczności publicznej, gdzie istnieją ściśle geograficzne granice rynku (monopol naturalny może mieć, w związku z tym, charakter lokalny),

- konieczne jest utrzymanie pewnych formalnych standardów (posiadanie licencji, czy też udzielanie jej przez właściciela licencji, którym może być osoba prywatna),
- istnieje współzależność klientów (głównie w każdej działalności, której celem jest komunikowanie się z sobą klientów oparte na bazach danych (np. giełdy towarowe)).



Rys. 3.1. Korzyści skali i efekty uczenia się
Opracowanie własne na podstawie [100]

Podsumowując ten wątek, należy podkreślić, że monopol naturalny jest samoistnie powstającą strukturą rynku. Jego powstanie i trwałość zależą od ekonomii skali produkcji, stosunkowo małego popytu i innych niekosztowych czynników wpływających na zwiększenie barier wejścia na rynek (np. posiadanie unikatowej technologii). Ekonomia skali jest szczególnie ważna, gdyż w gałęziach, w których mogą powstać natu-

ralne monopole, aby osiągnąć minimalny poziom kosztów przeciętnych, należy dostarczyć tak wiele produktów, że zostaje pokryte zgłoszone zapotrzebowanie przy danej cenie. W tej sytuacji nie ma miejsca na rynku dla drugiego i następnych dostawców. Załóżmy, że do gałęzi monopolistycznej wejdą konkurenci. W tej sytuacji cena obniży się i siła monopolu zostanie wyeliminowana (brak przewagi monopolistycznej). W przypadku monopolu naturalnego cena nie pokryje kosztu jednostkowego, a tym samym w długim okresie przedsiębiorstwom nie będzie opłacać się prowadzenie danej działalności gospodarczej. W niektórych przypadkach nie jest jednak łatwo określić, czy występuje rzeczywiście monopol naturalny. Wynika to z obowiązującego ustawodawstwa (regulacji), na mocy którego tylko jedno przedsiębiorstwo może prowadzić działalność gospodarczą. Wielu ekonomistów sądzi, i autor tego opracowania podziela to stanowisko, że przesyłanie energii elektrycznej (podobnie gazu i ciepła ze scentralizowanych źródeł) i dystrybucja (a nie wytwarzanie energii elektrycznej) w tym zakresie jest przykładem monopolu naturalnego. Fakt ten jest tłumaczony tym, że gdyby na rynek weszła inna firma przesyłająca energię elektryczną, wtedy musiałyby zostać zdublowane linie przesyłu, podczas gdy istnienie jednego tylko przedsiębiorstwa przesyłowego nie wymaga budowy dodatkowych sieci przesyłowych. W ten sposób firma oferująca usługę przesyłania większej liczbie użytkowników mogłaby ponosić mniejsze koszty na jednego odbiorcę niż dwie i więcej firm. Ekonomia skali tłumaczy więc występowanie monopolu naturalnego [38], [74]. Warto zauważyć, że nie dotyczy to wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach.

Ważną kwestią dla państw w dobie transformacji jest określenie, czy dane przedsiębiorstwo jest monopolem naturalnym, czy jest monopolem sztucznym. Można przyjąć, za A. Jeżowskim, iż: *źródła monopolu naturalnego tkwią nie tyle w uwarunkowaniach techniczno-eksploatacyjnych i specyfice świadczenia usług materialnych, a przede wszystkim w pewnym zakresie w uwarunkowaniach organizacyjnych* [58].

W celu przeprowadzenia analizy, czy dane przedsiębiorstwo jest monopolem naturalnym czy monopolem sztucznym, należy zbadać, czy przedsiębiorstwo ma cechy monopolu naturalnego. Podział atrybutów monopolu naturalnego podano w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Cechy monopolu naturalnego

Związane z ekonomią skali	Niezwiązane z ekonomią skali
1. Niepodzielność niektórych czynników produkcji: ekonomia skali w produkcji, ekonomia zasięgu, ekonomia w transporcie	1. Lokalizacja i wynikająca z niej ekonomia lokalizacji
2. Specjalizacja wynikająca z ekonomii sekwencji (uporządkowania)	2. Doświadczenie – efekty uczenia się

Opracowanie własne na podstawie [58], [146].

Ekonomia skali w produkcji występuje wówczas, gdy jeden producent wytwarza daną produkcję przy niższych kosztach całkowitych niż wtedy, gdy na rynku jest wię-

cej niż jeden producent. Ekonomia skali w produkcji wynika z wysokich kosztów stałych (w krótkim okresie) i niepodzielności czynników produkcji (w długim okresie). Wraz z przejściem niektórych gałęzi przemysłu na produkcję masową i zastosowaniem automatyzacji, a tym samym zmniejszeniem nakładu pracy, zwiększa się ekonomia skali w produkcji w przemyśle przetwórczym. W elektroenergetyce ekonomia skali była przesłanką budowy bloków energetycznych o coraz większych mocach i zarazem przesłanką budowy wielkich elektrowni. Warunkiem, który może w wytwarzaniu energii elektrycznej zmniejszyć lub wyeliminować działanie tego czynnika, jest postęp techniczny, który będzie prowadził do możliwości budowy niewielkich elektrowni pracujących z wysoką sprawnością techniczną.

Ekonomia zasięgu wynika z bardziej optymalnego wykorzystania posiadanych mocy produkcyjnych, gdy zasięg świadczonych usług jest duży, np. obsługa różnych grup klientów (segmentów rynku). Ważne znaczenie ma to w przypadku dostarczania energii elektrycznej, bo inne jest zapotrzebowanie szczytowe w czasie rzeczywistym dla przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Ekonomia zasięgu jest ważną przesłanką integracji poziomej, ponieważ w jej wyniku przedsiębiorstwo ma zdywersyfikowaną strukturę odbiorców, co umożliwia jej bardziej efektywne wykorzystanie posiadanych mocy produkcyjnych, które są scentralizowane i kosztowne, ze względu na ekonomię skali w produkcji.

Ekonomia skali w transporcie wynika z charakteru, a przede wszystkim z wysokich kosztów budowy urządzeń związanych z transportem; w przypadku przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego są to sieci przesyłowe i dystrybucyjne.

Ekonomia lokalizacji wynika z geograficznego położenia czynników niezbędnych do prowadzenia podstawowej działalności produkcyjnej (np. usytuowanie urządzeń technicznych, zasobów energetycznych). Sieci energetyczne również są związane z tym czynnikiem, ponieważ są one budowane tam, gdzie jest zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Efekt uczenia się wpływa na obniżenie przeciętnych kosztów wytwarzania. W ten sposób firma działająca na rynku produkuje taniej niż ta, która dopiero weszłaby na rynek. Wraz z automatyzacją produkcji znaczenie tego czynnika w zmniejszeniu kosztów maleje.

Ekonomia racjonalizacji polega na niepowielaniu urządzeń (np. sieci energetycznych) z innych przyczyn niż koszty (nie wynika z ekonomii skali w produkcji, zasięgu i transportu), czyli z przyczyn społecznych i kosztów ponoszonych przez region (np. ograniczenie terenów leśnych, miejskich i rolnych). W takim ujęciu ekonomia racjonalizacji wynika z interwencjonizmu państwa czy też układu regionalnego lub lokalnego. W tym rozumieniu ekonomia racjonalizacji nie jest cechą monopolu naturalnego.

Pojawia się jednak istotne pytanie o to, czy przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej nie wykorzystują swojej pozycji monopolistycznej, gwarantowanej przez państwo (potrzeba uzyskania koncesji) i nie sprzedają usług przesyłowych drożej niż w warunkach istnienia lub groźby konkurencji? Czy

usługi infrastrukturalne są monopolem naturalnym, za jaki przyjęło się powszechnie je uważać, czy też monopolem państwowym? Jeżeli są one monopolem naturalnym, to dlaczego państwo ochrania ten monopol i broni do niego dostępu, przecież w wyniku dużych barier wejścia i tak nikt nie wszedłby na ten rynek? Są to istotne pytania, na które starano się odpowiedzieć w dalszej części tego rozdziału.

Monopol państwowy

Problem monopolu państwowego – kreowanego przez państwo – jest bardzo istotny z punktu widzenia transformacji sektora energetyki. Często bowiem bezpośrednio, a częściej pośrednio, prezentowane są poglądy, zgodnie z którymi jedynie państwo może doprowadzić do równoważenia interesów przedsiębiorstw sektora i ich klientów. Poglądy te prezentowane są najczęściej przez prominentnych pracowników urzędów centralnych i dyrektorów wielkich firm. Dobrą ilustracją tych poglądów są wybrane materiały i publikowane głosy w dyskusji na corocznych konferencjach: „Rynek energii elektrycznej” (REE), organizowanych od 1994 roku przez Katedrę Elektrowni i Gospodarki Energetycznej Politechniki Lubelskiej [62], [64], [95], [152], [165].

Podstawą poglądów zwolenników występowania monopolu w sektorze energetyki zdaje się być przeświadczenie, iż postęp techniczny i koncentracja produkcji z nim związana może uniemożliwiać konkurencję, a nawet, że konkurencja może być tutaj szkodliwa i w związku z tym monopol jest jednak racjonalny. Jeśli jednak wybierać pomiędzy monopolem państwowym a monopolem prywatnym, to pojawia się istotne pytanie, który z tych dwóch podmiotów jest bardziej racjonalny z punktu widzenia całej gospodarki?

W tym miejscu należy postawić pytanie: czy powstawanie monopolu w poszczególnych gospodarkach jest spowodowane postępowaniem technologicznym, czy też działaniami rządu, które mają na celu wsparcie (ułatwienie) danej działalności gospodarczej? Jeżeli prawdziwa byłaby teza postawiona przez ekonomistów-planistów, to monopole powstawałyby przede wszystkim w państwach najbardziej rozwiniętych gospodarczo oraz w sektorach charakteryzujących się największym postępowaniem technologicznym [146,154]. W rezultacie ta struktura rynku mogłaby stać się zwiastunem kolejnego okresu renesansu. Obserwacja gospodarek różnych państw pokazuje jednak, że najwięcej innowacji zostało wprowadzonych w tych sektorach, w których występowała konkurencja (lub konkurencja potencjalna), np. handel detaliczny, informatyka (np. firma Apple wprowadziła po raz pierwszy na rynek graficzny system operacyjny. Innowację tę, na wzór Apple, wprowadził Microsoft, który rozpowszechnił system operacyjny Windows. W wyniku konkurencji nowe odkrycie – graficzny system operacyjny – stało się tańsze i szeroko rozpowszechnione wśród użytkowników komputerów).

Nie zauważono natomiast postępu w takich dziedzinach, jak poczta czy koleje. Polityka prowadzona w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii od końca ubiegłego wieku wspierała rozwój monopolu w gospodarce. „Uwolnienie” Wielkiej Brytanii

i USA od dominacji monopolu przez odpowiednio prowadzoną politykę M. Thatcher i R. Reagana w latach osiemdziesiątych pokazały, że w niewielu przypadkach postęp technologiczny doprowadza do monopolu. W tym kontekście słuszna wydaje się teza, że otaczające nas monopole w większości przypadków nie są monopolami naturalnymi, lecz państwowymi [20].

Pojawia się pytanie o źródła siły monopolu. Z punktu widzenia ekonomicznego źródłem siły monopolu mogą być korzyści określonych grup społecznych. Taką grupą społeczną są, co jest naturalne, pracownicy monopolu. Wydaje się jednak, że siła tej grupy jest za mała, aby uzasadnić istnienie monopolu w praktyce gospodarczej. Warto przywołać ponownie F. Hayeka, który zauważa, że siła monopolu wypływa z tego, że inne grupy partycypują w zyskach monopolu oraz z przekonania poszczególnych grup społecznych, że monopol leży w interesie publicznym. Konferencje poświęcone systemom energetycznym bardzo często potwierdzają ten pogląd. Warto zauważyć, że *system, w którym szersze grupy uprzywilejowanych czerpią profit z zysków monopolu, może być znacznie bardziej niebezpieczny pod względem politycznym niż monopol, gdzie zyski są udziałem jedynie nielicznych.* W tym kontekście należy podkreślić, iż za monopolem w energetyce opowiada się w sposób bezpośredni, a częściej pośredni, cały sektor, co świadczy o szczególnej branżowej lojalności wielu zarządów firm i pracowników sektora.

Zdaniem F. Hayeka monopol państwa jest groźniejszy od monopolu prywatnego [46]. Monopol prywatny bowiem prawie nigdy nie ma pełnego charakteru, a tym bardziej nie jest długotrwały lub zdolny do lekceważenia potencjalnej konkurencji. Monopol państwowy natomiast jest zawsze monopolem chronionym przez państwo – chronionym zarówno przed potencjalną konkurencją, jak i przed skuteczną krytyką [71]. W tym kontekście warto także przytoczyć W. Kwaśnickiego, który uważa, że zarówno monopole, oligopole, jak i wielkie przedsiębiorstwa są wynikiem polityki państwa, która charakteryzuje się protekcjonizmem i interwencjonizmem [84].

Należy tutaj jednak zadać dwa istotne pytania. Pierwsze z nich dotyczy warunków i możliwości praktycznego rozróżnienia monopolu naturalnego i państwowego. Niestety, odpowiedź na to pytanie nie jest wcale prosta. W praktyce gospodarczej można znaleźć wiele powodów, dla których zwolennicy monopolu, przywołując monopol naturalny, będą uzasadniali konieczność występowania bynajmniej nie monopolu naturalnego, lecz dowolnego monopolu, nieuzasadnionego korzyściami skali produkcji. W wytwarzaniu energii elektrycznej trudno byłoby uzasadnić jednak istnienie monopolu, co wcale nie znaczy, że nie ma zwolenników takiego rozwiązania. Łatwo zauważyć, że monopol naturalny występuje w przypadku sieci przesyłowych. Dotyczy to zwłaszcza linii energetycznych najwyższych napięć (od 110 kV), sieci gazowniczych o dużych przekrojach rur i wysokich ciśnieniach. W Polsce wykorzystaniem, eksploatacją, sterowaniem pracą sieci elektrycznych zajmują się Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE S.A.), a wykorzystaniem, eksploatacją i sterowaniem sieci gazowych – Polskie Górnictwo Nafty i Gazu (PGNiG S.A.). Obszar działania obu tych wielkich przedsiębiorstw jest w praktyce gospodarczej znacznie szerszy niż wynika

z samego zakresu eksploatacji i sterowania pracą sieci, których są właścicielami. Sterowanie pracą sieci może oznaczać nie tylko sterowanie pracą w taki sposób, by działały one sprawnie, bezpiecznie i ekonomicznie, może także oznaczać monopol na informacje ekonomiczno-finansowe. Ze sterowaniem pracą tych sieci związane są skomplikowane systemy pomiarowo-rozliczeniowe.

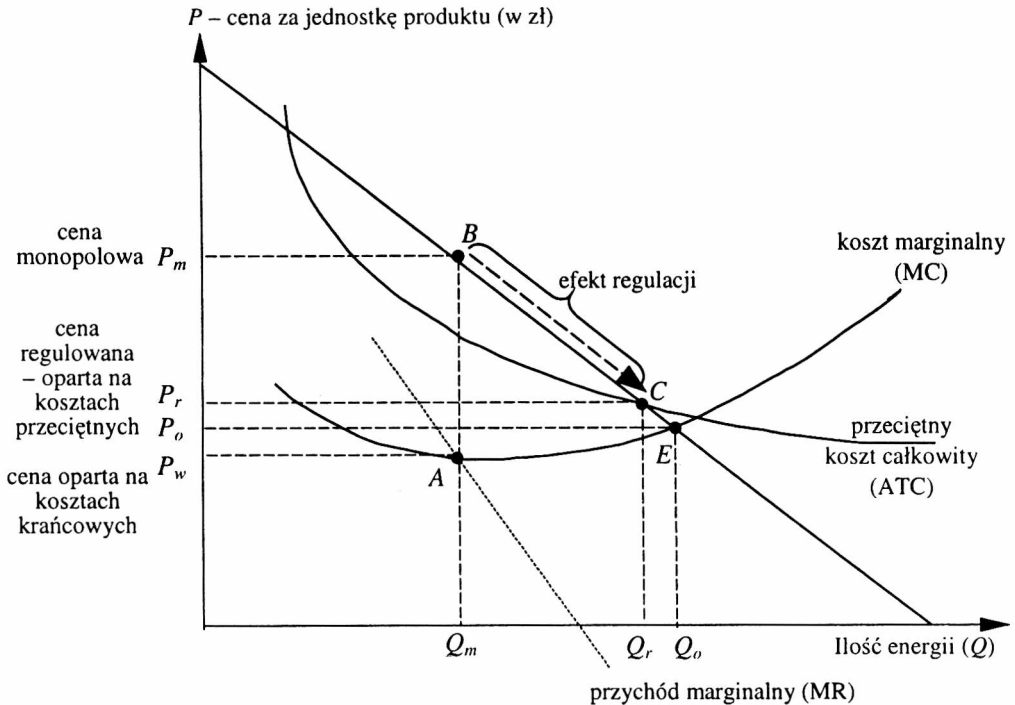
W tym kontekście należy postawić jeszcze jedno ważne pytanie. Dotyczy ono formy i zakresu działania przedsiębiorstwa – monopolu, zapewniającego sprawną pracę sieci przesyłowych. Możliwe są tutaj dwa stanowiska. Zgodnie z pierwszym przedsiębiorstwo to ma charakter niezależny i nie jest organizacją sensu stricto biznesową. Nie prowadzi ono działalności zorientowanej na zysk. Jest swoistego rodzaju „mężem zaufania”, którego zadaniem jest udostępnianie, bez dyskryminacji, sieci każdemu zainteresowanemu kontrahentowi według powszechnie znanych i akceptowanych zasad. Taką organizacją jest działający na rynku energii elektrycznej w Stanie Kalifornia w USA niezależny operator systemu (ISO – *Independent System Operator*). Drugie rozwiązanie, które jak należy sądzić, zostanie przyjęte, sprowadza się do tego, iż operator systemu jest zorientowany na zysk. Oznacza to, iż prowadzi normalną działalność biznesową. Jeśli tak, to pojawia się w tym przypadku problem zapewnienia, bez dyskryminacji i przy powszechnej akceptacji, dostępu do sieci przesyłowych.

3.3. Monopol w elektroenergetyce. Poziom produkcji a ceny energii elektrycznej

Monopol zarówno naturalny, jak i państwowy powinien pojawić się wówczas, gdy przeciętne koszty produkcji zmniejszają się dla wszystkich możliwych wielkości podaży. Monopole naturalne w Polsce są związane z usługami komunalnymi, jak usługi wodociągowe, telekomunikacyjne, dostawy elektryczności i gazu [6], [7], [36], [79].

Zjawisko monopolu wyklucza działanie mechanizmu konkurencji. Pojedyncze przedsiębiorstwo zawsze jest w stanie wytworzyć określoną ilość produktu – okreśmy ją Q – po niższych kosztach przeciętnych niż byłoby to możliwe wówczas, kiedy ta sama ilość pochodziłaby od n przedsiębiorstw, z których każde wytwarzałoby Q/n . W przypadku na przykład sześciu przedsiębiorstw, działających na lokalnym rynku i zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją energii, oddzielne dokonywanie dużych inwestycji w celu przesyłania energii elektrycznej byłoby kosztowne i prowadziłoby do kosztownego i niepotrzebnego dublowania nakładów. Ograniczamy tutaj więc działanie monopolu naturalnego do podmiotu, którego przedmiotem działalności jest eksploatacja sieci elektroenergetycznych, a także do warunków obecnych, kiedy na lokalnym rynku występuje monopol przedsiębiorstwa mającego wyłączność na dostawę energii do odbiorców.

Na rysunku 3.2 przedstawiono decyzje ekonomiczne producenta o pozycji monopolistycznej dotyczące wyborów poziomu produkcji i cen.



Rys. 3.2. Decyzje producenta o pozycji monopolistycznej
Opracowanie własne na podstawie [7], [100], [155]

Warto tutaj przypomnieć, iż w teorii działania przedsiębiorstwa, omawianej w opracowaniach i podręcznikach z zakresu ekonomii i ekonomii przemysłu:

➤ optymalny, z punktu widzenia przedsiębiorstwa, poziom produkcji jest ustalany przez taki jej poziom, dla którego przychód marginalny równa się kosztowi marginalnemu,

➤ przebieg krzywej popytu na energię elektryczną pozwala na stosowanie ceny wyższej niż cena ustalona, przy zrównaniu przychodu krańcowego z kosztem krańcowym,

➤ organy regulacyjne stosują cenę opartą na kosztach przeciętnych, którą wyznacza się na przecięciu krzywej popytu z krzywą kosztów przeciętnych [7], [74], [100], [155].

Założono więc, iż państwo odgrywa aktywną i bezpośrednią rolę w procesie regulacji monopolu. Jej głównym celem jest ustalenie efektywnego, czyli porównywalnego z wolną konkurencją, poziomu cen i produkcji w gałęzi. Na rysunku 3.2 pokazano monopol w sytuacji, kiedy nie występuje regulacja ceny oraz w sytuacji, gdy państwo reguluje ceny. Jeżeli nie występuje żadna regulacja, przedsiębiorstwo zachowuje się niczym czysty monopolista. Dochodzi wtedy do ustalenia pary wielkości cena–ilość, P_m oraz Q_m , przy których przychód krańcowy przedsiębiorstwa zrównuje się z jego kosztem krańcowym (punkt A). Krańcowa korzyść z ostatniej konsumowanej

jednostki jest wówczas równa cenie monopolowej, która znacznie przewyższa krańcowy koszt produkcji. Warto zauważyć, że różnica cen pomiędzy ceną wynikającą z przecięcia krzywej kosztu krańcowego z krzywą krańcowego przychodu a ceną monopolową P_m świadczy o wykorzystaniu pozycji monopolistycznej przez przedsiębiorstwo. Należy także podkreślić, iż zwiększenie produkcji ponad poziom wyznaczony przez monopol spowodowałoby wzrost ogólnej korzyści.

Zagadnieniom polityki państwa w stosunku do rynków energii poświęcono następny rozdział w tej części, należy tu jednak zwrócić uwagę na regulacje państwowe w perspektywie teorii stanowienia cen na poszczególnych rynkach.

Monopolista, jako jedyny dostawca produktu na rynek, jest „cenodawcą” i dyktuje warunki zakupu. Ponadto może (w zależności od cenowej elastyczności popytu poszczególnych segmentów rynku) zastosować dyskryminację cenową. Jeżeli nie jest to monopol naturalny, lecz monopol państwowy, to może nie być dostatecznej motywacji do poprawy wydajności pracy i produktywności czynników produkcji. Zdając sobie sprawę z silnej pozycji przetargowej wobec odbiorców, monopolista taki wie, że każdy poniesiony przez niego koszt zostanie pokryty przez klientów. W związku z tym ustala on najwyższą cenę, jaką może zażądać od danej grupy odbiorców. W przypadku występowania monopolu naturalnego, gdzie nie ma prawnych barier wejścia na rynek i nie ma potrzeby udzielenia koncesji, monopolista musi liczyć się z tym, że na rynek może wejść inny dostawca. Ponieważ powszechnie uważa się, że monopolista sprzedaje drożej i produkuje mniej niż przedsiębiorstwa działające na rynku bardziej konkurencyjnym, o tej samej strukturze kosztów co monopolista, państwo prawnie nakazuje więc przedsiębiorstwom ustalać cenę na poziomie kosztów przeciętnych. Wtedy monopolista nie ma zysków nadzwyczajnych, produkuje więcej niż w pierwotnej sytuacji. Monopoliście nie opłaca się obniżyć ceny i sprzedawać taniej, ponieważ musiałby obniżyć również cenę wszystkich produktów, a nie tylko tych dodatkowo wyprodukowanych. Tym samym zmniejsza się jego przychód marginalny. Zyskałoby na tym społeczeństwo, ponieważ mogłoby kupić więcej i taniej. W wyniku takiego zachowania się monopolisty można mówić o transferze dochodów ze społeczeństwa do monopolisty i odwrotnie: sprzedaż produktu po konkurencyjnych cenach spowodowałaby transfer pieniędzy (w wyniku obniżenia ceny poprzednich jednostek – przy starych cenach) od monopolisty do społeczeństwa [155].

Agencja rządowa odpowiedzialna za regulację – w Polsce Urząd Regulacji Energetyki – może spowodować wzrost produkcji, narzucając naturalnemu monopoliście cenę, która zapewnia „sprawiedliwą” stopę zysku z zainwestowanego kapitału. Oznacza to wprowadzenie ceny **opartej na kosztach przeciętnych**. Właściwy poziom ceny i wielkość produkcji odpowiada punktowi przecięcia krzywej popytu i krzywej kosztów przeciętnych na rysunku 3.2 (punkt C). Przy cenie P_r przedsiębiorstwo osiąga zerowy zysk ekonomiczny; oznacza to, że cena dokładnie równa się kosztom przeciętnym (ATC), które zawierają normalny zysk z zainwestowanego kapitału. W porównaniu z sytuacją, kiedy nie było regulacji, niższa – oparta na kosztach przeciętnych – cena wywołuje znaczny wzrost wielkości produkcji, a zatem również ogólnych korzyści.

Opieranie cen na kosztach przeciętnych nie wyczerpuje jednak wszystkich możliwości podniesienia poziomu produkcji. Przy wielkości produkcji Q_r krzywa popytu nadal przebiega powyżej krzywej kosztu krańcowego, czyli $MR > MC$. Produkcję należy więc zwiększyć, a cenę obniżyć. W rzeczywistości optymalny poziom ceny i optymalna wielkość produkcji są wyznaczone przez punkt przecięcia krzywej popytu z krzywą kosztu krańcowego (punkt E). Rozwiązanie takie jest nazywane ceną opartą na kosztach krańcowych, często podnoszoną przez energetyków jako kryterium ustalania cen, ponieważ spełnia ono warunek efektywności: $P_o = MR_o = MC_o$. Należy postawić jednak pytanie: dlaczego ceny oparte na kosztach krańcowych nie są powszechnie stosowane, skoro rozwiązanie to jest efektywne? Istota trudności towarzyszących praktycznemu zastosowaniu tego sposobu ustalania cen wydaje się oczywista – cena spada wówczas poniżej malejących kosztów przeciętnych przedsiębiorstwa: $P = MR < AC$, a zatem istnieje ryzyko, że przedsiębiorstwo będzie ponosić straty. Pierwszy sposób zapewnienia równości $P = MC_o$, pokrycia tych strat polega na składaniu państwa do dotowania producenta o malejących kosztach. (Będące własnością państwa przedsiębiorstwa często tak właśnie chciałyby działać, finansując swój deficyt subwencjami państwowymi).

Innym rozwiązaniem jest zastosowanie cen „dwuczęściowych”. Każdy konsument płaci wówczas stałą (miesięczną) stawkę za możliwość zakupu, pokrywa w ten sposób koszt stały, a następnie dodatkową opłatę, równą kosztowi krańcowemu, odpowiednio do wielkości swoich zakupów (pokrywa koszt zmienny). Tym samym konsumenci są zachęceni do nabywania dobra po cenie równej kosztowi krańcowemu jego wyprodukowania. Jednocześnie stała opłata pozwala przedsiębiorstwu pokryć koszty przeciętne stałe, czyli – inaczej mówiąc – zrefundować jego, często bardzo wysokie, koszty stałe. Ceny dwuczęściowe, chociaż korzystne dla sprzedawców, nie są rozwiązaniem problemu ustalania cen w sytuacji zmniejszającego się kosztu przeciętnego. Wydaje się zasadne postawienie pytania: czy składnik stały kosztów, a w zasadzie możliwość jego przerzucenia w pełnej wysokości na odbiorców, nie jest źródłem niskiej efektywności procesów gospodarczych w energetyce?¹

Najczęściej stosowanym rozwiązaniem w procesie regulacji monopolu naturalnego są ceny oparte na kosztach przeciętnych; jest to krok w kierunku wykorzystania na rynkach zmonopolizowanych zalet cen swobodnie kształtowanych przez rynek. Nie jest to jednak rozwiązanie doskonałe. Po pierwsze, organ regulacyjny stoi w obliczu problemu oszacowania prawdziwych kosztów monopolisty dla przedziału możliwych wielkości produkcji. Pierwsze doświadczenia kształtowania cen przez spółki dystrybucyjne zdają się jednoznacznie potwierdzać wniosek o trudności kontroli rzeczywistych kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne, a nawet braku zdecydowania Urzędu Regulacji Energetyki do kontroli tych kosztów. Przy ustalaniu cen regulowanych istnieje zagrożenie, że monopolista będzie podlegać oddziaływaniu silnych bodźców do zawyżania swych kosztów przeciętnych w celu usprawiedliwienia

¹ Problem ten porusza także J. Popczyk w pracach [139], [140].

wyższego poziomu ceny. Niedoskonałe lub tendencyjne szacunki kosztów są przyczyną wyznaczenia niewłaściwego poziomu ceny oraz wielkości produkcji². Po drugie, poddany regulacji monopolista traci motywację do obniżania swoich kosztów produkcji. Rzeczywiście, gdyby urząd regulacyjny potrafił zapewnić, aby równość $P_r = AC$ była stale zachowana, to każdy wzrost kosztów powodowałby natychmiast wzrost ceny. Przedsiębiorstwo monopolisty nie miałoby wówczas żadnej motywacji ekonomicznej, aby dbać o niski poziom kosztów. Co ciekawe, motywację przedsiębiorstwa do obniżania kosztów wzmacnia występowanie „opóźnienia regulacyjnego”, wynikającego z faktu, że ceny są zmieniane okresowo, a niekiedy z dużym przesunięciem w czasie. W typowym przypadku monopolista korzysta wówczas z efektów przedsięwzięć obniżających koszty w ciągu okresu stałości cen.

Podsumowując, należy stwierdzić, że producent działający bez presji konkurencji, nie obawiający się wejścia na rynek nowych producentów, uzyskuje wyższe zyski od przedsiębiorstw działających na rynkach konkurencyjnych, ponieważ ma możliwość zawyżenia kosztu kapitału. Powoduje jednocześnie nieoptymalną alokację zasobów, przez co następuje zmniejszenie produkcji niektórych wyrobów w wyniku ustalania wysokich ich cen. Obniża to konsumpcję niektórych wyrobów w stosunku do sytuacji występującej na rynku konkurencyjnym.

3.4. Oligopol

Rynek o strukturze oligopolistycznej to rynek, na którym działa niewiele przedsiębiorstw. Określenie „niewiele” nie jest precyzyjne; może tu bowiem chodzić zarówno o dwa (duopol), jak i nawet o kilkanaście przedsiębiorstw. Jednym ze sposobów zwiększania precyzji tej definicji jest odwołanie się do najbardziej rozpowszechnionej miary struktury rynku, czyli **współczynnika koncentracji**. Współczynnik koncentracji najczęściej jest określany jako odsetek sprzedaży obliczony dla czterech największych firm działających na rynku lub w gałęzi (analogicznie zdefiniowane są wskaźniki koncentracji np. dla ośmiu lub dwudziestu przedsiębiorstw). Współczynniki koncentracji k_4 można więc w prosty sposób obliczyć na podstawie danych o udziałach przedsiębiorstw na rynku

$$k_4 = P_1 + P_2 + P_3 + P_4$$

gdzie P_i – procentowy udział i -tego przedsiębiorstwa w rynku.

Termin „koncentracja rynku” ma następującą interpretację: im wyższy jest współczynnik koncentracji, tym silniejsze jest zdominowanie rynku przez niewielką liczbę przedsiębiorstw. Wysokość tego współczynnika jest zwykle podstawą rozróżnienia struktur rynku. Na przykład o istnieniu efektywnego monopolu mówi się, kiedy współczynnik koncentracji jednego przedsiębiorstwa przekracza 90% ($k_4 > 90$). Na-

² Wyczerpująco na ten temat piszą A. Kardasz i A. Łakomiak w pracy [68].

tomiast za **konkurencyjny** można uznać rynek, w przypadku którego k_4 jest mniejszy niż 40%. Gdy $k_4 < 40\%$, największe spośród przedsiębiorstw mają udziały w rynku, które – przeciętnie biorąc – są mniejsze niż 10%, a obok nich działa wiele jeszcze mniejszych firm. Wreszcie, często mówi się o **luźnym oligopolu**, który pojawia się w sytuacji, gdy $40\% \leq k_4 \leq 60\%$, a także o ścisłym oligopolu, kiedy $k_4 > 60\%$.

Ponieważ współczynniki koncentracji są powszechnie stosowane, warto zastanowić się nad ograniczeniami związanymi z ich wykorzystaniem. Największych problemów przysparza identyfikacja *właściwego rynku*. Rynek, z tego punktu widzenia, to zbiór kupujących i sprzedających dobra oraz usługi, które są bardzo bliskimi substytutami (z perspektywy ekonomii bezpośrednią miarą substytucji jest mieszana elastyczność popytu). Im silniejszy jest wpływ wywierany na sprzedaż jednego dobra przez zmiany ceny dobra oferowanego przez konkurenta, tym silniejsza jest konkurencja na rynku. Współczynniki koncentracji służą do skrótowego zapisu informacji o rozkładzie wielkości przedsiębiorstw na analizowanych rynkach. Jest jednak oczywiste, że definicje rynku różnią się od siebie, zależnie od tego, jak (szeroko lub wąsko) ktoś definiuje produkt lub określa granice geograficzne.

Należy również wspomnieć, że współczynnik koncentracji nie jest jedynym sposobem oceny stopnia zdominowania rynku przez kilka przedsiębiorstw. Alternatywnym i powszechnie stosowanym miernikiem jest **wskaźnik Herfindahla–Hirschmana (HHI)**, zdefiniowany jako suma podniesionych do kwadratu udziałów rynkowych wszystkich przedsiębiorstw [164], [173]

$$HHI = s_1^2 + s_2^2 + \dots + s_n^2,$$

gdzie:

s_i – udział w rynku i -tego przedsiębiorstwa,

n – liczba przedsiębiorstw.

Jeśli na przykład cała podaż pochodzi z pięciu przedsiębiorstw o udziałach procentowych w rynku wynoszących odpowiednio: 50, 30, 10, 6 i 4, to $HHI = 50^2 + 30^2 + 10^2 + 6^2 + 4^2 = 3552$. Wskaźnik HHI przyjmuje wartości od 0 dla rynku, na którym działa nieskończenie wiele bardzo małych przedsiębiorstw, do 10 000 dla czystego monopolu, którego udział w rynku wynosi 100%. Jeśli rynek jest podzielony *równo* pomiędzy n przedsiębiorstw, to HHI jest sumą składającą się z n składników $(100/n)^2$ i wynosi $n \cdot (100/n)^2 = 10000/n$. Jeśli na przykład rynek składa się z pięciu identycznych przedsiębiorstw, to $HHI = 2000$; jeśli zaś działa na nim dziesięć takich samych przedsiębiorstw, $HHI = 1000$. Uznaje się, iż rynek konkurencyjny występuje, gdy wartość indeksu jest nie większa niż 2500 [164]. Wskaźnik Herfindahla–Hirschmana ma wiele warty odnotowania właściwości:

➤ uwzględnia udziały wszystkich firm w rynku, a nie tylko udziały największych czterech lub ośmiu przedsiębiorstw,

➤ im bardziej nierównomierny jest podział rynku między poszczególne przedsiębiorstwa, tym większa jest wartość wskaźnika, ponieważ udziały podnoszone są do kwadratu,

➤ przy innych czynnikach stałych, im więcej przedsiębiorstw działa na rynku, tym mniejsza jest wartość wskaźnika.

Ze względu na te właściwości wydaje się, iż *HHI* ma pewną przewagę nad innym współczynnikiem koncentracji.

Stopień koncentracji rynku jest ważnym czynnikiem wpływającym na ustalenie cen i poziom zysku osiąganego w branży. Według twierdzenia ekonomii przemysłu (*industrial economics*) przy innych czynnikach stałych można oczekiwać, że wzrostowi koncentracji towarzyszyć będzie wzrost cen oraz zysków [100], [155].

Jednym ze sposobów uzasadnienia tego twierdzenia jest odwołanie się do skrajnych przypadków – doskonałej konkurencji i czystego monopolu. W warunkach doskonałej konkurencji cena rynkowa zrównuje się z kosztem przeciętnym, co sprawia, że żadne przedsiębiorstwo nie osiąga zysku ekonomicznego (a wszystkie osiągają normalną stopę zysku). Niski stopień koncentracji oznacza najniższe możliwe ceny i zerowy zysk ekonomiczny. Z kolei, w sytuacji monopolu jedyny działający na rynku producent osiąga maksymalny możliwy zysk nadzwyczajny dzięki ustaleniu ceny rynkowej na optymalnym ze swego punktu widzenia poziomie. Zestawienie tych dwóch skrajnych przypadków w naturalny sposób prowadzi do hipotezy o istnieniu dodatniej korelacji między stopniem koncentracji w gałęzi (mierzonym współczynnikiem koncentracji) a poziomem cen w tej gałęzi. Na przykład im mniej przedsiębiorstw działa na rynku (im ściślejszy jest oligopol), tym większe jest prawdopodobieństwo, że uda im się uniknąć zażartej konkurencji i utrzymać wysokie ceny. Wysoki poziom cen może być skutkiem milczącego porozumienia w gronie niewielu równych sobie przedsiębiorstw [146]. Jednak nawet w przypadku braku jakiegokolwiek zmowy, mniejsza liczba konkurentów może powodować podniesienie cen. W istocie bowiem oligopol to taka struktura rynku, w której przedsiębiorstwa są rozdarte pomiędzy dwiema możliwościami: znową z istniejącymi przedsiębiorstwami a wyjściem ze zmowy w poszukiwaniu większej kwoty zysku.

Wiele badań empirycznych dostarcza dowodów na poparcie tezy, że wzrost stopnia koncentracji prowadzi do wzrostu cen. Zwykle badania te polegają na wybraniu konkretnego rynku i zebraniu danych o cenach (zmienna objaśniana) oraz kosztach produkcji, popycie i stopniu koncentracji (zmienna objaśniająca). Cenę traktuje się jako funkcję zmiennych objaśniających [20], [23], [27], [40]

$$P = f(C, D, k),$$

gdzie:

C – poziom miernika kosztów,

D – wielkość popytu,

k – stopień koncentracji sprzedaży.

Analiza regresji pozwala oszacować na podstawie tych danych parametry równania takiej funkcji ceny. Celem tej analizy jest przede wszystkim określenie wpływu stopnia koncentracji na poziom ceny przy innych czynnikach (koszty i popyt) stałych. Dodatnia zależność między stopniem koncentracji a poziomem ceny została potwier-

dzona dla bardzo wielu produktów i rynków – od sieci sklepów spożywczych do przewozów lotniczych na trasach łączących wielkie miasta; od produkcji cementu do reklam telewizyjnych; od przetargów na eksploatację złóż ropy naftowej oraz prawa do wyrębu lasu do stóp procentowych oferowanych przez banki komercyjne. Zakrojone na szeroką skalę badania w przemyśle przetwórczym w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych (odwołujące się do „pięciocyfrowych” grup produktowych) wykazały, że koncentracja wywiera silny wpływ na poziom cen dóbr konsumpcyjnych, a także cen dóbr pośrednich zużywanych przy ich produkcji (nieco słabszy wpływ stwierdzono w przypadku dóbr kapitałowych oraz dóbr zużywanych przy wytwarzaniu) [20], [109], [156].

Czy wzrost siły monopolowej stoi w nieuchronnej sprzeczności z interesami konsumentów? Wyniki zaprezentowanych wyżej analiz, a zwłaszcza dane o wzroście cen, zdają się potwierdzać taki wniosek. Istnieje jednak także odmienny pogląd, zgodnie z którym monopole (tzn. wielkie przedsiębiorstwa) produkują bardziej efektywnie niż małe przedsiębiorstwa; źródłem efektywności monopolu jest przewaga w dziedzinie rozwoju produktu, produkcji, sprzedaży i marketingu. Niektóre przedsiębiorstwa zwiększają swoje rozmiary oraz udział w rynku, aby następnie na rynku tym dominować, ponieważ są efektywne. Jeśli tylko ta przewaga kosztowa jest dostatecznie duża, to rynek zdominowany przez kilka wielkich przedsiębiorstw może zaoferować konsumentom niższe ceny niż rynek, na którym panuje wolna konkurencja. Wynik porównań cenowych między ścisłym oligopolem a rynkiem wolnokonkurencyjnym zależy od tego, który czynnik okaże się silniejszy: spowodowana występowaniem oligopolu obniżka kosztów czy też narzucony przez niego wzrost cen.

Wyniki badań dotyczących efektywności monopolu w najlepszym razie nie są jednoznaczne. Nielatwo jest odkryć istotne korzyści efektywności, analizując dane statystyczne lub wyciągając wnioski na podstawie studium przypadków. Nie wydaje się, aby wielkie przedsiębiorstwa i liderzy rynkowi byli bardziej efektywni lub osiągalni większe korzyści skali niż inne przedsiębiorstwa (źródłem ich korzyści jest większa sprzedaż oraz wyższe ceny, na które pozwala lojalność klientów wobec znaku firmowego). Z tych sporów o efektywność wynika jednak ważny wniosek, a mianowicie, że wzrost koncentracji – sam w sobie – nie musi być szkodliwy. W praktyce regulacje państwowe stosowane w odniesieniu do konkretnej branży (Prawo energetyczne i ustawodawstwo monopolowe – zob. rozdział czwarty) mogą uwzględniać wiele różnych czynników, jak: stopień koncentracji, łatwość wejścia na rynek, intensywność konkurencji cenowej, a także możliwy wzrost efektywności gospodarowania.

W gałęziach, w których występuje oligopol, zwykle jedno przedsiębiorstwo ma zdecydowanie największy udział w rynku i jest liderem, ustalając cenę dla całej tej gałęzi. W tym aspekcie warto zadać pytanie: jakie skutki pociąga za sobą zjawisko przywództwa cenowego na rynku oligopolu? Aby udzielić precyzyjnej odpowiedzi na to pytanie, można odwołać się do prostego i realistycznego modelu wyjaśniającego zachowanie się cen [6], [100], [156]. Należy w tym celu założyć, że przedsiębiorstwo dominujące ustanawia cenę dla całej gałęzi, a pozostali mali dostawcy sprzedają tyle, ile chcą, po tej cenie. Małe przedsiębiorstwa nie mają żadnego wpływu na cenę i za-

chowują się w sposób odpowiadający modelowi wolnej konkurencji. Oznacza to, że każde z nich wytwarza ilość, przy której jego koszt krańcowy zrównuje się z przychodem krańcowym. Dla każdej ceny dobra ilość sprzedawana przez lidera cenowego jest równa całkowitemu popytowi rynkowemu przy tej cenie pomniejszonemu o podaż małych przedsiębiorstw. Znając przebieg krzywej popytu netto na swoje produkty, przedsiębiorstwo dominujące zaczyna maksymalizować swój zysk. Decyduje się ono na wytworzenie takiej ilości produktu, przy której przychód krańcowy zrównuje się z kosztem krańcowym. W rezultacie to dominujące przedsiębiorstwo wykonuje pierwsze (i oczywiście najważniejsze) posunięcie strategiczne na tym rynku, a pozostałe, mniejsze firmy reagują na jego zachowanie. Istotne jest zatem określenie przewidywanej wielkości podaży (siły reakcji) konkurencyjnych, małych przedsiębiorstw. Przedsiębiorstwo dominujące przewiduje, iż jakkolwiek wzrost ceny wywoła znaczny przyrost podaży pozostałych przedsiębiorstw, a zatem gwałtowny spadek popytu na jego własne produkty. W rezultacie trzeba stwierdzić, że im wyższa będzie elastyczność cenowa podaży rywali, tym bardziej elastyczny okaże się popyt netto na produkty przedsiębiorstwa dominującego. W takich okolicznościach to, co może zrobić przedsiębiorstwo dominujące, to wycofać się z zamierzeń podniesienia ceny.

3.5. Rynki sporne

W ostatnich latach ekonomiści zaczęli rozwijać teorię rynków spornych (*contestable markets*) [6]. Zgodnie z tą teorią kluczowym czynnikiem określającym poziom cen w warunkach określonej struktury rynku nie jest fakt istnienia, w danych warunkach, monopolu czy konkurencji, lecz istnienie realnych zagrożeń wystąpienia konkurencji dzięki zlikwidowaniu barier wejścia na rynek. Specyfika rynku energii powoduje, iż trudno byłoby oczekiwać, że rynek ten stanie się doskonale konkurencyjny. Nie byłoby to, oczywiście, możliwe. Rynek monopolistyczny może się tutaj przekształcić w struktury oligopolistyczne. W warunkach wejścia wielu firm na ten rynek rychło mogłoby się bowiem okazać, że rynek jest zbyt szczupły dla wielu uczestników, a względy ekonomiczne, w tym makroekonomiczne, przemawiają za utrzymaniem efektów skali produkcji. Mogą, rzecz jasna, pojawić się firmy, które – wierząc w wysoki poziom swojej konkurencyjności – wykażą wolę wejścia na rynek. Zagrożenie wejścia nowego uczestnika spowoduje, że monopolista będzie dokładał starań, aby prowadzić swój biznes efektywnie i nie będzie zainteresowany realizacją zysku, wynikającego z monopolistycznej pozycji.

Teoria rynków spornych jest koncepcją struktur rynku, która powstała stosunkowo niedawno. W końcu lat siedemdziesiątych i na początku lat osiemdziesiątych W. Baumol, J. Panzar, R. Willig opublikowali na ten temat kilka prac. Książka tych autorów stanowi fundament teorii rynków spornych [6]. Z punktu widzenia celu pracy W. Baumol i jego współautorzy stworzyli nowe podstawy do identyfikacji pozycji monopolistycznej przedsiębiorstwa. Teoria ta powiązana jest w sposób oczywisty

z teorią barier wejścia, choć opiera się na odmiennych założeniach. Pozwala lepiej ocenić tendencje do deregulacji, zauważalne w poszczególnych gałęziach i w niektórych krajach, mimo że polityka taka poprzedziła teorię.

W pojęciu „rynków spornych” (*contestable markets*; franc. *marchés contestables*) w istocie chodzi o walkę między firmami, które zamierzają wejść na rynek (przybyszami), a firmami na rynku działającymi (zasiedziały) o udział na rynku. Wydaje się więc, iż angielski termin *contestable markets* niezbyt precyzyjnie oddaje istotę ekonomiczną rynku spornego. Być może lepiej byłoby taką strukturę rynku określać mianem rynków kolizyjnych (*marchés disputables*) [146].

Teoria rynków spornych nawiązuje, co jest naturalne, do koncepcji barier wejścia – akcentuje potencjalną konkurencję, jako ograniczenie swobody decyzyjnej firm funkcjonujących w danej branży [91]. Jednakże to podobieństwo ulega dalej przeformułowaniu, które zmienia potoczny sens znaczenia konkurencji potencjalnej. Dwa założenia bowiem mają tutaj ważne znaczenie. Pierwsze zakłada, że wejście jest całkowicie swobodne, a wyjście z niego nie pociąga za sobą kosztów. Drugie mówi, iż firmy istniejące na rynku nie dysponują żadną przewagą wobec potencjalnych konkurentów. Trzeba stwierdzić, iż takie założenia powodują, że teoria rynków spornych przestaje mieć silny związek z teorią barier wejścia.

Z przedstawionych w tym rozdziale rozważań wynika, że podstawowym i zasadniczym kryterium określenia pożądanej liczby przedsiębiorstw w danej branży jest poziom kosztów. Monopol naturalny jest zasadny, gdy koszty przeciętne jednej firmy są niższe niż większej ich liczby. W oligopolu przewagę konkurencyjną mają te przedsiębiorstwa, których koszty przeciętne są niższe niż konkurentów, choć szczególną rolę należy przypisać firmie dominującej na rynku. W przypadku rynku spornego jest natomiast taka sytuacja, w której firma o pozycji monopolistycznej, zagrożona potencjalnym wejściem konkurenta, przestaje zachowywać się jak monopolista. Broniąc się bowiem przed wejściem „przybysza”, gotowa jest obniżyć zyski, aby zmniejszyć zagrożenie dodatkowym wejściem na rynek. W ten sposób rynek sporny powoduje, że monopolista zachowuje się tak, jakby w istocie występował rynek bardziej konkurencyjny – oligopolistyczny.

Na tle tych rozważań wypada odnieść się do pewnych kategorii kosztów, które wprawdzie nie mają swych odpowiedników księgowych (nie są ewidencjonowane w księgach handlowych przedsiębiorstw energetycznych, ale mają pewne znaczenie w próbach oceny przedsięwzięć gospodarczych, zwłaszcza rozwojowych w energetyce). Są to koszty: krańcowe, uniknięte, utopione (*sunk cost*) i osierocone (*stranded cost*). Te ostatnie zwane są także kosztami transformacji sektora. Kategoria **kosztów krańcowych** (marginalnych) ma w teorii ekonomii tak podstawowe znaczenie, że z całą pewnością nie wymaga dodatkowego wyjaśnienia. Można jedynie dodać, że analiza tych kosztów, z punktu widzenia elektroenergetyki, ma w swej istocie takie same znaczenie jak w teorii przemysłu [153].

Koszty uniknięte to koszty hipotetyczne, które wystąpiłyby, gdyby określone przedsięwzięcie nie było realizowane. W ten sposób przyjęcie kategorii kosztów unikniętych, jako kryterium podejmowania decyzji dotyczących skali produkcji, pozwala

na uszeregowanie projektów w kolejności, według wartości tych kosztów. Im koszty uniknięte będą wyższe, tym wyższa będzie także efektywność przedsięwzięcia. Zauważmy, że im niższe będą względne koszty, tym specjalizacja w danej dziedzinie produkcji będzie bardziej efektywna. Czytelnik zwróci z pewnością uwagę na wzajemne bliskie relacje występujące pomiędzy teorią kosztów względnych a postulowaną często w rachunku efektywności projektów rozwojowych w energetyce potrzebą zastosowania kosztów unikniętych. Zasada kosztów względnych, powszechnie znana w ekonomii przemysłu, jest więc niejako „odwróceniem” zasady kosztów unikniętych. Zasada kosztów unikniętych mówi, w jakim stopniu produkcja i sprzedaż energii elektrycznej będzie korzystniejsza wówczas, gdy koszty związane z uniknięciem konieczności ponoszenia innych, dodatkowych nakładów, będą wyższe. Warto zauważyć, że koszty wejścia potencjalnego uczestnika rynku, z punktu widzenia tej kategorii kosztów, można uznać za koszty uniknięte i pokazać bezzasadność wejścia [148], [156].

Warto jednak zauważyć, że pomimo znacznego podobieństwa przyjętej podstawy metodologicznej, zasada względnych kosztów nie jest tożsama z koncepcją kosztów unikniętych. Wynika z tego postulat przeprowadzenia badań pozwalających na „zbliżenie” obu tych teorii.

Teoria rynków spornych wprowadziła nową koncepcję do analizy kosztów – chodzi tu o **koszty utopione**, zwane także nieodwracalnymi lub bezpowrotnymi (*sunk costs*). W przeciwieństwie do analizy barier wejścia, która kładzie akcent na koszty stałe (mogące wyjaśnić gorszą pozycję nowych konkurentów w porównaniu z firmami funkcjonującymi), W. Baumol w analizie kosztów utopionych kwestionuje pełną przydatność kategorii barier wejścia. Ocena sytuacji w gałęziach i branżach powinna, jego zdaniem, być dokonywana wyłącznie z punktu widzenia istnienia lub braku zjawiska kosztów niemożliwych do odzyskania, lecz koniecznych w procesie wytwórczym. Elektroenergetyka należy do tych branż, w których koszty utopione mogą być wyjątkowo wysokie. Zjawisko takie wystąpi, gdy inwestor wybuduje elektrownię, która nie będzie mogła znaleźć miejsca na rynku i sprzedać dostatecznej ilości energii, nie znajdzie też na tę elektrownię nabywcy. Sprzeda ją w rezultacie w cenie złomu. Wycofanie się z rynku będzie w tym przypadku związane z wystąpieniem wysokich kosztów bezpowrotnie straconych. Podobna sytuacja może wystąpić przy podjęciu decyzji o budowie sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, która dubluje częściowo istniejące powiązania sieciowe. Koszty utopione będą tym niższe, im wejście na rynek będzie wymagało mniejszych kapitałów. Dotyczyć to może przedsiębiorstw zajmujących się handlem (obrotem energii elektrycznej). Obawa przed wystąpieniem wysokich kosztów utopionych może być istotnym ograniczeniem wejścia na rynek. Wejście na rynek pociągałoby więc za sobą dwa rodzaje kosztów: odzyskiwalne oraz bezpowrotnie stracone. Te pierwsze mogą być odzyskane przez przedsiębiorstwo przy wyjściu z gałęzi, jeśli nie w całości, to w każdym razie w części, po odliczeniu dotychczasowego zużycia wykorzystywanego wyposażenia. Inwestycje towarzyszące wejściu do gałęzi pociągają natomiast za sobą nakłady nieodwracalne wtedy, gdy wyjście może nastąpić ze stratą kapitału przekraczającą koszty jego zużycia [156].

Ostatnia kategoria kosztów wymagająca wyjaśnienia to **koszty transformacji** (*stranded cost*) [185]. Kategoria tych kosztów nie jest, co prawda, związana bezpośrednio z rynkiem spornym lub oligopolistycznym, ale ma swoje związki z rynkiem o strukturze monopolistycznej. Ten rodzaj kosztów pojawił się w literaturze przedmiotu kilka lat temu i w gruncie rzeczy nie jest to kategoria kosztów szczególnie często dyskutowana. Koszty te występują w trakcie transformacji sektora, który poprzednio był w szczególny sposób regulowany. Zmiana zakresu regulacji, deregulacja lub zupełne odejście od szczególnych rozwiązań, może spowodować w wielu przedsiębiorstwach konieczność ponoszenia pewnych dodatkowych kosztów, które by nie wystąpiły, gdyby w przeszłości nie obowiązywały inne reguły funkcjonowania przedsiębiorstw [21], [185]. Koszty te są zaś tak wysokie, iż przedsiębiorstwo samodzielnie nie może się z nimi uporać. Szczególnym i dramatycznym w polskich warunkach przykładem kosztów, co najmniej „częściowo osierconych”, są koszty kontraktów długoterminowych. W tej sytuacji niezbędne wydają się szczególne rozwiązania, które mają pomóc stopniowo w czasie rozwiązać ten problem.

3.6. MONOPOL W ELEKTROENERGETYCE W OKRESIE TRANSFORMACJI SEKTORA – ANALIZA PRZYPADKU

Doświadczenia państw zachodnich w zakresie znoszenia ochrony prawnej broniącej wejścia do sektorów, dotychczas uważanych za strategiczne, pokazują, że samo wycofanie się państwa, to znaczy zniesienie prawnych barier wejścia na rynek, nieprzyznawanie subwencji i dotacji dotychczas działającym przedsiębiorstwom w danym sektorze, zmiana właściciela (prywatyzacja) nie stworzą konkurencji. Ilustracją może być sektor gazowniczy i elektroenergetyczny w Wielkiej Brytanii oraz sektor elektroenergetyczny na Węgrzech. Porównując sytuację na Węgrzech (w państwie w czasie transformacji gospodarczej) i np. w Wielkiej Brytanii, można zauważyć podobny proces przemian i podobne strategie działania przedsiębiorstw, mających dotychczas pozycję monopolistyczną [16], [40], [85], [153].

W tabeli 3.2 przedstawiono w syntetyczny sposób przekształcenia sektora elektroenergetyki w Wielkiej Brytanii. Wydaje się, że takie krótkie studium przypadku może być interesujące z punktu widzenia procesu transformacji sektora elektroenergetyki w Polsce, a w szczególności spółek dystrybucyjnych.

Literatura przedmiotu i oceny skutków przekształceń sektora elektroenergetyki brytyjskiej wskazują na następujące zasadnicze jej rezultaty [16], [40], [153], [176]:

1. Zmniejszenie inwestycji w energetyce opartej na paliwach konwencjonalnych.
2. Zmniejszenie zatrudnienia w National Power i Power Gen.
3. Wejście na rynek kilku nowych przedsiębiorstw produkujących energię elektryczną.

4. Zapoczątkowanie zmian technologicznych w zakresie produkcji energii elektrycznej, polegających na zastępowaniu dotychczasowych elektrowni na węgiel kamienny elektrowniami używającymi turbin gazowych (tzw. *rush for gas*, można w literaturze polskiej znaleźć określenie „run na gaz”) [179].

5. Wprowadzanie konkurencji przez zmniejszanie barier wejścia na rynek, w wyniku podziału dotychczasowych monopolistów i poprzez zmianę własności, między producentami (elektrowniami) i dostawcami (przedsiębiorstwami zajmującymi się obrotem) energii elektrycznej.

6. Pomimo prywatyzacji całego sektora (tj. przedsiębiorstw realizujących wszystkie funkcje, czyli produkcję, przesył, dystrybucję i handel) konkurencja rozwinęła się tylko w sektorze wytwarzania i obrotu (handlu energią).

7. Wprowadzenie regulacji na rzecz rozwoju konkurencji (*regulation for competition*).

8. Regulowanie cen za energię elektryczną zgodnie z formułą RPI-X.

9. Zwiększenie presji wywieranej przez media w celu zwiększenia regulacji (tzw. *sunshine regulation* – regulacja przez wydobywanie się na światło dzienne).

10. Powstanie rynku ofertowego poolu.

11. Wejście na rynek 23 nowych spółek wytwarzających energię elektryczną (w sumie jest ich 35). W wyniku tego udział dotychczasowych dwóch największych przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną (tj. National Power i Power Gen) zmniejszył się na rynku z 75% (w 1990 roku) do 50%.

12. Zwiększenie liczby członków poolu z 22 (1990 rok) do 50 (marzec 1996 rok).

13. Zwiększenie liczby podmiotów gospodarczych mających koncesję na sprzedaż energii elektrycznej z 12 RECs do 32.

14. Pojawienie się po roku 1995 fuzji i przejęć akcji RECs doprowadzających do integracji pionowej między wytwórcami i dystrybutorami.

15. Pozostawienie w rękach państwa jedynie elektrowni jądrowych zgrupowanych w dwóch przedsiębiorstwach państwowych: Nuclear Electric i Scottish Nuclear.

Doświadczenia Wielkiej Brytanii w zakresie nacjonalizacji (w drugim etapie) i prywatyzacji (w trzecim etapie) sektora elektroenergetyki (literatura i praktyka) wskazują na złożoność przekształceń i trudności w procesie zmian struktury sektora i struktury rynku energii. Wskazują ponadto na fakt, że sama prywatyzacja nie prowadzi do rozwoju i promocji konkurencji. Dotychczasowa silna pozycja przedsiębiorstw hamuje rozwój konkurencji i wejście na rynek nowych podmiotów. Sugeruje to, że na rynku energii, a zwłaszcza w pewnych segmentach tego rynku, trudno wyeliminować przedsiębiorstwa o pozycji monopolistycznej. Badania nad strategią energetyczną w układzie regionalnym i badanie w tym kontekście rynku energii w landach Niemiec prowadzi do podobnego wniosku³.

³ Tendencje do tworzenia lokalnych struktur monopolistycznych można zauważyć w strategii energetycznej Dolnego Śląska [160].

Tabela 3.2. Przekształcenia sektora elektroenergetyki w Wielkiej Brytanii

Okres lub rok	Wydarzenie	Skutek – sytuacja ekonomiczna
Etap pierwszy – konkurencja		
Do końca pierwszej wojny światowej		Istnienie w Wielkiej Brytanii wielu małych przedsiębiorstw produkujących i rozprowadzających energię elektryczną.
		Promocja energii elektrycznej, regulacja i nadzór w dostawach energii elektrycznej na terenie całego kraju.
1926	ustawa o dostawach elektryczności (<i>Electricity Supply Act</i>)	Na mocy ustawy powstała Central Electricity Board (CEB), która była organizacją zajmującą się budową i kierowaniem narodowym systemem łączącym poszczególne elektrownie, dążąc do centralizacji i regulacji całego sektora elektroenergetycznego. Cel ten nie został osiągnięty, ponieważ w tym czasie istniało 369 komunalnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych i 200 prywatnych, które zajmowały się przede wszystkim dystrybucją i były regulowane przez Komisję Elektroenergetyczną (Electricity Commission).
Etap drugi – nacjonalizacja przemysłu		
1947	ustawa o elektroenergetyce (<i>Electricity Act</i>)	Na mocy ustawy powstały: Central Electricity Authority (CEA) – była to organizacja odpowiedzialna za produkcję i przesył energii elektrycznej, dwanaście Area Boards – były to publiczne przedsiębiorstwa odpowiedzialne za dystrybucję (tj. transport i sprzedaż) energii elektrycznej na swoim terenie.
1951	dwie ustawy o elektroenergetyce z 1954 i 1957 roku	Powstały dwa niezależne, pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa: Scottish Boards – na terenie Szkocji, Central Electricity Generating Board (CEGB) – na południe od granicy między Szkocją a Anglią. Ponadto została przyznana większa autonomia zakładom energetycznym oraz przekształcenie CEA w Electricity Council. Electricity Council miał mniejsze uprawnienia niż CEA w zakresie regulacji, a jego rola sprowadziła się przede wszystkim do konsultowania.
Etap trzeci – demonopolizacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego		
1983	ustawa o energetyce (<i>Energy Act</i>)	Pierwsza próba zliberalizowania sektora elektroenergetycznego zakończona niepowodzeniem.
1988	opublikowanie <i>White Paper</i> przez rząd	Pierwsze plany prywatyzacji przemysłu elektroenergetycznego w UK.

1989	<p>Elektrownie należące do CEGB zostały podzielone na dwa przedsiębiorstwa: National Power – mający 70% udziału w rynku, Power Gen – mający 30% udziału w rynku.</p> <p>Oprócz tych prywatnych przedsiębiorstw było jeszcze jedno przedsiębiorstwo państwowe obejmujące wszystkie elektrownie jądrowe – Nuclear Power.</p> <p>Z CEGB wydzielono National Grid Company (NGC), które zostało również sprywatyzowane, jednak nie w ofercie publicznej, tak jak poprzednie przedsiębiorstwa. NGC stało się własnością spółek dystrybucyjnych (Regional Electricity Companies – RECs). RECs powstały z 12 Area Boards. RECs nie mogły ingerować w zarządzanie NGC. NGC było zobowiązane do przesyłu energii elektrycznej sieciami wysokiego napięcia od producentów do zakładów energetycznych (RECs) i niektórych odbiorców końcowych.</p>
1990	<p>Wprowadzenie koncernu elektrycznego i Electricity Forwards Agreements (EFA). Dostęp do rynku dla wszystkich użytkowników zakupujących ponad 1 MW rocznie. Oferta publiczna sprzedaży przedsiębiorstw zajmujących się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej w Anglii i Walii.</p>
1991	<p>Oferta publiczna sprzedaży przedsiębiorstw produkujących energię elektryczną w Anglii i Walii. Oferta publiczna sprzedaży pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw szkockich.</p>
1994	<p>Dostęp do rynku dla wszystkich użytkowników pobierających energię na napięciu powyżej 100 kV.</p>
1995	<p>Akcje NGC zostały po raz pierwszy notowane na giełdzie. Po otrzymaniu przez NGC statusu spółki giełdowej, w celu zapewnienia jej niezależności operacyjnej, zmieniony został statut firmy. Według nowego statutu żaden podmiot prawny w Wielkiej Brytanii, prowadzący działalność na rynku energii elektrycznej, nie może mieć więcej niż 1% akcji National Grid Company. Lokalne przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (RECs) przejęły natomiast udziały w kapitale akcyjnym niezależnych producentów energii elektrycznej, którzy weszli na rynek już po reformie elektroenergetyki.</p> <p>Doszło również do fuzji i przejęcia akcji lokalnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych (RECs), po wygaśnięciu w marcu 1995 roku specjalnej akcji rządu (złota akcja). Najważniejsze fuzje to zamiar przejęcia przez firmę wytwórczą Power Gen spółki dystrybucyjnej Midlands oraz przez National Power spółki Southern Electric. Przejęcia te zostały zablokowane przez Prezesa Rady Handlu, który stwierdził, że rozwiązania zaproponowane w zakresie niedopuszczenia do koncentracji nadmiernej silnej pozycji tych spółek na rynku energii elektrycznej są niedostateczne.</p>
1998	<p>Rozpoczyna się faza dostępu do rynku dla detalistów. Rząd ogłasza wyznaczenie wspólnej regulacji dla rynku gazowego i rynku energii elektrycznej.</p>
1999	<p>Pełny plan konkurencyjnego rynku.</p>

Opracowanie własne na podstawie [16], [40], [85], [153].

4. REGULACJA ELEKTROENERGETYKI PRZEZ PAŃSTWO

*Jedną z wielkich iluzji
tego świata jest nadzieja,
że zło może być wyeliminowane
przez regulację.*
Thomas B. Reed

4.1. Wprowadzenie

Rozdział ten poświęcony jest zagadnieniom regulacji sektora energetyki. Regulacja ta jest wyrazem stosunku organów państwowych do całego sektora energetyki i elektroenergetyki, a w jej ramach zwłaszcza do dystrybucji. Zagadnienia regulacji stanowią zatem otoczenie prawne spółek dystrybucyjnych. Na uwarunkowania prawne oraz politykę państwa w odniesieniu do sektora energetyki składają się skomplikowane związki i relacje, które od początku transformacji polskiej gospodarki powodują znaczną, a okresami bardzo silną, fluktuację otoczenia.

Z punktu widzenia podmiotu badań należy wskazać tutaj na dwie ważne płaszczyzny. Trudno jest przy tym jednoznacznie stwierdzić, która z tych płaszczyzn z perspektywy spółek dystrybucyjnych, jest obecnie istotniejsza. Pierwsza z nich dotyczy polityki państwa w stosunku do sektora energetyki, a podsektora elektroenergetyki w szczególności, druga zaś – polityki państwa w stosunku do sektora dystrybucji. Na plan pierwszy wysuwa się płaszczyzna dotycząca podsektora energetyki.

Rozdział zakończono próbą oceny wpływu polityki państwa na ten sektor (po zagadnieniach wynikających z zasad prawnych). Polityka ta bowiem w istotnym stopniu, w warunkach polskich w ciągu ostatnich lat, wpływała na zachowania podmiotów gospodarczych na rynku energii.

4.2. Regulacja państwa w stosunku do monopolii z perspektywy ekonomii

Podłożem i wyrazem regulacji przez państwo określonego sektora gospodarki w warunkach gospodarki rynkowej jest przeświadczenie, iż mechanizm rynkowy w sposób niedostateczny, z ekonomicznego, społecznego lub politycznego punktu widzenia, reguluje działalność gospodarczą określonego sektora. Historia rozwoju energetyki w wielu krajach wskazuje jednoznacznie na to, iż państwo mniej lub bardziej aktywnie ingerowało w działalność gospodarczą przedsiębiorstw. Okres ostatnich dziesięciu lat w wielu krajach charakteryzuje się jednak zmianą podejścia do procesów regulacji, co wyraża się większym zakresem występowania rynku w tej sferze gospodarczej oraz dążeniem do zapewnienia większego otwarcia rynku na wymianę międzynarodową. Można także postawić tezę, iż zmniejsza się skala występowania tzw. miękkich ograniczeń budżetowych, które występują wówczas, gdy nie ma związku między wielkością sprzedaży a wielkością wpływów firmy. Przeciwnieństwem jest twarde ograniczenie budżetowe (*hard budget constraint*), czyli sytuacja, kiedy wpływy przedsiębiorstwa są zależne od wielkości sprzedaży.

Istotnym problemem jest, czy rząd powinien regulować monopole? Wśród ekonomistów panują różne poglądy odnośnie do roli rządu. Jeden z nich głosi, że regulacja zapobiega pobieraniu przez monopol naturalny dodatkowych zysków, w wyniku ustalania ceny monopolowej. Inni nie są zwolennikami regulacji, ponieważ twierdzą, że nawet naturalni monopolisci muszą się liczyć z konkurencją, np. duże przedsiębiorstwa energetyczne muszą rywalizować z mniejszymi siłowniami (np. korzystającymi z energii wiatru, które są instalowane przez gospodarstwa domowe) lub ze źródłami energii pracującymi na potrzeby własne, np. w przypadku przedsiębiorstw posiadających możliwość wybudowania własnych źródeł zasilania [98]. Zagrożenie wystąpienia konkurencji jest motywacją obniżania kosztów przez naturalnych monopolistów [74], [78], [100], [102].

W wyniku badań prowadzonych przez ekonomistów z Uniwersytetu w Chicago, a zapoczątkowanych przez G. Stiglera, zrodziła się pozytywna teoria regulacji mikroekonomicznej (teoria wyboru publicznego). Głosi ona, że regulacja jest instrumentem oferowanym przez państwo, a jego alokacja jest wynikiem mechanizmu rynkowego. Podaż tego dobra zależy od państwa, a dokładniej od polityków. Popyt na regulację zgłaszają przedsiębiorstwa, które w jej wyniku będą osiągać korzyści wynikające z [154]:

- uzyskania kontroli nad wejściem na rynek,
- uzyskania kontroli nad podażą dóbr i usług substytucyjnych i komplementarnych,
- wpływu na proces ustalania cen,
- dotacji dla przedsiębiorstw.

W zamian za uzyskane korzyści przedsiębiorstwa te ponoszą pewne koszty, do których można zaliczyć:

- koszty ubiegania się o regulację w formie finansowania doradców i polityków, organizowania politycznej presji itd.,
- zmianę układu sił w branży; przed regulacją pozycję przedsiębiorstwa wyznaczały czynniki ekonomiczne, po wprowadzeniu zaś regulacji znaczenia nabierają czynniki polityczne i społeczne,
- spowolnienie procesów decyzyjnych w przedsiębiorstwach.

M. Friedman zwraca uwagę na to, iż nie ma, niestety, żadnego dobrego rozwiązania, jeżeli chodzi o regulacje przedsiębiorstw o pozycji monopolistycznej. Zdaniem tego autora pozostaje jedynie wybór między trzema odmianami zła: prywatnym nieregulowanym monopolem, prywatnym monopolem regulowanym i bezpośrednią działalnością państwową [29].

Oprócz pośrednich sposobów regulacji państwa istnieją bezpośrednie narzędzia regulacji, które mają na celu regulowanie konkretnego przedsiębiorstwa powszechnie uważanego za monopol naturalny. Należą do nich:

- regulacja cen produktów oferowanych przez przedsiębiorstwo – regulacja przychodów,
- regulacja zysków przedsiębiorstwa,
- sprawowanie kontroli nad wejściem i wyjściem nowych przedsiębiorstw na rynek.

W tym ostatnim przypadku można zauważyć pewien paradoks. Jeżeli dane przedsiębiorstwo jest monopolistą naturalnym, to zabranianie wchodzenia na rynek nowym przedsiębiorstwom jest niepotrzebne, ponieważ nikt nie zagraża monopolistycznej pozycji danej firmy na rynku. W przeciwnym wypadku, jeżeli dany podmiot nie jest naturalnym monopolem, to po co go chronić. W każdym razie regulacja wejścia na rynek nie jest uzasadniona. Jeśli więc następuje regulacja wejścia, to raczej nie mamy do czynienia z monopolem naturalnym, lecz państwowym.

Ustawodawstwo antymonopolowe

Oprócz bezpośredniej regulacji sektora energetyki, w wielu krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej występuje ustawodawstwo prowadzące do ochrony konkurencji w całej gospodarce, często zwane ustawodawstwem antymonopolowym. W praktyce gospodarczej zostało ono zapoczątkowane przez **ustawę** senatora Johna **Shermana** z Ohio (*Sherman Antitrust Act*) z czerwca 1890 roku. W tym czasie powszechnie uważano, że źródłem powstawania monopolu jest wyższa sprawność działania przedsiębiorstwa. Ustawa Shermana zakazywała tworzenia „trustów”, tj. zawierania nielegalnych **porozumień** w celu ograniczenia produkcji lub handlu (obejmujących ustalanie cen, fałszowanie przetargów, podział rynku), ale nie definiowała takich pojęć, jak: monopolizacja, ograniczenie wolnego handlu. Sprawiało to trudności sądom w orzeczeniu winy przedsiębiorstw podejrzanych o praktyki monopolistyczne. Według tej ustawy o istnieniu monopolu można mówić, jeżeli tylko jedna firma dostarcza wyrób

lub usługę nie dlatego, że jej wyrób lub usługa jest lepsza od innych dostarczanych na rynek, lecz dlatego, że w jakiś sposób zdołała zahamować konkurencję [100].

Drugim ważnym aktem prawnym była **ustawa Claytona** (*Clayton Act*) uchwalona w Stanach Zjednoczonych w 1914 roku. W odróżnieniu od ustawy Shermana była to ustawa prawa cywilnego i nie groziła sankcjami karnymi [100].

Ustawa Claytona zabrania powyższych praktyk, ale tylko wtedy, gdy przyczyniają się one do ograniczenia konkurencji. Cechą charakterystyczną tej ustawy było uściślenie pojęć związanych z praktykami monopolistycznymi. Ustawa ta nie uważała za praktyki monopolistyczne połączenia pionowe przedsiębiorstw i tworzenie konglomeratów, które często powstają w wyniku połączeń bocznych. Dopiero **Poprawka antypołączeniowa Celler–Kefauvera** (*Antimerger Act*), która została przyjęta w 1950 roku, zalicza połączenia pionowe przedsiębiorstw i tworzenie konglomeratów (w wyniku którego zostaje ograniczona „znacznie” konkurencja) do praktyk monopolistycznych. Ustawa Claytona, wraz z późniejszymi poprawkami, dawała prawo prywatnym firmom do wszczęcia postępowania antytrustowego. W przypadku, gdy dowiedziono stosowania praktyk monopolistycznych, firma będąca powodem w postępowaniu otrzymuje odszkodowanie w potrójnej wysokości wyrządzonych szkód.

Oprócz prawodawstwa krajowego wyróżnia się prawodawstwo międzynarodowe, które jest szczególnie ważne w dobie integracji gospodarczej państw. Pierwsze uregulowanie dotyczące ochrony konkurencji pojawiło się w przepisach Konwencji Paryskiej z 20 marca 1883 roku o ochronie własności przemysłowej [40]. Następnym uregulowaniem prawnym był Traktat o europejskiej wspólnocie węgla i stali podpisany w Paryżu w 1951 roku przez Francję, Niemcy, Włochy, Holandię, Belgię i Luksemburg. W traktacie tym ustanowiono zakaz karteli (art. 54), zakaz fuzji (art. 66 ust. 1–6) i zakaz nadużywania pozycji dominującej na rynku (art. 66, ust.7) [26]. W Traktacie Rzymskim z 25 marca 1957 roku, na mocy którego powstała Europejska Wspólnota Gospodarcza (EWG) i Europejska Wspólnota Energii Atomowej (EURO-ATOM), do ochrony konkurencji odwołuje się wiele postanowień. Między innymi: artykuł 85, ust. 1 Traktatu Rzymskiego zakazuje porozumień, uchwał zrzeczeń przedsiębiorstw oraz innych wzajemnie uzgodnionych zachowań: *które są w stanie negatywnie wpływać na handel między państwami członkowskimi oraz mają na celu albo powodują eliminację, ograniczenie lub fałszowanie konkurencji wewnątrz wspólnego rynku. Są to w szczególności:*

- *bezpośrednie ustalanie cen skupu lub sprzedaży albo innych warunków obrotu,*
- *ograniczanie albo kontrola wytwarzania, zbytu, rozwoju technicznego lub inwestycji,*
- *podział rynków lub źródeł zaopatrzenia,*
- *stosowanie różnych warunków w przypadku równoważnych świadczeń wobec różnych partnerów handlowych, przez które ponoszą oni straty w konkurencji.*

Artykuł 86 Traktatu zakazuje nadużywania dominującej pozycji we wspólnym rynku wówczas, gdy ma ona negatywny wpływ na handel między państwami członkowskimi. Do nadużywania pozycji dominującej zalicza się:

- bezpośrednio lub pośrednio wymuszanie niestosownych cen kupna lub sprzedaży albo innych warunków obrotu,
- ograniczanie produkcji, zbytu lub rozwoju technicznego na szkodę konsumentów,
- stosowanie zróżnicowanych warunków, przy równoważnych świadczeniach, wobec różnych partnerów handlowych, które mogą pogorszyć ich pozycję w konkurencji,
- warunki dotyczące zawarcia umowy, w myśl której partnerzy umowy przyjmują dodatkowe świadczenia, które nie są związane z przedmiotem umowy ani rzeczowo, ani zwyczajowo.

Zakazane zostały także takie formy ograniczenia konkurencji, jak ustalanie bezpośrednio i pośrednio cen zakupu i sprzedaży, ograniczenie produkcji i podział rynku.

Systemy ochrony konkurencji i przeciwdziałania praktykom monopolistycznym są różne w krajach anglosaskich i na kontynencie europejskim. W tych pierwszych walka prawna jest podjęta z praktykami monopolistycznymi oraz z posiadaniem pozycji dominującej na rynku. W tych drugich natomiast zakres regulacji prawnych jest bardziej rozszerzony i zróżnicowany między poszczególnymi państwami. W systemie niemieckim uregulowania prawne dotyczą nieuczciwej konkurencji, nieuczciwych praktyk handlowych; do tych uregulowań należą: prawo ochrony oznaczeń handlowych, własności przemysłowej. Śledząc polskie ustawodawstwo w tym zakresie można dostrzec, że pomimo krótkiego okresu – w stosunku do innych państw – liczba aktów prawnych jest ogromna, a uregulowania są coraz bardziej szczegółowe [36], [48], [59], [60].

Z punktu widzenia energetyki i procesów transformacji tego sektora szczególnie interesujący jest problem celowości makroekonomicznej porozumień pomiędzy przedsiębiorstwami o charakterze pionowym i poziomym. Zarówno w Stanach Zjednoczonych, jak i w Europie, pojawił się spór między ekonomistami co do porozumień pionowych, poziomych i wszelkich połączeń przedsiębiorstw. Porozumienia pionowe (*vertical contracts*) były kiedyś uważane za praktyki monopolistyczne, ponieważ powszechnie sądzono (do lat siedemdziesiątych XX wieku), że ograniczają one konkurencję. Obecnie ekonomiści zajmujący się znowami sądzą, że połączenia pionowe przedsiębiorstw zazwyczaj nie ograniczają konkurencji. Stawiana jest np. teza, że jeżeli firma A, mająca przewagę monopolistyczną, połączy się pionowo z firmą B, to nie spowoduje to wzrostu przewagi monopolistycznej przedsiębiorstwa A na rynku. W wyniku fuzji pionowych przedsiębiorstwa osiągają korzyści ze zmniejszenia kosztów transakcyjnych, co wpływa na poprawę efektywności zarządzania, w tym usprawnienia planowania. Drugim rodzajem, powszechnie wymienianych, praktyk monopolistycznych są porozumienia poziome. Można zauważyć, że ekonomiści nadal są przekonani, że porozumienia poziome (*horizontal contracts*), np. odnośnie cen, są niekorzystne i przyczyniają się do nadmiernych zysków przedsiębiorstw, które uprawiają takie praktyki monopolistyczne. W wyniku połączeń (fuzji) poziomych przedsiębiorstwa mogą uzyskać korzyści ze skali produkcji. Wprawdzie prace niektórych ekonomistów pokazują, że połączenia, które doprowadziły do wzrostu przewagi mo-

nopolistycznej, mogą przyczyniać się do poprawy efektywności nawet wówczas, gdy w niewielkim stopniu zostały, w wyniku tych połączeń, zmniejszone koszty (koszty transakcyjne). Wysoka stopa koncentracji produkcji i możliwość wystąpienia zmów między przedsiębiorstwami warunkuje odpowiednie zachowania rządu w odniesieniu do tych połączeń (fuzji) przedsiębiorstw [88], [149], [154], [168], [177].

W latach osiemdziesiątych ekonomiści zgodzili się ze stwierdzeniem, że dotychczasowe modele nie tłumaczą zachowań przedsiębiorstw na rynku. Opracowane zostały wówczas nowe modele monopolizacji, oparte na strategii przedsiębiorstw. Wykorzystano do tego celu teorię gier. Stawiana była teza, iż przedsiębiorstwa mogą doprowadzić do monopolistycznej struktury rynku przez podnoszenie kosztów, np. niech przedsiębiorstwo, które jest dostawcą półproduktów lub surowców do produkcji dla siebie i innej firmy – nazwijmy ją firmą B, podnosi cenę sprzedawanych komponentów firmie B. Polityka antytrustowa z trudem rozwiązuje ten problem; trudno jest udowodnić taką praktykę, prawne zaś narzucenie sankcji na każde przedsiębiorstwo, będące jedynym dostawcą, może okazać się niesłuszne. Ostatnie doświadczenia „uprawiania” praktyk monopolistycznych pokazały, że regulacje rządu, udzielanie licencji tworzą bariery wejścia dla nowych przedsiębiorstw na rynek i ograniczają konkurencję. Monopole państwowe są jednak prawie zawsze „uwolnione” od działania prawa antymonopolowego. Doświadczenia te pokazują problemy regulacji rządu oraz trudności z egzekwowaniem prawa antymonopolowego [168], [177].

Podsumowując, należy przyjąć, iż najważniejszymi zadaniami ustawodawstwa antymonopolowego jest: kontrola poziomych i pionowych porozumień; przeciwdziałanie tworzeniu sztucznych barier wejścia na rynek nowym przedsiębiorstwom; wzrost efektywności alokacji zasobów; rozwój konkurencji i jej ochrona.

W Polsce, w dniu 24 lutego 1990 roku, uchwalono ustawę o przeciwdziałaniu praktykom monopolowym, która weszła w życie 13 kwietnia 1990 roku. Na mocy tej ustawy powołano Urząd Antymonopolowy. Pierwsza nowelizacja pochodziła z czerwca 1991 roku. Na mocy nowelizacji z 1996 roku Urząd Antymonopolowy przekształcono w **Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumenta** (UOKiK) [170]. Podstawowym jednak dokumentem regulującym działalność sektora energetyki jest Prawo energetyczne.

4.3. Regulacja sektora energetyki

W kontekście przedstawionych wyżej rozważań należy stwierdzić, że państwo w rozmaity sposób oddziałuje na procesy gospodarcze poprzez określony system regulacji. Celem tych regulacji jest zaś przeciwdziałanie zagrożeniu, jakie niesie zmniejszenie zakresu konkurencji w danym sektorze. Wynika to stąd, że w sferach, w których występuje monopol lub oligopol, konieczne są pewne formy regulacji w celu zapobiegania realizacji nadmiernych korzyści przez właścicieli monopolu lub oligopoli kosztem innych podmiotów rynku energii, a zwłaszcza odbiorców. Konieczność

regulacji wynika także z potrzeby implementacji regionalnych bodźców dla równoważenia interesów uczestników rynku energii i bodźców dla wdrożenia innowacji i procesów proefektywnościowych.

Celowe jest wyróżnienie następujących trzech aspektów regulacji państwa w sferze elektroenergetyki [85], [169]:

1. **Regulacja struktury rynku.** Przez tę regulację należy rozumieć wpływ państwa na:

➤ wzajemne powiązanie poszczególnych obszarów biznesowych w sektorze elektroenergetyki (wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja, handel),

➤ liczbę podmiotów działających w poszczególnych sektorach biznesowych.

2. **Metody i procedury regulacji**, a więc:

➤ zasady realizacji powiązań gospodarczych pomiędzy poszczególnymi podmiotami rynku energii,

➤ zasady i procedury udzielania koncesji i zezwoleń na prowadzenie działalności gospodarczej w sektorze,

➤ zasady i procedury ustalania cen i taryf, w tym sposoby kontroli stopy rentowności i stopy zwrotu kapitału.

3. **Organizacja regulacji**, a więc:

➤ zasady działania i liczba czynności regulacji,

➤ sposoby kontroli cen i taryf.

W dalszej części rozdziału przedstawiono – na przykładzie wybranych krajów Europy Zachodniej i USA, które są mocno zaawansowane w procesie liberalizacji rynków energii – wybrane narzędzia regulacji i przyjęte rozwiązania.

Regulacja struktury rynku

Oddzielenie wytwarzania od przesyłu energii

W Wielkiej Brytanii, w wyniku reformy przeprowadzonej w 1989 roku, wyodrębniono prawnie, organizacyjnie i operacyjnie spółkę przesyłową National Grid Company (NGC). Zakazano przy tym temu podmiotowi prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej oraz posiadania aktywów związanych z produkcją tejże energii. Zachowania uczestników na rynku energii muszą być zgodne z przepisami ustawy o praktyce handlowej. Ustawodawstwo zakazuje także ponownej integracji (tzw. reintegracji) wytwórców z dystrybutorami oraz ustala limit wzajemnych udziałów kapitałowych w spółkach uczestniczących w transakcjach rynkowych. Od stycznia 2001 roku zakaz ten będzie złagodzony, pod warunkiem, że nie ograniczy to konkurencji. Spółka przesyłowa ma statutowy obowiązek realizowania funkcji operatora systemu i operatora rynku oraz prowadzenia działalności sieciowej.

W Stanach Zjednoczonych Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki (FERC) wydała w 1996 roku zarządzenie (nr 888) zobowiązujące publiczne firmy energetyczne do wyodrębnienia i oddzielenia przesyłu (hurtowego) od wytwarzania energii.

Funkcjonalne wyodrębnienie dystrybucji od przesyłu energii uznano za niekonieczne. Federalna Komisja Regulacyjna przyjęła bowiem, że problem oddzielenia dystrybucji od przesyłania energii będzie można prawidłowo rozwiązać dopiero po analizie taryf opłat za przesyłanie sieciami dystrybucyjnymi. W Kalifornii w 1999 roku utworzono nowy podmiot, tj. niezależnego operatora systemu (ISO). Spółki przesyłowe mogą być nadal właścicielami prawnymi urządzeń sieciowych, przy czym przekazały funkcje operacyjnego sterowania sieciami niezależnemu operatorowi systemu. Niezależny operator systemu nie może być powiązany kapitałowo ani być właścicielem urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej [42].

W Norwegii wszystkie zintegrowane pionowo spółki, obejmujące wytwarzanie i przesył energii, przekształcono w oddzielne jednostki biznesowe z własnymi budżetami i księgowością oraz prawem samodzielnego uczestniczenia w transakcjach na rynku energii elektrycznej. W kolejnym kraju Skandynawii – Szwecji – restrukturyzacja odbywała się w dwóch etapach. W pierwszym wydzielono z firmy Vattenfall wytwarzanie i przesył w odrębne jednostki biznesowe. W drugim etapie w 1991 roku utworzono spółkę Svenska Kraftnät, będącą własnością państwa, prowadząca działalność w zakresie przesyłania energii elektrycznej. Spółka ta jest niezależna od wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. Warte odnotowania jest to, że w Szwecji restrukturyzację przeprowadzono jeszcze przed wejściem w życie nowego prawa energetycznego (1996 r.) [185].

Reasumując powyższy przegląd sytuacji w zakresie regulacji struktury rynku, łatwo można zauważyć rysujące się kierunki kształtowania tej struktury. Następuje bardzo silnie akcentowane oddzielenie wytwarzania (które jest prowadzone przez wiele elektrowni konkurujących pomiędzy sobą) od przesyłania energii. Przesyłanie zaś oddzielone jest od dystrybucji, która występuje na rynkach lokalnych, dystrybucja natomiast może być oddzielona, choć nie musi, od handlu (obrotu energią). Należy przy tym podkreślić szczególne znaczenie przesyłania energii. Tutaj bowiem występuje naturalny monopol. Rozwiązania mogą być rozmaite. Zarządzaniem przesyłaniem energii zajmuje się specjalnie do tego celu powołany podmiot. Można przy tym rozdzielić funkcje zarządzania pracą sieci (zapewnienia warunków do należytej pracy sieci przesyłowych) od funkcji operatorskich, polegających na niedyskryminacyjnym dopuszczeniu do sieci przesyłowych wszystkich podmiotów, które chcą być uczestnikami rynku energii elektrycznej. W Polsce Polskie Sieci Energetyczne (PSE S.A.) pełnią obie funkcje jednocześnie, tzn. prowadzą działalność biznesową – handlują energią na poziomie hurtowym i są operatorem sieci przesyłowej. Są przy tym operatorem spełniającym dwie ważne funkcje: techniczną i handlowo-rozliczeniową. Funkcja techniczna polega na zapewnieniu technicznym realizacji transakcji przesyłania energii (realizacja transakcji fizycznych). Funkcja handlowo-rozliczeniowa polega na pomiarze ilości przesyłanej energii i jej finansowym rozliczeniu. Warto zauważyć, iż spełnianie tych funkcji jednocześnie prowadzi do wystąpienia bardzo silnego monopolu, w tym także monopolu na informacje o charakterze handlowym [138]. Pozostaje otwarte pytanie o strukturę własnościową operatora. Wy-

pada tutaj rozważyć trzy koncepcje: własność państwowa, prywatna – duży koncern, spółka uczestników rynku. Pytanie to, choć bardzo ważne, znajduje się poza zakresem badawczym określonym w tej pracy.

Oddzielenie przesyłu energii od dostaw do odbiorców

W Wielkiej Brytanii powołano regionalne spółki elektroenergetyczne (RECs), które – zgodnie z warunkami określonymi w koncesjach – muszą wydzielić księgowość i zarządzać osobno dystrybucją i handlem energii elektrycznej.

W niektórych stanach USA Komisje Regulacji sektora energetyki, w ramach reform rynku energii elektrycznej, wymagają oddzielenia działalności sieciowej od handlu energią. W Norwegii, zgodnie z ustawą o energetyce z 1990 roku, zintegrowane pionowo firmy muszą prowadzić działalność handlową oddzielnie od przesyłania i dystrybucji energii. Polega to na prowadzeniu odrębnej księgowości i budżetów dla tych rodzajów działalności.

W Szwecji obowiązujące prawo wymaga ekonomiczno-finansowego wyodrębnienia działalności przesyłowej od pozostałych rodzajów działalności. Inna sytuacja występuje w odniesieniu do firmy Svenska Kraftnät, będącej jedyną spółką przesyłową, która nie dokonała organizacyjnego wyodrębnienia regionalnych i lokalnych sieci przesyłowych ze względu na szczególną organizację restrukturyzowanych spółek. Spółki te działalność sieciową zachowały w spółce macierzystej, a spółki zależne prowadzą działalność w zakresie wytwarzania i handlu [17].

W Niemczech, po wprowadzeniu w 1998 roku prawa energetycznego, operatorem sieci przesyłowych w danym landzie jest jeden z dużych koncernów energetycznych, np. w Saksonii koncern VEAG. Na terenie tego landu działają trzy regionalne spółki RVU, zarządzające pracą sieci od 110 kV do niższych napięć. Handlem (obrotem) energią elektryczną zajmuje się aż około 900 podmiotów. Specjaliści są jednak zgodni, iż liczba tych ostatnich podmiotów znacząco spadnie [159].

W Nowej Południowej Walii (Australia) spółki dystrybucyjne, zgodnie z koncepcjami, mają obowiązek wydzielić działalność handlową i prowadzić ją na zasadach komercyjnych. Wymagane jest również oddzielenie działalności obsługi handlowej odbiorców taryfowych od innych rodzajów działalności. Przedsięwzięcia te mają na celu przeciwdziałanie krzyżowemu subsydiowaniu jednej działalności przez drugą, co zdaniem ministra energetyki stanowi przesłankę konkurencji w elektroenergetyce. Przedstawione wymagania obowiązują niezależnie od wytycznych organu regulacyjnego w sprawie księgowego i finansowego wyodrębnienia działalności dystrybucyjnej. Niektóre spółki dystrybucyjne są powiązane kapitałowo lub zawarły kontrakty z wytwórcami [185].

W Polsce, jak wiadomo, w obszarze dystrybucji i dostarczania energii elektrycznej do odbiorców działają 33 spółki dystrybucyjne, które łączą dystrybucję z handlem energią, często też na niewielką skalę zajmują się wytwarzaniem energii w małych elektrowniach, np. wodnych na Dolnym Śląsku. Charakterystyka ich działalności będzie przedmiotem następujących rozdziałów.

Metody regulacji

Niedyskryminujący dostęp do sieci – zasada TPA (*Third Party Access*)

W Zjednoczonym Królestwie restrukturyzacja przemysłu elektroenergetycznego została przeprowadzona w szybkim tempie. Od 1990 roku w koncesjach NGC (krajowej spółki przesyłowej) i publicznych przedsiębiorstwach elektroenergetycznych określone zostały warunki etapowego dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w sposób przejrzysty i bez jakiegokolwiek dyskryminacji, dla wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej.

W Niemczech zasada TPA jest podstawową normą procesu regulacji sektora [159].

W Stanach Zjednoczonych ustawa o polityce energetycznej z 1992 roku upoważniła Federalną Komisję Regulacyjną Energetyki do wydania przepisów w sprawie świadczenia hurtowych usług przesyłowych przedsiębiorstwom elektroenergetycznym, Federalnej Agencji Handlu Energią Elektryczną i innym podmiotom i osobom wytwarzającym energię elektryczną na sprzedaż lub do dalszej odsprzedaży. Dzięki temu powstała nowa kategoria niezależnych wytwórców, którzy nie podlegali regulacjom własnościowym ustawy PURPA. W 1996 roku Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki wydała przepisy (zarządzenie 888) zobowiązujące stanowe spółki do oferowania otwartego, niedyskryminującego dostępu do sieci przesyłowych wszystkim uczestnikom rynku hurtowego. Usługa przesyłowa, łącznie z usługami systemowymi, musi być świadczona kupującym i sprzedającym energię po takich samych cenach (taryfach), jak dla własnej działalności spółki przesyłowej. Spółki przesyłowe muszą odpowiednio udokumentować taryfy przesyłowe [42], [85].

W Norwegii ustawa o energetyce z 1990 roku przyznała wszystkim odbiorcom prawo dostępu do elektroenergetycznych sieci przesyłowych (krajowej, regionalnych i lokalnych). Ustawa zobowiązała właścicieli sieci do oferowania usług przesyłowych w sposób niedyskryminujący. Ceny opłat za korzystanie z sieci są publikowane. Podobny system regulowanego dostępu stron trzecich do elektroenergetycznych sieci przesyłowych występuje w Szwecji. Spółka Svenska Kraftnät obowiązana jest przyłączać do sieci kupujących i sprzedających energię elektryczną na racjonalnych warunkach.

Na podstawie przedstawionej krótkiej analizy i literatury przedmiotu należy stwierdzić, że niedyskryminacyjny dostęp do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych jest podstawowym instrumentem realizacji przeobrażeń rynkowych sektora elektroenergetyki. W literaturze przedmiotu można jednak spotkać poglądy zwolenników utrzymania monopolistycznej pozycji przedsiębiorstw, głoszące zasadę tzw. *single buyer*, zgodnie z którą na określonym terytorium zasadne jest utrzymanie wyłączności na zakup energii przez jeden podmiot i następnie jego odsprzedaży poszczególnym odbiorcom [50], [93], [110].

Koncesjonowanie działalności gospodarczej w sektorze elektroenergetyki

W Wielkiej Brytanii do prowadzenia działalności gospodarczej w dziedzinie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii wymagana jest koncesja wydawana przez

sekretarza stanu do spraw handlu i przemysłu. Z obowiązku uzyskiwania koncesji wyłączeni są drobni wytwórcy, wytwórcy energii elektrycznej w skojarzeniu z energią ciepłą, dotyczy on także kilku innych szczególnych przypadków. Projekty budowy nowych elektrowni o mocy większej niż 50 MW musi natomiast zaakceptować rząd. Wszystkie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (RECs – dystrybutorzy) posiadają koncesje na handel energią elektryczną na terenie swego działania. Koncesje są obecnie łatwo dostępne dla nowych wytwórców oraz dla dostawców energii.

Koncesja wymagana jest także w Niemczech (wydawana przez ministra przemysłu danego landu). Z obowiązku uzyskiwania koncesji wyłączeni są drobni wytwórcy, wytwórcy energii elektrycznej w skojarzeniu z energią ciepłą; obowiązuje on także w kilku innych szczególnych przypadkach. Projekty budowy nowych obiektów energetycznych leżą w gestii podmiotów, które te inwestycje zamierzają prowadzić [164].

W Stanach Zjednoczonych deregulacja detalicznej sprzedaży energii elektrycznej doprowadziła do likwidacji tradycyjnego monopolu (prawa wyłączności) spółek dystrybucyjnych w odniesieniu do wszystkich kategorii obsługiwanych przez nich odbiorców. Lokalna spółka dystrybucyjna pozostaje nadal wyłącznym dostawcą sieciowych usług dystrybucyjnych, a konsumenci mogą wybierać dostawcę energii elektrycznej, którym może być inna spółka dystrybucyjna. Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki nie zmienia historycznie ukształtowanych stanowych obszarów wyłączności obsługi ani nie ingeruje w stanowe prawa regulujące zasady handlu energią elektryczną.

W Norwegii spółki zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej ma obowiązek uzyskać koncesję na sprzedaż energii elektrycznej. Spółka starająca się o koncesję zobowiązana jest do przedstawienia długookresowego programu rozwoju systemu elektroenergetycznego dla obszaru, na którym prowadzi działalność. Podmioty, które otrzymują koncesję, mają obowiązek wzajemnego uzgadniania planów rozwoju oraz współdziałania w tym zakresie z krajowym systemem elektroenergetycznym. Spółka elektroenergetyczna musi uzyskać odrębną koncesję na budowę i eksploatację poszczególnych elektrowni, stacji transformatorowych, rozdzielni, linii itd. [109].

W Szwecji natomiast nie ma specjalnych regulacji ani zakazów dotyczących budowy nowych elektrowni, z wyjątkiem elektrowni jądrowych i elektrowni wodnych na ciekach objętych ochroną. Prawo energetyczne ustala, że jedna spółka dystrybucyjna na danym obszarze może mieć koncesję na handel energią elektryczną na okres 5 lat (tzw. okres przejściowy). Koncesjonariusz obowiązany jest dostarczać energię elektryczną wszystkim odbiorcom, którzy sobie tego życzą, po cenach kontrolowanych przez odpowiedni organ państwowy.

Reasumując, w wielu krajach występuje zasada ubiegania się o koncesję przez podmioty zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii na danym obszarze, na którym lokalna spółka dystrybucyjna jest jedynym podmiotem zajmującym się dystrybucją energii. Inwestycje w sektorze elektroenergetycznym znajdują się pod pewną kontrolą państwa. Wyjątek stanowią tutaj Niemcy, gdzie inwestycje w systemy wytwarzania i przesyłania oraz dystrybucji są wyłącznie w gestii podmiotów, które mają zamiar je realizować.

Ceny i taryfy, kontrola zysków, obowiązki inwestycyjne oraz inne ograniczenia

W praktyce gospodarczej występują dwa podstawowe rodzaje kontroli cen: regulacja wysokości stopy zwrotu (zysku) oraz ustalanie pułapu cen. Z punktu widzenia teoretycznego można by jednak poddać analizie większą liczbę sposobów podejścia do kontroli cen i taryf. Regulacja stopy zwrotu jest standardową metodą kontroli cen w Stanach Zjednoczonych, prowadzoną przez poszczególne stanowe Komisje Użyteczności Publicznej (States Public Utility Commissions – PUC). Określają one wartość stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą, niezbędną do wytwarzania, przesyłu i dostawy energii elektrycznej. Pułap cenowy wyznacza dopuszczalny wzrost cen w powiązaniu ze stopą inflacji, mierzoną zwykle indeksem cen detalicznych (RPI) i obniżaną przez organ regulacyjny o wskaźnik X , odzwierciedlający pożądaną możliwość poprawy produktywności, a także powiększaną o dodatek Y na wzrost kosztów paliwa. To ostatnie rozwiązanie zostało po raz pierwszy zastosowane w Wielkiej Brytanii.

W Wielkiej Brytanii formuła RPI- X jest stosowana do ustalania pułapu przychodów z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej. System kontroli cen w przesyłaniu został zastrzyżony w latach 1993 i 1997, a w działalności dystrybucyjnej były przeprowadzone przeglądy regulacyjne cen w latach 1995 i 1996. Formułę pułapu cen RPI- X stosuje się również do obliczania kosztów i marży zysku z działalności handlowej (sprzedaż odbiorcom), z tym że od 1994 roku dotyczy ona tylko przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom taryfowym (nie mającym jeszcze prawa wyboru dostawcy na rynku konkurencyjnym). System kontroli cen przedsiębiorstw elektroenergetycznych (spółek dystrybucyjnych) umożliwia przeniesienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej (zakupionej na rynku konkurencyjnym) oraz kosztów przesyłania i dystrybucji, które są regulowane bezpośrednio. Spółki nie mają żadnych zobowiązań inwestycyjnych w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, plany inwestycyjne dotyczące przesyłania i dystrybucji są natomiast poddawane ocenie i weryfikacji w trybie regulacyjnego przeglądu cen. Inne ograniczenia obejmują zakaz stosowania dyskryminacji cenowej, zarówno przy zawieraniu kontraktów różnicowych, jak i na rynkach dostaw, co odnosi się do firm PowerGen, National Power, Nuclear Electric i RECs (przedsiębiorstw dystrybucyjnych). Te ostatnie mają również obowiązek dokonywania zakupu energii elektrycznej w sposób ekonomiczny [14], [48], [130].

W Niemczech propozycje cen i taryf na energię elektryczną przedkładane są do dyskusji organizacjom zrzeszającym przedsiębiorstwa oraz związkom zawodowym i Ministerstwu Gospodarki danego landu. W wyniku dyskusji, na zasadzie kompromisu, przyjmowana jest cena i taryfy na energię na ściśle określony czas.

W Stanach Zjednoczonych Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki sprawuje wyłączny nadzór nad taryfami, warunkami dostaw i innymi klauzulami w międzystanowym handlu publicznych przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Początkowo hurtowe taryfy opłat ustalane były na podstawie kosztów świadczonych usług. W miarę

rozwoju konkurencyjnego, hurtowego rynku energii elektrycznej Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki w coraz większym stopniu reguluje ceny na podstawie zasad rynkowych, zamiast dotychczasowej regulacji kosztowej. Stanowe organy regulacyjne zachowały prawo do regulowania kosztów majątkowych większości elektrowni, lokalizacji urządzeń wytwórczych i przesyłowych oraz do decyzji związanych z usługami detalicznymi. Komisja Federalna respektuje decyzje regulacyjnych organów stanowych dopóty, dopóki nie naruszają one międzystanowych przepływów mocy oraz nie pozostają w konflikcie z polityką otwartego dostępu do sieci.

W Kalifornii formuła kontroli pułapu cen zapewniała odbiorcom taryfy, które nie przekraczały poziomu osiągniętego 10 czerwca 1996 roku. Drobni odbiorcy, charakteryzujący się maksymalnym poborem mocy w szczycie, nie przekraczającym 20 kW, skorzystali 1 stycznia 1998 roku z co najmniej 10-procentowej obniżki taryf. Spółki elektroenergetyczne do końca 2001 roku powinny w pełni skompensować koszty związane z uruchomieniem konkurencyjnego rynku energii elektrycznej (tzw. *stranded costs*). W tym miejscu warto nawiązać do kryzysu energetycznego w Kalifornii na przełomie 2000/2001 roku. Specjaliści są zdania, iż nadmiar regulacji, a w zasadzie zbyt restrykcyjna kontrola cen dla odbiorców końcowych, spowodowała utratę płynności finansowej dystrybutorów i wytwórców, co w następstwie doprowadziło do poważnych zaburzeń w dostawach [185].

W Norwegii do regulacji przychodów firm monopolistycznych ze sprzedaży (Statnett, regionalne spółki przesyłowe i spółki dystrybucyjne) stosowana jest metoda określania pułapu cenowego. Przychody ze sprzedaży tych jednostek powinny pokryć koszty działalności sieciowej oraz zapewnić stopę zwrotu z zainwestowanego kapitału. Organ regulacyjny ustala na dany rok stopę zwrotu z zainwestowanego kapitału. Dla 1997 roku wynosiła ona 8,3%. Ten sam organ określa również maksymalną i minimalną stopę zwrotu z zainwestowanego kapitału. Właściciel sieci ma obowiązek przedłożenia organowi regulacyjnemu analizy ekonomiczno-finansowej nowych inwestycji jeszcze przed włączeniem tych inwestycji do podstawy kalkulacji taryf.

W Szwecji odbiorcy i wytwórcy przyłączeni do lokalnej sieci przesyłowej uiszczają odpowiednie opłaty właścicielowi sieci. Z kolei właściciel sieci lokalnej uiszcza opłaty na rzecz właściciela sieci regionalnej, a ten ostatni płaci spółce Svenska Kraftnät za korzystanie z krajowej sieci przesyłowej. Wytwórcy na północy kraju płacą więcej, a odbiorcy na południu uiszczają niższe opłaty. Składnik taryfy opłat za energię powinien pokryć koszty strat sieciowych w przesyśle i kalkulowany jest na podstawie ceny płaconej przez spółkę Svenska Kraftnät za energię kupowaną na pokrycie strat sieciowych. Opłata za przyłączenie ma charakter jednorazowy i stosowana jest w chwili przyłączania nowego podmiotu do sieci, jeśli pociąga to za sobą znaczne inwestycje. Opłaty i taryfy za korzystanie z sieci są przedmiotem monitoringu, a organ nadzoru sieciowego ma prawo z własnej inicjatywy lub w drodze specjalnego postępowania wyjaśniającego dokonać oceny stosowanej taryfy, a zwłaszcza sprawdzić, czy jest ona oparta na obiektywnej kalkulacji i czy jest bezstronna i niedyskryminująca [109], [110].

Należy zwrócić uwagę, że kontrola cen i taryf prowadzona przez państwo, zarówno w odniesieniu do cen i taryf za energię, jak i cen i taryf za przesyłanie liniami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, ma znaczenie, które trudno przecenić, zwłaszcza z punktu widzenia przychodów i rentowności firm dystrybucyjnych. Należy podkreślić, iż w zasadzie we wszystkich krajach państwo w szczególny sposób odnosi się do cen energii elektrycznej, które w większym lub mniejszym stopniu są poddane określonej kontroli. W związku z tym, że ceny i taryfy bezpośrednio lub pośrednio wynikają z poziomu kosztów, pojawia się ważne pytanie o zasady i sposoby kalkulacji tych kosztów i sposób przeniesienia na ceny. Szczególnie istotne wydaje się tutaj uwzględnienie podziału kosztów na stałe i zmienne oraz możliwość przenoszenia kosztów stałych na cenę. Autor pracy sądzi, że koncepcja, zgodnie z którą przenoszenie wszystkich składników kosztów, które przedsiębiorstwa traktują jako stałe, może być źródłem nieefektywności i braku zachęty do racjonalizacji kosztów i zwiększania sprawności zarządzania. Koncepcja ta jest także niezgodna z zasadami strategii finansowej firm działających w warunkach rynku konkurencyjnego, którego dążenie do eliminowania nadmiernych kosztów stałych jest naczelną zasadą. Należy mieć jednak świadomość, że w energetyce, silniej niż w jakiegokolwiek innej sferze gospodarowania, może występować konflikt pomiędzy krótkim i długim horyzontem czasowym. Bezpieczeństwo energetyczne wymaga bowiem pilnego przyglądania się okresowi dłuższemu, aby nie doprowadzić do sytuacji, w której straty z tytułu niedostatecznego rozwoju sektora będą większe niż koszty inwestycyjne, które powinny być poniesione w przeszłości. Zagadnieniom tym z perspektywy spółek dystrybucyjnych w Polsce poświęcono część ostatniego rozdziału.

Organizacja regulacji

W Wielkiej Brytanii działają dwa organy regulacyjne: organ regulacyjny elektroenergetyki (*office for electricity regulation – offer*) i organ regulacyjny dostaw gazu (*office of gas supply – of gas*). Na czele każdego z tych organów stoi dyrektor generalny.

Federalna Komisja Regulacyjna Energetyki (FERCO) w USA została powołana w roku 1997, w ramach nowo utworzonego Departamentu Energetyki, jako organ regulacyjny, który przejął większość obowiązków i zadań zlikwidowanej Federalnej Komisji do spraw Energetyki. FERCO jest niezależną organizacją o szerokich uprawnieniach w zakresie cen i taryf w odniesieniu do przemysłu elektroenergetycznego [49].

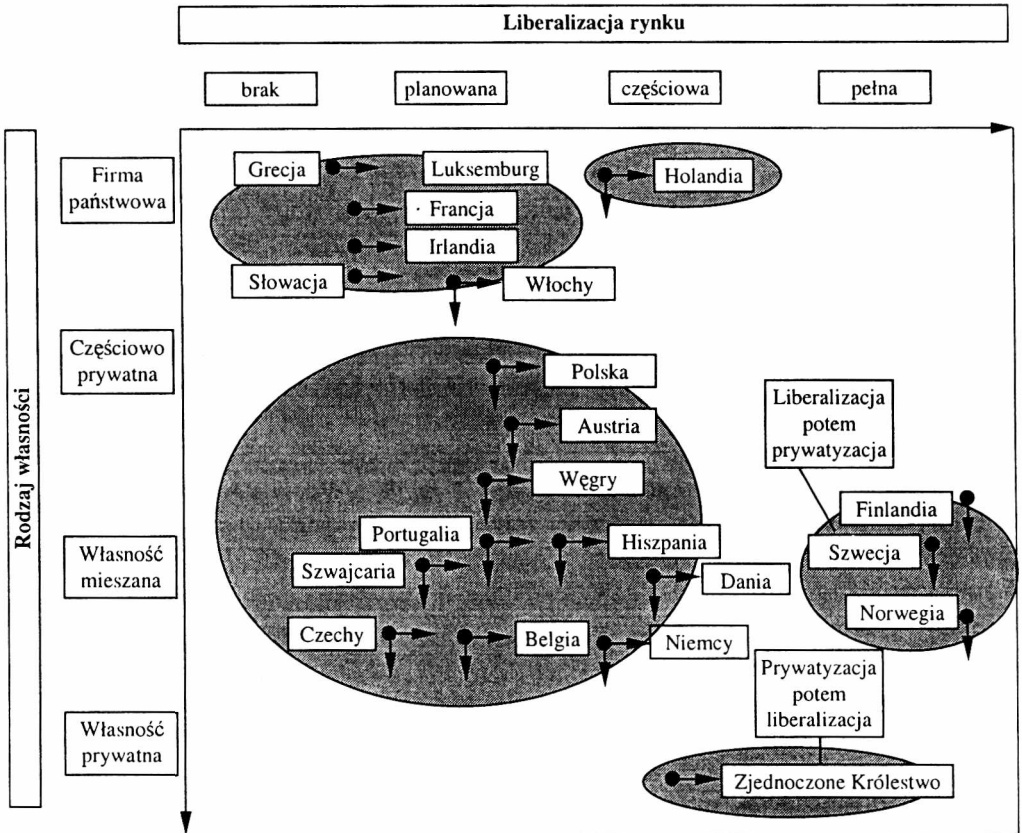
Norweski Urząd Zasobów Wodnych i Energetyki (NVE) pełni funkcje głównego organu regulacyjnego. Zgodnie z nową ustawą o energetyce, NVE otrzymał uprawnienia nadzoru nad funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej. Urząd NVE podlega ministrowi przemysłu i energetyki.

W Argentynie istnieją dwa odrębne organy regulacji elektroenergetyki i gazownictwa. Funkcje regulatora elektroenergetyki pełni Krajowy Urząd Regulacji Energetyki (ENRE), nad którym sprawuje nadzór minister energetyki. Spółki dystrybucyjne

nie podlegają jurysdykcji ENRE; są one przedmiotem regulacji ze strony organów rządów prowincjonalnych [109].

Niemcy są krajem, w którym uznano, że przestrzeganie prawa energetycznego z 1998 roku nie wymaga powoływania specjalnego urzędu regulacji. W każdym ministerstwie danego landu jest natomiast Departament Energetyki, którego przedmiotem działania jest ustalanie regionalnej strategii energetycznej oraz prowadzenie prac zmierzających do racjonalnego zaspokajania regionalnych potrzeb na określone nośniki energii.

W kontekście dotychczasowych rozważań przedstawiono w dwóch tabelach strukturę własnościową w sektorze elektroenergetyki (tab. 4.1) i otwarcie rynku energii (tab. 4.2). Podjęto również próbę oceny liberalizacji rynku energii w wybranych krajach (rys. 4.1).



Rys. 4.1. Stopień zaawansowania liberalizacji i prywatyzacji rynku energii elektrycznej w poszczególnych krajach Europy [85]

Tabela 4.1. Struktura własnościowa w wytwarzaniu, przesyłce, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej

Energia elektryczna	Wielka Brytania	Norwegia	Szwecja	Stany Zjednoczone	Niemcy
Przed reformą	do 1990 roku państwowe, zintegrowane pionowo firmy z zarządem wytwarzania i regionalnymi dystrybutorami	przed rokiem 1991: dystrybucja własnością komunalną, publiczne regionalne firmy przesyłowe, nieliczni prywatni wytwórcy	własność publiczna i prywatna (patrz niżej)	około 3 200 firm elektroenergetycznych, z tego 2/3 to własność publiczna – stanowa, 10 podmiotów jest własnością państwa (patrz niżej)	do 1998 roku własność publiczna i prywatna
Reformy Wytwarzanie	3 spółki wytwórcze częściowo sprywatyzowane w 1991 roku, całkowita prywatyzacja nastąpiła w marcu 1995 roku	nie było prywatyzacji własności publicznej w ramach reformy	nie było żadnych zmian w strukturze własności	brak istotnych zmian w strukturze własności	nie wystąpiły zmiany w strukturze własności
Przesyłanie	NGC do 1995 roku była wspólną własnością dystrybutorów, potem niezależne przedsiębiorstwo	firma Statnett własnością państwa – Minister Przemysłu i Energetyki	Svenska Kraftnät – spółka państwowa, właściciel i operator sieci przesyłowej	projekt powołania niezależnego operatora systemu w kilku stanach, powoływanie nowych podmiotów lub wydzielanie ekonomiczno-finansowe	własność państwowa
Dystrybucja i sprzedaż	12 regionalnych firm sprywatyzowanych, 11 spółek przejętych przez inne podmioty	bez zmian własnościowych	bez zmian w sieciach dystrybucyjnych, bez zmian własnościowych	brak istotnych zmian w strukturze własności	bez istotnych zmian własnościowych
Niemcy		wytwarzanie w elektrowniach, elektrociepłowniach, których właścicielami są wielkie koncerny obrotom energii zajmuje się duża liczba podmiotów			

Opracowanie własne na podstawie [85].

Tabela 4.2. Otwarcie rynku energii elektrycznej

Wielka Brytania	Stany Zjednoczone	Szwecja	Norwegia	Niemcy
<p>Od 1990 roku otwarcie rynku dla odbiorców pobierających moc większą niż 1 MW. Od 1994 roku – ponad 100 kW. Pełna konkurencja detaliczna rozpoczęła się od września 1998 roku.</p>	<p>W kwietniu 1996 roku z mocy zarządzenia 888 rozpoczął działalność hurtowy rynek. W Kalifornii początek konkurencji od kwietnia 1998 roku dla wszystkich odbiorców. W stanie New Hampshire od połowy 1998 roku pełna konkurencja dla wszystkich kategorii odbiorców. W pozostałych stanach różny stopień zaawansowania prac nad uruchomieniem konkurencji.</p>	<p>Od 1996 roku wszyscy odbiorcy uzyskali dostęp do sieci. (Koszty nowego opomiarowania powstrzymują drobnych odbiorców od zmiany dostawcy).</p>	<p>Od 1991 roku wszyscy odbiorcy mają dostęp do sieci. (Wysokie opłaty transakcyjne w razie zmiany dostawcy praktycznie zablokowały konkurencję w odniesieniu do drobnych odbiorców. Od stycznia 1995 roku opłatę obniżono do 200 NOK, tj. 27 USD).</p>	<p>Od 1998 roku odbiorcy uzyskali dostęp do sieci. Znaczny wzrost konkurencji detalicznej.</p>

Opracowanie własne na podstawie [85].

4.4. Otoczenie prawne sektora elektroenergetyki w Polsce

Na otoczenie prawne, określające rynek energii elektrycznej, składa się zarówno sytuacja prawna sektora energetyki, określona z punktu widzenia układów międzynarodowych, które rząd Polski podpisał, jak i regulacje prawne dotyczące wewnętrznych aktów prawnych regulujących poszczególne aspekty działalności gospodarczej w energetyce. Otoczenie prawne stanowi tę część otoczenia działalności gospodarczej, której oddziaływanie ma charakter regulacyjny przez określanie norm i zasad prowadzenia działalności.

Układy międzynarodowe

Rząd polski podpisał Europejską Kartę Energetyczną w 1991 roku oraz Traktat Europejskiej Karty Energetycznej (Traktat EKE) w 1994 roku, wraz z innymi, związanymi z tymi aktami, dokumentami. Polska do tych dokumentów zgłosiła pewne zastrzeżenia. Akty te nie zostały jeszcze ratyfikowane przez Sejm i dlatego nie mają mocy obowiązującej.

Traktat Europejskiej Karty Energetycznej jest wielostronnym porozumieniem, podpisanym przez wspólnotę europejską i ponad 50 krajów w Lizbonie w grudniu 1994 roku. Dokument ten ratyfikowało ponad 30 krajów i wszedł w życie 16 kwietnia 1998 roku. Polska do tej pory (1.08.1998 r.) nie ratyfikowała traktatu, mimo że jest jego sygnatariuszem.

Traktat ustala ramy prawne umożliwiające długoterminową współpracę w dziedzinie energii. Dotyczy to w szczególności poprawy bezpieczeństwa zaopatrywania się w energię, poprawy sprawności użytkowania i warunków przesyłania oraz dystrybucji energii, a także zmniejszenia zagrożenia dla środowiska. W zasadzie traktat dotyczy promocji ochrony inwestycji, zobowiązując sygnatariuszy do tworzenia stałych, równoprawnych, korzystnych i przejrzystych warunków dla zagranicznych inwestorów. Należy jednak zaznaczyć, iż traktat jest pierwszym krokiem w tym kierunku. Dla osiągnięcia celów jakie przyjęto w traktacie powinny być zrealizowane cztery podstawowe zasady:

- zasada suwerenności państwowej i suwerennych praw do zasobów naturalnych,
- zasada niedyskryminacji,
- zasada polityki cenowej opartej na prawach gospodarki rynkowej,
- zasada minimalizowania szkodliwego wpływu na środowisko.

W związku z tranzytem nośników energii przez kraje sygnatariuszy w traktacie przyjęto zasady: niestosowania dyskryminacji przy przejściu przez dane terytorium, polityki cenowej wynikającej z praw rynku, modernizacji infrastruktury, nieprzerywania tranzytu w przypadku powstałych nieporozumień oraz otwartego i jasnego sporu, i procedur jego rozwiązywania.

Niezależnie od tego Polska podpisała kilka międzynarodowych konwencji dotyczących ochrony środowiska, z których dwie mają istotne znaczenie dla sektora ener-

getycznego i mogą wpływać na rozmiary i efekty wymiany energii elektrycznej z zagranicą. Konwencje te są następujące:

1. Konwencja genewska, ratyfikowana w lipcu 1985 roku w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości.

2. Dla naszego kraju szczególnie istotne znaczenie mają tzw. pierwszy i drugi protokół siarkowy. Pierwszy protokół siarkowy dotyczył zmniejszenia emisji SO₂ o 30% do 1993 roku, licząc od 1988 roku. Drugi protokół siarkowy dotyczy natomiast wielkości redukcji SO₂ do 2010 roku.

3. Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie klimatu, która została ratyfikowana przez Polskę w 1994 roku. Dotyczy ona ustabilizowania poziomu emisji „gazów cieplarnianych”, a szczególnie CO₂ do 2000 roku i nieprzekroczenie od roku 2000 poziomu emisji z 1988 roku.

Uwarunkowania wynikające z Europejskiej karty energetycznej i Traktatu europejskiej karty energetycznej

Najważniejszymi dokumentami o charakterze międzynarodowym, określającymi ramy prawne współpracy gospodarczej w energetyce – w tym także w obszarze wymiany energii elektrycznej z zagranicą – jest podpisana w 1991 roku Europejska karta energetyczna. Ten ważny dokument został podpisany przez przedstawicieli 46 krajów, w tym także Polski. Jednym z rezultatów podpisania Europejskiej karty energetycznej są cykliczne – organizowane zwykle dwa razy w roku – konferencje, których zadaniem jest omówienie i zatwierdzenie dokumentów, wymagających międzynarodowych uzgodnień. W grudniu 1994 roku konferencja przyjęła tekst zwany *Traktat europejskiej karty energetycznej* (Traktat EKE).

Z punktu widzenia rynku energii elektrycznej należy zwrócić uwagę na następujące kwestie przedstawione w tych dwóch dokumentach:

Europejska karta energetyczna: celem karty jest stworzenie warunków do współpracy pozwalającej na poprawę zaopatrzenia krajów europejskich w energię, z równoczesną poprawą poziomu ochrony środowiska naturalnego. Karta określa także zasady rozwoju europejskiego rynku energii elektrycznej i jego związku ze światowym rynkiem.

Jednym z trzech zasadniczych kierunków współpracy, oprócz współpracy w dziedzinie energii, poprawy efektywności wykorzystania energii i ochrony środowiska, jest rozwój handlu energią, przy zachowaniu zobowiązań, wynikających z innych porozumień wielostronnych, jak np. GATT. Rozwój handlu powinien przy tym zachodzić w wyniku:

- wolnego, konkurencyjnego rynku na produkty, materiały, urządzenia i usługi energetyczne,
- dostępu do zasobów energetycznych, ich eksplorację i rozwijanie na zasadach handlowych,

- dostępu do rynków krajowych i międzynarodowych,
- usuwania barier technicznych, administracyjnych i innych w handlu energią, związanymi z nią urządzeniami, usługami i technologiami,
- modernizacji, odnowienia i racjonalizacji przemysłu i usług oraz instalacji służących do pozyskania, wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, rozdziału i użytkowania energii,
- popierania możliwie najlepszego dostępu do kapitału, zwłaszcza poprzez właściwe instytucje finansowe,
- popierania dostępu do sieci transportowych dla potrzeb międzynarodowego tranzytu,
- dostępu na warunkach handlowych do technologii pozyskania, rozwoju i wykorzystania zasobów energetycznych.

Zasady wdrożenia przedstawionych wyżej przedsięwzięć do praktyki budzą różne zastrzeżenia i są przedmiotem dyskusji. Zastrzeżenia te dotyczą przede wszystkim problemów:

- dostępu sygnatariuszy Karty do wewnętrznych rynków energetycznych każdego z nich na równych prawach (takich, jakie już mają podmioty gospodarcze rozważanego kraju),
 - swobodnego dostępu do krajowych sieci energetycznych, tzw. „trzecich stron” (TPA = *Third Party Access*). Przez „trzecią stronę” rozumie się dowolne przedsiębiorstwo krajowe lub zagraniczne. Postanowienia te mają zapobiegać wykorzystywaniu pozycji tzw. monopoli naturalnych, którymi są z reguły sieci rozdzielcze gazu i energii elektrycznej, a często także sieci przesyłowe,
 - swobodnego dostępu do zasobów energetycznych w każdym z krajów, jednak z zastrzeżeniem suwerenności kraju na swoim terytorium (przede wszystkim w sensie prawnym) i z poszanowaniem prawa własności i zasad handlowych,
 - wspierania międzynarodowego handlu energią i ochrony inwestycji.
- Należy przyjąć, że procedura wejścia Polski do Unii Europejskiej (UE) będzie rozdziła dalsze dyskusje i spowoduje konieczność dochodzenia do konsensusu.

Traktat europejskiej konferencji energetycznej zawiera 50 artykułów zgrupowanych w siedmiu zasadniczych częściach. Zagadnienia obrotu energią elektryczną z zagranicą są omawiane w części drugiej, pt. „Handel”. Na część tę składa się 7 artykułów – od artykułu 3. do artykułu 9.

- „Rynki międzynarodowe” (art. 3.). Zgodnie z zapisem tego artykułu strony będą pracować nad ułatwianiem dostępu do międzynarodowych rynków na zasadach handlowych. Rynki te powinny być przy tym otwarte i konkurencyjne.
- „Nie derogacji GATT i związanych z nimi dokumentów” (art. 4.). Oznacza to, że żadne postanowienie niniejszego traktatu nie będzie sprzeczne z postanowieniem GATT.
- „Środki inwestycyjne odnoszące się do handlu” (art. 5.). Zgodnie z tym artykułem strony nie będą stosowały żadnych środków inwestycyjnych, odnoszących się do handlu, które są niezgodne z artykułami GATT, a w szczególności artykułów

II i XI. Na tej podstawie środki inwestycyjne nie mogą ograniczać importu lub eksportu oraz zobowiązań przedsiębiorstw do korzystania z produktów pochodzenia krajowego.

➤ „Konkurencja” (art. 6.). Zapisy zawarte w tym artykule dotyczą zobowiązania stron do tego, aby w ramach ustawodawstwa poszczególnych krajów były zawarte i zostały wprowadzone do praktyki gospodarczej zasady przeciwdziałania „jednostronnym i zgodnym” praktykom antykonkurencyjnym w prowadzeniu działalności gospodarczej w sektorze energii. Jednocześnie postanowienie tego artykułu nie stwarza wymogów dostarczenia informacji sprzecznej z ustawodawstwem danego kraju lub dotyczących ujawnienia informacji poufnych, bądź tajemnic służbowych.

➤ „Tranzyt” (art. 7.). Artykuł ten jest najobszerniejszy. Z merytorycznego punktu widzenia każda ze stron powinna podjąć niezbędne środki dla ułatwienia tranzytu bez względu na pochodzenie, przeznaczenie lub prawo własności. Gdy tranzyt nie może być uzyskany na zasadach handlowych za pomocą „energetycznych urządzeń transportowych”, nie będą stawiane przeszkody na drodze tworzenia nowych mocy. Trzeba dodać, iż pojęcia tranzyt nie należy łączyć bezpośrednio z zasadą TPA.

Kolejne punkty tego artykułu odnoszą się do sposobu rozwiązań sporów i konfliktów, które mogą wystąpić pomiędzy stronami oraz określają pojęcie „tranzytu”.

Tranzyt odbywa się na zasadach handlowych, a więc za opłatą, która obejmować będzie koszty (straty) przesyłania, koszty eksploatacji i utrzymania sieci przesyłowych, koszty niezbędnej rozbudowy urządzeń tranzytowych, tak aby zapewnić „uczciwy” zysk i aby nie pogarszać warunków zasilania.

➤ „Transfer technologii” (art. 8.). Artykuł ten sprowadza się do popierania dostępu do technologii oraz ich transferu do innych krajów na zasadach komercyjnych i niedyskryminacyjnych. Zastrzeżone są jednak prawa i zapewniona jest ochrona praw własności intelektualnej.

➤ „Dostęp do kapitału” (art. 9.). Zgodnie z zapisami, przyjętymi w tym artykule, poszczególne kraje potwierdzają znaczenie otwartych rynków kapitałowych dla popierania przepływu kapitału w celu sfinansowania przedsięwzięć w zakresie handlu. Każda ze stron powinna także stwarzać warunki dostępu innych państw do swojego rynku kapitałowego. Poszczególne kraje mogą także prowadzić programy przewidujące dostęp do publicznych pożyczek, gwarancji, ubezpieczeń oraz dotacji dla ułatwienia handlu lub inwestycji zagranicą. Postanowienia tego artykułu nie przeszkadzają, by instytucje finansowe stosowały swoje własne praktyki w zakresie pożyczek i gwarancji podyktowanych zasadą ostrożności i ochronie interesów inwestorów oraz konsumentów.

Przyjęcie Europejskiej karty energetycznej i Traktatu europejskiej karty energetycznej nie oznacza jednak, że kraje Unii Europejskiej prowadzą zwartą wspólną politykę energetyczną. Zakłada się w analizowanych dokumentach, iż polityka energetyczna musi być spójna z podstawowymi celami polityki ekonomicznej wspólnoty, której podstawowe zasady to: integracja rynku, deregulacja oraz ograniczenie interwencjonizmu państwa do poziomu niezbędnego do zapewnienia długookresowego rozwoju.

W kontekście przedstawionych zasad działania Unii Europejskiej w zakresie polityki energetycznej należy stwierdzić, że coraz szersza współpraca techniczna i ekonomiczno-finansowa polskiej elektroenergetyki z zagranicą jest czynnikiem, który w istotnym stopniu będzie określał zasady funkcjonowania energetyki polskiej oraz zakres i formy współpracy w sferze handlu energią, w tym zasady rozliczeń. Obecnie przyjmowane rozwiązania w obszarze krajowego rynku energii elektrycznej powinny brać pod uwagę wyniki dyskusji nad sposobem działania rynku europejskiego, a szczególnie postulat systematycznego rozszerzenia dostępu do sieci, rozwoju sektora niezależnych producentów, rozwoju technicznego i organizacyjnego, niezbędnego do uczestnictwa w zintegrowanym rynku oraz swobodnej międzynarodowej wymiany [63].

Jest oczywiste, iż dążenie do „harmonizacji” rynku energii elektrycznej w Europie będzie oddziaływało na rozwiązania przyjmowane w Polsce i w innych krajach, dla których ważnym czynnikiem wdrażania procesu transformacji będzie coraz ściślejsza integracja z Unią Europejską. Jest także sprawą naturalną, że część procesów adaptacyjnych będzie miała charakter obligatoryjny, wynikający z przyjętych porozumień, do których przystąpiła Polska, z działań stowarzyszeniowych z Unią, ochrony środowiska, dostosowania prawodawstwa, zasad prowadzenia polityki ekonomicznej, a przede wszystkim praktyki handlowej w stosunku do zagranicy.

Dyrektywa 96/92/EC. Pierwsze propozycje utworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Europie spotykały się z dość dużym oporem, wynikającym głównie z obawy o naruszenie narodowych interesów poszczególnych krajów – członków Unii Europejskiej. Dopiero po wielu latach prac przygotowawczych i legislacyjnych oraz dyskusji i konsultacji Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły 19 grudnia 1996 roku ważną Dyrektywę nr 96/92/EC w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa ta, będąca w istocie wypracowanym kompromisem, uruchamia proces liberalizacji w elektroenergetyce państw członkowskich Unii. Zapisy zawarte w niej będą wdrażane stopniowo, przewiduje się, że w czasie 10 lat, po upływie którego doświadczenia i oceny powinny pozwolić na dalsze rozszerzanie konkurencji na rynku energii elektrycznej. Dyrektywa zawiera postanowienia w sprawie:

- zasad organizacji sektora,
- wytwarzania energii elektrycznej,
- funkcjonowania systemu przesyłowego,
- funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- decentralizacji i przejrzystości rozliczeń,
- organizacji dostępu do sieci,
- przepisów końcowych i przejściowych.

Dyrektywa jest dokumentem prawnym, wiążącym dla państw członkowskich Unii Europejskiej, przy czym nie narusza prawa do wprowadzania własnych, krajowych regulacji prawnych. Przepisy wprowadzane w poszczególnych państwach muszą być

jednak zgodne z jej postanowieniami. Ma to zapewnić realizację głównych celów ustawodawcy, takich jak: rozwój konkurencji na rynkach energii, stworzenie korzystniejszych warunków dla wszystkich uczestników rynku, zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego w krajach europejskich i w całej Unii oraz stworzenie warunków do skutecznej ochrony środowiska naturalnego. Przepisy prawne, wprowadzane w poszczególnych państwach, muszą być zgodne z postanowieniami Dyrektywy.

Obecnie do Wspólnoty Europejskiej dołączają kraje Europy Środkowo-Wschodniej. Choć na ostateczne formalne przyłączenie Polski do Unii trzeba jeszcze poczekać, to integracja w wielu dziedzinach staje się faktem. Elektroenergetyka jest jedną z pierwszych branż, w których doszło do ścisłej współpracy. Krajowa elektroenergetyka musi więc stawić czoła nie tylko konkurencji wewnętrznej w branży energetycznej, ale również rozwijającej się konkurencji na międzynarodowych rynkach energii elektrycznej.

Rozwijający się międzynarodowy rynek energii elektrycznej będzie miał coraz większy wpływ na rynek krajowy. Stanie się on częścią wielkiego rynku międzynarodowego, krajowe podmioty zatem będą musiały prowadzić ostrą i skuteczną grę rynkową, aby utrzymać mocną pozycję na rynku w warunkach silnej konkurencji. Polskie regulacje prawne w tym zakresie będą musiały być zgodne z regulacjami Unii Europejskiej. *Prawo energetyczne* jest zgodne z zasadami przyjętymi w Unii.

Dyrektywa przyjmuje, iż ewidencja księgowa w krajach Unii Europejskiej (rachunkowość) powinna być prowadzona w sposób przejrzysty. Pozwoli to między innymi na identyfikację przypadków nadużywania pozycji dominującej, wyrażającej się:

- stosowaniem nadmiernie wysokich lub zaniżonych taryf,
- dyskryminacyjnym odnoszeniem się do równorzędnych transakcji.

Odrębna rachunkowość powinna być prowadzona w poszczególnych rodzajach działalności również na poziomie dystrybucji (mowa tu o dążeniu do wyrównywania cen za energię elektryczną).

Państwa członkowskie Unii Europejskiej mogą nałożyć na spółki dystrybucyjne obowiązek zasilania i dostaw energii elektrycznej odbiorcom na określonym obszarze. W celu równoprawnego traktowania, taryfy dla nich mogą być regulowane.

Państwa członkowskie Unii Europejskiej mogą zalecić spółkom w odniesieniu do dysponowania mocą pozataryfową szczególne traktowanie jednostek wytwórczych, wykorzystujących odnawialne źródła energii, odpady produkujące energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu.

Otoczenie prawne – uregulowania krajowe

Pierwszym sygnałem zmian polityki państwa w stosunku do sektora elektroenergetyki była komercjalizacja znaczącej części podmiotów gospodarczych, a zwłaszcza elektrowni i elektrociepłowni. Akt ten nie spowodował jednak żadnej znaczącej zmiany w sposobie działania przedsiębiorstw. Bardzo ważnym natomiast elementem oto-

czenia, wpływającym zarówno obecnie, jak i przede wszystkim w przyszłości na sposób działania podmiotów w sektorze energetyki, jest *Prawo energetyczne* z 1997 roku z późniejszymi zmianami [169]. Prawo to w sposób jednoznaczny umożliwia wdrożenie zasad gospodarki rynkowej w sektorze energetyki. Problem jednak leży w praktycznym wykorzystaniu tego prawa do racjonalnego rozwoju sektora tak, aby – przy zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski i zapewnieniu właściwych warunków ochrony środowiska naturalnego – równoważyć interesy sektora i interesy odbiorców energii.

Otoczenie prawne jest zawsze tym fragmentem otoczenia, które z jednej strony charakteryzuje się różnorodnością norm i regulacją prawną, często o bardzo szerokim działaniu, a z drugiej strony silnie oddziałuje na sposób prowadzenia działalności gospodarczej. Szczegółowych regulacji prawnych normujących działalność gospodarczą, a także obrót towarów i usług z zagranicą jest bardzo dużo i nie ma możliwości przedstawienia ich tu nawet skrótowo. Należą do nich zarówno unormowania szczegółowe, dotyczące funkcjonowania branży, jak i ogólne (kodeks handlowy, cywilny itp.), funkcjonujące w poszczególnych krajach, w tym zwłaszcza system podatkowy i celny.

Ekonomiczne konsekwencje regulacji prawnych dla procesów przekształceń spółek dystrybucyjnych przedstawiono w dalszej części pracy. Wymaga jednak krótkiego komentarza ustawa *Prawo energetyczne* z dnia 10.04.1997 roku, która zawiera 70 artykułów, zgromadzonych w ośmiu rozdziałach:

1. Przepisy ogólne.
2. Dostarczanie energii i paliw.
3. Polityka energetyczna.
4. Organ do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią.
5. Koncesje i taryfy.
6. Urządzenia, instalacje, sieci i ich eksploatacja.
7. Kary pieniężne.
8. Zmiany w przepisach obowiązujących, przepisy przejściowe i końcowe.

Ustawą *Prawo energetyczne* w jednakowy sposób traktuje wszystkie rodzaje przedsiębiorstw energetycznych, niezależnie od rodzaju i pochodzenia własności, a więc zarówno przedsiębiorstwa państwowe, jak też prywatne, komunalne i spółdzielcze. Jest to realizacja zasady niedyskryminacji podmiotów, do której stosowania Polska zobowiązała się w porozumieniach międzynarodowych. Spod działania ustawy wyłącza się tylko niektóre państwowe jednostki organizacyjne o specjalnym charakterze, podległe ministrom: obrony narodowej, spraw wewnętrznych i administracji oraz sprawiedliwości, a także Urzędowi Ochrony Państwa. Ustawa upoważnia Radę Ministrów do określania warunków działania takich jednostek oraz właściwych organów regulacji.

Zakres liberalizacji gospodarki energetycznej w Polsce, ujęty w *Prawie energetycznym*, wyznaczono, przyjmując następujące zasady [54], [59]:

➤ respektować się będzie powszechne prawo dostępu do sieci wszystkich odbiorców,

- nie będzie się traktować nośników energii jako dobra ogólnie dostępnego, lecz jako towar podlegający regułom handlowym,
- przyjęto umowy charakter realizacji dostaw, z ograniczeniami wynikającymi z koncesji,
- wprowadzono wymóg udostępnienia sieci do handlu dla przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową,
- nie będzie się traktować przedsiębiorstw energetycznych jako przedsiębiorstw użyteczności publicznej.

Kluczowe znaczenie *Prawa energetycznego* polega na tym, że tworzy ono warunki do przekształcenia sektora elektroenergetycznego w rynek energii elektrycznej, na którym przedsiębiorstwa konkurują między sobą. Celem ustawy jest tworzenie warunków do: zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględnienia wymogów ochrony środowiska, spełnienia zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów (art. 1., ust. 2.).

Szeroki zakres ustawy wywołał potrzebę zdefiniowania określeń i pojęć w niej używanych, w celu jednoznacznego formułowania przepisów odnoszących się do różnych podsektorów energetycznych oraz nowej formy działalności energetycznej, jaką jest świadczenie usług przesyłowych. Z tego względu podczas korzystania z ustawy należy zwracać baczną uwagę na definicje używanych w niej określeń. Chodzi zwłaszcza o pojęcie „przesyłania”, które oznacza *transport paliw lub energii za pomocą sieci*, bez specyfikacji rodzaju sieci. Przesyłanie w rozumieniu ustawy występuje zarówno w sieciach tradycyjnie zwanych „przesyłowymi”, jak i w sieciach rozdzielczych czy tradycyjnie zwanych „dystrybucyjnymi”. „Dystrybucja” natomiast w rozumieniu ustawy, a więc *rozdzielanie i dostarczanie do odbiorców paliw lub energii za pomocą sieci*, może występować również w sieciach przesyłowych. Występuje także pojęcie „obróć”, które oznacza *działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym lub detalicznym paliwami lub energią*.

Ustawa operuje określeniami „paliwa i/lub energia”, w których przez pojęcie „energii” rozumie się tylko energię przetworzoną, a nie w ogóle energię.

Przepisy ustawy *Prawo energetyczne* niosą istotne skutki dla działalności przedsiębiorstw sektora elektroenergetyki. Przede wszystkim dokonuje się precyzyjny rozdział funkcji organów państwa. Minister gospodarki przejmuje odpowiedzialność za kreowanie polityki energetycznej i nadzór nad jej realizacją. Służą temu założenia polityki energetycznej państwa, które są obowiązujące dla innych organów administracji, przedsiębiorstw oraz odbiorców. Minister gospodarki zobowiązany jest także do wydania większości rozporządzeń wykonawczych.

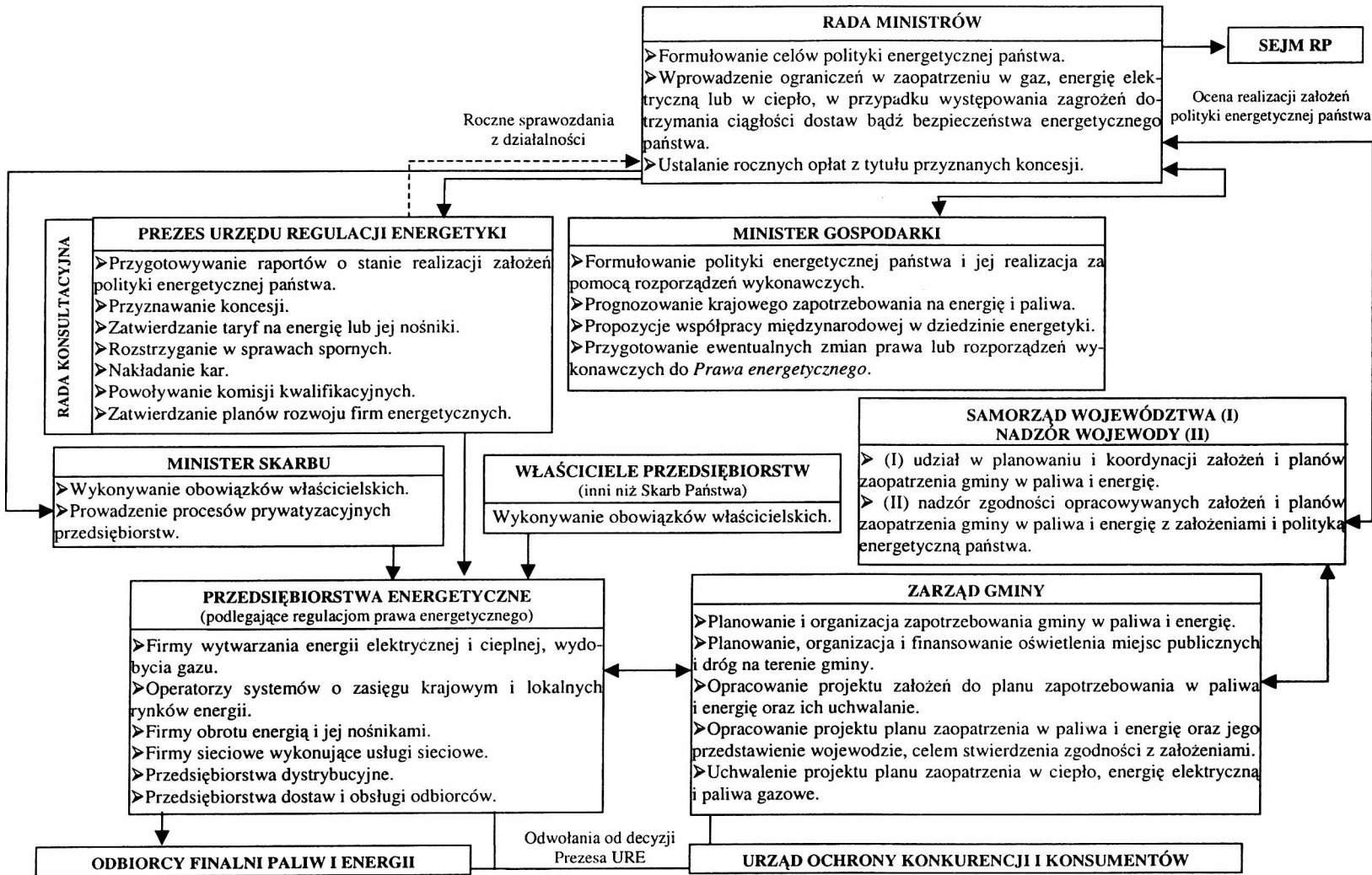
Ustawa powołuje organ do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Organem tym jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, działający jako centralny organ administracji rządowej. *Będzie on działał głównie w obszarach sektora paliwowo-energetycznego, gdzie występują monopole naturalne.*

Natomiast wszędzie tam, gdzie istnieje obecnie lub zostanie stworzony rynek konkurencyjny będzie działał nadal Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Do najważniejszych uprawnień i obowiązków organu regulacji energetyki należą w szczególności: udzielanie koncesji, zatwierdzanie i kontrolowanie taryf, uzgadnianie planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców energii, rozstrzyganie ewentualnych sporów pomiędzy podmiotami.

Do 4 grudnia 1998 roku Urząd Regulacji Energetyki wydał koncesje wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym działającym w dniu ogłoszenia ustawy. Nowe przedsiębiorstwa energetyczne będą mogły otrzymać koncesję na działalność energetyczną, jeśli spełnią warunki ustawowe. Przedsiębiorstwo PSE S.A. otrzymało koncesje na wszystkie rodzaje działalności, które prowadziło dotychczas, a na które będzie wymagana koncesja, a więc na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w sieci przesyłowej oraz na obrót na rynku systemowym. *W zakres koncesji na przesyłanie i dystrybucję w sieci przesyłowej będą wchodzić wszystkie czynności operatora systemu przesyłowego, poczynając od planowania rozwoju, prowadzenia inwestycji sieciowych, prowadzenia ruchu, a kończąc na eksploatacji i utrzymaniu sieci.* Istniejące elektroenergetyczne przedsiębiorstwa dystrybucyjne otrzymały, każde na swoim terenie działania, koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz na obrót na rynkach lokalnych. Przedsiębiorstwu dystrybucyjnemu może być udzielona również koncesja na wytwarzanie i sprzedaż energii na własny rynek lokalny, a także koncesja na działalność w zakresie obrotu na rynku systemowym.

Przy podejmowaniu decyzji prezes URE będzie zobowiązany do uwzględniania, przyjętych przez Radę Ministrów założeń polityki energetycznej, określających między innymi zasady kształtowania cen, politykę koncesjonowania, czy zasady przekształceń własnościowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Z kolei minister skarbu realizuje funkcje właścicielskie w stosunku do tych przedsiębiorstw, w których Skarb Państwa ma udziały. Ustawa o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw przyznaje mu także inicjatywę podejmowania procesów prywatyzacyjnych. Zapewniony przez ustawę przejrzysty podział funkcji i kompetencji organów administracji państwowej w stosunku do przedsiębiorstw, to podstawowy warunek prowadzenia przez nie działalności w warunkach gospodarki rynkowej i rozwijającej się konkurencji w elektroenergetyce. Główne zadania i uprawnienia organów państwa w obszarze regulowanym przepisami *Prawa energetycznego* oraz ich odpowiedzialność i współzależność przedstawiono na rysunku 4.2.

Prawo energetyczne zawiera prawie trzydzieści delegacji do wydania przepisów wykonawczych (zarówno obligatoryjnych, jak i fakultatywnych), które w sposób szczegółowy określają między innymi: zasady funkcjonowania rynku, świadczenia usług, prowadzenia ruchu sieciowego, eksploatacji, stanowienia cen, zasady i procedury regulacji oraz obowiązki i uprawnienia podmiotów uczestniczących w rynku. Trzy najważniejsze rozporządzenia – z punktu widzenia dalszego funkcjonowania elektroenergetyki i działania rynku energii elektrycznej – to:



Rys. 4.2. Prawo energetyczne – odpowiedzialność, uprawnienia i współzależności

Opracowanie własne na podstawie [59], [63], [185]

➤ rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączania, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. nr 135, poz. 881),

➤ rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w lokalach (Dz. U. nr 153, poz. 1002),

➤ rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania, przez poszczególne grupy odbiorców, prawa do korzystania z usług przesyłowych (Dz. U. nr 107, poz. 671).

W zakresie funkcjonowania rynków energii elektrycznej ustawa *Prawo energetyczne*, wraz z rozporządzeniami do niej, określa przede wszystkim:

➤ zasady kreowania i wdrażania polityki energetycznej państwa,

➤ system i procedury regulacji działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych, w tym zasady koncesjonowania i kontroli cen, a także zasady stosowania opłat koncesyjnych,

➤ zasady i warunki obowiązujące w zakresie obrotu energią elektryczną,

➤ warunki prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci elektroenergetycznych,

➤ warunki, w tym warunki finansowe, oraz zobowiązania przedsiębiorstw elektroenergetycznych z tytułu zapewnienia dostępu podmiotów do sieci elektroenergetycznych oraz standardy jakościowe obsługi odbiorców,

➤ zobowiązania przedsiębiorstw elektroenergetycznych w zakresie zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej,

➤ szczególne zobowiązania w zakresie zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,

➤ zobowiązania przedsiębiorstw w zakresie planowania rozwoju,

➤ przejściowe ograniczenia w funkcjonowaniu rynków,

➤ obowiązki utrzymywania zapasów paliw przez wytwórców energii elektrycznej.

Prawo energetyczne reguluje podział rynku energii elektrycznej na **rynek systemowy** (związany z siecią przesyłową służącą do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu wyższym niż 110 kV) i na **rynki lokalne** (związane z sieciami rozdzielczymi, o napięciach 110 kV i niższych) oraz przypisuje tym rynkom odrębne zadania regulacyjne. *Nie oznacza to, że rynki lokalne działać będą w oderwaniu od rynku systemowego, bowiem tak naprawdę to, z punktu widzenia użytkownika, będzie tylko jeden rynek energii elektrycznej, zróżnicowany co do źródeł wytwórczych, dystrybutora i dostawcy.*

Ustawa określa ponadto **przedsiębiorstwa sieciowe** jako przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, w odróżnieniu od **przedsiębiorstw obrotu**, prowadzących działalność gospodarczą

w zakresie handlu energią elektryczną. Definiuje także operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów rozdzielczych z zachowaniem kompatybilności z rozwiązaniami przyjętymi przez kraje Unii Europejskiej, zwłaszcza z Dyrektywą 96/92/EC.

Operator systemu przesyłowego jest to przedsiębiorstwo energetyczne, które na podstawie koncesji prowadzi przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej za pomocą sieci przesyłowej oraz jest odpowiedzialne za ruch, utrzymanie i rozwój tej sieci w celu zapewnienia bezpieczeństwa realizacji umów handlowych na rynku systemowym. W praktyce przedsiębiorstwem tym jest PSE S.A.

Operatorem systemu rozdzielczego jest przedsiębiorstwo energetyczne odpowiadające, na podstawie koncesji, za ruch sieci rozdzielczej w celu zapewnienia bezpieczeństwa realizacji umów handlowych na rynkach lokalnych lub podmiot upoważniony przez to przedsiębiorstwo. W praktyce przedsiębiorstwem sieciowym jest w tym przypadku spółka dystrybucyjna. Jednak (...) *zakładowe dyspozycje ruchu w spółkach dystrybucyjnych nie są na ogół jeszcze przygotowane do prowadzenia ruchu sieci 110 kV (...). Stąd będzie wynikać często potrzeba zawierania przez spółki dystrybucyjne umowy na prowadzenie ruchu sieci 110 kV z właściwymi ze względu na tę sieć, obszarowymi dyspozycjami mocy w PSE S.A.* [54].

Przedsiębiorstwa sieciowe w szczególności dostarczają energię elektryczną w ilościach zapewniających pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną podmiotom przyłączonym do sieci należącej do tego przedsiębiorstwa, a także muszą zapewnić dostawy energii elektrycznej i świadczenie usług niezbędnych do realizacji rezerwowej sprzedaży lub dostarczania energii elektrycznej w razie braku pełnego pokrycia zapotrzebowania odbiorcy dostawami, wynikającymi z zawartych przez niego umów z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi. Przedsiębiorstwo sieciowe, będące operatorem systemu przesyłowego dla realizacji dostaw, o których mowa wyżej, zapewnia bilansowanie, dla każdej godziny doby, dostaw energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym na podstawie składanych ofert i danych otrzymanych od operatorów systemów rozdzielczych oraz prognozowanego zapotrzebowania na tę energię oraz zapewnia organizację i dokonywanie rozliczeń zrealizowanych ofert, w celu zamknięcia bilansu energii elektrycznej dla każdej godziny doby.

Ustawa w nowy sposób precyzuje obowiązki przedsiębiorstw energetycznych w zakresie dostarczania paliw i energii. Nakłada surowy obowiązek na przedsiębiorstwa sieciowe utrzymania zdolności urządzeń do realizacji dostaw paliw lub energii w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. W celu umożliwienia wprowadzania rynku konkurencyjnego w sieciach energetycznych, ustawa dodatkowo zobowiązuje przedsiębiorstwa sieciowe do świadczenia usług przesyłowych, w odniesieniu do paliw lub energii, wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, na rzecz uprawnionych do tego odbiorców, jeśli pozwalają na to warunki techniczne i ekonomiczne. Jest to realizacja zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA). Świadczenie tych usług nie może obniżyć niezawodności dostarczania

oraz jakości paliw lub energii poniżej poziomu określonego odrębnymi przepisami, a także nie może powodować niekorzystnej zmiany cen oraz zakresu dostarczania paliw lub energii do innych podmiotów przyłączonych do sieci.

Ustawa *Prawo energetyczne* przewiduje ostrożne i stopniowe wprowadzanie zasady TPA, warunkując ten proces zachowaniem koniecznej niezawodności dostaw, jakości paliw i energii, unikaniem niekorzystnych zmian, dotyczących warunków dostaw dla dotychczasowych odbiorców, a zwłaszcza cen i zakresu dostaw. Przepisy ustawy wyraźnie ograniczają tę zasadę tylko do paliw wydobytych w kraju i wytworzonej z nich energii, chroniąc polskich wytwórców przed ewentualną niekorzystną konkurencją zewnętrzną. Należy podkreślić, że największe korzyści ze skutecznego i szerokiego wdrożenia TPA wystąpią po stronie odbiorców, gdyż zasada ta będzie ich bronić przed nadużywaniem pozycji przez dotychczasowe monopole energetyczne, przejawiającym się przenoszeniem przez nie wszystkich kosztów na konsumentów, przy braku mechanizmów wymuszających wzrost wydajności produkcji i dostaw. Równocześnie TPA stanowi skuteczny mechanizm premiowania tych przedsiębiorstw energetycznych, które najlepiej potrafią racjonalizować swoją działalność i na konkurencyjnym rynku oferować usługi, uwzględniające zarówno konieczność obniżania cen, jak i sprostania oczekiwaniom jakościowym odbiorców. Tym samym rynek będzie eliminował przedsiębiorstwa najmniej wydajne, w interesie całej gospodarki i indywidualnych odbiorców. Wprowadzenie zasady TPA w polskiej energetyce sprzyja racjonalnemu wykorzystaniu krajowych źródeł energii, dywersyfikacji kierunków zasilania kraju w nośniki energii, a w konsekwencji również przyczynia się do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Rozporządzenie określa harmonogram uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych, polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, zależnie od wielkości dokonywanych rocznych zakupów paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła. Harmonogram ten przedstawiono w rozdziale 2.

Taki terminarz otwierania polskiego rynku energii elektrycznej i rynku Unii Europejskiej podyktowany jest naszą słabością. Krajowa energetyka nie wytrzymałaby konkurencji firm zagranicznych, gdyby otwierano rynek za szybko.

Istotną cechą nowego *Prawa energetycznego* jest odejście od dotychczasowego sposobu regulacji cen paliw i energii. Zamiast cen urzędowych, ustalanych przez ministra finansów, będą wprowadzane ceny, określone indywidualnie przez monopolistyczne przedsiębiorstwa energetyczne pod nadzorem organu regulacji energetyki. Jednocześnie wszędzie tam, gdzie będzie działał rynek konkurencyjny, ceny będą określone przez rynek pod nadzorem organu antymonopolowego. W każdym przypadku będziemy mieć do czynienia z dwoma rodzajami (składnikami) taryf: taryfy za energię i moc dostarczoną do sieci oraz taryfy za usługi przesyłowe i dystrybucyjne. Taryfy za energię i moc dostarczoną do sieci będą oferowane przez przedsiębiorstwa mające koncesje na obrót energią na rynku systemowym lub rynkach lokalnych, natomiast taryfa na usługi przesyłowe i dystrybucyjne – przez przedsiębiorstwa mające

koncesje na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej zarówno w sieci przesyłowej, jak i rozdzielczej.

W kontekście przedstawionych wyżej zasad *Prawa energetycznego* należy podkreślić, iż odbiorca końcowy może teoretycznie wybrać dostawcę energii, ale nie może zmienić miejsca dostawy (odbiorca jest przyłączony przez sieć lokalną spółki dystrybucyjnej). Dodatkowo spółka musi bilansować ilość energii, niezależnie bowiem od wielkości zawartych kontraktów odbiorca chce otrzymywać taką ilość energii, jaka jest mu potrzebna. Wszystko to powoduje, iż trudno będzie wprowadzić fundamentalną, z punktu widzenia rynkowych przekształceń, zasadę TPA. *Prawo energetyczne* ani rozporządzenia do tego prawa nie określają, w jaki sposób odbiorcy mogą w praktyce skorzystać z prawa do wyboru dostawcy. Paradoksalnie, brak regulacji prawnych właśnie w tym obszarze jest przyczyną wolnego tempa reformy polskiej elektroenergetyki.

4.5. Polityka państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetyki i inne uwarunkowania o charakterze globalnym

Należy stwierdzić, że występują istotne oddziaływania, które powodują, iż realne zmiany w sektorze elektroenergetyki zachodzą nie tak dynamicznie, jak można by się spodziewać, zarówno jeśli chodzi o zapisy zawarte w *Prawie energetycznym*, jak i wyzwania, jakie stoją przed sektorem w związku ze zmianami w zjednoczonej Europie. Do oddziaływań tych należy zaliczyć opór środowiska, które nie chce, aby jego przedsiębiorstwa utraciły szczególną i w gruncie rzeczy monopolistyczną pozycję na krajowym rynku energii (PSE S.A., a także spółki dystrybucyjne na obszarze swojego działania). Elektrownie również nie są zainteresowane racjonalnym i ekonomicznie uzasadnionym zmniejszeniem mocy wytwórczych. Nie można także stwierdzić, iż polityka państwa (Ministerstwo Skarbu, Ministerstwo Gospodarki, Urząd Regulacji Energetyki) w stosunku do podmiotów sektora jest spójna i jednoznaczna. Organy państwowe „wysyłają” sygnały, które mogą być rozmaicie interpretowane. Przykładem może być tutaj relatywnie słabe tempo prywatyzacji, brak rozwiązań w sferze kontraktów długoterminowych, brak decyzji co do przyszłej roli PSE S.A. Dotychczasowa praktyka działania Urzędu Regulacji Energetyki pozwala na stwierdzenie, iż stał się on, w pewnym stopniu, zakładnikiem przedsiębiorstw sektora [134], [135].

Przedstawione wyżej ostre sformułowania nie uprawniają jednak do stwierdzenia, iż zmiany o rynkowym charakterze będą zachodzić podobnie jak dotychczas, tzn. bez pośpiechu, a nawet opornie. Występuje kilka istotnych okoliczności, na podstawie których można wnosić, że należy się spodziewać przyspieszenia tempa transformacji sektora. Należy do nich zaliczyć:

1. Rozwój technologii umożliwiający powstanie takiego systemu pomiarów i rozliczeń, który pozwoli na jednoznaczność w tym zakresie, w okresach dostatecznie

krótkich w czasie rzeczywistym. Jest to niezbędne do zapewnienia dostatecznej płynności finansowej i jednoznaczności co do wartości przepływów pieniężnych. W obrębie tego technologicznego otoczenia znaczenie, które trudno przecenić, będzie miał rozwój kogeneracji (generacji rozproszonej), który będzie stwarzał warunki do zmniejszenia pozycji monopolistycznej podmiotów, przede wszystkim w lokalnych warunkach.

2. Konieczność dostosowania rozwiązań w zakresie regulacji i innych warunków funkcjonowania elektroenergetyki do norm Unii Europejskiej, a zwłaszcza do przyjętych już dyrektyw unijnych, dotyczących bezpośrednio i pośrednio elektroenergetyki. Otwarcie rynku energii, jakie może w Europie rychło nastąpić, spowoduje ogromną presję na wzrost efektywności działania sektora, w celu zapewnienia dostatecznej jego konkurencyjności. Alternatywą dla tego rozwiązania byłaby autarchia w tym zakresie, co bardzo trudno sobie wyobrazić.

3. Postawy reformatorów, którzy gotowi są, pomimo przeszkód, wdrażać rozwiązania o charakterze rynkowym. Przykładem może być gotowość niektórych podmiotów do dokonywania sprzedaży i zakupów energii poza PSE S.A. Można tutaj wymienić także wolę otwarcia transakcji na giełdzie energii.

Warto zauważyć, że jeśli przedstawione wyżej przesłanki przyspieszenia transformacji w sektorze są prawdziwe i wystąpią mniej więcej w tym samym czasie, to powinien wystąpić efekt synergii, pozwalający na szybkie tempo transformacji sektora.

Polityka państwa i jej uregulowania prawne, zasady i metody regulacji sektora określają jego wewnętrzną strukturę, a więc liczbę uczestników rynku, związki i relacje występujące pomiędzy podmiotami, a w tym procesy integracji zarówno o wymiarze poziomym, jak i pionowym. Nakładają się przy tym dwie powiązane ze sobą struktury. Z jednej strony jest to struktura rynku energii, w wymiarze krajowym ze wszystkimi charakterystycznymi i niezbędnymi rozwiązaniami występującymi na nim, z drugiej strony występują, powiązane z tą pierwszą strukturą, rynki o charakterze lokalnym.

W tym kontekście pojawia niezwykle ważne pytanie: o zakres zmian struktury na krajowym i lokalnych rynkach energii. Wydaje się, iż wymienić tutaj należy trzy istotne czynniki zmiany owej struktury:

1. Strukturę odbiorców produktów i usług spółki dystrybucyjnej.
2. Strukturę konkurentów.
3. Dynamikę zmian zachodzących na rynku energii w zakresie liczby podmiotów i funkcji, jakie spełniają.

W warunkach znacznej niepewności co do tempa i zakresu przekształceń sektora, zwłaszcza w krótkim horyzoncie czasowym, byłoby nieuprawnione wysuwanie jednoznacznych wniosków. Wypada jednak stwierdzić, że w dającej się przewidzieć przyszłości będzie rosła liczba podmiotów gospodarczych, które potencjalnie mogą być odbiorcami produktów i usług spółek. Otwarte jest jednak pytanie o oczekiwania tych odbiorców, czas wykonania wyrobów i usług i inne istotne warunki, jakie mogą być tu postawione. Rozwój nowoczesnych technik przetwarzania danych i informacji oraz

rozwój systemów regulacji i transmisji danych spowodować także powinien wzrost zapotrzebowania na dywersyfikację działalności spółek także poza sektorem elektroenergetyki. Dotarcie do tych odbiorców wymagać jednak będzie uruchomienia w spółkach dystrybucyjnych określonych procesów dostosowawczych.

Nie ulega także wątpliwości, iż nastąpi wzrost presji konkurencji. Konkurencja ta związana będzie z intensyfikacją obecności na rynku polskim wielkich firm ponadnarodowych i wyspecjalizowanych w produkcji określonych wyrobów lub usług mniejszych firm, zwłaszcza niemieckich, francuskich i brytyjskich. Nasili się także konkurencja firm rodzimych. Ten wzrost konkurencji może być okazją do rozpoczęcia korzystnej współpracy – kooperacji pomiędzy spółkami a inną firmą – konkurentem.

Jednym z charakterystycznych procesów występujących obecnie w gospodarce europejskiej, w tym także w sektorze energetyki, są procesy integracji o rozmaitej postaci, prowadzące do fuzji, przejęcia lub wykupienia firm. Dotyczy to zarówno całych firm, jak i ich określonych oddziałów. Można przewidywać, że proces ten nie ominie także polskiej energetyki. Otwarte jest jednak pytanie o dynamikę, kierunki i czas tych zmian.

Na otoczenie bliższe spółki składają się także związki i relacje z samorządami lokalnymi: wojewódzkim i miejskimi. Spółka w tym wypadku może pełnić aktywną rolę doradcy i partnera w procesach formułowania i wdrażania lokalnych strategii w zakresie rozwoju systemów energetycznych.

Na zakończenie warto wszakże podkreślić, że to, czy określona okoliczność jest szansą sprzyjającą, czy też zagrożeniem w niemałym stopniu zależy od działań samych spółek.

4.6. Przypadek rynku energii elektrycznej w Kalifornii – nadmiar regulacji czy nadmiar rynku?

Rynek energii elektrycznej w USA był zawsze rynkiem poddanym w większym stopniu regułom gospodarki rynkowej niż rynek w Europie. Gdy w Kalifornii w kwietniu 1998 roku nastąpiło wdrożenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, uznano to w literaturze przedmiotu za wyraz głębokiej liberalizacji rynku energii elektrycznej [2]. Wdrożenie to polegało na otwarciu, w kwietniu 1998 roku, giełdy energii, na której wprowadzono tzw. rynek dnia następnego. 10 lipca tego samego roku otwarto transakcje z wyprzedzeniem jednogodzinnym. W relatywnie krótkim czasie udział giełdy w całkowitym obrocie energią na rynku hurtowym osiągnął aż 88%. W lipcu tego samego roku Federalna Komisja Regulacyjna Elektroenergetyki (FERC) wydała zarządzenie, na wniosek niezależnego kalifornijskiego operatoru systemu przesyłowego (CaISO), o czasowym wprowadzeniu regulowanych cen płaconych za usługi systemowe dla tych oferentów usług, którzy dotychczas mieli prawo do sprzedaży usług po cenach ustalanych przez rynek. Zastrzeżenia CaISO budziła efek-

tywność działania rynku usług, zwłaszcza rynku rezerw mocy. Na tym bowiem rynku zaobserwowano, już w lipcu 1998 roku, gwałtowne zmiany cen i brak wystarczającej liczby ofert sprzedaży energii [49]. Giełda energii dodatkowo wskazywała na fakt, iż niewielka liczba uczestników obrotu może sztucznie wpływać na wzrost cen rezerw mocy, zwłaszcza w szczytowym okresie zapotrzebowania. Należało to uznać za zjawisko niepokojące, ponieważ mogło powodować gwałtowny wzrost cen dla odbiorców. Z perspektywy relacji, jakie zachodzą na rynku pomiędzy popytem i podażą, należy uznać, że w okresach szczytowego zapotrzebowania mogła wystąpić sytuacja, w której krzywa podaży okazywała się bardzo stroma. Musiało to, oczywiście, powodować, że znacząco rosła siła rynkowa dostawców usług systemowych, a zwłaszcza usługi rezerwy mocy. W takiej sytuacji uznano, że uzasadniona stała się ingerencja w poziom cen, przez ustalenie pułapów cen chroniących odbiorców. Przyjęto jednak, że ingerencja ta nie może naruszać zaufania uczestników rynku do wdrożonych rozwiązań rynkowych. W razie wystąpienia jednak dalszych sytuacji, prowadzących do deficytu energii, wprowadzano następne administracyjne ograniczenia jego działania. Jako sposób na występujące problemy wprowadzono zmiany w zasadach kontraktowania rezerw, co miało doprowadzić do zmniejszenia zakresu nadużywania lokalnej siły rynkowej przez określonych wytwórców, nie rezygnując przy tym ze stosowania pułapów cen.

Kryzys nadszedł w roku 2000. W rezultacie tego kryzysu stało się jasne, że przyjęte rozwiązania, zarówno co do struktury przedmiotowej rynku, jak i zastosowane sposoby regulacji, doprowadziły do poważnego zakłócenia mechanizmu dostosowania ilości energii do potrzeb odbiorców. W wyniku wystąpienia deficytu energii został uruchomiony proces gwałtownego wzrostu cen z jednej strony, z drugiej zaś wytwórcy próbowali znaleźć sposoby na ominięcie ograniczeń i sprzedaż energii po cenach wyższych niż na to pozwalały regulacje. Czynnikiem „deformującym” rynek energii elektrycznej w Kalifornii stała się obligatoryjność rynku dobowo-godzinowego, brak transakcji terminowych na giełdzie energii, a także zakaz transakcji bilateralnych.

Uczestnicy rynku energii elektrycznej w Kalifornii zastosowali, znany w przeszłości Polsce, rynek eksportu wewnętrznego. Wytwórcy spoza stanu Kalifornia nie byli poddani bowiem tak ostrym ograniczeniom, jak wytwórcy z Kalifornii. W następstwie tego nastąpił „papierowy” eksport energii elektrycznej do podmiotów poza Kalifornią, a następnie eksport energii do Kalifornii. To pogłębiło dodatkowo deficyt energii na giełdzie i towarzyszących rynkach oraz spowodowało dalszą tendencję do wzrostu cen. M. Zerka wskazuje na trzy źródła kryzysu kalifornijskiego [185]:

1. Wykorzystywanie siły rynkowej przez wytwórców, co doprowadziło do wzrostu cen energii elektrycznej znacznie powyżej poziomu, który wynikałby z gry sił podaży i popytu.

2. Niespójne rozwiązania strukturalne przyjęte na rynku energii, polegające na niewłaściwej korelacji pomiędzy sygnałami płynącymi z rynku a przyjętymi celami jego wdrożenia.

3. Ogólne zmiany w sektorze elektroenergetyki i jego otoczeniu. W obrębie tego źródła kryzysu należy wymienić: brak korelacji pomiędzy ceną produktu, ustaloną na podstawie kosztów, a ceną produktu na podstawie gry sił rynkowych; wzrost zapotrzebowania na energię, spowodowany zwłaszcza wysokimi temperaturami; niedostateczny program inwestycyjny w zakresie budowy nowych i modernizacji istniejących mocy wytwórczych.

Kryzys energetyczny w Kalifornii był omawiany z różnych punktów widzenia, przy przyjęciu rozmaitych postaw w odniesieniu do występowania skali rozwiązań rynkowych i zakresu regulacji. Stąd też wysuwane były różne, często sprzeczne, wnioski, dotyczące przede wszystkim sposobu programowania rozwoju wytwarzania energii elektrycznej. Jedno wszakże wydaje się pewne – w Kalifornii przyjęto zarówno nieadekwatne do stanu systemu elektroenergetycznego regulacje, jak i same przedsiębiorstwa, działające na podlegających regułom sił rynkowych segmentach rynku, wykorzystywały dla osiągnięcia określonych korzyści ekonomicznych i finansowych swoją pozycję, w sposób, który trudno byłoby uznać za prowadzący do realizacji zasady równoważenia korzyści dostawców o odbiorców.

Kalifornijskie doświadczenia wskazują na to, iż utrata kontroli nad kształtem struktur rynku energii elektrycznej i niedostosowanie do okoliczności występujących na rynkach energii regulacje mogą stać się, nawet w tak sprawnej gospodarce, za jaką jest uznana gospodarka Stanów Zjednoczonych, przyczyną poważnego kryzysu. Wynikają z tego jeszcze dwa wnioski. Po pierwsze, że nie można takiej sytuacji wykluczyć w Polsce. Po drugie – ważne w tym kontekście stają się badania podjęte w tej pracy nad związkami pomiędzy strukturą rynku energii a zmianami procesów zarządzania podmiotów gospodarczych na tym rynku.

5. ANALIZA STRATEGICZNA SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH

*Gdybyśmy mogli wcześniej wiedzieć,
gdzie jesteśmy i dokąd zdążamy,
moglibyśmy lepiej ocenić,
co zrobić i jak to czynić.*

Abraham Lincoln

5.1. Wprowadzenie

Rozdział ten jest początkiem drugiej części pracy, w której podjęto zagadnienia dotyczące bezpośrednio podmiotu badań – spółek dystrybucyjnych. W jego pierwszej części przedstawiono wyniki analizy ilościowej, której celem jest charakterystyka spółek dystrybucyjnych w Polsce w okresie od 1998 do 2000 roku. W drugiej części rozdziału podjęto zaś zarówno problemy teoretyczne, jak i praktyczne formułowania strategii spółek dystrybucyjnych, przyjmując na początku tych rozważań model procesu ustalania strategii. W warstwie teoretycznej skoncentrowano się na zasadach i metodach formułowania strategii, przyjmując za ważną przesłankę metodologiczną analizę SWOT. W warstwie praktycznej przedstawiono analizę SWOT dla grupy spółek dystrybucyjnych, działających na terenie Dolnego Śląska oraz sformułowano strategię dla hipotetycznej spółki dystrybucyjnej.

5.2. Spółki dystrybucyjne w Polsce w latach 1993–2000

Ogólna charakterystyka spółek dystrybucyjnych

Zmiana sytuacji politycznej w Polsce na początku lat dziewięćdziesiątych związana była z przemianami społeczno-gospodarczymi. Reformy nie ominęły także sektora

elektroenergetycznego. Zaowocowało to w pewnym stopniu decentralizacją, restrukturyzacją, a także działaniami prorynkowymi. Podstawą wspomnianych zmian w elektroenergetyce było przede wszystkim rozpoczęcie wdrażania procesów polegających na przygotowaniu do wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej poprzez wydzielenie rodzajów działalności na trzy podsektory (wytwarzanie, przesyłanie oraz dystrybucję wraz z handlem).

W Polsce obecnie funkcjonują 33 spółki dystrybucyjne, pełniące rolę lokalnych dostawców elektryczności do finalnych odbiorców. Powstały one z przekształcenia w 1990 roku pięciu okręgów energetycznych (zachodniego, południowego, centralnego, wschodniego i północnego), wcześniej działających jako typowe przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, skupiających zarówno zakłady energetyczne, zespoły elektrowni, jak i zakłady pomocnicze. Było to wynikiem, rozpoczętego w 1989 roku, powolnego procesu głębokich zmian strukturalnych w sektorze elektroenergetyki. Tak na przykład z Zachodniego Okręgu Energetycznego (z siedzibą w Poznaniu) wydzielono osiem zakładów energetycznych, z siedzibami w: Poznaniu, Wrocławiu, Kaliszu, Zielonej Górze, Gorzowie, Wałbrzychu, Jeleniej Górze i Legnicy.

Na mocy ustawy z 13 lipca 1990 roku o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych oraz ustawy z 5 lutego 1993 roku o przekształceniach własnościowych niektórych przedsiębiorstw państwowych o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa, 12 maja 1993 roku prawie wszystkie przedsiębiorstwa sektora elektroenergetyki przekształcone zostały w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa. W ten sposób skomercjalizowano wszystkie 33 zakłady energetyczne (spółki dystrybucyjne) oraz większość elektrowni i elektrociepłowni, umożliwiając tym samym rozpoczęcie procesu prywatyzacji. W wyniku tego przekazano Polskim Sieciom Energetycznym (PSE S.A.) majątek zawarty w sieci przesyłowej o napięciu do 220 kV, który do 1993 roku należał do zakładów energetycznych.

Przedsiębiorstwo, działające pod umowną nazwą spółka dystrybucyjna, pełni w systemie elektroenergetycznym rolę szczególną, która wynika z następujących warunków działania:

➤ jest to, do tej pory, jedyny podmiot sprzedający różnym odbiorcom energię elektryczną; dla ogromnej większości klientów–odbiorców jest to jedyny podmiot w sektorze elektroenergetyki, z którym mają bezpośrednie kontakty, w ten sposób istnieje naturalna tendencja klientów sektora energetyki do utożsamiania całego sektora ze spółką dystrybucyjną,

➤ na obszarze swego działania ma wyraźnie zaznaczoną pozycję monopolistyczną, przy czym ceny i taryfy na energię są zatwierdzane przez Urząd Regulacji Energetyki (URE); spółka dystrybucyjna jest także jedynym nabywcą energii elektrycznej na terenie objętym swoją działalnością,

➤ przedmiotem działania spółek dystrybucyjnych jest nie tylko sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom, lecz także, a może przede wszystkim, sterowanie, eksploatacja i rozwój sieci dystrybucyjnych i rozdzielczych (do 110 kV), których są właścicielami.

W ten sposób spółki dystrybucyjne pełnią na obszarze swego funkcjonowania trzy ważne funkcje, a mianowicie:

➤ są właścicielem i operatorem sieci dystrybucyjnej na danym terenie (od 110 kV do 380/220 V); w tym zakresie stanowią monopol naturalny i w zasadzie, w tym zakresie, stanowią także monopol państwowy; spełniają przy tym rolę zarówno operatora technicznego na lokalnym terenie, przez wyznaczenia możliwości fizycznej realizacji przepływów energii elektrycznej, jak i funkcje operatora pomiarowo-rozliczeniowego, dzięki posiadaniu systemów pomiarowo-rozliczeniowych,

➤ są obecnie dla większości odbiorców energii jedynym dostawcą energii, który ma możliwość wykorzystania pozycji monopolistycznej,

➤ są, w poważnym stopniu, jedynym odbiorcą energii na rynku systemowym i lokalnym, kupując energię na rynku, potocznie zwanym hurtowym.

Zgodnie z prawem energetycznym spółki dystrybucyjne mają pełną możliwość aktywnego uczestnictwa na pozostałych rynkach energii (rynek kontraktowy, giełda, rynek bilansujący, rynek usług przesyłowych), z której to możliwości dotychczas w znaczącym zakresie nie korzystają.

Rynek energii elektrycznej ulega, podobnie jak cała gospodarka, transformacji własnościowej, organizacyjnej i finansowej, choć tempo tego procesu, jak to tej pory, jest w praktyce dość wolne. Należy jednak przyjąć, że *Prawo energetyczne* z 1997 roku oraz dostosowanie sposobu funkcjonowania sektora energetyki do rozwiązań przyjętych w Europie (co nie oznacza, iż w krajach europejskich funkcjonują jednolite rozwiązania w tym zakresie), a także wola reformy rynkowej sektora spowodują zintensyfikowanie procesu transformacji [55].

Wszystkie spółki dystrybucyjne otrzymały koncesję na prowadzenie działalności sieciowej (w zakresie przesyłania i dystrybucji energii), utrzymując na swoim terenie status monopolisty. Oprócz takiej koncesji otrzymały również koncesję na obrót energią elektryczną, uzyskując z jej tytułu przychody proporcjonalne do ilości sprzedanych kilowatogodzin energii. W zakresie handlu (obrotu) energią spółka dystrybucyjna pełni rolę pośrednika pomiędzy producentem a odbiorcą finalnym, sprzedając każdą kilowatogodzinę energii z pewną marżą. Jej wysokość zależy od: ceny energii, wynikającej z kontraktów z elektrowniami (lub od ceny, po której spółka kupuje energię od innych pośredników, np. PSE), opłaty przesyłowej PSE, ceny sprzedaży, którą zaakceptuje Urząd Regulacji Energetyki dla odbiorcy oraz ilości sprzedanej energii.

Uznaje się, iż opłaty za usługi sieciowe, w odróżnieniu od opłat za energię, powinny być niezależne od ilości energii dostarczonej klientowi. Jedynie część opłat przesyłowych, rekompensująca straty sieciowe, powinna zależeć od ilości dostarczonej energii. Opłata stała powinna być naliczana w wysokości proporcjonalnej do mocy, jaką zamówił odbiorca lub powinna odpowiadać pewnej ustalonej wartości zryczałtowanej, która ma rekompensować koszty poniesione przez spółkę z tytułu świadczenia usług sieciowych [55], [59].

Spółka dystrybucyjna jest wyłącznym właścicielem majątku i jedynym dostawcą usług sieciowych na swoim terenie. Fakt istnienia tylko jednego usługodawcy powo-

duje, że klienci znajdujący się na terenie jego działania muszą korzystać z jego usług. Stawia to spółkę w pozycji monopolisty i stwarza niebezpieczeństwo wykorzystania tej pozycji do żądania cen monopolistycznych. Dlatego też działalność sieciowa, szczególnie w części dotyczącej ustalania kosztów i cen energii, powinna podlegać regulacji.

Analiza porównawcza spółek dystrybucyjnych w Polsce

Nie ulega wątpliwości, że od 1993 roku spółki dystrybucyjne stanęły przed, mniej lub bardziej dostrzeganą, koniecznością zmiany strategii rozwoju, a w gruncie rzeczy przed potrzebą opracowania zupełnie nowej koncepcji działania. Niektóre z nich zmieniły swoje nazwy, choć większość utrzymała nazwę „zakład energetyczny”. W każdej ze spółek zaszły w mniejszym lub większym stopniu procesy restrukturyzacji wewnętrznej, których celem było dostosowanie przedsiębiorstwa do reguł gospodarki rynkowej oraz, a może przede wszystkim, do warunków sformułowanych w *Prawie energetycznym*. Niektóre ze spółek przeprowadziły głęboką restrukturyzację wewnętrzną, polegającą między innymi na utworzeniu spółek zależnych, które zajęły się działalnością uznaną za pomocniczą. W rezultacie obecnie na rynku energii działają 33 podmioty o różnicowanej wielkości, strukturze organizacyjnej i zasadach wewnętrznego działania [42], [54].

W tabeli 5.1 zebrano podstawowe wielkości charakteryzujące wszystkie spółki dystrybucyjne. Wynika z niej, jak zróżnicowane są działające w Polsce zakłady energetyczne. Tłustym drukiem wyróżniono spółki dystrybucyjne działające na terenie Dolnego Śląska. Spółki dystrybucyjne w tabelach zostały uszeregowane według wielkości przychodów za rok 2000. Kolejność spółek w tabelach odpowiada konkretnym numerom na osi odciętych na wykresach w tym rozdziale.

Dane przedstawione w tabelach i na wykresach w większości pochodzą z opublikowanych w dodatkach do „Rzeczypospolitej” i tygodnika „Polityka” list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce w latach 1998, 1999 i 2000 oraz ze stron internetowych Centrum Informacji o Rynku Energii (CIRE) i Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE).

W tabelach od 5.4 do 5.11 oraz na rysunkach od 5.1 do 5.4 przedstawiono dane pozwalające na analizę ilościową spółek dystrybucyjnych w Polsce z perspektywy ich przychodów, kosztów, rentowności i poziomu zatrudnienia w latach 1998–2000.

Największy przychód z całokształtu działalności w 2000 roku (patrz tabela 5.4) osiągnął Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A. – 2 478 mln zł, co stanowi 10,9% przychodów całego sektora dystrybucji w Polsce. Druga w kolejności jest Energetyka Poznańska S.A. z przychodami prawie dwukrotnie niższymi. Najmniejszym przychodem wykazał się Zakład Energetyczny Słupsk – 244,6 mln zł, a jest to zaledwie 1,1% przychodu całego sektora dystrybucji. Przychody pierwszych dziesięciu spółek stanowią połowę przychodów całego sektora dystrybucji. Suma przychodów tych spółek to 11 473,3 mln zł.

Tabela 5.1. Podstawowe dane charakteryzujące spółki dystrybucyjne w 1998 roku

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Powierzchnia	Liczba odbiorców	Sprzedaż energii elektrycznej	Długość linii			Liczba stacji elektroenergetycznych		Sumaryczna moc transformatorów MVA
					WN	SN	nN	WN/SN	SN/n	
					km ²	MWh	km			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	4 062	1 119 240	11 482 034	1 950	8 277	16 152	89	8 155	5 923
2	STOEN S.A., Warszawa	486	732 090	4 951 937	246	5 305	5 614	29	4 450	4 118
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	20 510	862 876	5 156 787	1 469	17 582	22 199	69	12 035	4 779
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Warszawa	18 255	728 628	4 131 406	1 398	16 046	31 661	61	14 767	4 143
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	2 588	461 008	5 747 463	822	3 927	7 088	46	3 292	3 152
6	Energia Gdańska Kompania Energetyczna S.A., Gdańsk	7 394	556 113	3 220 093	891	7 888	11 848	40	6 236	2 711
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	8 830	750 929	4 670 141	1 517	8 954	28 926	48	8 309	3 878
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko-Kamienna	16 504	28 607	3 918 653	1 509	14 566	20 249	64	11 398	3 202
9	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A., Łódź	15 094	578 058	4 001 247	1 224	13 392	17 881	53	10 393	3 195
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	16 382	635 319	3 270 693	1 750	12 670	21 728	47	9 171	3 042
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	11 651	434 174	3 801 025	1 063	10 631	14 184	42	9 404	2 240
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	6 297	446 909	2 867 613	926	6 034	7 909	31	4 743	2 523
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	10 349	424 192	3 021 922	1 119	9 090	11 663	40	7 205	2 245
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	1 523	508 679	2 460 043	378	3 892	8 718	33	3 225	2 266
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	9 750	400 204	2 662 054	1 004	9 744	15 263	32	8 280	1 902
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	12 145	494 701	3 120 058	1 014	11 456	14 616	43	8 501	2 543
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	8 558	413 752	3 188 931	1 482	6 581	7 592	43	4 761	2 448

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	4 151	244 277	1 955 505	629	4 540	9 362	24	3 790	1 248
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	27 229	643 957	2 424 013	1 419	17 877	20 030	49	13 046	2 707
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	4 037	205 774	3 108 318	917	3 694	3 479	26	2 556	1 315
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	3 860	435 366	2 727 247	697	3 234	9 987	33	3 833	1 923
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	9 981	388 909	2 639 536	919	7 047	6 451	40	4 287	2 164
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	6 100	322 219	2 223 448	876	3 855	5 411	36	3 598	1 715
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	11 479	338 735	1 969 949	926	11 453	14 960	35	9 587	1 957
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	15 283	418 579	1 766 826	1 005	11 516	12 241	37	8 177	2 043
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	12 327	280 990	1 464 313	863	8 775	9 510	25	6 105	1 393
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	8 868	267 817	1 498 639	808	5 246	5 843	29	3 311	1 543
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	4 168	311 425	1 422 285	542	2 958	3 413	27	2 948	1 512
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	4 378	213 839	1 620 668	598	3 489	4 459	22	2 299	1 359
30	Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Gorzów Wielkopolski	8 484	204 860	1 283 704	538	4 992	5 315	24	3 054	1 154
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	8 470	202 816	1 217 946	637	6 250	5 838	21	4 006	1 346
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	6 103	174 146	1 263 447	351	4 032	4 376	14	3 068	779
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	7 453	158 352	797 735	474	4 902	5 012	20	3 286	1 247
		312 749	14 387 540	101 055 679	31 961	269 895	388 978	1 272	211 276	79 715

Opracowanie własne na podstawie danych ze stron internetowych www.ptpiree.com.pl i www.cire.pl

Tabela 5.2. Długość linii energii elektrycznej w spółkach dystrybucyjnych

Rok	Razem, km	W podziale według poziomu napięcia, km		
		WN	SN	NN
1990	537 820	42 820	216 113	278 887
1995	547 417	44 657	221 391	281 369
1998	690 834	31 961	269 895	388 978
1998/1990 (indeks)	1,28	0,75	1,25	1,39

Opracowanie własne na podstawie danych ze stron internetowych
www.ptpiree.com.pl i www.cire.pl

Tabela 5.3. Liczba klientów i sprzedaż energii elektrycznej w spółkach dystrybucyjnych

Rok	Liczba klientów	Sprzedaż energii elektrycznej, GWh
1990	14 113,6	102 510
1995	14 789,8	96 118
1998	14 387,5	101 056
1998/1990 (indeks)	1,02	0,99

Opracowanie własne na podstawie danych ze stron internetowych
www.ptpiree.com.pl i www.cire.pl

Tabela 5.4. Przychody z całokształtu działalności

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Przychody z całokształtu działalności tys. zł			Zmiana %	
		1998	1999	2000	1999/98	2000/98
1	2	3	4	5	6	7
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	1 973 798	2 117 813	2 477 967	7,30	25,54
2	STOEN S.A., Warszawa	1 034 484	1 104 923	1 211 651	6,81	17,13
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	1 024 915	1 091 939	1 248 369	6,54	21,80
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Warszawa	1 085 097	1 006 508	1 035 331	-7,24	-4,59
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	1 133 101	998 992	1 112 283	-11,84	-1,84
6	Energa Gdańska Kompania Energetyczna S.A., Gdańsk	654 405	974 430	755 813	48,90	15,50
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	917 039	949 628	1 046 063	3,55	14,07
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko-Kamienna	787 673	825 977	903 245	4,86	14,67

1	2	3	4	5	6	7
9	Zakład Energetyczny Łódź–Teren S.A., Łódź	885 781	821 049	849 085	-7,31	-4,14
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	850 150	817 140	833 475	-3,88	-1,96
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	790 685	749 803	664 933	-5,17	-15,90
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	652 787	678 312	688 144	3,91	5,42
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	570 026	614 834	673 870	7,86	18,22
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	600 474	613 517	648 957	2,17	8,07
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	676 534	607 037	628 569	-10,27	-7,09
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	598 304	601 857	673 499	0,59	12,57
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	716 774	595 236	585 968	-16,96	-18,25
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	566 621	578 579	385 140	2,11	-32,03
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	546 709	570 963	624 824	4,44	14,29
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	571 322	556 894	579 534	-2,53	1,44
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	522 727	540 581	590 759	3,42	13,01
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	520 352	532 871	566 909	2,41	8,95
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	484 684	480 307	501 925	-0,90	3,56
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	429 587	436 252	471 581	1,55	9,78
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	381 709	423 778	432 002	11,02	13,18
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	395 683	367 912	385 888	-7,02	-2,48
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	328 965	358 146	390 847	8,87	18,81
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	312 867	309 164	329 231	-1,18	5,23
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	286 017	282 890	285 384	-1,09	-0,22
30	Zakład Energetyczny Gorzów SA, Gorzów Wlkp.	282 041	282 768	303 811	0,26	7,72
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	290 267	273 506	288 515	-5,77	-0,60
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	232 648	263 028	297 954	13,06	28,07
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	259 842	242 526	244 627	-6,66	-5,86
Suma wszystkich spółek		21 364 068	21 669 160	22 716 153	1,43	6,33
Suma spółek na Dolnym Śląsku		1 822 993	1 827 260	1 882 293	0,23	3,25

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”.

Przychody z całokształtu działalności całego sektora dystrybucji wzrosły o 6,33% w 2000 roku w porównaniu do uzyskanych w roku 1998. Z 33 spółek wzrostem (w porównaniu do 1998 roku) przychodów z całokształtu działalności wykazało się 21 spółek. Największy wzrost odnotowały Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., a wyniósł on 28,07%. Kolejna spółka – Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A. – osiągnęła wzrost o 25,54%, a Energetyka Poznańska S.A. – 21,8%. Największy spadek natomiast (w porównaniu do 1998 roku) przychodów z całokształtu działalności miał Zakład Energetyczny S.A. w Tarnowie – 32,03%, a drugi w kolejności – Zakład Energetyczny S.A. w Opolu – 18,25%.

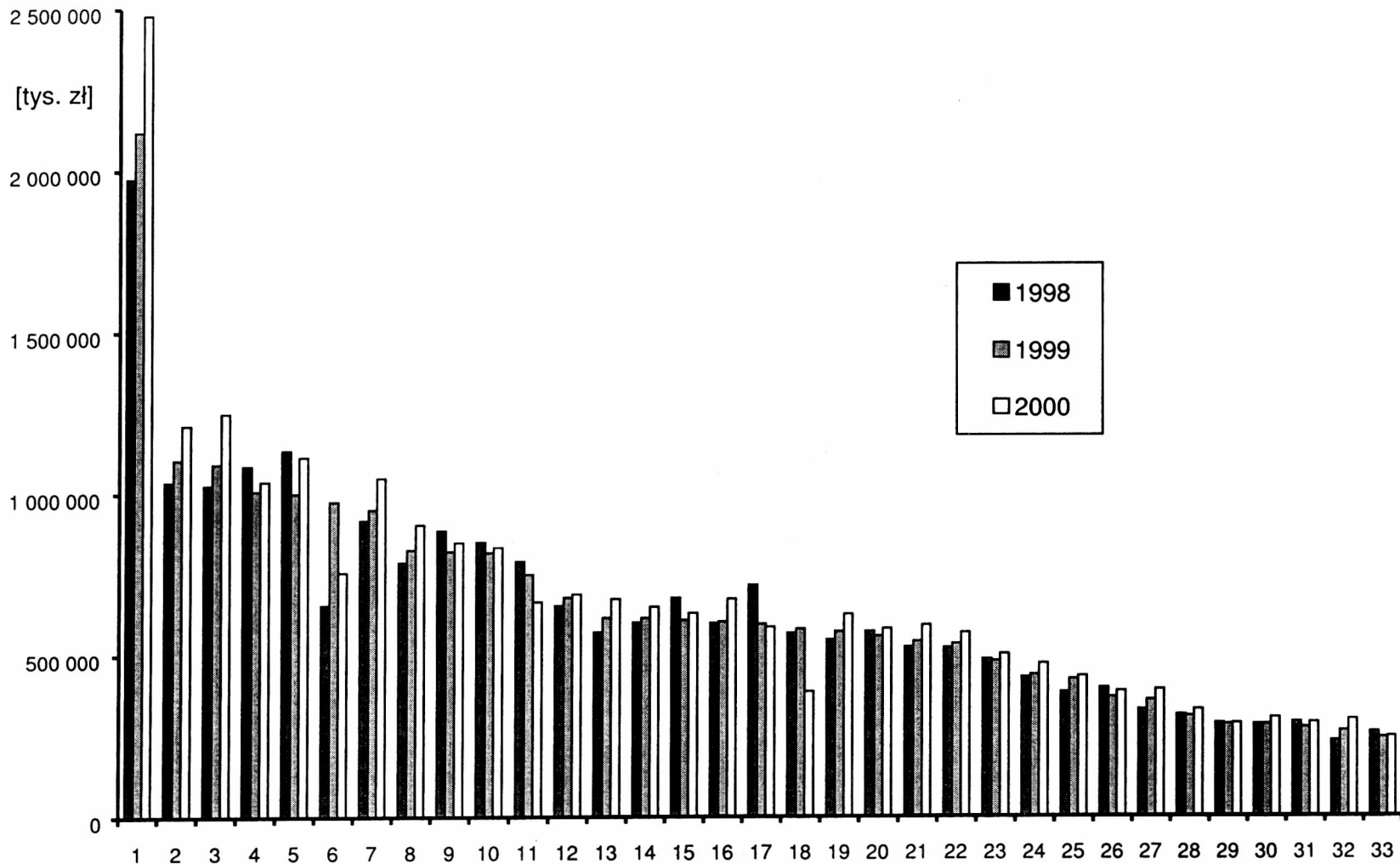
Podano także analizę relacji pomiędzy przychodami a wartością PKB w odniesieniu do kraju i Dolnego Śląska. W tabeli 5.5 przedstawiono udział przychodów z całokształtu działalności spółek dystrybucyjnych w PKB Polski i Dolnego Śląska.

Tabela 5.5. Udział przychodów z całokształtu działalności spółek dystrybucyjnych w PKB Polski i Dolnego Śląska

		1998	1999	2000
Polska	Suma przychodów z całokształtu działalności wszystkich spółek dystrybucyjnych	21 364 068	21 669 160	22 716 153
	Produkt krajowy brutto	553 560 100	615 115 300	685 596 700
	Udział	3,86%	3,52%	3,31%
Dolny Śląsk	Suma przychodów z całokształtu działalności spółek dystrybucyjnych z Dolnego Śląska	1 822 993	1 827 260	1 882 293
	Produkt krajowy brutto	42 646 400	47 337 504	52 544 629
	Udział	4,27%	3,86%	3,58%

Opracowanie własne na podstawie danych z GUS i WUS.

Przychód z całokształtu działalności całego sektora dystrybucji wyniósł w 2000 roku 22 716,2 mln zł. Stanowi to około 3,3% wartości PKB (patrz tabela 5.5). Oznacza to, w przybliżeniu, że bez mała co trzydziesta złotówka wydana jest w kraju na zakup energii elektrycznej. Warto jednak zauważyć, że udział przychodów z całokształtu działalności spółek dystrybucyjnych w produkcie krajowym brutto z roku na rok maleje. Podobną tendencję można zauważyć dla spółek dystrybucyjnych, działających na terenie Dolnego Śląska, gdzie udział ich przychodów z całokształtu działalności w PKB wypracowanego na Dolnym Śląsku także maleje.



Rys. 5.1. Przychody z całokształtu działalności
 Opracowanie własne na podstawie tabeli 5.6

Tabela 5.6. Przychody z działalności podstawowej

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Przychody z działalności podstawowej, tys. zł			Zmiana %	
		1998	1999	2000	1999/98	2000/98
1	2	3	4	5	6	7
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	1 926 054	1 964 061	2 307 877	1,97	19,82
2	STOEN S.A., Warszawa	1 014 232	1 075 386	1 154 868	6,03	13,87
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	941 004	1 056 939	1 227 839	12,32	30,48
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Warszawa	1 027 098	968 358	1 020 573	-5,72	-0,64
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	1 053 195	944 769	1 023 135	-10,29	-2,85
6	Energa Gdańska Kompania Energetyczna S.A., Gdańsk	626 761	956 623	741 042	52,63	18,23
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	854 033	900 148	1 017 850	5,40	19,18
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko-Kamienna	755 810	789 223	861 992	4,42	14,05
9	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A., Łódź	848 174	793 898	810 760	-6,40	-4,41
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	820 948	752 215	762 528	-8,37	-7,12
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	768 683	732 330	650 747	-4,73	-15,34
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	610 527	616 098	632 855	0,91	3,66
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	549 836	582 783	636 627	5,99	15,78
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	581 480	584 685	618 614	0,55	6,39
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	665 675	595 615	605 917	-10,52	-8,98
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	550 335	563 730	636 249	2,43	15,61
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	672 704	575 203	567 850	-14,49	-15,59
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	402 292	363 403	380 724	-9,67	-5,36
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	510 626	557 636	612 793	9,21	20,01
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	554 305	545 918	575 623	-1,51	3,85
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	499 070	524 845	571 817	5,16	14,58
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	486 996	502 077	546 657	3,10	12,25

1	2	3	4	5	6	7
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	452 433	464 307	495 170	2,62	9,45
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	411 998	417 019	454 709	1,22	10,37
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	369 312	411 203	425 140	11,34	15,12
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	336 824	355 363	370 857	5,50	10,10
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	319 480	346 148	379 699	8,35	18,85
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	298 473	296 753	320 403	-0,58	7,35
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	277 529	272 518	273 993	-1,81	-1,27
30	Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Gorzów Wlkp.	262 894	272 289	290 544	3,57	10,52
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	259 310	262 365	278 932	1,18	7,57
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	216 387	250 934	291 748	15,97	34,83
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	245 005	232 812	237 310	-4,98	-3,14
Suma wszystkich spółek		20 169 483	20 527 654	21 783 443	1,78	8,00
Suma spółek na Dolnym Śląsku		1 740 834	1 731 287	1 802 874	-0,55	3,56

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”.

W tabeli 5.7 i na rysunku 5.2 przedstawiono wynik finansowy netto poszczególnych spółek dystrybucyjnych oraz wskaźnik rentowności brutto.

Cały sektor dystrybucji miał w latach 1998–2000 dodatni wynik finansowy. Wynosił on jednak w roku 2000 dla całej dystrybucji 226 796 tys. złotych, co daje – w odniesieniu do przychodów z całokształtu działalności – rentowność netto na poziomie 1%. Rentowność w tej wysokości należy uznać za zdecydowanie za niską. Z 33 spółek dystrybucyjnych trzy wykazały rentowność ujemną. Warto przy tym zauważyć, że rozpiętość poziomu rentowności netto nie jest duża i dla spółek, które wynik finansowy miały dodatni, mieści się w granicach od 0,04 do 3,93%. Rentowność netto w trzyletnim okresie badań zwiększyła się w roku 1999 w odniesieniu do roku 1998 o około 1,4%, aby obniżyć się w roku 2000 w odniesieniu do roku 1999 o około 0,5%.

Tabela 5.7. Wynik finansowy netto

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Wynik finansowy netto tys. zł			Wskaźnik rentowności netto %		
		1998	1999	2000	1998	1999	2000
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	-78 962	23 531	4 107	-4,00	1,11	0,17
2	STOEN S.A., Warszawa	15 512	19 104	21 742	1,50	1,73	1,79
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	8 503	21 183	16 234	0,83	1,94	1,30
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Warszawa	28 059	7 877	1 103	2,59	0,78	0,11
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	1 637	2 843	5 548	0,14	0,28	0,50
6	Energa Gdańska Kompania Energetyczna S.A., Gdańsk	-15 710	1 669	7 598	-2,40	0,17	1,01
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	12 809	27 058	24 090	1,40	2,85	2,30
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko-Kamienna	-17 041	4 884	2 210	-2,16	0,59	0,24
9	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A., Łódź	10 183	18 996	14 288	1,15	2,31	1,68
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	3 391	38 003	22 334	0,40	4,65	2,68
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	6 677	9 016	7 706	0,84	1,20	1,16
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	22 598	30 013	27 066	3,46	4,42	3,93
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	-35 538	-1 860	262	-6,23	-0,30	0,04
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	-30 530	6 934	1 790	-5,08	1,13	0,28
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	14 191	19 722	9 549	2,10	3,25	1,52
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	4 361	6 237	8 293	0,73	1,04	1,23
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	-509	-21 495	893	-0,07	-3,61	0,15
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	3 351	4 063	2 049	0,59	0,70	0,53
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	17 068	10 590	12 729	3,12	1,85	2,04
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	-4 060	6 450	-7 473	-0,71	1,16	-1,29
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	1 074	3 179	3 802	0,21	0,59	0,64
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	2 263	13 297	9 526	0,43	2,50	1,68
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	18 953	11 101	-11 025	3,91	2,31	-2,20

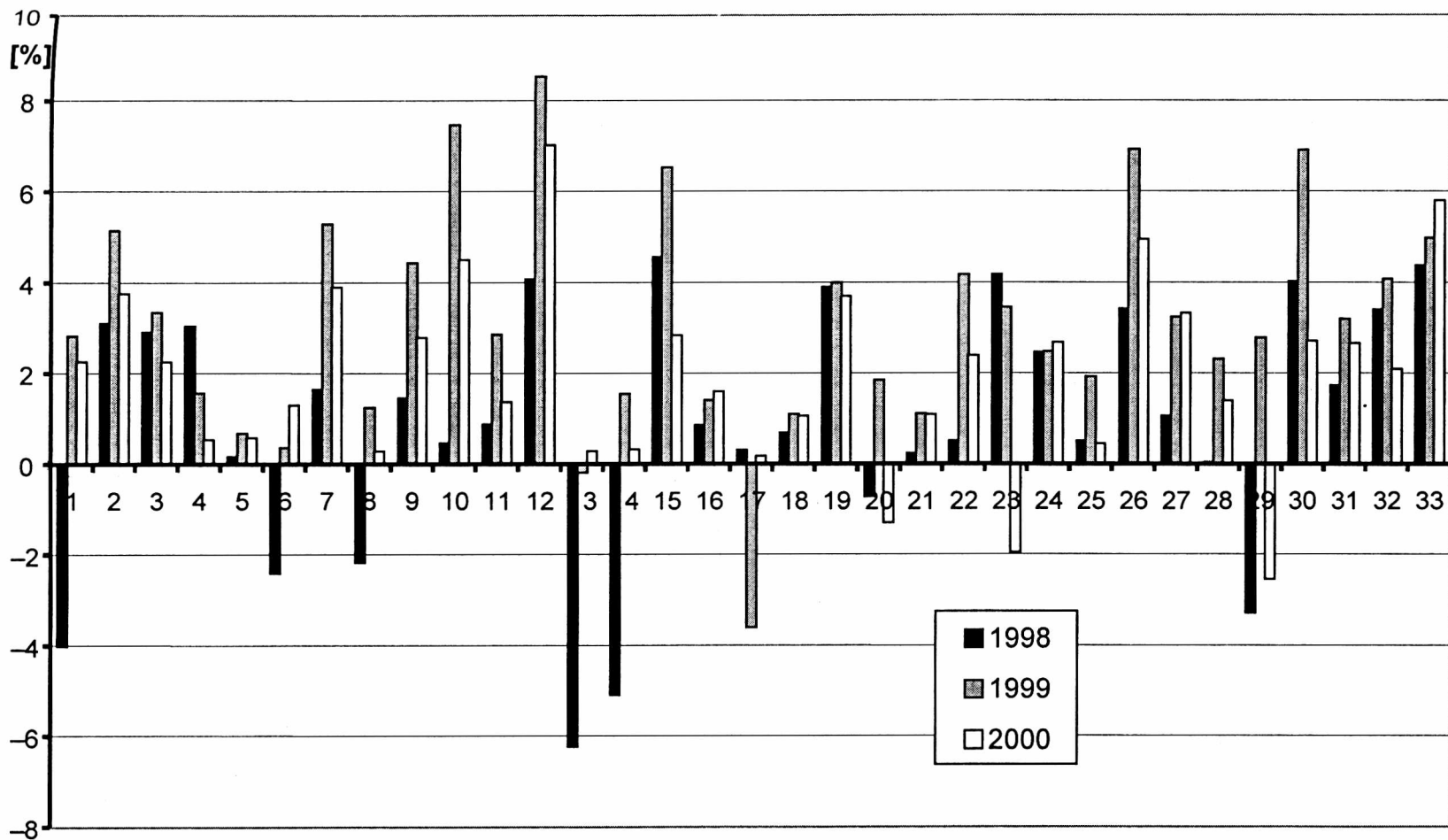
1	2	3	4	5	6	7	8
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	7 335	6 946	8 338	1,71	1,59	1,77
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	1 632	3 161	909	0,43	0,75	0,21
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	7 332	14 339	10 773	1,85	3,90	2,79
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	2 950	6 087	7 244	0,90	1,70	1,85
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	288	3 453	2 263	0,09	1,12	0,69
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	-9 279	4 942	-6 942	-3,24	1,75	-2,43
30	Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Gorzów Wlkp.	9 640	10 129	4 528	3,42	3,58	1,49
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	3 992	3 690	4 063	1,38	1,35	1,41
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	5 922	6 310	4 059	2,55	2,40	1,36
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	6 862	6 527	7 143	2,64	2,69	2,92
Suma wszystkich spółek		24 954	327 979	226 796	0,12	1,51	1,00
Suma spółek na Dolnym Śląsku		9 547	44 858	14 914	0,52	2,45	0,79

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”.

Ważną miarą szeroko rozumianej efektywności gospodarowania jest rentowność brutto, mierzona stosunkiem zysku brutto do przychodów z całokształtu działalności (rys. 5.2). I tak, pomimo że Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny (GZE) ma największy zysk brutto, to jego wskaźnik rentowności wynosi zaledwie 2,26%. Największy wskaźnik rentowności w 2000 roku miał Zakład Energetyczny Wrocław, bo aż 7,02%. Rentowność powyżej 4% osiągnęły jeszcze tylko trzy spółki dystrybucyjne: ZE Słupsk – 5,79%, ZE Olsztyn – 4,94% i ZE Rzeszów – 4,50%. Warto zauważyć, że w roku 2000 trzy spółki dystrybucyjne miały ujemną rentowność brutto – zakłady energetyczne z Legnicy, Jeleniej Góry i Częstochowy.

W świetle przedstawionych danych widać wyraźnie, iż najbardziej interesujące, z punktu widzenia znalezienia inwestora, są spółki GZE i STOEN. W pierwszej z nich, w 2001 roku ponadnarodowy koncern „Vatenfall”, z siedzibą w Szwecji, objął 25% akcji za kwotę 600 mln zł. W tym kontekście pojawia się pytanie o zasady prywatyzacji sektora dystrybucji. Zagadnienie to omówiono w rozdziale 7. monografii.

Trwały rozwój gospodarczy łączy się z inwestowaniem, mierzonym nakładami inwestycyjnymi. W tabeli 5.8 przedstawiono wysokość nakładów inwestycyjnych, poniesionych przez poszczególne spółki w latach 1998–2000. Największe nakłady inwestycyjne w 2000 roku poniosły: Energetyka Poznańska – 167,3 mln zł i Zakład Energetyczny Warszawa–Teren – 144 mln zł.



Rys. 5.2. Rentowność netto

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”

Tabela 5.8. Nakłady inwestycyjne

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Nakłady inwestycyjne (tys. zł)			Zmiana (%)	
		1998	1999	2000	1999/98	2000/98
1	2	3	4	5	6	7
1	Górnśląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	113 613	89 757	59 312	-21,00	-47,80
2	STOEN S.A., Warszawa	71 376	67 041	91 622	-6,07	28,36
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	55 757	71 393	167 281	28,04	200,02
4	Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A., Warszawa	65 095	75 121	143 991	15,40	121,20
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	26 607	32 662	40 355	22,76	51,67
6	Energa Gdańska Kompania Energetyczna S.A., Gdańsk	38 541	55 571	61 380	44,19	59,26
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	72 945	92 980	111 492	27,47	52,84
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko-Kamienna	34 191	40 963	52 704	19,81	54,15
9	Zakład Energetyczny Łódź-Teren S.A., Łódź	61 213	65 170	84 441	6,46	37,95
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	22 424	34 282	73 044	52,88	225,74
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	34 403	43 437	51 702	26,26	50,28
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	42 298	20 038	34 139	-52,63	-19,29
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	39 738	24 702	43 082	-37,84	8,41
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	22 197	25 848	30 507	16,45	37,44
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	45 858	69 667	84 543	51,92	84,36
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	45 186	32 583	44 629	-27,89	-1,23
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	35 741	41 386	39 235	15,79	9,78
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	28 356	25 006	33 084	-11,81	16,67
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	52 238	77 167	82 860	47,72	58,62
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	13 942	24 034	23 098	72,39	65,67
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	28 753	30 458	45 670	5,93	58,84
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	15 337	18 731	33 976	22,13	121,53
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	28 109	42 443	47 776	50,99	69,97
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	40 559	44 502	52 893	9,72	30,41
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	31 624	37 245	40 639	17,77	28,51
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	20 089	25 681	30 767	27,84	53,15
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	21 998	19 769	23 044	-10,13	4,76
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	14 381	25 977	28 172	80,63	95,90
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	9 978	22 819	17 488	128,69	75,27

1	2	3	4	5	6	7
30	Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Gorzów Wlkp.	20 148	21 785	23 191	8,12	15,10
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	19 157	28 815	36 296	50,41	89,47
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	10 528	11 220	17 752	6,57	68,62
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	26 187	33 657	47 167	28,53	80,12
Suma wszystkich spółek		1 208 567	1 371 910	1 797 331	13,52	48,72
Suma spółek na Dolnym Śląsku		80 599	92 868	102 897	15,22	27,67

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”.

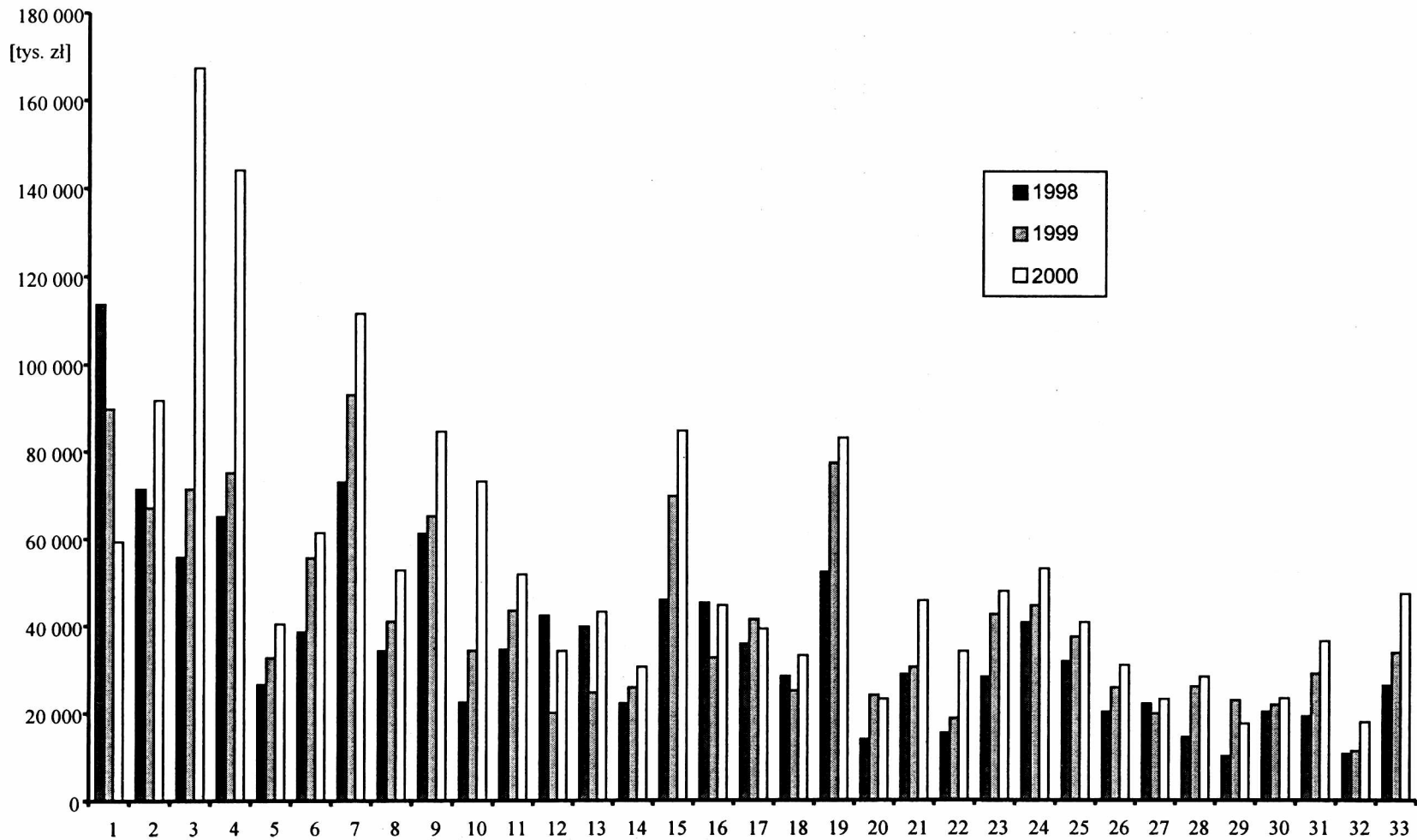
Tabela 5.9. Udział nakładów inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych w nakładach inwestycyjnych przedsiębiorstw w Polsce i na Dolnym Śląsku

		1998	1999	2000
Polska	Suma nakładów inwestycyjnych wszystkich spółek dystrybucyjnych	1 208 567	1 371 910	1 797 331
	Nakłady inwestycyjne	112 813 500	125 954 400	b.d.
	Udział	1,071%	1,089%	–
Dolny Śląsk	Suma nakładów inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych z Dolnego Śląska	80 599	92 868	102 897
	Nakłady inwestycyjne	9 272 300	10 742 900	b.d.
	Udział	0,869%	0,864%	–

Opracowanie własne na podstawie danych z GUS i WUS.

Z danych tych wynika, że wysokość nakładów inwestycyjnych w spółkach dystrybucyjnych, odniesiona do całkowitych nakładów inwestycyjnych w Polsce lub na Dolnym Śląsku, jest ponad trzykrotnie mniejsza niż udział przychodów spółek w odniesieniu do PKB (zob. tabela 5.5).

Przyjęto, iż miarą zaangażowania się spółki dystrybucyjnej na rzecz przyszłości jest intensywność inwestowania – wskaźnik inwestycyjny – mierzony stosunkiem nakładów inwestycyjnych do przychodów z całokształtu działalności. Na rysunku 5.3 przedstawiono wysokość nakładów inwestycyjnych w poszczególnych spółkach w latach 1998–2000.



Rys. 5.3. Wysokość nakładów inwestycyjnych
Opracowanie własne

Największy wskaźnik inwestycyjny w 2000 roku miał Zakład Energetyczny Słupsk – 19,28%, spółka o najmniejszym przychodzie. Wśród spółek, których wskaźnik inwestycyjny przekroczył 12%, należy wymienić: Zakład Energetyczny Warszawa–Teren – 13,91%, Zakład Energetyczny Toruń – 13,45%, Energetyka Poznańska – 13,4%, Zakład Energetyczny Białystok – 13,26%, Zakład Energetyczny Koszalin – 12,58%. Najmniejszy natomiast wskaźnik inwestycyjny w roku 2000 miał Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny, bo zaledwie 2,39%.

Tabela 5.10. Zatrudnienie w spółkach dystrybucyjnych

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa	Zatrudnienie osoby			Zmiana %	
		1998	1999	2000	1999/98	2000/98
1	2	3	4	5	6	7
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	334	297	176	-11,08	-47,31
2	STOEN S.A., Warszawa	1 682	1 747	1 759	3,86	4,58
3	Energetyka Poznańska S.A., Poznań	1 672	1 653	1 672	-1,14	0,00
4	Zakład Energetyczny Warszawa–Teren S.A., Warszawa	2 788	2 758	2 751	-1,08	-1,33
5	Zakład Elektroenergetyczny S.A., Będzin	1 712	1 674	1 681	-2,22	-1,81
6	Energa Gdańska Kompania Energ. S.A., Gdańsk	1 646	1 612	1 595	-2,07	-3,10
7	Zakład Energetyczny S.A., Kraków	2 368	2 372	2 386	0,17	0,76
8	Zakład Energetyczny Okręgu R-k S.A., Skarżysko–Kamienna	2 435	2 397	2 374	-1,56	-2,51
9	Zakład Energetyczny Łódź–Teren S.A., Łódź	1 698	1 679	1 659	-1,12	-2,30
10	Zakład Energetyczny S.A., Rzeszów	2 287	2 222	2 209	-2,84	-3,41
11	Energetyka Kaliska S.A., Kalisz	1 510	1 423	1 421	-5,76	-5,89
12	Zakład Energetyczny Wrocław S.A., Wrocław	1 620	1 629	1 637	0,56	1,05
13	Zakład Energetyczny S.A., Bydgoszcz	1 700	1 694	1 608	-0,35	-5,41
14	Łódzki Zakład Energetyczny, Łódź	1 672	1 626	1 650	-2,75	-1,32
15	Zakład Energetyczny S.A., Toruń	1 574	1 584	1 500	0,64	-4,70
16	Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A., Lublin	1 639	1 638	1 628	-0,06	-0,67
17	Zakład Energetyczny S.A., Opole	1 733	1 736	1 722	0,17	-0,63
18	Zakład Energetyczny S.A., Tarnów	1 025	1 011	1 008	-1,37	-1,66
19	Zakład Energetyczny S.A., Białystok	1 909	1 774	1 704	-7,07	-10,74
20	Zakład Energetyczny S.A., Legnica	1 052	1 036	1 060	-1,52	0,76

1	2	3	4	5	6	7
21	Beskidzka Energetyka S.A., Bielsko-Biała	1 720	1 737	1 746	0,99	1,51
22	Zakład Energetyczny S.A., Szczecin	1 364	1 341	1 332	-1,69	-2,35
23	Zakład Energetyczny S.A., Częstochowa	1 350	1 359	1 374	0,67	1,78
24	Zakład Energetyczny S.A., Płock	185	183	176	-1,08	-4,86
25	Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Zamość	1 597	1 588	1 595	-0,56	-0,13
26	Zakład Energetyczny S.A., Olsztyn	976	992	993	1,64	1,74
27	Zakłady Energetyczne S.A., Zielona Góra	928	915	913	-1,40	-1,62
28	Zakład Energetyczny S.A., Wałbrzych	1 047	971	932	-7,26	-10,98
29	Zakład Energetyczny S.A., Jelenia Góra	943	947	962	0,42	2,01
30	Zakład Energetyczny Gorzów S.A., Gorzów Wlkp.	889	881	897	-0,90	0,90
31	Zakład Energetyczny S.A., Koszalin	947	883	863	-6,76	-8,87
32	Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., Elbląg	802	793	793	-1,12	-1,12
33	Zakład Energetyczny S.A., Słupsk	819	776	701	-5,25	-14,41
Suma wszystkich spółek		47 623	46 928	46 477	-1,46	-2,41
Suma spółek na Dolnym Śląsku		4 662	4 583	4 591	-1,69	-1,52

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce publikowanych w „Rzeczpospolitej” i „Polityce”.

W tabeli 5.10 podano wielkości zatrudnienia w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych. Patrząc na tabelę zatrudnienia, wyraźnie widzimy, że liczba zatrudnionych pracowników w dwóch spółkach jest wyraźnie mniejsza niż w innych. Chodzi tu o Zakład Energetyczny w Płocku, który zatrudniał w 2000 roku 176 osób i Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny, który zatrudniał także 176 pracowników. Świadczy to o tym, iż spółki te przeszły proces restrukturyzacji wewnętrznej, polegający na wydzielaniu działalności pomocniczej od działalności podstawowej. W ten sposób znaczna część pracowników znalazła zatrudnienie w spółkach zależnych. Porównanie tabel 5.4 i 5.10 wskazuje na brak korelacji pomiędzy wartością uzyskanych przychodów a poziomem zatrudnienia. Świadczy to o różnym stopniu zaawansowania procesów wyodrębniania działalności pomocniczej i o przerostach zatrudnienia występujących w spółkach. Wynika z tego także, że spółki są bardzo różnie przygotowane do procesu ich prywatyzacji. Wydać to wyraźnie na rysunku 5.4, pokazującym wydajność pracy w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych, mierzoną stosunkiem przychodów z całokształtu działalności do liczby zatrudnionych.

Spółki dystrybucyjne zatrudniają około 47 tys. osób. W odniesieniu do liczby osób zatrudnionych w gospodarce nie jest to udział duży. Dane dotyczące udziału zatrudnionych w spółkach dystrybucyjnych do liczby pracujących przedstawiono w tabeli 5.11.

Tabela 5.11. Udział zatrudnionych w spółkach dystrybucyjnych w liczbie pracujących w Polsce i na Dolnym Śląsku

		1998	1999	2000
Polska	Suma zatrudnionych we wszystkich spółkach dystrybucyjnych	47 623	46 928	46 477
	Pracujący w gospodarce narodowej	15 921 084	15 691 700	15 345 100
	Udział	0,299%	0,299%	0,303%
Dolny Śląsk	Suma zatrudnionych w spółkach dystrybucyjnych z Dolnego Śląska	4 662	4 583	4 591
	Pracujący w gospodarce narodowej	1 059 414	1 072 639	1 034 600
	Udział	0,440%	0,427%	0,444%

Opracowanie własne na podstawie danych z GUS i WUS.

Wnioski z analizy stanu sektora dystrybucji

Analizując warunki funkcjonowania spółek dystrybucyjnych oraz dane liczbowe charakteryzujące ich gospodarkę, trudno nie zauważyć głębokich zmian zachodzących w wielu obszarach. Dotyczą one zarówno wielkości tych podmiotów, uzyskiwanych efektów ekonomiczno-finansowych, jak i – nie poruszanych w tym rozdziale – regulacji prawnych, zasad cenotwórstwa czy wymagań koncesyjnych. Równie głębokie zmiany dotyczą np. wymagań stawianych przez klientów, aktywności konkurencji, niektórych rozwiązań technicznych oraz technik zarządzania [152]. Z analizy danych wynika, że sektor dystrybucji w Polsce jest silnie zróżnicowany, w następstwie czego różne będzie też tempo i zakres przedsięwzięć restrukturyzacyjnych oraz prywatyzacji. Z powodu głębokiej asymetrii dotyczącej potencjału spółek i wartości przychodów naturalne są tendencje do konsolidacji sektora. Ważne jest jednak, aby proces ten równoważył interesy klientów, spółek dystrybucyjnych i zapewniał warunki racjonalnej polityki energetycznej w regionie i całym kraju [3].

Nowe warunki stwarzają z jednej strony zagrożenia ze strony konkurencji – szczególnie w handlu energią, z drugiej natomiast dają duże możliwości rozwoju w oparciu o silną pozycję rynkową i dobry dostęp do klientów na terenie obsługiwanym przez firmy dystrybucyjne. Rynkowe warunki działania oraz planowana konsolidacja i prywatyzacja stwarzają korzystne warunki do inwestowania w polskie firmy dystrybucyjne inwestorom krajowym i zagranicznym, branżowym i finansowym, przy spełnieniu założeń, dotyczących stworzenia warunków do uzyskania odpowiedniej stopy rentowności oraz wzrostu wartości¹.

¹ Problem rentowności i wartości spółek dystrybucyjnych szerzej omówiono w załączniku niniejszej pracy.

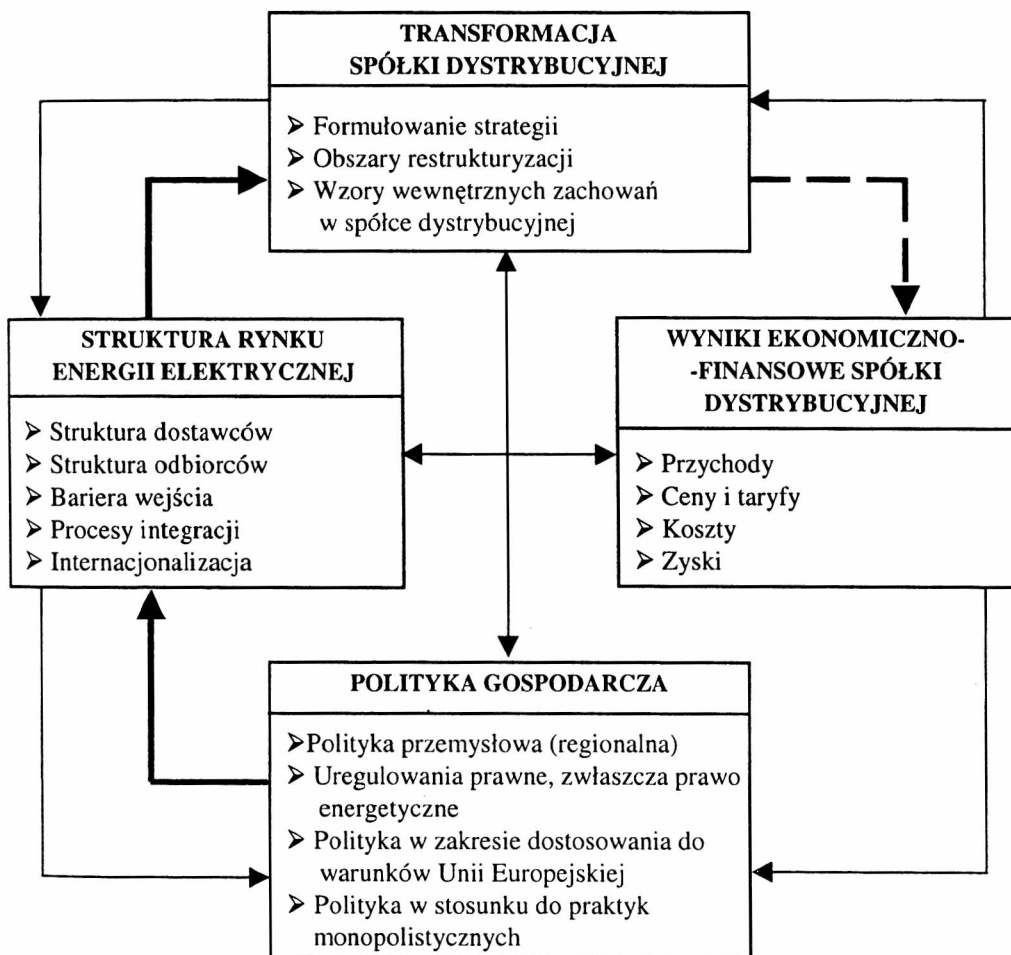
5.3. Kierunki transformacji spółki dystrybucyjnej a struktura rynków energii – propozycja modelu

Każda organizacja działa w pewnym otoczeniu, którego zmiana ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania w nim podmiotów. Zmiany te mogą mieć charakter ewolucyjny lub skokowy. W pierwszym przypadku zmiany mają charakter ciągły i są łatwo przewidywalne. Strategie realizowane przez firmy w takim otoczeniu mają na celu przede wszystkim stabilizację i dotyczą pewnych wycinków organizacji. W drugim przypadku, gdy zmiany następują bardzo dynamicznie, a ich efekty są trudne do przewidzenia, firmy potrzebują zmiany filozofii działania, a co za tym idzie – strategii.

Impulsem zmian o charakterze rynkowym w Polsce jest polityka makroekonomiczna państwa, a więc narzędzia – instrumenty, które stosują organy ustawodawcze i wykonawcze w celu uzyskania zamierzonych cech całej gospodarki, jej sektora czy branży. Jest więc naturalne, iż za podstawowy wyraz polityki państwa w stosunku do sektora energetycznego uznaje się *Prawo energetyczne* wraz z rozporządzeniami, politykę przemysłową i regionalną (w tym ostatnim przypadku, zmiany struktury administracyjnej kraju mogą stać się istotnym impulsem zmian struktury gospodarki energetycznej w układzie regionalnym). Istotnym wyznacznikiem uwarunkowań, charakteryzujących politykę państwa, są dokumenty przyjęte i ratyfikowane w ramach Unii Europejskiej, a przede wszystkim Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 roku, oraz wynikające z nich zasady otwarcia europejskiego rynku energii elektrycznej w najbliższych latach.

Na rysunku 5.4 przedstawiono wpływ polityki gospodarczej i struktury rynku na spółkę dystrybucyjną. Trzeba przyznać, że polityka państwa jest zasadniczą determinantą zmian struktury rynku, ta zaś jest podstawowym czynnikiem zmian działań przedsiębiorstw na rynku energii. Na rysunku pokazano także rozmaite sprzężenia zwrotne o różnej sile, występujące pomiędzy elementami, przy czym charakter i siła tych sprzężeń będzie określona przez konkretną sytuację, która występuje w określonym sektorze gospodarki. Na rysunku grubymi liniami przedstawione są te oddziaływania, które w sektorze energetyki wyrażają silny wpływ jednego elementu na drugi (zgodnie z kierunkiem strzałki). Liniami cienkimi zaznaczono związki o słabszym charakterze, liniami przerywanymi natomiast związki, które w polskiej energetyce jeszcze nie występują ze względu na słaby poziom wdrożenia mechanizmów charakterystycznych dla gospodarki konkurencyjnej. Na rysunku 5.4 pokazano sześć zasadniczych elementów struktury rynku energii elektrycznej:

Struktura dostawców oznacza tu strukturę przedsiębiorstw dostarczających energię na poszczególnym rynku. Jest więc możliwa dotychczasowa struktura rynku monopolistycznego lub jej ewolucja w kierunku rynku oligopolistycznego, w którym decyzje poszczególnych dostawców energii będą współzależne. Szczególnie istotny jest tutaj poziom koncentracji mierzony choćby, omówionym w rozdziale trzecim, współczynnikiem Herfindahla–Hirschmana.



Rys. 5.4. Związki pomiędzy polityką gospodarczą państwa, strukturą rynku a procesami transformacji spółki dystrybucyjnej
Opracowanie własne na podstawie [89]

Struktura odbiorców jest podstawową determinantą ich klasyfikacji i segmentacji. Z punktu widzenia transformacji spółek dystrybucyjnych to właśnie struktura odbiorców określa strategię rynkową i wyznacza kształt programu marketingowego. Można postawić tezę, że do wprowadzenia w spółkach orientacji marketingowej niezbędne są szczegółowe badania i studia, prowadzące do określenia preferencji i szczegółowych potrzeb odbiorców, wyznaczenia ich krzywych poboru energii i mocy oraz wrażliwości (elastyczności) cenowej na zapotrzebowanie, elastyczności dochodowej – odniesionej do względnej zmiany dochodu, mieszanej – odniesionej do cen substytucyjnych nośników energii. W tym przypadku ważny jest także pomiar poziomu koncentracji. Nie można także nie dostrzec, że spółka dystrybucyjna jest na obszarze

swojego działania szczególnym odbiorcą energii elektrycznej na tzw. rynku hurtowym. W ten sposób, jako jedyny odbiorca energii na tym rynku, spółka jest w gruncie rzeczy monopsonem, zwłaszcza w zakresie wykorzystania sieci dystrybucyjnej.

Bariery wejścia lub zupełna blokada występują dla potencjalnych uczestników w warunkach monopolu. Zmniejszenie siły barier wejścia powoduje gotowość wejścia na rynek nowych uczestników, którzy wnoszą wolę zdobycia znacznego udziału w rynku, co może powodować często także straty materialne i finansowe dotychczasowych uczestników.

M. Porter w tym kontekście pisze, że przedsiębiorstwa, które rozszerzają swoją dotychczasową działalność, prowadzoną na innych rynkach, przez zakup firmy działającej w danym sektorze, często wykorzystują swoje zasady jako dźwignię, aby przeprowadzić w sektorze zmiany strukturalne [142], [143]. Wyróżnić przy tym można w sferze dystrybucji energii elektrycznej pięć głównych źródeł barier wejścia, a mianowicie: politykę państwa; politykę Polskich Sieci Energetycznych S.A., które pełnią funkcję operatora systemu przesyłowego; efekt skali dystrybucji; potrzeby kapitałowe na modernizację sieci dystrybucyjnych i zdywersyfikowane działanie (por. szerzej w rozdz. 7.).

W tradycyjnej teorii ekonomii bariery te stanowią odrębny element struktur przemysłu, które wpływają na wyniki przedsiębiorstw. Przy braku barier stopy zwrotu kapitału powinny być identyczne, z powodu wyrównującej je konkurencji. W przeciwnym razie wysokie bariery chronią firmy działające już w danej gałęzi przed konkurencją nowych uczestników rynku.

Procesy integracji należą do typowych w gospodarce rynkowej. Firmy bowiem, chcąc zwiększyć siłę oddziaływania na rynku, łączą się (fuzje) lub wykupują inne podmioty (przejęcia). Procesy te mają charakter poziomy (horyzontalny) lub pionowy (wertykalny). Procesy konsolidacji i tworzenie holdingów są właśnie wyrazem dążeń do integracji. Jednym z istotnych zagadnień jest możliwość integracji działalności spółek dystrybucyjnych w związku z reformą administracyjną kraju i utworzeniem szesnastu samorządowych województw. Procesy integracji realizowane są wówczas, gdy firmy dokonują fuzji i przejęć (wykupienia), aby osiągnąć określone cele strategiczne i finansowe. Fuzje i przejęcia mogą oznaczać łączenie się dwóch odmiennych systemów organizacyjnych o zróżnicowanej kulturze i systemie wartości. Dlatego też powodzenie fuzji i przejęć będzie zależało od tego, jak mocno oba przedsiębiorstwa potrafią ze sobą się integrować.

Internacjonalizacja oznacza proces umiędzynarodowienia produkcji, przesyłania i dystrybucji energii, po wejściu na krajowy rynek energii elektrycznej podmiotów zagranicznych.

W świetle poprzednich rozdziałów tej pracy, polityka państwa jest zasadniczą determinantą zmian struktury rynku energii. Jeśli tak, to warto postawić w tym kontekście pytanie o przyczyny relatywnie powolnego wdrażania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Czy jest to spowodowane szczególnym charakterem „materii”, czy też jest wyrazem określonych zaniechań w obszarze polityki makroekonomicznej

w stosunku do tego sektora? Czy też jest to spowodowane wolą działania wielu przedsiębiorstw energetyki w warunkach zcentralizowanego jednolitego krajowego rynku niż działania w trudnych, ale zapewniających większą efektywność warunkach konkurencyjnego rynku energii elektrycznej? Odpowiedź na tak sformułowane pytania bynajmniej nie jest prosta. Być może odpowiedzialny za aktualną sytuację procesu przekształceń, charakteryzujących się spowolnieniem, jest splot warunków, będących zarówno wypadkową polityki państwa, jak i efektem pasywnych „zachowań przedsiębiorstw” [114].

Zmiany, wynikające z demonopolizacji i deregulacji sektora elektroenergetycznego oraz z obecnej jego sytuacji mają kluczowe znaczenie dla transformacji spółek dystrybucyjnych. Można tu wymienić [95], [113], [166]:

- podział branży energetycznej na cztery podsektory,
- wprowadzenie zasad konkurencji w wytwarzaniu i obrocie energią elektryczną,
- scedowanie na przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzialności za zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną,
- kontrola dystrybucji i przesyłu przez niezależny (także politycznie) Urząd Regulacji Energetyki,
- obowiązek przedsiębiorstw sieciowych udostępniania sieci elektroenergetycznej (zasada dostępu stron trzecich),
- planowane uwolnienie cen energii elektrycznej,
- zagrożenie finansowania strat branży górniczej przez sektor elektroenergetyczny,
- przewidywana cesja kontraktów długoterminowych, zawartych między PSE S.A. i wytwórcami na spółki dystrybucyjne,
- przewidywana prywatyzacja,
- wejście Polski do Unii Europejskiej.

W warunkach wdrożenia zasad konkurencji do sektora spółki dystrybucyjne spełniać będą nowe zadania. Po pierwsze, przejmą one odpowiedzialność za bezpieczeństwo zasilania odbiorców taryfowych. Dlatego każda spółka dystrybucyjna powinna przystąpić do oszacowania spodziewanego tempa transformacji rynku taryfowego w pozataryfowy², a więc nie podlegający zatwierdzeniu przez URE, oraz do budowy strategii utrzymania lub rozszerzenia rynku pozataryfowego.

Drugim zadaniem spółek dystrybucyjnych jest przystąpienie do opracowania strategii konkurencji na rynku pozataryfowym. W strategii tej powinny dominować dwa kierunki:

- inwestowanie w racjonalizację gospodarki energetycznej odbiorców przemysłowych (zgodnie z prawem energetycznym możliwe jest np. rozliczanie w taryfach

² Wydaje się, że podstawą do oszacowania tempa transformacji rynku taryfowego w pozataryfowy powinny być doświadczenia innych państw, a przede wszystkim Wielkiej Brytanii i państw skandynawskich. Nie można także zapominać o decyzji Unii Europejskiej dotyczącej liberalizacji rynku energii elektrycznej i rozporządzeniu ministra gospodarki w sprawie harmonogramu dostępu stron trzecich do sieci.

kosztów współfinansowania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne przedsięwzięć i usług, zmierzających do zmniejszenia zużycia paliwa i energii u odbiorców, czyli stanowiących alternatywę do budowy nowych źródeł oraz sieci),

➤ zintegrowane usługi energetyczne i infrastrukturalne dla ludności (płyną z tego wymierne korzyści dzięki obniżeniu kosztów zintegrowanych usług, zwłaszcza wtedy, kiedy są one wykonywane dla rozproszonych klientów, z którymi coraz trudniej jest uzgodnić termin obsługi – odczyty liczników, wykonanie czynności diagnostycznych, serwis) [139], [185].

Trzecim zadaniem dla spółek dystrybucyjnych jest przystąpienie do opracowania strategii zakupu energii elektrycznej. Początkowo będzie ona obejmować niewątpliwie zakup energii elektrycznej na pokrycie całego zapotrzebowania, ale później musi uwzględnić grę sił rynkowych. Spółki dystrybucyjne, ograniczając swobodną podaż przez przejście istniejących kontraktów oraz zawierając z wytwórcami nowe, utrudnią odbiorcom dostęp do rynku, wezmą jednak też na siebie ryzyko przy zbyt wysokich cenach. Odbiorcy mogą znaleźć nowych tanich wytwórców, a spółki dystrybucyjne zostaną z drogimi kontraktami. Dlatego tak bardzo ważna jest właściwa alokacja ryzyka w strategii zakupu.

Czwartym zadaniem spółek dystrybucyjnych jest podjęcie prac w zakresie kształtowania: na początek – funkcji operatorów sieci rozdzielczych, a potem – funkcji operatorów rynków lokalnych. Różnica pomiędzy operatorem sieci rozdzielczej i operatorem rynku lokalnego wynika głównie z zakresu sterowania źródłami przyłączonymi do sieci rozdzielczej 110 kV. Funkcja operatora rynku lokalnego obejmuje sterowanie pracą źródeł energii. W najbardziej rozwiniętej formie jest to sterowanie obejmujące źródła wyposażone w regulację pierwotną i wtórną, z kontrolą sald wymiany między danym rynkiem lokalnym oraz rynkiem systemowym i sąsiednimi rynkami lokalnymi [95].

Zadania związane z kształtowaniem funkcji operatora sieci rozdzielczej odnoszą się, oprócz kształtowania opłaty dystrybucyjnej, do następujących obszarów:

➤ bilansowania zapotrzebowania (odbiorców taryfowych i pozataryfowych) na energię elektryczną oraz podaży (z rynku systemowego i ze źródeł lokalnych, z uwzględnieniem wymiany z sąsiednimi spółkami dystrybucyjnymi),

➤ pomiarów i rozliczeń ilościowych energii elektrycznej pomiędzy uczestnikami rynku lokalnego,

➤ kontraktowania usług systemowych na rynku lokalnym, głównie w postaci redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców finalnych oraz dostarczenie ich do PSE S.A. (do SOBREE),

➤ rozliczeń wartościowych rezerwy mocy, usług systemowych, opłaty przesyłowej oraz opłat dystrybucyjnych (w tym opłat tranzytowych).

Funkcja operatora sieci rozdzielczej (ryнку lokalnego) nie obejmuje natomiast:

➤ rozliczeń wartościowych energii elektrycznej, których dokonują strony kontraktów bilateralnych,

➤ rozliczeń finansowych rezerw mocy, usług systemowych, opłaty przesyłowej oraz opłat dystrybucyjnych.

Działając na podstawie koncesji, udzielonej przez Urząd Regulacji Energetyki, spółki dystrybucyjne będą uczestniczyć w realizacji obrotów co najmniej na dwóch rynkach: systemowym (kontraktowym lub ofertowym) i detalicznym [147]. Na rynku hurtowym spółki będą dokonywać początkowo większości zakupów energii elektrycznej na drodze kontraktów dwustronnych. Z czasem jednak rosnąć będzie udział zakupów dokonywanych na rynku ofertowym, a więc zakłada się, że zakupy rynkowe stopniowo zastąpią zakupy od PSE S.A., według taryfy hurtowej. Konkurencyjnym źródłem dostaw będą lokalne elektrownie i elektrociepłownie (w tym będące własnością spółek), oddające energię do sieci spółki. Energię od tych elektrowni, a także z innych źródeł, spółki będą mogły kupować bezpośrednio lub poprzez pośredników (brokerów), co dotyczyć będzie zwłaszcza rynków ofertowych.

5.4. Formułowanie strategii spółki dystrybucyjnej

Strategia a zarządzanie strategiczne

W większości rozważań terminologicznych wskazuje się na wojskowe pochodzenie³ słowa „strategia”, które oznacza sztukę prowadzenia wojny, umiejętność kierowania i wygrywania wielkich kampanii, zręczne planowanie bitwy i sztukę wojenną. Syntezę militarnej teorii strategii stworzył w XIX wieku Karl von Clausewitz⁴, z której nowoczesne przedsiębiorstwa zaczerpnęły słownictwo, wybrane zasady i koncepcje działania. Po analizie najczęściej cytowanych i stosowanych definicji „strategii” na szczególne podkreślenie zasługują następujące fakty⁵:

- ▶ pojęcie strategii należy łączyć nierozdzielnie z zadaniami i funkcjami naczelnego kierownictwa przedsiębiorstwa,
- ▶ wdrożenie strategii ma zapewnić osiągnięcie fundamentalnych celów długookresowych, czyli ma zbliżyć przedsiębiorstwo do pewnego stanu, ocenianego pozytywnie w długim horyzoncie czasowym; oznacza to, że pojęcie strategii należy kojarzyć z rozwojem przedsiębiorstwa,
- ▶ strategia, jako koncepcja rozwoju przedsiębiorstwa, powstaje w wyniku rozwiązywania problemów i podejmowania decyzji; cechą szczególną tych decyzji jest wysoki stopień niepewności i związane z tym ryzyko,
- ▶ strategia wyraża pewną postawę i określony sposób postępowania, ściśle związany z obecną i przyszłą pozycją przedsiębiorstwa w zmieniającym się otoczeniu.

³ Pojęcie strategii pochodzi od greckiego słowa *strategós* – przywódca, wódz, kierownik, dowodzący (od *stratos* – armia i *agein* – przewodzić).

⁴ Pruski marszałek i teoretyk wojskowy, autor dzieła *O wojnie*.

⁵ Najczęściej spotykane definicje wraz z ich omówieniem można m.in. znaleźć w pracach [73], [81], [90].

Na potrzeby pracy zastosowano jednak jedną konkretną definicję. Z punktu widzenia zarządzania przedsiębiorstwem jako całością, strategia jest najczęściej określana jako koncepcja zasadniczych celów firmy oraz jej przyszłej pozycji względem otoczenia. Ujęcie to kojarzy się przede wszystkim z poglądami A.D. Chandlera, który zajmował się właśnie strategiami w kontekście związków, jakie zachodzą między przedsiębiorstwem a jego otoczeniem. Postawił on hipotezę, którą można sprowadzić do stwierdzenia, iż otoczenie, zachowanie strategiczne i struktura wewnętrzna firmy są ze sobą powiązane [17]. Chandler zauważa, że *strategia to określenie głównych, długofalowych celów firmy i przyjęcie takich kierunków działań, oraz taka alokacja zasobów, które są konieczne dla zrealizowania celów* [17]. Autor definicji podkreśla fakt, że strategia organizacji jest wynikiem jej relacji z otoczeniem. Zmiany otoczenia wymuszają na organizacji zmianę strategii działania [4]. Do tej nowej strategii, jeżeli funkcjonowanie organizacji ma przebiegać w sposób sprawny i efektywny, musi być następnie dostosowana struktura, która jest jednym z instrumentów, dzięki któremu organizacja realizuje swoje cele strategiczne. Na podstawie obserwacji i badań stwierdzono, że zmiana strategii bez odpowiednich przekształceń strukturalnych może prowadzić do zakłóceń i niesprawności w działalności firmy [171], [172], [182].

Warto w tym miejscu przytoczyć definicję W.M. Grudzewskiego i I.K. Hejduk, którzy ujmują strategię jako *proces wyznaczania długofalowych celów i zamierzeń organizacji oraz przyjęcie kierunków działania, a także środków do zrealizowania tych celów* [41].

Strategia, jako zbiór skoordynowanych sposobów i zasad realizacji celów przedsiębiorstwa, polega na rozwoju i wzroście firmy⁶. Rozwój przedsiębiorstwa nie jest celem, lecz środkiem realizacji tego celu przedsiębiorstwa. Wzrost natomiast występuje w podwójnej roli: z jednej strony stanowi jeden z podstawowych środków realizacji celu przedsiębiorstwa, a z drugiej jest silnie i bezpośrednio z nim skorelowany. *Rozwój i wzrost stanowią zatem ogólne strategie przedsiębiorstwa, generalne zasady strategiczne każdego przedsiębiorstwa* [132].

Trzeba się zgodzić z opiniami wyrażanymi w literaturze przedmiotu, że strategia przestaje polegać na wskazywaniu drogi, dokąd się zmierza, czy jaką pozycję powinno osiągnąć przedsiębiorstwo na rynku. Strategia mówi obecnie, jak to uczynić, za pomocą jakich metod, środków czy procedur. Jak widać z powyższego, teoria strategii przedsiębiorstwa rozwija się i powstaje w wyniku procesu zarządzania strategicznego, które jest (...) *kompleksowym, interdyscyplinarnym, wielofazowym procesem formułowania strategii przedsiębiorstwa. Istotą tego procesu jest integracja wszelkich orientacji, wymiarów i analiz przedsiębiorstwa; fazy opracowania z realizacją i kontrolą, wymiaru technicznego, ekonomicznego, społecznego, organizacyjnego, symbolicznego*

⁶ Podejście takie wyraża W. Pierścionek w pracy [132] i pisze, iż przedsiębiorstwo może przetrwać w długim okresie i realizować swoje podstawowe cele tylko pod warunkiem permanentnego rozwoju oraz wzrostu. Na tle pojęć rozwoju i wzrostu można określić pojęcie restrukturyzacji, która jest zmianą struktur różnych systemów przedsiębiorstwa w celu dostosowania ich do otoczenia.

itp. [72], [133]. W rezultacie zarządzanie strategiczne jest przedmiotem zainteresowania wielu nauk, a przede wszystkim: ekonomii, teorii organizacji i zarządzania oraz cybernetyki. Zarządzanie strategiczne wiąże się z koncepcją kreatywnej organizacji, nie tylko reagującej na zmiany otoczenia, ale także kształtującej je w twórczy sposób⁷. Twórca koncepcji zarządzania strategicznego H.I. Ansoff w pracy [5] przedstawia owe zarządzanie jako swoisty proces budowania przedsiębiorstwa i podkreśla, że warunkiem sukcesu jest zharmonizowanie siedmiu głównych zmiennych. Są to:

- otoczenie, które może mieć różne poziomy turbulencji,
- kompetencje do zarządzania oraz logistyki,
- typ władzy i sposób jej sprawowania,
- kultura i aspiracje, zwłaszcza naczelnego kierownictwa,
- przywództwo strategiczne oraz wpływy polityczne,
- model procesu strategicznego wyboru,
- strategia działania.

Zarządzanie strategiczne jest procesem badania i tworzenia struktury przedsiębiorstwa w celu zapewnienia mu sukcesu, którego warunkiem jest zharmonizowanie otoczenia, reakcji strategicznej, władzy, kultury organizacyjnej i umiejętności przedsiębiorstwa [126], [127]. Model Ansoffa charakteryzuje siedem głównych zmiennych, które po uwzględnieniu zróżnicowanych stanów dają ponad jedenaście tysięcy możliwych kombinacji [5]. Jest to, jak widać, proces bardzo trudny z racji złożoności problematyki i nietrwałości wzajemnego zharmonizowania poszczególnych elementów.

Zarządzanie strategiczne opiera się na dwóch grupach przesłanek decyzyjnych. Pierwsza z nich wyprowadzana jest z analizy otoczenia oraz analizy spółki. Druga przesłanka wywodzi się natomiast z systemu wartości kadry kierowniczej firmy, która to kadra tworzy określoną filozofię spółki. Z filozofii tej wynikają główne założenia rozwojowe: wizja, misja, cele podstawowe i strategie ich realizacji itp.

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że na zjawisko pod nazwą „zarządzanie strategiczne” można patrzeć dwojako: jako na jego treść oraz jako na jego proces [87], [144], [132].

Ze względu na **treść** można przyjąć, że w ramach zarządzania strategicznego daje się wydzielić dwa typy działań: takie, które służą formułowaniu i takie, które służą wdrażaniu strategii. Działania mające na celu sformułowanie strategii bliższe są, w swym charakterze, twórczemu rozwiązaniu problemu, działania mające na celu wdrożenie strategii bliższe są natomiast w swym charakterze wprowadzaniu zmiany organizacyjnej, gdzie wszystkie podstawowe podsystemy organizacji są tak modyfikowane, by współgrały z wytyczonymi celami strategicznymi i wspomagały ich realizację [132].

Ze względu na **proces** można przyjąć, że w ramach zarządzania strategicznego daje się wydzielić trzy procesy składowe: analizę strategiczną, wybór strategiczny i realizację strategii. Można przyjąć, że proces zarządzania strategicznego można

⁷ Podkreślają to najbardziej badacze reprezentujący orientację systemową [95].

sprowadzić do odpowiedzi na trzy podstawowe pytania. Najpierw musimy odpowiedzieć na pytanie: *kim jesteśmy?*, czyli jaka jest nasza pozycja strategiczna. Następnie możemy odpowiedzieć na pytanie: *kim chcemy być?*, czyli jaką chcielibyśmy zajmować pozycję strategiczną w przyszłości. Dalej, znając naszą obecną pozycję i pożądaną przez nas przyszłą pozycję strategiczną, możemy odpowiedzieć na trzecie pytanie: *jak tego chcemy dokonać?*, czyli jak pokonać wyznaczony w ten sposób dystans [132], [144].

Warto także zaznaczyć, że zarządzanie strategiczne łączy w sobie proces formułowania strategii z planowaniem strategicznym oraz określonym sposobem myślenia i określania strategicznego⁸. Planowanie strategiczne oznacza przygotowanie się do przyszłości i obejmuje najbardziej podstawowe oraz najistotniejsze dla danej organizacji rozstrzygnięcia, tj. wybór jej misji, jej celów, zadań, programów oraz wybór zasadniczych kierunków alokacji zasobów.

Każde przedsiębiorstwo powinno zajmować się planowaniem i wdrażaniem strategii swojego rozwoju i wzrostu, gdyż nieustannie zmienia się otoczenie i samo przedsiębiorstwo. Niepodejmowanie zatem decyzji strategicznych prowadzi nieuchronnie do upadku przedsiębiorstwa. Dotyczy to również firm bardzo znanych, renomowanych, czy firm będących aktualnie w bardzo dobrej sytuacji finansowej.

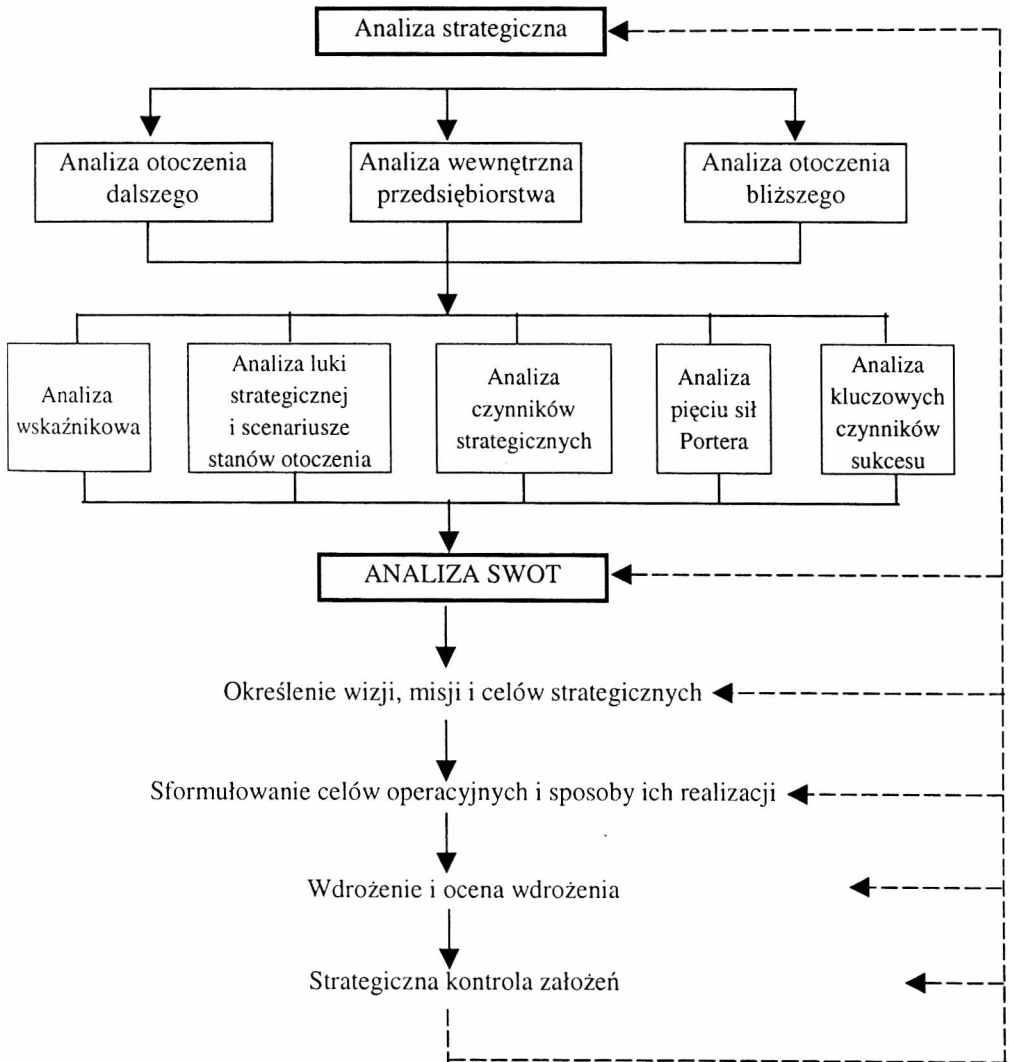
Planowanie strategiczne nie jest pojedynczym aktem, lecz procesem składającym się z etapów i z tego powodu należy przyjrzeć mu się od strony upływu czasu. W zależności od koncepcji strategii oraz koncepcji jej formułowania proponowane są w literaturze różne modele procesu zarządzania strategicznego. Różnią się one liczbą etapów, ich treścią oraz kolejnością, ponadto rozłożeniem akcentów. Na potrzeby pracy przedstawiony będzie proces najbardziej kompleksowy, podający określenie kierunków działania przedsiębiorstwa oraz misji po analizie otoczenia, podkreślający znaczenie kontroli strategicznej. Proces ten pokazany jest na rysunku 5.5. Przedstawiony model zarządzania strategicznego autor pracy zastosował w praktyce, prowadząc prace nad procesami restrukturyzacji przedsiębiorstw na terenie Dolnego Śląska.

Punktem wyjścia procesu zarządzania strategicznego jest tu dokładna analiza strategiczna otoczenia przedsiębiorstwa, zarówno w ujęciu makro (otoczenie dalsze), jak i mikro (otoczenie bliższe). Równoległe z tymi działaniami prowadzone jest badanie wnętrza przedsiębiorstwa, pod względem organizacyjnym, marketingowym, technicznym.

Dane dotyczące otoczenia i wnętrza przedsiębiorstwa analizowane są za pomocą dostępnych narzędzi analitycznych, w celu określenia szans i zagrożeń tkwiących w otoczeniu oraz mocnych i słabych stron przedsiębiorstwa – analiza SWOT. W jej

⁸ Krytyczny przegląd literatury tematu ukazuje jednak, że strategiczne zarządzanie różni się od strategicznego planowania w zależności od różnych sposobów ujęcia. Najwięcej o tym pisze Ansoff, proponując historyczne oddzielenie strategicznego planowania i strategicznego zarządzania [1]. Teza ta, zgodnie z wynikami badań opisanymi w pracy [41], powinna jednak zostać odrzucona w kontekście dalszego rozwoju systemów strategicznego planowania [128], [145].

wyniku zostaje określony ogólny kierunek działalności przedsiębiorstwa, wyrażający się w ustaleniu misji i wizji, na których to oparte będą cele strategiczne dla poszczególnych obszarów działalności przedsiębiorstwa.



Rys. 5.5. Model zarządzania strategicznego w spółce dystrybucyjnej
Opracowanie własne z wykorzystaniem [20], [25], [34], [41]

Następnym krokiem, po ustaleniu ogólnego kierunku działalności przedsiębiorstwa, jest sformułowanie szczegółowej strategii rozwoju, realizującej wyznaczone zadania przedsiębiorstwa. Określa się więc dla celów strategicznych cele operacyjne oraz działania, które należy podjąć, aby je osiągnąć.

Ponieważ sukces organizacji zależy w równym stopniu od wyboru właściwej strategii, jak i od efektywnego i sprawnego jej wdrożenia, etap wdrożenia, następujący po sformułowaniu strategii, powinien zatem być traktowany z dużą uwagą [53]. Wdrożenie strategii wymaga wielu istotnych zmian w organizacji, które muszą być konsekwentnie wprowadzane.

Ostatnim etapem procesu jest kontrola strategiczna [4], [182]. Kontrola ta jest specyficznym rodzajem kontroli, koncentrującym się na monitorowaniu procesu zarządzania strategicznego w celu stwierdzenia, czy funkcjonuje on prawidłowo.

Model formułowania strategii – schemat

W związku z tym, iż otoczenie przedsiębiorstwa, jak i jego wnętrze, może ulegać zmianie w czasie, niezbędne może się okazać dostosowanie określonych celów strategicznych i operacyjnych do nowych realiów. Wszystkie etapy procesu zarządzania strategicznego są więc ze sobą sprzężone zwrotnie.

Analiza strategiczna

Analiza strategiczna jest podstawą każdego planowania strategicznego i – niezależnie od tego, jak różne mogą być w szczegółach sposoby tego planowania – oparta jest na dwóch podstawowych kanonach: na analizie otoczenia oraz na analizie wewnętrznej przedsiębiorstwa.

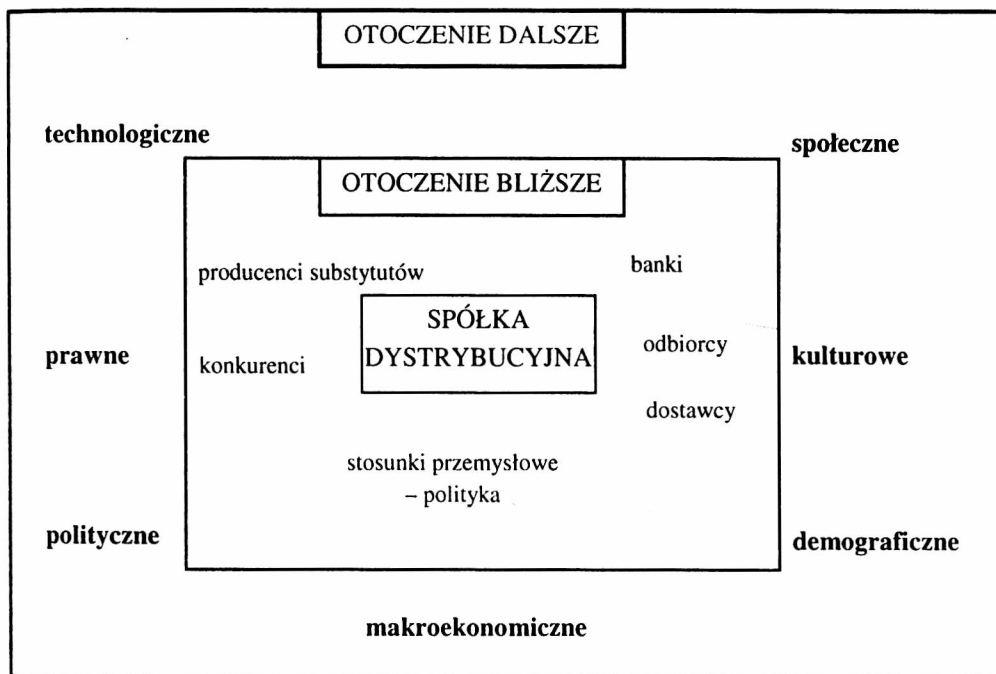
Trzeba też powiedzieć, że analiza strategiczna znacznie różni się od innych analiz, stosowanych w zarządzaniu przedsiębiorstwem. Po pierwsze – łączy dwa sposoby patrzenia na zarządzanie i dwa źródła informacji: jednocześnie bada otoczenie i samą organizację oraz konfrontuje wyniki tych badań. Po drugie – ma interdyscyplinarny charakter – stosuje metody zarówno ilościowe, jak i jakościowe, z dziedziny ekonomii, finansów, socjologii, psychologii, statystyki, marketingu.

Analiza otoczenia

Zadaniem analizy otoczenia jest zbadanie otoczenia firmy, ze względu na występowanie objawów zagrożeń dla aktualnej działalności lub nowych możliwości i szans. Odpowiednia identyfikacja i ocena zagrożeń, występujących w otoczeniu, pozwala podjąć w porę działania tak, aby zmniejszyć lub wręcz wyeliminować siłę ich oddziaływania na przedsiębiorstwo. Identyfikacja i ocena nowych możliwości i szans, płynących z otoczenia, stwarza natomiast warunki rozwoju, pozwala określić misję i podstawowe cele strategiczne. Nie można zapominać, że *...analiza otoczenia musi być prowadzona w takim zakresie i takimi metodami, aby umożliwić realizację dalszych etapów zarządzania strategicznego, czyli w ostatecznym efekcie opracowanie i wdrożenie efektywnej strategii* [61], [132].

Opracowanie analizy otoczenia, użytecznej dla organizacji wymaga przede wszystkim określenia struktury tego otoczenia. Powszechnie uznany jest podział otoczenia przedsiębiorstwa na: otoczenie dalsze (ogólne, wzajemnie powiązane systemy

oddziałujące pośrednio na organizację) i otoczenie bliższe (wywiera bezpośredni wpływ na tę organizację)⁹. Przedstawiono to na rysunku 5.6.



Rys. 5.6. Obszary analizy strategicznej otoczenia spółki dystrybucyjnej
Opracowanie własne na podstawie [32], [44]

Cechą charakterystyczną otoczenia dalszego jest to, że silnie określa możliwości działania i rozwoju przedsiębiorstwa, organizacja nie jest jednak w stanie zmienić tych warunków. Istnieją, oczywiście, wyjątki od tej reguły, np. duże przedsiębiorstwa, o znacznym potencjale ekonomicznym lub sile politycznej, mogą podejmować udane próby oddziaływania na pewne elementy otoczenia dalszego, które można być podzielić na cztery zasadnicze kategorie:

➤ **Makroekonomiczne**, obejmujące: trendy rozwoju produktu krajowego brutto, koniunkturę, kursy walut, tempo rozwoju poszczególnych gałęzi gospodarki, politykę przemysłową, politykę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju, politykę regionalną, rozwój gospodarczy w regionie itd.

⁹ Inny znany wariant struktury otoczenia, opisany np. w pracy [132], dzieli otoczenie przedsiębiorstwa na **wewnętrzne** (rozpatrywane w aspektach organizacyjnym, marketingowym, finansowym, personalnym i produkcyjnym), **operacyjne** (klienci, dostawcy, konkurenci, rynek pracy, czynniki związane z międzynarodową działalnością firmy) oraz **ogólne** (tworzą je elementy: ekonomiczny, technologiczny, prawny, polityczny i społeczny).

➤ **Prawno-polityczne**, obejmujące: podstawowe regulacje prawne (np. prawo energetyczne), politykę i regulację w zakresie ochrony środowiska, normy bezpieczeństwa, normy sanitarne, tendencje w stosunkach międzynarodowych, a szczególnie w zakresie polityki energetycznej.

➤ **Społeczne, kulturowe i demograficzne**, obejmujące procesy demograficzne, systemy wartości, postawy społeczne.

➤ **Technologiczne**: zmiany w nauce i technice, nowe technologie i ich wpływ na zapotrzebowanie na rózne nośniki energii, cykl życia poszczególnych produktów.

Analizę otoczenia dalszego przedstawiono w części czwartej pracy.

Szczególne znaczenie dla planowania strategicznego ma – oprócz analizy otoczenia dalszego – systematyczna analiza otoczenia bliższego, którego podstawowym zadaniem jest identyfikacja czynników i sił działających na organizację, tych najbardziej znaczących dla sformułowania strategii. Cechą otoczenia bliższego jest to, że między jego elementami a przedsiębiorstwem zachodzi sprzężenie zwrotne: podmioty otoczenia bliższego oddziałują na przedsiębiorstwo, ale też przedsiębiorstwo ma możliwość aktywnego reagowania na te bodźce i wpływania na zmianę funkcjonowania podmiotów otoczenia.

Jako czynniki otoczenia bliższego można wymienić:

1. Odbiorców. Mają oni podstawowe znaczenie w analizie strategicznej. Przez odbiorców nie należy rozumieć tylko użytkowników końcowych, lecz grupę, która kształtuje popyt. Punktem wyjścia do analizy odbiorców jest określenie ich tzw. „siły negocjacyjnej”, którą w sektorze elektroenergetycznym wyznaczają:

- stopień koncentracji grupy odbiorców,
- wielkość zakupów przez poszczególne grupy odbiorców,
- koszty zmiany dostawcy,
- stan poinformowania odbiorcy o sytuacji na rynku,
- udział kosztu energii w kosztach całkowitych odbiorców,
- gotowość odbiorców do prowadzenia indywidualnych negocjacji w sprawie cen i warunków dostawy.

2. Dostawców. Analogicznie do analizy odbiorców – tylko z odwrotnego punktu widzenia – można poznać siłę negocjacyjną dostawców.

3. Producentów substytutów. Co prawda gaz, ropa, energia cieplna nie są w pełni substytutami energii elektrycznej, w pewnym zakresie jednak substytucja jest możliwa. Warunki dostaw substytucyjnych nośników energii będą wpływały na możliwe do zaakceptowania ceny i to tym silniej, im bardziej elastyczne będzie zapotrzebowanie na energię elektryczną.

4. Konkurentów. Trzeba brać pod uwagę zarówno naciski i intensywność działań ze strony istniejących konkurentów, jak i zagrożenia ze strony nowych oferentów. uzależnione przede wszystkim od polityki państwa w stosunku do badanego sektora. a zwłaszcza siły występowania barier wejścia na dany rynek.

5. Instytucje finansowe, a zwłaszcza banki. Występuje w tym obszarze szczególnie ważna okoliczność, w odniesieniu do finansowania przedsięwzięć rozwojowych.

Przedsięwzięcia te są bowiem z natury bardzo kapitałochłonne, gdy rozpatruje się budowę bloków o większej mocy niż 100 MW. W celu sfinansowania takich przedsięwzięć niezbędne staje się, w polskich warunkach, powoływanie konsorcjum banków do sfinansowania przedsięwzięcia. Zmiany tego stanu rzeczy nastąpią wraz z rozwojem energetyki odnawialnej, która – z punktu widzenia pojedynczych instalacji – wymaga znacząco mniejszych środków.

6. Stosunki przemysłowe, określające ramowe warunki regulowania stosunków między różnymi grupami interesów (przede wszystkim między pracownikami a pracodawcami).

Analiza wewnętrzna przedsiębiorstwa

Równoległe do analizy otoczenia przedsiębiorstwo musi zapewnić sobie gruntowną wiedzę na temat własnej sytuacji wewnętrznej. Można tego dokonać za pomocą analizy wewnętrznej organizacji, polegającej na identyfikacji i ocenie jej atutów i słabości we wszystkich istotnych funkcjonalnych obszarach, a więc w sferze zarządzania i organizacji, marketingu, finansów, wykorzystania zasobów pracy, procesu produkcyjnego.

Analiza przedsiębiorstwa zawiera:

- 1. Analizę zasobów** (analizę możliwości przedsiębiorstwa i ich wykorzystania).
- 2. Analizę konkurencyjności** (ocenę własnych możliwości w świetle konkurencji).

Zasoby przedsiębiorstwa składają się z elementów materialnych oraz niematerialnych, tworząc system. Zgadając się z autorem pracy [124], przyjmujemy, że zasoby niematerialne mają trzy istotne cechy, które w zasadniczy sposób odróżniają je od zasobów materialnych:

➤ Zasoby niematerialne mogą być wykorzystywane jednocześnie w wielu miejscach. Typowe zasoby materialne są związane z realizacją konkretnego zadania w konkretnym miejscu.

➤ Zasoby niematerialne w trakcie wykorzystania nie deprecjonują się, lecz wprost przeciwnie – najczęściej zyskują na wartości. Wszystkie zasoby materialne deprecjonują się – stąd koncepcja amortyzacji, jako kosztu, który firma ponosi w trakcie działania, niezbędnego dla odtworzenia majątku.

➤ Zasoby materialne można zawsze i wszędzie kupić, leasingować, wdzierzać lub sprzedać. Zasoby niematerialne trzeba w firmie i jej otoczeniu bardzo długo wypracowywać.

W związku z tym materialne składniki zasobów przedsiębiorstwa to zasoby fizyczne (budynki, urządzenia, maszyny, materiały, surowce, wyroby), a ponadto – zasoby finansowe organizacji, będące w jej posiadaniu oraz możliwe do zdobycia.

Zasoby niematerialne to umiejętność zarządzania oraz umiejętność technologiczna, na którą składają się umiejętności jednostek, grup i ich organizacja; ponadto takie zasoby, jak nazwa przedsiębiorstwa, tradycja, kultura, marka firmy i temu podobne.

Określenie zasobów, jakimi dysponuje aktualnie firma, polega na znalezieniu takich zasobów, które mogą stanowić źródło przewagi konkurencyjnej. Obszar analizy zasobów obejmuje cały przekrój przedsiębiorstwa i można rozróżnić:

➤ analizę finansową (ocena płynności, zyskowności, aktywności, możliwości inwestowania itp.),

➤ analizę marketingową (ocena strategii, marki, tradycji i kultury organizacji, promocji, dystrybucji),

➤ analizę zasobów ludzkich (analiza systemu ocen pracowników, systemu bodźców, stosunków międzyludzkich, metod rekrutacji, systemu szkoleń, rotacji zatrudnienia i absencji),

➤ analizę organizacyjną (analiza struktury organizacyjnej, systemu informacji, hierarchii celów, procedur i zasad podejmowania decyzji, umiejętności zarządu),

➤ analizę produkcji (ocena działalności badawczo-rozwojowej, technologii, standardów jakości, organizacji produkcji itp.).

Z zestawienia widać wyraźnie, że zakres analizy zasobów jest bardzo szeroki i wymaga różnorodnych doświadczeń i kwalifikacji zespołu prowadzącego analizę. Zespół ten powinien być interdyscyplinarny, przy czym rolę wiodącą powinni spełniać w nim członkowie spoza kadry zatrudnionej w badanej organizacji.

Ocena własnych zasobów, bez porównania z konkurencją, nie ma strategicznej wymowy, dlatego mimo że konkurenci są częścią otoczenia, to jednak analiza ich sytuacji znajduje swe naturalne uzasadnienie w analizie wewnętrznej przedsiębiorstwa.

Analizę konkurencyjności zaczyna się od wyboru najważniejszych konkurentów i opisu ich ogólnej pozycji na rynku. Po pozyskaniu danych ze źródeł pierwotnych i wtórnych stopniowo podejmuje się porównywanie zasobów¹⁰. Zmierza się do wychwycenia *unikatowych umiejętności*¹¹ przedsiębiorstwa, które wyróżniają go wśród innych firm na rynku. Te unikatowe umiejętności dają firmie przewagę konkurencyjną i umożliwiają osiągnięcie większych, niż średnie, zysków.

Analiza konkurencyjności w przypadku spółki dystrybucyjnej jest – w porównaniu do przedsiębiorstw w innych sferach działania – dość trudna i nietypowa. Trudne jest bowiem zarówno jednoznaczne wyodrębnienie konkurentów przedsiębiorstwa, jak i określenie własnej pozycji względem konkurencji. Mimo to można wymienić czynniki, pozwalające określić konkurencyjną pozycję spółki dystrybucyjnej. Są to:

➤ gęstość sieci dystrybucyjnej,

➤ ceny (taryfy),

¹⁰ Często jest przytaczana w literaturze generalna zasada wybierania trzech konkurentów o największych obrotach. Powinno się uwzględnić także dynamikę rynku, ponieważ rozwijające się nowe firmy mają w analizie strategicznej szczególne znaczenie, podobnie jak firmy o dużym wzroście obrotu albo rentowności.

¹¹ W literaturze, w zależności od tłumaczenia i autora, można także znaleźć określenia: profil umiejętności firmy (*competence profile*), rdzeń kwalifikacji firmy (*core skills*), rdzeń umiejętności (*core competence*) lub wyróżniające umiejętności.

- reklama i promocja,
- pewność zasilania,
- doradztwo związane z oszczędnością energii,
- doradztwo przy zakupie urządzeń elektrycznych,
- szybka obsługa (nowe przyłącza lub nowy sposób rozliczeń),
- szybka informacja (np. o zmianie cen (taryf)),
- elastyczne warunki płatności,
- rozwój własnych źródeł energii.

5.5. Ocena strategicznej pozycji spółki dystrybucyjnej (według analizy SWOT)

W literaturze przedmiotu występują różnorodne metody analizy i wyboru strategii. Odnoszą się one często do następujących trzech grup:

1. Metody analizy otoczenia makroekonomicznego (dalszego); można do nich zaliczyć: ekstrapolację trendów, analizę pozycji strategicznej, metodę delficką oraz metodę scenariuszy¹² [69].

2. Metody analizy otoczenia konkurencyjnego (bliższego); do nich z kolei można zaliczyć: analizę TOWS (zob. p. 5.3), punktową ocenę atrakcyjności, krzywą doświadczeń¹².

3. Metody analizy potencjału strategicznego, takie jak bilans strategiczny przedsiębiorstwa, analizy łańcucha wartości, metody portfelowe, w końcu analiza SWOT.

W pracy przyjęto, iż z punktu widzenia jej celu szczególnie użyteczne będzie określenie potencjału strategicznego spółki dystrybucyjnej według analizy SWOT¹³.

Zestawienie szans i zagrożeń, występujących w otoczeniu, oraz mocnych i słabych stron przedsiębiorstwa stanowi dobry punkt wyjścia do sformułowania strategii i określenia podstawowych celów działania [116]. Na podstawie analizy sił i słabości oraz szans i zagrożeń rozwinęły się metody pozwalające na wyznaczenie w usystematyzowany sposób opcji strategicznego działania firmy. Jedną z najbardziej znanych takich metod, oferujących znacznie więcej niż tylko ogólny kierunek działania, wyrażający się w stwierdzeniu *wzmacniaj silne strony, wykorzystuj szanse i jednocześnie eliminuj słabe strony, omijaj zagrożenia*, jest właśnie analiza SWOT¹³.

Nie można się nie zgodzić z autorami [32], że analiza SWOT to coś więcej niż jedna z metod analizy strategicznej. Jest to raczej propozycja, jak prowadzić analizę

¹² Metody te wykorzystano w pracach nad strategią energetyczną Dolnego Śląska [160]. W kontekście strategii spółki dystrybucyjnej stanowią one dość odległe tło.

¹³ Nazwa SWOT jest akronimem angielskich słów *Strengths* (mocne strony organizacji), *Weaknesses* (słabe strony organizacji), *Opportunities* (szanse w otoczeniu), *Threats* (zagrożenia w otoczeniu). W zależności od podejścia do organizacji („z zewnątrz do wewnątrz” lub „od wewnątrz na zewnątrz”) spotyka się też inną kombinację tego skrótu: TOWS lub WOTS.

strategiczną i jak uwzględniać jej wyniki w planowaniu strategicznym. W takim rozumieniu SWOT jest algorytmem procesu analizy strategicznej, propozycją systematycznej i wszechstronnej oceny zewnętrznych i wewnętrznych czynników, określających kondycję bieżącą i potencjał rozwojowy firmy.

Analiza SWOT polega na zidentyfikowaniu wymienionych czterech grup czynników, opisananiu ich wpływu na rozwój organizacji, a także możliwości osłabienia lub wzmocnienia siły ich oddziaływania na organizację. W analizie tej nie jest konieczne systematyczne wyodrębnianie i opisywanie wszystkich czynników, ale zidentyfikowanie czynników kluczowych, które mogą mieć decydujący wpływ na przyszłość przedsiębiorstwa. *Dzięki temu możliwa staje się koncentracja zarządzających na tym, co ma dla firmy – jej przetrwania, zysków i rozwoju – znaczenie podstawowe. Takie świadome i czasowe ograniczenie pola widzenia zwiększa sprawność działań strategicznych* [81]. SWOT pozwala także badać efekt synergii, występujący między czynnikami wewnętrznymi i zewnętrznymi, oferując cztery normatywne strategie działania, pokazane na rysunku 5.7.

	SZANSE	ZAGROŻENIA
SIŁY	Strategia agresywna (maxi-maxi)	Strategia konserwatywna (maxi-mini)
SŁABOŚCI	Strategia konkurencyjna (mini-maxi)	Strategia defensywna (mini-mini)

Rys. 5.7. Macierz normatywnych strategii działania [32], [81]

Poszczególne opcje strategicznego działania można opisać skrótowo, w następujący sposób:

➤ Strategia agresywna – maksymalne wykorzystanie efektu synergii, występującego między silnymi cechami firmy i szansami generowanymi przez otoczenie; jest to strategia silnej ekspansji i zdywersyfikowanego rozwoju.

➤ Strategia konserwatywna – minimalizowanie negatywnego wpływu otoczenia przez maksymalne i zarazem aktywne wykorzystanie potencjału tkwiącego w organizacji.

➤ Strategia konkurencyjna – eliminowanie słabych stron funkcjonowania firmy oraz budowanie jej konkurencyjnej siły przez maksymalne wykorzystanie istniejących szans sprzyjających rozwojowi.

➤ Strategia defensywna – zapewnienie przetrwania przez minimalizowanie zarówno wpływu, występujących wewnątrz firmy słabości, jak i wpływu zagrożeń ze strony otoczenia. Przedsiębiorstwo w tej sytuacji jest pozbawione szans rozwoju, a strategia ta prowadzi do wyciągnięcia maksymalnych korzyści przed likwidacją firmy.

Analiza SWOT ma znaczenie jako funkcja pomocnicza podczas formułowania strategii; stosowana jest też często w działalności doradczej (konsultingu) jako techni-

ka diagnozy organizacji. Dużą popularnością cieszy się na przykład szybka „trzydniowa” sesja (*quick and dirty*), ograniczona jedynie do stworzenia przez niezależnych ekspertów, współpracujących z uczestnikami organizacji, ogólnej listy szans i zagrożeń oraz sił i słabości. SWOT może przybierać także formę bardzo rozbudowaną, w której poddaje się analizie osobno podstawowe sfery funkcjonowania przedsiębiorstwa (marketing, finanse, polityka personalna itp.).

Autor pracy prowadził na rzecz spółek dystrybucyjnych, działających na terenie Dolnego Śląska, ekspertyzy i analizy mające na celu ocenę działalności strategicznej metodą SWOT. W następnej części tego rozdziału wykorzystano niektóre elementy tych analiz.

Analiza SWOT wybranej grupy spółek dystrybucyjnych

W tej części przedstawiono wyniki badań empirycznych, prowadzące do identyfikacji słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń występujących w otoczeniu, dla grupy czterech spółek dystrybucyjnych działających na terenie Dolnego Śląska. Wyniki te uzyskano dzięki, prowadzonym na Politechnice Wrocławskiej w latach 1998–2001 pod kierunkiem autora tej monografii, kilku niezależnym badaniom [111], [113], [160].

W tabeli 5.12 zestawiono cechy wewnętrzne i uwarunkowania zewnętrzne grupy spółek dystrybucyjnych, w kolejności od najlepszych do najgorszych.

Zastosowano, bardziej rozbudowaną niż w klasycznym zastosowaniu analizy SWOT, następującą skalę określenia sił i słabości spółek: wyróżniono mianowicie mocne strony i atuty oraz ułomności i słabości. Do oceny szans i zagrożeń natomiast posłużono się także skalą czterostopniową, wyróżniającą w otoczeniu szanse i sprzyjające okoliczności, a w zakresie niesprzyjających okoliczności – utrudnienia i zagrożenia.

Tabela 5.12. Siły i słabości oraz szanse i zagrożenia grupy spółek dystrybucyjnych

CZYNNIKI WEWNĘTRZNE	
Mocne strony	
➤	Relatywnie równomierny udział w sprzedaży poszczególnych wielkich odbiorców w tej grupie odbiorców. Wyjątek stanowi spółka, w której udział jednego odbiorcy znacznie przekracza 70%.
➤	Stabilność zatrudnienia – praca w spółce jest postrzegana jako dobre i satysfakcjonujące miejsce pracy.
➤	Doświadczona załoga.
➤	Wiarygodność techniczna.
➤	Inwestycje w sieć światłowodową.
➤	Duża liczba nowych stacji transformatorowych SN/nN we wszystkich rejonach.
Atuty	
➤	Monopol naturalny wynikający z unikalności systemów sieciowych i organizacji rynku.
➤	Świadomość potrzeby zmian działania, zgodnie z nowymi zasadami i mechanizmami rynkowymi, w celu dostosowania do zmienionych realiów gospodarczych.

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Świadomość potrzeby aktywizacji działań w zakresie przedsięwzięć DSM (<i>Demand Side Management</i>) różnicowania taryf w celu pobudzenia popytu. ➤ Pojawiająca się od 1997 roku tendencja zmniejszania ogólnej liczby zatrudnionych pracowników. ➤ Dobrze ustrukturalizowane i opisane wszystkie obszary działania. ➤ Względnie niski poziom zadłużenia. Istnienie znacznych potencjalnych rezerw wewnętrznych w zakresie gospodarki finansowej. ➤ Nowoczesna telemechanika. ➤ Modernizacja elektrowni wodnych.
Ułomności
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Zbyt mały zakres usług dodatkowych na rzecz klientów. ➤ Niedostateczny dostęp odbiorców do informacji na temat skutków ekonomicznych i finansowych alternatywnych decyzji korzystania z różnych źródeł energii i z różnych taryf energii elektrycznej. ➤ Niedostatecznie rozwinięty system informacji i komunikacji z odbiorcą. ➤ Brak kadr przygotowanych do realizacji zadań marketingowych i strategii marketingowej. ➤ Rozbudowany system płacowy, występujące różne składniki płacowe, dodatki poza płacą zasadniczą. ➤ Struktura organizacyjna niedostosowana do zmieniających się zewnętrznych i wewnętrznych uwarunkowań działania spółki. ➤ Pogarszająca się rentowność sprzedaży. ➤ Spadek dynamiki przychodów ze sprzedaży. ➤ Przestarzały system gromadzenia i przetwarzania informacji finansowych. ➤ Mała liczba urządzeń kontrolno-pomiarowych w pełni automatycznych w sieciach dystrybucyjnych.
Słabości
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Brak doświadczenia w warunkach gospodarki rynkowej. ➤ Niedostateczny stopień uświadomienia potrzeby zmiany dotychczasowej orientacji prosprzedażowej na orientację na odbiorcę. ➤ Uzależnienie od jednego dostawcy – duża siła przetargowa PSE S.A. ➤ Wizerunek monopolisty w oczach odbiorcy. ➤ Zbyt duża liczba zatrudnionych ogółem pracowników. ➤ Nieadekwatna do zasad działania rynku strategia i plany oraz sposoby osiągania celów zakładu. ➤ Struktura organizacyjna niedostosowana do realizacji wszystkich funkcji i działania na wolnym rynku energii elektrycznej. ➤ Pogarszająca się płynność finansowa i niedobór kapitału własnego w obrocie. ➤ Brak dostatecznej ilości środków na rekonstrukcję technicznej sieci i urządzeń energetycznych. ➤ Brak nowoczesnej wewnętrznej sieci komputerowej. ➤ Brak programu oceny efektywności inwestycji.
CZYNNIKI ZEWNĘTRZNE
Szanse
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Stabilność sprzedaży i odbiorców. ➤ Wprowadzenie prorynkowych rozwiązań, zapoczątkowanych przez działanie giełdy energii, rynek bilansujący i rozwój rynku kontraktowego. ➤ Nadwyżki mocy w systemie elektroenergetycznym. ➤ Poprawa, w miarę polepszania kondycji gospodarki, płynności finansowej odbiorców energii.

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tendencje do zmniejszenia się obrotu taryfowego na rzecz pozataryfowego. ➤ Stopniowe kształtowanie się wolnego rynku energetycznego. ➤ Możliwość ograniczonej konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych. ➤ Rozpoczęcie procesów prywatyzacji energetyki. ➤ Wzrost zainteresowania „nowoczesną łącznością” (światłowody).
Sprzyjające okoliczności
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Poprawa koniunktury gospodarczej, rozwój nowych firm zgłaszających popyt na energię elektryczną, szczególnie na średnich napięciach (taryfa B). ➤ Regionalizacja polityki energetycznej, umożliwiająca bardziej realną ocenę poziomu ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania na energię elektryczną. ➤ Włączenie do europejskiego rynku elektroenergetycznego – wzrost bezpieczeństwa elektroenergetycznego. ➤ Tańsze kredyty komercyjne i kapitały własne inwestorów. ➤ Dostateczna swoboda w sporządzaniu umów z odbiorcami (na podstawie prawa energetycznego i rozporządzeń o taryfach i przyłączach). ➤ Stopniowe uwalnianie cen energii.
Utrudnienia
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Brak jasnej polityki ministrów finansów, gospodarki, Skarbu Państwa i URE w stosunku do sektora energetycznego. ➤ Uzależnienie cen energii elektrycznej od zmian cen nośników energii (węgiel). ➤ Nasilenie konkurencji na rynku elektroenergetycznym, m.in. w wyniku włączenia do europejskiego rynku elektroenergetycznego. ➤ Wprowadzenie taryfy hurtowej, stwarzającej ryzyko znacznego zróżnicowania rentowności spółek dystrybucyjnych. ➤ Dokonywanie cesji na kontrakty długoterminowe podpisane przez PSE S.A. ➤ Relatywnie wysokie koszty kapitału obcego (kredytów). ➤ Ograniczony zakres uwolnienia cen energii. ➤ Konieczność zatwierdzania planu inwestycyjnego przez URE. ➤ Konieczność dostosowania urządzeń kontrolno-pomiarowych do wymagań rynku lokalnego, a zwłaszcza systemowego.
Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Zagrożenie utraty wielkich odbiorców w wyniku wejścia w życie zasady TPA. ➤ Zmniejszenie popytu ze strony wielkich odbiorców (taryfa A). ➤ Wzrost kosztów zakupu energii w wyniku cesji kontraktów długoterminowych z PSE S.A. na rzecz spółek dystrybucyjnych. ➤ Prawdopodobne nasilenie konkurencji w obrocie energią. ➤ Konieczność wykonywania nowych przyłączy na własny koszt.

OCzekiwania grup interesów wobec spółki dystrybucyjnej

Podstawę budowania strategii spółki dystrybucyjnej stanowią także oczekiwania, jakie wobec spółki mają grupy ludzi lub podmiotów, reprezentujących określone interesy. Grupy te, powiązane wspólnymi celami, nazywamy tu grupami interesów [12], [36], [111].

Z punktu widzenia strategii najistotniejsze grupy interesów to:

- właściciele (obecnie minister skarbu),
- pracownicy,
- dostawcy,
- klienci–odbiorcy.

Główne oczekiwania tych grup można sformułować następująco:

1. Oczekiwania ze strony właściciela:

- wzrost wartości spółki,
- stały rozwój spółki,
- dobry wizerunek spółki.

2. Oczekiwania pracowników:

- pewność zatrudnienia i satysfakcja z pracy,
- jasne i rzeczowe określenie obowiązków,
- właściwie przygotowane i wyposażone stanowiska pracy,
- wysoki poziom świadczeń socjalnych,
- możliwość awansu i właściwe wykorzystanie potencjału ludzkiego,
- zapewnienie szkoleń i podnoszenie kwalifikacji.

3. Oczekiwania ze strony dostawców:

➤ korzystne warunki sprzedaży energii elektrycznej, zapewniające uzyskanie wysokiej rentowności,

- stabilność sprzedaży,
- przeniesienie części ryzyka ekonomicznego na spółkę.

4. Oczekiwania ze strony klientów–odbiorców:

- niskie ceny energii,
- niezawodna dostawa, według potrzeb,
- najwyższa jakość obsługi (uprzejmość, terminowość, uczciwość itp.),
- stałe i jasne zasady rozliczania sprzedanej energii,
- kompleksowość usług (doradztwo, racjonalizacja poboru itp.).

Dokładna analiza porównawcza tych oczekiwań ujawnia liczne sprzeczności ze strony różnych grup, jak np. wysoki poziom świadczeń socjalnych (pracownicy) i niskie ceny energii (klienci), czy też wysokie dywidendy (właściciele), wysokie ceny energii.

Należy jednocześnie podkreślić, iż oczekiwania w stosunku do spółek dystrybucyjnych są z reguły specyficzne dla każdej z grup, a ze względu na ich zróżnicowany charakter nie mogą być wszystkie uwzględnione w strategii.

Warto jednak zwrócić uwagę, że większość tych oczekiwań mogłaby być spełniona przez spółkę pod warunkiem, że przedsiębiorstwo [111]:

- będzie osiągać dobre wyniki ekonomiczno-finansowe,
- będzie się stale rozwijać,
- będzie dobrze zorganizowane,
- zaofertuje produkt o wysokiej jakości i bezpieczeństwie,
- będzie współdziałać w efektywnym zaspokajaniu potrzeb energetycznych rejonu,

- rozszerzy sferę świadczonych usług,
- będzie prowadzić aktywną politykę personalną.

Niektóre z tych cech spółki posiadają, ale dążenie do ich całościowego opanowania znajduje odbicie w opracowanej strategii.

Wizja, misja i cele strategiczne

Słowo **wizja** pochodzi od łacińskiego *videre*, czyli „widzieć”. W związku z tym naturalne wydaje się zdefiniowanie wizji jako koncepcji przyszłości firmy, najbardziej fundamentalnej aspiracji, która – aby była skuteczna – powinna być wspólna zarówno dla kierownictwa, jak i pozostałych uczestników organizacji. Wizja określa ogólny kierunek rozwoju organizacji, jej dążenia – zmuszając ją do wysiłku, ale w granicach możliwości i zdrowego rozsądku.

Wizja dalekosiężnej przyszłości firmy została doceniona stosunkowo niedawno w praktyce zarządzania, mimo że teoria od wielu lat kładzie nacisk na jasne zdefiniowanie koncepcji firmy. W wysoko rozwiniętych gospodarkach zakłada się dzisiaj, że wypracowanie dalekosiężnej wizji przyszłości firmy jest nie tylko potrzebne – jest niezbędne [20], [123].

Misja natomiast jest precyzyjnym wyrażeniem (w języku zrozumiałym dla pracowników i otoczenia organizacji). Jest wyrazem dalekosiężnych zamierzeń i aspiracji przedsiębiorstwa. Misja jest więc tym, co należy osiągnąć, podczas gdy wizja oznacza coś, do czego się dąży.

Misja przedsiębiorstwa jest różnie ujmowana przez różnych autorów. Rozsądna wydaje się definicja, która mówi, że misja przedsiębiorstwa to zestaw względnie trwałych dążeń, celów, na które zorientowane są, lub powinny być, działania podejmowane przez jej uczestników. Misja to takie samookreślenie się organizacji przez odpowiedź na pytania: *Po co organizacja istnieje? Do czego ma dążyć? Co ma osiągnąć? Czyje i jakie potrzeby powinna zaspokajać? Jakie jest jej społeczne postępowanie?* [81]

Aby misja nabrała strategicznego znaczenia – według K. Obłója – muszą być spełnione trzy wymogi [123], [124]:

- powinna dotyczyć przyszłości i wyznaczać kierunek,
- powinna wyrażać aspiracje i wyzwania, które stają się udziałem pracowników,
- proces jej realizacji powinien być wiarygodny.

Sformułowanie dobrej misji przedsiębiorstwa nie jest rzeczą łatwą i to nie tylko w związku z wyżej wymienionymi warunkami, lecz także dlatego, że podczas jej tworzenia trzeba ze sobą pogodzić trzy sprzeczności. Po pierwsze – misja powinna być lapidarna, a jednocześnie musi wiele wyrażać. Po drugie – misja powinna mieć silnie zaakcentowany element aspiracji, a jednocześnie wskazywać operacyjną drogę jej realizacji. I wreszcie po trzecie – misja musi być zarazem i ogólna (dotyczyć całej organizacji i jej różnorodnej przyszłości) i konkretna (zrozumiała dla przeciętnego pracownika i wskazująca mu drogę postępowania w sytuacjach, których nie opisują procedury).

Można wymienić powody, dla których warto wyznaczać zrozumiałą i jasną misję [20], [166]:

- zapewnienie powszechnej akceptacji podstawowych celów organizacji,
- dostarczenie podstaw i standardów dla dokonania alokacji zasobów,
- wyznaczenie przedsięwzięć, które powinny być realizowane, aby zapewnić rozwój,
- zapewnienie transformacji podstawowych celów organizacji w struktury organizacyjne oraz wyznaczenie zasad oceny realizowanych zadań,
- zapewnienie przełożenia długookresowych celów organizacji w cele krótkoterminowe, w powiązaniu z oceną kosztów, czasu realizacji i uzyskanymi wynikami.

Misja przedsiębiorstwa jest określana przez zarząd, przy czym powinna być ustalana z uwzględnieniem dążenia nie tylko zarządu, ale również akcjonariuszy i pracowników. Często misja powstaje pod silnym wpływem otoczenia. Należy także zaznaczyć, że misja jest, w świadomości kadry kierowniczej, pojęciem słabo ustrukturalizowanym, co powoduje, że często jest postrzegana przez nich jako coś nieistotnego.

Cele strategiczne to planowany wynik działalności, do którego osiągnięcia dąży dana organizacja, aby zrealizować swoją misję. Ze strategicznego punktu widzenia właściwe funkcjonowanie przedsiębiorstwa jest niemożliwe bez dokładnego określenia celu. Cele strategiczne są miernikiem stopnia realizacji wyznaczonej misji. Cele muszą być wyważone, aby tworzyć spójny, osiągalny wzorzec oraz muszą poruszać takie zasadnicze zagadnienia, jak satysfakcja konsumenta, innowacje, procesy wewnętrzne i – rzecz jasna – wyniki finansowe. W rzeczywistości wzorzec celów stanowi kierunek rozwoju strategicznego, ponieważ organizacje często osiągają to, co zamierzają [25], [114].

5.6. Hipotetyczna strategia spółki dystrybucyjnej

W tym podrozdziale podjęto próbę sformułowania, w świetle rozważań zawartych w poprzednich częściach tego rozdziału, hipotetycznej strategii spółki dystrybucyjnej, traktując jako punkt wyjścia jej wizję w hipotetycznym roku 2002 plus. W tym kontekście pojawia się problem transformacji wyników analizy strategicznej w wizję spółki dystrybucyjnej, a następnie w strategię. Przeprowadzone do tej pory analizy, a także wspomniane wcześniej ekspertyzy i prace wykonane na rzecz spółek dystrybucyjnych Dolnego Śląska, pozwoliły na określenie wizji wyznaczającej pożądane cechy spółki, w następujących obszarach merytorycznych: rynek i marketing, organizacja, zarządzanie i kadry, finanse i kapitały oraz potencjał techniczny (technika, inwestycje, rozwój) [55], [111], [160].

Zasada tworzenia wizji dopuszcza powstawanie śmiałych pomysłów, niekoniecznie opartych na bieżących realiach. Proponowana wizja w pewnym stopniu realizuje tę zasadę. Zaprezentowany w tabeli 5.13 zbiór cech spółki dystrybucyjnej w roku

2002 plus ukazuje silny, dobrze zorganizowany podmiot gospodarczy, o dużym zasięgu działania i szerokiej gamie produktów. Wizję tę przedstawiono w tabeli 5.13.

Stosownie do przedstawionej wizji podjęto próbę sformułowania strategii dla takiej hipotetycznej spółki, którą przedstawiono na rysunku 5.8.

Tabela 5.13. Wizja hipotetycznej spółki dystrybucyjnej w roku 2002 plus

OBSZAR	CECHY
Rynek i marketing	<ul style="list-style-type: none"> ➤ dominująca pozycja na rynku energii elektrycznej na terenie obecnego działania i znacząca w regionie ➤ dobra znajomość rynku (dostawców, klientów, konkurentów) oparta na badaniach rynkowych i marketingowych ➤ pozytywny wizerunek spółki, jako firmy zaspokajającej na wysokim poziomie potrzeby klienta i dbającej o jego korzyści ➤ doradztwo i szkolenia w zakresie wykorzystania energii elektrycznej
Organizacja, zarządzanie i kadry	<ul style="list-style-type: none"> ➤ wysoko wykwalifikowana kadra, wyspecjalizowana w zagadnieniach technicznych, ekonomicznych i finansowych, w zakresie rozdziału i obrotu energią elektryczną, zdolna do świadczenia usług konsultingowych i szkoleniowych ➤ dostosowana do potrzeb rynku strategia organizacyjna ➤ zdecentralizowany system podejmowania decyzji, pozwalający na skoncentrowanie się zarządu spółki na działaniach strategicznych ➤ wydzielona działalność pomocnicza i utworzony na jej podstawie holding „spółek zależnych” ➤ powiązania organizacyjne z innymi podmiotami, zwłaszcza sąsiednimi spółkami, bankiem ➤ spółka – atrakcyjny pracodawca
Finanse i kapitały	<ul style="list-style-type: none"> ➤ wysoki i trwały poziom rentowności działalności gospodarczej ➤ powiązania kapitałowe z podmiotami gospodarczymi o dużym kapitale, w tym udziały (akcje) w instytucjach finansowych, bankach, firmach leasingowych, towarzystwach emerytalnych i ubezpieczeniowych ➤ właściwy cykl należności i zobowiązań ➤ wykorzystanie zdywersyfikowanych instrumentów finansowych w celu wzrostu przychodów i kapitałów oraz obniżenia kosztów
Potencjał techniczny	<ul style="list-style-type: none"> ➤ nowoczesne systemy pomiarowo-rozliczeniowe ➤ nowoczesny system sterowania pracą sieci i monitoringu ➤ zminimalizowane straty energii zarówno techniczne jak i handlowe ➤ stosowanie rachunku efektywności zwłaszcza dla działań inwestycyjnych ➤ nowoczesny sprzęt komputerowy i wewnętrzna sieć światłowodowa ➤ stosowane powszechnie zintegrowane planowanie rozwoju

Przyjęto następujące charakterystyczne założenia formułowania strategii:

1. Dostosowanie struktury organizacyjnej i systemu zarządzania do zmian zasad działania energetyki i zmian struktury rynku.

2. Efektywne dostarczanie energii elektrycznej dla odbiorców, przy pełnym zaspokojeniu ich różnorodnych potrzeb.

3. Współdziałanie w efektywnym zaspokojeniu potrzeb energetycznych regionu.

4. Zapewnienie środków niezbędnych do posiadania nowoczesnej i sprawnej sieci energetycznej.

5. Zapewnienie wzrostu wartości spółki przez zmiany wewnętrznej struktury i rozwój.

Zważywszy na wnioski wynikające z analizy strategicznej SWOT i wizji hipotetycznej spółki, biorąc dodatkowo pod uwagę utratę pozycji monopolistycznej spółek dystrybucyjnych, zwłaszcza w zakresie handlu energią elektryczną, oraz zmianę struktury rynku energii i postępującą jego liberalizację, można postawić tezę, że z punktu widzenia interesów właścicieli i spółki właściwa byłaby strategia zawierająca cechy: **śmiałyh zmian organizacyjnych i systemu zarządzania, dynamiki rozwoju technicznego oraz wzrostu wartości kapitałowej**. W przeciwnym razie spółka zostałaby z czasem zdegradowana do pozycji przeciętnego pośrednika w dystrybucji energii, a jego kondycja techniczno-ekonomiczna stałaby się źródłem kłopotów dla właściciela spółki, jej załogi oraz użytkowników jej produktów.

Misja

W wyniku analizy zaproponowano następujące sformułowanie misji spółki [111]:

Dzięki skutecznemu i efektywnemu korzystaniu z zasobów pracy i innych czynników produkcji dostarczać bezpiecznie i bez zakłóceń energię elektryczną odbiorcom.

Aby zapewnić korzyści właścicielom i załodze spółki, stosować konkurencyjne ceny i aktywnie współdziałać na rzecz racjonalizacji zużycia energii na terenie regionu.

Takie sformułowanie misji eksponuje następujące cechy w nastawieniu i działaniu spółki:

- dostosowanie do rynkowych zasad działania,
- koncentracja na dystrybucji i handlu energią elektryczną,
- orientacja na klienta–odbiorcę energii elektrycznej,
- efektywne gospodarowanie zasobami, które spółka posiada do dyspozycji,
- aktywne uczestniczenie w regionalnych procesach gospodarczych, zwłaszcza na rzecz racjonalnego zużycia energii.

Każda z powyższych cech daje się przełożyć na szczegółowe rodzaje działań, odpowiednie ich proporcje, układy celów szczegółowych, systemy ocen i rozliczeń wewnętrznych, organizację, szkolenia itp.

Strategia spółki powinna utrwalić charakter przedsiębiorstwa jako w pełni samodzielnego podmiotu, działającego według reguł racjonalności ekonomicznej i mechanizmów rynkowych.

Cele strategiczne i układy realizacyjne

CEL 1: Dostosowanie spółki do zakresu przedmiotowego rynku energii.

CEL 2: Pewne i bezpieczne dostarczanie energii elektrycznej odbiorcom.

Z analizy mocnych i słabych stron spółki oraz szans i zagrożeń w otoczeniu wynika, iż rozwój spółki należy podporządkować osiągnięciu dwóch wiodących celów strategicznych, w zasadzie o jednakowym znaczeniu:

Pierwszy wiodący cel strategiczny jest zagregowanym określeniem, które kryje w sobie cele szczegółowe o podobnym znaczeniu:

- osiągnięcie korzystnych wyników ekonomiczno-finansowych,
- stworzenie systemu organizacji i zarządzania dostosowanego do zliberalizowanego rynku energii,
- utrzymanie dotychczasowej pozycji rynkowej,
- zapewnienie środków na cele rozwojowe,
- zdobycie pozycji lidera w sferze dystrybucji i obrotu w skali regionu.

Osiągnięcie tych celów szczegółowych powinno pozwolić na: zrównoważony wzrost ekonomiczny spółki, postęp organizacyjny i zdobycie mocnej pozycji na rynku.

Drugi cel podstawowy związany jest z charakterystyczną cechą przedsiębiorstw energetycznych, jaką jest dominujący udział potencjału technicznego w strukturze majątku, a co za tym idzie – znaczący wpływ stanu technicznego urządzeń na funkcjonowanie całego przedsiębiorstwa i jego wyniki. Dlatego konieczne jest przyjęcie za wiodący cel strategiczny spółki pewne i bezpieczne dostarczanie energii elektrycznej odbiorcom. Tak określony cel strategiczny można rozbić na trzy cele szczegółowe o różnej wadze. Są to:

- zmodernizowanie i rozbudowa sieci energetycznej oraz zmniejszenie strat energii,
- wprowadzenie systemu pomiarów i rozliczeń dostosowanego do systemowego i lokalnego rynku energii,
- wprowadzenie zintegrowanego systemu monitoringu i sterowania,

Przedstawione cele strategiczne wymagają przyjęcia odpowiednich strategii realizacyjnych. W świetle omawianej strategii przedstawionej na rysunku 5.9 będą one składały się z czterech strategii cząstkowych, a mianowicie:

- zmian systemu organizacji i zarządzania,
- rynkowej,
- finansowej,
- rozwoju technicznego,

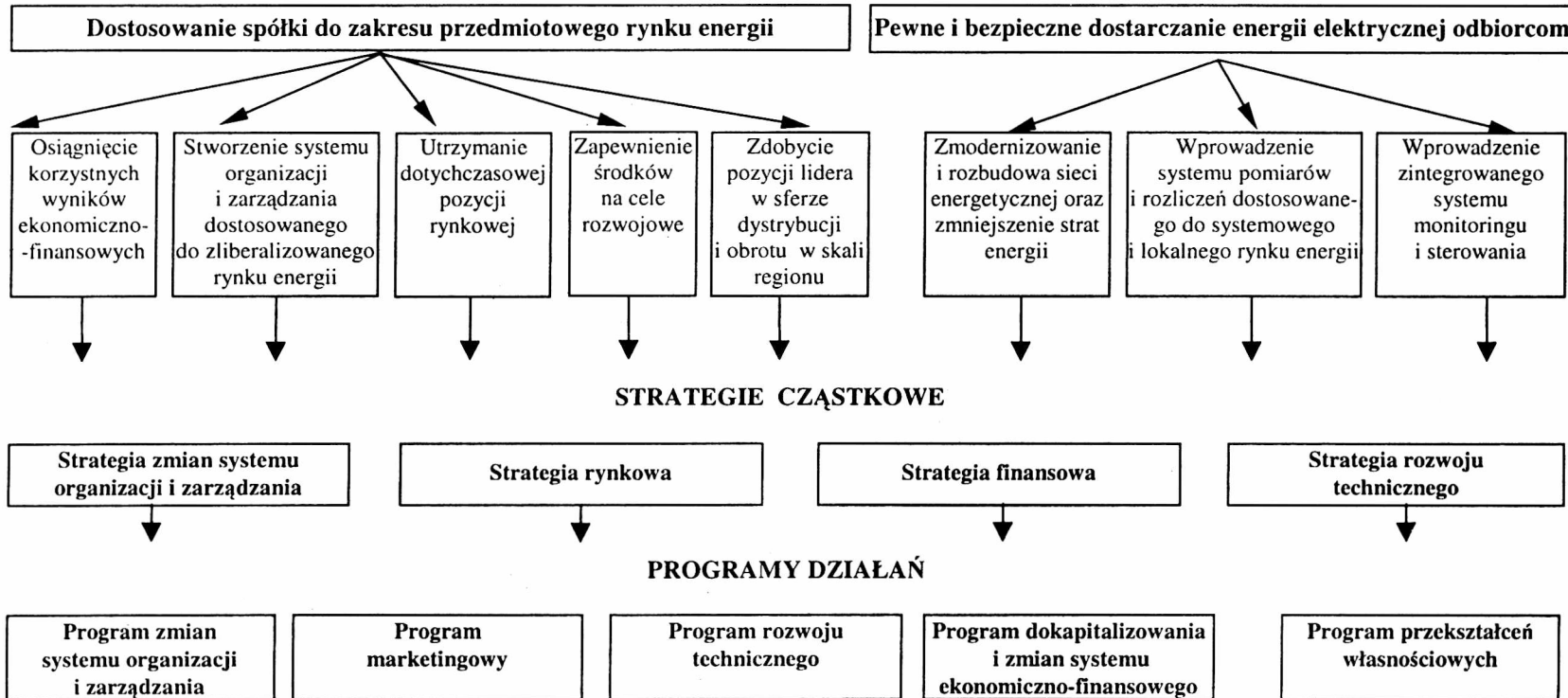
oraz pięciu programów realizacyjnych:

- programu zmian systemu organizacji i zarządzania,
- programu marketingowego,
- programu rozwoju technicznego,
- programu dokapitalizowania i zmian systemu ekonomiczno-finansowego,
- programu przekształceń własnościowych.

MISJA SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ

Skutecznie i efektywnie wykorzystując zasoby pracy i innych czynników produkcji, dostarczać bezpiecznie i bez zakłóceń energię elektryczną odbiorcom. Zapewniając korzyści właścicielom i załodze spółki, stosować konkurencyjne ceny i aktywnie współdziałać na rzecz racjonalizacji zużycia energii na terenie regionu.

WIODĄCE CELE STRATEGICZNE



Rys. 5.8. Hipotetyczna strategia spółki dystrybucyjnej

Strategie cząstkowe mają charakter względnie trwałe. Są one zapisem celów i działań wieloletnich we wskazanych obszarach. Programy realizacyjne natomiast powinny być opracowane jako konkretne zbiory działań, ułożone w czasie, ze wskazaniem czynności, osób, kosztów, założonych efektów, systemów nadzoru i kontroli. Opracowanie tych programów przekracza zakres tej monografii. Programy są narzędziem realizacji strategii, mogą one mieć różny zakres czasowy, mogą być tworzone kolejne – oprócz wskazanych wyżej – w miarę potrzeb.

Należy przy tym dostrzegać i respektować liczne, wzajemne powiązania między poszczególnymi elementami tego systemu. Na przykład cele strategiczne – *rozbudowa sieci* – będą realizowane w ramach strategii cząstkowej rozwoju technicznego, ale mają one też wymiar rynkowy i muszą znaleźć odzwierciedlenie w strategii rynkowej i programie marketingowym. Z kolei strategia rynkowa ma także wpływ na relacje ekonomiczno-finansowe spółki. Te i podobne przykłady powiązań udowadniają to, że strategię spółki trzeba traktować jako zbiór celów i działań o wielu wewnętrznych powiązaniach, dlatego poszczególne elementy tego systemu nie mogą być traktowane w sposób wyizolowany.

6. RESTRUKTURYZACJA SPÓŁKI DYSTRYBUCYJNEJ

Nie ma rzeczy większymi najeżonej trudnościami, mniej rokującej powodzenie, niebezpieczniejszej w wykonaniu niż zamiar wprowadzenia nowego porządku rzeczy, bowiem reformator mieć będzie przeciwko sobie tych wszystkich, którzy dobrze wychodzili na starym porządku, a w tych, którzy wyjdą dobrze na nowym, znajduje ostrożnych zaledwie obrońców.

Machiavelli

6.1. Wprowadzenie

W dobie transformacji systemu gospodarczego i stale zmieniających się warunków otoczenia funkcjonowanie przedsiębiorstw uzależnione jest głównie od ich ciągłego rozwoju i doskonalenia wszelkich działań. Wywołuje to potrzebę podejmowania różnych przedsięwzięć dostosowujących funkcje i zadania przedsiębiorstw oraz metody organizacji pracy i zarządzania do zmieniających się warunków działalności gospodarczej. Teza ta w pełni dotyczy spółek dystrybucyjnych. Przedsiębiorstwa te bowiem przez okres kilku pierwszych lat transformacji nie musiały bezpośrednio ulegać przekształceniom o charakterze rynkowym. Druga połowa lat dziewięćdziesiątych spowodowała jednak konieczność adaptacji do rynkowego otoczenia. Poszczególne spółki w rozmaity sposób rozumiały ten proces przekształceń i w gruncie rzeczy w różny sposób rozumieją go do tej pory. W rozdziale tym przedstawiono teoretyczne i praktyczne zagadnienia procesu restrukturyzacji spółek. W warstwie praktycznej wyniki badań dotyczą prac nad restrukturyzacją spółek prowadzonych, w latach 1997–2000, przez Wydział Informatyki i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej. Autor niniejszej pracy był kierownikiem tych prac [111], [113].

W kontekście rozważań zawartych w poprzednich częściach tej monografii, a zwłaszcza zagadnień dotyczących strategii spółki dystrybucyjnej, podniesionych w poprzednim rozdziale, pojawia się problem wzajemnych odniesień pomiędzy strategią a restrukturyzacją badanego podmiotu. W dalszej części dokładniej zanalizowano pojęcie „restrukturyzacji”. W tym miejscu wypada jednak jednoznacznie stwierdzić, że pomiędzy treścią strategii a treścią restrukturyzacji występują ważne i bliskie związki. Strategia bowiem zawiera długookresowe cele przedsiębiorstwa, kierunki działań, wynikające z tych celów oraz związki celów z kierunkami alokacji zasobów (zob. p. 5.4). Pojęcie restrukturyzacji zaś odnosi się, w szerokim kontekście, do projektowania działań prowadzących do efektywnego dostosowania przedsiębiorstwa do realizacji celów i kierunków postawionych przed firmą.

Pod hasłem „restrukturyzacja w elektroenergetyce” kryje się jednak wiele związanych ze sobą zagadnień (restrukturyzacja, deregulacja, demonopolizacja, urynkowienie, liberalizacja), dotyczących przekształceń dokonujących się w sektorze elektroenergetycznym. Zagadnienia: restrukturyzacji elektroenergetyki, wprowadzania elementów gry rynkowej, prywatyzacji, odejścia od subsydiowania na rzecz realnego liczenia pełnych kosztów produkcji, przesyłu dostawy i obsługi wywołują w ostatnich latach gwałtowne dyskusje w środowisku zarówno ekonomistów, jak i energetyków. Szczególnie wśród tych ostatnich wyraźnie następuje podział na zwolenników i przeciwników odejścia od hierarchicznej, czy też pionowej, struktury organizacyjnej elektroenergetyki na rzecz niezależnych podmiotów gospodarczych, zajmujących się wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, pomiędzy którymi relacje są wyznaczane przez zasady rynkowe [33], [96].

Pojęcie restrukturyzacji, chociaż w Polsce pojawiło się wraz z rozpoczęciem procesu transformacji systemowej, nie jest zarezerwowane jedynie dla zdarzeń przelomowych dotyczących całej gospodarki. Restrukturyzacja, utożsamiana z koniecznością dokonywania zmian, stanowi atrybut współczesnej gospodarki rynkowej. Proces przeobrażeń, dokonywania zmian niejako na stałe, wpisany został w funkcjonowanie przedsiębiorstwa. Zawsze bowiem w stosunku do obecnego stanu, pozycji przedsiębiorstwa (nawet zadowolającej) istnieje alternatywa wzrostu konkurencyjności, poprawy efektywności gospodarowania i w konsekwencji wzrostu jego wartości rynkowej [9], [13], [37]. Można więc powiedzieć, że procesy restrukturyzacji i rozwoju przedsiębiorstwa są zjawiskami, pomiędzy którymi zachodzą związki przyczynowo-skutkowe. Nie ma rozwoju bez restrukturyzacji, jak również ostatecznym celem restrukturyzacji jest zawsze zapewnienie przedsiębiorstwu szeroko rozumianego rozwoju.

Zasadniczymi przyczynami wywołującymi potrzebę restrukturyzacji są dokonujące się zmiany, zarówno w otoczeniu przedsiębiorstwa, jak i w jego wnętrzu. Są one na tyle istotne i głębokie, iż burzą dotychczas istniejący układ warunków i czynników rozwoju. Wziąwszy pod uwagę, że funkcjonowanie przedsiębiorstwa w warunkach gospodarki rynkowej wiąże się z przejściem przez nie odpowiedzialności za rozwój oraz za zapewnienie konkurencyjności – restrukturyzacja spółek dystrybucyjnych staje się procesem nieuchronnym, a nadążanie za zmianami dokonującymi się w otoczeniu

nie jest już tylko przedmiotem swobodnego wyboru, ale staje się swoistym imperatywem funkcjonowania w warunkach gospodarki rynkowej [39], [99], [101]. Mimo wszystko, pojęcie restrukturyzacji w Polsce bywa kojarzone z przedsiębiorstwami, których byt jest zagrożony i dla których wprowadzenie zmian jest nie tyle unowocześnieniem zarządzania, ile jedynym sposobem na uchronienie się przed bankructwem lub upadłością. Tymczasem, jak się okazuje, restrukturyzacja może dotyczyć również przedsiębiorstw, których kondycja ekonomiczna jest dobra, a pozycja na rynku ugruntowana. Najogólniej restrukturyzacja oznacza bowiem zmiany, powodujące istotne przeobrażenia w obszarze różnych funkcji przedsiębiorstwa i stwarzające warunki do odniesienia sukcesu. Do podstawowych obszarów działalności restrukturyzacyjnej przedsiębiorstw można zaliczyć: stosunki własnościowe, finanse, produkt i technologie, rynek, politykę personalną wraz z systemem motywacyjnym¹ [25], [44], [55]. Jest to więc dostosowanie procesów techniczno-organizacyjno-finansowych firmy do pożądaných warunków jej funkcjonowania w bliższej i dalszej przyszłości, w znaczeniu taktycznym i strategicznym [125].

Widoczną oznaką „zadomowienia” się restrukturyzacji na polskim gruncie jest dynamiczny rozwój piśmiennictwa na ten temat. Znajduje on odzwierciedlenie w poniższym zestawieniu (tabela 6.1), prezentującym istotę restrukturyzacji.

Tabela 6.1. Zestawienie najczęściej przytaczanych w literaturze polskiej definicji „restrukturyzacji”

Autor	Definicja
1	2
A. Karpiński ²	Restrukturyzacja – proces zarządzania zmianami w przedsiębiorstwach funkcjonujących w warunkach głębokich przemian społeczno-ekonomicznych, związanych z przechodzeniem do gospodarki rynkowej; warunek powodzenia i narzędzie realizacji tych przemian.

¹ W zależności od charakteru zmian, jakie mogą być wprowadzone, można mówić o restrukturyzacji:

➤ **ratunkowej** (naprawczej, transformacyjnej), wynikającej z przedłużającego się kryzysu i złej sytuacji przedsiębiorstwa. Jej celem jest przede wszystkim odwrócenie niekorzystnych tendencji, zapobieżenie pogłębianiu się stanu nierównowagi finansowej i uchronienie firmy przed upadłością (likwidacją). Działania koncentrują się tu na utrzymaniu dotychczasowej produkcji i poprawie wyniku finansowego głównie dzięki uruchomieniu rezerw prostych, tj. źródeł poprawy przynoszących natychmiastowe efekty. Restrukturyzacja ta nie ma charakteru kompleksowego, obejmuje tylko wybrane obszary funkcjonowania przedsiębiorstwa, stanowiąc etap wstępny dla dokonania głębszej przebudowy w ramach restrukturyzacji rozwojowej,

➤ **rozwojowej**, obejmującej działania dotyczące węzłowych odcinków działalności przedsiębiorstwa, akcentując ekspansję zmierza do wykorzystania, pozostających w dyspozycji przedsiębiorstwa, zasobów oraz pojawiających się w otoczeniu szans do dokonania zmian jakościowych. Ponadto w ramach restrukturyzacji rozwojowej dąży się do zwiększenia innowacyjności technicznej, marketingowej oraz antycypowania rozwiązania problemów w zakresie organizacji techniki i rynku. Znajduje to odzwierciedlenie we wprowadzeniu innowacji produktowych lub technologicznych, w podejmowaniu inwestycji o charakterze ekologicznym, intensyfikacji działań na rzecz utrwalenia konkurencyjnej pozycji na rynku.

² A. Karpiński, *Restrukturyzacja gospodarki w Polsce i na świecie*, PWE, Warszawa 1986.

1	2
A. Nalepka ³	Restrukturyzacja – przemyślana reorientacja celów (misji) przedsiębiorstwa, stosownie do zaszyłych lub mających zajść zmian w otoczeniu i przystosowanie do tego techniki, organizacji, ekonomiki i kadr.
M. Czapiewski, Z. Kreft ⁴	Restrukturyzacja oznacza organizacyjne, kadrowe, finansowe, techniczne przystosowanie przedsiębiorstwa do działania w warunkach gospodarki rynkowej, w celu podniesienia jego efektywności.
A. Stabryła ⁵	Restrukturyzacja to postępowanie diagnostyczno-projektowe mające na celu usprawnienie systemu zarządzania i systemu eksploatacyjnego przedsiębiorstwa, przy czym zmiany odnoszą się przede wszystkim do przekształcenia formy organizacyjnej, systemów zarządzania, zasobów ludzkich itp.
Z. Sapijaszka ⁶	Restrukturyzacja jest narzędziem przystosowania przedsiębiorstwa do warunków panujących w otoczeniu. Jest to wielowymiarowy proces wykorzystywany do gruntownej przebudowy organizacji. Restrukturyzacja to radykalna zmiana w co najmniej jednym z trzech wymiarów organizacji, tj. w zakresie działania, w strukturze kapitałowej, w organizacji przedsiębiorstwa.
B. Pełka ⁷	Restrukturyzacja to zmiany systemowe w przedsiębiorstwie odniesione do technik i technologii, form organizacyjnych produkcji, systemu zarządzania, ekonomiki rynku oraz statusu prawnoorganizacyjnego tego przedsiębiorstwa.
A. Kamela-Sowińska ⁸	Wiązka działań ukierunkowanych na podniesienie efektywności, optymalne wykorzystanie zasobów w ramach prowadzonej działalności w celu zdobycia, utrwalenia swojej pozycji konkurencyjnej na rynku. Proces dostosowywania się organizacyjnego, ekonomicznego, finansowego, technicznego, który umożliwi osiągnięcie celów formułowanych na bazie dążenia do poprawy konkurencyjności.
W.M. Grudzewski, I.K. Hejduk ⁹	Przez restrukturyzację rozumie się wybór działań zmierzających do najbardziej efektywnego dostosowania organizacyjnego, ekonomicznego i technicznego przedsiębiorstwa.
Z. Malara ¹⁰	Restrukturyzacja to radykalna zmiana, w odniesieniu do gospodarki przemysłu, gałęzi, przedsiębiorstw, w co najmniej jednym spośród czterech obszarów jego aktywności, tzn.: techniki i technologii, organizacji i zarządzania, ekonomiki i rynku oraz organizacyjno-prawnym, w celu zapewnienia systemowi gospodarczemu równowagi wewnętrznej [92].

³ A. Nalepka, *Zarys problematyki restrukturyzacji przedsiębiorstw*, Antykwa, Kraków 1998.

⁴ M. Czapiewski, Z. Kreft, *Koncepcja restrukturyzacji Portu Handlowego Gdynia S.A.*, w: *Restrukturyzacja przedsiębiorstw w procesie transformacji rynkowej*, AE-TNOiK, Kraków 1994.

⁵ A. Stabryła, *Zarządzanie rozwojem firmy*, Księgarnia Akademicka, Kraków 1995.

⁶ Z. Sapijaszka, *Restrukturyzacja przedsiębiorstw. Szanse i ograniczenia*, PWN, Warszawa 1996.

⁷ B. Pełka, *Restrukturyzacja przedsiębiorstwa przemysłowego*, Orgmasz, Warszawa 1994.

⁸ A. Kamela-Sowińska, *Restrukturyzacja jako proces podnoszenia efektywności przedsiębiorstwa*, OPO, Bydgoszcz 1995.

⁹ W.M. Grudzewski, I.K. Hejduk, *Projektowanie systemów zarządzania*, Dyfin, Warszawa 2001.

¹⁰ Z. Malara, *Restrukturyzacja organizacyjna przedsiębiorstw*, Prace Naukowe Instytutu Organizacji i Zarządzania Politechniki Wrocławskiej, Seria: Monografie, nr 32, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001.

Analiza definicji restrukturyzacji, według różnych autorów, na podstawie przytoczonego zestawienia, potwierdza złożony, agregatowy charakter tego pojęcia, w którym występuje utożsamianie restrukturyzacji z dokonywaniem zmian. Ich wyróżnikami są: kompleksowość, skoncentrowanie w czasie oraz głębokość, związana z radykalizmem tych zmian – co przesądza o ich rewolucyjnym charakterze.

Można również zaobserwować tendencję do przesuwania się punktu ciężkości przy postrzeganiu istoty zmian; początkowo akcentowano przystosowanie się zarówno różnych obszarów (funkcji) przedsiębiorstwa, jak i całego przedsiębiorstwa do wymogów wynikających z otoczenia, nadając restrukturyzacji wyraźnie adaptacyjny charakter. Obecnie coraz częściej dostrzega się konieczność antycypacyjnego charakteru restrukturyzacji na zasadzie próby odczytywania spodziewanych zmian w otoczeniu i ich „wygrywania”, a przez to nadaje się restrukturyzacji bardziej prorozwojowy charakter.

Istotę restrukturyzacji wyznaczają jej cele oraz będący ich następstwem zakres działań. Generalnie cele restrukturyzacji można sprowadzić do:

- celów ekonomicznych, związanych z zapewnieniem efektywnego funkcjonowania przedsiębiorstwa w zmieniających się warunkach rynkowych,
- celów społecznych, które sprowadzają się przede wszystkim do łagodzenia negatywnych skutków społecznych procesu zmian.

Zagregowane cele kierunkowe mogą być konkretyzowane przez przypisywanie im odpowiednich celów szczegółowych. Na przykład „zdejbowanie” nadmiernego balastu może obejmować: redukcję zatrudnienia, eliminację zbędnych aktywów produkcyjnych bądź służących działalności pomocniczej lub socjalnej, a także odciążenie przedsiębiorstwa. Z kolei zwiększanie konkurencyjności może odbywać się poprzez: podniesienie jakości, wzrost elastyczności wytwarzania, dywersyfikację produktową, a także poprzez zmianę formy organizacyjno-prawnej przedsiębiorstwa bądź decentralizację zarządzania.

W praktyce cele restrukturyzacji należy odnieść do poszczególnych obszarów funkcjonowania spółek dystrybucyjnych. W kontekście analizy strategicznej, przedstawionej w rozdziale 5., wyróżniono restrukturyzację:

- organizacyjną, a w tym zakresie dotyczącą zasobów ludzkich, struktury organizacyjnej, organizacji pracy, systemów motywacyjnych, systemu obiegu informacji,
- finansów, a w tym zakresie odnoszącą się do kosztów, rentowności, struktury zasobów kapitałowych, sterowania płynnością finansową itp.,
- zakupów i sprzedaży, a w tym zakresie cen i warunków dostaw energii, polityki cenowej i taryfowej, organizację służby marketingowej, gospodarkę zaopatrzeniową itp.,
- techniki i technologii, a w tym zakresie modernizację technicznych warunków dystrybucji energii – dostaw do odbiorców.

W następnych częściach tego rozdziału, zgodnie z przedstawioną powyżej kolejnością, omówiono poszczególne obszary restrukturyzacji spółek dystrybucyjnych.

6.2. Restrukturyzacja organizacyjna

Dostosowanie przedsiębiorstwa do zmiennych warunków funkcjonowania wymaga szybkiego podejmowania działań prowadzących do zmiany dotychczasowej strategii i zmian struktury organizacyjnej. Jak wynika z doświadczeń, praktyki i analiz teoretycznych, opisanych w pracach [61], [73], jedną z najczęstszych przyczyn upadku firm jest wadliwa konstrukcja ich strukturalnego obudowania lub jej brak. Konstrukcja ta ma swoje źródło zarówno w cechach zarządzania strategicznego, jak i w właściwościach struktur organizacyjnych.

Zmiany struktury organizacyjnej powinny odbywać się w taki sposób, aby z jednej strony zapewnić sprawne działanie organizacji w przyszłości i lepiej dostosować ją do otoczenia, z drugiej zaś – by nie zakłócać spełniania dotychczas dobrze realizowanych funkcji oraz przejściowo nie pogorszyć możliwości efektywnego i skutecznego zarządzania przedsiębiorstwem.

W zależności od zakresu zmian strategicznych związek między strukturą a strategią może mieć różny charakter. Gdy wprowadzenie nowej strategii następuje przez zmianę strategicznego myślenia, a zmiana strategii jest związana ze zmianą paradygmatu strategicznego, wówczas kształtowana nowa struktura organizacyjna musi nadszalać za przyjętą strategią działania [120]. Zgodnie z tą zasadą – jeżeli zmienia się otoczenie, to zmienia się strategia, musi się więc zmieniać struktura, która wyznacza instytucjonalne ramy wszystkich podstawowych działań organizacji. Istotą struktury organizacyjnej staje się odpowiednie spojenie celów i zadań (funkcji), wynikających ze strategii i technologii procesów wykonawczych z ludźmi i sposobami oddziaływania na nich w procesach pracy. Zmiany struktury organizacyjnej stają się niezbędne z powodu przemieszania zadań wewnątrz oraz między komórkami organizacyjnymi, bądź wtedy, gdy dana komórka lub stanowisko tworzone jest od podstaw.

W okresie szybkich zmian wspomniana wyżej kolejność może jednak prowadzić do coraz większych problemów. Ze względu na opóźnienia czasowe przedsięwzięć adaptacyjnych wewnętrzna struktura przedsiębiorstwa nie jest nigdy w idealnej harmonii z otoczeniem i strategią. W niektórych sytuacjach niezbędne musi być odwrócenie wspomnianej kolejności, tak że struktura będzie warunkować zmianę strategii¹¹.

Struktura i strategia mają więc tendencję do wzajemnego oddziaływania (struktura jest warunkiem i wynikiem strategii) lub są od siebie niezależne, zwłaszcza wtedy, gdy zmiana strategicznych alternatyw działania następuje bez zmiany orientacji strategicznej, tzn. gdy zachodzi instrumentalna zmiana strategiczna [73], [115].

Podczas projektowania struktur organizacyjnych należy przyjąć, w sumie dosyć oczywistą tezę, że nie ma optymalnych modeli organizacyjnych, które mogłyby pasować do każdej organizacji i każdej strategii. Struktura wynika nie z abstrakcyjnych

¹¹ J. Lichtarski wyraża interesujący pogląd (potwierdzają go badania zawarte w tej monografii), że w podejmowaniu prób wdrażania osiągnięć naukowych w przypadku, gdy poziom organizacji i zarządzania relatywnie nie jest wysoki, należy podchodzić do procesu zmian z ostrożnością [86].

zasad, lecz z konkretnych zadań, technologii, otoczenia, strategii czy nawet mody. Żadna koncepcja dotycząca struktur nie powinna być przy tym trwała [45], [52].

W planowaniu restrukturyzacji organizacji należy uwzględnić także to, że każde przedsiębiorstwo, które podejmuje próbę stworzenia i realizacji długookresowej koncepcji rozwoju, powinno swoim strukturom nadać wymiar strategiczny. Nie chodzi przy tym o nowy rodzaj struktury, ale o niezbędne, ściśle skorelowanie istniejącej struktury z realizowaną strukturą, czy dokładniej – ze wszystkimi etapami procesu formułowania i realizacji strategii.

Podstawowym czynnikiem wpływającym na zmianę struktury organizacyjnej przedsiębiorstwa jest potrzeba wdrożenia zmian w sposobie jego funkcjonowania. Zmiany otoczenia i zasad funkcjonowania determinują zwykle zmianę strategii, zmianę planów i sposobów osiągania celów zakładu. Istotą struktury organizacyjnej staje się odpowiednie spojenie celów i zadań (funkcji), wynikających ze strategii i technologii procesów wykonawczych z ludźmi i sposobami oddziaływania na nich w procesach pracy. Zmiany struktury organizacyjnej stają się niezbędne z powodu przemieszczania zadań zarówno wewnątrz, jak i między komórkami organizacyjnymi, bądź w sytuacji gdy dana komórka lub stanowisko tworzone jest od podstaw. Ten ostatni przypadek w procesach restrukturyzacji jest szczególnie charakterystyczny, gdy przed strukturą, systemem zarządzania postawione zostają nowe funkcje (zadania), które dotychczas nie były przez nią realizowane [112], [113].

Kształtowana nowa struktura organizacyjna musi nadążać za przyjętą strategią działania oraz powinna wykazywać cechy [113]:

- elastyczności – zdolność dostosowania się struktury do zmiennych warunków otoczenia zewnętrznego, rynku konkurencyjnego,
- integracji – łączenie zadań i funkcji rozproszonych w dotychczasowej strukturze organizacyjnej,
- odchudzenia – uszczuplenie struktury, czyli „wyprowadzenie” wszelkiej działalności towarzyszącej, usługowej i handlowej poza strukturę podstawową.

Przystosowanie się spółki dystrybucyjnej do nowych zasad działania rynku energii elektrycznej wymaga przede wszystkim utworzenia nowych jednostek organizacyjnych w jej strukturze. Dotyczy to głównie koncesjonowanej działalności dystrybucji i obrotu energią elektryczną. Koniecznie muszą więc powstać komórki organizacyjne związane z funkcją operatora sieci rozdzielczej (Zakładowa Dyspozycja Mocy) oraz komórki obrotu energią elektryczną.

Wydaje się uzasadnione umiejscowienie operatora sieci rozdzielczej w pionie technicznym ze względu na jego zakres działalności, który obejmuje:

- prowadzenie ruchu sieci rozdzielczej i prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną,
- sporządzanie koordynacyjnych planów produkcji energii elektrycznej oraz utrzymywania mocy dyspozycyjnej, jak również sporządzanie dobowych planów pracy jednostek wytwórczych, przyłączonych do sieci rozdzielczej, na podstawie odrębnych umów,

➤ dysponowanie mocą jednostek wytwórczych oraz sterowanie przepływami energii elektrycznej w sieci rozdzielczej, w celu realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług przesyłowych,

➤ sterowanie przepływami energii elektrycznej w sieci, z uwzględnieniem wymiany z innymi połączonymi systemami (przesyłowym i rozdzielczymi, ewentualnie także zagranicznymi),

➤ utrzymywanie odpowiedniego poziomu i struktury rezerw mocy oraz usług systemowych w celu dotrzymania standardów,

➤ prowadzenie gospodarki licznikowej: instalacja i konserwacja przyrządów pomiarowych, dokonywanie odczytów, wydawanie technicznych warunków zasilania odbiorców, realizacja robót inwestycyjnych i remontów, likwidowanie awarii lub zagrożeń dla bezpiecznej pracy sieci.

Takie usytuowanie operatora sieci rozdzielczej postuluje (wspomniana w rozdziale czwartym) Dyrektywa 96/92/EC.

Jeżeli chodzi o komórki handlu energią, to ich działalność ma charakter strategiczny i wpływa na rozwiązania organizacyjne i techniczne oraz na wyniki ekonomiczno-finansowe funkcjonowania całej spółki. Dlatego też komórki te powinny zająć w strukturze organizacyjnej znaczące miejsce, najlepiej jako nowy pion organizacyjny, pion obrotu energią elektryczną, kierowany przez dyrektora – członka zarządu spółki. Do zakresu jego działalności będą należeć funkcje handlowo-marketingowe oraz funkcje związane z obsługą odbiorców. Równocześnie w pionie obrotu wykreowane zostaną nowe funkcje i zadania, niezbędne do właściwego funkcjonowania spółki w nowych warunkach. Chodzi głównie o funkcje zakupów energii na rynkach ofertowym i kontraktowym, nowe zasady sprzedaży energii różnym odbiorcom (wielkim i drobnym, taryfowym i pozataryfowym), taryfy, ceny, statystyka oraz zbiór funkcji marketingowych.

Opierając się na wynikach badań diagnostyczno-porównawczych autora pracy [112], obejmujących istniejące rozwiązania organizacyjne kilkunastu zakładów energetycznych, działających w różnych częściach Polski, można wyszczególnić najbardziej typowe rozwiązania strukturalne zakładów energetycznych, wskazujące drogę ewolucji ich struktury. Przedstawiono to na rysunkach 6.1, 6.2 i 6.3. Nie udało się podczas badań ustalić jednolitego, charakterystycznego dla zakładów tej branży, sposobu kształtowania i ewolucji ich struktury. Wydaje się zatem, że na przyjęcie konkretnych rozwiązań strukturalnych większy wpływ mają czynniki wewnętrzne – mające swoje źródło w zakładach, przede wszystkim strategia działania firmy, sformułowana przez jej zarząd, tradycje oraz poziom dotychczasowych rozwiązań organizacyjnych [112], [113].

Rozwiązanie pierwsze, najbardziej zachowawcze, daleko odbiega od przyjętej strategii rozwoju i orientacji rynkowej oraz formalnych zasad funkcjonowania spółek dystrybucyjnych. Rozwiązanie drugie wprowadza już jednak pewne elementy i funkcje związane z obrotem energią. Rozwiązanie trzecie natomiast ma najbardziej zdyswersyfikowaną strukturę organizacyjną, z wydzielonymi zakładami dystrybucji i obrotu energią elektryczną oraz wyodrębnioną działalnością usługową i pomocniczą.

WALNE ZGROMADZENIE**Rada Nadzorcza****Zarząd:**

prezes zarządu – dyrektor naczelny

członkowie zarządu – dyrektor ds. technicznych, dyrektor ds. ekonomicznych

wydziały – odpowiednio podległe w pionach funkcjonalnych

Dyrektorowi naczelnemu	Dyrektorowi technicznemu	Dyrektorowi ekonomicznemu
główny księgowy (księgowość) organizacja i kadry wydziały socjalne biura obsługi (prawo, administracja) transport rejon energetyczne	zakładowa dyspozycja ruchu eksploatacja programowanie rozwoju inwestycje i remonty zabezpieczenia i automatyka sieci i urządzenia	wydział ekonomiczny wydział handlowej obsługi odbiorców wydział technicznej obsługi odbiorców licznikownia gospodarka materiałowa (magazyny) administracja informatyka

Rys. 6.1. Podstawowe rozwiązania strukturalne spółek dystrybucyjnych (rozwiązanie 1.)

Opracowano na podstawie [111], [112]

WALNE ZGROMADZENIE**Rada Nadzorcza****Zarząd:**

członkowie: dyrektor naczelny, dyrektor ds. technicznych, dyrektor ds. ekonomicznych

zastępcy dyrektora: ds. eksploatacji, inwestycji, obrotu energią, finansowych

wydziały: odpowiednio podległe w pionach funkcjonalnych zastępcy dyrektora

Dyrektor naczelny	Zastępca ds. eksploatacji	Zastępca ds. inwestycji	Zastępca ds. obrotu energią	Zastępca ds. finansowych
biura zarządu obsługa (prawna, kontrola) informatyka rejon energetyczne rejon wysokich napięć elektrownie wodne pełnomocnik ds. prac., wydz. prac., bhp, administracyjno-socjalny	pełnomocnik ds. usług (transport, maszyny i urządzenia, zaopatrzenie, warsztaty) zakładowa dyspozycja ruchu koncepcja i rozwój automatyka i zabezpieczenia nadzór eksploatacji łącznie	biuro inwestycji (przygotowanie inwestycji i remontów, koordynator realizacji, planowanie i sprawozdawczość, pracownia projektowa)	zarządzanie energią taryfy i marketing liczniki pełnomocnik ds. obrotu energią (sprzedaż energii, rozliczenia wielkich odbiorców, kontrola sprzedaży energii)	księgowość rachuba i płace finanse wydział ekonomiczny

Obserwowane tendencje:

- wyniesienie marketingu na poziom dyrektorów lub zastępców dyrektorów,
- rozbudowa szczebla dyrektorów o stanowiska ds. pracowniczych, rozwoju,
- kreowanie stanowisk dyrektorów ds. handlowych (handlowej obsługi klientów).

Rys. 6.2. Podstawowe rozwiązania strukturalne spółek dystrybucyjnych (rozwiązanie 2.)

Opracowano na podstawie [111], [112]

WALNE ZGROMADZENIE**Rada Nadzorcza**

Zarząd – organ zwarty, kreujący głównie strategię firmy

Biuro Nadzoru Właścicielskiego, Rozwoju Strategicznego, Marketingu,
Zarządu, Rachunkowości, konsolidacji i strategii finansowej, Controlingu,
ekonomiki i rachuby płac

dyrektor naczelny – zakłady: dystrybucji energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną,
usług księgowych

zakłady: informatyki i telekomunikacji, usług specjalistycznych, gospodarczy
rejonowe zakłady energetyczne

Biuro ds. pracowniczych, Biuro ochrony pracy

Rys. 6.3. Podstawowe rozwiązania strukturalne spółek dystrybucyjnych (rozwiązanie 3.)

Opracowano na podstawie [111], [112]

Należy również zauważyć, że każda z analizowanych spółek dystrybucyjnych, w różnym co prawda stopniu i na własny sposób, stara się dostosować do zmieniającego się otoczenia i wymogów organizacyjno-prawnych. Stopniowo kształtowane zostają nowe funkcje, kreowane nowe komórki organizacyjne i całe piony je realizujące. Szczególnie istotnego znaczenia nabierają wyraźnie wyodrębnione: sieci – rozwoju i eksploatacji, obrotu energią elektryczną, prowadzenia działalności handlowo-marketingowej, obsługi klientów i wreszcie spraw pracowniczych. Równolegle postępuje proces najpierw usamodzielniania organizacyjno-ekonomicznego, a potem wyodrębniania działalności pomocniczej i usługowej oraz tworzenia odrębnych spółek [122].

Proces restrukturyzacji spółek dystrybucyjnych w Polsce jest, jak wcześniej stwierdzono, częściej spowodowany czynnikiem wewnętrznym, wynikającym ze sposobu formułowania strategii przez zarządy spółek, aniżeli wpływem otoczenia. Co oczywiście nie oznacza, że zmiana struktur rynku nie jest czynnikiem branym pod uwagę przez zarządy spółek. Analiza struktur organizacyjnych spółek prowadzi jednak do wniosku, że niektóre z nich zaawansowały proces tej restrukturyzacji. Można powiedzieć – antycypują warunki, które występują w kraju. Należy do nich GZE S.A., STOEN S.A., ZE Płock S.A., ZE Toruń S.A., Energetyka Poznańska S.A. Są takie spółki dystrybucyjne, które – pomimo istotnych zmian w otoczeniu – nie zmieniły swojej strategii i nie wyłoniły mechanizmów pozwalających na wdrożenie procesów restrukturyzacji.

Na zakończenie rozważań dotyczących restrukturyzacji organizacyjnej należy odnieść się do problemu zmniejszenia zatrudnienia w tych podmiotach gospodarczych. W niniejszej pracy nie przedstawiono badań w tym zakresie, ale analizy prowadzone na rzecz spółek dystrybucyjnych Dolnego Śląska, a także literatura przedmiotu i wypowiedzi ministra wskazują na znaczne nadwyżki liczby zatrudnionych osób w stosunku do potrzeb. Jeśli tak, to zmiana podejścia do problemu zatrudnienia powinna polegać nie na redukowaniu liczby zatrudnionych, ale na prowadzeniu takiej restrukturyzacji organizacyjnej, która polegać będzie na wykorzystaniu pracowników w nowych obszarach działalności tych przedsiębiorstw [138].

6.3. Restrukturyzacja finansowa

Wprowadzenie gospodarki rynkowej w elektroenergetyce prowadzi do tego, że cel gospodarowania spółek dystrybucyjnych nie może odbiegać od celów innych podmiotów, działających w warunkach konkurencyjnych. W rezultacie tego zmienia się zarządzanie finansami. Według autorów pracy [113] niezbędne staje się – w zakresie wewnętrznego zarządzania – wprowadzenie budżetowania, określenie centrów kosztów i zysku, określenie strategii budowy cen i taryf dla poszczególnych grup odbiorców, zarządzanie kapitałem obrotowym, a szczególnie gotówką. W relacjach z otoczeniem ważne jest prowadzenie rachunkowości zarządczej i podejmowanie działań, prowadzących do obniżenia kosztów finansowych (zwłaszcza zmniejszenia kosztów stałych). Dominującego znaczenia także, według prac [50], [165], nabierają przepływy pieniężne w procesie zarządzania finansami oraz unikanie zobowiązań długoterminowych. A wszystko to dlatego, że na rynku konkurencyjnym ceny są kształtowane na podstawie gry sił zachodzących pomiędzy ilością oferowaną a zapotrzebowaniem. Ceny te nie są bezpośrednio związane z kosztami prowadzonej działalności, włączając w to koszty finansowe.

Poniżej przedstawiono teoretyczne aspekty zmian strategii finansowej spółek dystrybucyjnych w warunkach monopolu i w warunkach konkurencyjnego rynku, a zatem także potrzeb dokonania restrukturyzacji finansowej.

Finansowa strategia monopolu

Przedsiębiorstwa energetyczne, a przede wszystkim spółki dystrybucyjne działające na określonym terenie, nie miały problemu ze sfinansowaniem niezbędnych aktywów. Przyjęte zasady kształtowania cen taryf na energię elektryczną wyprowadzane były – i tak w zasadzie jest w dalszym ciągu – z formuły kosztowej. Ceny dla odbiorców w poszczególnych taryfach były cenami urzędowymi, kształtowanymi przez państwo. W ten sposób wynik finansowy spółek dystrybucyjnych jest określony przez trzy czynniki: ceny sprzedaży, zakupu i własne koszty. Podstawową pozycją wydatków w spółkach są koszty zakupu energii, które stanowią około 75% wartości sprzedaży. Można przyjąć, iż podstawowym czynnikiem wzrostu zysku w spółce był nie tyle realny przyrost sprzedaży energii czy obniżka kosztów własnych, ile wzrost urzędowych cen energii. Wyniki ekonomiczne i zarazem możliwości sfinansowania aktywów zależą w tej sytuacji od decyzji leżących poza przedsiębiorstwem. Gdy pozwala to na osiąganie wyników satysfakcjonujących spółki, nie będą one podejmowały działań zmierzających do zmiany sytuacji w zakresie finansowania zarówno operacyjnej, jak i rozwojowej działalności.

W gruncie rzeczy nie ma nic pewniejszego w biznesie niż prowadzenie firmy, która jest monopolistą, dostarczającym produkt o tak podstawowym znaczeniu, jak energia elektryczna, i prowadzącym działalność usługową na jednoznacznie określonym obszarze. W ten sposób właściciel – inwestor może mieć znaczną pewność, że przed-

siębiorstwo będzie w stanie uzyskać przychody większe od kosztów. Taka sytuacja, występująca od wielu lat, powodowała relatywnie niewielkie trudności w sfinansowaniu działalności podstawowej oraz musiała ukształtować określone postawy w zarządzaniu finansami. Znaczące cechy takich postaw można ująć w następujących punktach:

- wyniki finansowe w niewielkim stopniu zależą od efektywności zarządzania przedsiębiorstwem,

- nie ma potrzeby koncentrowania się na dążeniu do uzyskania dużej nadwyżki finansowej,

- nie ma potrzeby dążenia do wzrostu sprawności zarządzania finansami, stąd wynika brak umiejętności zarówno w poszukiwaniu kapitałów pozwalających na sfinansowanie działalności rozwojowej, jak i wdrażania kontroli finansowej, budżetowania, ustalania cen (taryf), prowadzenie rachunku kosztów, zarządzania gotówką,

- akceptowanie długoterminowych kontraktów, o stałych cenach produktu i usług, co pozwala zredukować ryzyko [50].

Kombinacja przedstawionych powyżej tendencji, występujących w sferze zarządzania finansami, określa w praktyce finansową strategię przedsiębiorstwa, będącego monopolem. W tych warunkach podstawowym finansowym celem działania jest wzrost wartości aktywów oraz wypadkowa interesów przedsiębiorstwa i załogi, przy czym wzrost aktywów często będzie polegał raczej na „ilościowym” pomnażaniu posiadanego majątku niż wzroście o charakterze „jakościowym”, polegającym na rozwoju techniki i technologii, który prowadzi do bardziej efektywnego wykorzystania posiadanych środków i obniżenia kosztów [50], [136].

W związku z tym, że cena energii jest wyższa od jej przeciętnego kosztu (z wyjątkiem sytuacji, gdy mamy do czynienia z subsydiowanymi przedsiębiorstwami użyteczności publicznej), istnieje w zasadzie możliwość gromadzenia, w pewnych granicach, środków na zaplanowane modernizacje i inwestycje. Nie występują także większe bodźce do zwiększania kwoty zysku, przede wszystkim ze względu na niebezpieczeństwo zastosowania „rachunku wyrównawczego” przez organ nadrzędny lub przez Skarb Państwa (w przypadku jednoosobowej spółki). Znaczenie przepływów pieniężnych (*cash flows*) w strategii finansowej nie jest duże, ponieważ na ogół zawsze wystarcza środków finansowych na sfinansowanie bieżącej i częściowo rozwojowej działalności. Nie ma także potrzeby podejmowania szczególnych działań w sferze kapitału obrotowego. Nie występują bowiem większe trudności w „spływie” należności. W sytuacji występowania nadwyżki finansowej oraz niskiego wskaźnika rotacji należności nie notuje się także trudności w realizacji zobowiązań.

Należy w tym kontekście poruszyć poważny, występujący w polskiej energetyce, problem amortyzacji. Wysokość odpisów amortyzacyjnych, ze względu na długi okres eksploatacji większości aktywów trwałych oraz „nienadążaniem” przeszacowania majątku trwałego za utrzymującą się wysoką stopą inflacji powoduje, że wysokość dokonywanych odpisów jest często nieadekwatna do wysokości nakładów, niezbędnych do odtworzenia danego środka trwałego. Zmniejsza to, oczywiście, stan gotówki

i wpływa na zaniżanie kosztów wytwarzania, przez co może wpływać na wysokość zysku przed i po opodatkowaniu.

System rachunku kosztów także w swej istocie dostosowany jest do przedstawionej strategii. Rachunek kosztów prowadzony jest przede wszystkim w układzie rodzajowym w obszarze całej działalności, nie zaś w poszczególnych jej obszarach. W rezultacie bardzo trudno jest stwierdzić, jakie są podstawowe źródła kosztów i zysków. W tych warunkach nie można w sposób efektywny wprowadzić zasad kontroli finansowej i budżetowania. Należy zatem stwierdzić, iż przedstawiona strategia finansowa monopolu nie może prowadzić do istotnego wzrostu efektywności gospodarowania, a jest w gruncie rzeczy bardziej podobna do sposobu prowadzenia finansów w gospodarce centralnie planowanej niż do sposobu prowadzenia finansów charakterystycznego dla przedsiębiorstwa działającego w warunkach gospodarki rynkowej.

Strategia finansowa w warunkach konkurencyjnego rynku – restrukturyzacja finansów spółki dystrybucyjnej

Wprowadzenie gospodarki rynkowej, opartej na konkurencyjnym rynku, zmienia w decydujący sposób funkcjonowanie przedsiębiorstw i strategię ich działania, a w tym strategię finansową. W warunkach monopolu ceny energii elektrycznej są określane na podstawie wysokości poniesionych kosztów. W warunkach rynku natomiast ceny są kształtowane przez rynek, na podstawie gry sił zachodzących pomiędzy ilością oferowaną a zapotrzebowaniem, i nie są „wyprowadzane” bezpośrednio z kosztów. Ma to istotne znaczenie z punktu widzenia kosztów finansowych (odsetek od zaciągniętych kredytów lub pożyczek). Gdy ceny nie są ustalane bezpośrednio, na podstawie wysokości poniesionych kosztów, nie ma możliwości uwzględnienia finansowych kosztów w cenie energii. Ta, z pozoru niewielka, zmiana wpływa zasadniczo na konieczność zmiany finansowej strategii spółki dystrybucyjnej.

W tej części rozdziału warto skoncentrować się na stopniu, w jakim musi zmienić się strategia finansowa, jak i inne towarzyszące jej strategie, w warunkach wdrożenia zasad konkurencji na lokalnym rynku energii elektrycznej. Poniższe uwagi zostały sformułowane po przyjęciu założenia, iż podstawowym celem owych transformacji jest wzrost wartości przedsiębiorstwa.

Podczas przedstawiania zasad formułowania takiej strategii należy odwołać się do zasad działania przedsiębiorstw na rynkach, gdzie działa konkurencja. Przedstawiona wyżej charakterystyka finansowej strategii spółki dystrybucyjnej, w warunkach monopolu, może stanowić dobry punkt wyjścia do wyznaczenia sposobu formułowania takiej strategii w warunkach konkurencyjnego rynku.

Podstawowa zmiana warunków działania przedsiębiorstwa na rynku konkurencyjnym sprowadza się do tego, że cena ustalona na rynku nie jest bezpośrednio związana z kosztami prowadzonej działalności (łącznie z kosztami finansowymi). W ten sposób nie jest zapewniony zwrot kosztów pożyczonego kapitału. Energia elektryczna staje się przedmiotem wymiany handlowej, podobnie jak inne produkty.

W warunkach oligopolu kapitał obcy musi „zostać zwrócony” w postaci wzrostu wartości udziałów (akcji). Kredytobiorcy będą mniej chętni do pożyczania środków finansowych, ponieważ koszty obsługi zadłużenia będą powodować wzrost kosztów stałych. W warunkach monopolu zaś nie istnieją silne bodźce prowadzące do obniżenia tych kosztów. Na rynku bardziej konkurencyjnym niż monopol przedsiębiorstwa dążą zaś zdecydowanie do obniżenia kosztów stałych. W razie wystąpienia kosztów finansowych stan przepływów pieniężnych staje się podstawowym czynnikiem wyznaczającym strategię finansową. Jeśli w warunkach monopolu – warunkach gospodarki rynkowej – podstawowym czynnikiem strategii stanie się dążenie do wzrostu wartości akcji (udziałów), to w warunkach rynku konkurencyjnego dążenie do maksymalizacji stanu gotówki będzie silniejsze od płacenia dodatkowego – finansowego kosztu. Można przyjąć twierdzenie, że stan gotówki będzie miał strategicznie większą wartość niż inne możliwe opcje wykorzystania posiadanych środków finansowych.

W kontekście przedstawionej wyżej koncepcji, zgodnie z którą poziom zasobów finansowych jest podstawowym wyznacznikiem strategii finansowej, należy zwrócić uwagę na następujące zagadnienia:

➤ Zwiększy się znaczenie amortyzacji, która jest szczególnym, z punktu widzenia przepływów pieniężnych, składnikiem kosztów. Odpisy amortyzacyjne zwiększają bowiem zasoby pieniądza pozostającego w przedsiębiorstwie. Spółki będą żywotnie zainteresowane we wzroście wysokości odpisów amortyzacyjnych, dlatego im będzie krótszy okres odpisów dla danego środka trwałego, tym lepiej. Trzeba jednak podkreślić, że w Polsce należałoby wprawdzie uporządkować sposób dokonywania odpisów amortyzacyjnych w energetyce, tak aby ich wysokość stała się istotnie adekwatna do wysokości rzeczywistych nakładów niezbędnych na dokonanie odtworzenia danej maszyny lub urządzenia.

➤ Przedsiębiorstwa będą dążyły – tak szybko, jak to możliwe – do wymiany starych technologii oraz maszyn i urządzeń, pod warunkiem, że pozwoli to uzyskać obniżenie kosztów.

➤ Poziom inwestycji będzie określony przez możliwość uzyskania w odpowiednim czasie zwrotu poniesionych nakładów, z równoczesną analizą możliwości substytucji kosztów stałych przez zmienne składniki kosztu.

➤ Wystąpi tendencja do zastępowania kontraktów długoterminowych średnio- i krótkoterminowymi. Związane to będzie z wyraźnymi preferencjami dla zmiennych składników kosztów. Kontrakty długoterminowe bowiem z natury rzeczy „wyprowadzane są” z poziomu kosztów stałych, gdy tymczasem w warunkach konkurencyjnego rynku decydujące znaczenie będzie miało dążenie do ich obniżenia.

Z przedstawionych wyżej uwag wynika jednoznacznie, że konkurencyjny rynek stworzy w przedsiębiorstwach silne bodźce do zmiany systemu ewidencjonowania kosztów w ten sposób, aby precyzyjnie określić składniki kosztów stałych i zmiennych. W wielu spółkach dystrybucyjnych prowadzić to będzie do bardzo poważnej zmiany systemu rachunkowości. Spowoduje to także powstanie nowych bodźców do korekty systemu ustalania cen i taryf na energię elektryczną. W rezultacie

zmieni się zarządzanie finansami, a zatem wystąpi konieczność restrukturyzacji finansowej. Niezbędne stanie się, w zakresie wewnętrznego zarządzania, wprowadzenie budżetowania, określenie centrów kosztów i zysków, określenie strategii budowy cen i taryf dla poszczególnych grup odbiorców, zarządzanie kapitałem obrotowym, a szczególnie gotówką. W relacjach z otoczeniem natomiast stanie się ważne prowadzenie rachunkowości zarządczej i podejmowanie rozmaitych działań prowadzących do obniżenia kosztów finansowych. W tej sytuacji można przyjąć, iż konkurencyjna spółka dystrybucyjna będzie inwestować wolne środki finansowe efektywnie, dążąc do wzrostu kwoty zysku nie tylko przez przyrost cen, lecz zabieganie o zwiększenie sprzedaży, zmniejszenie kosztów i duży udział na rynku różnych nośników energii. Trzeba tu mieć na uwadze możliwość substytucji pomiędzy różnymi nośnikami energii, a przede wszystkim gazem i energią elektryczną.

W kontekście przedstawionych rozważań należy stwierdzić, że konkurencja znacząco zmieni finansową strategię spółki. Przedsiębiorstwa energetyczne będą się zachowywać podobnie do innych podmiotów gospodarczych na konkurencyjnych rynkach. W tej sytuacji celowe jest zwrócenie uwagi na podstawowe wyznaczniki zmian.

Lista czynników „nowej” finansowej strategii:

- redukcja kosztów,
- dominujące znaczenie przepływów pieniężnych w procesie zarządzania finansami,
- dążenie do zmniejszania kosztów stałych,
- unikanie „zobowiązań” długoterminowych.

Teoretycznie, a także praktycznie, w krajach o rozwiniętej gospodarce rynkowej spółki dystrybucyjne miały łatwość pozyskiwania kapitału, a także rozwinięte kontakty o charakterze długookresowym z instytucjami finansowymi, gotowymi pożyczać środki na rozwój energetyki. W Polsce przedsiębiorstwa energetyczne przestały być zainteresowane zaciąganiem kredytów przy wysokiej cenie pieniądza. Uzyskiwane środki własne pozwalają na zaspokojenie bieżących potrzeb, nie są zaś wystarczające na prowadzenie inwestycji rozwojowych, polegających na realizacji niezbędnych inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych. Dostępna literatura przedmiotu, dotycząca krajów o rozwiniętej gospodarce rynkowej, wskazuje na to, że w warunkach monopolu przedsiębiorstwa energetyczne mają relatywną łatwość pozyskiwania środków finansowych na rozwój¹² [185]. Firmy dostarczające dobra i usługi na potrzeby energetyczne przedsiębiorstw (nośniki energii pierwotnej, sprzęt, maszyny i urządzenia itd.) czerpią także korzyści z długookresowych kontraktów. Gdy firmy energetyczne zaczynają działać w warunkach konkurencyjnego rynku, zmniejsza się zainteresowanie pozyskiwaniem, tak znacznego do tej pory, kapitału. Dlatego ważne się staje poszukiwanie instrumentów (oprócz stopy oprocentowania kredytów) polityki państwa lub polityki banków w stosunku do inwestycji w sektorze energetycznym. Zmienia się

¹² Szczególnym przypadkiem – negatywnym – jest upadek wielkiego, ponadnarodowego koncernu „Enron” pod koniec 2001 roku.

także związki i relacje z dotychczasowymi dostawcami, ze względu na dążenie do zmniejszenia skali ryzyka i konieczności jego rozłożenia także na dostawców. Spowoduje to zmianę związków i relacji z dostawcami tak, aby dostosować je do nowej strategii finansowej.

W ten sposób restrukturyzacja finansowa może stać się czynnikiem, wywołującym restrukturyzację zakupów i sprzedaży. Zgodnie bowiem z przyjętym wcześniej założeniem, iż podstawowym czynnikiem wyboru strategii finansowej będzie dążenie do uzyskania korzystnych przepływów pieniężnych, spółki będą prowadziły działania zmierzające do zmniejszenia zaangażowania finansowych zasobów na zakup środków obrotowych, a zwłaszcza energii elektrycznej. Można przewidywać także, że spowoduje to korekty planu zakupów środków w postaci surowców, części zamiennych itd. W tym kontekście trzeba zaznaczyć, że staną się nieatrakcyjne długoterminowe kontrakty, a krótkoterminowe pozwolą na redukcję ryzyka związanego ze zmianą cen kupowanych środków obrotowych. Powstaną także motywacje do strategicznego nawiązywania współpracy z firmami dostarczającymi potrzebne produkty lub usługi. Tego typu strategiczne alianse w perspektywie mogą prowadzić do wspólnych przedsięwzięć – przejęcia lub wykupienia. Można przyjąć – podsumowując ten wątek – rozumowanie, że jakiegokolwiek działania będą prowadziły do zmian struktury w zakresie związków i relacji z dostawcami, które staną się integralną częścią strategii finansowej.

Jest oczywiste, że ważnym czynnikiem określającym finansową strategię spółki, w dającej się przewidzieć przyszłości, będą regulacje państwowe. Można przyjąć, że zakres i skala występowania centralnych regulacji będą się zmniejszać wraz ze wzrostem siły działania konkurencji (na co zresztą także muszą „pозwolić” regulacje państwowe). Ważne jest przy tym, aby w okresie systemowej transformacji regulacje państwowe pozwoliły przedsiębiorstwom energetycznym zapewnić takie korzyści ekonomiczne, aby zminimalizować niebezpieczeństwo dekapitalizacji, a nawet przeciwnie – pozwolić na stworzenie podstaw do ekonomicznego rozwoju. Należy stwierdzić jednak, że państwowe regulacje nie powinny osłabiać siły działania bodźców prowadzących do obniżenia i kontroli kosztów realizowanej działalności. Jest oczywiste, że w warunkach polskich szczególne znaczenie będzie miało prawo energetyczne, które odnosi się do: sposobów stanowienia cen i kontroli cen, zasad prowadzenia ewidencji kosztów, sposobu i zakresu uzyskiwania koncesji, zasad zawierania kontraktów na zakup i sprzedaż energii.

W kontekście przedstawionych wyżej rozważań dotyczących restrukturyzacji finansów warto odnieść się do zagadnienia kształtowania przychodów i kosztów w spółkach dystrybucyjnych.

Przychody i koszty w spółce dystrybucyjnej

W związku z koniecznością wydzielenia działalności Operatora sieci rozdzielczej i obrotu energią elektryczną, a także – zgodnie z art. 44 *Prawa energetycznego* – konieczne jest, w ramach zakładowych planów kont, stworzenie ewidencji księgowej,

w sposób umożliwiającą określenie kosztów stałych, kosztów zmiennych i przychodów oddzielnie dla wytwarzania i dystrybucji dla każdego rodzaju paliwa lub energii, a także w odniesieniu do poszczególnych taryf. Oddzielnej ewidencji powinny podlegać koszty związane z dystrybucją i koszty związane z obrotem energią elektryczną. Ewidencja kosztów dystrybucji powinna być prowadzona z podziałem na: linie, rozdzielnie oraz transformatory, z uwzględnieniem poszczególnych poziomów napięcia. W przypadku działalności Obrotu energią elektryczną, oprócz podziału ze względu na napięcia, powinien istnieć podział związany z obrotem taryfowym oraz pozataryfowym. Taki sposób ewidencjonowania kosztów i przychodów będzie zgodny z wymaganiami projektu ustawy *Prawo energetyczne* i umożliwi kontrolę przez Urząd Regulacji Energetyki.

Koszty własne, oprócz kosztów zakupu energii, są główną podstawą kalkulacji cen i stawek (taryf). Tworzenie cenników regionalnych oraz analiza skutków finansowych ich wdrażania są ważnymi elementami zarządzania finansami spółki dystrybucyjnej. Wprowadzenie procedury cenotwórczej i jej sprawne funkcjonowanie wymaga dokonania pewnych kroków przygotowawczych, do których należy m.in. [65]:

- opracowanie metody kalkulacji kosztów, przystosowanej do potrzeb budowy systemów taryfowych,
- opracowanie metody analizy porównawczej cen substytutów energii elektrycznej, niezbędnej do określenia ryzyka konkurencji,
- opracowanie dostosowanego do realiów technicznych i organizacyjnych danej spółki schematu budowy taryf finalnych i stawek opłat,
- opracowanie komputerowego programu obliczania stawek taryfowych i oceny skutków ich wprowadzania,
- szkolenie personelu, opracowanie zasad marketingu.

W obliczu obecnie obowiązujących przepisów prawnych ważną rolę w kształtowaniu cen odgrywają, w zależności od grupy odbiorców, umowy (odbiorcy pozataryfowi) oraz sposób kształtowania i kalkulacji taryf (odbiorcy taryfowi). Podczas kształtowania taryf należy przestrzegać następujących zasad:

- taryfy energii elektrycznej powinny zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw energetycznych, w tym także kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska,
- w procesie stanowienia taryf należy uwzględnić ochronę odbiorców przed nieuzasadnionymi podwyżkami poziomu cen,
- generalną zasadą działalności Urzędu Regulacji Energetyki musi być równowaga interesów kupujących energię i przedsiębiorstw energetycznych,
- w taryfach mogą być uwzględniane koszty współfinansowania inwestycji zapewniających zmniejszenie zużycia energii przez odbiorców, które stanowią alternatywę dla budowy nowych źródeł energii i sieci elektroenergetycznych,
- w taryfach można uwzględniać koszty współfinansowania rozwoju energetyki niekonwencjonalnej,
- taryfy mogą być różnicowane dla odrębnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty dostaw energii.

Na podstawie analizy podanych zasad można stwierdzić, że sprzedawcy energii elektrycznej (spółki dystrybucyjne) będą (a na pewno powinny być) autentycznymi twórcami cen energii elektrycznej dla swoich klientów, bez względu na przyjęty system regulacji taryf elektrycznych. Rzeczą wtórną, z tego punktu widzenia, jest sposób uzyskania aprobaty lub zatwierdzenia cen energii elektrycznej, które zresztą należy traktować jako ceny maksymalne.

W celu pogodzenia dwóch przeciwstawnych zasad, zgodnie z którymi mają być kształtowane taryfy (polegających na zapewnieniu pokrycia uzasadnionych kosztów działalności przedsiębiorstw oraz ochrony interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen)¹³ w rozporządzeniu do *Prawa energetycznego* z 3 grudnia 1998 r. mówi się o bazowej cenie wskaźnikowej, uwzględniającej poziomy cen towarów i usług, jakie wystąpiły w poprzednich okresach kalkulacji taryf. Cena bazowa podlega zatwierdzeniu przez URE na okres od jednego do pięciu lat. Przedsiębiorstwo najczęściej raz na 12 miesięcy ustala poziom stawek taryfowych tak, aby średnia cena w roku nie przekroczyła ceny bazowej, ustalonej dla prowadzonej działalności. Dopuszczalny poziom ceny wskaźnikowej wylicza się na dany rok w następujący sposób:

$$CBN = CB_{n-1} [1 + (RPI_{n-1} - X) / 100]$$

gdzie:

CBN – cena wskaźnikowa wyliczana na dany rok,

CB_{n-1} – cena wskaźnikowa obowiązująca w poprzednim roku,

RPI_{n-1} – wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych w okresie 12 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym składany jest wniosek o zatwierdzenie taryfy, ustalany na podstawie obwieszczeń prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, opublikowanych w Monitorze Polskim, wyrażony w %,

X – współczynnik korelacji, uwzględniający zmiany warunków prowadzenia danej działalności, a zwłaszcza poprawę efektywności działania przedsiębiorstwa energetycznego.

W czasie dyskusji nad zasadami regulacji prezentowane są postulaty zmierzające do rozszerzenia podanej formuły o dodatkowe wskaźniki. Trudno jednak się z nimi zgodzić, uderza to bowiem w ważny postulat zachowania prostoty i przejrzystości stosowanych rozwiązań.

Podstawę różnicowania taryf dla grup odbiorców powinny stanowić uzasadnione koszty dostawy energii. Wymaga to przeprowadzenia odpowiedniej segmentacji odbiorców, według obiektywnych kryteriów. Taka segmentacja musi być weryfikowana na podstawie ciągłych badań charakterystyk obciążenia. Odbiorcy bowiem reagują na zmiany taryf, odpowiednio zmieniając swoje charakterystyki poboru energii. Wpływa to jednocześnie na zmianę kosztów dostawy energii. Ustawodawca pozostawia również dosyć dużą dowolność ustalania samych stawek opłat (należy pamiętać, że taryfy muszą spełniać pewne warunki, o których była mowa wcześniej). Na tej podstawie

¹³ Mówi o tym art. 45 ustawy *Prawo energetyczne*.

spółka może wykorzystać mniej znormalizowane lub nieznormalizowane składniki kształtowania taryf do budowy przewagi konkurencyjnej. Przykładami takich składników są np. bonifikaty, upusty i opłaty z tytułu niedotrzymania przez strony warunków umowy. Przedsiębiorstwo energetyczne może ponadto różnicować ceny energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców, którzy nie korzystają z prawa do usług przesyłowych w danych okresach doby lub roku, w zależności od podaży mocy, prognoz zapotrzebowania i przewidywanych sposobów jego pokrycia. Przedsiębiorstwo energetyczne ma więc możliwości (przynajmniej te prawne) kształtowania wielkości opłat za świadczone usługi w sposób elastyczny. Tym samym może podjąć taką strategię cenową, aby pobudzić popyt na energię elektryczną wśród drobnych odbiorców (którzy nie korzystają z zasady TPA) oraz utrzymać odbiorców mogących korzystać z zasady TPA.

Dotychczas podkreślano, że – zgodnie z obecną pragmatyką regulacji sektora – URE zatwierdza ceny energii, przedkładane przez spółki dystrybucyjne, na podstawie kalkulacji tzw. kosztów uzasadnionych. W ten sposób Urząd Regulacji Energetyki reguluje poziom przychodów spółek na rynku energii. W tym kontekście pojawia się istotne pytanie, w jakim stopniu koszty uzasadnione, przedkładane URE do akceptacji, są odbiciem wzrostu efektywności procesów gospodarowania, czy też raczej są wyrazem petryfikacji dotychczasowego sposobu działania, polegającego na wykorzystaniu pozycji monopolistycznej. Z punktu widzenia teoretycznego, oprócz prac J. Popczyka i A. Kardasza, brak jest w piśmiennictwie polskim nawiązania do tej problematyki.

Poglądy J. Popczyka zawierają doniosłe stwierdzenia, dotyczące zasad określenia kosztów stałych i zmiennych, prowadzące do konkluzji, zgodnie z którą zwiększenie efektywności procesów gospodarowania wymaga odejścia od uwzględnienia w kosztach uzasadnionych dowolnie ustalonych przez przedsiębiorstwa sektora kosztów stałych. Podzielając w pełni tę opinię, należy stwierdzić, że odejście od koncepcji odzwierciedlenia w cenie wszystkich pozycji kosztów stałych, wykazywanych przez podmioty sektora, staje się ważnym warunkiem zwiększenia efektywności procesów gospodarowania w energetyce [134], [135].

Kardasz podkreśla natomiast, iż *jednym z wyznaczników stopnia liberalizacji stosunków rynkowych jest zakres i sposób ingerencji prawa stanowionego w naturalne prawo sprzedawcy do swobodnego stanowienia cen*. Swoboda ta nie może być traktowana w sensie absolutnym. Każdorazowo ma ona sobie właściwe granice i dlatego nawet w warunkach znacznego liberalizmu cenowego pojawiają się ceny, które mają charakter cen regulowanych, a niekiedy nawet i urzędowych. Te ostatnie, w warunkach tzw. wolnego rynku, postrzegać należy jako zjawiska przejściowe, będące złem koniecznym. Ceny regulowane natomiast są instrumentem tego rynku, wprawdzie marginalnym, ale za to trwale występującym. Cytowany autor w tym kontekście stawia pytanie: czy nowy stan prawny w zakresie ustalania cen energii stanowi rzeczywiste uwolnienie ich cen właściwe dla wolnego rynku czy też nie? W świetle dalszych wywodów autorów należy stwierdzić, że odpowiedź na tak postawione pytanie nie jest, w obecnych warunkach, jednoznaczna [68].

Prawo ustalania taryf, jakie nabyły przedsiębiorstwa energetyczne, jest równoznaczne z prawem do ustalania cen, bowiem – w rozumieniu *Prawa energetycznego* – taryfa jest to zbiór cen i opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Zarówno ceny, jak i opłaty, objęte konkretną taryfą, mają charakter cen i opłat regulowanych. Nie zostały one w żadnym akcie prawnym tak nazwane, nie zmienia to jednak ich istoty.

Wydaje się więc, że intencje ustawodawcy częściowo tylko mogą doczekać się spełnienia przy zaistniałym stanie prawnym. Interes odbiorców polega bowiem nie tylko na tym, że w płaconej cenie udział zysku będzie procentowo ustalony na rozsądnym poziomie. Ważniejsze znaczenie dla odbiorcy będzie miał fakt przyjmowania zawyżonej podstawy ustalania i samej ceny oraz zawartego w niej zysku. Chodzi tu o koszty, które mają status kosztów uzasadnionych [68].

Co to są koszty uzasadnione określonego rodzaju działania gospodarczego? Odpowiedź na to pytanie jest bardzo trudna. Sam fakt postawienia takiego pytania (wydzielenia w normie prawnej takiej kategorii kosztowej) uświadamia istnienie jakiegoś zakresu kosztów nieuzasadnionych. Jak dokonywać rozróżnienia między tymi kosztami, jak je identyfikować w praktyce, czy są one identyfikowalne w procesie pomiaru i udokumentowania ich powstawania, czy też koszty te wydziela się w trybie *ex post* różnego rodzaju „rozliczeniowymi manipulacjami”? Ta seria pytań jest naturalną konsekwencją stwierdzenia, że istnieją koszty uzasadnione. Do udzielenia satysfakcjonującej odpowiedzi na przytoczone pytania nie wystarczy tylko zdrowy rozsądek. Rozstrzygać tu może albo prawo stanowione obowiązujące wszystkich jednakowo, albo rynek.

Ustawodawca nie wyjaśnia precyzyjnie, co rozumie przez pojęcie koszty uzasadnione. Paradoksalnie więc kategoria utworzona normą prawną może mieć subiektywną interpretację. W domyśle adresata zapisu ustawowego pozostaje zatem to, co:

➤ ze wszystkich ponoszonych kosztów potraktować zechce jako koszty uzasadnione, czyli bazę wyznaczania stosownej ceny,

➤ ujawni jako koszty nieuzasadnione i z postępowania cenotwórczego wyeliminuje.

Trudno oczekiwać tego rodzaju działań w praktyce gospodarczej. Wobec luki prawnej to tzw. siła przebicia i umiejętności argumentacji oraz negocjacji mogą być czynnikiem decydującym o tym, co jest, a co nie jest uzasadnionym kosztem.

6.4. Restrukturyzacja zakupów i sprzedaży

W klasycznym podejściu do procesów restrukturyzacji przedsiębiorstw rozpatruje się procesy przekształceń marketingu, a więc metod i sposobów zarządzania relacjami pomiędzy przedsiębiorstwem a otoczeniem [80].

W pracy – w odniesieniu do podmiotu badań – wyróżniono restrukturyzację zakupów i sprzedaży, wychodząc z założenia, że w istocie rozwój rynków energii spowo-

dował, że spółki dystrybucyjne muszą dostosować się (na nowo) do tych nowych segmentów rynku i innych zachowań odbiorców, wywołanych wdrożeniem zasady TPA [131].

W rozdziale 1. wyróżniono następujące zasadnicze segmenty rynku energii elektrycznej:

- rynki regulowane,
- rynek bilansujący, którego zadaniem jest tylko bilansowanie w czasie zmiennego zapotrzebowania z produkcją,
- giełdę energii, na której mogą występować transakcje natychmiastowe (*spot*) i terminowe (*futures*, *opcje*),
- rynek kontraktów dwustronnych,
- rynek kontraktów długoterminowych.

W istocie, oprócz rynku kontraktów długoterminowych, wszystkie pozostałe rynki istnieją i będą się rozwijać, choć obecnie trudno jest przewidzieć intensywność tego rozwoju. Spółka dystrybucyjna stanie niewątpliwie, w niedługim horyzoncie czasowym, przed koniecznością prowadzenia szczególnej gry w obszarze zakupów. Od kompetencji i umiejętności prowadzenia tej gry zależeć będą ceny jednostki energii kupowanej na rynku hurtowym, a zatem w pewnym stopniu wpłynie to na ogólne koszty działalności.

Obecnie PSE S.A., operator przesyłowy systemu, są odpowiedzialne za realizację założeń polityki energetycznej państwa. Wynikiem tych działań, a zwłaszcza prac nad zapewnieniem ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz gwarantujących finansowanie inwestycji u wytwórcy, jest prowadzona przez PSE S.A. polityka kontraktowa i ponad 60% pokrycie zapotrzebowania w kontraktach średnio- i długoterminowych z wytwórcami na rynkach lokalnych i rynku systemowym. Spółki dystrybucyjne nadal kupują energię elektryczną od PSE S.A., rozliczając się w taryfach hurtowych, obejmujących zobowiązania wynikające z kontraktów długo- i średnioterminowych oraz cenę przeniesioną z rynku ofertowego. W roku 1999 wygasła większość kontraktów średnioterminowych, a taryfa uwzględniająca je została zastąpiona inną, odzwierciedlającą cenę energii elektrycznej z Elektrowni Bełchatów [185]. Zakup w taryfach przenoszących koszty kontraktów długo- i średnioterminowych jest dla spółki dystrybucyjnej obligatoryjny do chwili przejęcia kontraktów od PSE S.A. W takim przypadku spółka stała się od 1 lipca 2001 roku uczestnikiem rynku bilansowego i może dokonywać samodzielnie zakupu energii elektrycznej na tym rynku po cenach bieżących. Aby jednak spółka dystrybucyjna mogła przejąć kontrakt, musi przekonać, że potrafi zapewnić swoim odbiorcom bezpieczeństwo energetyczne oraz że kontrakt z nią zagwarantuje środki na pokrycie kosztów inwestycji dostawcy energii.

Obecnie większość spółek dystrybucyjnych utożsamia nowe zasady zakupu energii elektrycznej przede wszystkim z rynkiem bilansowym, giełdą i rynkiem kontraktowym, gdyż właśnie te rynki przyciągają uwagę potencjalnie niskimi cenami. Cena na rynku ofertowym jest odzwierciedleniem całej sytuacji na rynku energii. Wysoka podaż na pewno wpływa na zmniejszenie cen, wówczas np. giełda może stać się bar-

dzo atrakcyjnym miejscem zakupu. Wraz ze zmniejszeniem się rezerwy mocy, cena ta będzie jednak rosła, gdyż znajdzie się w niej odzwierciedlenie potrzeb finansowych nowych mocy wytwórczych¹⁴.

Doraźnie rynek pełni jeszcze jedną rolę. Jest katalizatorem przemian na rynku energii. Nadwyżka mocy w Krajowym Systemie Energetycznym oraz niewykorzystane zdolności wytwórcze elektrowni produkujących tanio powinny zaowocować bardzo atrakcyjnymi cenami na tym rynku. Taka perspektywa powinna skłaniać spółki dystrybucyjne do podejmowania działań przygotowujących je do cesji istniejących kontraktów, by zapewnić sobie w ten sposób dostęp do taniej energii.

Energia elektryczna, kupowana od lokalnych wytwórców, musi się stać istotnym elementem strategii zakupu, budowanej przez spółki dystrybucyjne. Ceny tej energii wynikają z kosztów unikniętych, które można określić jako różnicę kosztów ponoszonych przez kupujących energię elektryczną, w przypadku dokonania najtańszego zakupu alternatywnego, a kosztem zakupu rzeczywistego. Znajomość wartości energii elektrycznej na lokalnym rynku, określonej metodą kosztów unikniętych, jest interesująca dla spółki dystrybucyjnej, lokalnego wytwórcy oraz odbiorców zainteresowanych bezpośrednim zakupem energii elektrycznej u lokalnego wytwórcy. Zakupem alternatywnym w stosunku do źródła lokalnego może być zakup według taryfy przenoszącej cenę rynku ofertowego.

Handel energią elektryczną został poddany działaniu rynku. Prawdopodobnie pojawiają się na rynku niezależni dostawcy i doradcy. Odbiorcy będą mogli wybierać dostawcę energii elektrycznej. W związku z tym podmioty zajmujące się handlem energią (spółki dystrybucyjne) muszą zrezygnować z dotychczasowej orientacji produktowej na rzecz orientacji marketingowej [22].

W warunkach rynkowych początkiem i końcem działań musi być klient, a misją (w ujęciu ogólnym) spółki dystrybucyjnej powinna mówić o zaspokojeniu wszystkich tych potrzeb klientów, do których niezbędna jest energia elektryczna. Z tego powodu spółka dystrybucyjna powinna być zainteresowana poznaniem potrzeb klientów (aktualnych i potencjalnych), w celu prognozowania i wyznaczania charakterystyki popytu na energię elektryczną. Dla poszczególnych grup odbiorców energia, którą dotychczas postrzegano jako produkt jednorodny, nie mający bliskich substytutów, ma różną użyteczność, w zależności od czerpanych korzyści. Poszczególne grupy odbiorców charakteryzują się ponadto różną wrażliwością na cenę energii. Według doświadczeń amerykańskich istnieje bowiem pewien próg cenowy, poniżej którego odbiorca nie reaguje na zmianę ceny. Szacuje się, że około 40% odbiorców jest skłonna zmienić dostawcę, jeżeli zaproponuje on cenę o 5% mniejszą w porównaniu do ceny dotychczasowej. Pozostałe 60% odbiorców, aby zmienić dostawcę, potrzebuje zachęty w postaci dodatkowych usług [15]. Z tego powodu nie można nadal traktować energii elektrycznej jako produktu jednorodnego, tak samo sprzedawanego każdemu kliento-

¹⁴ Brak właściwych rozwiązań w tym zakresie grozi wystąpieniem zjawisk charakterystycznych dla rynku energii elektrycznej w Kalifornii w okresie jego głębokiego kryzysu w roku 2001.

wi. Dostrzeżenie przez spółki dystrybucyjne różnic w potrzebach klientów pozwoli im lepiej dostosować ofertę do rynku, opracować odpowiedni (skuteczny) program działań rynkowych, a tym samym pozwoli zwiększyć obrót ze sprzedaży.

Punktem wyjścia wspomnianej orientacji marketingowej jest segmentacja rynku, polegająca na jego podziale na jednorodne grupy (segmenty) konsumentów, według określonych kryteriów. W pracy [152] autorka wyodrębniła dwie grupy konsumentów energii elektrycznej, według odpowiednio różnych kryteriów. Są to:

➤ jednostki gospodarcze – kryteria: potrzeby konsumentów, wielkość rocznego zużycia energii elektrycznej (możliwość skorzystania z zasady TPA), rodzaj prowadzonej działalności,

➤ gospodarstwa domowe – kryteria: potrzeby konsumentów, dochód odbiorcy, warunki mieszkaniowe i lokalizacja mieszkania.

Na podstawie przyjętych kryteriów segmentacji rynku energii elektrycznej można wyróżnić segmenty rynku przedstawione w tabeli 6.2. Jak wynika z tabeli, odbiorców energii elektrycznej można podzielić na kilka segmentów, charakteryzujących się różną elastycznością cenową popytu. W elektroenergetyce jest to zjawisko nowe, wynikające z wprowadzenia zasady TPA oraz nowych rozwiązań technicznych. Trzeba pamiętać, że w każdym segmencie rynku spółka dystrybucyjna będzie miała do czynienia z odbiorcą o różnej sile przetargowej, innymi konkurentami (inne podmioty realizujące funkcje obrotu, inne nośniki energii), innymi produktami komplementarnymi (np. technologia, sprzęt AGD).

Trzeba w tym miejscu przypomnieć o jednym z ważnych celów ustawy *Prawo energetyczne*, którym jest tworzenie warunków do oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii. Artykuł 16 nakłada na spółkę dystrybucyjną obowiązek sporządzania planu zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną dla obszaru jej działania, zgodnego z założeniami polityki energetycznej państwa. Plan rozwoju ma obejmować również przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie energii u odbiorców. Zapisy w *Prawie energetycznym* stwarzają więc perspektywy właściwego zarządzania popytem na energię, przy wykorzystaniu programów DSM¹⁵, w ramach zintegrowanego planowania rozwoju gospodarki energetycznej IRP¹⁶ dla danego obszaru działalności spółki dystrybucyjnej. Dużym zadaniem, głównie spółek dystrybucyjnych, jest wdrażanie takiego systemu planowania w celu doskonalenia lokalnego rynku energii elektrycznej.

Programy zarządzania popytem, przed pełnym wprowadzeniem w spółkach dystrybucyjnych, wymagają prowadzenia wstępnych ocen ich opłacalności i zazwyczaj poprzedzone są wdrożeniem programu pilotażowego. Programy te zachęcają odbior-

¹⁵ DSM – ang. *Demand-Side Management*. Są to programy zarządzające popytem energii elektrycznej u odbiorcy

¹⁶ IRP – ang. *Integrated Resources Planning*. Zastosowanie metodyki IRP jest zalecane w Dyrektywie Komisji Wspólnot Europejskich przede wszystkim na poziomie dystrybucji energii elektrycznej, jako jeden z ważniejszych instrumentów polityki racjonalnego wykorzystania energii i ograniczania emisji CO₂.

ców m.in. do: oszczędzania energii, kontrolowania i ograniczania zużycia energii w szczycie lub przenoszenia obciążenia na okres dolin nocnych, dążą do osiągnięcia lepszego dopasowania zapotrzebowania na energię do możliwości wytwórczych elektrowni.

Tabela 6.2. Segmenty rynku energii elektrycznej

Lp.	CECHY SEGMENTÓW WEDŁUG PRZYJĘTYCH KRYTERIÓW	POPYT, CENA
Jednostki gospodarcze		
1	objęte zasadą TPA, cele grzewcze, produkcja mało energochłonna	popyt sezonowy, elastyczny
2	nie objęte zasadą TPA, cele grzewcze, produkcja mało energochłonna	popyt sezonowy i elastyczny z uwagi na występowanie substytutów
3	objęte zasadą TPA, cele produkcyjne, produkcja mało energochłonna	popyt mało elastyczny
4	nie objęte zasadą TPA, cele produkcyjne, produkcja mało energochłonna	popyt nieelastyczny (zbliżony do sztywnego)
5	objęte zasadą TPA, cele grzewcze, produkcja energochłonna	popyt sezonowy i elastyczny
6	nie objęte zasadą TPA, cele grzewcze, produkcja energochłonna	w przypadku nierentownej jednostki – popyt nieelastyczny; w przeciwnym przypadku popyt elastyczny
7	objęte zasadą TPA, cele produkcyjne, produkcja energochłonna	podmioty skłonne do inwestycji – popyt dosyć elastyczny; podmioty niesklonne do inwestycji – popyt sztywny
8	nie objęte zasadą TPA, cele produkcyjne, produkcja energochłonna	popyt sztywny
Gospodarstwa domowe		
9	cele grzewcze, dochód duży, stare budownictwo	popyt sezonowy; popyt dosyć elastyczny, chociaż zależny od decydenta (właściciela budynku)
10	cele grzewcze, dochód mały, stare budownictwo	popyt sezonowy; popyt sztywny
11	cele grzewcze, dochód duży, nowe budownictwo	popyt sezonowy, mało elastyczny
12	cele grzewcze, dochód mały, nowe budownictwo	popyt sztywny
13	urządzenia AGD i oświetlenie, dochód duży, stare i nowe budownictwo	popyt sztywny
14	urządzenia AGD i oświetlenie, dochód mały, stare i nowe budownictwo	popyt sztywny

Opracowanie na podstawie [152].

W wyniku badań i analiz optymalizacyjnych, w których korzystano z programów DSM, spółki dystrybucyjne powinny wyznaczyć optymalne strategie rozwoju rynku lokalnego, obejmujące plany zakupu–sprzedaży energii oraz rozwoju własnych źródeł wytwórczych. Spółki dystrybucyjne, jako prowadzące lokalne rynki energii, powinny ponosić odpowiedzialność za zabezpieczenie pokrycia przyszłych potrzeb odbiorców na swoim terenie. Powinno to znaleźć odzwierciedlenie w umowach cywilno-prawnych nie tylko z odbiorcami końcowymi, ale również z pozostałymi partnerami, w tym z PSE S.A., w zakresie współpracy z rynkiem hurtowym.

6.5. Restrukturyzacja techniczna

Restrukturyzacja techniczna jest bardzo istotnym zagadnieniem restrukturyzacji spółki dystrybucyjnej. Utrzymanie właściwego stanu technicznego środków trwałych wpływa bowiem na jakość usług (ciągłość i niezawodność dostaw) oraz koszty działalności (przez obniżenie strat energii, kosztów konserwacji i remontów, a także kosztów eksploatacji sieci).

Skuteczne zrealizowanie strategicznych zadań inwestycyjnych ma fundamentalne znaczenie dla efektywnego funkcjonowania i długofalowego rozwoju. Przedsiębiorstwo nie może sprawnie funkcjonować w warunkach: zahamowania postępu technicznego i ekonomicznego oraz zużycia majątku trwałego. Działania inwestycyjne, polegające głównie na wymianie obecnego majątku i zastąpieniu go rozwiązaniami nowoczesnymi, zmierzają do zbudowania trwałych podstaw funkcjonowania spółki w ciągu następnych wielu lat. Modernizacja sieci energetycznej jest niezbędna, ponieważ stan techniczny wielu sieci jest często niezadowalający, przyczyniając się do znacznych strat energii. Rozbudowa systemu, poprzez budowę nowych odcinków sieci, pełniących funkcje strategiczne dla całego systemu energetycznego, pozwoli na bardziej ekonomiczny przesył energii. Przyłączenie nowych odbiorców dodatkowo wpłynie na obniżenie kosztów przesyłu energii.

Wprowadzenie zintegrowanego systemu monitoringu i sterowania oraz systemu pomiarów i rozliczeń, dostosowanego do systemowego i lokalnego rynku energii, pozwoliłoby natomiast aktywnie zarządzać rozdziałem energii w systemie i spełniać funkcje operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego.

Spółka dystrybucyjna powinna konsekwentnie realizować inwestycje umożliwiające: przyłączenie nowych odbiorców, a głównie budowę i rozbudowę rozdzielni, sieci energetycznej średniego i niskiego napięcia. Rozwój sieci elektroenergetycznej spółki dystrybucyjnej, a więc budowanie nowych jej elementów oraz modernizowanie już istniejących, powinien być realizowany tak, by spółka mogła jak najlepiej pełnić swoją misję. Strategia rozwoju sieci powinna obejmować wszystkie ograniczenia techniczne, a w szczególności: obciążalności długotrwałej i wytrzymałości zwarciowej elementów sieciowych, dopuszczalnych poziomów napięć w węzłach sieci, wymaganych poziomów pewności zasilania i wymaganych zapasów stabilności lokalnej.

Rozbudowę sieci należy prowadzić zgodnie z planami opracowanymi na podstawie **zintegrowanego programowania rozwoju**, uwzględniającego prognozy obszarowych obciążeń elektrycznych, wymagania klientów, uwarunkowania techniczne oraz możliwości firmy. Istotą zintegrowanego programowania rozwoju jest łączna optymalizacja strony popytowej i podażowej, a dopiero po określeniu najkorzystniejszej alokacji środków rozwojowych na obie te strony bilansu przystępuje się do poszukiwania optymalnej strategii rozwoju.

Nakłady poniesione na rozwój i modernizację sieci powinny odpowiadać planom rozwoju, uzgodnionym i zatwierdzonym przez URE. Obecnie odczuwa się brak metod praktycznego prognozowania przyszłych wydatków na podstawie prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, zwłaszcza dla sieci rozdzielczych SN i nN. Optymalizacja strategii rozwoju sieci, umożliwiająca poniesienie najmniejszego kosztu rozwoju sieci w okresie wieloletnim, jest zagadnieniem bardzo ważnym, ponieważ koszty kapitałowe i eksploatacyjne obiektów sieciowych są istotnym czynnikiem wpływającym na cenę energii elektrycznej dla odbiorców.

Z uwagi na dużą niepewność danych, niezbędnych do przeprowadzenia analiz planistycznych, ich rezultaty, dotyczące horyzontów odległych, powinny być korygowane na bieżąco. Optymalna restrukturyzacja techniczna określa taki harmonogram działań inwestycyjnych oraz modernizacyjnych, który pozwoli osiągnąć najlepsze efekty ekonomiczne, zrealizować podstawowe cele spółki dystrybucyjnej oraz osiągnąć optymalny rozwój rynku lokalnego, obejmujący plany zakupu i sprzedaży energii oraz rozwój własnych źródeł wytwarzania.

Sfinansowanie zakresu przedsięwzięć inwestycyjnych wymaga często redukcji zamierzeń inwestycyjnych oraz wykorzystania kapitałów obcych. Skala redukcji przedsięwzięć inwestycyjnych będzie funkcją decyzji rady nadzorczej i zarządu, dotyczącej wykorzystania kapitałów obcych. Określenie proporcji pomiędzy kapitałem własnym a pożyczonym oraz wybór formy kapitału obcego wymaga przeprowadzenia szczegółowego **rachunku efektywności** dla każdego działania inwestycyjnego. Przed rozwiązaniem konkretnego problemu ekonomicznego należy jednak określić, kto chce i dla kogo rozwiązać dany problem, co jest układem czy poziomem odniesienia oraz jakie są aktualne i prawdopodobnie przyszłe uwarunkowania rynku energii elektrycznej. Dokładna ocena efektywności inwestycji powinna być wykonana jedynie wtedy, gdy możliwe jest określenie, ze znacznym prawdopodobieństwem, źródeł finansowania.

Z technicznego punktu widzenia **systemy pomiarowe** oraz ich wiarygodne działanie mają zasadnicze znaczenie dla wyznaczania cen. W miarę możliwości finansowych należy opomiarować wszystkie stacje 110 kV/SN oraz przeprowadzić badania mające na celu ograniczenie punktów pomiarowych w stacjach SN/nN. Należy dążyć także do tego, aby proces zbierania informacji z urządzeń kontrolno-pomiarowych odbywał się automatycznie, z wykorzystaniem możliwości, jakie daje nowoczesna telekomunikacja, a zwłaszcza:

➤ **Technologia światłowodowa**, która charakteryzuje się relatywnie niskimi kosztami umieszczenia włókien w lince odgromowej sieci energetycznej. Za światło-

wodami przemawia też ich duża odporność na zakłócenia elektryczne i zmienność warunków atmosferycznych. Sektor energetyczny wykorzystuje tylko niewielki procent pojemności sieci. Z niewykorzystanych przez energetykę pojemności mogą korzystać klienci zewnętrzni.

► **Technologia Digital Power Line Communication**, która jest dość wyrafinowanym sposobem docierania do klienta końcowego. Umożliwia ona transmisję dowolnego cyfrowego sygnału za pośrednictwem zwykłej sieci energetycznej niskiego napięcia. Za pomocą tego sygnału możliwe jest także zdalne, centralne odczytywanie stanów domowych liczników energii elektrycznej oraz innych urządzeń kontrolno-pomiarowych. Uprościłoby to znacznie procedury bilingu i fakturowania energii, co w dłuższym okresie zmniejszyłoby koszty ponoszone przez spółkę. Technologia ta może być efektywnym narzędziem nie tylko zdalnego pomiaru, ale również zarządzania obciążeniem u odbiorców – oczywiście po sprecyzowaniu i ustaleniu zasad realizacji tej funkcji.

Bardzo ważnym kierunkiem inwestowania w spółce dystrybucyjnej powinny być inwestycje usprawniające funkcjonowanie całej spółki. Należą do nich między innymi uruchomienia pętli światłowodowej, przesyłającej dane i sygnały telekomunikacyjne pomiędzy poszczególnymi jednostkami, a także stała rozbudowa struktury informacyjnej.

7. SPÓŁKA DYSTRYBUCYJNA JAKO PODMIOT INTEGRACJI I PRYWATYZACJI

*Dziś problem nie polega już na tym,
czy należy się zmieniać,
lecz w jaki sposób się zmieniać
wobec dynamicznej rzeczywistości.*

Jean-Marc Baugier

7.1. Wprowadzenie

Rozdział ten jest trzecim – ostatnim – przedstawiającym procesy gospodarcze w spółkach dystrybucyjnych. W poprzednich rozdziałach uwagę poświęcono teoretycznym i praktycznym aspektom obecnego funkcjonowania spółek dystrybucyjnych, w tym rozdziale natomiast skoncentrowano się na bliższej i dalszej przyszłości analizowanego podmiotu gospodarczego. Omówiono więc wybrane problemy integracji i prywatyzacji, w kontekście procesów gospodarczych w Polsce i procesów transformacji sektora energetyki w innych krajach. Podniesiono problem niebezpieczeństwa przejścia spółki dystrybucyjnej od monopolu państwowego do prywatnego. W ostatniej części rozdziału potraktowano spółkę dystrybucyjną jako podmiot dalszej przyszłości, w której zamiast spółki dystrybucyjnej pojawia się przedsiębiorstwo usług energetycznych.

Prywatyzacja jest procesem, który występuje jako wyzwanie stojące przed energetyką. W gruncie rzeczy będzie to nie tylko proces zmian formalno-prawnych, lecz także technicznych, ekonomicznych, finansowych i społecznych, które wystąpią nie tylko w obrębie sektora, lecz wywrą także wpływ na całą gospodarkę zarówno w obrębie struktur, jak i procesów poza sferą gospodarki. W sektorze energetycznym nie ma przekonania o konieczności prywatyzacji spółek dystrybucyjnych. Istotnym problemem podczas prywatyzacji tych przedsiębiorstw jest określenie przedmiotu sprzedaży, czyli czy są to aktywa spółki dystrybucyjnej, czy też rynek i potencjał wypracowywania przyszłych zysków.

7.2. Procesy integracji spółek dystrybucyjnych

Już w początkowym okresie transformacji sektora elektroenergetycznego zwrócono uwagę na potrzebę tworzenia dużych i silnych przedsiębiorstw, zdolnych do samofinansowania i konkurencji na rynku krajowym. Tym bardziej, że jest to potrzebne w perspektywie tworzenia rynku europejskiego. Postulowano powołanie tylko kilku przedsiębiorstw, obejmujących duże grupy elektrowni, a w poszczególnych zagłębiach węgla brunatnego – jednego przedsiębiorstwa obejmującego kopalnie i elektrownie. Tymczasem powołano około 30 przedsiębiorstw produkcyjnych. Podobnie postulowano utworzenie w kraju około 12 silnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych, faktycznie powołano ich aż 33. Zrealizowana więc restrukturyzacja, wbrew fachowym rekomendacjom, poszła w kierunku tworzenia dużej liczby stosunkowo słabych ekonomicznie przedsiębiorstw. W ostatnich latach, a zwłaszcza w okresie ostatniego roku, postulaty integracji sektora są coraz mocniejsze.

W tym kontekście należy rozpatrzeć pewne teoretyczne zagadnienia integracji. Mówiąc o integracji jakichkolwiek systemów, należy wyróżnić trzy podstawowe czynniki tego procesu¹:

1. Znaczenie samego słowa „integracja” – integrować, czyli ujednoczyć, łączyć, scalać, podporządkowywać wspólne działania jednym celem; w rozumieniu biznesowym – działać wspólnie dla dobra ogółu.

2. Przyczyny integracji – poddanie pewnych systemów integracji oznacza, że ich obecny stan nacechowany jest różnorodnością, podziałami, odmiennymi działaniami w dążeniu do różnych celów.

3. Cele integracji – każde działanie, prowadzone przez jakikolwiek podmiot, poddawane jest ocenie i weryfikacji; im większej liczby osób to działanie dotyczy, tym waga zmian jest donioślejsza, a decyzje muszą być podejmowane z właściwą rozważą i starannością.

Zarówno w ujęciu teoretycznym, jak i praktycznym, np. według standardów Unii Europejskiej, możliwa jest następująca integracja przedsiębiorstw [34], [52]:

➤ **pionowa** – sprowadza się do łączenia firm o tym samym profilu aktywności zawodowej, gdzie problemem jest celowość podziału na podsektory i utrzymanie scentralizowanego zarządzania; może to być np. połączenie się producentów energii i jej dystrybutora; nie można też wykluczyć łączenia się przedsiębiorstwa ciepłowniczego z zakładem dystrybucji gazu czy nawet dystrybutorem energii elektrycznej;

➤ **pozioma** – to łączenie się firm o podobnym profilu działalności w większe podmioty gospodarcze, oferujące kompleksowe usługi dla lokalnej ludności, gdzie rozważa się granice terytorialne ekspansji, rozmiarów i dywersyfikacji obszarów działania; może to być np. łączenie się dystrybutorów energii elektrycznej, ale także

¹ W literaturze przedmiotu z zakresu energetyki często używanym terminem jest „konsolidacja” w sensie integracji. Dlatego też autor uznaje słowa „integracja” i „konsolidacja” za terminy bardzo bliskie znaczeniowo.

konsolidacja w zakresie dostaw energii elektrycznej i ciepłej, gazu, wodociągów i kanalizacji, a czasem nawet komunikacji miejskiej; główną rolę odgrywa tu aktywność samorządów lokalnych.

Analizując proces integracji od strony technicznej, należy przede wszystkim dokładnie określić stan posiadania oraz zewidencjonować wszystkie zasoby i procesy podlegające integracji [31]. Aby analiza taka prowadziła do właściwych wniosków, niezbędne jest posługiwanie się jednolitymi narzędziami, metodami, definicjami, niezbędne jest również stosowanie takich samych procedur. Konsolidowane spółki dystrybucyjne, choć świadczą klientom tę samą usługę, doskonale zdają sobie sprawę z tego, jak różnią się między sobą. Mają inny system zarządzania, odmienną strukturę organizacyjną, inny podział zadań i obowiązków dla stanowisk o tej samej nazwie, inne systemy operatorskie i informatyczne, inne procedury przeznaczone do osiągnięcia bardzo zbliżonych czy wręcz identycznych celów. Po drugiej stronie jest jednak odbiorca – klient z podobnymi potrzebami i problemami.

Kolejnym krokiem w działaniach integracyjnych jest określenie poziomu integracji. Czy pożądana jest tylko integracja działań strategicznych dla osiągnięcia celów biznesowych? Czy też planuje się wspólne działania na poziomie konkretnych przedsięwzięć? Czy może planuje się ujednoczenie struktur zakładowych lub wydziałowych? Czy wreszcie integracji podlegać mają wszystkie systemy i aplikacje informacyjne, począwszy od oprogramowania aplikacyjnego, baz danych, oprogramowania operacyjnego, aż do poziomu sprzętu?

Potrzebę integracji przedsiębiorstw energetyki należy upatrywać w trzech zasadniczych czynnikach, a mianowicie:

1. Perspektywa przystąpienia Polski do Unii Europejskiej i perspektywa liberalizacji produkcji i dystrybucji energii.

2. Wzrost konkurencji na zliberalizowanym rynku energii w wyniku odejścia od monopolistycznych struktur rynku. Trzeba tutaj dodać, iż wielkie koncerny energetyczne, nie czekając na liberalizację, zwiększają aktywność w innych krajach². Można spotkać opinie, iż wobec integracji z Unią Europejską możliwe są dwa warianty. Pierwszy – to przejście polskich firm energetycznych przez międzynarodowe koncerny. Drugi – to powstanie silnych grup kapitałowych polskich firm energetycznych, mogących konkurować z koncernami międzynarodowymi.

² Dla przykładu francuski koncern EdF zakupił pod koniec 1998 roku za kwotę 1,9 mld GBP grupę energetyczną London Electricity, mającą ponad 2 miliony klientów. Niemiecki holding RWE AG i dwa japońskie giganty Marubeni Corporation i Electric Power Development Co wygrały przetarg na zakup 49% udziałów w planowanej elektrowni Bełchatów II, której budowa będzie jedną z największych inwestycji w kraju (jej koszt szacuje się na miliard dolarów). Rynek europejski dla dostawców energii elektrycznej kurczy się na tyle gwałtownie, że niektóre przedsiębiorstwa poszukują nowych rynków zbytu. Wspomniany francuski monopolista EdF około 20% swojej działalności prowadzi poza Europą (Ameryka Południowa, Chiny, Wietnam). Największy dostawca energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, Scottish Power przejął w grudniu 1998 roku, za kwotę 4,7 mld GBP, firmę PacifiCorp, sprzedającą energię elektryczną w zachodniej części Stanów Zjednoczonych oraz w Australii.

3. Konieczność przejęcia przez podmiot sektora kontraktów długoterminowych. Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne* oraz intencjami Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. będą one stopniowo wycofywać się z działalności zajmującej się obrotem energią elektryczną, a skoncentrują się przede wszystkim na podstawowej działalności – operatora systemu przesyłowego. Wychodzenie PSE S.A. z obrotu energią elektryczną oraz zaniechanie podpisywania dalszych kontraktów może spowodować zahamowanie inwestycji w podsektorze wytwórczym. Obowiązki w zakresie kontraktów długoterminowych mogą przejąć spółki dystrybucyjne zajmujące się dostawą i dystrybucją energii elektrycznej. W tym kontekście trzeba stwierdzić (zgodnie z danymi zawartymi w rozdziale piątym), że obecna sytuacja finansowa spółek dystrybucyjnych jest stosunkowo słaba. Jak już wspomniano, w Polsce funkcjonują aż 33 firmy zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, przy czym największa z nich nie przekroczyła 10% udziału w rynku. Dla porównania w Wielkiej Brytanii (około 60 mln mieszkańców) działa 12 dystrybutorów energii elektrycznej. Tak duże rozdrobnienie podsektora dystrybucyjnego w Polsce jest poważną barierą w zawieraniu kontraktów długoterminowych. Obecnie nie jest na przykład możliwe, aby jedna firma dystrybucyjna zawarła długoletnią umowę z dużą krajową elektrownią. Większość spółek dystrybucyjnych sprzedaje znacznie mniej energii elektrycznej niż elektrownia o mocy 1600–2000 MW. Z drugiej strony uzyskanie finansowania długoterminowego, zabezpieczonego cesją praw z takiego kontraktu, nie jest akceptowalne przez banki zagraniczne. Co więcej, banki krajowe, mające bardzo liberalne procedury w tym zakresie, również nie przejawiają wielkiej ochoty na udzielanie kilkunastoletnich kredytów, zabezpieczonych cesją praw z umowy długoterminowej zawartej pomiędzy elektrownią i spółką dystrybucyjną. Z tego też powodu konsolidacja spółek dystrybucyjnych uważana jest za konieczną.

Za efekty i korzyści, jakie można uzyskać z tej konsolidacji, zwłaszcza w zakresie sieci rozdzielczych, należy uznać:

- lepsze wykorzystanie lokalnych zasobów energetycznych, w tym odnawialnych,
- zmniejszenie przepływów w sieciach, a więc i zmniejszenie strat przesyłu i rozdziału,
- dogodniejsze warunki regulacji poziomów napięć w sieci,
- poprawa warunków stabilności systemu,
- zwiększenie bezpieczeństwa elektroenergetycznego w perspektywie krótko- i długoterminowej,
- promowanie i zwiększenie wykorzystania energii paliw pierwotnych oraz zmniejszenie jednostkowych emisji do środowiska,
- możliwości wykorzystania efektywnych technik planowania (LCP, IRP) dla poszukiwania rozwiązań optymalnych na poziomie lokalnym, co jest kwestionowane – z uwagi na większą złożoność problemu – na poziomie rozwiązań systemowych,
- efektywne planowanie rozwoju lokalnej i regionalnej sieci dystrybucyjnej,
- sprawne wprowadzanie procedur zarządzania stroną popytową (DSM),
- wprowadzenie procedur planowania marketingowego.

Ponadto konsolidacja znacznie ułatwi operatorowi planowanie rozwoju sieci rozdzielczych, które powinno być skoordynowane, z uwagi na bezpieczeństwo energetyczne, z planowaniem sąsiednich operatorów sieci rozdzielczych oraz z planowaniem sieci przesyłowej. Ze względu na kategorie czasowe, planowanie długoterminowe (8 lat), nazwane planowaniem strategicznym, średnioterminowe (4 lata) i krótkoterminowe (2 lata), cechujące się zróżnicowaną zawartością procesu planowania zależą od wielu czynników, począwszy od mocy przesyłowej i energii, aż do problemów modernizacyjnych i rozwojowych. Występuje także konieczność uruchomienia nowoczesnego systemu monitorowania i kontroli parametrów pracy systemu, na poziomie struktur lokalnych, oraz instalowania urządzeń transmisji danych, w powiązaniu z operatorem systemu, przez każdą spółkę dystrybucyjną jako operatora sieci rozdzielczej. Konsolidacja także i w tych kwestiach okaże się bardzo przydatna.

Łączenie się spółek dystrybucyjnych z pewnością umożliwi także ich udział w ewentualnych przetargach, organizowanych przez duże elektrownie systemowe, których oferta w znaczny sposób przekracza zapotrzebowanie pojedynczych spółek. W tej sytuacji udział w przetargu i realizacja tych dużych ofert może nastąpić tylko po porozumieniu się grupy zakładów energetycznych, którym warunki techniczne przesyłu pozwolą potwierdzić rzeczywisty odbiór kontraktowych mocy i energii. Połączone spółki mogą ponadto wynegocjować bardziej korzystne warunki zakupu energii elektrycznej, co w konsekwencji powinno doprowadzić do obniżenia cen energii dla finalnych odbiorców.

Przy konsolidacji spółek dystrybucyjnych problemem pozostaje liczba dystrybutorów, którzy będą działać na rynku po konsolidacji. Według różnych źródeł powinno ich być nie mniej niż 5 i nie więcej niż 8. Aktywa poszczególnych firm dystrybucyjnych po połączeniu powinny odpowiadać obecnemu majątkowi PSE S.A. tak, aby banki mogły zaakceptować ryzyko poszczególnych dystrybutorów energii elektrycznej. Oczywiście efekt synergii towarzyszący integracji powinien pociągnąć za sobą istotne oszczędności. Koncepcje integracji spółek dystrybucyjnych w Polsce, według stanu na 31.12.2001 roku, przedstawiono w następnym punkcie tego rozdziału.

Sposoby integracji

Podstawowym założeniem w procesie integracji jest utrzymanie pełnej samodzielności spółek elektroenergetycznych, przy wpływie przyjętej strategii skonsolidowanych spółek na pojedyncze spółki.

Można rozważyć trzy formy konsolidacji spółek elektroenergetycznych:

- holding,
- spółka akcyjna lub z ograniczoną odpowiedzialnością,
- prywatyzacja w grupach.

Każda z tych form ma określone walory, jak również wymagania formalno-prawne do ich powoływania jako jednostki konsolidującej działania gospodarcze spółek elektroenergetycznych.

Holding

W Polsce nie istnieje żadna procedura prawna określająca proces powstawania holdingu. Jego tworzenie i funkcjonowanie opiera się na ogólnych przepisach prawa handlowego i cywilnego oraz innych unormowaniach prawnych dotyczących działalności gospodarczej. W praktyce życia gospodarczego przyjęto określać tym pojęciem związki pomiędzy podmiotami gospodarczymi, polegające na tym, że:

- wchodzące w nie podmioty są spółkami kapitałowymi (mają osobowość prawną),
- jedna ze spółek posiada udziały (akcje) innych spółek,
- powstaje zależność pomiędzy podmiotami, ponieważ posiadane udziały (akcje) zapewniają spółce dominującej możliwość wpływu na działalność pozostałych.

Klasyfikację i zróżnicowanie holdingów rozpatruje się pod kątem wielu różnych kryteriów. W tabeli 7.1, za H. Jagodą i B. Hausem, zestawiono najczęściej stosowane kryteria i odpowiadające im rodzaje holdingów.

Tabela 7.1. Kryteria klasyfikacji i rodzaje holdingów [52]

Kryteria klasyfikacji	Rodzaje holdingów
Podporządkowanie lub równorzędność spółek	– podporządkowujący – równorzędny
Charakter spółki nadrzędnej	– ze spółką wiodącą (holding w szerokim znaczeniu) – ze spółką zarządzającą (holding w wąskim znaczeniu)
Typ układu gospodarczego	– poziomy (branżowy) – pionowy (kooperacyjny, kombinowany) – konglomeratowy – mieszany
Zakres funkcji zarządczych spółki nadrzędnej	– operatywny – strategiczny – finansowy – przedsiębiorczy
Liczba poziomów nadrzędności i podporządkowania	– jednopoziomowy – wielopoziomowy
Kierunek powiązań kapitałowych	– o powiązaniach jednokierunkowych – o powiązaniach wielokierunkowych
Sposób powstawania	– wydzielanie przedsiębiorstw – łączenie przedsiębiorstw – przekształcanie przedsiębiorstwa wielozakładowego
Forma własności	– prywatny – państwowy – komunalny – o własności mieszanej
Obszar działania	– krajowy – międzynarodowy
Lokalizacja spółek	– terytorialnie skupiony – terytorialnie rozproszony
Instrument panowania (niemieckie prawo koncernowe)	– faktyczny – umowny

Tworzenie holdingu przez spółki kapitałowe, bez względu na sposób ich powiązania, może odbywać się na drodze:

- podziału przedsiębiorstwa spółki,
- nabycia podmiotu gospodarczego lub jego części i przekształcenia go w spółkę zależną,
- przyłączenia do holdingu innego podmiotu gospodarczego przez nabycie (objęcie) odpowiednio wysokiego pakietu udziałów (akcji).

W przypadku konsolidacji spółek elektroenergetycznych w rachubę wchodzi dwa ostatnie rozwiązania. Nic jednak nie stoi na przeszkodzie (a nawet jest to wskazane), aby do holdingu dołączać wydzielone spółki zależne, utworzone z wydziałów realizujących funkcje pomocnicze, ale komplementarne z podstawową działalnością. Jest to zgodne ze światowym trendem, gdzie w krajach gospodarczo rozwiniętych, w których dominują holdingi ze spółką wiodącą, występuje tendencja pogłębiania holdingu.

Nie można jednak zapomnieć o zagrożeniach, jakie niesie ze sobą holding. Przyczyną zagrożeń może być:

- preferowanie przez spółki zależne własnych, partykularnych interesów, realizowanych kosztem celów strategicznych holdingu,
- wystąpienie w spółkach powiązanych zbyt mocnego nacisku na doraźny zysk ze szkodą dla rozwoju holdingu,
- opodatkowanie dywidendy, wynikającej z udziału spółki dominującej w zysku spółek zależnych (podwójne opodatkowanie),
- trudności z opracowaniem i egzekwowaniem systemu przepływów finansowych opartych na cenach rozliczeniowych,
- „wrogie przejęcie” spółki powiązanej.

Ponieważ utworzony holding ze spółek akcyjnych nie jest automatycznie spółką akcyjną, z tego powodu więc tworzenie holdingu, jako spółki akcyjnej, odbywać się może po powołaniu spółki akcyjnej i przejmowaniu przez nią akcji ze spółek-córek (holdingowych). Kreatorem tworzenia spółek holdingowych może więc być spółka istniejąca lub zawiązana wcześniej specjalnie w tym celu; w statucie takiej spółki powinna być zawarta inicjatywna forma spółki holdingowej [82], [150].

Istotne znaczenie ma fakt, że spółka akcyjna, nabywająca określone akcje, wyemitowane przez akcyjną spółkę zależną, staje się jej akcjonariuszem i to niezależnie od tego, jaki odsetek stanowią nabyte przez nią akcje względem całego kapitału akcyjnego tamtej spółki.

Decyzję o utworzeniu holdingu przez spółkę mogą podejmować rady nadzorcze, ale tylko wtedy, gdy statut spółki przewidywał taką możliwość. Można przewidzieć również sytuację, w której statut spółki stanowi, iż decyzje o utworzeniu holdingu podejmuje zarząd spółki po uzyskaniu zgody rady nadzorczej. Bezdyskusyjny jest jednak fakt, że decyzję o utworzeniu struktury holdingowej może podjąć walne zgromadzenie akcjonariuszy. Istotnym elementem byłoby określenie rozmiarów uczestnictwa kapitałowego. Dolna granica określona jest na poziomie 5% całego kapitału

akcyjnego, posiadanego przez kontrolowaną spółkę, czasem może sięgać 20–50% (interesujący jest udział >50%, który może być zrealizowany wtedy, gdy jeden z podmiotów ma zdecydowaną przewagę gospodarczą). Tego typu układ daje możliwości wchodzenia spółek dystrybucyjnych w inny układ gospodarczy.

Spółka akcyjna

Powołana przez spółki elektroenergetyczne spółka akcyjna może być strukturą przejściową do budowy holdingu energetycznego. Wspomniano już o tym podczas omawiania budowy tego holdingu. W pierwszym etapie spółka ta będzie jednak samodzielnym podmiotem gospodarczym realizującym określone funkcje na rzecz właścicieli³.

Innym wariantem tego rozwiązania jest wniesienie majątku poszczególnych firm do jednej wybranej, wiodącej spółki. W tym przypadku jest to rozwiązanie ekonomiczne (może nastąpić szybka integracja i obniżenie kosztów), jednocześnie jednak bardzo trudne ze względów społecznych. Zbliżone rozwiązanie zastosowano przy integracji sektora bankowego wokół Banku Pekao S.A. W tym przypadku w pierwszym etapie rząd nie stworzył oddzielnego podmiotu nadrzędnego w stosunku do poszczególnych banków, a jedynie wniósł akcje trzech banków jako aport do Banku Pekao S.A. Okazało się jednak, że zarządzanie takim organizmem nie było efektywne. Zarząd Grupy Pekao S.A. przeprowadził likwidację osobnego bytu prawnego banków wchodzących w skład Grupy i przejął ich majątek, w celu lepszego zarządzania powierzonymi aktywami.

Trzeba zaznaczyć, że przy tym rozwiązaniu należy również brać pod uwagę spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością. W licznych porównaniach obu wymienionych form spółek kapitałowych wskazuje się między innymi na to, że:

➤ spółka akcyjna jest najwyższą formą spółki kapitałowej, jej minimalny kapitał akcyjny jest znacznie większy, w porównaniu z kapitałem założycielskim spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, co powoduje, że spółka akcyjna cieszy się na rynku większym zaufaniem;

➤ w spółce akcyjnej obligatoryjnie powołany musi być jeden z organów nadzoru, a indywidualna kontrola akcjonariuszy jest wyłączona; w spółce z ograniczoną odpowiedzialnością w określonych sytuacjach można nie powoływać organów nadzoru, a kontrolę nad działalnością mogą sprawować wspólnicy indywidualnie;

➤ spółka akcyjna jest spółką, której akcjonariusze mogą posiadać akcje na okaziciela; w spółce z ograniczoną odpowiedzialnością wszyscy wspólnicy są imiennie oznaczeni – obejmowanie udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki z ograniczoną odpowiedzialnością nie jest możliwe przez wspólników anonimowych, co niekiedy utrudnia gromadzenie kapitału i pozyskanie inwestorów;

➤ kapitał zakładowy spółki z ograniczoną odpowiedzialnością musi być zgromadzony w pełnej wysokości przed zarejestrowaniem spółki (udziały muszą być opłacone

³ Taką koncepcję przyjęto w propozycji utworzenia Południowo-Zachodniej Grupy Energetycznej [160].

ne w pełnej wysokości); w spółce akcyjnej, jeżeli udziały pokrywane są wkładem pieniężnym, wystarczy, że zostaną opłacone w części ich wartości nominalnej;

➤ uprzywilejowanie akcji w spółce akcyjnej jest reglamentowane przepisami *Kodeksu handlowego* (siła głosu i dywidenda), nie ma tego natomiast w przypadku udziałów w spółce z ograniczoną odpowiedzialnością;

➤ sposób utworzenia spółki akcyjnej, szczególnie w przypadku wnoszenia wkładów niepieniężnych, jest daleko bardziej sformalizowany niż spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

W praktyce gospodarczej pojawiły się inicjatywy, nie zawsze zrealizowane, prowadzące do powołania spółki, której celem byłoby prowadzenie określonej działalności na rzecz grupy spółek związanych ze sobą terytorialnie.

Z punktu widzenia natury procesów gospodarczych, w spółkach dystrybucyjnych przedsiębiorstw energetycznych naturalne będą działania, zmierzające do integracji na poziomie pracy sieci dystrybucyjnej. Takie procesy jednak nie zachodzą. Inicjatywy dotyczyły jedynie powołania spółki, której przedmiotem działania byłby handel energią elektryczną. Działania te także należy uznać za racjonalne, zwłaszcza w kontekście realizacji zasady TPA i możliwości „ucieczki” dużych odbiorców do innych spółek dystrybucyjnych.

Prywatyzacja w grupach

W tym przypadku, nazywanym często prywatyzacją pakietową, konieczne jest, aby inwestor nabył kontrolne pakiety akcji w poszczególnych spółkach elektroenergetycznych i następnie samodzielnie dokonał odpowiednich przekształceń. Rozwiązanie to było już w Polsce praktykowane (np. wiązana sprzedaż Cementowni Góraždze i Cementowni Strzelce Opolskie). W tym wariantcie mogą jednak wyniknąć pewne problemy przy wyborze inwestora. Poszczególne firmy mogą mieć inną strategię prywatyzacji i zarazem inne preferencje w stosunku do inwestora. W tym rozwiązaniu nie ma jednak konieczności dokonywania wyboru co najpierw – prywatyzacja czy konsolidacja. Prywatyzacja grupowa likwiduje ten sztywny dylemat.

Grupowa prywatyzacja spółek dystrybucyjnych pozwoliłaby na powstanie kilku, od 4 do 7, dużych i silnych firm o wystarczającej, do prowadzenia działalności inwestycyjnej, zdolności kredytowej. Każda z tych spółek będzie prowadziła obrót w wysokości około 1 mld dolarów, co spowoduje, że staną się one wiarygodnymi partnerami dla systemowych wytwórców energii, odciążając z tej roli Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Sprywatyzowany i skonsolidowany podsektor dystrybucji stworzyłby mocny fundament dla otwartego na konkurencję rynku obrotu hurtowego energii elektrycznej.

Do spółki i holdingu mogą przystąpić również inne podmioty gospodarcze zainteresowane tą działalnością gospodarczą, np. banki, wielcy odbiorcy. Istotnym natomiast kryterium, za pomocą którego można oceniać przydatność danej formy organizacyjno-prawnej do realizacji przyjętej strategii, jest kryterium efektywności, rozumiane jako stosunek uzyskanych efektów do zaangażowanych zasobów.

7.3. *Koncepcje integracji w obszarze spółek dystrybucyjnych w Polsce (stan na 31.12.2001 roku)*

W tej części rozdziału przedstawiono analizę inicjatyw w Polsce (według stanu na koniec 2001 roku) w zakresie integracji spółek dystrybucyjnych. Do końca 2001 roku jedynie w Górnośląskim Zakładzie Elektroenergetycznym S.A. (GZE) zagraniczny koncern – Vattenfall – przejął 25% spółki. Kolejną spółką dystrybucyjną przygotowaną do prywatyzacji jest STOEN S.A. Pozostałe 31 spółek dystrybucyjnych rozważa możliwość powołania sześciu grup:

Grupa Zachodnia: ZE Bydgoszcz S.A., ZE Gorzów S.A., ZE Łódź–Teren S.A., Energetyka Poznańska S.A., ZE Szczecin S.A.;

Grupa Wschodnia: ZE Białystok S.A., ZE Częstochowa S.A., Łódzki Zakład Energetyczny S.A., ZE Warszawa–Teren S.A.;

Grupa Południowa (K-4): Będziński Zakład Energetyczny S.A., ZE Kraków S.A., Beskidzka Energetyka S.A., ZE Tarnów S.A.;

Grupa Północna (G-8): Energetyka Kaliska S.A., ZE Koszalin S.A., ZE Słupsk S.A., ZE Toruń S.A., ZE Olsztyn S.A., ZE Płock S.A., Elbląskie Zakłady Energetyczne S.A., ENERGA Gdańska Kampania Energetyczna S.A.;

Grupa Południowo-Wschodnia (G-4): Zamojska Korporacja Energetyczna S.A., Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A., ZE Okręgu Radomsko-Kieleckiego ZEORK, Lubelskie Zakłady Energetyczne LUBZEL;

Grupa Południowo-Zachodnia: ZE Legnica S.A., ZE Opole S.A., ZE Jelenia Góra S.A., ZE Wałbrzych S.A., ZE Wrocław S.A., Zielonogórskie Zakłady Energetyczne S.A.

W tabeli 7.2. przedstawiono wybrane dane charakteryzujące grupy spółek dystrybucyjnych. Na rysunku 7.1 przedstawiono zaś dla tych samych podmiotów udziały w rynku energii.

Udział w sprzedaży energii elektrycznej grup spółek dystrybucyjnych należy uznać za zrównoważony (wyłączając STOEN S.A., która ma 5% udziału w rynku i GZE – 11%). Udział w rynku energii elektrycznej sześciu grup wynosi odpowiednio od 11% dla grup wschodnich, do 16% dla grupy G-8 i Grupy Zachodniej.

Należy zauważyć, iż dwie wyróżnione spółki, a także sześć stworzonych grup nie różni się zasadniczo w zakresie liczby odbiorców. Pomijając STOEN S.A., liczba odbiorców waha się od 1,12 mln odbiorców dla GZE do 2,55 mln dla grupy G-8. Różnice w zakresie poziomu sprzedaży wyrażone w megawatogodzinach są jeszcze mniejsze i wynoszą od 11,24 mln dla Grupy Wschodniej do 16,40 mln dla Grupy Północnej. Różnica w zakresie terenu działania jest znacznie większa i wynosi od 4,1 tys. km² (GZE S.A.) do 74,6 tys. km² dla G-8. Istotnie także różnią się długością sieci od 26,4 tys. km (GZE) do 124,3 dla Grupy G-4.

Szczególną pozycję zajmuje STOEN S.A. Na niewielkiej powierzchni jest bardzo silnie skoncentrowana zarówno liczba odbiorców, jak i poziom sprzedaży. Pewną

ilustracją zróżnicowania w zakresie koncentracji odbiorców i poziomu sprzedaży może być gęstość sieci obliczona jako stosunek km sieci/km² (rys. 7.2). Jest ona bardzo wysoka dla STOEN S.A., wysoka dla GZE S.A. i relatywnie niska dla poszczególnych sześciu grup spółek.

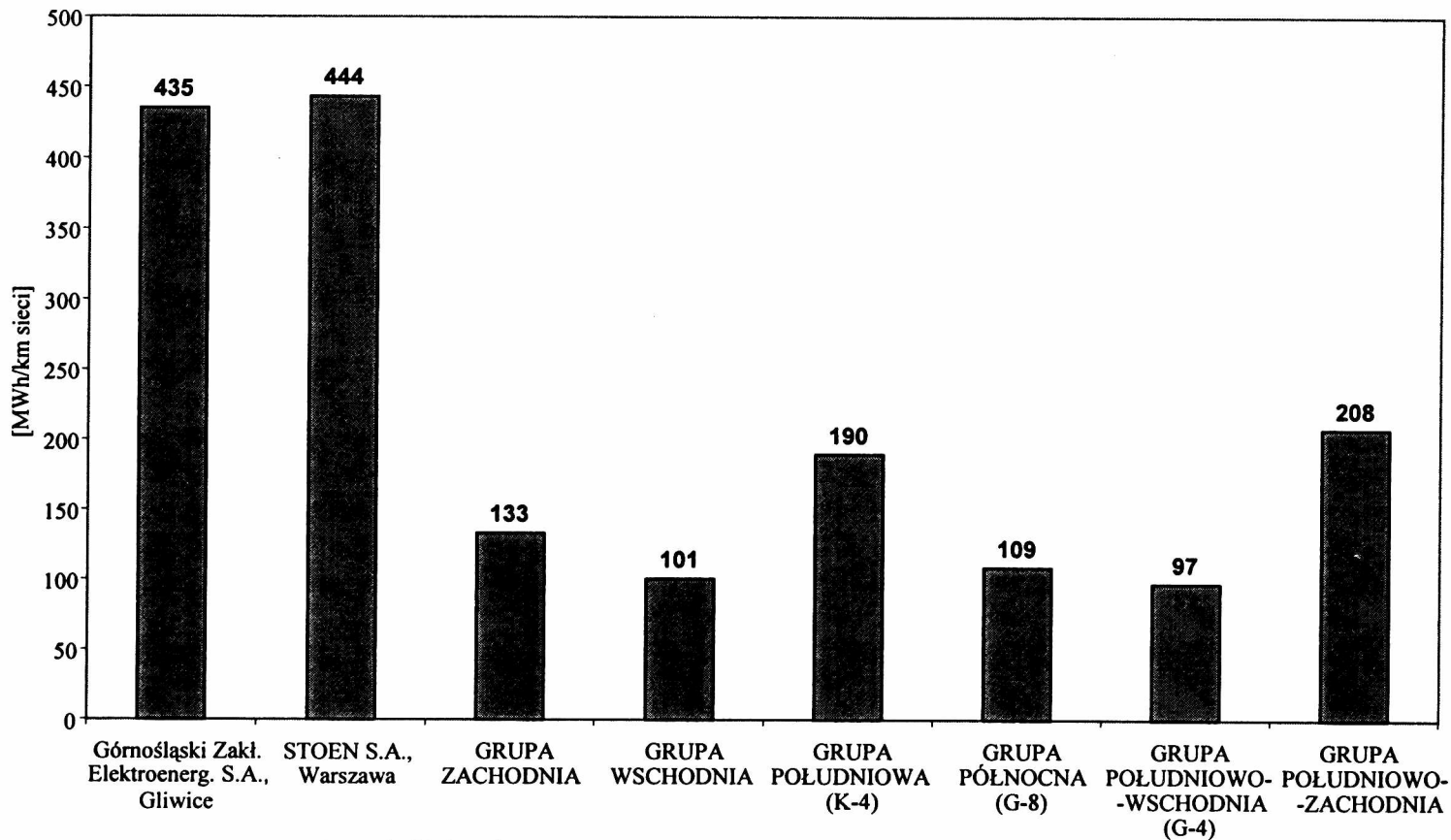
Tabela 7.2. Podstawowe dane charakteryzujące spółki dystrybucyjne i grupy w 1998 roku

Lp.	Nazwa	Powierzchnia	Liczba odbiorców	Sprzedaż energii elektrycznej	Długość sieci
		km ²	osoby	MWh	km
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	4 062	1 119 240	11 482 034	26 379
2	STOEN S.A., Warszawa	486	732 090	4 951 937	11 165
3	Grupa Zachodnia	64 418	2 458 895	16 103 196	120 881
4	Grupa Wschodnia	53 107	2 203 483	11 238 910	111 561
5	Grupa Południowa (K-4)	19 429	1 891 580	15 100 356	79 683
6	Grupa Północna (G-8)	74 627	2 545 530	16 396 562	150 875
7	Grupa Południowo-Wschodnia (G-4)	60 314	1 577 206	12 076 230	124 320
8	Grupa Południowo-Zachodnia	36 306	1 859 516	13 706 454	65 970

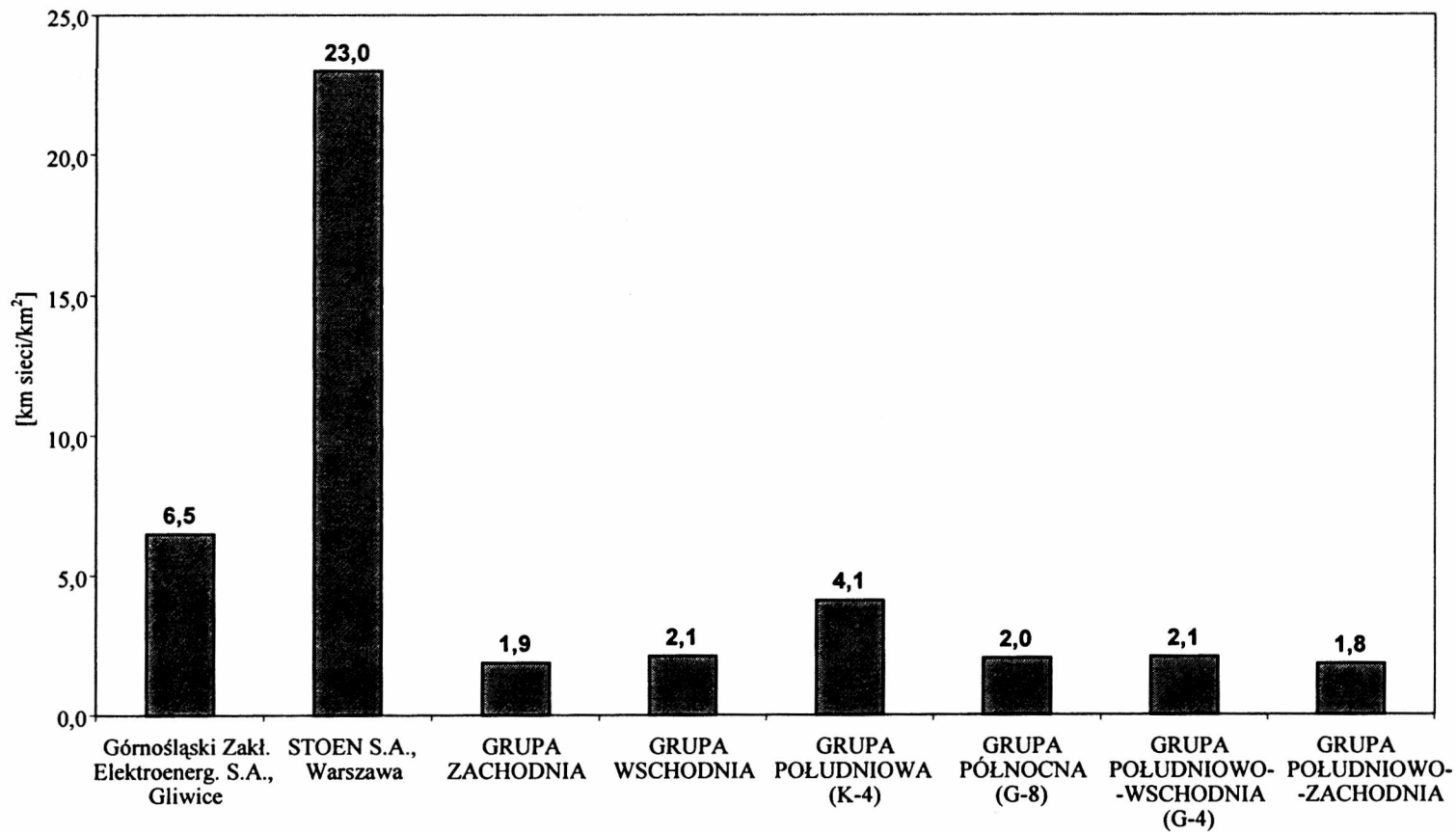
Opracowanie własne na podstawie danych ze stron internetowych www.ptpiree.com.pl i www.cire.pl



Rys. 7.1. Udział w rynku sprzedaży energii elektrycznej grup spółek dystrybucyjnych oraz GZE S.A. i STOEN S.A. w 2000 roku



Rys. 7.2. Obciążenie sieci grup spółek dystrybucyjnych oraz GZE S.A. i STOEN S.A. (2000 rok)



Rys. 7.3. Gęstość sieci grup spółek dystrybucyjnych oraz GZE i STOEN S.A. w 2000 roku

Na rysunku 7.3, na którym przedstawiono obciążenie sieci mierzone liczbą MWh sprzedanej energii na 1 km sieci, pokazano wysokie i podobne obciążenie dla GZE S.A. i STOEN S.A. i znacznie mniejsze dla wszystkich sześciu grup.

W tabeli 7.3 przedstawiono wybrane dane ekonomiczno-finansowe. Wynika z nich, że pomiędzy przychodami z całokształtu działalności nie ma istotnego zróżnicowania. Wyniki finansowe netto należy uznać za relatywnie niskie. Najwyższy wskaźnik rentowności netto wynosi niespełna 2% i dotyczy STOENU S.A. Nakłady inwestycyjne także należy uznać za relatywnie bardzo niskie. Poziom zatrudnienia poza GZE S.A. jest relatywnie wysoki i świadczy o braku postępu w realizacji koncepcji *lean management*.

Tabela 7.3. Wybrane dane ekonomiczno-finansowe dla 6 grup spółek dystrybucyjnych

Lp.	Nazwa	Przychody z całokształtu działalności	Wynik finansowy netto	Rentowność netto	Nakłady inwestycyjne	Zatrudnienie
		tys. zł	tys. zł	%	tys. zł	osoby
1	Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A., Gliwice	2 477 967	4 107	0,18	59 312	176
2	STOEN S.A., Warszawa	1 211 651	21 742	1,88	91 622	1 759
3	Grupa Zachodnia	3 642 044	44 838	1,28	351 971	7 168
4	Grupa Wschodnia	2 811 038	4 597	0,17	305 134	7 479
5	Grupa Południowa (K-4)	3 134 245	35 489	1,18	230 601	6 821
6	Grupa Północna (G-8)	3 737 880	59 227	1,63	382 500	8 042
7	Grupa Południowo-Wschodnia (G-4)	2 842 221	33 745	1,27	211 015	7 806
8	Grupa Południowo-Zachodnia	2 859 107	23 051	0,84	165 177	7 226

Opracowanie własne na podstawie list 500 największych przedsiębiorstw w Polsce w roku 2000, publikowanych w „Rzeczypospolitej” i „Polityce”.

Reasumując, należy stwierdzić, że propozycje integracji spółek dystrybucyjnych w grupy mają uzasadnienie. Utworzenie sześciu grup spółek dystrybucyjnych pozwoli uzyskać dość symetryczny układ, w którym poszczególne spółki będą dysponowały podobnymi potencjałami i będą miały podobny udział w rynku. Na tle sześciu grup spółek widać wyraźnie wyjątkowość i atrakcyjność dla potencjału inwestorów GZE S.A. i STOENU S.A., polegające na koncentracji odbiorców, sieci i wielkości zapotrzebowania na energię na relatywnie małym obszarze kraju.

7.4. Przesłanki i potencjalne skutki procesów prywatyzacji

Prywatyzacja jest, co bynajmniej nie wydaje się oczywiste w świetle zaawansowania procesów prywatyzacyjnych w sektorze, warunkiem koniecznym procesów

wdrażania mechanizmu rynkowego, opartego na konkurencji i liberalizacji rynków energii. Niezbywalnym komponentem efektywnej konkurencji jest „wolność upadłości” wszystkich konkurujących podmiotów. Dla właściciela i (lub) operatora upadłość oznacza utratę zaangażowanego kapitału, a nawet wycofanie się z rynku. Jest to bardzo twarda zasada w odniesieniu do firm państwowych, oznaczająca rzeczywiste podporządkowanie się ostrej, rynkowej dyscyplinie, zwłaszcza w dłuższym czasie.

Projektując przekształcenia własnościowe spółek dystrybucyjnych, należy zwrócić uwagę na następujące okoliczności:

- prowadzenie działalności gospodarczej w wyraźnie wyodrębnionych (także ze względu na prawo energetyczne) dwóch, a często trzech rodzajach działalności gospodarczej: handlu (obrotu) energią, dysponowaniem i zarządzaniem pracą sieci dystrybucyjnej, wytwarzaniem energii, zwykle w niewielkich lokalnych elektrowniach,
- systematyczne pogorszenie poziomu rentowności działalności gospodarczej spółek dystrybucyjnych,
- brak jasnej koncepcji, dotyczącej sposobu i trybu prywatyzacji,
- brak jasności, dotyczącej ustalenia formy własności: kapitał krajowy, kapitał zagraniczny, udział akcji skarbu państwa, własność komunalna,
- brak przejrzystych metod wyceny wartości rynkowej prywatyzowanych przedsiębiorstw,
- brak zainteresowania samych przedsiębiorstw procesami prywatyzacji, gdyż ich załogi postrzegają zmianę właściciela jako źródło ryzyka związanego z utrzymaniem dotychczasowej pozycji,
- poważne zróżnicowanie wielkości spółek dystrybucyjnych, zarówno w odniesieniu do wysokości przychodów, jak i tempa rozwoju lub stagnacji sytuacji na rynku, w zakresie zużycia energii elektrycznej [161].

W Polsce proces prywatyzacji spółek dystrybucyjnych ledwie się rozpoczął, a jego głównymi przesłankami w sektorze energetycznym wydaje się:

- zwiększenie wpływów budżetu państwa;
- wzrost akceptacji społecznej w większości państw dla liberalizacji w gałęziach infrastrukturalnych; rządy większości państw zaczęły wycofywać się ze swojej paternalistycznej postawy wobec gospodarki, w tym sektora elektroenergetycznego, czego przejawem jest likwidacja monopoli państwowych;
- dążenie do osiągnięcia standardów Unii Europejskiej, w tym w odniesieniu do formy własności⁴;
- wzrost efektywności, a tym samym konkurencyjności polskiej gospodarki. Aby zrealizować ten cel, konieczne jest osiągnięcie przez przedsiębiorstwa środków na inwestycje.

⁴ Warto zaznaczyć, że w państwach Unii Europejskiej występują różne typy własności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, np. we Francji *Electricité de France* (EdF) jest przedsiębiorstwem państwowym, w Wielkiej Brytanii i w Niemczech przeważa własność prywatna. Interesujący jest typ własności w państwach skandynawskich, w których występuje duży udział własności komunalnej (Szwecja).

Pozornym ograniczeniem prywatyzacji spółek dystrybucyjnych są kontrakty długoterminowe, nie widać bowiem przeszkód, z punktu widzenia teoretycznego i praktycznego, aby sprywatyzować kontrakty, np. w postaci zbliżonej do operacji obligacji zamiennych na akcje. Choć jest to istotny problem dla energetyki, im jednak szybciej się go rozwiąże, tym szybciej zostanie przeprowadzona prywatyzacja. Innym istotnym ograniczeniem restrukturyzacji sektora elektroenergetycznego jest jego powiązanie z innymi branżami i przedsiębiorstwami, np. górnictwem, PKP.

W literaturze przedmiotu, a także w wystąpieniach publicystycznych, pojawia się często problem – co prywatyzować najpierw: elektrownie czy spółki dystrybucyjne⁵. L. Juchniewicz – prezes URE – uważa, że prywatyzację elektrowni należy przyspieszyć, natomiast na pewien czas powinno się wstrzymać prywatyzację dystrybutorów [54], [59]. Pogląd ten wydaje się słuszny ze względu na poprawę efektywności całego sektora. Załóżmy, że najpierw zostaną sprywatyzowane spółki dystrybucyjne. Właściciel prywatny będzie dążył do obniżenia kosztów. Największy udział w rodzajowej strukturze kosztów spółek dystrybucyjnych ma koszt zakupu energii elektrycznej. W tych warunkach wydaje się bardzo prawdopodobną opcją szukanie przez spółki dystrybucyjne najtańszego źródła zakupów. Ponieważ w Polsce energia elektryczna jest droga, w stosunku do cen tego nośnika energii w Niemczech czy też na Ukrainie, pojawi się więc problem sprzedaży energii przez nieefektywne elektrownie węglowe. Spowoduje to poszukiwanie tańszych źródeł zakupu węgla przez te elektrownie. Pojawi się więc następny problem – polskie kopalnie, których wydajność jest sześciokrotnie mniejsza niż wydajność kopalń w innych państwach (np. w Australii, Niemczech, Wielkiej Brytanii, Stanach Zjednoczonych, RPA). Przyjęta opcja (najpierw prywatyzujemy elektrownie, przy jednoczesnym reformowaniu sektora górniczego, potem spółki dystrybucyjne) nie stwarza takich problemów.

W wyniku spowolnienia procesu prywatyzacji jednak, co wykazuje J. Popczyk, obniża się wartość przedsiębiorstw energetycznych. W 1999 roku cena, jaką można było uzyskać w procesie prywatyzacji polskiej energetyki, czterokrotnie przewyższała wartość księgową. W roku 2000 spadła ona poniżej tego poziomu. W raporcie zamieszczonym w „Rzeczypospolitej” podano, że co roku wartość branży energetycznej zmniejsza się o około 20%⁵.

Reasumując powyższe rozważania, można powiedzieć, że opóźnienie procesu prywatyzacji powoduje: zmniejszenie wartości spółek – przy założeniu braku wewnętrznej restrukturyzacji i restrykcyjnych reguł zatwierdzonych cen przez URE, niebezpieczeństwo realizacji nieefektywnych inwestycji i tym samym poniesienia kosztów utopionych, pogłębienie różnicy konkurencyjności w stosunku do przedsiębiorstw zagranicznych, ochrona nierentownych sektorów gospodarki (np. górnictwo, koleje) i ponoszenie kosztów przez społeczeństwo. Ocenę wartości spółek dystrybucyjnych podano w załączniku do niniejszej pracy.

⁵ Raport „Rzeczypospolitej” z 29.11.2000 roku.

Z prywatyzacją związany jest problem, komu powinny być sprzedane przedsiębiorstwa. Poszczególni właściciele będą mieć różne cele i warunki otoczenia, a tym samym będą realizować odmienne strategie dla spółki. Rodzaj własności firmy może być następujący:

- kapitał prywatny zewnętrzny (krajowy lub zagraniczny),
- kapitał gminny (własność komunalna),
- kapitał Skarbu Państwa,
- mieszany.

Celem prywatnego przedsiębiorstwa będzie przede wszystkim osiągnięcie określonej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału. Nie można również wykluczyć nabywania przedsiębiorstwa w celu przejęcia konkurenta. W przypadku własności komunalnej gmina będzie dążyła między innymi do zrównoważonego rozwoju w regionie, ochrony środowiska, zmniejszenia bezrobocia, zapewnienia wpływów do budżetu gminy (np. w formie podatków). W tabeli 7.4 przedstawiono kryteria wyboru inwestora w krótkim i długim okresie.

Tabela 7.4. Kryteria wyboru inwestora w krótkim i długim okresie

Krótkookresowe	Długookresowe
1. Zapewnienie wpływów do budżetu państwa.	1. Wzrost efektywności i konkurencyjności.
2. Zagwarantowanie zatrudnienia pracownikom.	2. Przeprowadzenie inwestycji mających na celu ochronę środowiska.
3. Ochrona odbiorców finalnych przed wzrostem cen za energię elektryczną i jej dostawę.	3. Zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw.

Opracowanie własne na podstawie [161].

Logiczne wydaje się, że podczas prywatyzacji należy kierować się kryteriami długookresowymi. Praktyka gospodarcza pokazuje jednak, że zapewnienie wpływów do budżetu państwa jest okresowo silnym kryterium, a strach przed niezadowoleniem społecznym i silna pozycja związków zawodowych wysuwa na miejsce drugie zagwarantowanie zatrudnienia pracownikom lub gratyfikację pieniężną w razie ich ewentualnego zwolnienia.

W celu zanalizowania prawdopodobnych skutków prywatyzacji należy odpowiedzieć na pytanie: co jest własnością spółek dystrybucyjnych, czyli co stanowi ich aktywa. W majątku niematerialnym i prawnym jest pozycja wartość firmy. Jaka wartość zostanie tutaj wpisana przed prywatyzacją, zależy od przyjętej metody wyceny przedsiębiorstwa. Należy jednak pamiętać, że na wartość firmy wpływają takie czynniki, jak: udział w rynku, umiejętności pracowników, którzy znają specyfikę branży, wymagania klientów itp. Odejście słabo opłacanych pracowników do innego przedsiębiorstwa energetycznego powiększa przewagę konkurencyjną innych podmiotów. Zdobycie doświadczenia przez nowego pracownika wymaga czasu. Posiadanie wykwalifikowanych pracowników znacząco zwiększa korzyści skali, co jest jednym z czynników przewagi konkurencyjnej na rynku. Czy w związku z tym posiadany potencjał spółki, w postaci udziału w rynku oraz kapitału ludzkiego, spójna strategia

działania nie powinny zwiększać wartości firmy? Wydaje się, że w całym procesie prywatyzacyjnym zapomina się o tych aktywach tylko dlatego, że bezpośrednio nie są uwidocznione w bilansie spółek dystrybucyjnych.

Wycena przedsiębiorstwa zależy od przyjętej metody wyceny. Pomimo że jest to problem wtórny w stosunku do podjętych decyzji prywatyzacyjnych, należy określić metody wyceny wartości rynku oraz poszczególnych wielkości aktywów [151], [167].

Dla różnych uczestników rynku odmienne będą skutki zmiany właściciela spółek dystrybucyjnych. W tabeli 7.5 w sposób syntetyczny przedstawiono skutki prywatyzacji dla odbiorców finalnych, a w tabeli 7.6 – skutki prywatyzacji dla podmiotów gospodarczych sektora.

Tabela 7.5. Skutki prywatyzacji dla odbiorców finalnych

Założenia	Skutki
1. Zmniejszenie barier wejścia na rynek.	1. Poprawa jakości świadczonych usług przez spółki dystrybucyjne.
2. Swoboda wyboru spółki dystrybucyjnej przez odbiorcę finalnego ⁶ .	2. Zmniejszenie ceny za energię elektryczną.
3. Podniesienie konkurencyjności polskich spółek dystrybucyjnych w stosunku do korporacji zagranicznych.	3. Odzwierciedlenie przez cenę kosztów.
4. Swoboda wyboru dostawców przez spółki dystrybucyjne.	4. Poszerzenie działalności i świadczenie kompleksowych usług odbiorcom (np. serwis, doradztwo, powstanie przedsiębiorstw multimedialnych).
	5. Rozwój rynku energii elektrycznej, w tym wzrostu zakupów energii na giełdzie energii elektrycznej.

Opracowano na podstawie [161].

W ostatnich latach przyznanie w formie legislacji prawnej odbiorcom i wytwórcom prawa do wyboru partnerów handlowych wymaga, do realizacji tych uprawnień, odpowiedniej restrukturyzacji przemysłu energetycznego, w sposób eliminujący siłę rynkową poszczególnych podmiotów. Należy przede wszystkim wyeliminować struktury monopolistyczne. W elektroenergetyce i gazownictwie jest to możliwe w odniesieniu do produkcji, na przykład w drodze podziału firmy wytwórczej. Po stronie popytu istnieje na ogół wielu odbiorców końcowych. W niektórych przypadkach mogą de facto występować monopoliści. W tej sytuacji konieczne jest stworzenie odpowiednich warunków dla nowych, potencjalnych partnerów handlowych. Systemy przesyłu i dystrybucji są na ogół naturalnymi monopolami i dlatego nie mogą być po prostu podzielone na mniejsze jednostki. W warunkach naturalnego monopolu sieciowego wytwórcy lub dystrybutorzy przyłączeni do sieci, będący częścią składową tego samego podmiotu gospodarczego, pozostają w konflikcie interesów z innymi uczestnikami sektora konkurującymi na rynku oraz realizują tzw. rentę monopolową.

⁶ Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 6.08.1998 roku w sprawie harmonogramu uzyskania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych wszyscy odbiorcy będą mieć dostęp do sieci w 2005 roku.

W tym przypadku ważne staje się unormowanie stosunków między właścicielem i operatorem naturalnego monopolu oraz innymi uczestnikami rynku. Może ono polegać na wyodrębnieniu księgowo-finansowym poszczególnych działalności podmiotu, będącego właścicielem sieci, oraz całości zintegrowanej firmy energetycznej albo organizacyjnym i własnościowym ich wydzieleniu (odrębne podmioty gospodarcze). Na tym właśnie być może polega istota restrukturyzacji podmiotów sektora.

Tabela 7.6. Skutki prywatyzacji dla podmiotów gospodarczych sektora układu regionalnego

Założenia	Skutki
1. Powstanie przedsiębiorstw multi-energetycznych i multimedialnych. 2. Wspólne prowadzenie polityki w stosunku do wielkich odbiorców. 3. Powstanie i wzrost zakupów na rynkach lokalnych. 4. Własność gminna lub prywatno-gminna.	1. Wzrost sprawności procesów gospodarczych przez: <ul style="list-style-type: none"> ➤ optymalne wykorzystanie infrastruktury sieciowej, ➤ przeprowadzanie inwestycji przy udziale podmiotów gospodarczych w układzie regionalnym (np. gmin, banków), ➤ racjonalizację substytucji pomiędzy poszczególnymi nośnikami energii. 2. Zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska. 3. Stworzenie dogodniejszych warunków do powstawania nowych inwestycji w regionie. 4. Ścisłejsze powiązania gospodarcze między przedsiębiorstwami energetycznymi a przedsiębiorstwami spoza sektora.

Opracowano na podstawie [161].

7.5. Wycena wartości spółek dystrybucyjnych

Skuteczność i efektywność prywatyzacji jest zawsze określona przez rozmaite czynniki. Jednym z najistotniejszych przy tym czynników (elementów) prywatyzacji jest cena, która wyznaczy wartość przedsiębiorstwa, będącego przedmiotem prywatyzacji i zostanie zaakceptowana przez sprzedającego – Skarb Państwa – i kupującego. Cenę nabycia można przy tym uznać za rzeczywistą, udokumentowaną wartość rynkową przedsiębiorstwa [66], [83].

W pracy przyjęto, że wycena przedsiębiorstwa polega na przeprowadzeniu działań, zmierzających do określenia wartości przedsiębiorstwa, jego składników majątkowych oraz efektów ekonomicznych podejmowanych decyzji, w celu przygotowania odbiorcom informacji umożliwiających ocenę efektów działań, podejmowanych w przeszłości i wybór najkorzystniejszych decyzji w przyszłości [66].

Na początku wypada odnieść się do podstawowych założeń, jakie przyjęto dla przedstawienia problemów wyceny.

Niepowtarzalny charakter takiego dobra rynkowego i szczególnie charakter transakcji handlowej, dotyczącej kupna i sprzedaży przedsiębiorstwa, sprawia, że wyznaczanie wartości firmy nie jest jednoznaczne, przez co może być przedmiotem wielu

kontrowersji, sporów, a nawet zarzutów o poważne nadużycia gospodarcze. Wynika to stąd, iż wycena przedsiębiorstw nie odbywa się na rynku (oprócz firm występujących na giełdzie), lecz jest wyznaczana na podstawie rachunku ekonomicznego, wywodzącego się z wartości majątku lub (i) wyników finansowych. W tej sytuacji należy stwierdzić, że wartość poszczególnych przedsiębiorstw jest kategorią, w znacznej mierze subiektywną, zależną często od rozmaitych uwarunkowań wyceny [83].

W gruncie rzeczy istnieje wiele przesłanek wyceny wartości firmy. Zostały one scharakteryzowane, z punktu widzenia ekonomicznego – w pracy [83], a z punktu widzenia prawnego – w pracy [66] (nie ma potrzeby wszystkich ich tu przytaczać). Biorąc pod uwagę procesy, jakie obecnie zachodzą w sektorze, należy zapewne wymienić następujące istotne przesłanki wyceny:

- ustalenia ceny kupna–sprzedaży przedsiębiorstwa lub jego wyodrębnionej części oraz często związanych z nią rat spłaty,
- wniesienia całego przedsiębiorstwa lub jego części jako aportu do kapitału zakładowego spółki,
- analiz dotyczących zmian strukturalnych, a związanych z reorganizacją, naprawą bądź upadłością,
- ubezpieczenia przedsiębiorstwa,
- fuzji z innymi podmiotami gospodarczymi,
- udostępnienia mienia przedsiębiorstwa osobom trzecim.

Z przesłanek wyceny przedsiębiorstw wyłaniają się dwie podstawowe funkcje wyceny, a mianowicie:

- doradcza (konsultacyjna),
- negocjacyjno-mediacyjna [83].

Podstawowe znaczenie należy niewątpliwie przypisać funkcji doradczej. Jej istotą jest bowiem przygotowanie niezbędnych, do podjęcia określonych decyzji, informacji o wartości całego przedsiębiorstwa lub jego części. Do takich informacji zaliczają się głównie wartości wyznaczające granice gotowości do sprzedaży (kupna). Granice te pozwalają określić propozycje cenowe kontrahenta i określają możliwości ewentualnych własnych ustępstw w negocjacjach. W ten sposób często poszczególne, przedstawione dalej, metody wyceny wyznaczają dolną i górną wartość przedsiębiorstwa.

Funkcja negocjacyjno-mediacyjna ma dwa aspekty. Po pierwsze, wycena ma przygotować informacje, które przekonają kontrahenta do przedłożonego mu stanowiska, a więc umożliwią sukces w negocjacjach. Argumentacja może przy tym wynikać z różnych postaw, często przy tym spotyka się odniesienia do precedensów, jakie wystąpiły w przeszłości. Do tej pory wprawdzie nie ma w sektorze elektroenergetyki wielu precedensów, lecz można przyjąć, iż pojawią się w niedalekiej przyszłości. Drugi aspekt tej funkcji polega na poszukiwaniu takiej wartości, która mogłaby być zaakceptowana przez uczestników transakcji. Można przyjąć, że występujące w elektroenergetyce punkty sporne mogą wynikać z ocen: sytuacji rynkowej, rentowności sprzedaży, wartości niezbędnych nakładów inwestycyjnych, okresu zdolności do tworzenia korzyści finansowych [83].

Przedsiębiorstwa w elektroenergetyce są obecnie tzw. przedsiębiorstwami skomercjalizowanymi – przekształconymi w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa. Trudno wszakże jednoznacznie stwierdzić, kiedy ministrowie skarbu i gospodarki podejmą uchwałę o udostępnieniu akcji spółki osobom trzecim, czyli kiedy rozpocznie się proces prywatyzacji przedsiębiorstw. W założeniu okres, w czasie którego firma posiada status jednoosobowej spółki Skarbu Państwa, może być wykorzystany na podejmowanie działań, mających na celu poprawę sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstwa oraz przygotowanie go do prywatyzacji przez podejmowanie określonych działań, mających na celu jego restrukturyzację, w tym także organizacyjną.

Cechy systemu elektroenergetycznego powodują, że z punktu widzenia wyceny wartości, przedsiębiorstwa energetyki mają zróżnicowaną strukturę. Na owo zróżnicowanie składa się:

- dotychczasowa struktura techniczno-ekonomiczna podmiotu, jakim jest spółka dystrybucyjna,

- charakter i „głębokość” procesów prywatyzacji.

Problem wyceny wartości firmy będzie miał mniejszą wagę w przypadku, gdy proces prywatyzacji będzie polegał na tworzeniu jednoosobowej spółki Skarbu Państwa przez podział jednoosobowej spółki Skarbu Państwa – spółki nadrzędnej. Gdy prywatyzacja będzie polegała na sprzedaży całego przedsiębiorstwa (np. elektrowni, spółki dystrybucyjnej) prywatnemu podmiotowi krajowemu lub zagranicznemu, określenie wartości będzie zawsze trudne i budzące wątpliwości zarówno co do przyjętych metod wyceny, jak i uzyskanych wyników (po przyjęciu określonych założeń). Cena sprzedaży zaś będzie uwzględniała zarówno sytuację podmiotu, jak i sytuację występującą w całym systemie wytwarzania przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.

Przedstawione wyżej punkty jednoznacznie wskazują na skomplikowaną naturę wyceny wartości przedsiębiorstw energetyki i konieczność podjęcia prac zmierzających do opracowania metod wyceny, które uwzględniałyby w uzasadnionych przypadkach specyficzną sytuację nie tyle samego przedsiębiorstwa, ile jego szczególne miejsce w systemie produkcji, przesyłania lub obrotu energią.

W wyniku prowadzonych w Polsce procesów prywatyzacji związek pomiędzy celami i funkcjami wyceny oraz zastosowanymi metodami jest unormowany prawnie w Rozporządzeniu Rady Ministrów, z dnia 3 czerwca 1997, w sprawie zakresu analizy spółki oraz przedsiębiorstwa państwowego, sposobu zlecenia, opracowania, zasad odbioru i finansowania oraz warunków, w razie spełnienia których można przyjąć analizy. Rozporządzenie to określa zakres i obszary niezbędnych analiz oraz zestaw zalecanych metod wyceny.

W tabeli 7.7 przedstawiono systematykę metod wyceny spółek dystrybucyjnych.

Wartość przedsiębiorstwa jest ściśle powiązana i wynika z przyjętej metody wyceny, dlatego ustawodawca proponuje dokonywać wyceny przynajmniej kilkoma metodami. W literaturze przedmiotu można znaleźć cały zestaw metod wyceny; w warunkach polskich jednak tylko niektóre cieszą się szczególną popularnością. Związane jest to jeszcze z relatywnie dużą sferą podmiotów państwowych i wciąż

rozwijającym się rynkiem kapitałowym (niemożność stosowania metod rynkowych). Powszechnie stosowane metody majątkowe odzwierciedlają w wycenie tylko aktywa przedsiębiorstwa, nie biorą pod uwagę zdolności przedsiębiorstwa do przynoszenia zysków, dlatego nie mogą być stosowane do wszystkich przypadków. Nie ulega wszakże wątpliwości, iż stosowanie metod majątkowych – jako jednej z metod wyceny – jest w przedsiębiorstwach sektora energetyki niezbędne. Jest to szczególnie wskazane w przypadku dużej niepewności otoczenia, a więc gdy trudno dokonać predykcji przyszłości.

Tabela 7.7. Klasyfikacja metod wyceny spółki dystrybucyjnej

Metody majątkowe	Metody dochodowe	Metody rynkowe	Metody mieszane
<ul style="list-style-type: none"> – metoda księgowa (wartości skorygowanych aktywów netto) – metoda upłynienia (rynkowej wartości likwidacyjnej) – metoda odtworzenia (wartości odtworzeniowej) 	<ul style="list-style-type: none"> – metody wyceny na podstawie zdyskontowanych strumieni dochodów i zysków (zdyskontowanych przyszłych strumieni pieniężnych, przy zastosowaniu mnożnika zysku) – metody wyceny na podstawie dywidendy 	<ul style="list-style-type: none"> – metoda mnożnika rynkowego – metoda mnożnika cenowo dochodowego (tzw. P/E) 	<ul style="list-style-type: none"> – metody oparte na wartości majątku firmy i jej reputacji (metody oparte na goodwill) – metody wyceny na podstawie aktywów oraz stopy pomnażania wartości

Opracowanie własne [167].

Metody dochodowe, uwzględniające korzyści ekonomiczno-finansowe, jakie firma będzie przynosić w przyszłości, obarczone są błędem, wynikającym zarówno z prognoz sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstwa, jak i przyjętej stopy kapitalizacji. Zastosowanie tych metod budzi mniejsze wątpliwości w gospodarkach ustabilizowanych, gdzie nie ma zbyt dużego ryzyka inwestycyjnego. W przypadku dużych firm energetycznych, w obecnych polskich warunkach, trudno byłoby przyjąć niebudzące wątpliwości założenia niezbędne do wyznaczenia poziomu zysku lub wartości przepływów pieniężnych. Dlatego też, nie negując przydatności tych metod w energetyce, należy uznać, że wartość przedsiębiorstwa stanowi funkcję wartości majątkowej i dochodowej, wyrażającą zdolność firmy do tworzenia zysków. Próbę wyceny wartości spółek dystrybucyjnych przedstawiono w załączniku.

7.6. Integracja – prywatyzacja – remonopolizacja

Na zakończenie rozważań na temat procesów konsolidacji i prywatyzacji warto przyjrzeć się procesom prywatyzacji i konsolidacji sektora z perspektywy rozwiązań europejskich.

Zgodnie z literaturą przedmiotu, można zidentyfikować 6 etapów rozwoju europejskich rynków energii elektrycznej, przedstawionych w tabeli 7.8 [40], [48], [49], [164].

Tabela 7.8. Etapy rozwoju sektora energetycznego

E-1	Historyczne monopole narodowe
E-2	Ogłoszenie konkurencji
E-3	Restrukturyzacja
E-4	Uspokojenie
E-5	Fuzje i efekty siły rynku
E-6	Pojawienie się prywatnych monopolii

Etap pierwszy to etap dominacji w sektorze, historycznie ukształtowanych i akceptowanych, monopolii państwowych. Zagadnienia te obszernie przedstawiono w części trzeciej i czwartej niniejszej pracy. Oznacza to, że ta struktura rynku miała swoje trwałe miejsce w praktyce gospodarczej, a deklaracje, zgodnie z którymi postulowane jest szybkie odejście od monopolu, pozostają niespełnione. Działania, które powinny zmierzać do zmniejszenia negatywnych skutków monopolu, przede wszystkim dla konsumentów, nie zawsze dają pozytywne skutki, a nawet wręcz przeciwnie – powodują wzmocnienie pozycji monopolistycznej przedsiębiorstw, które tę pozycję mają.

Etap drugi obejmuje okres ogłoszenia procesu wdrażania konkurencji. Warunkiem jest ukształtowanie prywatyzacji podmiotów na rynku energii.

Etap trzeci – restrukturyzacja – to etap wdrażania zmian struktury rynku poprzez procesy prywatyzacji. Te będące w ścisłym związku procesy powodują wystąpienie oligopolu po stronie wytwarzania, a monopolu w zakresie operatora systemu (pojawia się, w tym kontekście, ważne pytanie o sposób jego funkcjonowania, a zwłaszcza o to, czy operator systemu prowadzi działalność biznesową, czy też z niej jest wyłączony). W niezmiernie interesujących ostatnich publikacjach J. Popczyka stawiany jest problem utrzymywania, a nawet rozszerzania pozycji monopolistycznej, zwłaszcza przez operatora systemów przesyłowych. Otwartą sprawą pozostaje jeszcze sposób funkcjonowania, mających do tej pory pozycję monopolistyczną na lokalnym rynku energii, spółek dystrybucyjnych [134], [135], [140].

Etap czwarty – uspokojenie – jest naturalnym procesem występującym po głębokich przekształceniach. Jest to czas na utrwalenie nowych struktur i utrwalenie w nowych warunkach równowagi sektora.

Etap piąty to faza, w której występują liczne procesy fuzji, przejęć. Firmy dokonują fuzji i przejęć dla osiągnięcia określonych celów strategicznych i finansowych. W przedsiębiorstwach, które dążą do fuzji, występują zwykle grupy zainteresowane powodzeniem całego przedsięwzięcia. Zwykle cechą fuzji i przejęć jest ograniczenie konkurencji na rynku. W wielu krajach każdy przypadek fuzji jest analizowany, w celu określenia, czy nie stanowi ona zagrożenia dla konkurencji i wolnego rynku.

Problem elektroenergetyki polega jednak na tym, że przyzwyczajenie do występowania monopolu stwarza warunki do łatwego stosunkowo uzasadnienia dla tworzenia na rynku energii elektrycznej struktur, w których występują firmy dominujące na rynku, z silnymi aspiracjami, aby uzyskać pozycję monopolistyczną, niegdyś utraconą przez monopol państwowy.

Etap szósty – ostatni – powrót do monopolu, w tym przypadku jednak prywatnego. Czy jednak musi do niego dojść? Czy monopol państwowy jest „lepszy” od prywatnego? Pytania te w sektorze elektroenergetyki pozostają otwarte. W zaawansowanym stadium transformacji należy się spodziewać zmniejszenia się konkurencji, z powodu licznych przejęć i fuzji. Obecnie obserwujemy to właśnie w Niemczech. Na zliberalizowanych rynkach ceny osiągnęły już swoje minimum i na tym poziomie pozostaną tylko przez krótki okres. W następnym etapie należy się spodziewać wzrostu cen we wszystkich krajach wprowadzających liberalizację. Aby się przed tym bronić, proponuje się wprowadzenie legislacji kontrolujących ściśle fuzje, przejęcia oraz zdecydowanych działań antymonopolowych [164].

Gdzie na tym schemacie znajdujemy Polskę? Wydaje się, że jesteśmy na początku etapu E-3 (rys. 7.4). Proces ten jest zakłócony ograniczeniami, spowodowanymi kontraktami długoterminowymi zawartymi pomiędzy elektrowniami a PSE S.A. Niższe ceny energii elektrycznej notowane na giełdzie energii chyba to potwierdzają. Rynek elektroenergetyczny w Wielkiej Brytanii wchodzi obecnie w końcowy etap przygotowań do wdrożenia nowych rozwiązań w zakresie handlu na rynku energii elektrycznej, zwanych w skrócie NETA⁷. W maju brytyjski urząd regulacyjny ds. energetyki Ofgem⁸ ogłosił, że w listopadzie 2000 roku nowe rozwiązania rynkowe powinny zacząć obowiązywać w Anglii i Walii.

Na schemacie niesiono orientacyjne pozycje Wielkiej Brytanii i Niemiec, a na ich tle również i Polski według stanu bieżącego.

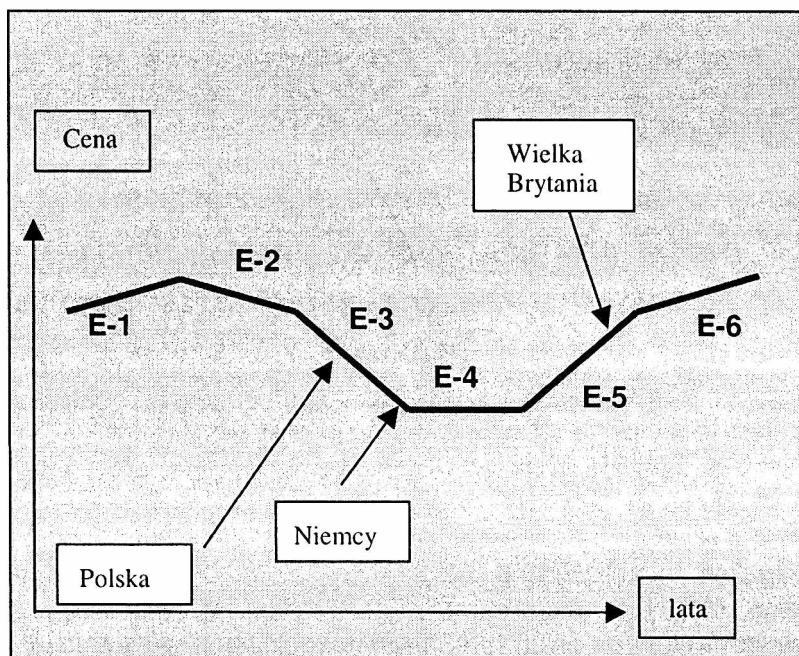
Interesująca jest sytuacja w Niemczech, gdzie pod koniec czerwca 2000 roku doszło do poważnych zmian na rynku energii elektrycznej i gazu, w postaci fuzji czterech wielkich firm. W rezultacie struktura tego rynku energii istotnie się zmieniła [111]. Nie spodziewano się, że przeobrażenia na niemieckim rynku będą tak gwałtowne i dalekosiężne. Dopiero teraz przewyżnione zostały schematy, które zrodziły się jeszcze w czasie podziału Niemiec. Jeśli Europa ma być konkurencyjna w skali światowej, to – według ekspertów – narodowe granice w dziedzinie energii elektrycznej muszą ulec likwidacji. Niemcy dokonali zatem wielkiego kroku w tym kierunku [164], [185].

Warto wspomnieć, że gdy Niemcy zliberalizowali swój rynek energii elektrycznej w kwietniu 1998 roku, ceny sprzedaży energii elektrycznej spadły od 20 do 60% do roku 2000. Niemieccy odbiorcy zapłacili za energię zużytą około 20 mld marek mniej! Ten fakt został odebrany na świecie jako wymowny sukces procesu liberaliza-

⁷ NETA – New Electricity Trading Arrangements.

⁸ Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets.

cji. Takie podejście może jednak okazać się ofiarą własnego sukcesu. W obliczu spadku zysków strategiczna odpowiedź dużych producentów polega na radykalnym obniżeniu kosztów własnych (czyt. redukcja zatrudnienia), wprowadzeniu agresywnej strategii maksymalizacji udziału w rynku oraz propozycji serii fuzji i przejęć, które mogą doprowadzić do powstania czterech pionowo zintegrowanych dużych firm, całkowicie dominujących na rynku. Okresowy spadek zysków, występujący w okresie restrukturyzacji, firmy będą starały się zrekompensować w okresach następnych.



Rys. 7.4. Uniwersalny schemat przyszłego rozwoju cen za energię elektryczną w krajach europejskich, gdzie sektor energetyczny został poddany restrukturyzacji [164]

Jedną z metod stosowanych do oceny fuzji i koncentracji kapitału jest tzw. indeks *HHI* (Hirschmana–Herfindhala), który jest sumą kwadratów udziałów rynkowych poszczególnych uczestników rynku (zob. rozdz. 2.). Indeks *HHI* dla niemieckiego rynku energii elektrycznej przed fuzjami VEBA/VIAG oraz RWE/VWE wynosił około 900, po fuzjach wzrósł natomiast do około 1400, co oznacza istotny wzrost koncentracji rynku⁹ [164]. Co więcej, niemieckie prawo antymonopolowe GWB (*Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen*) definiuje kontrolę nad rynkiem, gdy jedna firma posiada udział co najmniej 33%, a grupa nie więcej niż trzech udziałowców co

⁹ Na przykład według US Department of Justice indeks *HHI* poniżej 1000 oznacza, że rynek nie jest skoncentrowany, natomiast przedział 1000–1800 wskazuje na umiarkowaną koncentrację.

najmniej 50%. Stąd widać, dlaczego – mimo burzliwej dyskusji – fuzje te zostały oficjalnie zaakceptowane [164].

Spojrzenie na mapę Niemiec pokazuje, że ośrodkami potęgi energetycznej na zachodzie Niemiec pozostaną Essen i Disseldorf (koncern RWE), na południu – Monachium (koncern VEBANIAG), a na wschodzie – Berlin (koncern BEWAG). Niemcy są ważnym rynkiem energetycznym w Europie, nie tylko ze względu na wielką produkcję i zużycie, lecz także z racji położenia geograficznego. Najważniejsze trasy przesyłowe na kontynencie krzyżują się bowiem na terytorium Niemiec. Warto więc przyglądać się z dużą uwagą zmianom zachodzącym za naszą zachodnią granicą, bo mają one wpływ na kierunek zmian w polskiej energetyce. W tym kontekście projekty integracji spółek dystrybucyjnych, przedstawione na początku tego rozdziału, nabierają także ważnego znaczenia.

7.7. Od Spółki dystrybucyjnej do przedsiębiorstwa usług infrastrukturalnych – zmiana roli struktur regionalnych i lokalnych¹⁰

Spółki dystrybucyjne są ważnym podmiotem zarówno na hurtowym, jak i detalicznym rynku energii. Na rynku detalicznym oddziaływanie spółki dystrybucyjnej ma charakter lokalny (wojewódzki, powiatowy, związków gmin, gmin). Niezbędne jest zatem spojrzenie na lokalne rynki energii, przede wszystkim w odniesieniu do systemów rynków energii elektrycznej i rynków gazu [141]. Od początku okresu transformacji polskiej gospodarki rodzi się nowy sposób postrzegania lokalnych rynków energii, oparty na tezie, iż na poziomie lokalnym możliwa jest realizacja zasady zrównoważonego rozwoju, rozwoju pozwalającego kojarzyć punkt widzenia ekonomiczny, finansowy, środowiskowy i techniczny oraz interes dostawców i odbiorców energii¹¹.

Po fazie rozrywania więzów integracji pionowej sektora energetycznego (w zakresie poszczególnych nośników), będącej warunkiem wprowadzenia mechanizmów konkurencyjności przez rozdzielenie obszarów konkurencyjnych od obszarów monopolu naturalnych, z różnym natężeniem rozwijają się procesy integracji poziomej w skali lokalnej, krajowej i międzynarodowej, prowadzące do stopniowego rozwoju globalnego sektora energetycznego. Rozwijają się również procesy integracji diagonalnej (konglomeratowej, wielobranżowej), które oznaczają podejmowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności w różnych obszarach, także poza sektorem energetycznym.

¹⁰ Tytuł tego podrozdziału jest parafrazą tytułu artykułu J. Małki [95].

¹¹ Zagadnienie rozwoju lokalnych rynków energii dokładniej omówiono w *Strategii energetycznej Dolnego Śląska* [160].

Należy podkreślić, że w przeszłości integracja przedsiębiorstw była stosowana w celu zwiększenia efektu ekonomicznego, skali technicznej i organizacyjnej w elektroenergetyce, w tym zwiększenia zdolności finansowania wielkich inwestycji ze środków własnych. Obecnie chodzi o efekt całkiem inny, mianowicie o restrukturyzację istniejących przedsiębiorstw, zwłaszcza sieciowych, przez rozszerzenie ich działalności na inne rodzaje usług, dzięki czemu osiąga się dodatkowo poprawę zarządzania ryzykiem. Jest to poważne ograniczenie prywatyzacji sektora energetycznego, gdyż odwróciły się role sprzedającego i kupującego. W połowie lat dziewięćdziesiątych sprzedający mógł dyktować warunki, pod koniec dekady kupujący oczekują atrakcyjnych ofert ze strony sprzedającego. W szczególności kupujący coraz częściej oczekują od sprzedającego, w celu obniżenia swojego ryzyka, ofert umożliwiających im realizację efektu dywersyfikacji, tzn. zakup przedsiębiorstw elektroenergetycznych, ciepłowniczych i gazowniczych.

W kontekście przedstawionych powyżej rozważań, w sektorze przedsiębiorstw energetycznych wyłania się model przedsiębiorstwa multienergetycznego, wielo-usługowego. Spółki takie będą dążyć do zapewnienia klientowi szerokiego zakresu usług energetycznych i kompleksowego zaspokojenia potrzeb, niekoniecznie w zakresie dostarczania tylko energii, ale również w zakresie dostarczania wody, odbioru i przekształcania odpadów, usług telekomunikacyjnych. Tendencja ta, dostrzegalna w skali pojedynczego nośnika (np. energii elektrycznej) rozszerza się na formy bardziej zdywersyfikowane i obejmujące różnorodne nośniki energii. Istnieją już przykłady przedsiębiorstw wielo-usługowych w USA i Europie (np. Compagnie Générale des Eaux z Francji oferuje usługi w zakresie dostaw wody (26% przychodu), energii (22%), budownictwa (28%), komunikacji (3%), odpadów komunalnych (3%), zdrowia (3%) i innych (15%)); nieodległa jest już wizja załatwienia „jednym telefonem” usług w zakresie gazu, energii elektrycznej i ciepłej, wody, telekomunikacji [30], [51].

W Polsce z połączenia skutków ustawy *Prawo energetyczne* oraz reformy administracyjnej i zapotrzebowania na zasilanie miast i gmin (związków miast lub gmin) w ciepło, gaz, energię elektryczną rodzi się nowa jakość w postaci przedsiębiorstw multienergetycznych. Będą one łączyć realizację zadań władz samorządowych (wynikających z ustawy o zagospodarowaniu przestrzennym) i ustawy *Prawo energetyczne*.

Podstawą strategii działania przedsiębiorstw multienergetycznych wydaje się zintegrowane planowanie gospodarki energetycznej, z wykorzystaniem zalet generacji rozproszonej i rozsianej oraz lokalnych możliwości w zakresie rozwiązywania problemów ochrony środowiska. W obszarze wytwarzania energii przedsiębiorstwa multienergetyczne będą preferowały nowe niewielkie źródła, opalane gazem, produkujące najczęściej energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem. Za wyborem opcji tzw. generacji rozproszonej (obejmującej źródła o mocy od kilku do kilkunastu megawatów) oraz rozsianej (źródła o mocy do 1 MW) przemawia wysoka sprawność skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zminimalizowany koszt przesyłu, niski koszt jednostkowy, szybki zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych, a także

możliwość wytwarzania energii elektrycznej (do 50 MW) i ciepła (do 5,8 MW) bez koncesji.

Zdaniem J. Popczyka w nadchodzących latach hurtowy rynek energii elektrycznej będzie się rozwijał pod wpływem konkurencji branżowej, rynki lokalne natomiast – pod wpływem wymagań zrównoważonego rozwoju [135], [136], [137]. Zasada zrównoważonego rozwoju będzie realizowana przez: kompleks działań związanych z produkcją ciepła, ochronę środowiska, zagospodarowanie paliw i odpadów (np. w zakładach termicznego przekształcania odpadów). Autor tej pracy podziela opinię J. Popczyka. W rezultacie istotnym elementem realizacji gospodarki energetycznej w układzie lokalnym staną się gminy lub powiaty, zwłaszcza bogate, które będą podmiotem „organizującym” lokalną gospodarkę energetyczną.

W tych warunkach ważą sferą działalności gospodarczej (biznesem) w gminie będzie produkcja ciepła, a wytwarzanie energii elektrycznej, w układach kogeneracyjnych, stanie się biznesem dodatkowym.

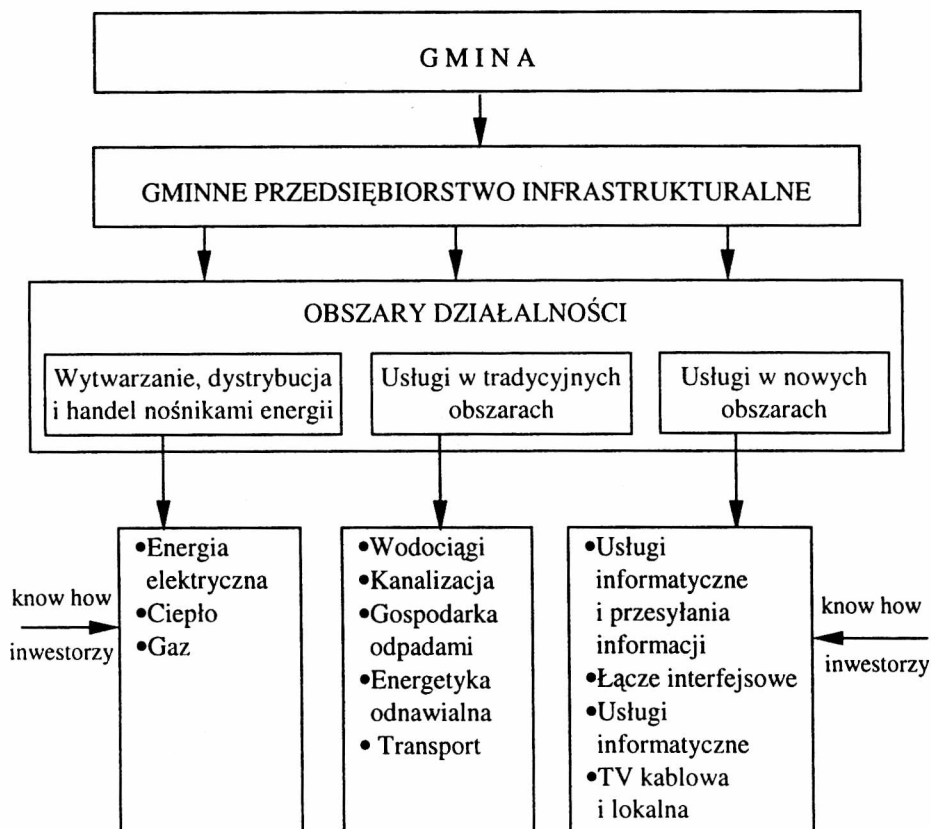
Przedstawione wyżej lokalne inicjatywy, prowadzone w obszarze dostarczania nośników energii do odbiorców, prowadzą do rozwijania dotychczasowych struktur zaopatrzenia w energię i mogą stanowić poważne wyzwanie dla spółek dystrybucyjnych. W tej sytuacji spółki dystrybucyjne, oprócz przedsiębiorstw dystrybucyjnych sektora gazowniczego, mogą i powinny stać się poważnymi udziałowcami takich gminnych przedsiębiorstw, a nawet aktywnymi inwestorami strategicznymi. Spółki dystrybucyjne zarówno w obszarze energii elektrycznej, jak i gazu dysponują know how, kadrami o odpowiednich kwalifikacjach i potencjałem technicznym, a także możliwościami pozyskania środków finansowych dla powołania lokalnych przedsiębiorstw multienergetycznych, a następnie lokalnych przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

Na rysunku 7.5. przedstawiono, za J. Popczykiem, koncepcję lokalnego przedsiębiorstwa infrastrukturalnego. Z rysunku tego wynika, że kolejną fazą rozwoju przedsiębiorstwa jest przejście do lokalnych przedsiębiorstw infrastrukturalnych, których przedmiotem działania będzie także: eksploatacja sieci wodociągowych, gospodarka odpadami, dodatkowe usługi związane z technologiami informatycznymi (Internet, telewizja kablowa) itp.

Poważne znaczenie w szybkim rozwoju przedsiębiorstw multienergetycznych będzie miała możliwość wnoszenia do nich aportem sieci (np. gazownicznych) przez gminy i miasta oraz przyłączy (gazownicznych, ciepłowniczych, elektrycznych) przez odbiorców końcowych. Dzięki takiej możliwości nowi odbiorcy uzyskają szansę obniżenia kosztu budowy przyłączy, przez wykorzystanie konkurencji między wykonawcami (ominięcie monopolu przedsiębiorstw sieciowych w tym zakresie, wynikającego z rozporządzeń).

Lokalne przedsiębiorstwa infrastrukturalne będą się rozwijać jako podmioty ze zdywersyfikowaną strukturą własności każdego z nich i ze standaryzowanymi systemami zarządzania oraz systemami finansowania projektów modernizacyjnych i inwestycyjnych. Przedsiębiorstwa te będą się zapewne łączyć w sieci. Rozróżnialność sieci będzie związana z inwestorami strategicznymi, którzy w poszczególnych

sieciach zapewnią właściwe standardy zarządzania przedsiębiorstwami multienergetycznymi, a także wspólne systemy serwisowania (eksploatacji) urządzeń energetycznych.



Rys. 7.5. Koncepcja lokalnego przedsiębiorstwa infrastrukturalnego

Opracowano na podstawie [137]

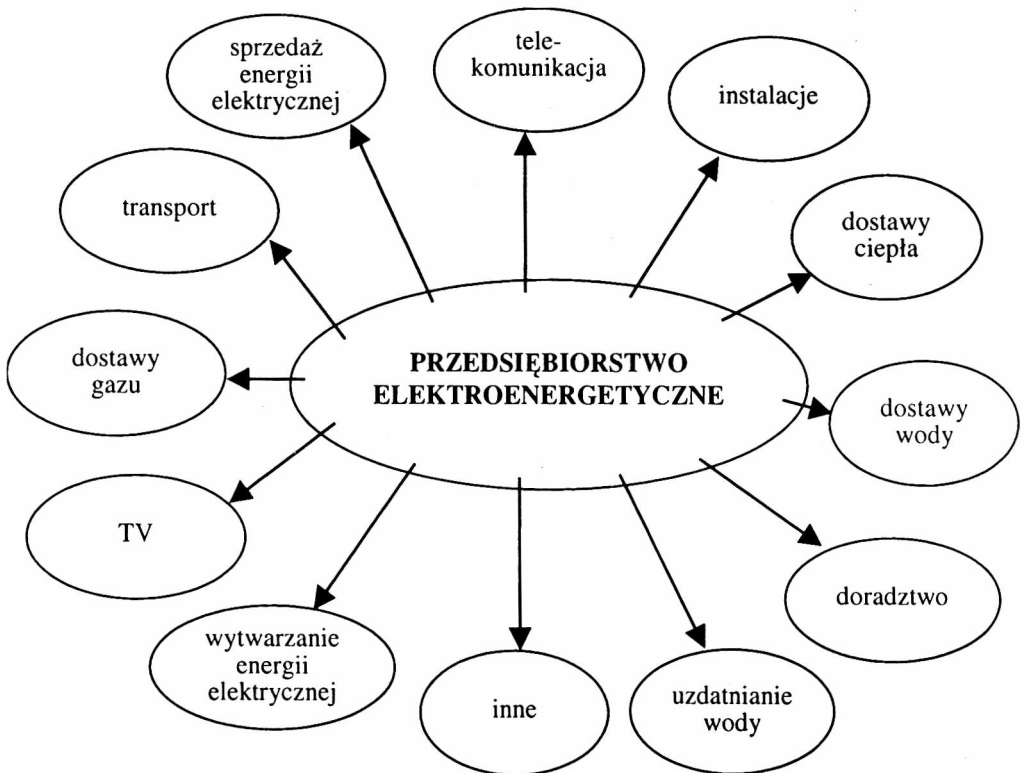
Przedstawione poglądy są zgodne z kierunkami działań dywersyfikacyjnych, wymaganych przez UNIPEDE. Do nowych rodzajów działalności można zaliczyć:

- świadczenia usług doradztwa energetycznego,
- sprzedaż urządzeń elektrycznych i energetycznych,
- wykonywanie instalacji elektrycznych,
- dystrybucja gazu ziemnego,
- eksploatacja sieci wodociągowych,
- uzdatnianie wody,
- utylizacja odpadów,
- dostawy ciepła,

- telewizja kablowa,
- usługi telekomunikacyjne i inne.

W tym kontekście można zadać pytanie, jakie są dominujące formy organizacyjne realizacji aktywności w nowych dziedzinach (na przykład w ramach podstawowej organizacji przedsiębiorstwa, czy przez powoływanie spółki zależnej itp.). Równie ciekawym problemem jest określenie głównych motywów, jakimi kierują się przedsiębiorstwa dokonujące dywersyfikacji, wymieniając np.: względy ekonomiczne, dostępność nowych technologii, zmiany w obowiązujących regulacjach prawnych, aspekty finansowe, a także stosunek do dywersyfikacji akcjonariuszy (np. zdolność do zaakceptowania przez nich ryzyka związanego ze zmianami w zakresie działalności).

Główne potencjalne kierunki dywersyfikacji przedsiębiorstw elektroenergetyki przedstawiono na rysunku 7.6.



Rys. 7.6. Podstawowe kierunki dywersyfikacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych

Pomijając, nie zawsze do końca uzasadnioną ekonomicznie, modę na podejmowanie nowych rodzajów działalności, bez jasno sformułowanego celu, identyfikacji posiadanych szczególnych kompetencji, przewagi konkurencyjnej czy świadomości

związanych z tym ograniczeń i ryzyka handlowego, a także szczególne przypadki, w których motywy dywersyfikacji są bądź niejasne, bądź nie mają głębszego uzasadnienia z punktu widzenia możliwych do osiągnięcia efektów, za podstawowe przyczyny podejmowania nowych rodzajów działalności przez polskie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne można uznać:

1. Traktowanie dywersyfikacji jako elementu szerszego procesu restrukturyzacji sektora i przedsiębiorstwa, umożliwiającego przede wszystkim racjonalizację zatrudnienia w obszarze podstawowej działalności, polegającą na tworzeniu mniejszych, ale sprawniej działających w odmiennych warunkach rynkowych organizmów gospodarczych, bardziej elastycznie reagujących na zmiany otoczenia gospodarczego i wymagania swoich odbiorców. W takich przypadkach „dywersyfikacja” ma przede wszystkim umożliwić sprawne przekształcenia w przedsiębiorstwie, oferując nowe, atrakcyjne „zewnątrzne” miejsca pracy i drogi awansu dla części załogi, osiągnięcie konkurencyjności w zakresie działalności podstawowej czy uporządkowanie odziedziczonej po poprzednim systemie gospodarczym struktury organizacyjnej. Tu dywersyfikacja jest zwykle tymczasowym środkiem i często końcowym efektem tych zmian, po daleko idącym usamodzielnieniu podległych spółek jest raczej zawężeniem zakresu działalności przedsiębiorstwa niż jego poszerzeniem.

2. Wspieranie procesów kształtowania się konkurencyjnego rynku dostawców towarów i usług przedsiębiorstw elektroenergetyki za pomocą tworzenia warunków sprzyjających powstawaniu nowych lub wzmacnianiu istniejących przedsiębiorstw eksploatacji sieci elektroenergetycznych, usług pomiarowych, diagnostycznych, transportowych, a także usług bankowych czy ubezpieczeniowych. Bezpośrednie efekty ekonomiczne takich działań dla firm elektroenergetycznych spodziewane są dopiero w dłuższej perspektywie czasowej i mają bardziej wynikać z funkcjonowania konkurencyjnego rynku, ograniczającego wzrost cen i zapewniającego bezpieczeństwo dostaw, niż z doraźnych udziałów w zyskach firm, w których został zaangażowany kapitał.

3. Poszukiwanie nowych źródeł przychodów, zysków i podstaw zapewnienia stabilności działania, szczególnie w sytuacji ostrego ograniczenia przychodów całego sektora elektroenergetyki, wynikającego ze sztywnej regulacji cen dla odbiorców i niezależnie narastających kosztów produkcji oraz dostawy energii elektrycznej. W wielu przypadkach związane jest to z próbami wykorzystania szczególnej, dającej przewagę konkurencyjną pozycji przedsiębiorstwa na rynku, wynikającej na przykład z pozycji na rynku bądź posiadania takich atutów, jak kadra, wiedza, zdobyte doświadczenie, dodatkowe wykorzystanie posiadanej czy modernizowanej infrastruktury (telekomunikacyjna sieć światłowodowa, obiekty położone na terenie całego kraju, maszty, uzbrojenie terenu itp.), sieć dystrybucyjna, systemy pobierania opłat, zbierania i przetwarzania informacji o potencjalnych konsumentach, jakie można uzyskać między innymi na podstawie charakterystyk zużycia energii elektrycznej, terminowości regulacji rachunków itp.

Jest chyba oczywiste, że w sprawnie funkcjonującej gospodarce rynkowej, z rozwiniętym rynkiem pracy, mobilną siłą roboczą, szeroką ofertą firm ubezpieczenio-

wych i finansowych, dwa pierwsze z wymienionych wyżej motywów przestają mieć podstawowe znaczenie, ustępując miejsca temu najważniejszemu – traktującemu dywersyfikację jako jedną z możliwych strategii, mających zapewnić przedsiębiorstwu lepszą pozycję konkurencyjną. Czy dywersyfikacja działalności stanowi sposób na przezwycięzenie trudności z utrzymaniem pozycji konkurencyjnej przez przedsiębiorstwa energetyczne w sytuacji zachodzących przemian strukturalnych, własnościowych i organizacyjnych? Z całą pewnością nie! Należy także stwierdzić, iż obecnie stosunek spółek dystrybucyjnych do dywersyfikacji jest zróżnicowany. Z jednej strony prezentowany jest pogląd, że zasoby i środki będące w dyspozycji przedsiębiorstwa elektroenergetycznego powinny być koncentrowane i wykorzystywane do realizacji działalności zasadniczej, rozwoju szczególnej kompetencji i specjalizacji w tym obszarze, co ma sprzyjać zdobyciu silniejszej pozycji konkurencyjnej i lepszej obsłudze odbiorców. Z drugiej strony wyrażany jest pogląd, że podstawowym zadaniem zarządów jest maksymalizacja wartości firm dla akcjonariuszy, co może w efekcie nieść dywersyfikację w te wszystkie obszary, w których oczekiwane są relatywnie lepsze efekty ekonomiczne działalności. Taka strategia stawia bardzo wysokie wymagania co do źródeł finansowania, zasobów ludzkich, rzeczowych czy informacyjnych, będących w dyspozycji firmy, oraz dużej elastyczności i kompetencji ich zarządów. Mimo że sprzyja ona budowie „portfela” działalności, przy rozwiniętym rynku papierów wartościowych zawsze jednak będzie rodzić się zasadnicze pytanie: czy „portfel” ten jest bardziej efektywny od portfela akcji, jaki może zbudować na własny użytek każdy z akcjonariuszy? Twierdząco odpowiedzieć można tylko w sytuacji pewnego „dopasowania” różnych rodzajów działalności, co oznacza wykorzystanie szczególnych kompetencji, wiedzy i doświadczeń, jakie nabyła firma we wszystkich rodzajach podejmowanej aktywności. Ważne jest przy tym, aby zachodziło zjawisko synergii, która zapewni lepszy całkowity efekt niż prosta suma niezależnie realizowanych zadań. Na przykład dzisiejsza dogodna pozycja konkurencyjna firm dystrybucyjnych i spółki przesyłowej na bardzo obiecującym rynku usług telekomunikacyjnych, która wynika między innymi z nadwyżki możliwości transmisyjnych na liniach przesyłowych traktów światłowodowych, już może być narażona na konkurencję nowych uczestników rynku spoza sektora. Przyczyną będzie z jednej strony coraz większa liczba niezależnych operatorów sieci telekomunikacyjnych (na przykład własną sieć światłowodową budują także Polskie Koleje Państwowe), czy gwałtownego wzrostu zdolności przesyłowych linii, z drugiej zaś dążenie komercyjnych operatorów do zwiększenia wartości swoich usług przez chociażby coraz lepszą obsługę, dostosowywanie się do potrzeb i życzeń klientów, ofertę usług komplementarnych. Prosta sprzedaż nadwyżek zdolności przesyłowych sieci telekomunikacyjnych, traktowanych jako „produkt uboczny”, przy rozwijającej się konkurencji przestanie być działalnością atrakcyjną. Czy w przyszłości będzie miejsce na robienie dobrego interesu, niejako „przy okazji” wykonywania działalności podstawowej?

Wszystkie te uwagi w takim samym stopniu dotyczą innych potencjalnych kierunków dywersyfikacji, które prędzej czy później będą wymagać głębokiego zaangażo-

wania zasobów, budowy i rozwoju szczególnych kompetencji, ciągłego udziału w grze konkurencyjnej na dynamicznie zmiennym rynku. Co ciekawe, dywersyfikacja dla wielu, dotychczas działających w warunkach monopolistycznych, firm może oznaczać wejście na rynki konkurencyjne ze wszystkimi tego pozytywnymi i negatywnymi skutkami. Dywersyfikacja, jeśli nawet nie jest uniwersalnym środkiem rozwiązywania problemów, to jest z pewnością praktyczną szkołą funkcjonowania w nowym otoczeniu rynkowym.

Spółka dystrybucyjna jako organizacja wirtualna

Wirtualność jest szczególną cechą powszechnie funkcjonującą w języku i w świadomości specjalistów z wielu środowisk naukowych. Semantyka tego określenia przeszła z opisu relatywnie prostych obiektów, tworzonych w obrębie informatyki, do opisu obiektów bardzo złożonych, jak np. organizacja gospodarcza [129].

Z.J. Klonowski definiuje pojęcie „wirtualna organizacja gospodarcza”, które oznacza, w pewnym uproszczeniu, zbiór jednostek organizacyjnych przestrzennie rozproszonych, realizujących wspólnie przedsięwzięcia gospodarcze, dobieranych dynamicznie do realizacji i na czas realizacji określonych zadań [144].

Przyjmując, że wirtualne organizacje gospodarcze przyszłości, szczególnie przedsiębiorstwa, działające na rynku globalnym, cechować będzie między innymi:

- zawieranie coraz częściej, szybciej i na coraz krótsze okresy nowych aliansów strategicznych ponad granicami państwowymi, rynkowymi, branżowymi, technicznymi i innymi, w celu uzyskania dostępu do rynków i zasobów – aliansów, prowadzących do organizacji – sieci,

- komponowanie organizacji – sieci w oparciu o coraz mniejsze jednostki organizacyjne (organizacje branżowe) – w tym nawet pojedyncze osoby, reprezentujące proste, elementarne własności i umiejętności funkcjonalne (kompetencje bazowe, kluczowe, rdzeniowe – *Corecompetitions*). Organizacje bazowe są skupione na tych rodzajach działalności, które wykonują najlepiej. W procesie komponowania organizacji – sieci będą odrzucane wszystkie jednostki, własności i zasoby, które nie zwiększają konkurencyjności i nie tworzą wartości dodanej w ogólnym łańcuchu organizacji – sieci,

- wykorzystywanie zasobów firm bazowych poza nimi (np. w organizacji wirtualnej), gdy ich użycie jest tam bardziej efektywne aniżeli w firmie macierzystej,

- posiadanie i rozwijanie cech społeczności międzynarodowych, zintegrowanych wokół wspólnych wizji, wartości i celów,

- rozwijanie zdolności działania w rozległych sieciach powiązań i środowiskach różnych kultur i różnych systemów wartości, posiadanie zdolności do ostrej walki konkurencyjnej,

– organizacje te będą mieć warunki do globalnego współzawodnictwa.

Tak określone organizacje gospodarcze będą funkcjonować jako ogniwa ogólnoświatowej sieci logistycznej. Aby mogło to być realne, niezbędne są odpowiednio

sprawne systemy informatyczne zarządzania organizacjami i ich wszystkimi elementami, łącznie z całym zbiorem węzłów i powiązań logistycznych. Istota organizacji wirtualnych jest wyraźnie ukształtowana i postrzegana jako sposób przewyższania większości obecnych i przewidywanych globalnych problemów gospodarczych.

Jakkolwiek obecnie spółki dystrybucyjne, w polskich warunkach, nie są przygotowane do transformacji w tego typu organizacje gospodarcze, w przyszłości zasadne wydaje się badanie zmian w technologiach wytwarzania i eksploatacji, prowadzonych od zhierarchizowanych, funkcjonalnych struktur zarządzania do organizacji opartych na systemach informatycznych i wiedzy.

8. ZAKOŃCZENIE

Sektor energetyczny w wielu krajach świata podlega obecnie dynamicznym i poważnym zmianom, związanym ze stopniowym odejściem od monopolistycznych struktur rynku, deregulacją, a także prywatyzacją. Podobne zmiany w sektorze energetycznym oraz elektroenergetyce zachodzą także w naszym kraju, w którym równolegle nakładają się dwa, a nawet trzy procesy. Pierwszy – najważniejszy – dotyczy transformacji polskiej gospodarki, w której przemysł energetyczny odgrywa szczególną i ważną rolę. Jest w pewnym sensie naturalne, że odejście w krajowej energetyce od silnego wpływu państwa będzie procesem trudnym i bardzo złożonym. W niemałym stopniu ma na to wpływ dziedzictwo gospodarki centralnie planowanej, w której sektor energetyczny był szczególną enklawą, działającą w warunkach omnipotencji państwa i silnego lobbingu branżowego oraz przeświadczenia, iż Polska jest energetyczną potęgą (węglową), co stwarza warunki do stosowania niskich cen energii. Zmiana tego typu myślenia zachodziła przez pierwszą połowę lat dziewięćdziesiątych. Obecnie można przyjąć, iż w Polsce proces reform strukturalnych sektora przekroczył swoistą „masę krytyczną” i nabrał tempa zarówno w zakresie intelektualnego zbliżenia poglądów, dotyczących reform sektora, jak i w zakresie działań i faktów związanych z rozwojem rynku energii. Na drugi proces składa się spodziewany bliski termin integracji z Unią Europejską i konieczność akceptacji rozwiązań unijnych w zakresie kształtu, rozwoju i otwarcia wewnętrznego i międzynarodowego rynku energii. Trzeci proces, w końcu, to oddziaływanie otoczenia gospodarczego i społecznego, charakteryzującego się większym poziomem „świadomości rynkowej” i upatrującego określonych korzyści ekonomicznych w rynkowej transformacji sektora energetyki.

W tej sytuacji wydaje się, iż podjęte przez autora badania są ważne i aktualne, zarówno z teoretycznego, jak i praktycznego punktu widzenia. Rozważania zawarte w pracy pozwoliły na dokonanie identyfikacji i analizy sytuacji spółek dystrybucyjnych oraz umożliwiły sformułowanie strategii ich rozwoju i wyznaczyły kierunki procesów restrukturyzacji, integracji i prywatyzacji.

Wyniki badań potwierdziły także tezę, zgodnie z którą wyznacznikiem procesu zmian strukturalnych spółek dystrybucyjnych jest zmiana struktury rynku energii.

Wnioski, wynikające z analizy przedstawionych w pracy zagadnień, można podzielić na dwie grupy. Pierwsza dotyczy, zawartych w trzech pierwszych rozdziałach, rozważań na temat teoretycznych i praktycznych aspektów kształtowania się rynku energii elektrycznej i jego regulacji. Z analiz zamieszczonych w rozdziale pierwszym wynika, że w warunkach rynku energii możliwe jest znaczne rozszerzenie zakresu występowania konkurencji. Warunkiem rozwoju rynku energii jest rozwój zakresu przedmiotowego rynku, a zwłaszcza rynku bilansującego i giełdy energii i rynku tzw. usług systemowych.

Wdrożenie konkurencji na rynku energii elektrycznej wymaga odejścia od struktury monopolistycznej. Jest to możliwe przez przekształcenie rynku monopolistycznego w oligopol lub stworzenie warunków do wystąpienia rynków spornych. W tym ostatnim przypadku rynek monopolistyczny może być zachowany, ale monopole, w obawie przed wejściem na rynek nowych firm, przestaną wykorzystywać swoją monopolistyczną pozycję. Można przyjąć, że w Polsce w praktyce gospodarczej będzie zachodził proces rozwoju rynków spornych, a następnie tworzenia struktur oligopolistycznych. W odniesieniu do podmiotu pracy – spółek dystrybucyjnych – należy stwierdzić, iż w zakresie sieci dystrybucyjnych utrzymana będzie pozycja monopolistyczna, a w zakresie handlu (obrotu energią) pojawią się silne tendencje do wzrostu konkurencji.

Rynek energii jest regulowany. Pojawia się jednak istotne pytanie o cele, warunki, instrumenty i zakres tej regulacji. Należy tu wyróżnić ogólne zasady ochrony konkurencji w gospodarce oraz szczególne zasady regulacji rynku energii. W zakresie ogólnych zasad konkurencji, z punktu widzenia sektora energetyki, na czołowe miejsce wysuwa się problem poziomych i pionowych porozumień – przeciwdziałanie tworzeniu sztucznych barier wejścia na rynek nowym przedsiębiorstwom. W zakresie regulacji szczególne znaczenie ma natomiast oddzielenie wytwarzania od przesyłu energii oraz oddzielenie przesyłania od dostaw, a także, a może przede wszystkim, zasada swobodnego wyboru dostawcy (TPA). Dodać jeszcze należy zasady stanowienia cen i taryf. Autor tej rozprawy sądzi, że zasada ustalania cen na podstawie kosztów uzasadnionych (przy braku możliwości precyzyjnego określenia poziomu cen uzasadnionych) nie sprzyja procesom zmierzającym do zwiększenia efektywności przez podmioty gospodarcze, które te zasady stosują. W tym kontekście szczególnie ważne wydaje się rozszerzenie zakresu występowania rynku pozataryfowego (niepodlegającego zatwierdzeniu przez URE). W praktyce nasuwa się tu postulat jak najszerszego stosowania zasady TPA.

Na tle teoretycznych i praktycznych problemów kształtowania się i rozwoju rynku energii elektrycznej, w drugiej części pracy podjęto problemy bezpośrednio związane z funkcjonowaniem spółki dystrybucyjnej w warunkach zmian struktury rynku energii.

Przeprowadzone analizy i badania oceny sytuacji spółek dystrybucyjnych w świetle studiów zawartych w pierwszej części pracy pozwoliły na sformułowanie przedstawionych dalej uwag i wniosków o charakterze zarówno ogólnym, jak i szczegółowym, a dotyczących obecnej sytuacji spółek, zasad formułowania przez nie strategii,

zachodzących procesów restrukturyzacji i możliwości ewolucji sposobów funkcjonowania w przyszłości.

Pomiędzy 33 spółkami dystrybucyjnymi, działającymi obecnie w kraju, występuje silna asymetria. Dotyczy ona zarówno wartości przychodów, poziomu aktywów, zaawansowania procesów restrukturyzacji, możliwości zwiększenia sp zedaży, a zatem i sytuacji ekonomiczno-finansowej. Odnosi się to także do czterech spółek dystrybucyjnych działających na terenie Dolnego Śląska.

W okresie ostatnich trzech lat systematycznie obniża się rentowność sprzedaży, może to spowodować trudności w utrzymaniu płynności finansowej, istnieje także ryzyko wzrostu zadłużenia krótkoterminowego.

Dostosowanie się spółek do zmienionych warunków funkcjonowania wymaga szybkiego podejmowania działań prowadzących do zmiany dotychczasowej strategii i zmiany struktury organizacyjnej w taki sposób, aby z jednej strony zapewnić sprawne działanie organizacji w przyszłości i lepiej dostosować ją do otoczenia, z drugiej zaś, by nie zakłócić spełniania dotychczas dobrze realizowanych funkcji oraz przejściowo nie pogorszyć możliwości efektywnego i skutecznego zarządzania firmami.

Z punktu widzenia interesów właścicieli i załogi spółek, a także efektywności systemu zarządzania, właściwa byłaby strategia zawierająca: śmiałe zmiany organizacyjne i systemy zarządzania, prowadzące do zwiększenia rentowności i wartości spółek.

Dostosowanie się spółek do, podlegającego silnej fluktuacji, otoczenia wymaga jasnego sformułowania koncepcji biznesu – misji. Dla hipotetycznej spółki przyjęto misję w brzmieniu: skutecznie i efektywnie, korzystając z zasobów pracy i innych czynników produkcji, dostarczać bezpiecznie i bez zakłóceń energię elektryczną odbiorcom. Zapewniając korzyści właścicielom i załodze spółki, stosować konkurencyjne ceny i aktywnie współdziałać na rzecz racjonalizacji produkcji i zużycia energii na terenie regionu.

Z misji wyprowadzono dwa cele wiodące, a mianowicie: cel pierwszy – dostosowanie spółki do zakresu przedmiotowego rynku energii elektrycznej, a zwłaszcza giełdy i rynku usług systemowych oraz rynku lokalnego energii; cel drugi – pewne i bezpieczne dostarczanie energii elektrycznej odbiorcom, przy jednoczesnym równoważeniu interesów spółek i interesów odbiorców.

Większość spółek wymaga pilnego wprowadzenia programów restrukturyzacji. Podstawowym warunkiem zastosowania procesów wewnętrznej restrukturyzacji spółek we wszystkich istotnych obszarach jest wdrożenie bez zwłoki struktury organizacyjnej, pozwalającej na dostosowanie spółki do zorientowanego rynkowo otoczenia.

W odniesieniu do wielu obecnych struktur organizacyjnych zmiany te są zasadnicze i polegają na: powołaniu nowego pionu obrotu (handlu) energią elektryczną; poważnej zmianie struktury organizacyjnej pionu technicznego, który w niedalekiej przyszłości powinien spełniać funkcje operatora sieci przesyłowej i dystrybucyjnej; zmianie struktury pionu ekonomiczno-finansowego.

Analiza struktury organizacyjnej spółek dystrybucyjnych wskazuje, iż na przyjęcie konkretnych rozwiązań strukturalnych większy wpływ mają czynniki wewnętrzne

– mające swoje źródło w zakładach, przede wszystkim strategia działania firmy, sformułowana przez jej zarząd, tradycje oraz poziom dotychczasowych rozwiązań organizacyjnych. Trzeba podkreślić jednak, iż są wyjątki od tej reguły.

Ważne miejsce w procesie zmian struktury spółki ma restrukturyzacja procesu dokonywania zakupów i sprzedaży. Celem tego typu procesu jest zapewnienie dywersyfikacji przychodów przez aktywne działanie na nowych, tworzących się rynkach oraz orientacji na konsumenta.

Szczególnie ważnym obszarem restrukturyzacji są finanse. Warunkiem skorzystania w tym zakresie z możliwości, jakie stwarza rynek, jest zmiana strategii finansowej przejawiająca się w zmniejszaniu poziomu kosztów stałych. Wydaje się jednak, że zmiana świadomości zarządów spółek w tej sferze będzie procesem dłuższym i niełatwym.

W kontekście przedstawionej wyżej koncepcji, zgodnie z którą poziom zasobów finansowych jest podstawowym wyznacznikiem strategii finansowej, należy zwrócić uwagę na następujące zagadnienia:

➤ Zwiększy się znaczenie amortyzacji, która jest szczególnym, z punktu widzenia przepływów pieniężnych, składnikiem kosztów. Odpisy amortyzacyjne zwiększają bowiem zasoby pieniądza pozostającego w przedsiębiorstwie. Spółki będą żywotnie zainteresowane we wzroście wysokości odpisów amortyzacyjnych, przez co im krótszy będzie okres odpisów (dla danego środka trwałego), tym lepiej.

➤ Przedsiębiorstwa będą dążyły – tak szybko, jak to możliwe – do wymiany starych technologii oraz maszyn i urządzeń pod warunkiem, że pozwoli to na obniżenie kosztów.

➤ Poziom inwestycji będzie określony przez możliwość uzyskania w odpowiednim czasie zwrotu poniesionych nakładów, z równoczesną analizą możliwości substitucji kosztów stałych przez zmienne składniki kosztu.

➤ Będzie występowała tendencja do zastępowania kontraktów długoterminowych przez średnio- i krótkoterminowe. Związane to będzie z wyraźnymi preferencjami dla zmiennych składników kosztów. Kontrakty długoterminowe bowiem z natury rzeczy „wyprowadzane są” z poziomu kosztów stałych, gdy tymczasem w warunkach konkurencyjnego rynku decydujące znaczenie będzie miało dążenie do ich obniżenia.

Z przedstawionych uwag wynika jednoznacznie, że konkurencyjny rynek będzie w przedsiębiorstwach stwarzał silne bodźce do zmiany systemu ewidencjonowania kosztów w ten sposób, aby precyzyjnie określić składniki kosztów stałych i zmiennych. W wielu spółkach dystrybucyjnych prowadzić to będzie do bardzo poważnej zmiany systemu rachunkowości. Spowoduje to także powstanie nowych bodźców do korekty systemu ustalania cen i taryf na energię elektryczną.

Ostatnim wyróżnionym obszarem restrukturyzacji jest restrukturyzacja techniczna. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na realizację inwestycji umożliwiających: przyłączenie nowych odbiorców, głównie budowę i rozbudowę rozdzielni, sieci energetycznej średniego i niskiego napięcia. Ważne są również inwestycje usprawniające funkcjonowanie całej spółki. Należą do nich między innymi: uruchomienie pętli światłowodowej przesyłającej dane i sygnały telekomunikacyjne pomiędzy poszczegól-

mi jednostkami, stała rozbudowa struktury informatycznej czy rozbudowa systemów łączności pozwalająca na dywersyfikację źródeł przychodów.

W świetle przeprowadzonej w rozdziale siódmym analizy kierunków przekształceń spółki dystrybucyjnej, w bliższej i dalszej przyszłości, na plan pierwszy wysuwają się zagadnienia integracji i prywatyzacji. Wydaje się, że proces integracji będzie wyprzedzał prywatyzację.

Reasumując, należy stwierdzić, że propozycje integracji spółek dystrybucyjnych w grupy mają uzasadnienie. Utworzenie sześciu grup spółek dystrybucyjnych pozwoli uzyskać dość symetryczny układ, w którym poszczególne spółki będą dysponowały podobnymi potencjałami i będą miały podobny udział w rynku. Na tle sześciu grup spółek widać wyraźnie wyjątkowość i atrakcyjność dla potencjalnych inwestorów GZA S.A. i STOENU, która polega na koncentracji odbiorców, sieci, wielkości zapotrzebowania na energię na relatywnie małym obszarze kraju.

Pojawia się w tym kontekście pytanie o tempo, skalę i skutki tego procesu prywatyzacji. Jednym z możliwych i prawdopodobnych rozwiązań jest przekształcenie monopolu państwowego spółki w monopol prywatny z licznymi konsekwencjami związanymi z powrotem do tej struktury rynku energii. Warto w końcu zwrócić uwagę na nieuchronną dywersyfikację produktów spółki dystrybucyjnej i możliwość ewolucji w kierunku wirtualnego przedsiębiorstwa przyszłości.

Na końcu tego podsumowania należy odnieść się do wniosków wynikających z rozważań i obliczeń zawartych w załączniku. Przeprowadzone szacunki wyceny wartości spółki prowadzą do następujących wniosków:

1. Wzrost wartości spółek dystrybucyjnych, a także wzrost stopy kapitału, wymaga podwyższenia realnej ceny energii elektrycznej, choć wcale nie musi to być wzrost znaczny, obniżenia kosztów operacyjnych działalności spółek, co jest możliwe po dokonaniu głębokiego procesu restrukturyzacji, zwiększenia poziomu sprzedaży, co może wymagać dywersyfikacji produkcji, a zatem wejścia w nowe obszary działalności.

2. Regulacja przedsiębiorstw, zwłaszcza cen i taryf, na podstawie kosztów uzasadnionych prowadzi do zdecydowanego obniżenia wartości spółek mierzonej metodą dochodową.

3. Uwolnienie rynku i restrukturyzacja spółek prowadzi do wyraźnego zwiększenia ich wartości.

4. Metoda wartości księgowej netto wydaje się mieć dobre zastosowanie jako jedna z metod wyceny wartości spółek dystrybucyjnych.

5. Regulacja kształtowania przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej wymaga uwzględnienia w procesie regulacji kosztu kapitałów.

Przedstawione wyżej wnioski dają się podsumować ważnym i aktualnym stwierdzeniem: zaniechanie lub zahamowanie procesu zmian struktury rynku energii elektrycznej, a także zaniechanie lub zahamowanie procesu restrukturyzacji spółek dystrybucyjnych, tak aby dostosowały się do zmian w otoczeniu, jest działaniem na szkodę tych podmiotów – prowadzi bowiem do obniżenia ich wartości.

ZAŁĄCZNIK

STOPA ZWROTU KAPITAŁU I WARTOŚĆ SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH

1. Wprowadzenie

W kontekście rozważań zawartych w zasadniczej części niniejszej monografii ważna i konieczna staje się refleksja nad dwoma aspektami procesów gospodarczych zachodzących w spółkach dystrybucyjnych. Pierwszy z nich dotyczy wysokości stopy zwrotu kapitału, drugi (związany zresztą z pierwszym) – problemów wyceny wartości spółki.

Trzeba stwierdzić, iż zasygnalizowane problemy nie są częstym przedmiotem teoretycznych rozważań i dyskusji, prowadzących do jasnych i niebudzących dyskusji wycen. Nie sposób nie odwołać się w tym miejscu do poglądów J. Popczyka [139], [140], który uważa, że „dramatem państwowej elektroenergetyki” jest to, iż ogromny kapitał znajdujący się w tym sektorze nie podlega zwrotowi, zgodnie z regułami ekonomicznej gry, a jednym z istotnych powodów jest odkładanie prywatyzacji polskiej elektroenergetyki.

W istocie bowiem elektroenergetyka jest branżą charakteryzującą się rentownością zbliżoną do zera. Dla 33 spółek dystrybucyjnych na przykład rentowność kapitału netto wynosiła 0,8% w roku 2000 (zob. tabela 5.7.), a rentowność kapitałów własnych wyniosła, według szacunkowych danych, nie więcej niż 1,7%. Są to bez wątpienia stopy relatywnie niskie, zwłaszcza wtedy, gdy planuje się prywatyzację spółek dystrybucyjnych.

Z punktu widzenia kształtowania się stopy zwrotu kapitału procesów prywatyzacji wyjątkowość spółki dystrybucyjnej polega w istocie na tym, że:

- ponad 70% kosztów to koszty zakupu energii elektrycznej,
- cena sprzedaży energii na rynku taryfowym jest zatwierdzana przez URE na podstawie, dość nieokreślonej, kategorii kosztów uzasadnionych; nie uwzględnia się w procesach regulacji kosztów kapitału,

➤ występuje relatywnie niski poziom kapitałów obcych zarówno długoterminowych, jak i krótkoterminowych (wraz z funduszami specjalnymi), który nie przekracza na ogół 20% pasywów¹,

➤ szczególnie istotną wartością jest rynek, na który składają się odbiorcy na terenie działania spółki,

➤ różnicowane jest zaawansowanie procesów restrukturyzacji wewnętrznej prowadzących do wzrostu efektywności wykorzystania zasobów, a dzięki temu do wzrostu wartości.

Każda z przedstawionych wyżej okoliczności wywiera bezpośredni wpływ zarówno na stopę zwrotu kapitału, jak i na metody wyceny wartości spółki oraz samą jej wartość. Rozpatrzymy ten problem bardziej szczegółowo.

2. Siły tworzące wartość

W literaturze przedmiotu [18], [50], [160] wyróżnia się siedem kluczowych czynników decydujących o wzroście wartości firmy dla akcjonariuszy (tzw. generatorów wartości – *ValueBuilder*). Wydaje się, iż z tych siedmiu czynników dla spółki dystrybucyjnej należy wybrać pięć. Są to:

1. Stopa wzrostu przychodów netto ze sprzedaży.
2. Marża zysku operacyjnego (w ujęciu gotówkowym).
3. Inwestycje w kapitał obrotowy.
4. Inwestycje w kapitał trwały.
5. Koszt kapitału.

W tabeli Z.1 każdy z podanych wyżej czynników został przedstawiony w postaci kilku punktów.

Tabela Z.1. Wykorzystanie sił wzrostu wartości spółki dystrybucyjnej

STOPA WZROSTU PRZYCHODÓW
Odejście od rynku regulowanego. Zapewnienie rentownego wzrostu sprzedaży. Wejście na nowe rynki. Wprowadzenie nowych produktów (biznesów). Oferowanie określonych korzyści w powołanych punktach doradztwa energetycznego.
WZROST MARŻY OPERACYJNEJ
Obniżenie kosztów w wyniku restrukturyzacji (w tym <i>outsourcing</i>). Scentralizowanie i skonsolidowanie funkcji finansowych (pieniężne, podatkowe, windykacja należności). Zmiana struktur procesów prowadzenia biznesów, włącznie z konsolidacją, rozliczaniem kosztów według źródeł ich powstawania.

¹ Na podstawie raportów rocznych za 2000 rok.

KAPITAŁ OBROTOWY
Wdrożenie przeglądów kapitału obrotowego. Poprawienie zarządzania należnościami i zobowiązaniami.
WYDATKI KAPITAŁOWE
Opracowanie oceny kapitału, przeglądów jego wykorzystania oraz technik finansowania przedsięwzięć. Opracowanie efektywnych sposobów sfinansowania przyłączy. Opracowanie systemów zarządzania pieniędzem, ryzykiem oraz kursami walut.
ŚREDNI ROCZNY KOSZT KAPITAŁU
Doprowadzenie do zrozumienia kosztu kapitału przez zarząd i kadre kierowniczą wyższego i średniego szczebla. Obliczanie, optymalnej w danych warunkach, dźwigni finansowej. Obniżenie kosztu kapitału według strategicznych jednostek biznesu (do tej pory: dystrybucja, handel i wytwarzanie energii).

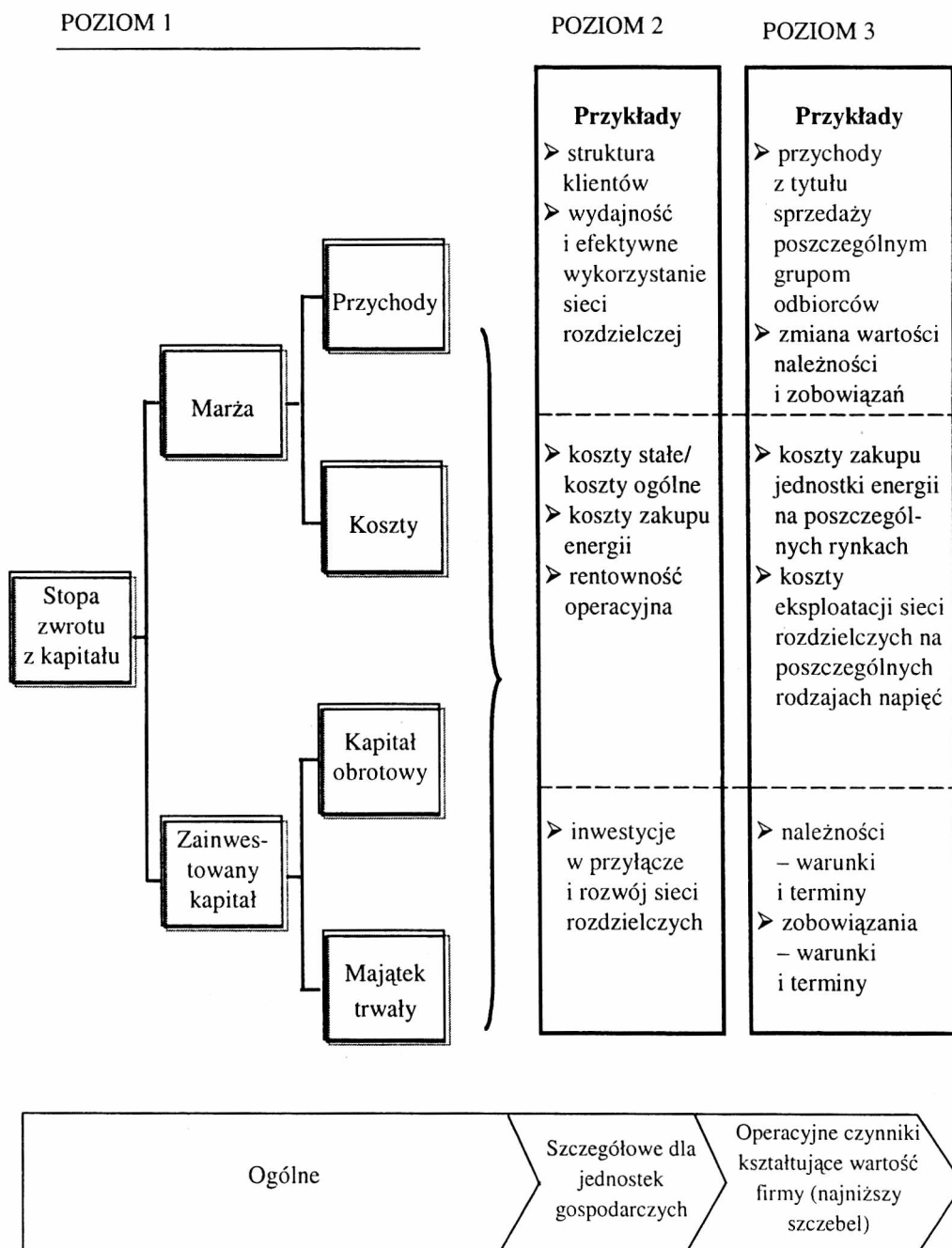
Opracowanie własne na podstawie [160].

Bezpośrednie powiązanie stopy zwrotu kapitału z wieloletnimi przepływami gotówkowymi i wyceną przedsiębiorstwa przedstawiono na schemacie Z.1, na którym pokazano, że czynniki wyznaczające wartość spółki dystrybucyjnej występują na trzech poziomach. Być może w przyszłości można będzie wyróżnić czwarty i ewentualnie piąty poziom, ale wymaga to uświadomienia wartości spółki wszystkim pracownikom przedsiębiorstwa (w obecnych warunkach postulat ten wydaje się niemożliwy do spełnienia). Na schemacie wyróżniono poziom ogólny, na którym kształtuje się stopa zwrotu kapitału i rentowność prowadzonej działalności gospodarczej. Na poziomie drugim wyszczególniono zmienne występujące w dwóch obszarach: rynku i efektywności wykorzystania czynników produkcji wewnątrz spółki. Na poziomie trzecim występują czynniki, które są uwarunkowane decyzjami podejmowanymi przez menedżerów na wyższym i średnim poziomie zarządzania.

Cele dotyczące kształtowania wartości spółki muszą być odpowiednio przystosowane do poziomu zajmowanego przez pracownika w hierarchii przedsiębiorstwa. Dla dyrektora jednostki gospodarczej będzie to bezpośrednie tworzenie wartości mierzonej finansowo. Zadania menedżerów funkcyjnych będą dotyczyć obsługi klienta, udziału w rynku, jakości produkcji i wydajności pracy. Dla kierownika zarządzającego pracą sieci dystrybucyjnych zostaną natomiast rozbite na koszt jednostkowy, czas przesyłu czy straty.

Przy wyborze celu finansowego menedżerowie często stoją przed trudną decyzją. Wzrost zysku na akcję, maksymalizacja wskaźnika cena–zysk albo cena–wartość księgową, zwiększenie stopy zwrotu z aktywów (ROA) to tylko kilka z wielu możliwości. Oznacza to jednak, że zwiększenie wartości firmy jest jednym z podstawowych celów przedsiębiorstwa.

Czynniki określające wartość spółek nie mogą być brane pod uwagę niezależnie jeden od drugiego. Na przykład wzrost ceny może mieć znaczny wpływ na stopę zwrotu kapitału i wartość przedsiębiorstwa, gdy jednocześnie wzrostowi cen nie będzie towarzyszyło zmniejszenie udziału w rynku.



Schemat Z1. Identyfikacja czynników kształtujących wartość firmy

Opracowano na podstawie [18], [183]

3. Wycena wartości

Wszystkie decyzje w zarządzaniu są oparte, świadomie lub nie, na jakimś modelu wyceny. Dla podejmującego decyzję menedżera korzystne jest więc zastosowanie takiego modelu, który najdokładniej symuluje zachowanie rynku i najlepiej pokazuje, jak zareaguje on na efekty danej decyzji.

Przedsiębiorstwo musi przyjąć dwa rodzaje celów – finansowe, którymi w swoich działaniach kieruje się zarząd, oraz niefinansowe zadania motywujące, które są bodźcem dla całej organizacji. W literaturze przedmiotu podkreśla się, że tradycyjne mierniki wyników finansowych, takie jak zysk czy stopa wzrostu zysku, nie zawsze dobrze oddają wzrost wartości, więc firmy powinny bardziej bezpośrednio ukierunkować się na tworzenie wartości [10], [18], [83]. Oznacza to, że muszą one wyznaczać cele wyrażone w kategoriach zdyskontowanych przepływów gotówkowych, które są bezpośrednim miernikiem tworzenia wartości przez przedsiębiorstwo.

Wartość przedsiębiorstwa najczęściej szacuje się dwiema metodami. Pierwsza z nich – metoda aktywów netto – opiera się na wycenie wartości majątku. Określa ona wartość środków trwałych netto oraz środków obrotowych finansowanych ze środków własnych przedsiębiorstwa na podstawie zapisów w jego bilansie. Od wartości księgowej aktywów odejmuje się wartość kapitału obcego – zobowiązań. Drugą jest metoda zdyskontowanego strumienia przepływów pieniężnych (jedna z podstawowych metod podejścia dochodowego). Metody dochodowe są oparte na założeniu, że przedsiębiorstwo jest tyle warte, ile przyniesie dochodu w założonym okresie, po przyjęciu określonego kosztu kapitału [83].

Każda z tych metod ma właściwe dla niej wady i zalety. Słabości metody aktywów netto, wyrażone w sposób syntetyczny, są następujące:

- podobnie jak wszystkie metody opierające się na wartości składników majątku, abstrahuje ona od efektywności wykorzystania środków będących w posiadaniu firmy,

- zorientowana jest na księgową wartość poszczególnych składników majątkowych, a nie na ich realną wartość rynkową.

Słabością metody dochodowej jest natomiast przede wszystkim to, że wartość przedsiębiorstwa jest określana przez porównanie strumienia przychodów i kosztów, które wystąpią w przyszłości. Wymaga to przyjęcia określonych założeń dotyczących zarówno możliwości osiągnięcia przychodów, jak i kosztów ich uzyskania. W takiej sytuacji nieuchronnie wystąpi mniejszy lub większy poziom ryzyka i niepewności, który trudno wyeliminować. Szacunek wartości firmy metodą dochodową sporządza się zwykle wariantowo [83].

Nie jest łatwo znaleźć w literaturze przedmiotu analizę metod oceny wartości z perspektywy przedsiębiorstw regulowanych. Wyjątkiem jest tutaj interesująca praca [18]. Autorzy jej uważają, że w przypadku przedsiębiorstw, które określają mianem

użyteczności publicznej, ale które jednocześnie są spółkami publicznymi – notowanymi na giełdach, metoda wyceny wartości księgowej netto może być dobrym sposobem wyceny. Stawiają bowiem tezę, popartą danymi statystycznymi, iż w przedsiębiorstwach sektora energetyki stosunek wartości rynkowej (giełdowej) na akcję do stosunku wartości księgowej na akcję jest relatywnie niewielki i wynosi od 1,17 do 1,65. Sprawdzenie tej tezy w polskich warunkach jest, oczywiście, niemożliwe, wymaga to bowiem ustalenia obiektywnej miary wartości rynkowej.

W podsumowaniu można stwierdzić, że wybór metody wartości księgowej lub skorygowanej wartości księgowej, jako prowadzącej do właściwej wyceny spółki, zależy od tego, czy zdolność tworzenia zysków i dodatnich przepływów pieniężnych jest mocno powiązana z wartością tych aktywów zawartych w bilansie.

Podstawowe podejście w literaturze ekonomicznej, jak również w praktyce – w analizach banków inwestycyjnych i grup analityków rynków kapitałowych w zakresie szacowania wartości firmy – oraz procesy tworzenia wartości dla akcjonariuszy (właścicieli) opierają się na zdyskontowaniu przewidywanych przyszłych przepływów pieniężnych przez koszt zaangażowanego kapitału (własnego i obcego).

W literaturze występują de facto trzy podejścia do szacowania wartości firmy dla akcjonariuszy:

➤ najbardziej powszechne – oparte na metodach: zdyskontowanych prognozowanych przyszłych przepływów pieniężnych (DCF), szacowania wartości firmy dla akcjonariuszy (*Shareholders Value*), dodanej wartości dla akcjonariuszy (*Shareholders Value Added*);

➤ rosnącej popularności – oparte na koncepcji wartości dodanej, tj. rynkowej wartości dodanej (*Market Value Added*), ekonomicznej wartości dodanej (*Economic Value Added*) lub zysku ekonomicznym (*Economic Profit*);

➤ zbliżone do podejścia pierwszego, to znaczy oparte na przepływach pieniężnych netto, uzyskiwanych z inwestycji kapitałowych (*Cash Flow Return On Investment*) [17], [18].

Podejścia te, choć zbliżone do siebie metodologicznie, różnią się nieco, jeśli chodzi o akcenty. Różne podejścia są także stosowane we współpracy z firmami prowadzącymi działalność biznesową przez wielkie, globalne firmy audytorskie, doradczo-konsultacyjne czy banki inwestycyjne (Pricewaterhouse-Coopers, Arthur Andersen, Mc Kinsey&Co., Boston Consulting Group).

Ostatecznie, w metodzie zdyskontowanych przepływów netto wartość firmy jest określona przez:

➤ bieżącą wartość przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w okresie prognozy,

➤ bieżącą wartość wartości rezydualnej – wartość uzyskaną ze zbycia papierów wartościowych.

W dalszej części obie metody – aktywów netto i zdyskontowanych przepływów pieniężnych – zastosowano do wyceny wartości spółek dystrybucyjnych.

Tabela Z.2. Wybrane dane charakteryzujące spółki dystrybucyjne w Polsce, według stanu na 31.12.2000 roku

Lp.	Wybrane dane	GZE	STOEN	Energetyka Poznańska	Warszawa -Teren	ZE Będzin	Energa Gdańsk	ZE Kraków	ZEOR-K	Łódź-Teren
1	PRZYCHODY	2 456 915	1 219 262	1 252 469	1 041 675	1 114 557	755 813	1 047 398	903 564	850 767
2	Przychody ze sprzedaży i zrównane	2 308 099	1 161 311	1 225 638	1 021 314	1 023 030	741 042	1 017 850	861 992	810 760
3	Pozostałe przychody operacyjne	75 114	30 602	10 901	6 132	60 496	4 847	18 064	26 857	26 324
4	Przychody finansowe	70 831	26 794	13 710	14 153	29 912	8 956	10 121	14 395	12 001
5	Zyski nadzwyczajne	2 871	555	2 220	76	1 119	968	1 363	320	1 682
6	KOSZTY	2 403 020	1 166 832	1 226 041	1 033 530	1 113 181	745 944	1 006 738	901 608	827 060
7	Koszty uzyskania przychodów	2 139 232	1 125 338	1 202 352	1 018 621	1 055 952	731 374	993 228	869 666	811 520
8	Pozostałe koszty operacyjne	197 378	12 845	9 216	4 978	22 185	4 812	5 268	18 335	12 413
9	Koszty finansowe	62 990	28 003	11 164	9 588	33 529	7 964	6 299	12 935	947
10	Straty nadzwyczajne	3 420	646	3 309	343	1 515	1 794	1 943	672	2 180
11	ZYSK BRUTTO	53 895	52 430	26 428	8 145	1 376	9 869	40 660	1 956	23 707
12	Obciążenie wyniku finansowego	52 101	24 825	10 154	5 633	206	2 271	16 604	304	9 332
13	AMORTYZACJA									
14	INWESTYCJE									
15	Zmiana operacyjnego kapitału obrotowego	-44 140	-283 829	-69 886	-122 634	-86 514	-121 514	-55 233	-47 771	12 694
16	Aktywa bieżące	463 000	195 088	179 793	111 025	270 336	198 358	118 169	105 249	130 293
17	Pasywa bieżące	507 140	478 917	249 679	233 659	356 850	319 872	173 402	153 020	117 599
18	PASYWA OBCE	512 248	481 167	301 554	241 254	368 778	329 781	211 873	153 020	117 599

cd. tab. Z.2

Lp.	ZE Rzeszów	Energetyka Kaliska	ZE Wrocław	ZE Bydgoszcz	Łódzki ZE	ZE Toruń	LUBZEL	ZE Opole	ZE Tarnów	ZE Białystok	ZE Legnica	Beskidzka Energetyka	ZE Szczecin
1	833 475	790 880	688 662	675 897	648 967	628 569	674 960	585 968	385 140	627 567	582 217	592 922	566 908
2	762 528	768 682	632 855	636 627	612 886	605 917	636 249	567 850	380 724	611 338	577 623	571 780	546 657
3	60 982	15 112	45 027	34 060	20 525	19 785	35 450	15 495	3 647	9 328	2 018	15 391	14 789
4	9 324	6 808	10 265	5 093	11 981	2 479	1 738	2 336	589	4 142	2 351	3 621	4 567
5	641	278	515	117	3 575	388	1 523	287	180	2 759	225	2 130	895
6	795 932	784 051	640 557	672 962	645 473	610 712	664 179	584 917	381 076	604 545	557 898	586 202	553 351
7	773 739	781 448	621 296	654 983	625 211	598 130	652 319	572 655	380 235	599 289	554 781	577 643	543 270
8	14 670	1 848	4 797	8 704	9 709	9 855	1 915	10 067	749	4 122	1 906	3 903	7 955
9	6 982	54	13 953	8 508	8 722	1 128	6 464	1 598	58	554	923	2 586	1 281
10	541	701	511	767	1 831	1 599	3 481	597	34	580	288	2 070	845
11	37 543	6 829	48 105	2 935	3 494	17 857	10 781	1 051	4 064	23 022	24 319	6 720	13 557
12	15 209	338	21 202	455	516	8 309	2 566		2 015	10 171	9 728	2 810	
13			54 550		34 615						20 300		
14			50 000								35 000		
15	-40 922	-4 985	-14 531	-199 469	-51 419	-19 999	-33 851	-9 520	-19 403	-27 929	-16 714	-34 407	-13 935
16	118 953	78 110	120 150	94 913	65 698	89 388	70 898	79 678	59 818	79 259	60 518	52 110	69 826
17	159 875	83 095	134 681	294 382	117 117	109 387	104 749	89 198	79 221	107 188	77 232	86 517	83 761
18	163 908	83 095	67 058	294 555	147 006	113 922	115 359	92 775	85 817	107 562	67 058	88 413	85 901

cd. tab. Z.2

Lp.	ZE Częstochowa	ZE Płock	Zamojska Korporacja En.	ZE Olsztyn	ZE Zielona Góra	ZE Wałbrzych	ZE Jelenia Góra	ZE Gorzów	ZE Koszalin	Elbląskie ZE	ZE Słupsk	POLSKA
1	501 925	471 581	436 684	385 888	390 847	330 061	285 523	304 228	301 353	298 262	244 627	22 875 531
2	495 170	454 772	425 155	370 857	379 699	320 180	273 331	290 544	290 981	291 747	237 310	21 912 498
3	5 239	11 289	2 065	10 678	7 908	3 043	9 490	10 543	6 506	4 242	3 862	625 811
4	1 329	3 740	4 798	3 703	2 790	6 308	1 900	2 724	3 077	2 000	3 197	301 733
5	187	1 780	4 666	650	450	530	802	417	789	273	258	35 489
6	511 620	458 967	434 785	366 808	377 837	325 139	285 628	296 567	293 778	291 944	230 461	22 379 343
7	501 014	448 694	430 938	365 018	372 504	317 376	273 213	292 006	290 531	289 657	223 933	21 687 166
8	6 907	7 380	2 281	1 006	4 809	5 946	5 655	1 793	2 550	1 351	3 206	410 514
9	1 910	1 998	452	40	85	884	5 725	2 150	3	439	2 953	242 869
10	1 789	895	1 114	744	439	933	1 035	618	694	497	369	38 794
11	-9 695	12 614	1 899	19 080	13 010	4 922	-105	7 661	7 575	6 318	14 166	496 188
12	1 258	4 278	989	6 526	5 765	1 969	-42	3 839	3 738	2 097	7 023	232 188
13					28 968	22 000	20 000					180 433
14						30 000	25 000					140 000
15	-10 189	-9 524	8 681	25 191	-6 309	-17 695	-19 251	-24 384	-6 767	-7 145	-8 027	-1 381 330
16	47 987	78 923	55 892	75 108	51 024	44 120	36 132	38 380	40 466	35 832	32 896	3 347 390
17	58 176	88 447	47 211	49 917	57 333	61 815	55 383	62 764	47 233	42 977	40 923	4 728 720
18	60 916	92 887	51 082	49 917	61 167	56 730	65 402	62 764	47 233	43 725	41 845	4 863 371

Tabela Z.3. Prognoza sprzedaży energii elektrycznej (GWh) według prognoz PSE S.A. i *Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
GWh	101 056	107 470	113 885	120 299	126 714	133 128	139 542	145 957	152 371	158 786	165 200	PSE-dolny
	101 056	108 400	115 745	123 089	130 434	137 778	145 122	152 467	159 811	167 156	174 500	PSE-górny
	101 056	108 540	116 025	123 509	130 994	138 478	145 962	153 447	160 931	168 416	175 900	Przetrawianie
	101 056	109 640	118 225	126 809	135 394	143 978	152 562	161 147	169 731	178 316	186 900	Odniesienia
	101 056	109 390	117 725	126 059	134 394	142 728	151 062	159 397	167 731	176 066	184 400	Postęp-plus

Obliczenia własne na podstawie prognozy sprzedaży energii elektrycznej PSE S.A. i założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020.

Tabela Z.4. Przyrost sprzedaży energii elektrycznej w okresie 2001÷2010 (**rok poprzedni = 100%**)

P I	%	1,063474	1,059685	1,056324	1,05332	1,050621	1,048182	1,045967	1,043947	1,042097	1,040397	PSE-dolny
P II		1,084947	1,078296	1,072611	1,067695	1,063403	1,059623	1,056268	1,053271	1,050576	1,048142	Odniesienia

Obliczenia własne na podstawie tabeli Z.3.

Tabela Z.5. Szacunek wartości sektora dystrybucji w Polsce. Wariant 1.

Współczynnik zmiany sprzedaży	1,0635	1,0597	1,0563	1,0533	1,0506	1,0482	1,0460	1,0439	1,0421	1,0404	
Współczynnik zmiany ceny energii	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	
Współczynnik zmiany kosztów własnych	1,0635	1,0597	1,0563	1,0533	1,0506	1,0482	1,0460	1,0439	1,0421	1,0404	
Stopa dyskontowa	0,08										
Wzrost CASH FLOW po okresie	0,03										
POLSKA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRZYCHODY	22 875 531	24 449 164	26 037 961	27 642 034	29 261 498	30 896 465	32 547 051	34 213 369	35 895 538	37 593 672	39 307 891
Przychody ze sprzedaży i zrównane	21 912 498	23 419 883	24 941 793	26 478 337	28 029 623	29 595 760	31 176 858	32 773 027	34 384 378	36 011 023	37 653 075
Pozostałe przychody operacyjne	625 811	668 861	712 326	756 209	800 513	845 241	890 397	935 983	982 002	1 028 458	1 075 355
Przychody finansowe	301 733	322 490	343 446	364 604	385 965	407 531	429 302	451 281	473 470	495 868	518 479
Zyski nadzwyczajne	35 489	37 930	40 395	42 884	45 396	47 933	50 493	53 078	55 688	58 323	60 982
KOSZTY	22 379 343	23 876 003	25 382 012	26 897 415	28 422 256	29 956 582	31 500 435	33 053 863	34 616 910	36 189 623	37 772 046
Koszty uzyskania przychodów	21 687 166	23 137 535	24 596 964	26 065 497	27 543 176	29 030 046	30 526 150	32 031 531	33 546 234	35 070 304	36 603 783
Pozostałe koszty operacyjne	410 514	437 968	465 593	493 391	521 362	549 507	577 826	606 321	634 993	663 842	692 869
Koszty finansowe	242 869	259 111	275 455	291 901	308 449	325 100	341 855	358 713	375 676	392 743	409 916
Straty nadzwyczajne	38 794	41 388	43 999	46 626	49 269	51 929	54 605	57 298	60 007	62 734	65 477
ZYSK BRUTTO	496 188	573 161	655 949	744 620	839 242	939 884	1 046 615	1 159 506	1 278 627	1 404 050	1 535 845
Obciążenie wyniku finansowego	232 188	268 207	306 948	348 441	392 718	439 813	489 758	542 584	598 326	657 017	718 690
AMORTYZACJA	1 753 000	1 873 591	1 995 343	2 118 267	2 242 370	2 367 661	2 494 149	2 621 842	2 750 750	2 880 882	3 012 246
INWESTYCJE	2 191 250	2 341 988	2 494 179	2 647 834	2 802 962	2 959 576	3 117 686	3 277 303	3 438 438	3 601 102	3 765 307
Zmiana operacyjnego kap. obrotowego	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330
Aktywa bieżące	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390
Pasywa bieżące	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720
CASH FLOW	1 207 080	1 217 886	1 231 495	1 247 942	1 267 261	1 289 485	1 314 650	1 342 791	1 373 943	1 408 142	1 445 423
Współczynnik dyskontujący	1,00000	0,92593	0,85734	0,79383	0,73503	0,68058	0,63017	0,58349	0,54027	0,50025	0,46319
Zdyskontowany CASH FLOW	1 207 080	1 127 672	1 055 809	990 657	931 475	877 602	828 453	783 506	742 299	704 422	669 511

Zakumulowany zdyk. CASH FLOW	9 918 483
Wartość rezydualna	29 775 723
Zdyskontowana wartość rezydualna	13 791 921
WARTOŚĆ	23 710 405
Pasywa obce	4 863 371
SKORYGOWANA WARTOŚĆ	18 847 034

Obliczenia własne.

Tabela Z.6. Szacunek wartości sektora dystrybucji w Polsce. Wariant 2.

Współczynnik zmiany sprzedaży		1,085	1,078	1,073	1,068	1,063	1,060	1,056	1,053	1,051	1,048
Współczynnik zmiany ceny energii		1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Współczynnik zmiany kosztów własnych		1,065	1,058	1,053	1,048	1,043	1,040	1,036	1,033	1,031	1,028
Stopa dyskontowa	0,08										
Wzrost CASH FLOW po okresie	0,02										
POLSKA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRZYCHODY	22 875 531	25 066 925	27 299 860	29 574 946	31 892 805	34 254 062	36 659 356	39 109 331	41 604 638	44 145 941	46 733 910
Przychody ze sprzedaży i zrównane	21 912 498	24 011 637	26 150 568	28 329 876	30 550 155	32 812 007	35 116 040	37 462 874	39 853 132	42 287 449	44 766 467
Pozostałe przychody operacyjne	625 811	685 761	746 848	809 088	872 499	937 096	1 002 898	1 069 923	1 138 187	1 207 710	1 278 510
Przychody finansowe	301 733	330 638	360 091	390 100	420 673	451 818	483 545	515 860	548 774	582 294	616 430
Zyski nadzwyczajne	35 489	38 889	42 353	45 882	49 478	53 142	56 873	60 674	64 545	68 488	72 503
KOSZTY	22 379 343	24 346 277	26 323 123	28 309 875	30 306 532	32 313 100	34 329 585	36 356 000	38 392 359	40 438 676	42 494 972
Koszty uzyskania przychodów	21 687 166	23 593 264	25 508 968	27 434 271	29 369 173	31 313 679	33 267 796	35 231 535	37 204 911	39 187 937	41 180 633
Pozostałe koszty operacyjne	410 514	446 594	482 856	519 300	555 926	592 733	629 722	666 894	704 248	741 784	779 504
Koszty finansowe	242 869	264 215	285 668	307 229	328 898	350 674	372 557	394 549	416 648	438 856	461 171
Straty nadzwyczajne	38 794	42 204	45 630	49 074	52 536	56 014	59 509	63 022	66 552	70 099	73 664
ZYSK BRUTTO	496 188	720 648	976 736	1 265 071	1 586 272	1 940 963	2 329 771	2 753 330	3 212 280	3 707 265	4 238 939
Obciążenie wyniku finansowego	232 188	337 223	457 058	591 983	742 287	908 263	1 090 203	1 288 405	1 503 168	1 734 794	1 983 588
AMORTYZACJA	1 753 000	1 920 931	2 092 045	2 266 390	2 444 012	2 624 961	2 809 283	2 997 030	3 188 251	3 382 996	3 581 317
INWESTYCJE	2 191 250	2 401 164	2 615 057	2 832 988	3 055 015	3 281 201	3 511 604	3 746 287	3 985 313	4 228 745	4 476 647
Zmiana operacyjnego kap. obrotowego	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330	-1 381 330
Aktywa bieżące	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390	3 347 390
Pasywa bieżące	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720	4 728 720
CASH FLOW	1 207 080	1 284 522	1 377 997	1 487 821	1 614 312	1 757 790	1 918 577	2 096 997	2 293 379	2 508 052	2 741 352
Współczynnik dyskontujący	1,00000	0,92593	0,85734	0,79383	0,73503	0,68058	0,63017	0,58349	0,54027	0,50025	0,46319
Zdyskontowany CASH FLOW	1 207 080	1 189 372	1 181 410	1 181 080	1 186 567	1 196 322	1 209 029	1 223 578	1 239 041	1 254 650	1 269 776

Zkumulowany zysk. CASH FLOW	13 337 906
Wartość rezydualna	46 602 977
Zdyskontowana wartość rezydualna	21 586 196
WARTOŚĆ	34 924 102
Pasywa obce	4 863 371
SKORYGOWANA WARTOŚĆ	30 060 731

Obliczenia własne.

4. Szacunek wartości spółek dystrybucyjnych

Do szacunku wartości sektora dystrybucji w Polsce zastosowano:

1. Metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych (wzory: (Z.1) i (Z.2)).
2. Dziesięcioletni okres prognozy.
3. Prognozę przychodów i kosztów w cenach stałych (z roku 2000).
4. Stopę procentową na poziomie 8%.
5. Szacunek w dwóch wariantach.
6. Następujące założenia wariantu 1.:
 - prognozę sprzedaży energii (MWh) przyjęto według prognoz Polskich Sieci Energetycznych (PSE) zgodnie z wariantem tzw. dolnym (tabela Z.3),
 - ceny energii na koniec roku 2000 określono jako iloraz przychodów i sprzedaży (214 zł/MWh),
 - prognozę przychodów i kosztów wyznaczono w cenach stałych z roku 2000,
 - przyjęto, że cena energii rośnie corocznie w okresie prognozowanym (realnie) 1%,
 - założono, że koszty zmieniają się w takim samym tempie jak sprzedaż – brak procesów restrukturyzacji,
 - wzrost skapitalizowanego dochodu przy obliczaniu wartości rezydualnej przyjęto w wysokości 3%.
7. Następujące założenia wariantu 2.:
 - prognozę sprzedaży energii (MWh) przyjęto według *Założeń polityki energetycznej Polski do roku 2020* – tzw. wariant odniesienia [181],
 - cenę energii określono jak w wariantcie 1.,
 - prognozę przychodów i kosztów w cenach stałych z roku 2000,
 - przyjęto, że cena energii w okresie proponowanym rośnie corocznie (realnie o 2%),
 - założono, że koszty zmieniają się wolniej niż rośnie sprzedaż – o 1,8% rocznie, jako rezultat procesów restrukturyzacji prowadzącej do wzrostu efektywności wykorzystania zasobów,
 - wzrost skapitalizowanego dochodu przy obliczeniu wartości rezydualnej przyjęto w wysokości 2%.

Wyniki szacunku przedstawiono w tabelach Z.2 i Z.6. Z obliczonych danych dotyczących całego sektora dystrybucji w Polsce wynika, iż o wartości spółek dystrybucyjnych decydują cztery czynniki, a mianowicie:

1. Okres prognozy.
2. Poziom sprzedaży.
3. Cena energii.
4. Zaawansowane procesy restrukturyzacyjne, które prowadzą do obniżenia kosztów.

Z obliczeń wynika (tabela Z.5 i Z.6), że szczególne znaczenie mają dwa ostatnie czynniki. Podniesienie ceny w wariantcie 2. o 2% rocznie oraz zaawansowane procesy

restrukturyzacji podnoszą wartość sektora dystrybucyjnego o około 11 mld zł w stosunku do wariantu 1.

Dodatковым punktem odniesienia do powyższych wartości spółek dystrybucyjnych jest wartość aktywów sektora dystrybucji, która na 31.12.2000 roku zamyka się kwotą **19 472 592 tys. zł**. Wartość zobowiązań sektora równała się w tym samym czasie **4 728 720 tys. zł** (zob. też tabela Z.2). Wartość księgową netto sektora dystrybucyjnego wynosi więc **14 743 872 tys. zł**.

Spółki dystrybucyjne omówiono w rozdziale 5. tej monografii. Dane dotyczące stanu majątkowego tych spółek zaczerpnięto z ich raportów rocznych za rok 2000, w tym także ze stron internetowych www.cire.pl i www.ptpiree.com.pl

Wartość spółek obliczono według wzoru

$$W = \frac{CF_1}{1+r} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \frac{R_v}{(1+r)^t}, \quad (Z.1)$$

w którym:

W – wartość spółki,

CF_1 – wartość przepływu gotówki z działalności spółki w pierwszym roku,

t – czas projekcji – 10 lat,

r – stopa procentowa,

R_v – wartość rezydualna.

Wartość rezydualna wyraża się kwotą, jaką określona będzie wartość przedsiębiorstwa w końcowym okresie, dla którego opracowano prognozę przepływu gotówki. W poniższych przykładach wartość rezydualna została obliczona metodą kapitalizowanego dochodu, z uwzględnieniem wysokości stanu gotówki w ostatnim roku prognozy, wzrastającego po tym okresie o stałą stopę 4%. W ten sposób wartość R_v została obliczona zgodnie z formułą

$$R_v = \frac{(1+q)CF_{10}}{r-q}, \quad (Z.2)$$

w której:

r – stopa oprocentowania = 8%,

q – wzrost skapitalizowanego dochodu po okresie predykcji.

W tabelach przedstawiono uzyskane wartości badanych spółek.

5. Wnioski

Przedstawione szacunki wyceny wartości spółki prowadzą do następujących wniosków:

1. Wzrost wartości spółek dystrybucyjnych, a także wzrost stopy kapitału wymaga podwyższenia wzrostu cen energii elektrycznej, choć wcale nie musi to być wzrost

znaczny, obniżenia kosztów operacyjnych działalności spółek, co jest możliwe po przeprowadzeniu głębokiego procesu restrukturyzacji, zwiększenia poziomu sprzedaży, co może wymagać dywersyfikacji produkcji, a zatem wejścia w nowe obszary działalności.

2. Regulacja przedsiębiorstw, zwłaszcza cen i taryf na podstawie kosztów uzasadnionych prowadzi do zdecydowanego obniżenia wartości spółek mierzonej metodą dochodową.

3. Uwolnienie rynku i przeprowadzenie restrukturyzacji spółek prowadzi do wyraźnego wzrostu ich wartości.

4. Metoda wartości księgowej netto wydaje się mieć dobre zastosowanie jako jedna z metod wyceny wartości spółek dystrybucyjnych.

Regulacja kształtowania przychodów uzyskanych ze sprzedaży energii elektrycznej wymaga uwzględnienia w procesie regulacji kosztu kapitałów.

LITERATURA

- [1] Ackoff R.L., *Zasady planowania w korporacjach*, PWE, Warszawa 1973.
- [2] Alaywan Z., Allen J., *California electric restructuring; a broad description of the development of the California ISO*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998.
- [3] Allas T., Leslie K., *Sizing Power*, In: McKinsey Quostarly, McKinsey&Company, MQV No. 1, 2001, s. 138–145.
- [4] Andrews K.R., *The Concept of Corporate Strategy*, R.D. Irwin Inc., Burr Ridge 1980.
- [5] Ansoff H.I., *Zarządzanie strategiczne*, Warszawa 1985.
- [6] Baumol W.J., Panzer J., Willig R., *Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure*, American Economic Review, Vol. 72, 1982.
- [7] Begg D., Fischer S., Dornbusch R., *Ekonomia*, t. 1, Warszawa 1995.
- [8] Błażczyk M., *Metodologia ekonomii*, Warszawa, 1995.
- [9] Błaszczak B., *Syndrom nie dokończonej prywatyzacji – przedsiębiorstwa uczestniczące w przejściowych fazach przekształceń własnościowych*, w: *Przedsiębiorstwa w procesie transformacji*, praca zbiorowa pod red. J. Mujzela, Poltext, Warszawa 1997.
- [10] Bohn R.E., Klevorick A.K., Stalon C.G., *Second report on market issues in the California Power Exchange energy markets*, March 1999.
- [11] Bojarski W., *Problemy transformacji krajowej gospodarki energetycznej*, Archiwum Energetyki, nr 1–2, 1997.
- [12] Bojarski W., *Rynek odbiorcy energii*, Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o., Warszawa 1998.
- [13] Borowiecki R., *Determinanty skutecznego zarządzania restrukturyzacją polskich przedsiębiorstw*, w: *Przedsiębiorstwo wobec wyzwań przyszłości*, redakcja naukowa M. Hoffer, S. Sodoł, Toruń 1999.
- [14] Bradley Jr. R.L., *The Increasing Sustainability of Conventional Energy*, Cato Policy Analysis, No. 341, April 22, 1999.
- [15] Buchta F., Lubicki W., Kulesza M., Przygodzki M., *O wybranych problemach dostosowania spółki dystrybucyjnej do zasad działania rynku energii elektrycznej po 1 stycznia 1997 roku*, w: *Rynek energii elektrycznej – rozwój i konkurencja*, materiały IV konferencji naukowo-technicznej, Kazimierz Dolny 24–25.04.1997.
- [16] Caseau P., *Facing Several Organisation of the Electricity Supply Industry*, CIGRE Electra, No. 152, 1994.

- [17] Chandler A.D., *Strategy and Structure*, MIT Press, Cambridge 1962.
- [18] Copelan T., Kotler T., Murrin, *Wycena mieszana i kształtowanie wartości firmy*, WIG Press, Warszawa 1997.
- [19] Cornell B., *Wycena spółek. Metody i narzędzia efektywnej wyceny*, Liber 1999.
- [20] David F.R., *Strategic management*, Maxwell, Macmillan International Editions, Canada 1991.
- [21] Dietrich M., *Transaction Cost Economics and Beyond. Towards a New Economics of the Firm*, Routledge, London 1994.
- [22] Dobrzańska I., *Problemy wyboru właściwego wariantu prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną*, w: *Prognozowanie w elektroenergetyce PE'96*, Politechnika Częstochowska, konferencje 11, Częstochowa 1996.
- [23] Dörfner P., Kacso A., Prill M., *Teoria i praktyka kosztów krańcowych w elektroenergetyce*, PSE S.A, Fakty i Dokumenty, nr III (7), Warszawa 1997.
- [24] Duda. M., *Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce*, Biblioteka Regulatora, URE, Warszawa 2001.
- [25] Durlik I., *Restrukturyzacja procesów gospodarczych. Reengineering teoria i praktyka*, „Plecak” Agencja Wydawnicza, Warszawa 1998.
- [26] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. PSE S.A. Fakty i Dokumenty, nr I (5), Warszawa 1997.
- [27] *Officials claim bright outlook for first phase of electricity market opening*, Europe Voice Vol. 5, No. 7, Febr. 1999.
- [28] Faulkner D., Bowman C., *Strategie konkurencji*, Gebethner i Spółka, Warszawa 1996.
- [29] Friedman M., Friedman R., *Wolny wybór*, Sosnowiec 1996.
- [30] Fusaro P.M., *Energy Risk Management*, McGraw-Hill, 1998.
- [31] Frąckowiak W., *Fuzje i przejęcia przedsiębiorstw*, PWE, Warszawa 1998.
- [32] Gierszewska G., Romanowska M., *Analiza strategiczna przedsiębiorstwa*, PWE, Warszawa 1997.
- [33] Głowacki K., *Struktura własności a ceny energii. Przykład USA*, Kraków 2000.
- [34] Głowacki K., *Struktura własności przedsiębiorstw energetycznych w krajach Unii Europejskiej*, Rynek Energii, nr 5, 1998.
- [35] Głowacki P., Radziłowski, *Model rynku energii elektrycznej w Polsce*, w: *Rynek energii elektrycznej 1998. Restrukturyzacja elektroenergetyki Polskiej – oczekiwania i efekty*, materiały V konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów, 14–15 maja 1998.
- [36] Gorynia M., *Koncepcja liberalno-instytucjonalnej polityki przemysłowej*, Gospodarka Narodowa, nr 1–2, 1996.
- [37] Gorynia M., *Zachowania przedsiębiorstw w okresie transformacji*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Poznaniu, Poznań 2000, s. 96–125.
- [38] *Gospodarka i monopole energetyczne – drogi wyjścia z obecnej nieefektywności*, Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy Radzie Ministrów, Raport nr 4, Warszawa 1995.
- [39] *Górnictwo węgla kamiennego – polityka państwa i sektora na lata 1996–2000 – Program dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej oraz międzynarodowej konkurencyjności*, Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa, luty 1996.

- [40] Green R. J., Helm D., Powell A., *Competition versus Regulation in British Electricity Generation in The British Energy Experience: A lesson or a Warning?*, Imperial College Press, London 2000.
- [41] Grudzewski W.M., Hejduk I.K., *Projektowanie systemów zarządzania*, Dyfin, Warszawa 2001.
- [42] Gunn C., Sharp B., *Electricity distribution as unsustainable natural monopoly*, Energy Economics, No. 21, 1999.
- [43] Hamel G., Prahalad C.K., *Competing for the Future*, Harvard Business School Press, Harvard 1994; cyt. za: Fortune nr 18, 1994.
- [44] Haus B., *Restrukturyzacja a konkurencyjność przedsiębiorstw państwowych*, w: *Restrukturyzacja a konkurencyjność przedsiębiorstw*, praca zbiorowa pod red. R. Borowieckiego, materiały konferencyjne, Kraków 1997.
- [45] Haus B., Lichtarski J., *Prawno-organizacyjne przekształcenia przedsiębiorstw przemysłowych*, w: *Przedsiębiorstwo wobec wyzwań przyszłości*, redakcja naukowa M. Hoffer, S. Sodoł, Toruń 1999.
- [46] Hayek F.A., *Indywidualizm i porządek ekonomiczny*, Kraków 1998.
- [47] Hockuba Z., *Droga do spontanicznego porządku. Transformacja ekonomiczna w świetle problemu regulacji*, Warszawa 1995.
- [48] Hogan W.W., *Reshaping the Electricity Industry: Co-ordination for Competition Technical and Institutional Issue*, Massachusetts Institute of Technology, October 1995.
- [49] Hogan W.W., *Regional transmission organisations. Millennium order on designing market institutions for electric network systems*, Centre for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University, Cambridge, Massachusetts, 02 138 USA. May 2000.
- [50] Hyman L.S., *The privatisation of Public Utilities*, Public Utilities Report. Inc., 1995.
- [51] Ilic M., Galiana F., Fink L., *Power systems restructuring*, Engineering and Economics, Power Electronics and Power systems Series, Kluwer Academic Publisher, 1998.
- [52] Jagoda H., Haus B., *Holding – organizacja i funkcjonowanie*, PWE, Warszawa 1995.
- [53] Jagoda H., Lichtarski J., *Nowe kierunki w zarządzaniu przedsiębiorstwem – koncepcje przekrojowe*, Wyd. Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego, Wrocław 1998.
- [54] *Jaki model rynku energii*, praca zbiorowa pod redakcją M. Okólskiego, Biblioteka Regulatora, URE, Warszawa 2001.
- [55] Jankowski B., *Spółki dystrybucyjne na liberalizującym się rynku energii w Polsce, szanse i zagrożenia*, [http: www.cire.pl/publikacje](http://www.cire.pl/publikacje)
- [56] Jasiński P., *Konkurencja w przemyśle elektroenergetycznym*, w: Jasiński P., Szablewski A.T., Yarrow G., 1995.
- [57] Jasiński P., Szablewski A.T., Yarrow G., *Konkurencja i regulacja w przemyśle energetycznym. Brytyjskie doświadczenia a polskie problemy*, Dom Wydawniczy Elipsa, Warszawa 1995.
- [58] Jeżowski P., *Restrukturyzacja krajowych monopolii naturalnych w Polsce*, Gospodarka Narodowa, nr 4, 1999.
- [59] Juchniewicz L., *Doświadczenia w zakresie regulacji rynku energii*, Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 5, 1999.
- [60] Jurczyk Z., *Stan i rozwój konkurencji w Polsce do 2002 roku*, Gospodarka Narodowa, nr 11–12, 1998.

- [61] Kaleta A., *Analiza strategiczna w przemyśle*, Wyd. Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego, Wrocław 1997.
- [62] Kalinowski T., Kardasz A., Malko J., Wilczyński A., *Optymalność czy racjonalność kosztowa? Rynek energii elektrycznej, systemy rozliczeń i taryfy*, materiały konferencji naukowo-technicznej REE'95, Kazimierz Dolny, 20–21 kwietnia 1995.
- [63] Kalinowski T., Malko J., Szalbierz Z., Wilczyński A., *Efektywność międzynarodowego handlu energią elektryczną*, Kaprint, Lublin 1999.
- [64] Kalinowski T., Malko J., Wilczyński A., *Usługi – nowy towar na rynkach energii elektrycznej*, Energetyka nr 2, 1999, s. 444–453.
- [65] Kalinowski T., Wilczyński A., *Uwolnienie cen energii elektrycznej w warunkach rynku lokalnego*, w: *Rynek energii elektrycznej – rynek hurtowy, rynki lokalne*, materiały III konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów 23–24.04.1996.
- [66] Kamela-Sowińska A., *Wartość firmy*, PWE, Warszawa 1996.
- [67] Kamiński A., *Monopol i konkurencja. Socjologiczna analiza instytucji polityczno-gospodarczych*, PWN, Warszawa 1984.
- [68] Kardasz A., Łakomiak A., *Uwolnienie cen energii a jej koszty uzasadnione*, Rynek Energii, nr 2(27), 2000.
- [69] Kasprzak W., Pelc K., *Wyzwania technologiczne – prognozy i struktury*, Wyd. Profesjonalnej Szkoły Biznesu, Kraków 1999.
- [70] Kay M.M., *Markets, False Hierarchies and the evolution of the Modern Corporation*, Journal of Economic Behaviour and Organisation, No. 17, 1992.
- [71] Kelton C., Weiss L., *Change in Concentration, Change in Cost, Change in Demand, and Change in Process*, In: L. Weiss (red.), *Concentration and Price*, Cambridge, Mas.: MIT Press, 1989.
- [72] Kielczewski S., *Dylematy polskiej transformacji systemowej na przykładzie przemysłu*, w: *Polityka przemysłowo-strukturalna*, Rada Strategii Społeczno-Gospodarczej przy Radzie Ministrów, Raport nr 10, Warszawa 1996.
- [73] Kielczewski S., *Strategia rozwoju przedsiębiorstwa*, Wrocław 1992.
- [74] Klimczak B., *Mikroekonomia*, Wrocław 1993.
- [75] Klysz M., *Rynek energii elektrycznej w Polsce*, Przegląd Organizacji, nr 6, 1999.
- [76] *Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, praca zbiorowa pod redakcją A. Szablewskiego, PAN, Instytut Nauk Ekonomicznych, Warszawa 2001.
- [77] Kornai J., *Anti-Equilibrium*, Warszawa 1973.
- [78] Kornai J., *Niedobór w gospodarce*, Warszawa 1985.
- [79] Kosikowski C., Ławicki T., *Ochrona prawna konkurencji i zwalczanie praktyk monopolistycznych*, Warszawa 1994.
- [80] Kotler P., *Marketing. Analiza, planowanie, wdrażanie i kontrola*, Gebethner i S-ka, Warszawa 1994.
- [81] Koźmiński A., Piotrowski W., *Zarządzanie – teoria i praktyka*, Warszawa 1995.
- [82] Kreft Z., *Organizacja spółki naczelnej w strategicznym holdingu zarządzającym – rozwiązania strukturalno-funkcjonalne*, Wyd. Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 1999.
- [83] Kufel M., *Metody wyceny przedsiębiorstw*, Wyd. „Park”, Bielsko-Biała 1992.
- [84] Kwaśnicki W., *Liberalizacja gospodarki światowej a konkurencyjność przedsiębiorstw*, w: *Konkurencyjność przedsiębiorstw wobec wyzwań XXI wieku*, materiały konferencyjne, Szklarska Poręba, 8–10.10.1999.

- [85] *Liberalizacja i prywatyzacja sektora energetycznego*, cz. 1 i 2, Fakty, Dokumenty, Warszawa, czerwiec 1999.
- [86] Lichtarski J., *Teoria i praktyka w dziedzinie organizacji i zarządzania*, w: *Zarządzanie przedsiębiorstwem. Teoria i praktyka*, materiały konferencyjne KGHM Polska Miedź S.A., Wyższa Szkoła Zawodowa w Legnicy, Legnica, listopad 1999.
- [87] Lichtarski J., *Współdziałanie gospodarcze przedsiębiorstw*, PWE, Warszawa 1992.
- [88] Lipowski A., *Przemiany strukturalne*, Poltext, Warszawa 1994.
- [89] Lowes B., Pars Ch., Sanderson S., *Companies and markets. Understanding business strategy and the market environment*, Blackwell Business, London 1994.
- [90] Machaczka J., *Zarządzanie rozwojem organizacji – czynniki, modele, strategia, diagnoza*, Warszawa–Kraków 1998.
- [91] Maciejka J., *Analiza dochodowości przedsiębiorstw sektora publicznego*, Posiedzenie Rady Strategii Społeczno-Gospodarczej przy Radzie Ministrów, Warszawa 1996.
- [92] Malara Z., *Restrukturyzacja organizacyjna przedsiębiorstwa*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2001.
- [93] Malko J., Weron A., *Propozycja wdrożenia rynku energii elektrycznej w Polsce*, Rynek Terminowy, 5, 1999, s. 40–46.
- [94] Malko J., Weron A., Weron R., *Polish power sector transitioning to the market*, Annual European Energy Conference, IAEE, Vol. 2, Session C-4.1, Bergen 31.08–1.09.2000.
- [95] Malko J., *Od przedsiębiorstwa dystrybucyjnego do przedsiębiorstwa usług energetycznych – nowa rola struktur regionalnych*, w: *Rynek energii elektrycznej: rynek hurtowy, rynki lokalne*, materiały III konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów 23–24.04.1996.
- [96] Malko J., *Sektor energii w transformacji*, Rynek terminowy 7(1), 2000, s.10–15bbb.
- [97] Malko J., *Rynki energii elektrycznej*, Biuletyn Miesięczny PSE S.A., nr 5, 1999, s. 13–25.
- [98] Malko J., *Wpływ deregulacji na eksploatację i planowanie wielkich systemów elektroenergetycznych*, Energetyka, nr 6, 1999, s. 318–321.
- [99] Manyanelli R.L., Klein M.M., *Reengineering*, PWE, Warszawa 1998.
- [100] Martin S., *Industrial economics*, Maxwell Macmillan, New York 1989.
- [101] Martyniak Z., *Reengineering Versus Lean Management*, w: *Zmieniające się przedsiębiorstwo w zmieniającej się politycznie Europie*, praca zbiorowa pod red. T. Wawaka, Uniwersytet Jagielloński, Kraków 1999.
- [102] Matysiak A., *Źródła kapitału społecznego*, Wyd. Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 1999.
- [103] Matysiak A., *Konkurencyjność gospodarki narodowej w okresie transformacji systemowej*, Pr. Nauk. Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, nr 858, Wrocław 2000, s. 107–120.
- [104] McGowan P., *Innowacja i przedsiębiorczość wewnętrzna*, PWE, Warszawa 1997.
- [105] Meadows D.H. i in., *Granice wzrostu*, PWE, Warszawa 1973.
- [106] Mejro Cz., Troszkiewicz J., Wierzbicka B., *Energetyka dziś i jutro*, WNT, Warszawa 1986.
- [107] Mentel J., *Uwarunkowania konkurencyjności przedsiębiorstw w procesie przekształceń*, Przegląd Organizacji, nr 1, 1998.
- [108] Mesarowicz M., Pestel E., *Ludzkość w punkcie zwrotnym*, PWE, Warszawa 1977.
- [109] Midttun A., Micola A. R., *Path dependent national Systems or European Market Convergence, De-regulation and integration of European Electricity Markets in on Evo-*

- lutionary Perspective*, IAEE Annual European Energy Conference 2000, Bergen, 31 August – 1 September 2000, s. 1–35.
- [110] Mielczarski W., *Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Agencja Rynku Energii S.A. i Energoprojekt Consulting S.A., Warszawa 2000.
- [111] *Model formułowania strategii i program restrukturyzacji ZE Wrocław S.A. (w latach 1999–2002)*, Szalbierz Z. (kierownik zespołu), Ciurla M., Malko J., Molasy M., Orawczak M., Ropuszyńska-Surma E., Rudek J., Szczygielski J., Wilczyński A., Wydział Informatyki i Zarządzania, Politechnika Wroclawska, Wrocław 1999.
- [112] Molasy M., *Kształtowanie struktury organizacyjnej spółki dystrybucyjnej*, w: *Rynek energii elektrycznej: Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce a rynek europejski*, materiały VI konferencji naukowo-technicznej, Kazimierz Dolny 27–28.04.1999.
- [113] Molasy M., Szalbierz Z., *Restrukturyzacja organizacyjna przedsiębiorstw energetycznych*, w: *Rynek energii elektrycznej: restrukturyzacja elektroenergetyki polskiej – oczekiwania i efekty*, materiały V konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów 14–15.05.1998.
- [114] Moszkowicz M., *Strategia przedsiębiorstwa okresu przemian*, PWE, Warszawa 2000.
- [115] Moszkowicz M., *Strategia przedsiębiorstwa – próba systematyzacji*, Przegląd Organizacji, nr 2, 1997.
- [116] Musiał J., Radziłowski P., *Strategia jako metoda dostosowania się spółki dystrybucyjnej do nowych warunków rynkowych*, w: *Rynek energii elektrycznej: restrukturyzacja elektroenergetyki polskiej – oczekiwania i efekty*, materiały V konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów 14–15.05.1998.
- [117] Myrdal G., *Znaczenie i wartość ekonomii instytucjonalnej*, w: *Ekonomia w przyszłości*, PWE, Warszawa 1996.
- [118] Noga A., *Cele przedsiębiorstwa. Kontrowersje teoretyczne*, Ekonomista, nr 6, 1996.
- [119] Noga A., *Zmiana pozycji konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw*, Gospodarka Narodowa, nr 6, 1995.
- [120] Nogalski B., Rybicki J., *Strategiczne zarządzanie firmą*, Bydgoszcz 1997.
- [121] Nowicka-Skowron M., *Efektywność remontów w elektrowniach zawodowych*, Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Seria monografie nr 20, Częstochowa 1990.
- [122] Nowicka-Skowron M., *Efektywność systemów logistycznych*, PWE, Warszawa 2000.
- [123] Obłój K., *Strategia organizacji*, PWE, Warszawa 1998.
- [124] Obłój K., *Strategia sukcesu firmy*, PWE, Warszawa 1997.
- [125] Osbert-Pociecha G., Karaś M., *Teoretyczne, metodyczne i praktyczne aspekty restrukturyzacji przedsiębiorstw*, w: *Zarządzanie przedsiębiorstwem: Teoria i praktyka*, materiały konferencyjne, PWSZ, KGHM, Legnica 1999.
- [126] Pełka B., *Przemysł polski w perspektywie strategicznej*, Instytut Organizacji i Zarządzania w Przemysle, ORGMASZ, Warszawa 1998.
- [127] Pełka B., *Strategia rozwoju i strategię stymulujące restrukturyzację polskiego przemysłu do roku 2010*, Ekonomika i Organizacja Przedsiębiorstwa, nr 6, 1997.
- [128] Penc J., *Strategie zarządzania, strategię dziedziczne i ich realizacja, zintegrowane zarządzanie strategiczne*, Agencja Wydawnicza „Placet”, Warszawa 1995.
- [129] Perechuda K., *Organizacja wirtualna*, Ossolineum, Wrocław 1997.
- [130] Peterson W., *Przeobrażenia w elektroenergetyce*, Energoprojekt Consulting S.A., Kraków 1999, s. 23, 29.

- [131] Philipson L., Lee Willis H., *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*, M. Dekker Inc., N. York, Basel, Hong Kong 1998.
- [132] Pierścioneck Z., *Strategie rozwoju firmy*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1996.
- [133] *Planowanie strategiczne*, praca zbiorowa pod redakcją A. Klasika, PWE, Warszawa 1993.
- [134] Popczyk J., *Aktualna sytuacja w gospodarce energetycznej. Perspektywy rozwoju*, Energetyka ciepła i zawodowa, nr 5, 2001.
- [135] Popczyk J., *Energetyka początku XXI wieku. Szok w przyszłości*, w: *Modernizacja energetyki. Wyzwania dla przyszłości*, materiały XII konferencji energetyki Szczyrk, 3–5.10.2001.
- [135] Popczyk J., *Konwergencja elektroenergetyki i gazownictwa na poziomie międzynarodowych, narodowych i lokalnych rynków energii*, referat na konferencji *Power Bridge 2001*, Warszawa 16–17.10.2001.
- [136] Popczyk J., *Podstawowe założenia funkcjonowania przedsiębiorstw multienergetycznych/przedsiębiorstw infrastrukturalnych*, Energetyka, nr 8, 2001.
- [137] Popczyk J., *Problemy z reformą kompleksu paliwowo-energetycznego*, Energetyka, nr 5, 2001.
- [139] Popczyk J., *Elektroenergetyka po sprywatyzowaniu i otwarciu krajowych i europejskich rynków sieciowych nośników energii*, Elektroenergetyka, nr 4, 2000, s. 1–12.
- [140] Popczyk J., *Rozwój rynku energii elektrycznej i prywatyzacja przedsiębiorstw elektroenergetycznych w Polsce. Stan obecny i perspektywy*, materiały konferencyjne 1–2 grudnia, Krzyżowa–Wrocław 1998.
- [141] Popczyk J., Cierpiął J., Radło A., *Gazowa kogeneracja rozproszona – gminne rynki inwestycyjne*, Energia. Pieniądze i środowisko. Numer specjalny, 2001.
- [142] Porter M., *Porter o konkurencji*, PWE, Warszawa 2001.
- [143] Porter M., *Strategia konkurencji – metody analizy sektorów i konkurentów*, PWE, Warszawa 1999.
- [144] *Przedsiębiorstwo przyszłości*, praca zbiorowa pod red. W.M. Grudzewskiego i I.K. Hejduk, Difin, Warszawa 2000.
- [145] Rahimi F.A., Vojdani A., *Meet the emerging transmission market segment*, IEEE Computer Appl. in Power, Vol. 12, No. 1, Jan. 1999.
- [146] Rainelli M., *Ekonomia przemysłowa*, PWN, Warszawa 1996.
- [147] Raport Rzeczpospolitej, *Niezależność energetyczna Polski*; Rzeczpospolita, 29.11.2000.
- [148] Richardson B., Richardson R., *Business Planning. An approach to strategic management*. Pitman Publishing, 1992.
- [149] Robb J. B., Sugalski A., *The regulation that wasn't*, w: McKinsey Quarterly, McKinsey&Company, MQV, No. 1, 2001, s. 164–168.
- [150] Romanowska M., *Polskie grupy kapitałowe. Przesłanki powstawania i strategie rozwoju*, w: *Przedsiębiorstwo wobec wyzwań przyszłości*, redakcja naukowa M. Hoffer, S. Sodoł, Toruń 1999.
- [151] Ropuszyńska-Surma E., *Przesłanki i metody wyceny przedsiębiorstw*, w: *Instrumenty rynkowe w gospodarce. Problemy transformacji*, Prace naukowe Instytutu Nauk Ekonomiczno-Społecznych PWr., Wrocław 1998.
- [152] Ropuszyńska-Surma E., *Segmentacja rynku energii elektrycznej wyznacznikiem strategii cenowej*, w: *Rynek energii elektrycznej: restrukturyzacja elektroenergetyki polskiej*

- *oczekiwania i efekty*, materiały V konferencji naukowo-technicznej, Nałęczów 14–15.05.1998.
- [153] Salinger M., *The Concentration – Margins Relationships Reconsidered*, Bookings Papers: Microeconomics 1990.
- [154] Stigler G., *The Theory of Economic Regulation*, w: *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 4, 1971.
- [155] Samuelson W.F., Marks S.G., *Ekonomia menedżerska*, Warszawa 1998.
- [156] Shapiro A., *Modern corporate finance*, Maxwell Macmillan International Editions, 1991.
- [157] *Stanowisko prezesa URE w sprawie strategii i prywatyzacji sektora energetycznego*, <http://www.cire.pl>, data publikacji w serwisie 17.10.2000.
- [158] Steinmann H., Schreyögg G., *Zarządzanie – podstawy kierowania przedsiębiorstwem. Koncepcje, funkcje, przykłady*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1998.
- [159] Szablewski A.T., *Liberalizacja sektora energetycznego i telekomunikacyjnego*, Elipsa, Warszawa 1998.
- [160] Szalbierz Z. (kierownik zespołu), *Strategia energetyczna Dolnego Śląska*, Politechnika Wrocławska, listopad 2001 (maszynopis powielony).
- [161] Szalbierz Z., Ropuszyńska-Surma E., *Spółka dystrybucyjna jako podmiot transformacji własnościowej*, w: *Aktualne problemy w elektroenergetyce*, APE'01, Gdańsk–Jurata, 6–8.06.2001, s. 155–162.
- [162] Szalbierz Z., Wilczyński A., *Electricity Market Structure*, International Symposium on Modern Electric Power Systems, MEPS'96, Wrocław 26–27.09.1996.
- [163] Szalbierz Z., *Strategia przedsiębiorstw sektora elektroenergetyki a struktura rynku energii*, Rynek energii, nr 4, 1999, s. 15–21.
- [164] Szalbierz Z., Weron A., *Od monopolu państwowego do monopolu prywatnego. Kiedy ceny energii elektrycznej zaczną znów rosnać*, Energetyka, nr 12, 2000, s. 634–638.
- [165] Szalbierz Z., *Finansowa strategia spółek dystrybucyjnych w warunkach konkurencji*, w: *Rynek energii elektrycznej: Rozwój i konkurencja*, materiały IV konferencji naukowo-technicznej, Kazimierz Dolny 24–25.04.1997.
- [166] Szalbierz Z., *Struktura rynku energii a strategia spółek dystrybucyjnych*, Rynek energii nr 4, 2000.
- [167] Szalbierz Z., *Wycena wartości przedsiębiorstw energetyki w procesie prywatyzacji*, materiały V konferencji naukowo-technicznej REE'98, Nałęczów, 14–15 maja 1998.
- [168] Tirole J., *The Theory of Industrial Organisation*, The MIT Press, Cambridge Mass. 1989.
- [169] Ustawa *Prawo energetyczne* z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. Nr 54 poz. 348 z późniejszymi zmianami).
- [170] Ustawa o przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym i ochronie interesów konsumentów z dnia 24 lutego 1990 r. (Dz. U. Nr 14, poz. 88); tekst jedn. z dnia 31 maja 1999 r. (Dz. U. Nr 52, poz. 547); zm.: Dz. U. z 2000, Nr 31, poz. 381.
- [171] Wawrzyniak B., *Odnawianie przedsiębiorstwa – na spotkanie XXI wieku*, Poltext, Warszawa 1999.
- [172] Wawrzyniak B., *Zmiana paradygmatów zarządzania przedsiębiorstwem*, w: *Przedsiębiorstwo wobec wyzwań przyszłości*, redakcja naukowa M. Hoffer, S. Sodoł, Toruń 1999.

- [173] Weron A., Weron R., *Gięta energii. Strategie zarządzania ryzykiem*, CIRE, Wrocław 2000.
- [174] Weron A., Przybyłowicz B., Staśkiewicz S., *Gięta energii elektrycznej. Rynek natychmiastowy*, Rynek terminowy, 7 (1), 2000, s. 16–26.
- [175] Weron A., *Perspektywy rozwoju handlu energią elektryczną w Polsce. Zarządzanie ryzykiem, elementy inżynierii finansowej*, 2nd Annual International Conference on the development of energy trade in Eastern Europe, Power Bridge'99, Warszawa 15–17.11.1999.
- [176] Wilcox J., *Rozwój brytyjskiego rynku energetycznego i gazowego. Zarządzanie ryzykiem w warunkach wolnego rynku*, materiały konferencyjne, Krzyżowa–Wrocław, 1–2 grudnia 1998.
- [177] Williamson O.E., *The Economic Institutions of Capitalism. Firms, Markets, Relational Contracting*, The Free Press, New York 1985.
- [178] Wrzosek W., *Funkcjonowanie rynku*, Warszawa 1997.
- [179] Yarrow G., *Regulacja, konkurencja i ceny w brytyjskim przemyśle gazowym*, w: Jasiński, Szablewski, Yarrow (1995).
- [180] Yarrow G., *Strategic Issues in Industrial Policy*, Oxford Review of Economic Policy, No. 3, 1985.
- [181] *Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020* (dokument przyjęty przez Rząd RP w dniu 22 lutego 2000).
- [182] *Zarządzanie strategiczne. Koncepcje–metody*, praca zbiorowa pod red. R. Krupskiego, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu, Wrocław 1999.
- [183] *Zarządzanie wartością firmy*, praca zbiorowa pod red. A. Hermana i A. Szablewskiego. Poltex, Warszawa 1999, s. 49.
- [184] Zerka M., *Budowa konkurencyjnych rynków w Europie*, Energia, nr 2/36, 1998.
- [185] Zerka M., *Mechanizmy rynkowe w elektroenergetyce. Zagadnienia wybrane*, Instytut Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2001.





BIBLIOTEKA GŁÓWNA

310122W/6

W ostatnich latach notuje się daleko idące zmiany, zarówno w wielu rozwiniętych krajach świata, jak i w Polsce. Głównie na przekształceniu struktur rynku, funkcjonujących dotychczas na zasadach monopolistycznych, na rzecz ich konkurencyjności. Podstawową przesłanką tych zmian jest kreowana przez państwo polityka dotycząca sektora elektroenergetycznego oraz procesy gospodarcze stymulowane przez konkurencję. Konkurencyjność sektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce, zwłaszcza w warunkach otwarcia międzynarodowego rynku energii, wymaga głębokich zmian systemu zarządzania podmiotami gospodarczymi.

Przedmiotem badań przedstawionych w pracy jest szczególne przedsiębiorstwo elektroenergetyki, jakim jest spółka dystrybucyjna. Rozważania koncentrują się na związkach zachodzących pomiędzy zmianą struktury rynku energii a restrukturyzacją procesów zarządzania w spółkach dystrybucyjnych, prowadzących do sformułowania nowej strategii, zwiększenia efektywności działania i adaptacji do zmieniającej się struktury rynku energii oraz wzrostu ich wartości.



Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej
są do nabycia w następujących księgarniach:
„Politechnika”

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław
bud. A-1 PWr., tel. (0-71) 320-25-34,
„Tech”

plac Grunwaldzki 13, 50-377 Wrocław
bud. D-1 PWr., tel. (0-71) 320-32-52
Prowadzimy sprzedaż wysyłkową

ISBN 83-7085-627-6