

**AKADEMIA EKONOMICZNA
W POZNANIU**

MARCIN MAJCHRZAK

**PRZEOBRAŻENIA W ELEKTROENERGETYCE
W WARUNKACH RYNKOWYCH
(Studium przypadku grupy ENEA S.A.)**

PRACA MAGISTERSKA

Promotor:
Prof. zw. dr hab. Andrzej Czyżewski

Wydział : Ekonomii
Kierunek: Ekonomia
Specjalność: Polityka Gospodarcza i Strategie Przedsiębiorstw
Katedra : Makroekonomii i Gospodarki Żywnościowej

BYDGOSZCZ 2005

SPIS TREŚCI

STRESZCZENIE.....	5
-------------------	---

WSTĘP.....	6
------------	---

ROZDZIAŁ I

Modelowanie i regulacje systemu elektroenergetycznego dla potrzeb rynku energii elektrycznej.

1. Struktura przedsiębiorstw i regulacja polskiej elektroenergetyki.....	11
1.1. Przekształcenie i likwidacja okręgów energetycznych.....	14
1.2. Powstanie rynków : wytwórcy, operatora systemu przesyłowego i dystrybutora energii elektrycznej.....	15
2. Komercjalizacja przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego.....	18
3. Ustawa Prawo Energetyczne jako narzędzie regulacji energetyki.....	19
3.1. Urząd Regulacji Energetyki.....	22
3.2. Regulacja rynkowa a polska rzeczywistość.....	23
4. Zasady i warunki taryfowania energii elektrycznej.....	25
4.1. Zatwierdzanie taryf energii elektrycznej.....	27
4.2. Taryfa energii elektrycznej ENEA S.A.	30
5. Determinanty rozwoju konkurencji w elektroenergetyce.	33
5.1. Zasada dostępu stron trzecich do sieci- TPA jako warunek konieczny wolnej konkurencji.....	34
5.1.1. Problemy realizacji zasady TPA w energetyce europejskiej.....	37
5.1.2. Bariery rozwoju zasady TPA w Polsce.....	39
5.2. Kontrakty długoterminowe- główna bariera rozwoju zasad wolnorynkowych w energetyce.....	42
5.2.1. Charakterystyka kontraktów długoterminowych.....	42
5.2.2. Koncepcje rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych.....	44

ROZDZIAŁ II

Uwarunkowania makroekonomiczne sektora energetycznego w polskiej gospodarce.

1. Założenia polityki energetycznej państwa.....	50
1.1. Scenariusze prognozy makroekonomicznej.....	51
1.1.1. Prognoza krótkoterminowa.....	51
1.1.2. Prognoza długoterminowa.....	53
1.2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	54
1.2.1. Wzrost gospodarczy a popyt na energię elektryczną.....	55

1.2.2. Struktura zużycia według nośników energii.....	58
2. Bilans handlowy w obrocie energią.....	59
3. Sektor w ujęciu makroekonomicznym.....	61
3.1. Energetyka w tworzeniu PKB.....	61
3.2. Gospodarka krajowa.....	63
3.2.1. Zatrudnienie w sektorze, a bezrobocie.....	64
3.2.2. Dochody fiskalne z sektora dla budżetu państwa.....	66
4. Perspektywy w aspekcie integracji europejskiej.....	69

ROZDZIAŁ III

Sposoby integracji przedsiębiorstw elektroenergetycznych i ich przekształcenia własnościowe.

1. Charakterystyka struktury przedsiębiorstw na rynku energii elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej.....	72
2. Podstawowe cele prywatyzacji i konsolidacji przedsiębiorstw podsektorów elektroenergetyki w Polsce.....	74
3. Procesy integracji pionowej i poziomej- cechy i różnice.....	79
3.1. Korzyści wynikające z integracji dla łączonych podmiotów gospodarczych.....	79
3.2. Skutki integracji dla odbiorców energii elektrycznej.....	83
4. Strategie restrukturyzacji, prywatyzacji i konsolidacji branży Elektroenergetycznej.....	84
5. Etapy przemian w poszczególnych podsektorach.....	86
5.1. Sposoby konsolidacji i prywatyzacji spółek dystrybucyjnych.....	88
5.1.1. Prywatyzacja indywidualna dystrybutora na przykładzie STOEN S.A. i Górnośląskiego Zakładu Energetycznego GZE S.A.	91
5.1.2. Prywatyzacja grupowa na przykładzie grupy G-8.....	93
5.2. Konsolidacja spółek dystrybucyjnych na przykładzie ENEA S.A....	95

ROZDZIAŁ IV

Analiza sytuacji ekonomiczno- finansowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych w podsektorze dystrybucji.

1. Sytuacja ekonomiczna na rynku energii elektrycznej w 2003 roku.....	102
2. Wyniki prowadzenia działalności gospodarczej przez spółki dystrybucji energii elektrycznej.....	104
2.1. Powierzchnia, liczba odbiorców i obszar działania spółek	

dystrybucyjnych.....	106
2.2. Wskaźniki ekonomiczno-finansowe spółek dystrybucyjnych.....	109
3. Sytuacja ekonomiczno-finansowa spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład grupy ENEA S.A. przed konsolidacją.	115
3.1. Wskaźnik rentowności spółek tworzących ENEA S.A.....	115
3.2. Wskaźnik płynności spółek tworzących ENEA S.A.	117

ROZDZIAŁ V

Pozycja ENEA S.A. na rynku energii elektrycznej.

1. Geneza powstania skonsolidowanej grupy dystrybutorów.....	121
1.1. Charakterystyka ENEA S.A.....	122
1.2. Nowa struktura organizacyjna koncernu.....	124
2. Strategia działania ENEA S.A.....	128
2.1. Przemiany organizacyjne spółki.....	130
2.2. Restrukturyzacja przedsiębiorstwa.....	131
3. Recertyfikacja- zintegrowanie systemów zarządzania jakością.....	133
4. Ocena sytuacji ekonomiczno-finansowej -analiza wskaźnikowa.....	136
4.1. Wskaźnik zyskowności i płynności finansowej.....	136
4.2. Wskaźnik zadłużenia.....	138
4.3. Wskaźnik efektywności zatrudnienia i uzbrojenia pracy.	140
4. Skrócony bilans za 2003 rok.....	142

ZAKOŃCZENIE..... 145

BIBLIOGRAFIA..... 154

SPIS TABEL I RYSUNKÓW..... 163

STRESZCZENIE

Celem niniejszej pracy jest przedstawienie zmian zachodzących w polskim systemie elektroenergetycznym i ukazanie procesów dostosowawczych do uczestnictwa krajowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych na zintegrowanym europejskim rynku energii elektrycznej. Cele pośrednie to:

- przedstawienie struktury przedsiębiorstw elektroenergetycznych w kraju oraz ukazanie zmian jakie zaszły podczas okresu transformacji naszej gospodarki- koniecznych ze względu na integrację z Unią Europejską, a także pokazanie elementów wolnej konkurencji w energetyce i ich barier;
- ukazanie zmian właścicielskich, sposobów integracji przedsiębiorstw poszczególnych rodzajów działalności, opisanie wraz z konkretnymi przykładami prywatyzacji i konsolidacji oraz pokazanie korzyści z nich wynikających zarówno dla łączonych podmiotów , jak też odbiorców finalnych;
- analiza sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora elektroenergetycznego, porównanie zintegrowanych ze sobą w grupach przedsiębiorstw po zaistnieniu wszystkich procesów konsolidacyjnych przyjętych przez rząd RP oraz ukazanie pozycji poszczególnych spółek bądź grup konsolidacyjnych na tle innych na krajowym rynku energii elektrycznej;
- ocena pozycji ENEA S.A.- powstałej 1 stycznia 2003 roku po połączeniu pięciu spółek dystrybucyjnych z Poznania, Bydgoszczy, Szczecina, Gorzowa i Zielonej Góry, ukazanie jej struktury organizacyjnej, różnic pomiędzy poszczególnymi oddziałami, przedstawienie wyników finansowych i podstawowych wskaźników ekonomiczno-finansowych za rok 2003 i zsumowanych wyników oddziałów za lata wcześniejsze..

Praca napisana metodą dedukcji jest kontynuacją pracy licencjackiej, która szczegółowo opisywała zmiany jakie zaszły w krajowym systemie elektroenergetycznym z naciskiem na podsektor dystrybucji energii elektrycznej.

WSTĘP

Europejska energetyka już w latach powojennych uznawana była za sektor bardzo dobrze zorganizowany. Jedyne wątpliwości wzbudzała jego monopolistyczna pozycja wobec odbiorców energii – uznano jednak, że jest to czysta forma monopolu naturalnego i tworzenie kilku systemów energetycznych w jednym państwie przez konkurencyjnych dostawców byłoby marnotrawstwem, które przy tym mogłoby szkodzić środowisku naturalnemu. W wielu krajach, w tym również w Polsce, rozpowszechnił się scentralizowany typ organizacji i zarządzania elektroenergetyką. Uzasadnieniem ukształtowania takich struktur miała być optymalizacja wyników funkcjonowania całego sektora. Wszelkie decyzje podejmowane były według kryterium optymalizacji w skali całej gospodarki, z pominięciem optymów regionalnych i lokalnych. Praktyka wykazała jednak, że taka forma zarządzania kłóci się z tendencjami liberalnymi, jakie zaistniały w gospodarce światowej, w tym także w krajach Europy Środkowo-Wschodniej. Wydaje się, że centralizacja zarządzania była korzystna w trakcie odbudowy polskiego sektora elektroenergetycznego po zniszczeniach wojennych i następnie dalszej jego odbudowy. Inwestycje energetyczne, zwłaszcza budowa elektrowni, cechuje się bardzo wysoką kapitałochłonnością. Jednak w sferze decyzji mikroekonomicznych centralizacja doprowadziła do szeregu zjawisk negatywnych. Dotyczyło to przede wszystkim decyzji odnoszących się do polityki cenowej, w tym do tworzenia struktury tworzenia systemu taryfowego. Centralizacja polskiej energetyki przejawiała się bowiem głównie w zakresie metod wykorzystywanych w dziedzinie cenotwórstwa energii elektrycznej. Ceny nie były tworzone według rachunku ekonomicznego, lecz stanowiły element państwowej polityki społecznej. Warto podkreślić, że nawet rządy krajów o rozwiniętej gospodarce rynkowej próbowały wykorzystywać ceny nośników energetycznych, przede wszystkim energii elektrycznej, dla realizacji doraźnych celów politycznych. W ostatnich latach polska elektroenergetyka stała się w obliczu procesów prywatyzacyjnych,

zmian organizacyjnych i funkcjonowania w środowisku konkurencyjnym. Oznacza to, że ryzyko coraz częściej ponoszone jest przez inwestorów, a w mniejszym stopniu przez użytkowników energii. Poziom ryzyka jest szczególnie wysoki na tych rynkach, na których zachodzi szybka fluktuacja cen, a przy tym zmienna jest wielkość zapotrzebowania. Do takich właśnie rynków należy rynek energii. Na szybkość i zakres zmienności cen wpływa również fakt, że energia elektryczna w zasadzie nie może być magazynowana, zatem zachodzi konieczność ciągłego bilansowania jej produkcji i zapotrzebowania na nią. Także ograniczenia w możliwościach przemieszczania energii, będące efektem ograniczeń przesyłowych sieci, wpływają na fluktuację cen. Czynnikiem zwiększającym ryzyko, na jakie narażeni są uczestnicy rynku, jest znaczny wzrost liczby nowych podmiotów zajmujących się obrotem energią, a także rosnąca swoboda w wyborze dostawców energii. Za początek tworzenia liberalnego rynku energii elektrycznej uznano 4 grudnia 1997 roku, dzień uchwalenia Ustawy Prawo Energetyczne. Uchwalenie Ustawy Prawo Energetyczne, a następnie wydanie przez Ministra Gospodarki rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy dało podstawy prawne do podjęcia prac nad ukształtowaniem w Polsce nowoczesnego rynku energii elektrycznej. Zasadniczym celem funkcjonowania tego rynku jest optymalizacja całkowitych kosztów produkcji i dystrybucji energii, poprzez wdrożenie mechanizmów konkurencji do procesów wytwarzania i obrotu energią elektryczną, przy zachowaniu bezpieczeństwa i niezawodności działania całego systemu elektroenergetycznego. Celem tejże pracy jest ukazanie polskiego sektora energetyki na drodze prowadzącej do uczestnictwa w Unii Europejskiej i opisanie procesów realizowanych zgodnie z dyrektywami państw Unii. Struktura polskiego sektora przeszła bardzo istotne zmiany: zlikwidowano państwowe okręgi energetyczne, nastąpiło wydzielenie takich działalności, jak: wytwarzanie, przesył, dystrybucja i obrót energią elektryczną, które funkcjonują w niezależnych podmiotach gospodarczych poddanych wymogom Kodeksu

Spółek Handlowych . Rozdział pierwszy opisuje regulacje prawne, modelowanie rynku zgodnie z przepisami Unii Europejskiej, powstanie polskiego prawa energetycznego regulującego przepisy w zakresie koncesjonowania, taryfowania, zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA), zasady, która umożliwi każdemu odbiorcy wybór dostawcy energii elektrycznej, bez względu na przynależność regionalną do jednego z zakładów energetycznych. W rozdziale tym także są ukazane największe determinanty polskiej elektroenergetyki jakimi są zawile przepisy odnośnie stosowania zasady TPA oraz kontrakty długoterminowe, które powstały jako lekarstwo na pozyskanie środków finansowych dla przestarzałych technologicznie wytwórców energii elektrycznej. Niestety dziś stanowią główną barierę rozwoju wolnej konkurencji w sektorze i zarazem są powodem niskiej efektywności tego sektora. Rozdział drugi ukazuje sektor w ujęciu makroekonomicznym, przedstawiono w nim prognozy krótko i długoterminowe założone przez rząd RP. Ponadto ukazano powiązania sytuacji gospodarczej odzwierciedlonej bezrobociem, produktem krajowym brutto z zapotrzebowaniem na dobro jakim jest energia elektryczna. Koniec rozdziału opisuje dochody fiskalne z sektora do budżetu państwa oraz przyszłość tej gałęzi gospodarki wśród krajów członkowskich zjednoczonej europy. Następny rozdział przedstawia koncepcje Ministerstwa Skarbu Państwa, prywatyzacji i konsolidacji przedsiębiorstw elektroenergetyki zawodowej. Programy zostały wypatrzone i zmienione na skutek zmian władz rządzących w naszym kraju jak również braku akceptacji związków zawodowych niektórych dystrybutorów. Bez względu na to czy krajem będzie rządziła prawica czy lewica nie ma wątpliwości , że to rząd ponosi odpowiedzialność za ewentualny sukces czy porażkę branży jako ich większościowy właściciel. Rozdział czwarty przedstawia sytuację ekonomiczno finansową spółek dystrybucyjnych. Ukazano w nim podstawowe wielkości zakładów energetycznych zgrupowanych w poszczególne grupy konsolidacyjne w jakich powstały lub powstaną. Zsumowanie miało na celu ukazanie różnic

między danymi grupami. Różnice te to inna wielkość infrastruktury energetycznej, liczba odbiorców w danych grupach, pracowników, zasięg działania. Wszystkie te wielkości wpływają na inny efekt końcowy jakim jest wynik finansowy i wskaźniki z nim związane. Analiza wskaźnikowa przedstawia przełomowy moment lat 1999-2000, kiedy zregionalizowano ceny energii elektrycznej i wprowadzono taryfy energii elektrycznej. Koniec rozdziału ukazuje wskaźniki spółek tworzących ENEA S.A. do stycznia 2003, miało to na celu ukazanie różnic przed inkorporacją przez Energetykę Poznańską pozostałych zakładów. Rozdział piąty opisuje powstanie grupy ENEA S.A., pierwszej grupy skonsolidowanych dystrybutorów energii w północno-zachodniej części kraju, zmian organizacyjnych spowodowanych zlikwidowaniem dotychczasowych zarządów, rad nadzorczych i powstanie jednej dla całej firmy. Przedstawiono w nim plany i ambicje rozwoju ENEA S.A., opisano rok działalności przedsiębiorstwa skupiony przede wszystkim na poprawie wyniku finansowego, płynności, rentowności. Rok 2003 był także rokiem inwestycji w infrastrukturę energetyczną, informatyczną, środki trwałe koniec rozdziału pokazuje sytuację ekonomiczno-finansową w ciągu trzech ostatnich lat. O ile faktycznym rokiem działalności Enei był rok 2003 to wskaźniki przedstawiono za lata 2001-2003. Zsumowanie wskaźników bądź ich średnia wielkość za lata wcześniejsze miało na celu pokazanie potencjalnych korzyści wynikających z połączenia przedsiębiorstw. Niniejsza praca odzwierciedla przemiany w polskim systemie energetycznym w czasie transformacji gospodarki w Polsce, a także ukazuje reakcje zachodzące na drodze prowadzącej do wolnej konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, ponieważ jest ona nieunikniona w momencie przystąpienia, a następnie uczestnictwa naszego kraju w Unii Europejskiej. Zakres czasowy obejmuje lata 1998-2003 i przedstawia sytuację ekonomiczno-finansową i organizacyjną spółek dystrybucyjnych po wprowadzeniu w życie ustawy Prawo Energetyczne, gdyż był to przełomowy rok dla funkcjonowania polskiej

elektroenergetyki. W niektórych momentach przedstawione zostały wydarzenia z lat wcześniejszych, które miały na celu pokazanie jakie zmiany zaszły w chwili przejścia z gospodarki centralnie zarządzanej do gospodarki rynkowej.

Materiały wykorzystane do pracy to gazety i czasopisma fachowe, biuletyny miesięczne Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., Urzędu Regulacji Energetyki, Agencji Rynku Energii, Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, opracowania firm konsultingowych, doradczych, energetycznych takich jak DGA, IRR, EPC, PriceWaterhouseCoopers , publikacje i rozporządzenia Ministerstwa Skarbu Państwa, Ministerstwa Gospodarki, książki i publikacje wybitnych ekspertów i specjalistów z dziedziny elektroenergetyki oraz dane udostępnione przez Dyрекcję ENEA S.A. jak również Dyрекcję Oddziału Bydgoszcz ENEA S.A. .

ROZDZIAŁ I

Modelowanie rynku i regulacje systemu elektroenergetycznego dla potrzeb rynku energii elektrycznej.

1. Struktura przedsiębiorstw i regulacja polskiej elektroenergetyki.

Energetyka jest fundamentalnym dla społeczeństwa i gospodarki obszarem. W odniesieniu do takiego obszaru dość trafnie można sformułować następującą przesłankę: energia jest dobrem, towarem, a to oznacza, że dostęp powinien mieć każdy po racjonalnej cenie. Mając do czynienia z tak fundamentalnym dla społeczeństwa obszarem, nie można go było zostawić w niezmiennym stanie, nie unowocześniając zasad funkcjonowania. Jednym z podstawowych celów polityki gospodarczej jest m.in. właśnie długoterminowe bezpieczeństwo kraju i społeczeństwa¹. Warunkowane jest ono wieloma czynnikami, począwszy od decentralizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych, przez promowanie konkurencji i selektywne stosowanie regulacji administracyjnej, a na traktowaniu energii jako towaru, a nie wyłącznie dobra publicznego, skończywszy. Wbrew niektórym twierdzeniom, wcale nie trzeba było czekać z uruchomieniem regulacji na zakończenie procesu komercjalizacji. Prawidłowa regulacja musi być obojętna na strukturę i formę własności, musi obiektywnie i bez żadnych uprzedzeń lub preferencji skłaniać podmioty energetyczne do określonych zachowań. Regulacja i jej zinstytucjonalizowana forma, czyli regulator ma substytuować rynek. Oczywiście, prowadzone w tym sektorze działania regulacyjne wyznaczają warunki brzegowe funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego, ale dla poważnego inwestora, dysponującego wysoko wydajną i nowoczesną techniką nie powinny one stanowić przeszkody. Tym bardziej, że regulator musi także wprowadzać samoograniczenia dla siebie, w przeciwnym razie mogą wystąpić efekty przeregulowania lub

¹ Założenia polityki energetycznej państwa do roku 2020, dokument przyjęty przez RM 22. 02. 2000 r..

niedoregulowanie. Konieczne staje się, zatem poszukiwanie przez regulatora takich narzędzi oddziaływania i tak ekonomicznie-finansowo skalkulowanych, by stały się czynnikami, co najmniej umożliwiającymi, a jeszcze lepiej zachęcającymi aktywność gospodarczą w sektorze energetyki.

Trzeba też mieć świadomość, że wprowadzenie do sektora regulacji uruchamia swoisty mechanizm eliminacji słabych kapitałowo i rynkowo inwestorów, zorientowanych na działalność wyłącznie typu spekulacyjnego, nastawionych na szybki i znaczny zwrot kapitału. Z racji swego strategicznego znaczenia, oraz z przyczyn wciąż trwającej transformacji systemu gospodarczego naszego kraju, przemysł energetyczny nie działa jeszcze w warunkach przypominających konkurencję, stwarzało to zagrożenie (z punktu widzenia finalnych odbiorców energii) wykorzystywania tej sytuacji przez wytwórców i dystrybutorów energii, do kształtowania cen nie na poziomie pokrywającym uzasadnione koszty, lecz wynikającej z siły monopolistycznej².

Dlatego energetyki nie można było pozostawić w dotychczasowym kształcie, nie unowocześniając zasad jej funkcjonowania oraz mechanizmów oddziaływania na nią wynikających z dwóch nurtów polityki gospodarczej: regulacyjnego i właścicielskiego³. Sektor energetyczny został poddany nowoczesnej regulacji na mocy Ustawy Prawo Energetyczne, uchwalonej przez Sejm 10 kwietnia 1997 r.⁴. Gospodarowanie w energetyce do końca lat osiemdziesiątych ewoluowało z tzw. w pełni planowanego koordynowania działalności przedsiębiorstw energetycznych-Ustawa o planowanej gospodarce energetycznej (1947 r.) poprzez kolejne modyfikacje, oznaczające zwiększanie autonomii tych przedsiębiorstw potwierdzonej Ustawą o gospodarce paliwowo-energetycznej (1962 r.). W latach siedemdziesiątych i w początkach lat osiemdziesiątych nastąpiło pewne usamodzielnienie się okręgów

² A. Walaszek-Pyziół, W. Pyziół, Prawo energetyczne-komentarz, PWN, Warszawa 1998 r..

³ Z. Bicki, Ocena procesu transformacji krajowej gospodarki energetycznej(1990-1998), Warszawa 1999 r..

⁴ Ustawa PE z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dziennik Ustaw nr 54, wraz z późniejszymi zmianami), weszła w życie 4 grudnia 1997 r..

energetycznych przez nadanie im statusu przedsiębiorstw państwowych, następnie objęto tą formą zakłady energetyczne, elektrownie i elektrociepłownie; zwieńczeniem tego procesu była-Ustawa o gospodarce energetycznej (1984 r.).

Tabela 1.

Systematyka regulacji elektroenergetyki

Charakter regulacji	Regulator	Podstawowe obszary-narzędzia
Instytucjonalna	Sejm	Prawo Energetyczne
	Minister Skarbu Państwa	Nadzór właścicielski, prywatyzacja, konsolidacja
	Minister Gospodarki	Polityka energetyczna, współudział w nadzorze
	Prezes URE	demonopolizacja
	Agencja Rynku Energii S.A. Fundacja Poszanowania energii Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	Budowa otoczenia rynku
Administracyjna	Minister Gospodarki	Normy, rozporządzenia
	Prezes URE	Koncesja, ceny regulowane
Ekonomiczna	Sejm	Subwencje, ulgi inwestycyjne
	Minister Finansów	Przyspieszona amortyzacja
	Prezes URE	kary
	Giełda	Ceny giełdowe
Perswazja	Prezes URE Instytucje pozarządowe	Upowszechnianie wiedzy
	Prezes URE	Uzgadnianie projektów planów rozwoju

Źródło: Opracowanie autorów-A. Dobroszyńska, L. Juchiewicz, B. Zalewski, Regulacja energetyki w Polsce, wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa 2002 r., str. 37.

Przełom transformacyjny lat dziewięćdziesiątych w energetyce oznaczał w dużym stopniu kontynuację zapoczątkowanego wcześniej trendu. W dalszym ciągu postępował proces polegający na decentralizacji i upowszechnieniu przesłanek rynku. Jego realizacja zwiększyła samodzielność m.in. zakładów energetycznych i wielu elektrociepłowni poprzez przekształcenie ich z przedsiębiorstw państwowych w jednoosobowe spółki Skarbu Państwa poddane rygorom Kodeksu Handlowego, następnie Kodeksowi Spółek Prawa Handlowego. Obecny etap, począwszy od wejścia w życie UPE, tj. od 4 grudnia 1997 r. polega na wyraźnym pogłębianiu tych procesów poprzez wdrażanie stosunków umownych między dostawcami a odbiorcami energii w otoczeniu na razie jeszcze ułomnej-niepełnej koordynacji rynkowej. W miarę upływu czasu będzie ulegało to zmianom, aż do momentu zaistnienia wolnego rynku energii, zwłaszcza energii elektrycznej dotyczącej wytwórczości i obrotu, a nie przesyłu i dystrybucji. Taki model przyczyni się do swoistej konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami wytwórczymi, spółkami dystrybucyjnymi oraz obecnymi już prywatnymi firmami obrotu energią elektryczną.

1.1. Przekształcenie i likwidacja okręgów energetycznych.

Krajowa elektroenergetyka od 1958 roku funkcjonowała w postaci pięciu okręgów energetycznych, którym podlegało szereg elektrowni i zakładów sieci elektrycznych (dzisiejszych spółek dystrybucyjnych), np. bydgoski zakład podlegał pod Północny Okręg Energetyczny z siedzibą, gdzie dziś mieści się Grupa Energetyczna ENEA S.A.- Oddział Bydgoszcz oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.⁵ System jaki funkcjonował był zintegrowanym pionowo od wytwórcy po dystrybutora, a cena stanowiła element polityki państwowej, typowy dla gospodarki centralnie zarządzanej. Model ten przetrwał do 1989 roku, kiedy to nastąpił nowy podział ról na krajowym rynku energii

⁵ Zmiany w energetyce, Megawat, biuletyn wewnętrzny ZEBYD S.A.- obecnie Oddział Bydgoszcz GE ENEA S.A.

elektrycznej⁶. Wraz z początkiem zmian strukturalnych polskiej gospodarki zachodzących w demokratycznym kraju wprowadzono nowe ramy prawne dla przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. W 1989 roku nastąpiło rozwiązanie okręgów energetycznych, a firmy poszczególnych rodzajów działalności (wytwarzanie, przesył, dystrybucja) zaczęły funkcjonować jako przedsiębiorstwa państwowe. Podział ten wyodrębniał osobno elektrownie, elektrociepłownie jako wytwórców energii elektrycznej, operatora systemu przesyłowego jako pośrednika w dostawach pomiędzy wytwórcą a dystrybutorem. Z podziału wyodrębniono także zakłady energetyczne jako lokalnych dostawców energii elektrycznej odbiorcom finalnym. W wyniku komercjalizacji polskich przedsiębiorstw spółki sektora elektroenergetycznego zostały przekształcone w jednoosobowe spółki akcyjne skarbu państwa.

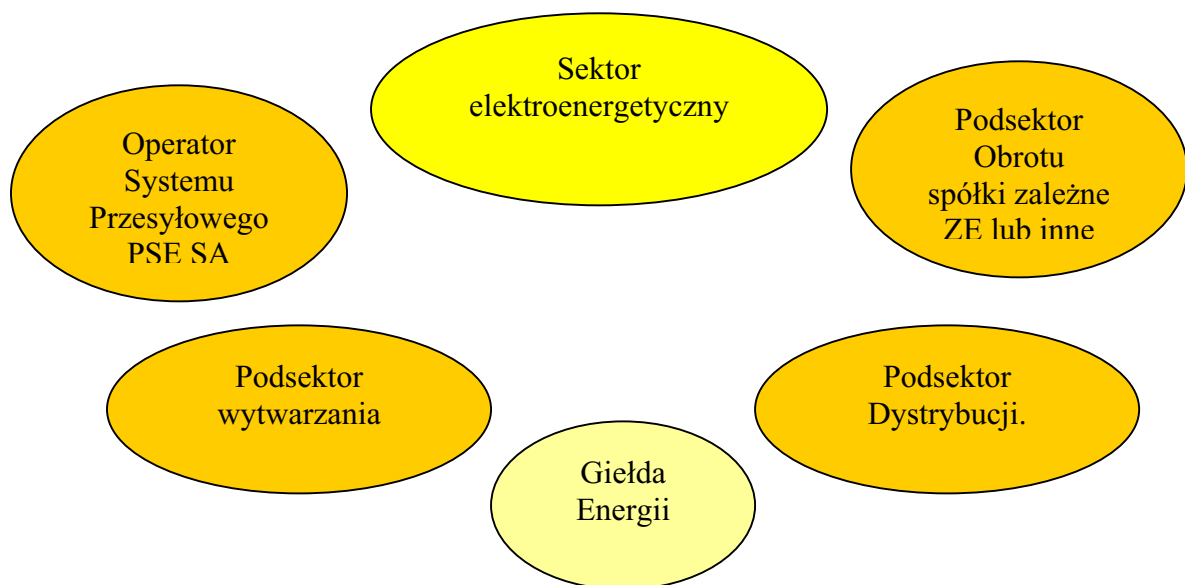
1.2. Powstanie rynku wytwórcy, operatora systemu przesyłowego i dystrybutora energii elektrycznej.

Reformy w kraju rozpoczęły się wprowadzeniem dwóch istotnych zmian-pełnej decentralizacji sektora energetycznego i rozpoczęcia dostosowania cen.. Jeśli chodzi o decentralizację sektora, to poprzednia struktura oparta na pięciu zintegrowanych pionowo regionalnych przedsiębiorstwach energetycznych (okręgów), została podzielona na 32 przedsiębiorstwa wytwórcze (elektrownie i elektrociepłownie), 33 spółki dystrybucyjne⁷ oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) jako narodowa spółka przesyłowa odpowiedzialna także za handel hurtowy (jako jedyny nabywca) i handel zagraniczny energią elektryczną. Nowa struktura została stworzona z myślą ułatwienia rozwoju konkurencyjnego rynku i efektywnej regulacji naturalnych monopolii w ramach

⁶ W. W. Bojarski, Problemy transformacji krajowej gospodarki energetycznej, Archiwum Energetyki PAN, Komitet Problemów Energetyki, Gdańsk 1997 r.

⁷ W latach 1989-2002 funkcjonowały 33 spółki dystrybucyjne, jednak rozpoczęta strategia konsolidacji spółek dystrybucji energii elektrycznej spowodowała ich zmniejszenie do 29 po połączeniu zakładów energetycznych z Poznania, Bydgoszczy, Szczecina, Gorzowa i Zielonej Góry. Liczba ta się zmieniła gdyż już powstały kolejne grupy skupione wokół Krakowa (Enion S.A.), Wrocławia (EnergiaPro S.A.), Gdańska (Energa SA) oraz jako ostatnia powstanie tzw. Wschodnia Grupa Energetyczna.

sektora. Podział ten wyróżniał elektrownie jako 12 przedsiębiorstw państwowych i 4 spółki akcyjne produkujące głównie w oparciu o węgiel kamienny i brunatny), elektrociepłownie (19 spółek akcyjnych wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z energią ciepłą) i elektrownie wodne, które sprzedają energię elektryczną w około 70%⁸ spółkom dystrybucyjnym na zasadzie kontraktów długoterminowych⁹, które gwarantują im zbyt i środki finansowe na spłatę kredytów zaciągniętych na remonty i modernizację, resztę mogą sprzedać na giełdzie energii elektrycznej, spółce dystrybucyjnej bądź uprawnionemu odbiorcy (zgodnie z zasadą TPA) po cenie rynkowej.



Rys. 1: Kształt sektora elektroenergetycznego na rynku energii elektrycznej.

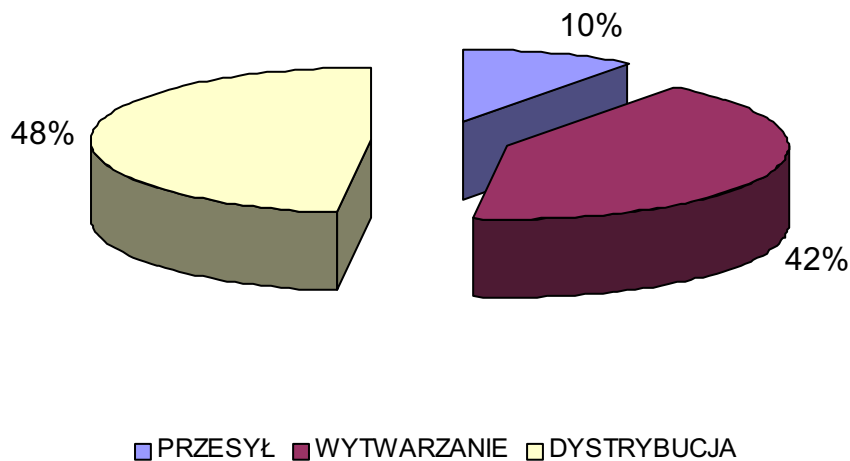
Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Obywatel, rynek, konkurencja. Warszawa 2002 r..

Operator systemu przesyłowego powstał w 1990 roku od razu w formie spółki akcyjnej skarbu państwa, funkcjonuje on pod nazwą Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. -Grupa Kapitałowa. Spółka jest właścicielem

⁸ Średnia wielkość ogólnej wartości sprzedanej energii elektrycznej w Polsce na tej zasadzie w 2002 roku.

⁹ Kontrakty długoterminowe to zakup przez PSE S.A. od elektrowni określonej ilości energii elektrycznej po określonej cenie. Po rozwiązaniu okręgów gwarantowały one podsektorowi wytwarzania środki finansowe na spłatę kredytów zaciągniętych na modernizację i remonty w zakresie ochrony środowiska.

elektrowni pompowo-szczytowych oraz sieci najwyższych napięć(220, 440, 750 kV), posiada ona monopol w całym kraju na hurtowy obrót energią oraz na jej przesył do spółek dystrybucyjnych. PSE S.A. reprezentuje około 10% majątku polskiej elektroenergetyki Spółki dystrybucyjne to popularne zakłady energetyczne, w chwili obecnej na terenie kraju działają cztery grupy energetyczne, prace nad powstaniem piątej trwają. Ponadto funkcjonują samodzielnie dwa zakłady z Łodzi (ZE Łódź S.A. i ZE Łódź Teren S.A.) , które nie wyraziły zgody na połączenie do Krakowa oraz zakłady z Warszawy i Gliwic nie objęte konsolidacją.



Rys 2: Udział poszczególnych pod sektorów w majątku elektroenergetyki.

Źródło: Ministerstwo Gospodarki, przekształcenia w energetyce, Warszawa 2002.

Każdy dystrybutor działa w innych warunkach makroekonomicznych, ma inną powierzchnie działania, zróżnicowaną liczbę odbiorców oraz inną taryfę energii elektrycznej¹⁰, która stanowi dla przedsiębiorstwa o wysokości marży na energii w poszczególnej grupie taryfowej oraz przychody za usługi dodatkowe. Odpowiedzialność firm dystrybucyjnych to przede wszystkim niezawodność

¹⁰ Cennik energii elektrycznej uchwalany przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres 1 roku bądź dłużej, zawiera ceny energii, usług przesyłowych i czynności dodatkowych dla odbiorców energii.

dostaw energii elektrycznej odbiorcom finalnym, co wymusza ciągłość inwestowania w lepszą infrastrukturę energetyczną bez względu na sytuację finansową. Źródła dostaw energii to zakup z poziomu najwyższych napięć na zasadzie kontraktów długoterminowych, bądź z wolnej ręki w wysokości określonej w przepisach oraz z poziomu poniżej najwyższych napięć, a więc np. z własnych źródeł którymi mogą być małe elektrownie wodne działające jako spółki zależne, bądź będące w jego strukturach organizacyjnych. Majątek wszystkich spółek dystrybucyjnych szacuje się na około 48% wartości całej polskiej elektroenergetyki.

2. Komercjalizacja przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Od początku 1989 roku polska gospodarka była uwikłana w skomplikowany proces transformacji, który polegał na długotrwałym przekształceniu ustrojowym. Transformacje można rozumieć jako przejście z gospodarki centralnie planowanej do gospodarki rynkowej. System elektroenergetyczny jako własność państwowa i monopolista wyposażony w rządowe gwarancje nakazywał odbiorcom energii elektrycznej akceptować warunki i płacić z góry określone stawki. Polski rząd wtedy pod władzą Tadeusza Mazowieckiego próbował szybko uzdrowić polską gospodarkę i do wielu sektorów wprowadzić mechanizmy wolnokonkurencyjne¹¹. Konieczne zatem stało się zmiana roli państwa w funkcjonowaniu podmiotów gospodarczych, a także urealnienie cen na poziomie rynkowym. Celowe stało się przekształcenie państwowych przedsiębiorstw w jednoosobowe spółki skarbu państwa. Podczas przekształcania okręgów energetycznych w trzy podsektory utworzono Polskie Sieci Elektroenergetyczne od razu jako spółkę akcyjną skarbu państwa¹². Następnie w 1993 roku tą formą przekształcono 33 zakłady energetyczne

¹¹ L. Balcerowicz, wtedy Minister Finansów opracował i wprowadzał program transformacji gospodarczej dla Polski. Warunkiem powodzenia było przekształcenie przedsiębiorstw państwowych w jednoosobowe spółki akcyjne, które miałyby zostać sprywatyzowane celem pozyskania kapitału dla rozwoju polskich firm.

¹² Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki, Warszawa 1996 r, s.5.

likwidując im status przedsiębiorstw państwowych, co dla samych podmiotów oznaczało początek działalności w warunkach gospodarki rynkowej. Komercjalizacja wytwórców została przeprowadzona bardzo stopniowo, gdyż pierwszą elektrownie przekształcono tego samego roku (Elektrownia Kraków S.A.), a ostatnią przekształcono dopiero w 1999 roku, a była to Elektrownia w Turowie. Zasadniczym celem przekształceń ustrojowych sektora elektroenergetyki miało być: powstanie efektywnych i wydajnych przedsiębiorstw, obsługa klienta na dobrym poziomie i racjonalne ceny energii elektrycznej¹³. Jednak teraz patrząc na te przekształcenia po 10 latach można powiedzieć, iż tego celu nie udało się osiągnąć, ponieważ ceny uwolniono dopiero w 1998 roku, po powstaniu Prawa Energetycznego i wprowadzeniu regulowanych cen energii elektrycznej-popularnie zwanych taryfami. Głównym powodem braku planowanych rezultatów był i jest brak konkurencji w tym sektorze, dopiero w momencie uzyskania prawa do korzystania z zasady TPA przez wszystkich odbiorców, wyeliminowania subsydiowania skrośnego i rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych powinna zaistnieć wolna konkurencja, jednak komercjalizacja była dobrym początkiem reform w energetyce, która zmniejszyła rolę państwa w tym sektorze.

3. Ustawa Prawo Energetyczne jako narzędzie regulacji energetyki

Od samego początku prac nad pakietem reform energetyki, potrzeba ustanowienia nowego systemu prawnego i regulacyjnego uznawana była za podstawowy warunek powodzenia liberalizacji sektora energetycznego¹⁴. Główne zasady, które determinowały kształt projektu nowego Prawa energetycznego, obejmowały:

- zmniejszenie i zmianę roli państwa w sektorze energetycznym, zwłaszcza w zakresie regulacji;

¹³ A. Dobroczyńska, L. Juchniewicz, Konkurencyjny rynek energii elektrycznej, czy i komu jest potrzebny, Jaki model rynku?, Biblioteka Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa 2001 r..

¹⁴ J. Baehra, E. Stawicki, Prawo Energetyczne-komentarz, Municipium, Warszawa 1999 r..

- zapewnienie komercyjnego charakteru przedsiębiorstw energetycznych;
- stworzenie skutecznej ochrony odbiorców energii przed nadużywaniem praktyk monopolistycznych.

Wziąwszy powyższe pod uwagę, proces opracowania PE opierał się na trzech istotnych założeniach. Po pierwsze, ustawa powinna wyróżniać rolę rządu i przedsiębiorstw energetycznych, jasno je określać i zobowiązywać strony do koncentrowania się na własnych celach i zakresach odpowiedzialności. Po drugie, ustawa powinna oddzielać polityczne i regulacyjne funkcje rządu poprzez wyznaczenie osobnych organów państwowych do ich sprawowania. Pod wpływem tej koncepcji funkcje polityczne i stanowienie systemu regulacji pozostawiono Ministerstwu Gospodarki oraz powołano niezależny Urząd Regulacji Energetyki (URE), który zarządza systemem regulacji. Kwestie własnościowe zostały wyłączone z legislacji energetycznej i pozostają obecnie w gestii Ministerstwa Skarbu Państwa¹⁵, który odpowiada za sposoby przekształceń poszczególnych przedsiębiorstw podsektorów, ich konsolidacje i ewentualną prywatyzację w grupach bądź indywidualnie.

Ustawa Prawo Energetyczne została ostatecznie przyjęta przez Parlament 10 kwietnia 1997 roku i podpisana przez Prezydenta 14 maja tego samego roku. Przyjęcie Prawa Energetycznego w 1997 r. zakończyło pierwszy etap tworzenia ram prawnych dla nowego systemu regulacyjnego. Od 1997 r. Prawo Energetyczne było kilkakrotnie poprawiane przez Parlament, zmiany te będą omawiane w poszczególnych punktach, które dotyczą taryf oraz dostępu stron trzecich do sieci¹⁶ (TPA-Third Party Acces).

Ponieważ wraz z przełomem ustrojowym w 1989 roku zmieniły się warunki ekonomiczno-polityczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, należało zmienić i warunki prawne. W odniesieniu do gospodarki energetycznej

¹⁵ W. Włodarczyk, Regulacja w sektorze energetycznym-dylematy metodyczne i praktyczne, Kraków 1999 rok, PAN, tom 2, s. 122..

¹⁶ Zasada dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych, która w 2007 roku umożliwia każdemu odbiorcy możliwość wyboru dostawcy energii elektrycznej bez względu na wysokość jej zużycia.

prorowadzone od początku lat dziewięćdziesiątych prace doprowadziły do uchwalenia 10 kwietnia 1997 roku przez Sejm RP ustawy Prawo Energetyczne, konstytuującej ramy prawne i funkcjonalne szeroko rozumianego sektora energetycznego¹⁷. Ustawa ma charakter ogólny i reguluje działalność gospodarczą w zakresie wszystkich nośników energii z wyłączeniem węgla kamiennego, który podlega odrębnym regulacjom. Celem UPE było stworzenie warunków zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju, a jego obywatelom racjonalne ceny energii poprzez umożliwienie, a czasami nawet wymuszenie: oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, zaistnienia rynku energii i minimalizacji kosztów energii dzięki rozwojowi konkurencji przeciwdziałającej negatywnym skutkom monopoli naturalnych. Realizacja tego celu oznaczała będzie właściwy rozwój gospodarki energetycznej w Polsce, uwzględniający wymagania ochrony środowiska i zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych. Jest ona, zatem podstawowym instrumentem realizacji polityki gospodarczej państwa w odniesieniu do energetyki i jej niezbędnej restrukturyzacji¹⁸. Ustawa Prawo Energetyczne, na tle sytuacji legislacyjnej w innych krajach, w tym głównie w unijnych, wyróżnia się zarówno ze względu na formułowanie praw i obowiązków adresatów ustawy, jak i imperatywem urynkowienia sektora i eliminacji subsydiowania skróśnego działalności¹⁹ energetycznej i zakupu energii, antycypacją stosowania zasady TPA²⁰. Eksperti międzynarodowi oceniają polskie Prawo Energetyczne bardzo wysoko. Jest ono traktowane jako swoisty wzorzec dla państw Europy Środkowo-Wschodniej²¹. Należy, zatem się spodziewać, że konsekwentne wprowadzenie zapisów ustawy będzie

¹⁷ Ustawa weszła w życie 4 grudnia 1997 roku, pod jej rządami znajduje się cały sektor energetyczny, porównaj Prawo Energetyczne, zbiór przepisów, R. Taradejna, Warszawa 2000 r..

¹⁸ A. Dobroczyńska, I. Juchniewicz, B. Zaleski, Regulacja Energetyki w Polsce, Warszawa-Toruń 2000 r.

¹⁹ Subsidiowanie skróśne, praktyki wykorzystywane w gospodarkach rynkowych wielu państw, polega ono na subsydiowaniu odbiorców w grupach taryfowych i subsydiowaniu działalności obrotu przez przesył energii

²⁰ Patrz podrozdział 5.1. Zasada dostępu stron trzecich.

²¹ Harmonizacja polskiego prawa energetycznego i metrologicznego-sprawozdanie końcowe, wrzesień 2000 r., Biuro Współpracy Zagranicznej i Integracji Europejskiej URE.

równocześnie gwarantem pełnego przygotowania do integracji z Unią Europejską. Kontrola państwa podczas regulacji w okresie przejściowym procesu budowania wolnego rynku, ma zapewnić przedsiębiorstwom energetycznym jednolite warunki działania, co związane jest z przestrzeganiem zasad konkurencji, ograniczenia zachowań szkodliwych dla zdrowia i środowiska, ochroną zasobów pracy i surowców oraz zapewnienie dochodów dla budżetu państwa. Wraz z rozwojem stosunków wolnorynkowych, kontrola państwowa nad regulowanym obszarem powinna maleć²². Proporcjonalnie do postępu tego procesu, ewoluować powinna również forma i treść owego nadzoru.

3.1. Urząd Regulacji Energetyki .

Wraz z ustawą Prawo Energetyczne powołano specjalną instytucję regulacyjną o nazwie Urząd Regulacji Energetyki oraz Prezesa URE jako jeden z organów administracji państwa. Prezes URE jest powoływany na okres pięciu lat przez Prezesa Rady Ministrów. Atrybutami jego autonomicznej pozycji jest: przede wszystkim kadencyjność działania, ustawowo określone warunki odwołania ze stanowiska, uprawnienia dotyczące wnioskowania o powołanie i odwołanie wiceprezesa urzędu. Jest to niezwykle ważne dla skuteczności regulacji, bowiem jej adresatami są jeszcze przedsiębiorstwa energetyczne, będące monopolistami o użyteczności publicznej i nadzór w postaci Ministra Skarbu stwarza parasol ochronny²³. Do zakresu kompetencji Prezesa URE można zaliczyć:

- udzielanie, odmowa, zmiana i cofanie koncesji;
- zatwierdzanie i kontrolowanie taryf energii(np. taryfa energii elektrycznej Zakładu Energetycznego Bydgoszcz);

²² A.T. Szablewski, Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 2000 r.

²³ R. Trypens, Biuro Prawne Urzędu Regulacji Energetyki, biuletyn URE 1/2002.

- kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu energią elektryczną i paliwami gazowymi;
- rozstrzyganie sporów;
- nakładanie kar pieniężnych zgodnych i w wysokości określonej w ustawie;
- współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych;
- zbieranie i przetwarzanie danych dotyczących gospodarki energetycznej.

3.2. Regulacja rynkowa a polska rzeczywistość.

W związku z pojawieniem się pytania o granicę regulacji cen, czy ma ona nastąpić w miejscu zrównania się popytu z kosztem krańcowym, czy też ma to być cena wyznaczona przez regulatora, utożsamiana z ceną minimalną?. Teoretycznie tak, praktycznie niezwykle ważny jest też poziom kosztów ponoszonych przez monopol naturalny. Jeśli np. w wyniku regulacji cen uda się wymusić na monopolu zwiększenie produkcji, to może stworzyć zagrożenie niepełnego odzyskania poniesionych przez monopol kosztów i wystąpienie tzw. ujemnych zysków²⁴. Stąd dla potrzeb niniejszych rozważań pragniemy skoncentrować się na rzeczywistych przesłankach regulacji i praktycznym rachunku kosztów, mając na uwadze przekształcenia nie tylko monopolu, a także przekształcenia w kraju w warunkach transformacji rynkowej. Pierwsza ważna jest zasadnicza przesłanka regulacji: czy chodzi o ograniczenie siły rynkowej, czy zaoferowanie usługi po rozsądnej cenie, a niewątpliwie energia elektryczna jest nie tylko towarem o charakterze produkcyjno-konsumpcyjnym, również dobrem cywilizacyjnym dostępnym dla wszystkich. Natomiast technika regulacji skupia się na narzędziach służących wymuszaniu na monopolu pożądaných zachowań. Operowanie narzędziem ekonomicznym oznacza

²⁴ H.R. Warian, str. 438- Droga, którą muszą pokonać energetyczne monopole, aby osiągnąć stan zbliżony do przedsiębiorstwa działającego w warunkach wolnej konkurencji.

konieczność wyboru właściwych kategorii. I tutaj nastawia się pytanie, jakie kategorie ekonomiczne zapewnią nie tylko poprawność metodyczną regulacji, ale też, które z nich charakteryzują się najlepszymi cechami aplikacyjnymi.

Niestety- jedna z najważniejszych kwestii, co wybrać za podstawę kształtowania ceny w zmonopolizowanych sektorach: koszt marginalny czy przeciętny nie doczekał się satysfakcjonującego rozstrzygnięcia w teorii regulacji, co tym samym wyraźnie osłabia skuteczność praktyki regulacyjnej²⁵. Wydaje się, że regulator powinien operować swoistą ceną równowagi pomiędzy interesami producentów i interesami odbiorców. Określone między nimi sprzeczności mierzone strumieniem dochodów, dla jednej ze stron są pomniejszeniem zysków, a dla drugiej zaoszczędzonym wydatkiem, czyli występuje podział renty monopolowej pomiędzy monopolem energetycznym, a społeczeństwem. Tu nasuwa się pytanie, w jaki sposób regulator(URE) ma tą grą zarządzać i określić punkt równowagi pomiędzy popytem na energię ze strony społeczeństwa, a podażą ze strony przedsiębiorstw energetycznych. Odpowiedź na to pytanie stanowi istotę i sens regulacji cen. Kwestię można rozpatrywać dwojako. Po pierwsze, w krótkim okresie jako punkt równowagi przejawiający się na przecięciu siły polityczno-ekonomicznej sektora energetyki i autonomii regulatora. Przykładem tego jest tzw. „rozporządzenie taryfowe” Ministra Gospodarki, które zakładało 13% wzrost cen energii elektrycznej w 1999 roku. Ta arbitralnie określona wielkość, nie mająca de facto podstawy kosztowej została zaakceptowana przez sektor jako korzystna, ponieważ przewyższała o 4,4 punkty procentowe wskaźnik inflacji roku poprzedniego. Na ogół oznacza to polityczną zgodę na wzrost ceny energii, który realizuje regulator. Po drugie, jako punkt równowagi, w długim okresie czasu, oznaczający urealnienie ceny monopolowej energii, akceptowanej także przez odbiorców, czyli urealnienia także płatności odbiorców finalnych. Z tego wszystkiego wyłania się, bowiem najtrudniejszy problem regulacji; które koszty

²⁵ Ta kwestia ma szczególne znaczenie dla naszej gospodarki, co będzie przedmiotem dalszych rozważań .

działalności uznać za podstawę kształtowania cen; czy oparte na kosztach marginalnych, czy przeciętnych?. Wykorzystanie tej kategorii pozwala ograniczyć możliwości manipulowania kosztami przez pojedyncze przedsiębiorstwo danego podsektora, motywować do utrzymania własnych kosztów na poziomie niższym od przeciętnych w celu uzyskania dodatkowej przewagi²⁶. Za wyborem kosztów przeciętnych przemawia także większa akceptacja społeczna dla mniejszego zróżnicowania przestrzennego cen i stawek opłat za energię elektryczną. I od razu pojawia się kolejna kwestia, o jaką kategorię kosztów przeciętnych chodzi?. Czy o tę wynikającą z kosztów działania pojedynczego przedsiębiorstwa.

Z reguły proces zatwierdzenia cen(zatwierdzenia taryf) realizowany jest w dwóch etapach, w pierwszym określa się dopuszczalny wymagany przychód dla przedsiębiorstwa, a po jego ustaleniu w etapie drugim określa indywidualne ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup odbiorców. Zaprezentowana istota regulacji kosztowej, pokazuje, że jest to regulacja i żmudna i czasochłonna, a jej ostateczny efekt wcale nie musi być tym najbardziej pożądanym, o obiektywnych cechach²⁷.

4. Zasady i warunki taryfowania działalności.

Jednym z najważniejszych narzędzi regulacji, a zarazem najbardziej skomplikowanym, jest z pewnością taryfowanie, czyli proces ustalania taryfy przez przedsiębiorstwo energetyczne, a następnie zatwierdzania jej przez organ regulacyjny. Dla przedsiębiorstwa jest głównym czynnikiem, decydującym o bieżącym funkcjonowaniu i rozwoju, bowiem to właśnie przez sprzedaż swoich usług po cenach zawartych w taryfie przedsiębiorstwo zapewnia sobie środki na prowadzenie działalności gospodarczej. Taryfa to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, ceny dotyczą towaru (np. energii elektrycznej),

²⁶ J. Bill, Regulacja a konkurencja, Departament Taryf Urzędu Regulacji Energetyki, biuletyn URE 2/2002.

²⁷ „Nic, zatem dziwnego, iż zatwierdzenie taryfy spółki dystrybucyjnej trwa często powyżej 6 miesięcy”- wypowiedź prezesa URE dr Leszka Juchniewicz, Warszawa 2001 r..

natomiast stawki opłat to jednostkowe ceny za świadczone usługi, zwykle polegające na przesyłaniu i dystrybucji jakiegoś towaru(np. energii elektrycznej).

Taryfy, zgodnie z ustawą powinny pokryć uzasadnione koszty regulowanych przedsiębiorstw w zakresie działalności energetycznej wraz z kosztami modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska²⁸. Do kosztów można wliczyć koszty współfinansowania przez dany podmiot przedsięwzięć i usług, związanych ze zmniejszeniem zużycia energii u odbiorców, pozwalających uniknąć budowy nowych źródeł energii i sieci elektrycznych.

Spośród ustawowych zapisów związanych z taryfowaniem na uwagę zasługuje norma artykułu 44 UPE, która nakłada na wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek prowadzenia ewidencji księgowej, aby możliwa była jednoznaczna identyfikacja kosztów i ich wielkości w różnych przekrojach rodzajowo-funkcjonalnych. A zatem zakładowy plan kont musi wyróżniać koszty stałe i zmienne, a także przychody odrębnie dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, z uwzględnieniem poszczególnych grup taryfowych, co pozwoli wyeliminować zjawisko skrośnego subsydiowania²⁹. Zjawisko to występuje pomiędzy różnymi rodzajami działalności, prowadzonej w ramach tego samego podmiotu energetycznego, jak i pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców korzystających z tego samego rodzaju energii, ale na różnych zasadach. Oznacza to dotowanie poszczególnych rodzajów działalności bądź odbiorców .

1.1. Zatwierdzanie taryf energii elektrycznej.

W elektroenergetyce proces taryfowania zainicjowała pierwsza taryfa na początku 1999 roku. Te najważniejsze, czyli taryfy przedsiębiorstw energetycznych, dla których działalność energetyczna jest podstawową,

²⁸ T. Kowalak, Zasady kształtowania i kalkulacji taryf, URE, Warszawa 2000 r..

²⁹ Skrośne subsydiowanie – praktyki wykorzystywane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, przez pojęcie to rozumie się subsydiowanie odbiorców grupy taryfowej G przez grupy A i B oraz działalności obrotu energią przez działalność przesyłową.

wpłynęły do URE na przełomie stycznia i lutego, w tym: od 33 zakładów energetycznych, 32 przedsiębiorstw wytwórczych oraz jedna od pośrednika PSE S.A.

W pierwszej kolejności rozpatrywane były wnioski spółek dystrybucyjnych, chociaż formułowano opinie o konieczności zachowania kolejności wynikającej z logiki powstawania kosztów, a więc począwszy od wytwarzania, poprzez przesyłanie, a na dystrybucji energii elektrycznej skończywszy³⁰. Zdecydowały jednak priorytety polityki gospodarczej, związane z potrzebą zapewnienia jak najszybszego napływu do sektora zwiększonego strumienia środków, ponieważ sytuacja ekonomiczno-finansowa sektora dystrybucji była nienajlepsza, co było wynikiem poprzedniego systemu stanowienia cen. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, będące cenami urzędowymi ustalał Minister Finansów, ceny w obrocie hurtowym, obowiązujące wewnątrz sektora, na wniosek Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. ustalał Minister Gospodarki. Pozwalało to w gruncie rzeczy na realizację partykularyzmów PSE S.A. kosztem dystrybucji, na dodatek ceny ustalone przez MF nie zmieniały się przez rok, gdy ceny hurtowe były parokrotnie korygowane w górę, na korzyść operatora systemu przesyłowego (PSE S.A.)³¹. Już na wstępie realizacji procesu analizowania wniosków i zatwierdzania taryf okazało się, że żadna spółka dystrybucyjna nie uwzględniła podstawowego przepisu przejściowego, ograniczającego się do 13%³². Wejście w życie zatwierdzonych taryf, a zwłaszcza naliczenie należności za dostarczoną energię i wystawienie faktur dla poszczególnych grup odbiorców ujawniło wiele mankamentów w przyjętych rozwiązaniach. Okazało się bowiem, że przy wzroście nie przekraczającym 13% dla całej grupy taryfowej, nowe ceny i stawki opłat dla niektórych odbiorców w

³⁰ M. Duda, Indywidualna regulacja taryf energii elektrycznej, biuletyn energetyczny IGEiOŚ, Warszawa 1999.

³¹ A. Głukowska-Sobol, M. Wesołowska, Problemy w regulacji taryf w elektroenergetyce, Departament Planów i Analiz Urzędu Regulacji Energetyki, biuletyn URE 6/2000 r..

³² Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 3 grudnia 1998 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną(Dz.U. nr 153, poz. 1002), rozporządzenie nakazuje, iż maksymalny wzrost cen nie może przekroczyć 13%.

ramach tej samej grupy spowodowały znaczny wzrost łącznych płatności za energię elektryczną, szczególnie dla tych o niewielkim poborze energii. Okazało się, że opłata stała w grupie taryfowej C-11 kształtowała się od 91% przy niskim zużyciu, do 2% przy bardzo dużym zużyciu. W wyniku skutków, jakie mogłyby powstać, spółki dystrybucyjne podjęły działania korygujące i wystąpiły do Prezesa URE o zatwierdzenie zmian. Dokonano między innymi przesunięć odbiorców o niewielkim zużyciu energii do grupy taryfowej G-11 lub przyjęto do rozliczeń niższą moc przyłączeniową albo zastosowano upusty w stawce opłat za usługę przesyłową, umożliwiło to poprawne skalkulowanie z uwzględnieniem maksymalnego wzrostu w wysokości 13%.

Kolejnym istotnym problemem okazały się stawki opłat za przyłączenia do sieci, kwestie sporne wynikały z nieprecyzyjnych sformułowań rozporządzenia przyłączeniowego i taryfowego. Różnice w tej samej grupie taryfowej za budowę typowego przyłącza napowietrznego sięgały ponad 13 tysięcy złotych, a opłaty za rozbudowę sieci około 15 tysięcy złotych. Spółki zostały, zatem zobligowane do dokonania kolejnej korekty taryf, tym razem w zakresie stawek opłat za przyłączenie do sieci, a podstawą ustalenia były faktyczne koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo sieciowe. Odnotowano też inne uchybienia jednostronnie korzystne, a dotyczyły poboru energii ponad wielkość zaplanowaną oraz wielkości opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej³³.

Proces zatwierdzania taryf w 2003 roku był szczególnie trudny z uwagi na konieczność uwzględnienia z jednej strony obciążenia wytwórców energii elektrycznej podatkiem akcyzowym³⁴, drugiej zaś spadku zapotrzebowania odbiorców końcowych na energię elektryczną oraz narastających problemów z

³³ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za 1999 rok, biuletyn URE 3/2000 Warszawa 2000 r..

³⁴ M. Belka, Minister Finansów rządu w latach 2001-2002 wprowadził podatek akcyzowy w wysokości 2 groszy od kW energii elektrycznej, pomysł ten uchwalił Sejm RP dopatrując się w akcyzie dodatkowego dochodu dla budżetu państwa. Każdy podsektor nie chcąc ponieść straty z tego tytułu przerzucił koszt akcyzy na swego odbiorcę, w wyniku czego ceny energii elektrycznej dla odbiorców finalnych wzrosły około 6-8 %. Wprowadzenie podatku akcyzowego przyniosło w 2002 roku około 2,29 mld zł dochodu dla państwa.

ich wypłacalnością³⁵. Zjawiska te generują sprzeczne przesłanki: konieczność akceptacji uzasadnionych wzrostów cen i stawek opłat przeciwstawia się świadomości, że skutkiem tego wzrostu może być jedynie pogłębienie zapaści w poborze energii i/lub nasilenie zatorów płatniczych oraz nielegalnego poboru energii elektrycznej. Ostatecznie przyjęte zostało założenie, że wzrost obciążenia gospodarki krajowej kosztami zaopatrzenia w energię elektryczną nie powinien przekroczyć granicy 5,5%³⁶. Spełnienie tego założenia wymagało realizacji niezwykle trudnych procesów: ograniczenie tempa wzrostu cen węgla brunatnego, określonego programem restrukturyzacji tej branży, poprzez zamrożenie, a w niektórych przypadkach spadek cen węgla, zamrożenia energii wytwarzanej w skojarzeniu z energią ciepłą. Ze względu na zróżnicowanie warunków funkcjonowania poszczególnych zakładów energetycznych rozwiązaniem niewłaściwym byłoby przyjęcie identycznego tempa wzrostu taryf we wszystkich przedsiębiorstwach. Preferowałoby to bowiem te, które z różnych względów stosowały taryfy na wyższym poziomie, z krzywdą dla tych, których aktualne taryfy są zaniżone w stosunku do uzasadnionych potrzeb. Stan taki zachodzi z uwagi na „indeksacyjny” charakter ograniczeń wzrostów cen i stawek opłat, obowiązujący w poprzednich procesach taryfowych, powodujący stopniowe pogłębienie zróżnicowania pomiędzy poszczególnymi przedsiębiorstwami. Realizacja tego założenia pozwoliła na równomierne rozłożenie skutków ograniczeń na poszczególne przedsiębiorstwa, co dało w efekcie wzrost taryfy Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. równy 4,6%. Taryfy poszczególnych spółek dystrybucyjnych wzrosły w przedziale od 1,5% do 8,5%(średnio 5,7%)³⁷.

Kolejnym, niezwykle istotnym elementem czwartego procesu zatwierdzania taryf było stworzenie przedsiębiorstwom możliwości uzyskania decyzji wydłużającej okres regulacji na trzy do czterech lat. Pozwala to na

³⁵ Będzie drożej, „Rzeczpospolita”, Archiwum ekonomiczne, Warszawa 2003.

³⁶ Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji, komunikat w sprawie cen energii elektrycznej od lipca 2003 r..

³⁷ O. Szlączyński, Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE, Warszawa, 17 czerwca 2002 r..

stworzenie znacznie stabilniejszej perspektywy prowadzenia przez przedsiębiorstwa sieciowe swojej działalności. Rozwiązanie to nie jest obligatoryjne-ze stworzonej możliwości skorzystały dotychczas trzy spółki dystrybucyjne(STOEN S.A.- 3 lata, Łódzki Zakład Energetyczny S.A.). Rozwiązanie takie daje spółce możliwość uwzględnienia oczekiwanych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na najbliższe trzy lata. Ma to znaczenie dla przedsiębiorstwa w przypadku opracowanej strategii na najbliższe lata, czy określonych projektach inwestycyjnych na dużą skalę. Znajomość cen i stawek daje możliwość oszacowania przychodów , a tym samym wydatków.

4.2.Taryfa energii elektrycznej ENEA S.A.

Opracowanie i zatwierdzenie taryfy dla pięciu skonsolidowanych dystrybutorów tworzących ENEA S.A. było procesem dość skomplikowanym. Podmioty działające dotychczas samodzielnie jako zakłady energetyczne miały duże różnice w obowiązujących na ich obszarze cenach. Dlatego gdyby przyjąć jednakowe stawki dla odbiorców domowych, spowodowałoby to nieuzasadniony wzrost energii w niektórych oddziałach³⁸. Stąd ceny dla grup taryfowych niskiego napięcia (C, G) są różne dla poszczególnych oddziałów, a ta sama polityka cenowa obowiązuje tylko w stosunku do dużych odbiorców, dla których obowiązujące wcześniej ceny energii elektrycznej i usług dodatkowych były bardziej zbliżone³⁹.Wyrównanie cen i stawek opłat może potrwać dwa do trzech lat. Różnica w cenie najpopularniejszej grupy G (gospodarstw domowych) wynosi dwa grosze, najtaniej było w byłym bydgoskim zakładzie energetycznym, najdrożej w szczecińskim, odbiorcy poznańskiego oddziału płacą dwa razy większy abonament niż w szczecińskim. Podobnie jest z opłatą sieciową stałą, najdroższa poznańska (3,25 zł) przewyższa ponad trzykrotnie najtańszą (0,93 zł).

³⁸ Taryfa energii elektrycznej na okres 01.07.2003- 31.12.2004.

³⁹ Nowe cenniki w przygotowaniu, „Rzeczpospolita”, Warszawa 2003.

Tabela 2.

Struktura składników grup taryfowych GE ENEA SA

CENY LUB STAWKI	GRUPA TARYFOWA									
	A 21	A 23	B 11	B 21	B 23	C 11	C ^A 12	C ^B 12	G 11	G 12
OBRÓT										
Ceny za energię elektryczną w zł/mc										
-całodobową	X		X	X	X		---	----	X	---
-szczytową			---	---	---	X	---	X	---	---
-pozaszczytową			---	---	---	X	----	X	---	---
-szczyt przed południem		X	---	---	X	---	---	---	---	---
-szczyt po południu		X	---	---	X	---	---	---	---	---
-pozostałe godziny doby	---	X	---	---	X	---	---	---	---	---
-dzienną			---	---	----	X	X	---	---	X
-nocną			---	---	----	X	X	----	---	X
Stawka opłaty abonamentowej w zł/m-c	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA										
Składnik zmienny stawki sieciowej w zł/mc	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Składnik stawki systemowej w zł/	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Składnik stały stawki sieciowej w zł/m-c	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Stawka opłaty abonamentowej w zł/m-c	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Zródło: Taryfa energii elektrycznej GE ENEA S.A., Poznań 2004.

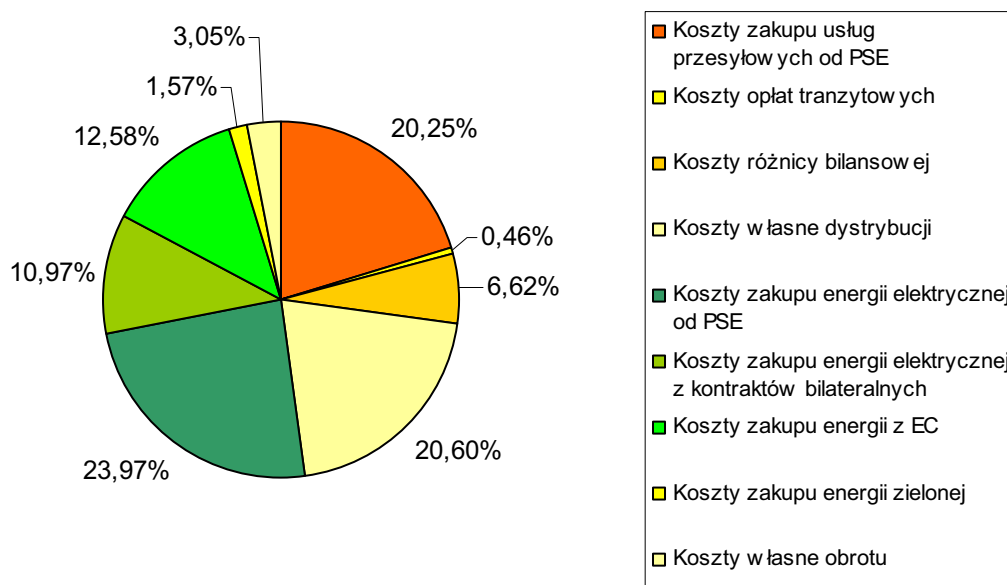
W cenach i stawkach opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej uwzględnione zostały współczynniki korekcyjne w wysokości adekwatnej do możliwości poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Ceny i stawki opłat zaproponowane w taryfie skalkulowane na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej pięciu dystrybutorów zaplanowanych na rok obowiązywania taryfy⁴⁰.

Podstawą do określenia wielkości kosztów planowanych były koszty związane z działalnością koncesjonowaną poniesione przez Przedsiębiorstwo w okresie sprawozdawczym. Taryfa zaczyna obowiązywać nie wcześniej niż 14 dni od jej publikacji w biuletynie branżowym URE- Energia elektryczna.

⁴⁰ Biuletyn branżowy URE- Energia elektryczna, 15 czerwca 2003/17/240.

Taryfa zawiera rodzaje oraz wysokości:

- stawek opłat za przyłączenie do sieci;
- stawek opłat za usługi przesyłowe;
- cen za energię elektryczną;
- stawek opłat abonamentowych;
- bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych;
- opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej;
- opłaty za usługi dodatkowe, na zlecenie przyłączonego podmiotu.



Rys. 3: Struktura kosztów Oddziału Bydgoszcz ENEA SA.

Źródło: Megawat, biuletyn miesięczny, sierpień 2002/42/8.

Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia zasilania

miejscu dostarczania energii, wartość mocy umownej, liczba stref czasowych. W oparciu o zasady podziału ustala się następujące grupy taryfowe⁴¹:

- dla odbiorców zasilanych z wysokiego napięcia-A21, A23;
- dla odbiorców zasilanych z średniego napięcia-B11, B21, B22, B23;
- dla odbiorców zasilanych z niskiego napięcia-C21, C22a, C22b, C11, C12a, C12b;
- dla odbiorców zasilanych niezależnie od poziomu napięcia-G11, G12 .

5. Determinanty rozwoju konkurencji w elektroenergetyce.

Początek reform w sektorze sięgający końca lat osiemdziesiątych miał na celu przystosowanie go do działania w warunkach gospodarki rynkowej, którą cechuje wolny konkurencyjny rynek, jakiego w energetyce nie było, gdyż każdy podsektor posiadał monopol naturalny na dostawę energii elektrycznej, skończywszy na spółkach dystrybucyjnych, które regionalnie dostarczały swoim klientom prąd. Jednak zbliżająca się perspektywa przystąpienia Polski do krajów członkowskich Unii Europejskiej wymusiła na naszym rządzie początek prac nad urynkowaniem elektroenergetyki. Komisja Europejska nakazała nam w swoich dyrektywach umożliwienie działalności gospodarczej europejskim podmiotom gospodarczym tego sektora w momencie otworzenia naszego rynku i przystąpienia do państw unijnych. Zrodziło to w Polsce powstanie nowoczesnego prawa energetycznego, wprowadzenie zasady TPA (sukcesywne) powstanie giełdy energii, na której uprawniony podmiot mógł dokonać zakupu energii po cenie rynkowej, jednak zarazem te elementy gry wolnorynkowej blokują kontrakty długoterminowe, za pośrednictwem których sprzedawane jest 10 krotność energii elektrycznej większa niż na giełdzie⁴², do tego trzeba dodać efekt subsydiowania skrośnego i zawile przepisy odnośnie zasady TPA.

⁴¹Pierwsza cyfra oznacza wielkość mocy zamówionej(1-do 40 kW, 2-powyżej), druga cyfra oznacza strefę czasową (1-jednostrefowe, 2-dwustrefowe, 3-trójstrefowe), litera oznacza taryfę: a-szczyt i b- poza szczyt.

⁴² Giełdę Energii S.A. otwarto w 1999 roku, szacowało się że urynkowi ona obrót energii w Polsce, jednak ze względu na efekt subsydiowania skrośnego i istnienie kontraktów długoterminowych obrót na giełdzie w 2002 roku wyniósł około 2% w porównaniu do 70% za pośrednictwem owych kontraktów długoterminowych.

Problemy te można tłumaczyć brakiem przepisów wykonawczych i pomysłów na rozwiązanie kontraktów długoterminowych⁴³.

5.1. Zasada dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych (TPA) jako warunek konieczny wolnej konkurencji w elektroenergetyce.

Zasada dostępu stron trzecich (Third Party Access) jest jednym z najważniejszych narzędzi służących liberalizacji sektora energetycznego. Pozwala, bowiem na przełamanie monopolu przedsiębiorstwa posiadającego sieci przesyłowe lub dystrybucyjne i zobowiązanie go do przesyłania cudzej energii elektrycznej. O ile, bowiem podsektor wytwarzania jest gotowy do działania na rynku konkurencyjnym, o tyle w podsektorze przesyłu sprawa wygląda nieco inaczej. Przypuśćmy, że wytwórca sprzedaje określoną ilość energii nabywcy, po zawarciu jedynym problemem staje się transport energii, który leży w gestii przedsiębiorstwa, do którego należy sieć przesyłowa. Do tej pory, w sytuacji monopolu naturalnego właściciel sieci zakupywał energię dla wszystkich swoich odbiorców (podłączonych do sieci). Obecnie w zakupie energii można obejść się bez jego pośrednictwa, ale nie sposób odłączyć się od jego sieci, ponieważ inaczej niż po drutach energii przesłać się nie da. A zatem nie sposób też zrezygnować z usługi przesyłowej takiego przedsiębiorstwa sieciowego. Tak naprawdę nie jest ono tym zainteresowane, gdyż traci klienta. Dlatego nie chcąc dopuścić by monopoliści sparaliżowali konkurencję w zarodku, nakłada się na nich obowiązek świadczenia usług przesyłowych dla innych osób prawnych i fizycznych, kupując w źródłach wytwarzania energię bądź na własne potrzeby, bądź celem dalszej jej odsprzedaży⁴⁴. Oprócz tego jest kilka barier technicznych, które nie są związane tematycznie z powyższą pracą.

⁴³ Problem próbowano rozwiązać Systemem Opłat Kompensacyjnych (SOK)- gdzie wszyscy wytwórcy sprzedawali by energię na tych samych zasadach. W chwili obecnej chce się to rozwiązać emisją obligacji, które zapewnią elektrowniom środki finansowe na spłatę zaciągniętych pożyczek długoterminowych.

⁴⁴ Wprowadzenie zasady TPA spowodowało powstanie na terytorium RP kilkunastu firm specjalizujących się w obrocie handlowym energią uprawnionym podmiotom do zmiany dostawcy energii elektrycznej.

Zasadę TPA wprowadza się sukcesywnie, wskazując podmioty uprawnione do korzystania z niej. Prawo do korzystania z usług przesyłowych odbiorcy będą uzyskiwać w następującej kolejności:

- posiadają odbiorcy końcowi o rocznym zakupie energii elektrycznej nie w chwili obecnej prawo do korzystania z usług przesyłowych mniejszym niż 500 GWh (21 odbiorców w kraju o zakupie rocznym około 21,5 TWh); 1 stycznia 1999- prawo uzyskali odbiorcy o zakupie energii nie mniejszym niż 100 GWh (83 odbiorców o zakupie rocznym około 37 TWh);
- 1 stycznia 2000-odbiorcy końcowi o zakupie nie mniejszym niż 40 GWh (180 odbiorców o zakupie rocznym około 43,5 TWh);
- 1 stycznia 2002-odbiorcy o zakupie powyżej 10 GWh (610 odbiorców, łączny zakup roczny około 51,5 TWh);
- 1 stycznia 2004-odbiorcy o zakupie nie mniejszym niż 1 GWh (3300 odbiorców o zakupie rocznym około 60 TWh);
- 1 lipca 2007-prawo do korzystania z usług przesyłowych uzyskują wszyscy odbiorcy (około 14,5 mln.) .

Oznacza to stopniowy postęp w liberalizacji i otwieranie rynku dla wolnego obrotu energią, zgodnie z przyjętym harmonogramem⁴⁵. Dla dobra interesów narodowych stosowanie zasady TPA ograniczono do energii, pochodzącej wyłącznie ze źródeł krajowych⁴⁶. Kluczową rolę odgrywa Prezes URE, który w ramach swoich kompetencji dysponuje trzema instrumentami: zatwierdza i kontroluje taryfy za usługi przesyłowe poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych, rozstrzyga kwestie sporne dotyczące świadczenia usług przesyłowych, po trzecie wymierza kary, na podmiotach nie ustosunkowujących się do przepisów.

⁴⁵ W jakiej kolejności odbiorcy będą uzyskiwali prawo do korzystania z usług przesyłowych?, lista opracowana przez Zakład Energometrii Agencji Rynku Energii S.A., Warszawa 2002 rok .

⁴⁶ Dyrektywa 92/96/EC, przepis wprowadzono zgodnie z wymogami Komisji Europejskiej w 2001 roku i z roku na rok coraz więcej odbiorców będzie zyskiwać prawo do zasady TPA, jednak dla dobra naszych krajowych przedsiębiorstw wynegocjowano okres przejściowy.

Choć swobodny wybór dostawcy prądu nie rozpowszechnił się jeszcze w Polsce, wiele firm rozważa możliwość skorzystania z tego prawa. Dotychczasowi dostawcy reagują natychmiast obniżając ceny, aby utrzymać starych klientów. Tylko kilka polskich firm, spośród 600 uprawnionych, kupuje energię elektryczną od dowolnie wybranego dostawcy, a nie z zakładów energetycznych, do których są przyporządkowane geograficznie⁴⁷. Nie sprawdziło się, więc oczekiwanie twórców zasady TPA, którzy zakładali, że niemalże od razu nastąpi prawdziwa konkurencja pomiędzy zakładami energetycznymi. Można także zaobserwować korzystny efekt zasady-obniżka energii dla uprawnionych odbiorców, upusty i rabaty dla podmiotu zużywającego rocznie ponad 10 GWh energii. Na liście swobodnego wyboru dostawcy znalazły się takie podmioty, jak Zakłady Azotowe Kędzierzyn, czy giełdowy Hutmen. Jednak są też podmioty, które po takim eksperymencie wracają do starych zakładów energetycznych, ze względu na ponad dwumilionowy koszt instalacji systemu pomiarowego bilansującego dobowo-godzinowego. Tak duże koszty są przeszkodą dla wielu firm, ze względu na długi okres czasu, po którym taka duża inwestycja zacznie się, po pierwsze zwracać, a po drugie opłacać.

Tabela 3.

Liczba uprawnionych odbiorców w Polsce w 2004 roku

Szacunkowa liczba odbiorców, którzy staną się uprawnionymi z 1.01.2004 r.	Przewidywana ilość zakupionej przez nich w 2003 r. energii elektrycznej	Szacunkowa liczba wszystkich odbiorców uprawnionych po 1.01.2004 r.	Przewidywana ilość energii elektrycznej zakupionej w 2003 r. przez wszystkich odbiorców uprawnionych po 1.01.2004 r.
szt.	GWh	szt.	GWh
5 274	16 197	5 915	52 923

Źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2003.

Od 2001 r., kiedy liczba zidentyfikowanych odbiorców uprawnionych korzystających z zasady TPA wynosiła 6, nastąpił wzrost ich liczby do 19. Większość nowych odbiorców korzystających z TPA zawarła umowy

⁴⁷Zarobić na prądzie, „Prawo i Gospodarka”, 27 marca 2002 r..

przesyłowe w trakcie 2002 r. Ogółem odbiorcy ci kupili w 2002 r., w ramach TPA, ok. 3 800 GWh energii elektrycznej, a ich całkowite roczne zużycie wyniosło 5 966 GWh. Ta ostatnia wielkość stanowi więc przewidywaną sprzedaż tym odbiorcom w ramach TPA w 2003 r.

Spośród 19 odbiorców korzystających z TPA, 5 zlokalizowanych jest na terenie Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA, 4 na terenie Będzińskiego ZE SA, 3 na terenie ZE Wrocław SA, 2 na terenie Energetyki Beskidzkiej SA, po jednym na terenie: Energetyki Kaliskiej SA, ENEA SA, ZE Opole SA, ZE Warszawa-Teren SA, Zamojskiej Korporacji Energetycznej SA. Co prawda tylko 3% ogólnej liczby odbiorców uprawnionych skorzystało w 2002 r. z możliwości wyboru dostawcy, ale odbiorcy ci zużyli ok. 16% całkowitej energii elektrycznej kupowanej przez odbiorców uprawnionych w 2002 r. (37 000 GWh), a ich zakupy dokonane w ramach TPA stanowią ponad 10% tej energii⁴⁸. Są to więc w przeważającej mierze wielcy odbiorcy o znaczącym zużyciu energii, wśród których przeważają huty i kopalnie oraz przedsiębiorstwa wielkiej chemii. Tylko trzech odbiorcy korzystający z TPA są z poza tych sektorów.

5.1.1. Problemy realizacji zasady TPA w elektroenergetyce europejskiej.

Dotychczasowa organizacja sektora elektroenergetycznego w poszczególnych państwach członkowskich oparta na monopolach, choć pozwoliła na zbudowanie dojrzałych rynków energii elektrycznej, to powodowała iż finalne opłaty za energię były bardzo wysokie, ponadto przedsiębiorstwa te oferowały niski standard usług oraz obsługę klienta w niewielkim zakresie⁴⁹. Wprowadzenie zasady TPA zwiększyło płynność rynku, zapoczątkowało stymulację handlu i konkurencji między producentami ,

⁴⁸ Badania Pentora na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, „Rzeczpospolita”, Warszawa 19/01/2003 r..

⁴⁹ M. Kozak, A. Sanderski, Doświadczenia Unii Europejskiej, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE, Warszawa 2002.

dostawcami energii i spółkami obrotu. Przedsiębiorstwa mogą odmówić dostępu do sieci przesyłowych w przypadku braku zdolności, lub gdyby uniemożliwiło im to dostawę energii z tytułu usług publicznych. Większość krajów otworzyła swój rynek w wyższym stopniu niż obligowała je do tego dyrektywa.

Tabela 4.

Realizacja zasady TPA w krajach Unii Europejskiej

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

Źródło: Realizacja zasady TPA W 2002 roku, Departament Promowania Konkurencji URE, Biuletyn branżowy nr3/2003.

Dynamika zmian dostawcy jest znacznie większa niż w Polsce, jednak w stosunku do wszystkich uprawnionych odbiorców to jest to stosunkowo niewielka liczba. Pozytywnym skutkiem tak jak w naszym kraju jest renegotjacja umów z uprawnionymi podmiotami i proponowanie nowych korzystnych warunków, co powoduje, też swego rodzaju konkurencję. Do konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami poszczególnych krajów nie dochodzi głównie, ze względu na problemy techniczne związane z przepustowością sieci przesyłowych⁵⁰. Dlatego wydaje się konieczne podjęcie działań w celu

⁵⁰ Forum ekonomiczne rynku energetycznego, Madryt 2002.

stworzenia przejrzystego systemu opłat transgranicznych⁵¹, wymiany informacji operatorów sieci przesyłowych i ujednoczenia procedur przydziału zdolności przesyłowych. Motywować do takich działań powinna coraz większa liczba uprawnionych podmiotów do TPA oraz perspektywa przystąpienia następnych krajów do Unii Europejskiej.

5.1.2. Bariery rozwoju zasady TPA w Polsce.

Z chwilą pojawienia się na polskim rynku elektroenergetycznym uprawnionych odbiorców do korzystania z zasady TPA Urząd Regulacji Energetyki wystąpił z ankietami do spółek dystrybucyjnych o problemy jakie występują przy jej realizacji. Najważniejsze z nich, to:

- konieczność sprecyzowania zasad udziału uprawnionych odbiorców w realizacji kontraktów długoterminowych;

Cena oferowanej do sprzedaży przez spółki dystrybucyjne energii jest wypadkową kosztów zakupu tej energii. Około 70% sprzedawanej energii pochodzi ze źródeł wytwarzania objętych kontraktami długoterminowymi(KDT). Jest ona znacznie droższa, gdyż jej cena determinowana jest wysokimi kosztami amortyzacji i finansowymi, które powstały niegdyś w wyniku modernizacji i przystosowania tych źródeł do wymogów ochrony środowiska. Zatem każdy odbiorca konsumuje 70% energii pochodzącej z KDT. W przypadku rezygnacji z zakupu odbiorcy uprawnionego, który może zaopatrywać się bezpośrednio u wytwórcy(nie ponosząc kosztów wynikających z KDT). Następstwem tego spółka dystrybucyjna ponosi stratę finansową w wyniku niepokrytych kosztów minimalnych zakupów energii(MIE). Zakłady energetyczne sugerują, aby uprawniony odbiorca zmieniając dostawcę, został zobligowany do zakupu MIE przypadających na

⁵¹ M. Ślifierz, Spotkanie europejskich regulatorów elektryczności, Florencja 2002 , autor jest doradcą prezesa URE, spotkanie dotyczyło ujednoczenia wewnętrznego rynku energii w krajach wspólnoty, biuletyn URE.

niego(70%), a resztę zakupił z wolnej ręki. Ta sprawa wymaga precyzyjnego uregulowania Prawa Energetycznego na poziomie wykonawczym.

- zakup energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu (elektrociepłownia);

Spółki sugerują, żeby uprawniony odbiorca kupując samodzielnie energię dostosował struktury zakupów do zapisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 roku w sprawie zakupu energii ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz w skojarzeniu. Rozporządzenie to dotyczy tylko firm zajmujących się obrotem energią. Jeśli uprawniony odbiorca rezygnuje z usług spółki dystrybucyjnej, pozostawia ją z niesprzedaną droższą, zakupioną obligatoryjnie energią „zieloną” oraz energią pochodzącą z elektrociepłowni (skojarzoną). Konsekwencją tego są analogicznie, jak w punkcie 1 straty dystrybutora.

- finansowanie grup taryfowych G przez grupy taryfowe A i B;

Spółka dystrybucyjna konstruując taryfę dla energii elektrycznej podlega pewnym ograniczeniom. Jednym z nich jest ograniczenie, wynikające z rozporządzenia taryfowego, poziomu wzrostu cen i stawek opłat, szczególnie dla odbiorców należących do grupy taryfowej G (gospodarstwa domowe). Wynikiem tego jest stały deficyt w sprzedaży energii i usług przesyłowych tym odbiorcom, który jest pokrywany z dochodów uzyskiwanych od odbiorców przemysłowych- grupy A i B⁵². Odejście uprawnionego odbiorcy zużywającego duże ilości energii powoduje lukę finansową w spółce dystrybucyjnej w zakresie sprzedaży energii elektrycznej.

- bilansowanie energii elektrycznej;

Regulamin rynku bilansującego przewiduje zgłaszanie umów sprzedaży energii na każdą godzinę doby z dokładnością do 1 MWh. Odbiorca na poziomie 10 GWh (uprawniony) rocznie często zużywa ciągu całej doby mniej niż 1 MWh, a swoje zapotrzebowanie planuje z dokładnością do 1 kWh. Czyni

⁵² W. Mielczarski, Najważniejsze jest możliwość wyboru dostawcy, „Rzeczpospolita”, Warszawa 2001.

to nieopłacalnym zgłoszenie grafiku do rynku bilansującego, gdyż zgłoszone zapotrzebowanie jest zbyt duże, a koszty zakupu układu pomiarowego w systemie dobowo-godzinowym oscylują w granicy 2 milionów złotych.

Brak zainteresowania uprawnionych odbiorców kupowaniem energii na rynku konkurencyjnym wynika także z faktu, iż około połowy odbiorców ma trudności płatnicze, co powoduje problemy w znalezieniu innych dostawców niż spółki dystrybucyjne. Cena energii elektrycznej płacona w ramach TPA nie różni się istotnie od ceny stosowanej przez spółkę dystrybucyjną, na terenie której zlokalizowany jest uprawniony odbiorca. Wytwórcy energii elektrycznej mający kontrakty długoterminowe są zainteresowani sprzedażą uprawnionym odbiorcom po cenach pokrywających jedynie koszty zmienne, ponieważ koszty stałe są wliczone w kontrakty długoterminowe. Opanowanie procedur i uregulowań prawnych normujących te rozliczenia transakcji w sferze obrotu i przesyłu zajmuje uczestnikom niejednokrotnie wiele miesięcy. Jednocześnie są widoczne obawy spółek dystrybucyjnych przed utratą monopolu na obrót energią elektryczną. Świadczy o tym dobitne usiłowanie przesunięcia w grupach taryfowych obejmujących odbiorców uprawnionych z działalności w zakresie obrotu energią elektryczną na działalność przesyłową, powoduje to nie tylko zakazane subsydiowanie skrośne działalności w zakresie obrotu przez działalność przesyłową, ale zarazem cen oferowanej energii elektrycznej.

Jest to ewidentny dumping powodujący dla odbiorcy nieopłacalność wyboru nowego dostawcy energii elektrycznej, ponieważ mimo znalezienia dostawcy oferującego niższe ceny energii elektrycznej ponosi znaczne koszty usług przesyłowych, które musi ponieść na rzecz dotychczasowych dostawców, czyli zakładów energetycznych⁵³.

Z przeprowadzonego badania wynika, iż występują wciąż te same czynniki ograniczające konkurencję co przed rokiem, lecz siła ich oddziaływania uległa

⁵³ P. Karaś, Departament Promowania Konkurencji URE, biuletyn miesięczny 2002 /3..

pewnym modyfikacjom. Podstawową przyczyną ograniczenia podaży energii na rynek konkurencyjny są istniejące nadal kontrakty długoterminowe oraz obowiązkowe zakupy energii produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła i energii odnawialnej. W 2002 r. 67 TWh wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z KDT⁵⁴. Spółki dystrybucyjne, w ramach minimalnych ilości energii (MIE) pochodzącej z KDT, zakupiły 54 TWh, co stanowi ok. 55% ich całkowitego zakupu.

5.2. Kontrakty długoterminowe jako główna bariera rozwoju wolnej konkurencji w elektroenergetyce.

5.2.1. Charakterystyka kontraktów długoterminowych.

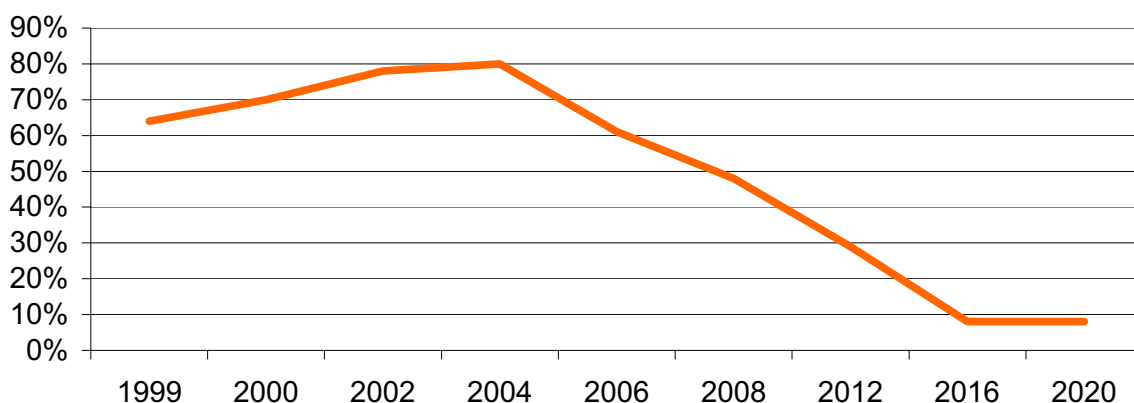
Długoterminowe kontrakty na dostawę energii elektrycznej powstały jako “lekarstwo” dla przestarzałego technologicznie sektora elektroenergetyki; w zamierzeniu były one racjonalnym sposobem na finansowanie inwestycji elektroenergetyki o charakterze modernizacyjnym oraz mającym na celu spełnienie norm w zakresie ochrony środowiska naturalnego. W tym czasie oceniano potrzeby inwestycyjne sektora w zakresie dostosowania się do wdrażanych standardów w zakresie ochrony środowiska na około 2 mld \$. Decyzje dotyczące kontraktów długoterminowych były podejmowane na początku transformacji gospodarczej i były niezbędne, aby zapewnić kredyty bankowe na konieczne przedsięwzięcia inwestycyjne w sytuacji, gdy banki nie chciały ponosić ryzyka związanego z polityką cenową państwa oraz brakiem gwarancji rządowych. Racjonalny na początku program wsparcia procesów modernizacji elektroenergetyki wkrótce uległ całkowitemu wypaczeniu⁵⁵. Naciski wytwórców, zarówno na PSE S.A. jak również na Ministerstwo Przemysłu i Handlu, a następnie Ministerstwo Gospodarki spowodowały, że planowana wcześniej bariera 30% mocy objętej kontraktami została bardzo

⁵⁴ Ministerstwo Gospodarki, rządowy program restrukturyzacji elektroenergetyki, wielkość ta znacznie spadać w 2005 roku na skutek mniejszej liczby kontraktów długoterminowych, które będą maleć.

⁵⁵ J. Czekał, Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce.

szybko przekroczona. W 1999 sięgnęła ona prawie 70%. Efekty kontraktów długoterminowych przyniosły w sumie przyrost zainstalowanych mocy o około 3000 MW. W sytuacji, gdy szacuje się, że w krajowym systemie elektroenergetycznym nadwyżka mocy wynosi około 1/3 mocy zainstalowanej (około 10000 MW), przyjęcie takiego programu inwestycyjnego z takimi gwarancjami należy uznać za całkowicie błędne i nie może być wytłumaczone żadnymi argumentami. Kontraktami długoterminowymi objęte są elektrownie od 15,1% (ZEC Wybrzeże) do prawie 100% (Turów i Jaworzno), cena energii z kontraktów jest nawet o 15-25% wyższa od ceny energii sprzedanej ogółem⁵⁶.

Udział kontraktów długoterminowych w sprzedaży energii



Rys. 4: Udział kontraktów w sprzedaży energii elektrycznej.

Źródło: P. Rudzki, „ Rzeczpospolita”, Rynek energii elektrycznej, Warszawa 1999r..

Należy przy tym podkreślić, że “rozdawnictwu” długoterminowych kontraktów nie towarzyszyły żadne zobowiązania beneficjentów tych kontraktów, a mianowicie wytwórców energii elektrycznej w zakresie ograniczania kosztów poprzez przeprowadzenie odpowiednich procesów restrukturyzacji. Posiadacze umów długoterminowych (przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną) znaleźli się bowiem w komfortowej

⁵⁶ Koniec kontraktów długoterminowych-zmiana strategii, Rynek Energii, 23, 7-8/2000.

sytuacji i nie byli zainteresowani działaniami restrukturyzacyjnymi i prywatyzacyjnymi⁵⁷. Sytuacja taka wydaje się być również korzystna dla PSE S.A., gdyż umożliwia całkowitą niemal kontrolę nad sektorem elektroenergetycznym – stanowi często argument przeciwko wprowadzaniu reform rynkowych, a przynajmniej ich opóźniania ze względu na konieczność wcześniejszego rozwiązania problemów uniemożliwiających rzeczywistą liberalizację sektora elektroenergetycznego.

5.2.2. Koncepcje rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych.

Przy narosłych nieprawidłowościach pozostawienie sposobu rozwiązania problemu samej elektroenergetyce nie będzie możliwe⁵⁸. Wynika to co najmniej z kilku ważnych względów:

- rozwiązanie problemu kontraktów długoterminowych wymaga dopływu kapitału ze źródeł zewnętrznych (z poza elektroenergetyki); tego dopływu bez ingerencji instytucji rządowych nie będzie można zapewnić;
- wysokość kosztów, jakie będą musiały być poniesione musi być przedmiotem ścisłej kontroli; pozostawienie problemu w gestii sektora (wytwórcy, PSE S.A.) z całkowitą pewnością spowoduje ich zawyżenie oraz przerzucenie w całości na barki społeczeństwa;
- sfinansowanie kosztów kontraktów długoterminowych winno być uzależnione od opracowania precyzyjnego programu restrukturyzacji sektora elektroenergetyki, który powinien doprowadzić do dostosowywania wielkości zainstalowanych mocy do rzeczywistych potrzeb gospodarki, ograniczenia programów inwestycyjnych, wyeliminowania najbardziej

⁵⁷ Kontrakty długoterminowe na dostawę energii elektrycznej jako determinanta poziomu cen dla odbiorców oraz wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego. Praca wykonana na zlecenie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przez zespół naukowców Akademii Ekonomicznej w Krakowie, skrót opublikowany w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa 5/1999.

⁵⁸ Ministerstwo Gospodarki, Wstępna analiza metod restrukturyzacji kontraktów długoterminowych pod kątem realizacji funkcji celu, Warszawa 1999 r..

nieefektywnych producentów, obniżenia kosztów eksploatacji w sektorze, zmniejszenia zatrudnienia itp.;

- wreszcie należy mieć na uwadze, że radykalna restrukturyzacja sektora elektroenergetycznego będzie bardzo trudnym problemem społecznym i z tego względu nie może być poddana wyłącznie oddziaływaniom mechanizmu rynkowego, lecz musi być wspierana osłonowymi działaniami państwa.

Pierwszy sposób sprowadza się do stwierdzenia, że koszty te powinny być poniesione przez właścicieli oraz odbiorców końcowych energii⁵⁹. Ponieważ w chwili obecnej praktycznie rzecz biorąc jedynym właścicielem przedsiębiorstw energetycznych jest państwo, toteż koszty umów długoterminowych, w części nie przeniesionej na odbiorców końcowych (autorzy zakładają rozkład kosztów po 50%), będzie ponosił Skarb Państwa, przy czym będzie to oznaczać spadek dochodów Skarbu Państwa bądź to z tytułu bieżących dochodów z majątku (dywidenda) lub dochodów z tytułu sprzedaży przedsiębiorstw sektora inwestorom prywatnym. Pozostałe 50% kosztów przejścia miało być, zgodnie z analizowaną koncepcją, przeniesione na odbiorców poprzez włączenie ich do kosztów uzasadnionych przy kalkulowaniu taryf.

Drugi sposób proponowany przez autorów polegał na przesunięciu terminu spłaty zadłużenia na okresy późniejsze. Jak wynika z analizy przeprowadzonej w 2000 roku, w większości kontraktów mamy do czynienia z kumulacją spłat kredytu w stosunkowo krótkim okresie, co powoduje gwałtowny wzrost cen mocy a także energii w tym okresie.. Zmiana poprzez wydłużenie okresu spłaty nie wyeliminowałaby problemu lecz złagodziła w czasie.

Trzeci proponowany sposób rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych zakładał możliwość konwersji części długów związanych z

⁵⁹ Propozycje zadłużenia sektora jako narzędzie otwarcia rynku energii, Biuletyn miesięczny PSE S.A., 3/2002.

tymi kontraktami na akcje. Teoretycznie rzecz biorąc taka koncepcja jest możliwa do wykonania i mogłaby stanowić jeden z lepszych sposobów likwidacji kontraktów długoterminowych. Pozostaje jednak wiele pytań i wątpliwości zarówno o charakterze zasadniczym, ekonomicznym, jak i technicznym.

Czwarty sposób zlikwidowania zobowiązań z tytułu kontraktów długoterminowych może polegać na wyemitowaniu obligacji (euroobligacji), które służyłyby refinansowaniu umów kredytowych⁶⁰. Koncepcja emisji takich obligacji została przygotowana przez PSE S.A i jest najbardziej prawdopodobna do zrealizowania. Opiera się ona na następujących założeniach:

- przedmiotem konwersji mają być kredyty inwestycyjne zaciągnięte przez elektrownie o łącznej wysokości ponad 6 mld zł (około 2 mld \$) ;
- instrumentem konwersji będą obligacje wyemitowane na międzynarodowym rynku obligacji (euroobligacje);
- emitentem obligacji będzie PSE S.A.;
- po spłacie kredytów ze środków uzyskanych z emisji obligacji umowy długoterminowe (KDT) staną się niepotrzebne;
- źródłem obsługi zadłużenia będzie opłata za przesył, w ramach której wyodrębniona zostanie stała opłata, z której przychody przeznaczone zostaną na obsługę zadłużenia;

Autorzy opracowania, stwierdzając, iż prezentują wspólne stanowisko Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Skarbu Państwa oraz Ministerstwa Finansów proponują cztery sposoby rozwiązania problemu kontraktów⁶¹. Kontrakty długoterminowe powinny zostać zrestrukturyzowane emisją

⁶⁰ W. Rogowski, Naczelnik Departamentu Analiz Makroekonomicznych i Strukturalnych Narodowego Banku Polskiego, „ Rzeczpospolita”, Warszawa 2003.

⁶¹ Kontrakty długoterminowe, rynek energii oraz bilans finansowy sektora, PSE S.A. , Warszawa 1999 r..

obligacji⁶², która miałyby doprowadzić wkrótce do spadku cen energii elektrycznej. Rząd polski z końcem 2003 roku zaczął pracę nad likwidacją KDT i opracowaniem wysokości rekompensat dla elektrowni, wiadomo iż wielkość odszkodowań może wynieść 14-16 mld złotych⁶³. Jeszcze nie ma konkretnych rozwiązań owych kontraktów, a niektóre elektrownie obawiają się utraty płynności finansowej, która mogłaby doprowadzić do upadłości wielu z nich, w chwili gdyby banki postawiły je w sytuacji natychmiastowej zapłaty zaciągniętych kredytów⁶⁴. Takie obawy ma między innymi: EC Nowa Sarzyna, Zielona Góra, ponieważ zaciągnięte kredyty znacznie przewyższają ich własne środki finansowe. Komisja Europejska groziła polskiemu rządowi poważnymi sankcjami karnymi w przypadku braku realizacji rozwiązań kontraktów⁶⁵ do dnia 1 maja 2004.

Mamy nowoczesną, zgodną ze standardami UE, ustawę Prawo Energetyczne, która reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych w zakresie takich działalności jak przesył, dystrybucja oraz obrót energią elektryczną, jednak brak rozporządzeń wykonawczych i uregulowań prawnych w kwestii kontraktów długoterminowych, subsydiowania skróśnego determinującego zasadę TPA, czy funkcjonowania giełdy energii, powoduje, iż wolna konkurencja w tym segmencie rynku nie istnieje. Kolejna nowelizacja UPE na początku 2005 roku powoduje przesunięcie ustawowego rozdzielenie działalności obrotu i dystrybucji w spółkach dystrybucyjnych, co nie jest niczym innym jak konsumpcją tego co zostało osiągnięte w latach 93-97. Warto podkreślić również jest to, iż mało wątpliwe jest by zastąpienie kredytów długoterminowych (KDT) emisją obligacji jako sposób otwarcia rynku detalicznego było dobrym sposobem. Zważywszy na, iż nie towarzyszy temu wzrost wydajności, efektywności, redukcja kosztów. Zasadniczą zmianą a może

⁶² Po rozwiązaniu kontraktów długoterminowych powinny spaść ceny prądu, „Świat Energii”, 5/2002.

⁶³ W. Cichoń, Likwidacja przez rekompensaty, PTPiREE, Poznań 2003.

⁶⁴ A. Berger, „Puls Biznesu”, Skutki likwidacji kontraktów długoterminowych, Warszawa 02/2004.

⁶⁵ A. Berger, „Puls Biznesu”, Warszawa 04-02-2004.

i jedyną dla odbiorcy będzie zastąpienie opłaty stałej na rachunku opłatą na spłatę obligacji. Świadczą o tym następujące kwestie:

- przekształcenie sektora elektroenergetycznego a następnie jego komercjalizacja u progu transformacji polskiej gospodarki była krokiem do zmniejszenia roli państwa w funkcjonowaniu przedsiębiorstw. Choć można stwierdzić, iż rozdrobnienie na ponad 70 przedsiębiorstw w trzech podsektorach było przesadzone⁶⁶, a świadczą o tym procesy łączenia się;
- subsydiowanie skrośne. Część obrotu jest subsydiowana przez przesył, a część odbiorców subsydiuje pozostałych. Odbiorcy przemysłowi subsydiują odbiorców gospodarstw domowych. Subsydiowanie skrośne nie jest problemem tylko polskiej gospodarki, światowej także.
- brak wykorzystania zasady wolnego dostępu do sieci (TPA). Zgodnie z prawem coraz większa grupa odbiorców nie musi kupować energii elektrycznej od macierzystych dystrybutorów. Całkowite otwarcie rynku nastąpi 1 lipca 2007 roku, jednak w chwili obecnej pomimo, iż uprawnieni są wszyscy odbiorcy oprócz gospodarstw domowych odnotowano pojedyncze przypadki zmiany dostawcy na poziomie niskiego napięcia. By zasada TPA była popularna powinno nastąpić rozwiązanie KDT, spółki dystrybucyjne powinny wprowadzić jednolite umowy świadczenia usług przesyłowych, zmiana dostawcy musi być prosta, warunki umowy-transparentne, nie dyskryminujące i znane odbiorcom, co wymaga ich promocji przez lokalnych dostawców, którym na tym nie zależy;
- brak rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych. Około 60% energii sprzedawanej jest objęte tymi kontraktami. Kontrakty zawarte pomiędzy producentami a PSE S.A. są zabezpieczeniem kredytów elektrowni. Rozwiązanie odwleka się w czasie, podjęta próba rozwiązania kontraktów Systemem Opłat Kompensacyjnych (SOK) nie

⁶⁶ M. Duda, Problemy strukturalne w energetyce-dylematy wyboru.

powiodła się. Rząd proponuje zamienić kontrakty na emisje obligacji. Komisja Europejska taką pomoc publiczną uznaje za niedopuszczalną i nie akceptuje jej w pierwszej wersji przyjętej przez rząd RP. W maju 2005 roku ustawa o rozwiązaniu KDT czeka na czytanie w Sejmie, której zatwierdzenie przez Komisję Europejską może potrwać około roku.

Na podstawie wyżej przytoczonych można stwierdzić, iż przedsiębiorstwa elektroenergetyczne funkcjonują na rynku energii elektrycznej wyposażonym w doskonałe przepisy prawne i regulacyjne zawarte w ustawie prawo energetyczne. Brak rozporządzeń wykonawczych co do stosowania zasady TPA, wyeliminowania subsydiowania skrośnego i rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych uwalniających rynek energii przyczynia się do stanu niezmienionego. Za taki stan rzeczy ponoszą odpowiedzialność zarówno same przedsiębiorstwa wytwórcze, które nie są zainteresowane rozwiązaniem problemów, gdyż i tak mają zapewnioną sprzedaż określonej ilości energii po z góry określonej cenie. Przedsiębiorstwa dystrybucyjne na skutek korzystnych przepisów odnośnie korzystania z zasady TPA mogłyby potrącić klientów kosztem zwiększenia tej liczby u innych. Z kolei mniejsza liczba klientów i obniżka cen energii, na skutek rozwiązania KDT zmusiłaby przedsiębiorstwa wytwórcze i dystrybucyjne do redukcji kosztów, optymalizacji zatrudnienia, a szanse rozwoju pozostałyby firmom dużym i silnym kapitałowo, kadrowo i organizacyjnie.

ROZDZIAŁ II

Uwarunkowania makroekonomiczne sektora energetycznego w polskiej gospodarce.

1. Założenia polityki energetycznej państwa.

W dobie idących zmian strukturalnych w polskiej gospodarce oraz w perspektywie przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, do których rządy wszystkich kadencji przygotowały nasz kraj konieczne stało się opracowanie strategii zrównoważonego rozwoju naszej gospodarki. W kwietniu 1999 roku zaczął prace zespół międzyresortowy. Zakładał on taki model, w którym zaspokojenie bieżących potrzeb społecznych oraz przyszłych traktowane będzie równoprawnie, łączyć będzie w sposób harmonijny, troskę o zachowanie dziedzictwa przyrodniczego, kulturowego z postępem cywilizacyjnym i ekonomicznym. Strategia nie mogła się odbyć bez umiejscowienia w niej problemów energetyki, jako jednej z najważniejszych dziedzin naszej gospodarki i podstaw rozwoju społeczeństwa⁶⁷. Główne kierunki przyjęte w zakresie energetyki to: bezpieczeństwo energetyczne kraju, a co za tym idzie zrównanie podaży i popytu w długim okresie czasu, poprawa konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na rynku krajowym i międzynarodowym oraz ochrona środowiska. Dokument taki został przyjęty przez RM 2 kwietnia 2002 roku⁶⁸. W założeniach przyjęto średnioroczną stopę wzrostu PKB 5,5% w scenariuszu Postępu-Plus, 4% w scenariuszu Odniesienia i 2,3% w scenariuszu przetrwania. Do roku 2010 preferowany był scenariusz Postępu-Plus jako najbardziej realny na najbliższe lata. Przyjęty scenariusz chyba odnosił się do integracji europejskiej z którą to nasz rząd wiąże duże nadzieje licząc, że pozyskane środki oraz aktywna polityka fiskalna i pieniężna przyciągną z zagranicy

⁶⁷ T. Kowalik, Strategia rozwoju kraju w pierwszym ćwierćwieczu XXI wieku, „Energia”, 9/2000.

⁶⁸ Ministerstwo Gospodarki- Ocena realizacji i korekta polityki energetycznej Polski do 2020 roku.

inwestorów, spadnie bezrobocie, nastąpi wyższy wzrost gospodarczy a kraj wyjdzie z zapaści w jakiej jest górnictwo, PKP, przemysł stoczniowy, służba zdrowia oraz szeroko rozumiana budżetówka. Jednak już teraz można stwierdzić, iż początek tego dziesięciolecia odnosił się do scenariusza przetrwania: praktycznie nie nastąpił wzrost gospodarczy w 2002 roku, wzrosła liczba bezrobotnych, zwiększył się deficyt budżetowy, a zapowiadany program oszczędnościowy rządu na lata 2004-2007⁶⁹, który zakłada cięcia najuboższej części społeczeństwa może się okazać niemożliwy do zrealizowania, ze względu na niezadowolenie społeczne, które może się przeobrazić w protesty, strajki oraz manifestacje poszczególnych grup zawodowych.

1.1. Scenariusze prognozy makroekonomicznej.

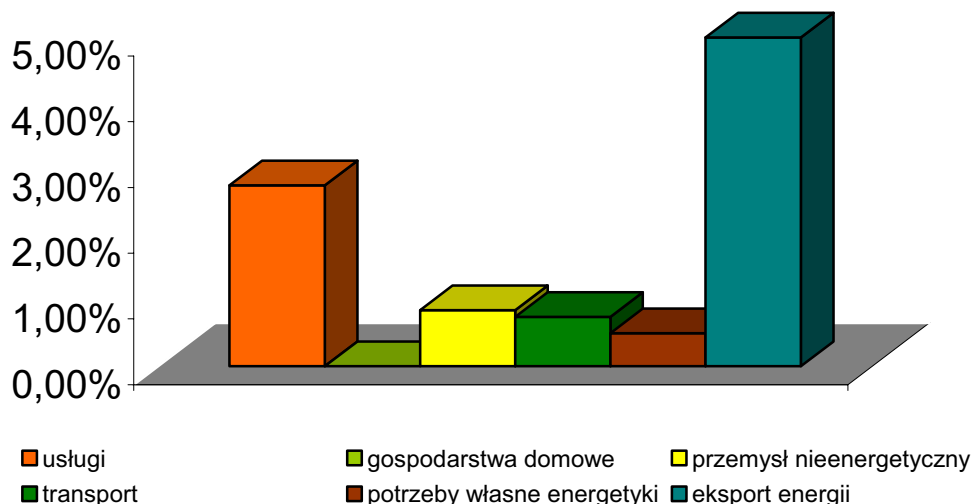
1.1.1. Prognoza krótkoterminowa.

Obecna sytuacja w elektroenergetyce charakteryzuje się znaczną nadwyżką zdolności produkcyjnych nad popytem na ten surowiec. W naszym kraju zatem w ciągu najbliższych lat nie zagraża nam wystąpienie problemów z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną zgłaszanego przez odbiorców finalnych. Przy założeniach ustalonych przez KERM w najbliższych latach popyt na energię elektryczną będzie rósł około 1-1,2% w skali roku. Przy czym w gospodarstwach domowych nie zmieni się on-na skutek coraz to bardziej energooszczędnych urządzeń gospodarstw domowych oraz tego, iż energia na tle krajów unijnych w Polsce jest droga, nie mówiąc już o tym, że przeciętny Europejczyk ma trzykrotnie wyższą pensję. Sytuacja ta szybko się nie zmieni, gdyż liczba bezrobotnych ulegnie zmniejszeniu o około 200 tysięcy osób w stosunku do ponad 3 milionów bezrobotnych w 2003 roku⁷⁰. W wyniku czego nie ulegnie zwiększeniu minimalna płaca z powodu nadpodaży osób w wieku

⁶⁹ J. Hausner, MGPIPS rządu SLD zapowiada cięcia w 2004-07 na kwotę 32 mld. zł. Rząd chce osiągnąć taką sumę poprzez odchudzenie administracji, cięcia socjalne, zamrożenia podwyżek emerytur i rent oraz najniższej płacy. Powodem tego jest zbliżający się do niebezpiecznej wysokości dług publiczny.

⁷⁰ Monitor ekonomiczny PSE, 18 lipca 2003.

produkcyjnym. Należy tutaj podkreślić, że wskaźnik zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na mieszkańca jest dwukrotnie niższy od średniej w Unii Europejskiej. Wzrosnie popyt na energię w przemyśle (z budownictwem mieszkaniowym) na skutek wzrostu produkcji i usług w wielu dziedzinach gospodarki w związku ze zwiększonym popytem na mieszkania, domy, nowe samochody, sprzęt rtv i agd, co powoduje większe zapotrzebowanie na energię ze strony przedsiębiorstw. Jednocześnie nastąpił spadek popytu na energię w rolnictwie do celów produkcyjnych, ze względu na poprawę efektywności jej użytkowania.



Rys. 5: Roczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2005.

Źródło: MG, Założenia polityki energetycznej państwa do 2020 roku.

Największy wzrost zapotrzebowania na energię nastąpi w eksporcie, co w wyniku 30% nadpodaży w kraju może spowodować duże wyzwanie dla krajowej elektroenergetyki oraz stanowić będzie dodatkowe źródło dochodu dla podmiotów elektroenergetycznych. W przedostatnim roku tej prognozy można stwierdzić, iż założenia te nie zostały zrealizowane i zarazem nie sprawdziły się w całości. Niższe było tempo wzrostu gospodarczego, zabrakło aktywnej,

prorozwojowej polityki rządu, a wydatki sztywne w finansach publicznych utrzymują bardzo wysoki niebezpieczny poziom. Do tego wydatki te transferowane są w ponad 40% do najuboższych, zamiast inwestowane są zużywane na bieżącą konsumpcję.

1.1.2. Prognoza długoterminowa.

Przyszłości dla polskiego sektora energetycznego nie da się do końca przewidzieć, ponieważ już teraz w trakcie pisania tej pracy (w 2004) roku można powiedzieć, iż prognoza na pięć lat nie była poprawna. Popyt na energię elektryczną, a zarazem i jej nośniki nie rósł wręcz przeciwnie w wielu gałęziach naszej gospodarki odnotowano spadek na skutek mniejszej produkcji, bardziej energooszczędnych urządzeń elektrycznych, czy wreszcie zubożenia społeczeństwa-co prowadzi do jej oszczędzania. Głównymi celami określane jako ważne są:

- kształtowanie zrównoważonej struktury rynku paliw pierwotnych, z uwzględnieniem wykorzystania krajowej bazy surowców energetycznych
- wzrost użytkowania paliw i energii;
- rozwój źródeł energii odnawialnej;
- obniżenie kosztów energetycznych funkcjonowania gospodarki krajowej w celu poprawy efektywności;
- dostosowanie polskich regulacji prawnych;
- równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

Następne piętnaście lat dla energetyki głównie związane jest z integracją europejską oraz spełnianiem unijnych dyrektyw. Prognozę tą opracowano biorąc pod uwagę aktywną strategię finansów publicznych, korzystny rozwój gospodarki w europie i na świecie, wysokie tempo wzrostu PKB, szeroki dostęp

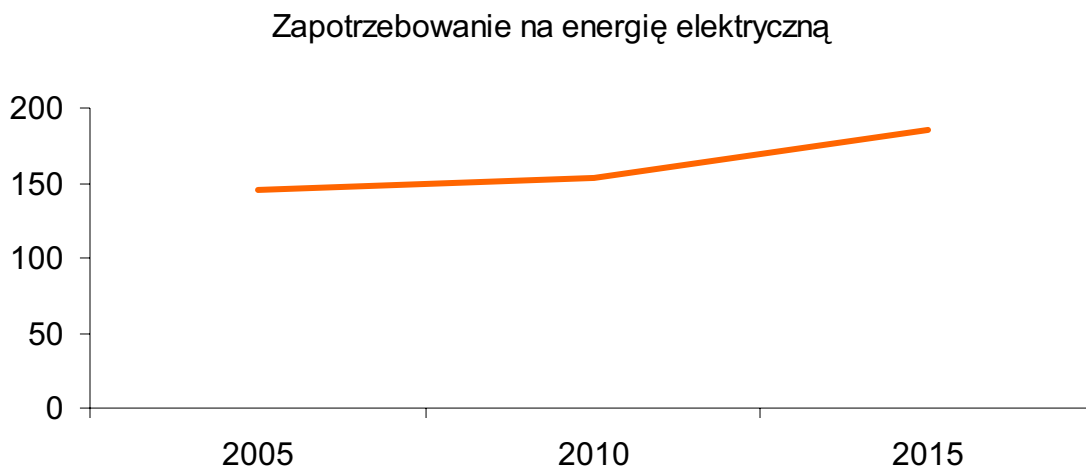
do kapitału na międzynarodowych rynkach finansowych, transfer z zagranicy do Polski nowoczesnych technologii, restrukturyzację dziedzin gospodarki niezmiennych od wielu lat (PKP, górnictwo, hutnictwo). Dla obecnego rządu rodzi się poważne wyzwanie, ponieważ ze zmianami w długim okresie wiąże się bardzo wiele istotnych zmian. Pierwsza dotyczy regionów dolnośląskich, których mieszkańcy żyją w dużej mierze z pracy wydobywając węgiel brunatny i kamienny. Na skutek coraz to mniejszego zapotrzebowania na węgiel kamienny i zmniejszenia tego nośnika w ciągu najbliższych 10 lat o 30% zmusza to do koniecznej restrukturyzacji kopalń, co nie jest łatwe⁷¹. Już w 2004 roku kopalnie planowano częściowo zlikwidować jednak na skutek masowych protestów przed utratą pracy przez górników zrezygnowano z tego kosztem budżetu państwa, gdyż branża jest nierentowna, zadłużona i wymaga ciągłych dopłat. Pozytywnym aspektem zmiany nośników produkcji energii elektrycznej jest przewidywany znaczny wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych, budowa elektrowni wiatrowych w rejonach nadmorskich, a także produkcja przy użyciu gazu i ropy naftowej, co powinno spowodować popyt na specjalistów z tej dziedziny.

1.2.Zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Energia elektryczna z punktu widzenia jest towarem, czy dobrem codziennego użytku. Ma też inną cechę ponieważ praktycznie nie posiada ona substytutów, ponieważ trudno jest sobie wyobrazić wiele urządzeń gospodarstwa domowego, które by działały na coś innego jak prąd z gniazdka. Z tego względu popyt na energię rósł wraz z rozwojem gospodarki w Polsce, na świecie, czy europie. Po odbudowie po II wojnie światowej, z chwilą pojawienia się nowych domów, fabryk, sklepów, pokazaniem się tramwajów elektrycznych i pociągów popyt i zużycie energii elektrycznej z roku na rok

⁷¹ Okupacja Warszawy, „ Rzeczpospolita”, wrzesień 2003.

rosło o kilkaset procent, co wymusiło na elektroenergetyce przystosowanie i rozbudowę infrastruktury technicznej do jej przesyłania na daleką odległość⁷².



Rys. 6: Zapotrzebowanie na energię elektryczną w TWh do roku 2015.

Źródło: Strategia i Rozwój, PSE S.A., Warszawa 2001 r..

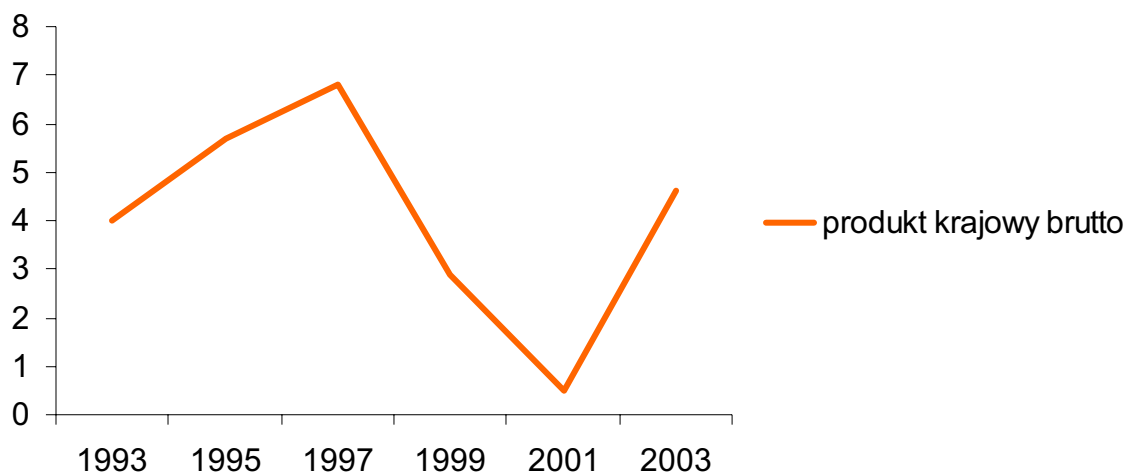
Z początkiem transformacji naszej gospodarki, upadkiem wielu firm przemysłu ciężkiego, popularnych PGR, coraz to nowszych i bardziej energooszczędnych urządzeń i technologii taka sytuacja nieprędko się powtórzy. W chwili obecnej występuje nadpodaż energii elektrycznej nad popytem, a przedsiębiorstwa elektroenergetyczne całkowicie zaspokajają rynek odbiorców. Sytuacja ta może ulec zmianie dopiero w momencie odnotowania dużego wzrostu gospodarczego, a więc nadziei jakie nasz kraj i obywatele wiążą z Unią Europejską.

1.2.1. Wzrost gospodarczy a popyt na energię elektryczną.

Wzrost gospodarczy po zakończeniu drugiej wojny światowej stał się nie tylko podstawowym warunkiem rozwiązywania najważniejszych problemów społecznych w poszczególnych krajach, ale także głównym wyzwaniem

⁷² 1896-1996- Megawat, biuletyn Zakładu Energetycznego Bydgoszcz S.A., wydany z okazji stulecia bydgoskiej energetyki, Bydgoszcz 1996.

podzielonego świata na rywalizujące ze sobą różne systemy polityczne⁷³. Dlatego teorie wzrostu gospodarczego stały się miernikiem postępu danego kraju i świadczyły o sukcesie polityki gospodarczej państwa.



Rys. 7: Tempo wzrostu PKB w latach 1993-2003.

Źródło: Koniunktura, Monitor Ekonomiczny PSE S.A., Warszawa 2002.

Przedstawiony powyżej wykres obrazuje wzrost gospodarczy w latach 1993-2003. Można z niego wywnioskować, że w okresie transformacji polskiej gospodarki najlepiej rosło tempo PKB po 1993 roku, głównie na skutek przyciągania do Polski zagranicznych inwestorów. Tak duże tempo wzrostu miało związek z brakiem nowych technologii w państwowych jeszcze przedsiębiorstwach, które zostały sprywatyzowane, a także z popytu w naszym kraju na towary z importu, bądź produkowanych w Polsce, ale na zachodnich licencjach. Duży udział miały wtedy rząd, który poprzez aktywną politykę, preferencje, ulgi, zwolnienia przyciągał zagraniczny kapitał. W roku 1997 tempo osiągnęło prawie 7% i nastąpiło załamanie. Towary na skutek coraz to większych podatków, akcyz, kosztów produkcji drożały, do tego rosło w nieprzewidzianym tempie bezrobocie, płaca minimalna była niska, następował spadek realny płac, emerytur, rent, które nie dosyć waloryzowane o inflację lub

⁷³ M. Nasiłowski, System rynkowy, Key Tekst, Warszawa 2000 r.

wcale, powodowały utratę siły nabywczej tych zarobków. Spadł popyt na dobra wyższego rzędu: samochody, sprzęt rtv, agd. To wszystko spowodowało, iż z 7% w 97 roku wskaźnik ten spadł do nieco powyżej 0,5 na koniec 2002 roku⁷⁴. Ożywienie zaczęło następować w 3 kwartale 2003 roku. Pod koniec roku 2003 rząd opracował plan mający przyspieszyć wzrost, uzdrowić sytuację w naszej gospodarce. Plany te zakładały między innymi: zmniejszenie podatku CIT od osób prawnych, obniżenie podatku od osób fizycznych w najbliższych latach, preferencje i ulgi dla osób zatrudniających absolwentów, wśród których ponad 60% jest bez pracy⁷⁵, pomoc dla osób chcących założyć własną działalność gospodarczą. Do tego trzeba dodać unijne fundusze w ramach programów pomocowych. Tak ambitne plany mają przynieść już w 2005 roku 5-6% wzrost.

Popyt na energię elektryczną można porównać i odnieść do wzrostu gospodarczego i sytuacji gospodarczej. W latach 93-97 cena energii była stanowiona przez państwo, w roku 1997 wprowadzono prawo energetyczne a cena jednej kilowatogodziny zaczęła odzwierciedlać faktyczne koszty ponoszone przez przedsiębiorstwo elektroenergetyczne, w momencie tym nastąpiła znaczna podwyżka. Pogarszająca się sytuacja gospodarstw domowych oraz załamanie produkcji w wielu dziedzinach naszej gospodarki spowodowały spadek zużycia energii. Od 1997 roku wprowadzono 7% stawkę podatku vat, która z roku na rok rosła o 5% i osiągnęła 22% stawkę, kosztami tymi obciążono odbiorców finalnych. Do tego w 2001 roku ówczesny Minister Finansów wprowadził akcyzę na energię elektryczną, która spowodowała około 7-9% wzrost w zależności od dystrybutora energii. Obciążenia fiskalne i podwyżki energii wpłynęły na wysoką cenę energii w porównaniu do zarobków. Wpłynęło to na spadek zużycia wywołany stosowaniem energooszczędnych urządzeń gospodarstwach domowych, racjonalnego

⁷⁴ Koniunktura, Monitor Ekonomiczny PSE S.A., Warszawa 21 luty 2002.

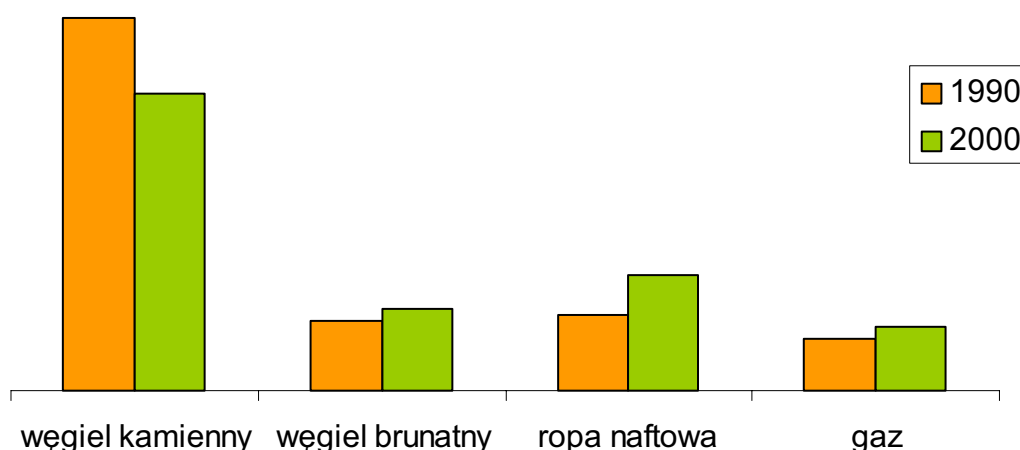
⁷⁵ Praca dla absolwentów, „Profit”, 8/2003.

podejścia do energii w przedsiębiorstwach, gdyż stanowi często duży koszt produkcji itp..

1.2.2. Zużycie energii według jej nośników.

W chwili obecnej głównym nośnikiem są paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny), z czego węgiel brunatny tańszy jest około 50% od kamiennego, stąd jest on najtańszym nośnikiem energii. Stąd elektrownie produkujące tym surowcem oferują najtańszą energię (np. elektrownia Bełchatów). Ponadto do nośników energii można zaliczyć paliwa ciekłe (gaz oraz ropę naftową). Przy czym paliwa stałe w całości pokrywane są z krajowych zasobów, gdy gaz i ropa pochodzą z importu, przede wszystkim z Rosji⁷⁶. W ostatnim dziesięcioleciu zaobserwowano wyraźne zmiany w strukturze nośników energii. Zmalał udział węgla kamiennego z 64% w 1990 roku, do 51% w 2000 roku, udział węgla brunatnego oscyluje w niezmiennym udziale 12-14% w czasie całej dekady.

Zmiana nośników energii elektrycznej w latach 1990-2000



Rys. 8: Struktura zmiany nośników energii elektrycznej w latach 1990-2000 w tonach litrach lub metrach sześciennych.

⁷⁶ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozwoju Energii Elektrycznej, Poznań 2003.

Natomiast zwiększył się udział ropy naftowej z 13% w 1990 do 20% w 2000, w 98% pochodzącej z importu, reszta to krajowe wydobycie w północno-zachodniej Polsce i na dnie Bałtyku⁷⁷. Gaz podobnie jak węgiel brunatny zmienił swój udział przez 10 lat zaledwie o około 2 punkty procentowe.

Zmiany w tej strukturze mają duży wpływ na sytuację gospodarczą, szczególnie w tych regionach, skąd są wydobywane poszczególne nośniki. Spadek zużycia powoduje ograniczenia i zmniejszenie wydobycia, co spowodowało likwidację kopalń i zwolnienia wielu górników wydobywających węgiel kamienny. Przeciwnością tego jest znaczny wzrost obrotów firm sprowadzających ropę i gaz z Rosji, które się rozwinęły dzięki temu. Do tego trzeba dodać, iż dyrektywy Unii nakazują zwiększać produkcję energii ze źródeł odnawialnych, takich jak: biomasa, biopaliwa, woda. Zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa do roku 2020 tendencje te będą jeszcze bardziej intensywne. Sytuacja ta zmusza polski rząd do szybkiej restrukturyzacji polskiego górnictwa węgla kamiennego, gdyż jest nierentowne w chwili obecnej, a wydobycie węgla w najbliższych latach spadnie o kolejne 30%, w wyniku czego powstanie przerost zatrudnienia.

2. Bilans handlowy w obrocie energią elektryczną.

Sytuacja naszego kraju pod tym względem wygląda bardzo korzystnie. Obrotem handlowym z zagranicą zajmuje się powstała z wyodrębnienia ze struktur Polskich Sieci Elektroenergetycznych firma Pol-Elektra. Spółka ta powstała z myślą o eksporcie energii za granicę, a także miała pośredniczyć pomiędzy kupnem taniej energii z Rosji i Ukrainy i sprzedawcą ją Niemcom. Jednak próba ta nie powiodła się, spekulowano nawet, że firma sprowadza energię do Niemiec, zostawiając znaczną część w Polsce, sprzedając ją po cenie niższej jak u nas. Przede wszystkim z powodu braku obciążenia kontraktami

⁷⁷ Nafta& Gaz Biznes, Warszawa 2001.

długoterminowymi⁷⁸. Ze względu na znaczną nadpodaż energii do kraju się jej nie importuje, za to jej eksport jest z roku na rok większy, w roku 2001, 2002 był wyższy o 27% i 29%. W 2002 roku eksport wyniósł prawie 13 000 GWh. Eksportujemy energię do Niemiec, Czech, Austrii, Słowacji, na Węgry, jak również podmorskim kablem do Szwecji⁷⁹. Oprócz kontraktów długoterminowych realizujemy dostawy na podstawie kontraktów ramowych umożliwiających podpisywanie kolejnych załączników na okres jednego kwartału lub miesiąca, a nawet na kilka dni lub kilka godzin. Większość dostaw elektrownie realizowały przy wykorzystaniu węgla po cenach preferencyjnych, umożliwiając oferowanie konkurencyjnych cen rynkowych w ramach posiadanych zdolności wytwórczych, jak również w ramach wielkości maksymalnych limitów przesyłowych przez granicę polską. Wraz ze wzrostem możliwości przesyłowych eksport energii powinien rosnąć. Ciekawostką jest to, że mimo iż w Polsce mamy najdroższy prąd w europie chętnie kupują go za granicą⁸⁰. Otóż kopalnie zawdzięczają to ministerialnym rozporządzeniom, które zezwalają kopalniom sprzedawać węgiel po cenie niższej niż koszt wydobycia, a w sytuacji kiedy kopalnie posiadają całe hałdy węgla jest im wszystko jedno, byle się go pozbyć i odzyskać chociaż część gotówki. Zapis ten wykorzystują elektrownie, które kupują węgiel do produkcji energii na eksport, zostawiając część do produkcji krajowej. Proceder ten musi kwitnąć w najlepsze, gdyż ilość węgla przeznaczonego na eksport rośnie nieproporcjonalnie do wielkości energii wyeksportowanej⁸¹. Dzieje się tak ponieważ cena tony węgla ujęta w kontraktach długoterminowych jest o 40-45% wyższa od tej dla celów eksportu.. Szacuje się, że kopalnie tracą na tym około 300 milionów złotych, a właściwie to Skarb Państwa, gdyż duża część kopalni jest państwowa lub dofinansowywana przez państwo⁸². O praktyki te

⁷⁸ Duży prąd, małe pieniądze, „Polityka”. Warszawa 2002.

⁷⁹ Krajowy hurtowy obrót energią, biuletyn PSE S.A., Warszawa 2003.

⁸⁰ Rażeni prądem po kieszeni, „Wprost”, 30 listopada 2003.

⁸¹ Raport-eksport energii elektrycznej, „Świat Energii”, Warszawa 02/2004.

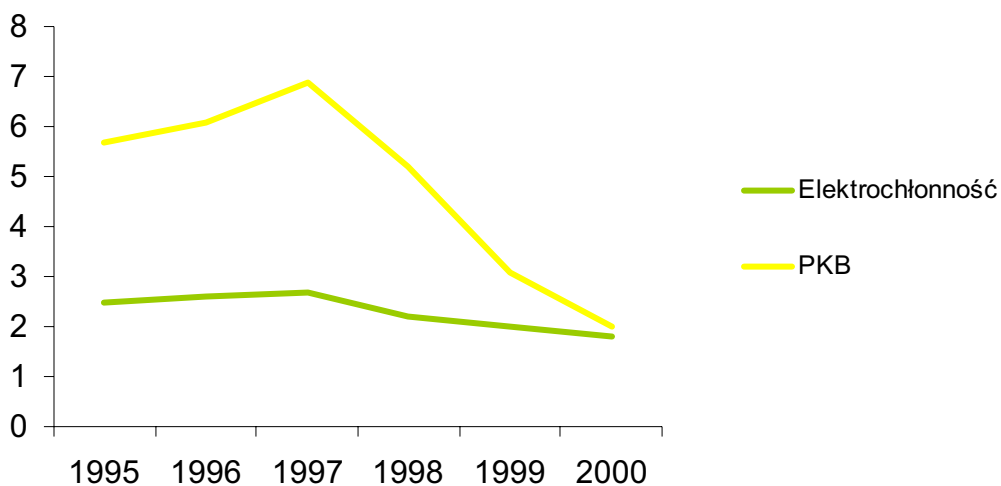
⁸² J. Konikowski- „Polityka”, Linie wysokiego absurdu, wrzesień 2003.

podejrzewa się coraz więcej elektrowni, a Południowemu Koncernowi Energetycznemu udowodniła to Najwyższa Izba Kontroli w swej kontroli, jest to kolejnym przykładem świadczącym o konieczności rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych w elektroenergetyce.

3. Sektor w ujęciu makroekonomicznym.

3.1. Energetyka w tworzeniu PKB.

Produkt Krajowy Brutto jest miarą produktu wytworzonego przez czynniki wytwórcze zlokalizowane na terytorium danego kraju⁸³. Stąd też w tworzeniu PKB w Polsce biorą udział przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zarówno państwowe jak i w formie prywatnego właściciela. Z punktu widzenia przyszłych potrzeb energetycznych gospodarki osłabienie tempa rozwoju gospodarczego skutkowało mniejszym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Mniejsze zapotrzebowanie wynikać będzie również ze zmniejszenia się energochłonności krajowej gospodarki .



Rys. 9: Elektrochłonność gospodarki w relacji do Produktu Krajowego Brutto.

Źródło: Obliczenie na podstawie danych Agencji Rynku Energii S.A. .

⁸³ M. Guzek, Międzynarodowe stosunki gospodarcze, Wydawnictwo WSB, Poznań 2001.

Jak można zaobserwować z przedstawionego wykresu elektrochłonność, a więc zużycie energii elektrycznej jest zależna od poziomu PKB. Wraz ze słabnięciem tempa wzrostu gospodarczego zapotrzebowanie na energię elektryczną w gospodarce spadało. Tą samą sytuację odnotowalibyśmy w roku 2003-2004 kiedy gospodarka została ożywiona a tym samym wzrosło zużycie energii zarówno w gospodarstwach domowych jak przedsiębiorstwach, jest to widoczne we wzroście sprzedanej energii elektrycznej w grupach taryfowych, odpowiednio grupy G oraz C⁸⁴.

Tabela 5.

Struktura tworzenia PKB w %

Wyszczególnienie	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Struktura PKB, w tym:	100	100	100	100	100	100
Przemysł	27,17	26,31	26,70	26,51	26,21	25,53
Sektor Energii	6,34	5,89	5,50	4,91	4,67	4,75
Rolnictwo	6,02	5,58	4,82	4,17	3,46	3,31
Usługi	43,30	44,96	46,52	48,33	48,71	50,21

Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Diagnoza sektora energetycznego, Warszawa 2004.

Z przedstawionych danych wynika, że największy udział w tworzeniu PKB ma sektor usług, a jego udział z roku na rok rośnie. Najmniejszy udział odnotowało rolnictwo, w którym udział zmalał prawie o 50%, z 6,02% na początku 1995 do 3,31% w roku 2000. Powodem było wycofanie się wielu małych gospodarstw rolnych z tego typu produkcji, gdyż stała się ona nieopłacalna na małą skalę. Sektor energetyczny z roku na rok odnotowywał spadek, na skutek pogarszającej się koniunktury dla tych przedsiębiorstw, za co winę ponoszą odwołujące się procesy restrukturyzacyjne, prywatyzacyjne, brak wprowadzenia prób naprawczych w przedsiębiorstwach wymagających

⁸⁴ Oddział Bydgoszcz, Grupy Energetycznej ENEA S.A. w 2003 roku odnotował wzrost o 5,8 – 7,1%.

szybkich działań kadry zarządzającej i właścicieli, którym w większości był i jest Skarb Państwa. Skutkiem tego były pogarszające się wyniki finansowe, rentowność, spadek produkcji, malejąca wydajność pracowników.

3.2. Gospodarka krajowa.

W gospodarce krajowej w ramach tego sektora funkcjonowało w roku 2002 ponad 1400 przedsiębiorstw, w tym ponad 540 dużych zatrudniających powyżej 50 pracowników. W okresie pięciu lat (1995-2000) liczba ta zwiększyła się z około 800, głównie na skutek restrukturyzacji zakładów i wydzielenia z nich firm zależnych, tzw. spółek córek. Z sektora energii pochodziło blisko 1/5 produkcji globalnej (produkcja globalna jest to wartość wytworzonej produkcji dóbr i usług w ciągu danego roku) przemysłu i około 6-8% produkcji globalnej gospodarki kraju. Jest to rząd 48 mld. złotych dla roku 1995 oraz 92 mld dla roku 2001. Jednak udział sektora w produkcji globalnej maleje, z niewielkim wzrostem w roku 2001, odpowiednio o 6,7% i 18,2%. Spadek związany jest przede wszystkim z ciągłym zmniejszeniem produkcji w górnictwie, które zalicza się do sektora energii, załamaniem się w elektroenergetyce w latach 95-97. Patrząc na sektor energii, to największy udział, bo aż 47,1% w produkcji globalnej ma produkcja energii elektrycznej, czyli przedsiębiorstwa wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne. Ważnym miernikiem ekonomicznym jest wartość dodana, decydująca o poziomie PKB, jest to suma nowo wytworzonej wartości w przedsiębiorstwie, do której z reguły włącza się amortyzację, mówimy wtedy o wartości dodanej brutto. Sektor generował w 2001 roku 7% wartości w skali kraju, a 23% w skali przemysłu. W roku 2002 było to już odpowiednio 5,5% i 20,3%. I tu znowu największy udział ma produkcja energii elektrycznej, bo aż 51,6%. Potencjał produkcyjny mierzony wartością środków trwałych brutto, wynosił w 2002 roku 202,1 mld. zł, tj. około 43% środków trwałych

wyeksportowanych w przemyśle i 14% w gospodarce krajowej⁸⁵. Niemale znaczenie ma także dla gospodarki zatrudnienie w tym sektorze, gdyż praca lub jej brak wiąże się z obciążeniem dla kraju, jak również dochody fiskalne z tych przedsiębiorstw dla budżetu państwa.

3.2.1. Zatrudnienie w sektorze, a bezrobocie.

Zatrudnienie w sektorze wymaga poważnego podejścia, gdyż cały sektor znajduje się w dość przełomowym momencie. Po pierwsze wiąże się to z dużym bezrobociem sięgającym 18% w skali kraju, jak restrukturyzacją branży konieczną do aktywnego uczestnictwa w Unii Europejskiej. Stąd obawy pracowników branży, jak również społeczeństwa są zrozumiałe, ponieważ w razie utraty pracy nastąpi pogorszenie sytuacji materialnej i finansowej, a w obecnej sytuacji na rynku szanse na znalezienie pracy mają tylko osoby w miarę młode, wykształcone oraz z dobrym doświadczeniem. Niemala rolę odgrywają tutaj organizacje związkowe, które z reguły w dużych zakładach mają dość silną pozycję, w nich nadzieja, iż w razie zmian właścicielskich wynegocjują korzystne dla pracowników pakiety gwarantujące wszystkim zatrudnionym pracę bynajmniej na okres kilku lat. Na początku lat 90 w sektorze energetycznym pracowało około 560 tysięcy osób, jednak na skutek zwolnień w górnictwie liczba ta zmalała do 401 tysięcy w 2001 roku, z czego sama elektroenergetyka zatrudnia niecałe 100 tysięcy. Najmniej pracuje w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych –około 2700 osób wraz ze wszystkimi spółkami zależnymi. Spółki dystrybucyjne to prawie 47 tysięcy (najmniejsza liczy 708 osób, największa 6035), a około 49,5 tysiąca przypada na wszystkie elektrownie i elektrociepłownie⁸⁶. Jednak ze względu na restrukturyzację branży w niektórych spółkach dystrybucyjnych i elektrociepłowniach proponuje się duże odprawy osobom uprawnionym do świadczeń emerytalnych, celem

⁸⁵ Opracowano na podstawie Roczników Statystycznych GUS za lata 1995-2002.

⁸⁶ Jaki model rynku energii, praca zbiorowa pod red. M. Okulskiego, biblioteka URE.

zmniejszenie zatrudnienia, polepszenia wyników w zakresie stosunku liczba klientów na jednego zatrudnionego, polepszenia wskaźników oraz celem odnowienia kadry pracowniczej⁸⁷. Z możliwości takiej skorzystali pracownicy elektrowni Pątnów-Adamów-Konin, elektrowni Rybnik, GZE czy Południowego Koncernu Energetycznego.

Tabela 6.

Bezrobocie w 2003 roku.

Wyszczególnienie	Ogółem	Bezrobotni w wieku (lata) w tys.			
		Do 24	25-34	35-44	45-54
Ogółem	3134,6	833,6	870,3	691,7	651,3
Mężczyźni	1514,2	411,4	380,1	317,1	341,4
Kobiety	1620,4	422,2	490,2	374,6	309,9
	%	%	%	%	%
Mężczyźni	100	27,2	25,1	20,9	22,5
Kobiety	100	26,1	30,3	23,1	19,1

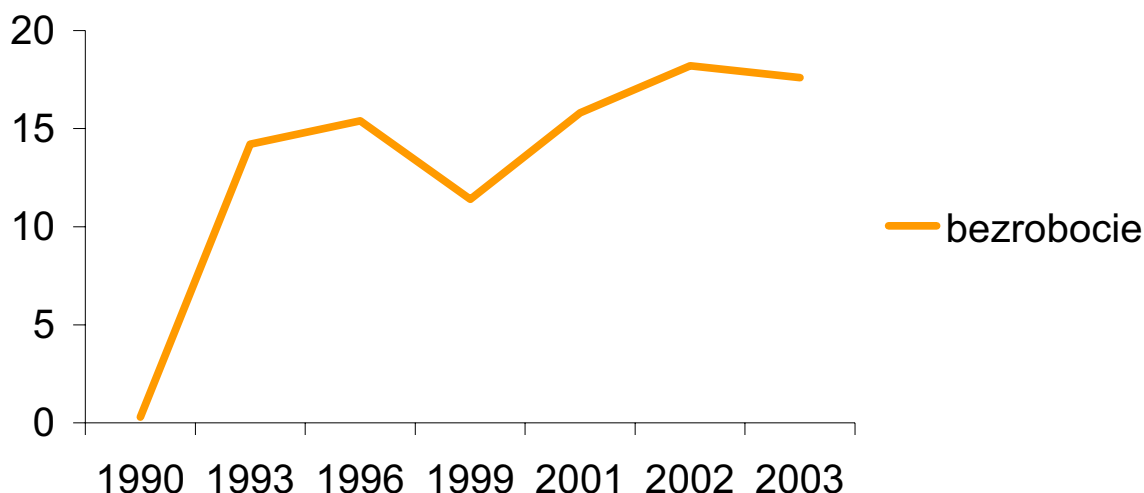
Źródło: Bezrobocie w roku 2003, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2003.

Z materiału przedstawionego wynika, że w Polsce mamy ponad 3,1 mln osób bez pracy, z czego ponad połowa to kobiety, do tego prawie 85% osób pozostających bez pracy nie ma prawa do zasiłku. Największa liczba bezrobotnych to osoby w przedziale wieku pomiędzy 25 a 34 rokiem życia bez względu na płeć. Najmniejszą grupą bezrobotnych to kobiety po 45 roku życia. Najwyższy poziom bezrobocia utrzymuje się w warmińsko-mazurskim (27,9%), najniższe w mazowieckim (14,1%). W kujawsko-pomorskim wynosi ono 22,3%, średnią tą znacznie zawyżają rejony Świecia i Nakła, w których zbliża się ono do poziomu 30%. Najwyższy odsetek bezrobotnych stanowią

⁸⁷ Monitor Ekonomiczny Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., Warszawa 2003.

osoby z wykształceniem podstawowym i zawodowym (68% ogólnej liczby bezrobotnych), jednak w przypadku kobiet jest nieco odmiennie, największą liczbę stanowią osoby z wykształceniem policealnym i średnim. Aktywne formy przeciwdziałaniu bezrobociu to przede wszystkim szkolenia, celem zmiany kwalifikacji i zawodu, zatrudnianie przy pracach interwencyjnych, jak również przy robotach publicznych. Osoby zatrudnione przy tego typu pracach zwykle przepracowują czas, po którym uprawnia on ponownie do pobierania zasiłku z urzędu pracy⁸⁸.

Stopa bezrobocia w 2003 roku



Rys. 10: Stopa bezrobocia w Polsce w latach 1990-2003.

Źródło: Roczniki Statystyczne GUS.

Mimo niewielkich objawów ożywienia gospodarczego, jakie zanotowała polska gospodarka bezrobocie utrzymuje się na wysokim poziomie ponad 18%, z tendencją zmniejszającą w okresie letnim na skutek pracy sezonowej. Jednak jest ono za niskie by sytuacja ta uległa polepszeniu i by popyt na pracowników

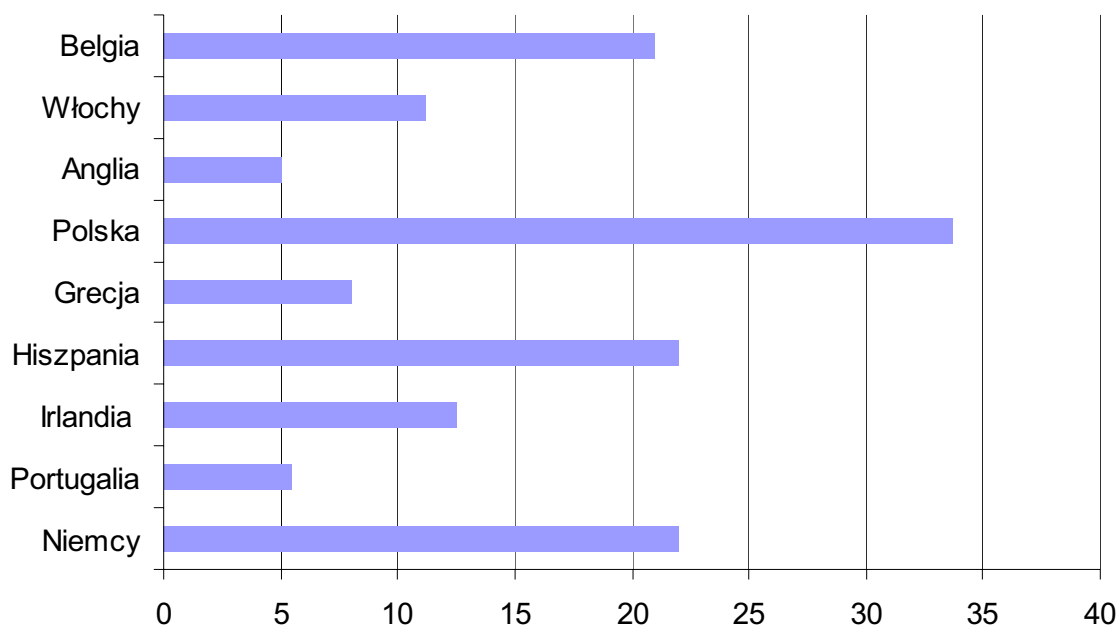
⁸⁸ MGPIPS, Aktywizacja osób bez pracy, Warszawa 2002 r.

zwiększył się. W Unii Europejskiej sytuacja polskiego bezrobocia rzutuje nas na ostatnim miejscu za Słowacją .

3.2.2. Dochody fiskalne z sektora dla budżetu państwa.

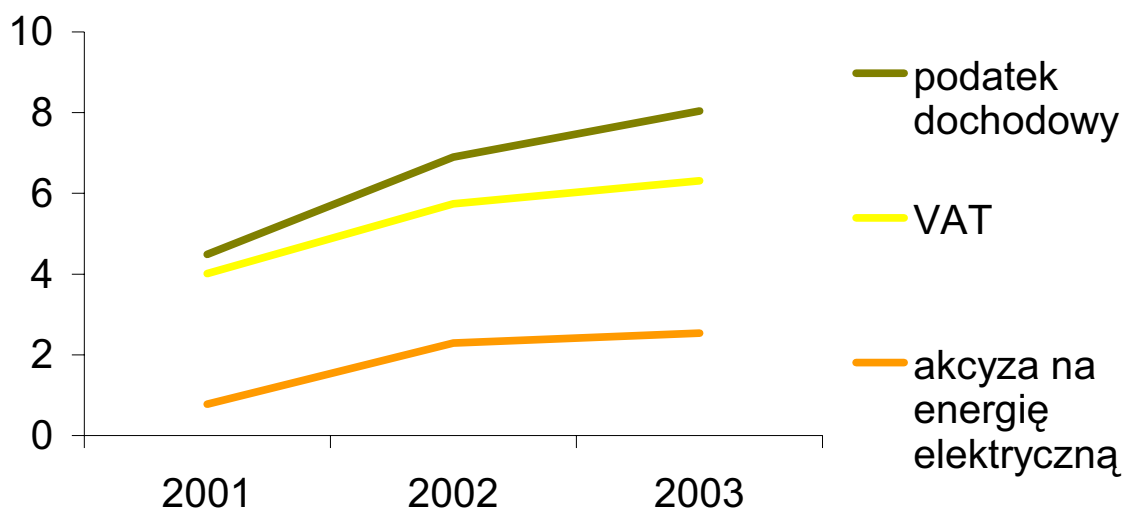
Ważnym wskaźnikiem określającym pozycje sektora energii w gospodarce kraju może być stopień zasilanie budżetu państwa przez ten sektor. Dochody jakie przynoszą przedsiębiorstwa tej branży to podatek dochodowy, podatki od osób fizycznych (pracowników), akcyza, podatek od wartości dodanej (VAT), który w przypadku energii elektrycznej wprowadzony został w roku 1997 ze stawką 7% i rósł co roku do progu 22%, wpłaty wynikające ze statutu przedsiębiorstw, w których udziały ma skarb państwa (dywidenda) lub część zysku (zwykle 15%) w przypadku spółki ze 100% udziałem państwa. Szacuje się, że cały sektor energetyczny przyniósł państwu w 2002 roku ponad 17% ogólnego dochodu, około 33 mld zł.. 40% tej kwoty to akcyza paliwowa.

Podatki w energii elektrycznej



Rys. 11: Procentowy udział obciążeń fiskalnych w cenie energii elektrycznej w 2003 roku.

Polska pod względem obciążeń fiskalnych energii jest krajem, który ma najwyższy procentowy udział podatków w cenie energii elektrycznej⁸⁹, ponad 33%, najmniejsze obciążenia fiskalne energii to Anglia i Portugalia. Sytuację tą znacznie pogorszyło wprowadzenie akcyzy na energię, do tego sytuację tą komplikuje fakt, iż podatki zmuszone są płacić podmioty dystrybucyjne, gdyż prawo energetyczne zabrania obciążenia całkowitymi kosztami podatków odbiorców energii elektrycznej, czyni to polskie spółki mniej efektywne od zachodniej konkurencji, ze względu na wyższe ceny energii i koszty własne działalności⁹⁰.



Rys. 12: Dochody budżetu państwa w latach 2001-2003 w mld. zł.

Źródło: Roczniki Statystyczne, szacunki ARE S.A.

Według prognozy ekspertów branży elektroenergetycznej elektroenergetyka przynosi państwu w granicach 15,5-16 mld złotych. Podatek dochodowy przynosi państwu największe dochody od 4 do prawie 8 mld zł. na przełomie trzech lat, podatek od wartości dodanej to dochód w 2003 roku około 6 mld zł. z szacunków Agencji Rynku Energii. Na pewno niemałe zadowolenie też

⁸⁹ L. Herbert Gabryś, Podsumowanie roku 2003 w spółkach dystrybucyjnych, PTPiREE, Poznań 02/2004.

⁹⁰ J. Wróbel, Niejednolity unijny rynek, „Gazeta Prawna”, Warszawa 238/2003.

może mieć twórca wprowadzenia w 2001 roku akcyzy na energię elektryczną, która w chwili obecnej przynosi ponad 2,1mld zł. rocznie, jej minusem była podwyżka energii i spadek sprzedaży. Wprowadzenie podatku akcyzowego spowodowało znaczny wzrost energii, gdyż każda spółka obciążyła nią swego odbiorcę finalnego. Najgorzej pod tym względem wygląda górnictwo, którego zobowiązania wobec skarbu państwa, ZUS, US w 2000 roku wynosiły 10,3 mld zł, a skutkiem tego jest ciągle dofinansowanie sektora z budżetu państwa, jednym słowem wszyscy utrzymujemy górnictwo w polskiej gospodarce.

4. Perspektywy w aspekcie integracji europejskiej.

Obecność naszego państwa stwarza dla polskiej elektroenergetyki zarówno szanse jak i zagrożenia. Przede wszystkim należy pamiętać, iż europejski spółki tej branży są często kilkukrotnie większe niż nasz sektor rozdrobniony na 32 elektrownie, 33 spółki dystrybucyjne i operatora systemu przesyłowego. Stąd się zrodziła koncepcja konsolidacji wytwórców, dystrybutorów, następnie ich restrukturyzacja, prywatyzacja. Tutaj należy wspomnieć, iż polski sektor w którym dziś znajduje zatrudnienie około 100 tys. osób, czeka redukcja w przypadku niektórych firm o 30%. Zachodnie firmy tej branży zatrudniają dwa razy mniej w przeliczeniu na moc zainstalowaną oraz na jednego pracownika przypada tam ponad 500 klientów. Z polskich firm ten warunek spełnia kilka elektrowni i trzech dystrybutorów, a w najmniejszych przypadkach poniżej 200 klientów na jednego zatrudnionego⁹¹. Niezbędne stanie się szerokie zastosowanie outsourcingu, a więc wydzielenia działalności pomocniczej w obrębie firm i poddanie jej konkurencji zewnętrznej. Konieczne są zmiany dominującego profilu zawodowego pracowników z technicznego na ekonomiczno-prawny, co jest naturalnym wymogiem transformacji rynkowej naszej gospodarki. Sektor będzie potrzebował zwiększenia poziomu wykształcenia kadry zarządzającej

⁹¹ J. Piechota, wiceminister MGPIPS, „Gazeta Prawna”, Opinie i komentarze, Warszawa 244/2003.

w dziedzinie ekonomii, finansów i mechanizmów rynkowych w energetyce krajowej i europejskiej. Trzeba sobie też zdawać sprawę z tego, iż z chwilą urynkwienia sektora zmniejszy się rola związków zawodowych, a zatem korzyści socjalnych pod różną postacią. Stąd potrzeba w momencie negocjacji prywatyzacyjnych osiągnięcia porozumienia, które zagwarantuje pakiety socjalne i zatrudnienie na najbliższe lata. W roku 2004 konkurencja w energetyce praktycznie nie istnieje, gdyż jest determinowana KDT, skrośnym subsydiowaniem i nie wszyscy odbiorcy mogą korzystać z zasady TPA, jednak próba rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych, wyodrębnienie oddzielnych podmiotów obrotu i dystrybucji energii jak również rosnąca liczba uprawnionych podmiotów do zmiany dostawcy stwarza konieczność do ciągłych zmian i dostosowania się profilu firm elektroenergetycznych do wymogów rynkowych. W przeciwnym razie będą one gorsze, mniej dochodowe i efektywne od swej konkurencji. Energia elektryczna będzie droższa niż u konkurencji, a następstwem tego może być, iż będą tą energię przesyłać a nie sprzedawać, a to je zmusi do dalszej redukcji kosztów z powodu utraty dochodu z tytułu marży na energii.

Na podstawie przedstawionych materiałów można stwierdzić, iż taki wzrost wartości wyprodukowanej energii, jaki miał miejsce po odbudowie Polski powojennej nam nie grozi. Nadpodaż energii może się zmniejszyć w 2008 roku, gdy zaczną obowiązywać restrykcyjne przepisy odnośnie ochrony środowiska i część bloków energetycznych może zostać wyłączona z powodu niespełnienia ich. Zatrudnienie w branży według ekspertów powinno się zmniejszyć, by przedsiębiorstwa mogły sprostać zachodniej konkurencji. Powodem takiej sytuacji jest większa wydajność pracy, zautomatyzowanie czy skomputeryzowanie wielu procesów pracy, a to wszystko wpływa na zmniejszenie zapotrzebowania na kapitał ludzki. Szansą jest tutaj powołanie spółek infrastrukturalnych współpracujących z gminą, czy zastosowanie

outsourcingu ,czyli wydzielenie działalności niezwiązanej z podstawową działalnością firm i poddanie jej konkurencji zewnętrznej. Wnioski jakie się nasuwają to:

- w wyniku dużej mocy zainstalowanej w latach 90 powstała nadpodaż energii, po transformacji polskiej gospodarki. W wyniku czego nie grozi nam niebezpieczeństwo związane z brakiem energii na rynku. Można by to było wykorzystać eksportując ją jednak na innych zasadach jak dotychczas. W chwili obecnej zarabia wytwórca i pośrednik, traci górnictwo , a płacą wszyscy obywatele RP;
- zapotrzebowanie na energię nie wzrośnie dopóki nie zmieni się sytuacja gospodarcza w kraju, nie zmaleje bezrobocie, nie wzrośnie płaca minimalna, nie wzrośnie produkcja, a cena energii nie stanie się relatywnie tańsza. Według prognoz Banku Światowego przy 5-6% wzroście PKB rocznie wzrost popytu na energię w Polsce wyniesie 2% w stosunku rocznym ;
- pozycja i wielkość w tworzeniu PKB sytuuje sektor jako rentowny, dochodowy dla państwa. Należy mieć nadzieję, że tendencja ta się utrzyma, a obciążenia fiskalne przedsiębiorstw i energii elektrycznej nie wzrosną, wręcz przeciwnie zaczną się obniżać i zbliżać do poziomu średnich obciążeń fiskalnych w europie;
- połączenie z krajami Unii Europejskiej nie zmieniło nic, ani po 1 maja 2004 jak również przez najbliższe kilka lat. Dostarczenie masowo energii z zachodu jest niemożliwe i ograniczone zdolnościami przesyłowymi oraz opłatami transgranicznymi, chociaż eksperci z tej dziedziny szacują że import energii może być czterokrotnie wyższy od jej eksportu z kraju.

ROZDZIAŁ III

Sposoby integracji przedsiębiorstw elektroenergetycznych i ich przekształcenia własnościowe.

1. Charakterystyka struktury przedsiębiorstw na rynku energii

elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej.

Zmiana sytuacji politycznej na początku lat 90 związana była z przemianami społeczno-gospodarczymi, reformy te nie ominęły także sektora elektroenergetycznego. Zaowocowało to decentralizacją, częściową restrukturyzacją oraz działaniami prorynkowymi. W 1990 roku przekształcono polski system energetyczny, zlikwidowano pięć okręgów energetycznych, podzielono sektor na wytwarzanie, przesyłanie oraz dystrybucję. Spowodowało to powstanie łańcucha zależności między elektrowniami, zakładami energetycznymi oraz pośrednika między nimi- Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., jednak przystąpienie naszego kraju do państw członkowskich zrodziło obawy przed zachodnimi koncernami, których struktura nie jest tak rozdrobniona, nie jest podzielona na podsektory, a często cała infrastruktura należy do jednej firmy jak jest w przypadku Francji, Grecji i Irlandii. Polska struktura jest najbardziej podobna do modelu brytyjskiego⁹². W celu zwiększenia konkurencji rodzimych przedsiębiorstw na europejskim rynku energii elektrycznej postanowiono przekształcić sektor elektroenergetyczny.

Perspektywy uruchomienia rynku konkurencyjnego energii elektrycznej w kraju i przystąpienie Polski do Unii Europejskiej, związanego z otwarciem naszej gospodarki na konkurencję europejską, wyzwoliły w sektorze elektroenergetycznym inicjatywy zmierzające do konsolidacji zarówno

⁹² Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych Urzędu Regulacji Energetyki.

przedsiębiorstw wytwórczych, jak i dystrybucyjnych⁹³. Jest to zresztą spóźniona realizacja założeń polityki energetycznej państwa z 1995 roku, w których przewidywano restrukturyzację sektora elektroenergetyki w celu jego dostosowania do wymagań konkurencji krajowej i na rynku europejskim. Obecnie powstał już Południowy Koncern Energetyczny S.A., BOT czy Grupa ENEA S.A., Enion SA, EnergiaPro SA. Zamierza się powołać dalsze koncerny wytwórcze i dystrybucyjne. Jest to odejście od lansowanej do niedawna zasady, że konsolidacja powinna następować wyłącznie w trakcie prywatyzacji.

Konsolidacja przedsiębiorstw jest celowa ze względu na znany efekt skali, który umożliwia zmniejszenie kosztów własnych poprzez większą elastyczność alokacji środków, wzrost wiarygodności kredytowej i niższe koszty kapitału obcego, jak również niższe koszty kapitału własnego związane z niższym poziomem ryzyka inwestycyjnego. Powodzenie na rynku europejskim wymaga, aby powstawały duże firmy, zdolne do konkurencji z takimi przedsiębiorstwami jak: E.ON, Enel, Tractebel, Endesa, Vattenfall posiadające każde od 17000 do 44000 MW mocy zainstalowanej, nie mówiąc o Edf-Francja, które jest gigantem energetycznym w Europie o mocy zainstalowanej powyżej 100 000 MW. Z tego tylko względu w procesie konsolidacji przedsiębiorstw w Polsce należy dążyć do stworzenia silnych ekonomicznie konkurencyjnych przedsiębiorstw energetycznych. Wymaganie poprawności działania krajowego rynku konkurencyjnego energii elektrycznej nakłada ograniczenia na wielkość przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych tworzonych w procesie konsolidacji⁹⁴. Obowiązywać tutaj będzie, powszechnie stosowane w świecie kryterium Herfindhala- Hirschmana (HHI) mówiące o tym, że suma kwadratów procentowych udziałów w rynku wszystkich jego uczestników nie powinna przekraczać 2500. Wynika z niego, że w kraju nie powinno powstać mniej niż cztery przedsiębiorstwa wytwórcze i cztery- pięć przedsiębiorstw

⁹³ M. Jaczewski, Integracja energetyce nie straszna, „Nowe Życie Gospodarcze”, 1997/25.

⁹⁴ L. Juchniewicz, stanowisko w sprawie uznania rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny, biuletyn miesięczny URE 2000/4, Warszawa 2000 r..

dystrybucyjnych oraz około dwóch-trzech przedsiębiorstw prowadzących działalność samodzielnie, ze względu na znaczny udział w rynku i silną pozycje ekonomiczno- finansową na tle swej konkurencji.

Stosowanie w procesie konsolidacji kryterium podobnych szans na rynku konkurencyjnym jest możliwe, jeśli państwo będzie miało wpływ na proces konsolidacji i nie będzie ona przebiegać w sposób żywiołowy. Kształtowanie struktury skonsolidowanych przedsiębiorstw przed ich prywatyzacją ma w tym przypadku istotne pozytywne znaczenie, gdyż można do tego celu wykorzystać uprawnienia właścicielskie państwa, podczas gdy w procesie jednoczesnej konsolidacji i prywatyzacji zawsze należy się liczyć z wpływem potencjalnych inwestorów, których cele różnią się od celów właściwie określonej polityki energetycznej państwa, taka sytuacja miała miejsce chociażby w przypadku grupy energetycznej G8⁹⁵. Poza tym już skonsolidowane przedsiębiorstwa stanowią wyższą wartość w procesie prywatyzacji i Skarb Państwa może uzyskać większe wpływy z tytułu ich prywatyzacji. Należy podkreślić, że koszty procesu prywatyzacji skonsolidowanych przedsiębiorstw mogą być istotnie niższe dzięki mniejszej liczbie ekspertyz prywatyzacyjnych i mniejszemu zakresowi negocjacji prywatyzacyjnych.⁹⁶

2.Podstawowe cele prywatyzacji i konsolidacji przedsiębiorstw podsektorów elektroenergetyki w Polsce.

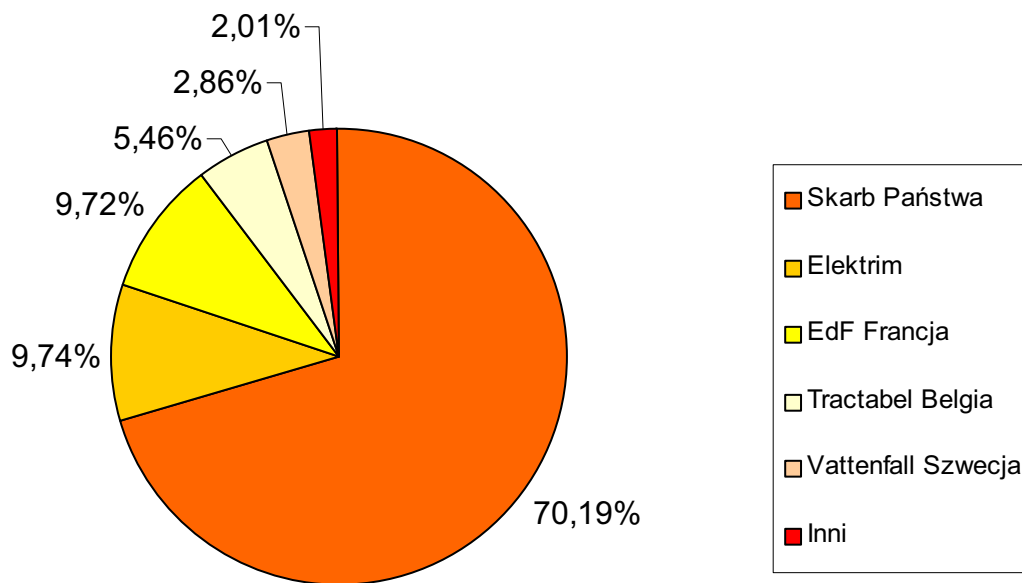
Prywatyzacja sektora elektroenergetycznego jest jednym z etapów reformy własnościowej polskich przedsiębiorstw⁹⁷. W chwili obecnej, na początku 2003 roku większościami właścicielami polskiej elektroenergetyki jest Skarb Państwa, spółki wytwórcze są częściowo sprywatyzowane bądź skonsolidowane, operator systemu przesyłowego Polskie Sieci

⁹⁵ W roku 2003 mogliśmy zaobserwować zmianę na stanowisku Ministra Skarbu Państwa, i to dwukrotnie z nieoficjalnych informacji wynikało, iż taki wpływ na premiera RP miał Jan Kulczyk (właściciel EL-Dystrybucji), któremu ministrowie odmawiali sprzedaży grupy G-8.

⁹⁶ M. Duda, Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w świecie i w Polsce, URE, biblioteka regulatora.

⁹⁷ J. Popczyk, Wznowienie reformy w energetyce, „Rzeczpospolita”, 1998/216.

Elektroenergetyczne S.A. jest w stu procentach własnością państwa, natomiast spółki dystrybucyjne w postaci zakładów energetycznych są w 31 przypadkach państwowe, jeden sprywatyzowany Gliwicki Zakład Energetyczny S.A. (Vattenfall-Szwecja), warszawski dystrybutor STOEN S.A. został sprzedany a inwestor niemiecki- koncern energetyczny RWE-Plus zakupił 85% akcji tej spółki, reszta spółek dystrybucyjnych zostanie skonsolidowana w pięć grup energetycznych⁹⁸.



Rys. 13: Struktura właścicielska polskiego sektora elektroenergetycznego w 2003 roku.

Źródło: „Świat Energii”, wrzesień 2003 /1/ 25.

Z dniem 1 stycznia 2003 roku powstała grupa energetyczna ENEA S.A. , skupiająca pięć zakładów energetycznych. Wśród nich znalazł się bydgoski dystrybutor Zakład Energetyczny Bydgoszcz S.A.. Grupa ta jest pierwszą skonsolidowaną firmą zajmującą się dystrybucją energii elektrycznej. Cele jakie zostały przyjęte w strategii i założeniach elektroenergetyki w kraju to przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne, ochrona interesów konsumentów

⁹⁸ W. Włodarczyk, P. Urbański, Dylematy prywatyzacji przedsiębiorstw polskiej elektroenergetyki, URE Warszawa 2001/5/13.

poprzez tworzenie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie do energetyki wolnej konkurencji będzie poprzedzone zmianami i przekształceniami właścicielskimi, konsolidacją przedsiębiorstw poszczególnych działalności, a następnie restrukturyzacją branży, która doprowadzi do zwiększenia efektywności, wydajności i jakości oferowanych usług i obsługi klienta.

Tabela 7.

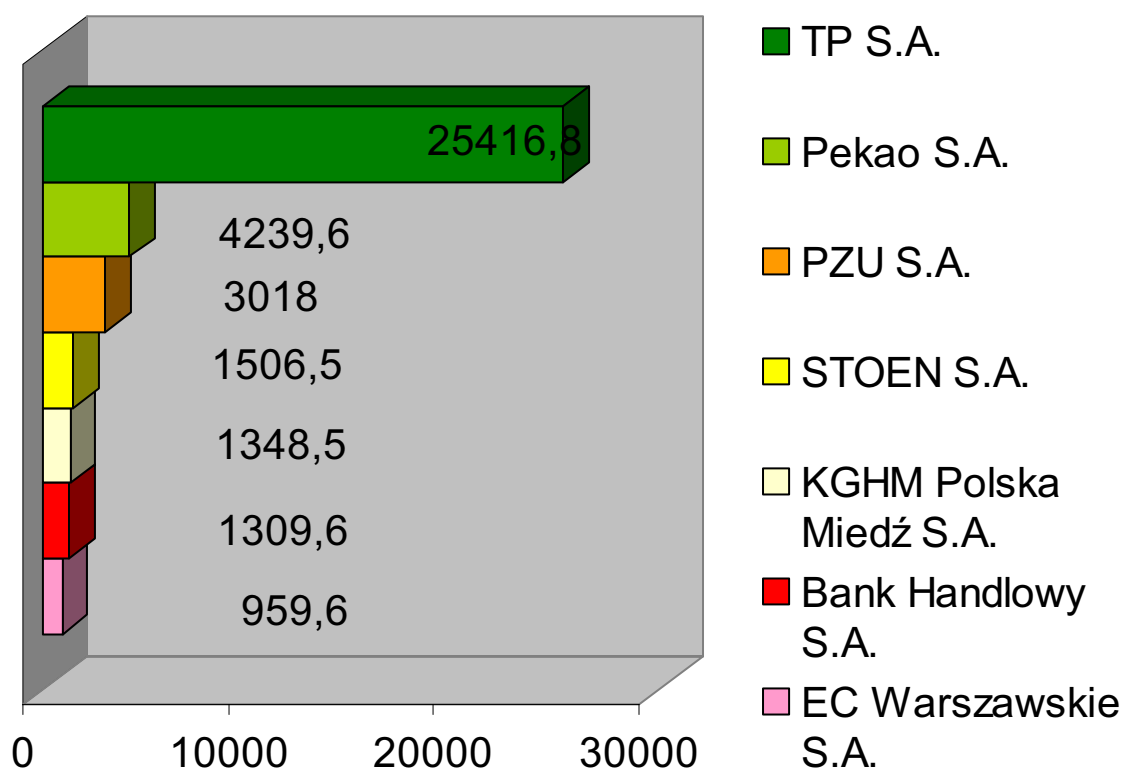
ETAPY ZWIĘKSZANIA KONKURENCJI

	DYSTRYBUCJA	OBRÓT
Sytuacja na koniec 2003 roku	33 zakłady energetyczne, własność-31 państwowe, 2 sprywatyzowane	Prywatne spółki obrotu współpracujące z odbiorcami uprawnionymi do TPA
1 etap	Utworzenie spółek infrastrukturalnych z zakresu dystrybucji energii elektrycznej	Wydzielenie spółek obrotu energią elektryczną
2 etap		Sprzedż spółek zajmujących się obrotem energią elektryczną
3 etap	Skarb Państwa wycofuje się z sektora dystrybucji poprzez sprzedaż akcji	Działalność handlowa otwarta jest na konkurencje oraz udział sektora prywatnego
4 etap	Prywatyzacja spółki operatora systemu przesyłowego. PSE S.A. jest sprywatyzowany	Regulacja dystrybucji jest otwarta na udział sektora prywatnego

Źródło: MGPIPS, Rządowy program restrukturyzacji energetyki, Warszawa, 17-10-2002.

W 2003 roku do Skarbu Państwa należało ponad 70% przedsiębiorstw energetycznych, do których zalicza się elektrownie, elektrociepłownie- jako wytwórców energii elektrycznej i ciepłej, operatora systemu przesyłowego w

postaci Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. –jako spółkę obrotu energią i pośrednika pomiędzy wytwórcami i dystrybutorami energii elektrycznej (kontrakty długoterminowe) oraz spółki dystrybucyjne w postaci zakładów energetycznych. Zachodnie firmy energetyczne posiadają na razie niewielki udział w tej gałęzi gospodarki, jednak tendencje są rosnące i proporcje będą ulegały zmianom z roku na rok..



Rys. 14: Największe prywatyzacje polskich przedsiębiorstw, wartość w mln. zł.

Źródło: Ministerstwo Skarbu Państwa, Warszawa 2004.

Od sierpnia 1990 do grudnia 2003 przekształceniami własnościowymi objęto 5522 przedsiębiorstwa, łączna wartość wpływów z prywatyzacji to 77,3 mld zł, w 2003 z tego tytułu wpłynęło 4,1 mld- 43% zaplanowanej kwoty, a gdyby nie sprzedano STOENU byłoby to 16% zakładanych przychodów . Największe prywatyzacje w elektroenergetyce to zakup elektrociepłowni warszawskich przez koncern Vattenfall (959,5 mln zł) oraz sprzedaż STOENU S.A. za 1506,6

mln zł. Do szwedzkiego koncernu należy także pierwszy sprywatyzowany Górnśląski Zakład Energetyczny.

Cały sektor energetyczny generuje średnio 3,5-4,5 mld zł zysku rocznie, a potrzeby są co najmniej dwukrotnie większe⁹⁹. Modernizacja i koszty restrukturyzacji znacznie przewyższają możliwości finansowania tych inwestycji ze środków własnych. Nie ma też możliwości wykorzystania do tego celu budżetu państwa wobec znacznego rozmiaru innych potrzeb budżetowych. Niezbędna jest zatem prywatyzacja przedsiębiorstw energetycznych, która również jest warunkiem poprawności działania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Jak wiadomo, rynek konkurencyjny nie będzie działał prawidłowo przy dominującym udziale jednego inwestora, a zwłaszcza jeśli tym inwestorem jest Skarb Państwa, gdyż występowałby konflikt pomiędzy funkcjami właścicielskimi a funkcjami regulacyjnymi państwa.

Inaczej przedstawia się sprawa dla przedsiębiorstw regulowanych, gdzie nie ma bezpośrednio mechanizmów konkurencji, które wymuszają zachowania komercyjne¹⁰⁰. W tym przypadku potrzebna jest silna niezależność polityczna regulatora, aby egzekwować uzasadniony poziom kosztów działalności regulowanej przy rozmaitych naciskach politycznych, zwłaszcza w przypadku, kiedy władza polityczna jest zdominowana przez wpływ związków zawodowych, występują polityczne nominacje do władz spółek, istnieją tendencje do zamazywania przejrzystości struktury kosztów, aby prowadzić działalność pozaenergetyczną. Prawo energetyczne na poziomie ustawy zapewnia równe traktowanie podmiotów niezależnie od właściciela. Prywatyzacja powinna odbywać się stopniowo, ponieważ pozwala na przedłużenie sprawowania nadzoru właścicielskiego, lecz niestety powoduje obniżenie zainteresowania potencjalnych inwestorów a więc i niższe oferty cenowe¹⁰¹. Poza tym wydłuża

⁹⁹ J. Buczkowski- Z prywatyzacją nie można czekać „Rzeczpospolita”, dodatek ENERGIA XVIII 22/1999.

¹⁰⁰ M. Duda, Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce i na świecie, URE, biblioteka regulatora.

¹⁰¹ Warszawski dystrybutor STOEN S.A. wyceniony według szacunków ekspertów energetyki na 2,5-3 mld euro został sprzedany za niewiele ponad 1,5 mld, drugim przykładem może być G-8, za którego EI-Dystrybucja należąca do Jana Kulczyka oferowała dwa-trzy razy mniej niż wartość rynkowa tych dystrybutorów.

okres oczekiwania na efekty z prywatyzacji, zwłaszcza dotyczące usprawnienia zarządzania, restrukturyzacji i zwiększenia efektywności.

3. Procesy integracji pionowej i poziomej – cechy i różnice.

3.1. Korzyści wynikające z integracji dla łączonych podmiotów gospodarczych.

Integracja przedsiębiorstw sektora elektroenergetyki, w tym podsektora dystrybucji, stanowi jedno z najważniejszych przedsięwzięć strategicznych dla sektora w układzie regionalnym. Stąd wynika konieczność rozważenia przesłanek integracji, określenia siły ich występowania i możliwego wpływu na realizację określonych opcji konsolidacyjnych¹⁰². Zasadne wydaje się w tym przypadku, że przez pojęcie układ regionalny należy rozumieć obszar większy niż zajmowany przez określone województwo samorządowe, obejmujący działanie określonej grupy spółek o utrwalonych powiązaniach ekonomicznych, finansowych, kadrowych oraz kulturowych¹⁰³. Z perspektywy przesłanek o charakterze makroekonomicznym należy wyróżnić cztery czynniki :

- zapewnienie skutecznej oraz uzasadnionej ekonomicznie i społecznie możliwości konkurencji w skali krajowej i międzynarodowej. Należy podkreślić, iż rozpatrywać można różną skalę integracji. Najlepsza wydaje się taka skala, przy której z jednej strony byłyby utrzymane historyczne związki pomiędzy podmiotami, bowiem tylko w takich grupach zostanie sprawnie przeprowadzona konsolidacja, z drugiej zaś strony zapotrzebowanie na moc, a zatem wartość zakupów i sprzedaży będzie tak duża, aby podmiot utworzony w ten sposób mógł być partnerem dla dużych elektrowni systemowych;
- realizacja niezbędnych zmian strukturalnych w sektorze. Sektor dystrybucji w Polsce nie został poddany istotnym procesom transformacji, pozwalającym na zmianę struktury zarówno całego sektora jak i

¹⁰² Z. Szalbierz, Regionalne przesłanki procesów integracji spółek dystrybucyjnych, URE, biblioteka regulatora.

¹⁰³ W. Mielczarski, Konsolidacja w elektroenergetyce, „Nowe Życie Gospodarcze”, 25 czerwca 2000/26.

przeprowadzenia wewnętrznych reform, nie oznacza to, że nie ma w kraju spółek dystrybucyjnych, które zaniechały procesów wewnętrznej restrukturyzacji i dostosowały swoje wewnętrzne struktury do gospodarki rynkowej¹⁰⁴. Uważa się, że na poziomie pięciu- sześciu skonsolidowanych grup można skutecznie przeprowadzić zmiany w sektorze;

- wzrost wartości sektora dystrybucji jest trzecim czynnikiem o charakterze makroekonomicznym. Można przyjąć, iż podstawowym celem tego sektora, jak i poszczególnych przedsiębiorstw w nim działających, jest wzrost wartości i zorientowanie na klienta. Wzrost wartości, a także wzrost stopy kapitału wymaga: okresowego podwyższenia cen energii elektrycznej, choć wcale nie musi to być wzrost znaczny; obniżenia kosztów operacyjnych, co będzie możliwe po głębokich zmianach restrukturyzacyjnych; zwiększenie poziomu sprzedaży lub wejścia w nowe obszary działalności. Uwolnienie rynku i przeprowadzenie restrukturyzacji spółek prowadzi do wyraźnego wzrostu ich wartości;
- możliwość uniknięcia zastąpienia monopolu państwowego monopolem prywatnym. W tej chwili mamy do czynienia z monopolem państwowym natomiast po prywatyzacji nieuchronnie zaistnieją procesy, przynajmniej próby procesów integracji i konsolidacji po to, żeby mieć coraz większą kontrolę na rynku. Ważne jest aby procesy prywatyzacji nie prowadziły do zastąpienia monopolu państwowego monopolem prywatnym¹⁰⁵.

Konsolidacja pozioma i jej pozytywne rezultaty będą możliwe do osiągnięcia tylko przy spełnieniu określonych kryteriów, czyli przy założeniu utworzenia pięciu- sześciu skonsolidowanych grup energetycznych i określonego udziału w rynku od 12 do 15%¹⁰⁶. Mogą to być korzyści zarówno

¹⁰⁴ M. Duda, Ocena restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki, Biblioteka Regulatora, Warszawa 5/2001.

¹⁰⁵ Najwyższa Izba Kontroli w swym raporcie po kontroli dotyczącej sprzedaży STOEN S.A., Warszawa 2004.

¹⁰⁶ W. Mielczarski, O integracji pionowej, konferencja CIRE, Warszawa, 2 września 2002 r..

dla samych przedsiębiorstw jak również dla odbiorców energii elektrycznej. Wnioski, jakie się nasuwają w skali mikroekonomicznej to:

- stabilizacja pracy systemu elektroenergetycznego w układzie regionalnym- lokalny rynek energii. Prawo energetyczne nakłada na operatorów sieciowych obowiązek świadczenia wszystkim podmiotom usług, polegających na przesyłaniu zamówionej energii, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych. Powinny przy tym być spełnione odpowiednie parametry dotyczące niezawodności dostarczania energii oraz jakości energii określone odrębnymi przepisami. Mechanizmy rynku energii wprowadzają zmiany w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energetycznych i pociągają za sobą określone skutki techniczne. W bliskiej przyszłości dojdzie do powstania nowych podmiotów na rynku energii, powstaną nowe źródła energii elektrycznej, pojawi się tendencja do tworzenia rynków lokalnych z własnym bilansowaniem i rozliczeniami, będzie to miało skutki ekonomiczne, finansowe i organizacyjne dla regionalnych przedsiębiorstw;
- racjonalizacja procesów substytucji nośników energii, jest ona także możliwa na szczeblu regionalnym. Należy to rozumieć jako optymalną w danych warunkach substytucję pomiędzy nośnikami energii, takimi jak: gaz, energia elektryczna i energia cieplna. Natomiast jest ona możliwa do osiągnięcia w warunkach spójnej polityki energetycznej w układzie regionalnym, gdy powołane będą lokalne przedsiębiorstwa multienergetyczne;
- możliwość inwestycji we własne odnawialne źródła energii. Problem polega na tym, że istnieje obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, energia ta może być droższa nawet 2-3 krotnie od energii ze źródeł konwencjonalnych. Polskie rozporządzenia w tej sprawie stanowią, że do roku 2008 udział energii z odnawialnych źródeł

powinien być nie mniejszy niż 7,5%. Będzie to miało znaczenie dla podmiotów sektora, zarówno biznesowe jak ekonomiczno-finansowe;

- tworzenie lokalnych spółek infrastrukturalnych, które będą się zajmowały zużyciem energii, jej produkcją, dostawą, przy użyciu gazu oraz ciepła. Efektem tego powinno być powstanie silnych kapitałowo grup kapitałowych, przykładem tego może być grupa kapitałowa GZE S.A., która jest właścicielem zakładu energetycznego, dystrybuuje energię, świadczy usługi przesyłowe, prowadzi obrót energią, wytwarza ją oraz sprzedaje na giełdzie energii, wszystko w wyodrębnionych firmach, jednak jako wspólna grupa kapitałowa;
- redukcja kosztów działalności poprzez zmniejszenie kosztów operacyjnych, zakupu energii, ubezpieczeń i wdrożenia nowoczesnych narzędzi zarządzania. Jednolity system cen i taryf. W tej chwili wszystkie spółki mają własny system cen i stawek. Układ jednolitego systemu jest możliwy do osiągnięcia w poszczególnych skonsolidowanych grupach, czyli na obszarze działania, natomiast ciężko by go było osiągnąć na znacznym obszarze kraju, ze względu na zbyt duże różnice pomiędzy regionami Polski;
- wspólna polityka w stosunku do wielkich odbiorców. Odnosi się to do zasady TPA, czyli swobodnego wyboru dostawcy uprawnionych odbiorców w chwili obecnej oraz utrzymania wszystkich odbiorców w momencie uzyskania prawa wyboru przez wszystkich odbiorców. Skonsolidowanym grupom zależy na utrzymaniu dużych odbiorców energii, a ten sposób integracji to zapewnia¹⁰⁷;
- jednolita polityka w zakresie zakupów i sprzedaży. Zakupy na rynku energii elektrycznej stały się i są w tej chwili operacją ogromnie trudną, gdyż mamy do czynienia z różnego rodzaju rynkami: rynkiem bilansowym, giełdą energii, rynkiem kontraktów bilateralnych. Do tego w

¹⁰⁷ Konsolidacja zakładów energetycznych, biuletyn miesięczny PSE S.A., lipiec 2000/7/26.

niedalekiej przyszłości na giełdzie energii będzie można dokonywać transakcji typu futures i forwards, a więc handlować opcjami na dostawę energii elektrycznej. Z jednej strony następuje zjawisko urynkowienia tych procesów, a z drugiej strony ich skomplikowania, ze względu na brak doświadczenia. Operacje takie funkcjonują już na świecie. W związku z tym należy opracować wspólną płaszczyznę w tym zakresie.

3.2. Skutki integracji dla odbiorców energii elektrycznej.

Jednym z najbardziej ważnych zadań procesu konsolidacji pionowej jest zapewnienie orientacji na klienta, czyli odbiorcę energii elektrycznej, zarówno instytucjonalnego jak osób fizycznych. Powinna ona polegać na podniesieniu standardów obsługi klienta oraz jego kompleksowej obsługi¹⁰⁸. W tym zakresie można wyróżnić następujące przesłanki:

- wzrost jakości usług. Przejawiać się to powinno w dostarczaniu energii elektrycznej o odpowiednich parametrach, unikania zmian częstotliwości i napięcia zasilania. Podmiot, który by się starał o przyłączenie do sieci powinien być obsługiwany kompleksowo i uzyskać wyczerpujących informacji i pomocy na ten temat;
- stworzenie warunków do zmniejszenia cen. Urząd Regulacji Energetyki dla ustalania cen wykorzystuje, zgodnie z Prawem Energetycznym, koncepcję kosztów uzasadnionych. Abstrahując od samej istoty kosztów uzasadnionych należy stwierdzić, iż zwiększenie efektywności procesów gospodarczych powinno prowadzić do obniżenia kosztów, a wzrost konkurencji będzie wywierał dodatkową presję na zmniejszenie kosztów. W rezultacie tego mogą nastąpić uzasadnione możliwości obniżenia cen i stawek w taryfach energii elektrycznej;
- możliwość zastosowania taryf socjalnych w warunkach regionalnych i lokalnych. W warunkach niemałego marginesu osób fizycznych o bardzo

¹⁰⁸ Energy Management and Conservation Agency S.A., Potencjalne efekty wynikające z konsolidacji.

niskich dochodach, będzie możliwe, w układzie regionalnym, stosowanie pewnej taryfy socjalnej, adresowanej do wybranej i jasno określonej grupy odbiorców. Byłoby to wyjście naprzeciw oczekiwaniom społecznym.

4.Strategie restrukturyzacji, prywatyzacji i konsolidacji branży elektroenergetycznej.

Pierwsze projekty przekształceń elektroenergetyki sięgają lat 1995-96 gdy ówczesny rząd przyjął plan restrukturyzacji i prywatyzacji tej branży. Plan był odmienny od tendencji jakie zachodzą obecnie (konsolidacja branży zarówno wytwórców jak dystrybutorów). Jednak projekt nie został zrealizowany praktycznie w żadnej części, był odwlekany w czasie, jedną z przyczyn była zmiana rządu, drugą potrzeba ustanowienia przepisów regulujących tą reformę rynkową . Potrzeba ustanowienia prawa była tutaj priorytetem, ponieważ na wolnym rynku musiał istnieć regulator działalności przedsiębiorstw energetycznych. Po uchwaleniu ustawy prawo energetyczne rząd w latach 1997-2001 przyjął plan zmian w elektroenergetyce. Projekt zakładał najpierw prywatyzację bądź konsolidację elektrowni, następnie zakładów energetycznych po rozdzieleniu w nich działalności obrotu i dystrybucji, a skończywszy na prywatyzacji pośrednika (PSE S.A.). Jak widać zmieniające się opcje polityczne w kraju, jak również częste zmiany na stanowiskach Ministra Skarbu Państwa były przyczyną tego, iż żaden rząd nie stosował się do założeń przyjętych przez swych poprzedników, mimo że w wielu przypadkach projekty zmian były opracowywane przy czynnym udziale firm tej branży, ekspertów z tej dziedziny. W wyniku czego obecna struktura jest tak różna jak panowały poglądy polityczne ¹⁰⁹. Różne struktury funkcjonowania elektroenergetyki są skutkiem przeprowadzania zmian przez kolejne rządy, innych ministrów skarbu

¹⁰⁹ Ocena i korekta „Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, Kierunki rozwoju majątku Skarbu Państwa w 2002 roku, Strategia gospodarcza z 2 kwietnia 2002 roku, Zintegrowany harmonogram sprzedaży sektora elektroenergetycznego i wprowadzanie rynku energii elektrycznej. Dokumenty te zostały przyjęte przez poszczególne rządy w celu sukcesywnej restrukturyzacji branży. Jednak żaden nie został zrealizowany Takie wnioski napisała i przedstawiła Najwyższa Izba Kontroli w Sejmie w grudniu w 2003 roku.

oraz tego, że wizję każdego podsektora i jego strategię opracowywała inna firma doradztwa gospodarczego i konsulingowego. Projekty były opracowane przez takie firmy jak DGA, Central Europe Trust czy IIR¹¹⁰. Skutkiem obecnym (połowa 2004 roku) było to, iż spółki tego sektora są częściowo skonsolidowane (jak PKE S.A., BOT wśród wytwórców, czy połączeni dystrybutorzy tworzący ENEĘ S.A.), częściowo sprywatyzowane przez sprzedaż inwestorowi, częściowo poprzez giełdę. Zapowiadanych procesów nie dokończono, a w 2003 r wprowadzono następny projekt z inną strategią. Świadczyć to może tylko o braku pomysłów na rozwiązanie problemu i urynkowanie branży¹¹¹. Na dodatek brak było spójności w działaniu pomiędzy resortem gospodarki i skarbu¹¹². Założenia Ministra Skarbu Państwa zakładały stworzenie sześciu skonsolidowanych grup energetycznych, do każdej grupy należałoby pięć lub cztery zakłady energetyczne, liderem poszczególnych grup są zakłady, które swoją strukturą przypominają docelowy model i mają dominującą pozycję. Resort Ministra Skarbu Państwa chciał, aby oprócz grupy G-8, STOENU i sprywatyzowanego zakładu w Gliwicach powstało 4-5 grup konsolidacyjnych. Ośrodkami konsolidacji miały być: Poznań (P-5), Wrocław (W-6), Kraków (K-4), Lublin (L-4) i Łódź (Ł-4). Udziały rynkowe koncernów wahałyby się od 12% do ponad 14,5%. Taka struktura będzie optymalna pod względem siły rynkowej i finansowej koncernów, zabezpieczy również branżę przed nadmierną koncentracją, co prowadziłoby do powstania monopolu. Niestety zgodnie z tą Strategią Gospodarczą ze stycznia 2002 skonsolidowano tylko grupę dystrybutorów w północno-zachodniej części kraju (ENEA S.A.). W styczniu następnego roku (2003) Rada Ministrów przyjęła dwa dokumenty określające cele i kierunki zmian, jakie rząd zamierza wprowadzić do sektora elektroenergetycznego. Brak koncepcji rozwiązania przekształceń w elektroenergetyce oraz elementów determinujących rozwój wolnej

¹¹⁰ J. Popczyk, Z prywatyzacją nie można czekać, „Puls Biznesu”, Warszawa 24/2003.

¹¹¹ J. Wróbel, Polska energetyka woła o strategię, „Gazeta Prawna”, Warszawa 218/2003.

¹¹² Sprzeczne wizje resortów, „Świat Energii”, Warszawa 2002/1/17.

konkurencji powoduje coraz mniejsze zainteresowanie potencjalnych inwestorów, przykładem może być pierwsza prywatyzacja GZE S.A., gdzie do negocjacji przystąpiło osiem chętnych firm, do prywatyzacji STOENU S.A. dwie z czego jedna sama zrezygnowała, a do kupna G-8 z 4 chętnych na początku została jedna polska El-dystrybucja Jana Kulczyka. W tym przypadku trudno mówić o negocjacjach, gdy chętny jest tylko jeden oferent¹¹³. Dlatego prywatyzacje powinno się wstrzymać do momentu przeprowadzenia procesów konsolidacyjnych oraz usunięcia barier rozwoju wolnej konkurencji, w wyniku czego nastąpiłaby przejrzysta struktura rynkowa wraz z jej mechanizmami.

5. Etapy przemian w poszczególnych podsektorach.

Ostatni dokument przyjęty przez Radę Ministrów zakładał nie tyle początek wprowadzenia przemian tylko uporządkowanie zaczętej konsolidacji i prywatyzacji wytwórców i dystrybutorów energii elektrycznej. Co najważniejsze projekt zakładał stopniową konsolidację i prywatyzację począwszy od wytwórców, następnie podsektora dystrybucji, a na końcu restrukturyzację i przemiany organizacyjne operatora systemu przesyłowego (PSE S.A.). Taka forma od dawna była zapowiadana i jest racjonalna, gdyż najpierw trzeba urynkować poducentów energii, by móc kupić energię na rynku od dystrybutorów po rynkowej cenie wykreowanej w drodze reakcji popytowo-podażowych¹¹⁴. Co do podsektora wytwarzania przyjęto następujące założenia:

- konsolidacja- w podsektorze funkcjonować będą trzy grupy Południowy Koncern Energetyczny, Pątnów-Adamów-Konin oraz Bełchatów-Opole-Turów. Do BOT-u nie wykluczało włączenia się kopalń węgla brunatnego z Turowa i Bełchatowa. PKE ma wchłaniać następne elektrownie ze Stalowej Woli, Bytomia, Tych i Zabrze;

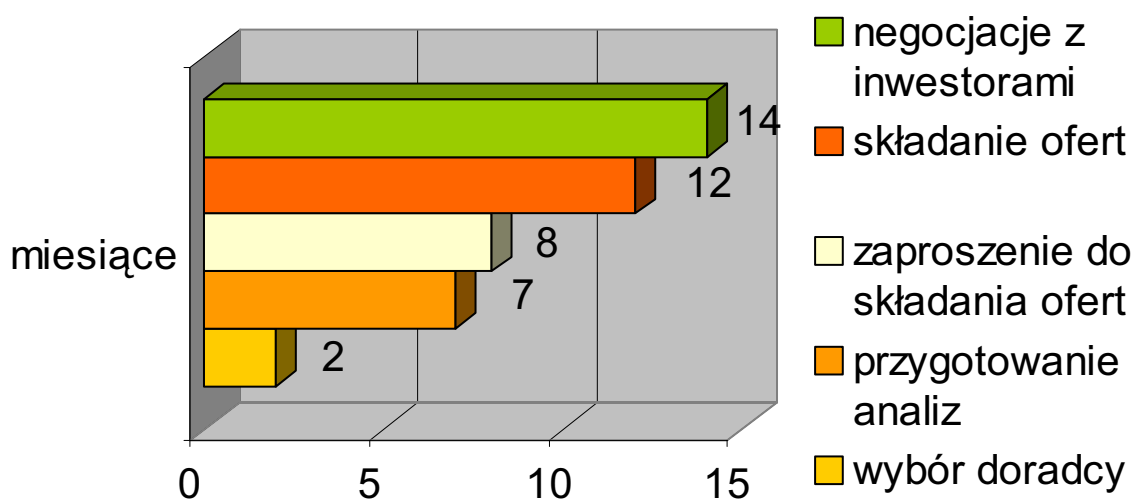
¹¹³ R. Nay, kierownik Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk rozmowa o prywatyzacji polskiej elektroenergetyki, portal gazeta.pl, Agora S.A., Warszawa 16/10/2003.

¹¹⁴ S. Horbaczewski, T. Nowak, K. Sobieraj, Prywatyzacja poprzez realizację niezależnych projektów energetycznych, Bank Energetyki. Forum Ekonomiczne Krynica 2003.

- prywatyzacja- została zakończona w elektrowni Kozienice, Ostrołęki i Dolnej Odrze. PKE zostanie sprywatyzowany poprzez giełdę papierów wartościowych, a debiut nastąpi po zakończeniu konsolidacji. Prywatyzacja BOT zaczęła się w 2004 roku, potrwa około roku, jednak większościowy pakiet zostanie w rękach państwa. Wszystkie pozostałe elektrownie i elektrociepłownie zostaną sprywatyzowane bądź zaoferowane inwestorom, którzy już posiadają pakiet mniejszościowy.

Harmonogram zmian w spółkach dystrybucyjnych przewidywał:

- konsolidacja- w 2003 roku rozpoczęto procedury skonsolidowania następnych dystrybutorów (na przykładzie ENEA S.A.). W 2004 roku powstały grupy dystrybutorów energii ENION S.A. , ENERGIAPRO S.A., ENERGA SA, jako ostatnia powstanie w 2005 roku tzw. Wschodnia Grupa Energetyczna;
- oprócz konsolidacji przewiduje się wydzielenie sfery obrotu z powstałych grup dystrybucyjnych, co zapewni obniżenie kosztów i wyeliminuje skróśne subsydiowanie działalności. Ma także usprawnić działanie w tym zakresie.



Rys. 15: Harmonogram prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych
 Źródło: Centrum Informacji Rynku Energii, Wydawnictwo ARE S.A. 2004/01.

Założenia w podsektorze przesyłu nie zakładają prywatyzacji operatora systemu przesyłowego, PSE zachowa funkcje operatora i bilansowania systemu energetycznego, co jest podstawą poprawności działania elektroenergetyki i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Wydzielona zostanie z jej struktur sfera obrotu. Najważniejszą zmianą jaka objęto PSE to wydzielenie z jej struktur spółki zależnej Przedsiębiorstwa Rozliczeń Opłat Systemowych S.A. (PROS S.A), firma ta zajmie się zamianą kontraktów długoterminowych na obligacje , które powstaną w ramach sekurytyzacji KDT¹¹⁵ .

5.1. Sposoby konsolidacji i prywatyzacji spółek dystrybucyjnych.

Pomysł połączenia zakładów energetycznych zrodził się w 95 roku, jednak przez ten czas ulegał zmianom, jedne zakłady przenoszono z grupy do grupy, zmieniano teren działania poszczególnych grup i wyznaczano inne granice działania tych integrowanych spółek. W praktyce niczego nie realizowano, a zmiany zachodziły na papierze .Przykładem może być bydgoski dystrybutor, który miał zostać połączony w tzw. grupę północną, składającą się innych zakładów niż te, z którymi został połączony. Aktualny plan jest realizowany na podstawie pomysłu Ministra Skarbu z początku 2003 roku, wtedy też rozpoczęto faktyczne próby integracji w grupy energetyczne. Pierwszą grupą, która podpisała w tej sprawie porozumienie była grupa energetyczna ENEA S.A. funkcjonująca pod wspólną nazwą od stycznia 2003 roku. Następną grupą, która powstała jest grupa o roboczej nazwie K-7, oznacza to, iż przejmującym jest zakład energetyczny z Krakowa i przejął on majątek pozostałych zakładów z Beskid, Będzin, Częstochowy oraz Tarnowa. Miały do niego należeć także zakłady z Łodzi (ZE Łódź i ZE Łódź Teren), jednak coraz częściej mówi się o powstaniu kolejnej grupy tzw. Regionalnej Grupy Łódzkiej

¹¹⁵ Rządowa droga odejścia od kontraktów długoterminowych, „Gazeta Prawna”, Warszawa 8/2004.

Spółki dystrybucyjne na terytorium kraju



- GZE S.A. , STOEN S.A.
- ENEA S.A.
- ENERGA S.A.
- ENERGIAPRO S.A.
- ENION S.A.
- WSCHODNIA GRUPA ENERGETYCZNA

Rys. 16: Zakłady energetyczne na terytorium RP i ich zasięg działania w grupach
 Źródło: Harmonogram przekształceń własnościowych w sektorze elektroenergetycznym
 Ministerstwo Skarbu Państwa, Warszawa 28-01-2002. Objęto nim tylko grupę ENEA S.A.

W 2004 roku powstała także grupa EnergiaPro- ZE Wrocław przejął firmy z Opola, Legnicy, Zielonej Góry i Wałbrzycha. Grupa Energa to zaniechana prywatyzacja grupowa a jej opis znajduje się poniżej .Ostatnią grupą , która powstaje będzie tzw. ściana wschodnia o roboczej nazwie L-6. Poza mającymi funkcjonować grupami dwaj dystrybutorzy działają samodzielnie, gdyż posiadają znaczny udział rynkowy, a ich sytuacja i miejsce na rynku jest nieco odmienne od pozostałych firm tej branży.

Tabela 8.

UDZIAŁ RYNKOWY GRUP PO KONSOLIDACJI

	SPRZEDAŻ	UDZIAŁ W RYNKU	LICZBA ODBIORCÓW	UDZIAŁ W LICZ. ODB.	OBSZAR DZIAŁANIA
jednostka	TWh	%	mln	%	km ²
ENERGA	15,81	16,21	2,61	16,97	74627
ENEA	14,16	14,43	2,20	14,31	58192
ENERGIAPRO	10,84	11,05	1,61	10,44	27428
WGE	18,64	19,00	3,73	24,21	105842
ENION	23,20	23,65	3,35	21,79	42146
STOEN	5,41	5,52	0,78	5,05	486
GZE	10,07	10,65	1,12	7,24	4082

Źródło: Harmonogram przekształceń własnościowych, MSP, 28 stycznia 2002.

Największy udział zarówno sprzedaży jak i w rynku będzie miała grupa ENION, najwięcej dystrybutorów liczy ENERGA-jednak w rejonach nadmorskich sprzedaż jest niewielka i brak tam dużych przemysłowych odbiorców. A największy teren działania posiada WGE, czyli tzw ściana wschodnia. Enea na tle branży wypada bardzo dobrze i plasuje się za Enionem, gdyż Energa ma niewiele większy udział, lecz głównie na skutek tego iż skupia 8 dystrybutorów, a WGE traci dużym obszarem działania i zarazem małym zaludnieniem terenu (duże straty energii i koszty przesyłu). Na mapie został przedstawiony nowy projekt, poprzednim objęto tylko grupę ENEA S.A. .W tej

chwili zostały ponownie zmienione granice działania grup, np. ZE Częstochowa przeniesiono z W-6 do Krakowa. Ostatecznie z Krakowem nie połączono dwóch łódzkich dystrybutorów ze względu na brak zgody tych firm, na początku 2005 roku trwały prace nad ich połączeniem w jeden podmiot

5.1.1. Prywatyzacja indywidualna na przykładzie STOEN S.A. i GZE S.A. –Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego.

Tym sposobem prywatyzacji objęto dwóch dystrybutorów, ze względu na dość silną pozycję rynkową, dużą liczbę klientów i znaczny udział w krajowej sprzedaży energii elektrycznej. GZE to kawał historii górnośląskiej gospodarki, sięgający czasów przedwojennych, przechodził on zmiany takie same jak wszystkie zakłady, zgodnie z obowiązującymi przepisami, ustawami itp. Od lipca 1993 roku dawne przedsiębiorstwo zostaje skomercjalizowane, stając się jednoosobową spółką Skarbu Państwa. Firma ta jest dosłownie wielka pod względem terytorialnym, zajmuje obszar 4221 km kwadratowych, sprzedaje około 13% energii elektrycznej w skali kraju, dostarcza energię do ponad miliona klientów indywidualnych, prawie 1200 przemysłowych i 80 tysięcy małych i średnich firm. Do tego trzeba dodać, że odbiorcy przemysłowi to około 75% sprzedanej energii w grupach taryfowych A, B i C. Tak duża sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom produkcyjnym (huty, kopalnie, przemysł ciężki) czyni z GZE lidera polskich przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Odzwierciedla się to najlepszym wynikiem netto, największym przychodem ze sprzedaży, największą średnią pensją czy też bardzo dobrymi wskaźnikami: rentowności, płynności itp. Pod wieloma względami przedsiębiorstwo spełnia zachodnie standardy pracy. Potwierdzeniem tego jest certyfikat zgodności z normami PN-ISO 9002, który firma otrzymała 8 maja 1998 roku, stając się pierwszym dystrybutorem cechującym się takim dokumentem¹¹⁶. Początek prywatyzacji zaczął się w grudniu 1996 roku, kiedy to została zawarta umowa z Bankiem

¹¹⁶ GZE na pierwszy ogień, „Nowe Życie Gospodarcze, 9 stycznia 2/2002.

Handlowym S.A. w Warszawie - oficjalnym doradcą prywatyzacyjnym właściciela¹¹⁷. Zakupieniem pakietu GZE zainteresowane były: niemiecki RWE., Szwedzki Vattenfall i polska filia amerykańskiego giganta PSEG Poland. Firmę kupił Vattenfall, który posiada także 55% akcji elektrociepłowni warszawskich. Jest to czołowe przedsiębiorstwo sektora energetycznego w Szwecji, a jeden z pięciu największych dostawców energii elektrycznej w Europie. Roczna produkcja energii sięga około 80 TWh, a obroty od trzech lat wahają się na poziomie 28-30 miliardów koron szwedzkich. Vattenfall posiadał 31,8% akcji GZE, 30 stycznia 2003 podwyższył kapitał akcyjny o 150 tysięcy akcji, kupił państwa pakiet większościowy za ponad 170 mln euro.¹¹⁸, obecnie posiada 75% akcji tego największego dystrybutora w Polsce. Transakcja została opłacona ze środków własnych dystrybutora oraz częściowo sfinansowana z Vattenfalla.

Stołeczny Zakład Energetyczny STOEN S.A. jest firmą jeszcze inną niż GZE i pozostałe spółki dystrybucyjne. Zakres działania warszawskiego dystrybutora obejmuje tylko same miasto. Jego największą zaletą jest duża liczba odbiorców (gospodarstw domowych, małych i średnich firm) sięgająca blisko 800 tysięcy. Trzeba też dodać, że jest to stolica kraju, region w którym jest najmniejsze bezrobocie, najwyższa średnia krajowa pensja, tutaj znajduje się Sejm, Senat, Rząd, wiele siedzib firm światowych oraz prawie wszystkie centrale banków. To wszystko czyni, iż zakład ten posiada jedną z najlepszych kondycji finansowych, klienci w większości terminowo płacą za energię, w tym regionie odnotowuje się także najmniej kradzieży urządzeń i linii energetycznych oraz stwierdza się znikomą ilość nielegalnego poboru energii elektrycznej. Te dwa opisane przypadki powodują znacznie mniejsze straty w porównaniu do innych dystrybutorów. Dlatego cena, jaką udało się uzyskać Ministerstwu Skarbu Państwa ze sprzedaży zakładu w Warszawie nie była tylko

¹¹⁷ Zdrowe zasady rynku, „ Elektroenergetyka”, 22 kwietnia 5/94/1997

¹¹⁸ Centrum Informacji Rynku Energii, Wydawnictwo ARE S.A. , prywatyzacja energetyki (www.cire.pl)

ceną za majątek tej firmy, lecz ceną za dostęp do 800 tysięcy odbiorców, a w przyszłości może nawet więcej¹¹⁹. Umowa prywatyzacyjna została sfinalizowana z RWE-Plus, niemiecka firmą. Stoen sprzedano za 1506 mln złotych, z czego niecały mld trafił do kasy państwa, reszta trafiła na środki specjalne Ministra Finansów, który zasilił nimi parę resortów¹²⁰. Prywatyzacja stołecznego dystrybutora podzieliła polskich parlamentarzystów, którzy protestowali przeciwko wyprzedazy okupując sale Sejmu. Zarzucono ówczesnemu Ministrowi Skarbu zawarcie układu z kanclerzem Niemiec podczas wizyty w tym kraju jesienią wraz z Prezydentem RP, kiedy to kanclerz zaproponował iż ma dla naszej energetyki parę ciekawych ofert¹²¹. Po powrocie z Niemiec Minister zwiększył pakiet sprzedaży do 85%, wtedy opozycja postawiła MSP zarzut pilnowania interesów niemieckich, a nie polskich. Sprzedaż STOENU to nic innego jak zmiana monopolu państwowego na prywatny, a właściwie państwowy innego narodu, ponieważ RWE-Plus to państwowa niemiecka firma. Prezesowi URE zarzucono, iż zatwierdzając taryfę na okres trzech lat z podwyżkami cen energii powyżej inflacji pozwolił firmie na osiągnięcie wyższych nieuzasadnionych zysków kosztem odbiorców energii. Prywatyzacja ta naruszyła także założenia pierwszeństwa sprzedaży elektrowni przed spółkami dystrybucyjnymi, uniemożliwiła zachowanie kontroli przez Skarb Państwa i oddzielenia sfery obrotu od dystrybucji energii¹²².

5.1.2 Prywatyzacja grupowa na przykładzie grupy G-8.

Projekt przekształceń w elektroenergetyce za rządów w latach 1997-2001 zakładał połączenie ze sobą i sprywatyzowanie ośmiu dystrybutorów w północnej części naszego kraju. W skład grupy miały wchodzić następujące

¹¹⁹ Prywatyzacja STOEN S.A., „Życie Warszawy”, 7 sierpnia 4/2002.

¹²⁰ G. Kołodko, MF i Wicepremier, Program 1 PR, wywiad z 17/10/2002, umieszczony na stronie Centrum Badawczego Transformacji, Integracji i Globalizacji (www.tiger.edu.pl)

¹²¹ J. Jakimczyk, Generator Ministra Kaczmarka, „Wprost”, Warszawa 1105/2004.

¹²² Prywatyzacja STOEN S.A., Raport Najwyższej Izby Kontroli nr 178/2003, skrót na stronie www.nik.gov.pl.

zakłady: Zakład Energetyczny Koszalin S.A., Zakład Energetyczny Słupsk S.A., Gdańska Kompania Energetyczna ENERGA S.A., Elbląski Zakład Energetyczny S.A., Zakład Energetyczny S.A. w Olsztynie, Zakład Energetyczny Toruń S.A., Zakład Energetyczny Płock S.A. oraz Energetyka Kaliska S.A.. Grupa Północna miałaby obsługiwać łącznie ponad 2,5 miliona klientów na prawie 25% terytorium kraju i osiągać około 3-3,5 mld. złotych przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej. Początki prac nad harmonogramem prywatyzacji sięgają jeszcze 1999 roku, kiedy to ówczesny Minister Skarbu Państwa zaprosił potencjalnych inwestorów do składania ofert zakupu akcji pierwszej połączonej grupy przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Harmonogram ten zakładał nabór ofert do końca 2000 roku, swoje zainteresowanie grupą wykazały takie giganty światowej energetyki jak: Vattenfall, EdF, Tractebel, RWE Plus, E.O.N. oraz polska El-Dystrybucja związana z Kulczyk Holding¹²³. Termin zgłaszania się potencjalnych inwestorów minął 31 stycznia 2001 roku. Ministerstwo Skarbu Państwa miało wybrać inwestora na podstawie rokowań, których przedmiotem będzie przede wszystkim ustalenie ceny akcji każdej ze spółek, programu rozwoju, na który złożą się zobowiązania do podwyższenia kapitału i uzgodnienie innych źródeł finansowania oraz ustalenie pakietu socjalnego dla załóg. Niestety przetarg na ósemkę dystrybutorów trwał 3 lata, Ministerstwo trzykrotnie udzielało potencjalnym inwestorom wyłączności negocjacyjnych, lecz nigdy nie doszło do porozumienia. Najbardziej zaawansowany był E.O.N., który wycenił G-8 na 1,7 mld. EUR, z czasem jego propozycja finansowa zaczęła maleć do 60% tej kwoty, przede wszystkim powodem było wprowadzenie podatku akcyzowego na energię elektryczną oraz brak porozumienia z nowym rządem po wyborach jesienią 2001 roku¹²⁴. Ostatnio przywilej wyłącznych negocjacji przypadł spółce El-Dystrybucja kontrolowanej przez najbogatszego Polaka Jana

¹²³ Kto kupi G-8, „Gazeta Wyborcza”, Warszawa, 18 stycznia 2001/7/15.

¹²⁴ K. Cader, Prywatyzacja, Monitor ekonomiczny, biuletyn miesięczny PSE S.A., 30 września 2002/6.

Kulczyka. Jednak prywatyzacja tej dużej grupy nasuwa wiele pytań i sugestii. Padają propozycje by ją odwlec w czasie, ponieważ przed rozwiązaniem KDT inwestorzy zagraniczni wycofali się z ewentualnego kupna pakietu G-8. Poza tym nie można mówić o negocjacjach dobrych warunków sprzedaży, gdy występuje jeden chętny, który nie dysponuje takimi środkami finansowymi. El-Dystrybucja to kapitał założycielski w kwocie miliona złotych, a wartość tych dystrybutorów to co najmniej 3-4 mld złotych. Grupa G-8 potrzebuje mocnego i silnego inwestora, a nie inwestora, który chce za pożyczoną kwotę z BRE BANKU zapłacić państwu, następnie wziąć kredyt za który zapłaci G-8 i spłacić resztę¹²⁵. Jednak siła El-Dystrybucji to przede wszystkim Jan Kulczyk i jego pozycja u najwyższych władz w państwie, nieoficjalnie mówiło się że z powodu odmowy sprzedaży mu G-8 Premier odwołał dwóch Ministrów Skarbu i teraz sam zdecydował co zrobi z grupą dystrybutorów energii. Ostatecznie prywatyzacji zaniechano i postanowiono wszystkie podmioty tej grupy połączyć jak pozostałe spółki dystrybucyjne i następnie ją sprywatyzować poprzez GPW. Firma powstała na jesień 2004 , nosi nazwę ENERGA S.A., od przejmującej byłej Gdańskiej Kampanii Energetycznej S.A. .

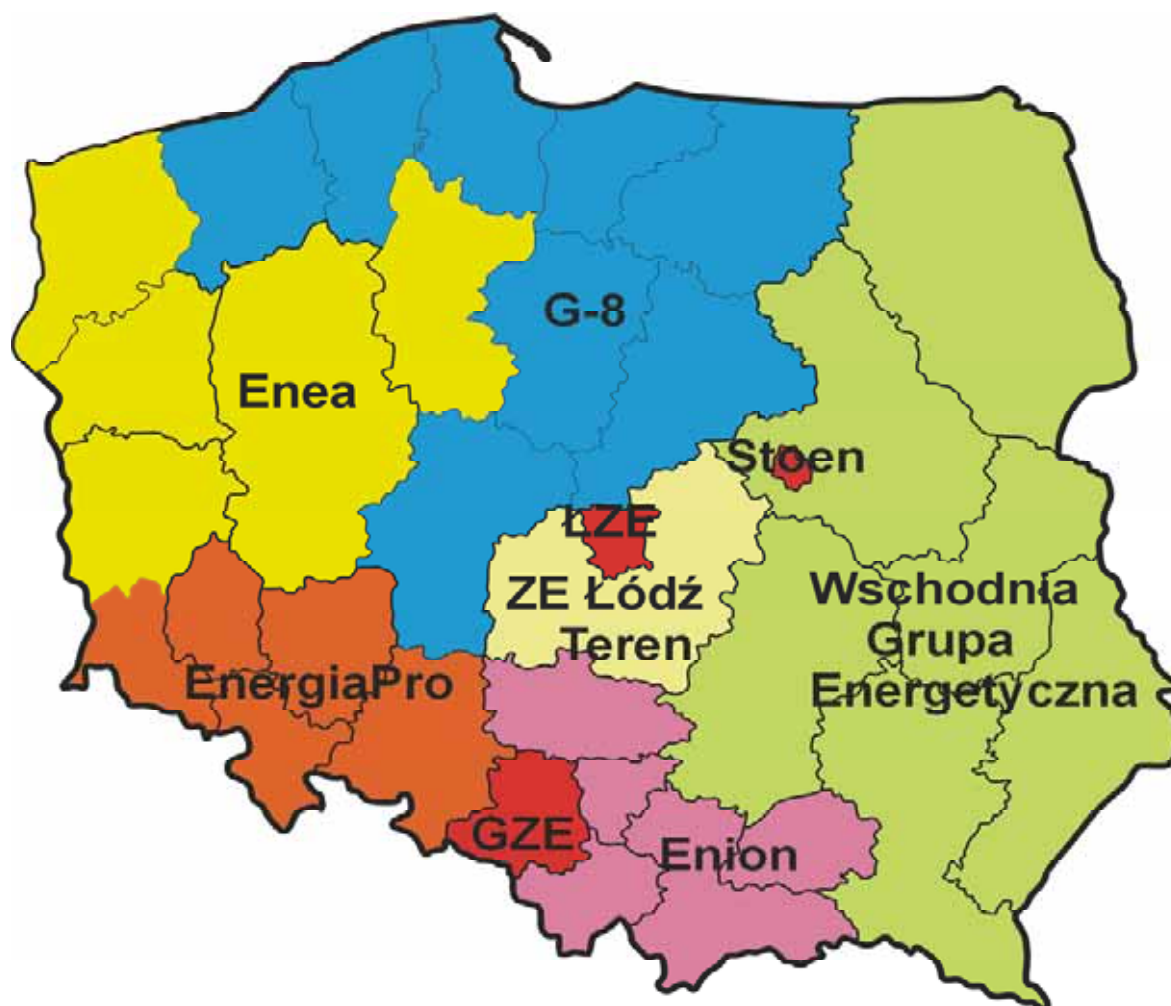
5.2. Konsolidacja spółek dystrybucyjnych na przykładzie ENEA S.A. .

W dniu 29 lipca 2002 roku Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o utworzeniu tzw. Grupy Zachodniej i połączeniu pięciu spółek dystrybucyjnych z Poznania, Szczecina, Bydgoszczy, Gorzowa i Zielonej Góry. Zarządy tych firm 8 sierpnia podpisały porozumienie w sprawie wspólnego zorganizowania i przeprowadzenia oraz finansowania programu restrukturyzacji i konsolidacji spółek dystrybucyjnych tworzących grupę¹²⁶. Na lidera grupy wybrano Energetykę Poznańską, która przewodzi w grupie i przypomina docelowy model

¹²⁵ D. Marzec, Dyrektor Audytu i Doradztwa Gospodarczego PriceWaterhouseCoopers, „Puls Biznesu”

¹²⁶ Z kraju: w spółkach dystrybucyjnych, Info- biuletyn wewnętrzny ZEBYD S.A..

jaki powstał. Grupa ta powstała poprzez wchłonięcie przez EP pozostałych zakładów energetycznych¹²⁷. Konsolidacja nastąpiła zgodnie z zastosowaniem artykułu 492 ust 1 pkt 1 Kodeksu Spółek Handlowych tj. łączenie przez przejęcie .



Rys. 17: Grupy dystrybutorów energii-projekt MSP.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie harmonogramu przekształceń sektora elektroenergetycznego z dnia 28 stycznia 2003 roku

Proces miał się odbyć w czterech etapach, pierwszy polegał na wyeliminowaniu różnic, ujednoczeniu struktur i procesów gospodarczych, etap drugi to

¹²⁷ Pierwszy koncern już powstaje, „Świat Energii”, wrzesień 17/1/2002.

organizacyjne scalenie łączonych podmiotów gospodarczych, następnie miało nastąpić wydzielenie spółek obrotu oraz wyodrębnienie spółek zależnych niezwiązanych z podstawową działalnością (sanatoria, hotele, transport, usługi itp.). W czwartym etapie miała nastąpić prywatyzacja podmiotów zależnych oraz debiut zrestrukturyzowanej spółki matki na giełdzie papierów wartościowych. Takie założenia zostały postawione do wszystkich konsolidowanych dystrybutorów, jednak praktyka pokazała, że o wiele łatwiej się mówi, niż robi, w wyniku czego rodzi się wiele niejasności i problemów. Połączone zakłady energetyczne miały różne struktury i procedury wewnętrzne. Zadaniem zarządów wszystkich zakładów było ich ujednoczenie w ciągu kilku miesięcy do momentu powstania grupy (1 stycznia 2003 rok). Nie było to jednak łatwe, długie terminy załatwiania spraw w urzędach i sądach rejestrowych mogły się okazać poważną przeszkodą. Działanie utrudniała również ustawa o zamówieniach publicznych.

Tabela 9.

Konsolidacja w liczbach

Wyszczególnienie	Obszar działania w km kw	Udział w terytorium Polski -%	Liczba Klientów w tys.	Sprzedaż energii GWh	Udział w rynku-%	Liczba pracow.
Energetyka Poznańska	25 510	8,16	885 631	5 627,9	5,59	2538
ZE Bydgoszcz	10 349	3,31	431 695	3 112,5	3,09	1680
ZE Gorzów	8 484	2,71	209 775	1 338,2	1,33	1005
ZE Szczecin	9 982	3,19	401 554	2 558,5	2,54	1443
ZE Zielona Góra	8 885	2,84	269 996	1 613,0	1,60	1053
Razem	63 210	20,21	2198651	14 250,1	14,16	7719

Zródło: Megawat, biuletyn miesięczny ZE BYD S.A, sierpień 2002 r.

W praktyce przyjęte etapy nie okazały się proste, ponieważ wyodrębnienie podmiotów zależnych na wzór Energetyki Poznańskiej (posiada 16 spółek zależnych) poróżniło zarząd spółki z organizacjami związkowymi w Enei, ponieważ mimo przedstawienia dwóch projektów nie doszło do porozumienia. Powodem był brak zakresu działań i odpowiedzialności podmiotów zależnych, do których miała przejść znaczna część pracowników.

Tak więc, każdy Oddział posiada odmienną sytuację. Poznań restrukturyzację przeszedł przed połączeniem, reszta dystrybutorów posiada 3-4 spółki zależne. W Bydgoszczy jest to Rejon Elektrowni Wodnych, Sanatorium Energetyk oraz spółka Steren. Jednak ujednolicono struktury we wszystkich Oddziałach, które podlegają Departamentom Zakładu Głównego w Poznaniu. Zarząd Spółki po 10 miesiącach działalności przyznał, że konsolidacja przyniosła zamierzone skutki, a w szczególności: obniżyły się koszty zakupu energii elektrycznej, zminimalizowano koszty działalności w związku z centralizacją zakupów, ponadto dobrze wróży wzrost sprzedaży energii w niektórych Oddziałach nawet o 4-5%¹²⁸. Rok 2004 dla ENEI oznaczał także prace nad dalszą restrukturyzacją, ulepszaniem obsługi odbiorców, wprowadzaniem nowych usług jak Enea Komfort.

Tabela 10.

Konsolidacja w liczbach

Wyszczególnienie	Długość linii - km.	Liczba stacji transf. - szt.	Przychód w tys. zł.	Zysk netto w tys. zł.
Energetyka Poznańska	41 756	13 100	1 430 632,9	18 777,1
ZE Bydgoszcz	22 331	7 319	730 060,7	12 822,1
ZE Gorzów	12 731	3 172	331 289,4	2 097,9
ZE Szczecin	15 029	4 699	636 348,1	1 353,0
ZE Zielona Góra	12 204	3 502	441 720,3	7 402,0

Źródło: Megawat, biuletyn miesięczny ZE BYD S.A., sierpień 2002 r..

¹²⁸ Enea kurier, Spotkanie ze związkami w Baranowie, Poznań 10-10-2003

Łączne przychody Grupy Energetycznej ENEA S.A. sięgają około 4 miliardów złotych, sprzedaż energii elektrycznej przekroczyła 14 TWh, co zapewnia firmie ponad 14% udział w krajowej sprzedaży energii elektrycznej. ENEA posiada ponad 2,2 miliona klientów we wszystkich grupach taryfowych oraz łącznie ze spółkami zależnymi ponad 7700 pracowników, dystrybutorzy funkcjonują na prawie 1/5 obszaru terytorium Polski

Do końca 1995 roku uwarunkowania prywatyzacji polskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych poprawiały się. W latach 1996 do 1998 uwarunkowania utrzymywały się na względnie stabilnym poziomie, z lekką tendencją zniżkową. Po 1998 roku szanse na uzyskanie dobrej ceny za przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego zaczęły spadać. Następnie wiele przyczyn spowodowało odwrócenie tendencji, z korzystnych na niekorzystne, najważniejsze z nich to: rozpoczęty proces tworzenia europejskiego rynku energii elektrycznej, który spowodował i dalej będzie powodował obniżkę cen energii, a ewentualne podwyżki nie będą powyżej wzrostu inflacyjnego, po drugie inwestorzy coraz lepiej orientują się w kosztach koniecznej restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki, po trzecie niedawna prywatyzacja niektórych elektrociepłowni spowodowała znaczną ostrożność inwestorów i nie traktują już elektroenergetyki w sposób preferencyjny, a rzeczywista zdolność do generowania zysków przez spółki dystrybucyjne stała się kryterium ich wyceny rynkowej, po czwarte konsekwencje wprowadzenia podatku akcyzowego na energię elektryczną spowodowały częściowe obciążenie przedsiębiorstw elektroenergetycznych¹²⁹ i po piąte opóźnienie prywatyzacji stawia w lepszej sytuacji inwestorów, a mianowicie w warunkach transformacji branży w Europie inwestorzy uczą się lepiej i szybciej od nas¹³⁰. W wyniku czego można wysunąć następujące wnioski:

¹²⁹ A. Andrzejczuk, „Jej wysokość akcyza”- wokół energetyki, Termedia sp. z o.o., Poznań 2002 r..

¹³⁰ J. Popczyk, Im później, tym więcej zagrożeń, konferencja „Polska energetyka w drodze do Europy”, Krzyżowa, 1 grudnia 1998 r., .

- sposoby konsolidacji w takich grupach wydają się korzystne dla państwa, przedsiębiorstw i odbiorców energii. Utworzenie mniej grup o większym zasięgu działania mogłoby doprowadzić do negatywnych zjawisk takich jak: nadmierna koncentracja, powstanie silnych monopolii, odejścia od związków z regionem i powiązań gospodarczych. Wynika to z makroekonomicznych różnic pomiędzy regionami kraju, co mogłoby mieć negatywne skutki dla słabszych regionów;
- ostatni (aktualny) projekt przekształceń MSP wydawał się najbardziej racjonalny , przewidywał on stopniowe zmiany począwszy od wytwórców, poprzez dystrybucję a skończywszy na operatorze systemu przesyłowego, ponieważ najpierw trzeba doprowadzić do wolnej konkurencji wśród producentów energii. W chwili uzyskania przez wszystkich odbiorców możliwości wyboru dostawcy (TPA) nastąpi wolna konkurencja pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi. Natomiast operator systemu przesyłowego (PSE S.A.) powinien zostać w rękach państwa, chociażby celem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Konieczna stała się tylko jego restrukturyzacja, ze względu na zmianę jego roli na rynku energii elektrycznej i stopniowego wycofywania się z obrotu energią ;
- do momentu rozwiązania wszystkich barier w polskiej energetyce takich jak: kontrakty długoterminowe, skróśne subsydiowanie i zakończenia procesów restrukturyzacji i konsolidacji powinno się wstrzymać prywatyzacji tej branży. Świadczy o tym wiedza potencjalnych inwestorów i coraz mniejsze ich zainteresowanie branżą. Potwierdzeniem tego może być, iż z kupna G-8 wycofało się trzech oferentów, została jedna El-Dystrybucja. Prywatyzacji zaniechano a grupę przeznaczono do konsolidacji tak jak w przypadku innych dystrybutorów;.
- w roku 2003 została skonsolidowana grupa energetyczna ENEA S.A. , efekty konsolidacji były pozytywne, jednak założone etapy restrukturyzacji, wydzielania spółek zależnych nie związanych z

podstawową działalnością , następnie ich prywatyzacja i debiut firmy na giełdzie potwierdziły, iż łatwo się mówi a trudno czyni. Cały czas trwają uzgodnienia i rozmowy nad dalszą strategią spółki liczącej ponad 7700 pracowników;

- zatwierdzony harmonogram dla branży z 28 stycznia 2003 znów uległ zmianie pod koniec 2004 roku. Powodem jest brak zgody łódzkich dystrybutorów na połączenie z Enionem S.A.. Podczas łączenia tzw. Wschodniej Grupy Energetycznej wyłonił się pomysł utworzenia Energetyki Podkarpackiej skonsolidowanej pionowo co kłóci się z przyjętymi założeniami. Spowodowane jest uwarunkowaniami na które wpływają: ryzyko wartości rynkowej aktywów, ryzyko prawne związane z brakiem zgody na połączenie , ryzyko transakcyjne, ryzyko zmiany koncepcji konsolidacji w odniesieniu do wybranych podmiotów, czy ryzyko od integracji z danym regionem.

Potwierdza się w tym przypadku , iż brak konkretnej koncepcji na przekształcenie spółek dystrybucyjnych i ewentualnych rozwiązań i kompromisów w razie takich sprzeciwów jakie się pojawiły w łódzkim i rzeszowskim przedsiębiorstwie. Jedno jest pewne , że tylko spełnienie wyżej opisanych i pełne zaangażowanie łączonych podmiotów jest pierwszym krokiem do odniesienia sukcesu .

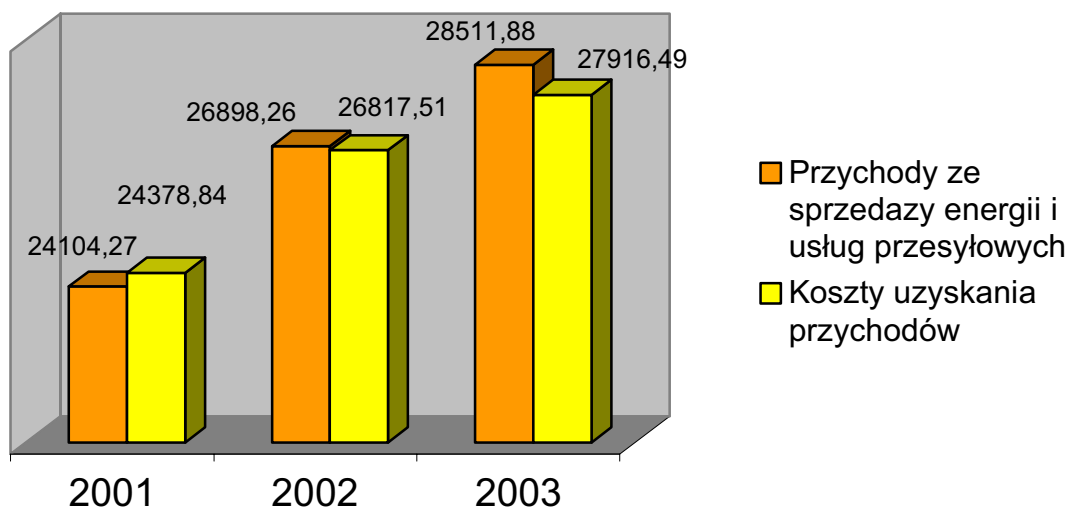
ROZDZIAŁ IV

Analiza sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych podsektora dystrybucji .

1. Sytuacja ekonomiczna na rynku energii elektrycznej w 2003 roku.

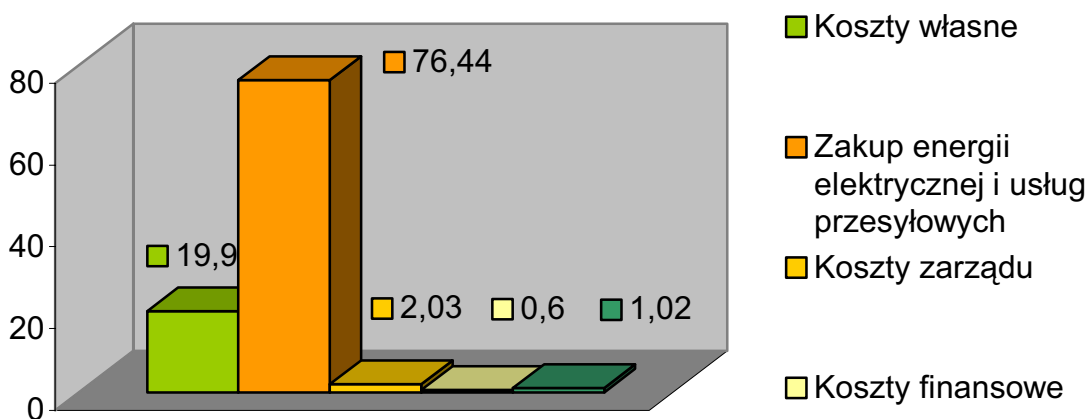
Poprawa koniunktury gospodarczej w kraju sprawiła, że zarówno po stronie przychodów, jak i rozchodów branża elektroenergetyczna odnotowała wyraźne ożywienie. Świadczą o tym między innymi zbiorcze wyniki osiągnięte w roku 2003 do analogicznego okresu roku poprzedniego. Odbiorcom finalnym dostarczono blisko 4% więcej energii elektrycznej (w 2004 7%) co spowodowało wzrost przychodów ze sprzedaży o 6,1% . Polepszył się również standing finansowy spółek dystrybucyjnych, o ile w 2002 roku na 33 zakłady energetyczne wówczas funkcjonujące 14 wykazało ujemny wynik finansowy, to w roku 2003 stratę poniosła tylko jedna. Największą stratą dla dystrybutorów cechuje się działalność obrotu energią, która przyniosła w 2003 roku stratę w wysokości 41,2 mln zł. Równocześnie o blisko 4% wzrosły koszty dostarczania energii elektrycznej, z czego najmniej koszty własne dystrybutorów bo jedynie o 1,2%. Mimo dość dobrych wyników spółek elektroenergetycznych sytuacja ta nadal była dość trudna¹³¹. Źródeł tych problemów należy szukać w rosnących kosztach spółek dystrybucyjnych, cenach zakupu energii od wytwórców i PSE, podatkach i opłatach nakładanych na energię elektryczną i usługi z tym związane, obciążenia fiskalne takie jak podatki, akcyza, opłaty od nieruchomości energetycznych i wiele innych. Do tego wszystkiego można dodać następne zmiany przepisów ustawy o podatku VAT od 1 maja 2004 w związku z przystąpieniem naszego kraju do państw członkowskich Unii Europejskiej.

¹³¹ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Warszawa 27 stycznia 2004.



Rys. 18: Przychody i koszty spółek dystrybucyjnych w latach 2001-2003 w mln zł...

Jak można zauważyć z powyższego wykresu spółki dystrybucyjne wychodzą z kryzysu w jakim były w latach 1999-2001. Powodem były zbyt wysokie koszty w porównaniu do ich przychodów. Wpłynęły na to przede wszystkim wysokie ceny energii i spadek popytu na nią przy rosnących kosztach zakupu, kosztach płac, wyższych podatkach. Do tego rok 2002 był rokiem w którym wielu dystrybutorów po raz pierwszy odnotowało zysk na podstawowej działalności sprzedaży energii od 2-3 lat (Oddział Bydgoszcz ENEA S.A. również).



Rys. 19: Koszty spółek dystrybucyjnych w układzie rodzajowym w 2003 roku.

Korzystnym czynnikiem w 2003 roku okazała się większa ilość sprzedanej energii o ponad 6% w porównaniu do 4% wzrostu kosztów, co było efektem korzyści skali. Największym kosztem jest zakup energii elektrycznej, wzrósł on o 0,87% do okresu roku wcześniejszego, minimalnie bo o 1,2% wzrosły koszty własne. Pozostałe koszty zmalały z 0,98 do 0,6%, natomiast koszty zarządu i finansowe utrzymały się na niezmiennym poziomie.

2. Wyniki prowadzenia działalności gospodarczej przez spółki

dystrybucji energii elektrycznej.

Celem niniejszego rozdziału jest ukazanie wszystkich spółek dystrybucyjnych w naszym kraju oraz przedstawienie ich pozycji w branży elektroenergetycznej. Analiza ta obrazuje i porównuje zakłady pod względem takich wielkości ekonomicznych jak: wynik finansowy i jego dynamika, wskaźniki rentowności, płynności i zadłużenia. Czasowo obejmuje okres 1999-2003, a więc przedstawia pierwsze rezultaty wprowadzenia regulowanych cen energii elektrycznej obowiązujących w danym roku (z reguły od 1 lipca do 30 czerwca). Taryfa ta oznacza ceny i stawki opłat za energię elektryczną i usługi dodatkowe, dla wszystkich grup odbiorców (A, B, C, G, R) na wszystkich poziomach napięć zasilania, ponieważ wejście w życie ustawy Prawo Energetyczne zobligowało przedsiębiorstwa energetyczne, aby prowadziły ewidencję kosztów stałych i zmiennych odrębnie dla poszczególnych grup taryfowych, a także odrębnie dla wszystkich rodzajów działalności (wytwarzanie, przesył, obrót, dystrybucja)¹³². Koszty te jednak są odmienne dla poszczególnych zakładów energetycznych, ze względu na występujące różnice pomiędzy nimi. Spółki dystrybucyjne są zlokalizowane w innym regionie kraju, mniej lub bardziej rozwiniętym, zajmują inną powierzchnię, jak również posiadają innego rodzaju i różną ilość odbiorców w danych grupach taryfowych. Dla przykładu podam, że warszawski STOEN S.A. posiada już ponad osiemset

¹³² W i B. Taradejna, Prawo Energetyczne z komentarzem, Warszawa 2000 r.

tysięcy klientów na terytorium samego miasta Warszawy (486 km²), z kolei największy pod względem obszaru działania ZE Białystok S.A. (27229 km²), a zarazem charakteryzuje go najmniejsza ilość sprzedanej energii na jednego klienta (3,77 MWh), co może świadczyć o małym zaludnieniu terenu, niskim zużyciu energii, słabym rozwoju gospodarczym regionu, braku dużych odbiorców-czego nie można powiedzieć o stołecznym zakładzie, który jest jednym z najbardziej rozwiniętych, intensywny rozwój miasta powoduje coraz wyższą liczbę klientów w poszczególnych grupach taryfowych, większe zużycie energii oraz coraz bardziej rozbudowaną i nowoczesną sieć elektroenergetyczną, co świadczy o większej wartości firmy z roku na rok. Dlatego na efekt końcowy, jak i wyniki finansowe wpływa wiele czynników zewnętrznych, na które przedsiębiorstwo nie ma wpływu¹³³.

Tabela 11.

Zmienne charakterystyczne dla zakładów energetycznych

Lp	Zmienna charakterystyczna	Lp	Zmienna charakterystyczna – c.d.
1	Długość linii WN (km)	14	Dostawa odbiorcom w gr. tar. C
2	Długość linii SN (km)	15	Dostawa odbiorcom w gr. tar. G
3	Długość linii nN (km)	16	Zmiana l. odbiorców w latach 1998-2003
4	Liczba stacji elektr. SN i nN	17	Liczba przyłączy razem
5	Liczba stacji elektr. WN	18	Długość przyłączy razem
6	Moc transformatorów WN/SN	19	Przychody z dystrybucji
7	Moc transformatorów SN/nN	20	Amortyzacja razem
8	Liczba odbiorców na SN	21	Przeciętna wartość śr. trw. brutto SN
9	Liczba odbiorców na nN	22	Przeciętna wartość śr. trw. brutto nn
10	Liczba odbiorców w gr. tar. C	23	Przeciętna wartość śr. trw. brutto dla sum. nap.
11	Liczba odbiorców w gr. tar. G	24	Przeciętna wartość śr. trw. netto SN
12	Dostawa odbiorcom na SN	25	Przeciętna wartość śr. trw. netto nN
13	Dostawa odbiorcom na nN	26	Suma przec. wartości śr. trw. netto

Źródło: P. Urbański, Model regulacji porównawczej 33 ZE, URE, Warszawa 1999

¹³³ J. Biedrzycki, J. Loret, Departament Planów i Analiz URE . Biuletyn URE 2002/4.

Oprócz wyżej wymienionych, na które firma nie ma większego wpływu bardzo istotne stało się sprawne zarządzanie działalnością finansową w przedsiębiorstwie tej specyficznej branży. Po uwolnieniu cen energii i ich regionalizacji można było zauważyć rozbudowę pionów finansowych w wielu spółkach dystrybucyjnych¹³⁴.

2.1. Powierzchnia liczba odbiorców i obszar działania spółek dystrybucyjnych.

Po nowym podziale administracyjnym w kraju i zmniejszeniu liczby województw do 17 zakłady energetyczne obsługują często klientów na terenie kilku województw (np. ZE Łódź Teren S.A.-pięciu), do których odbiorcy przynależą. Stopniowy postęp w liberalizacji rynku energii elektrycznej i prawo wyboru dostawcy (zasada TPA), umożliwia kolejno coraz większej liczbie odbiorców prawo do zmiany dostawcy energii, może to spowodować wzrost klientów jednego dystrybutora, kosztem zmniejszenia tej liczby u innych. Do tego wszystkiego trzeba dodać toczące się procesy konsolidacyjne branży. Połączenie się kilku dystrybutorów w grupy energetyczne powoduje zmiany w rankingach pod wieloma względami, gdyby uwzględnić całą grupę, a nie poszczególne podmioty ją tworzące¹³⁵. Poniżej przedstawiam wyniki w opisanym zakresie z uwzględnieniem już przyjętego harmonogramu MSP dotyczącego konsolidacji spółek dystrybucyjnych. Ponadto dwa zakłady będą funkcjonować indywidualnie (STOEN S.A., GZE S.A.). W przypadku Grupy Energetycznej ENEA S.A. połączenie zostało sfinalizowane 1 stycznia 2003 roku, pozostałe połączenia są w trakcie realizacji, więc przedstawione wyniki dotyczą jeszcze indywidualnych zakładów, a zestawiono je dla ułatwienia i porównania powstających grup energetycznych na tle grupy ENEA S.A. .

¹³⁴ W bydgoskim Oddziale GE ENEA S.A. do 2001 roku nie istniało stanowisko dyrektora ds. finansowych, a w 2001 roku wraz ze zmianą struktury organizacyjnej powstał Wydział Zarządzania Finansami, zwiększono potencjał kadrowy Biura Controlingu .

¹³⁵ W. Mieleczarski, Duży może więcej, „Puls Biznesu”, czerwiec 2002/12.

Tabela 12.

Spółki dystrybucyjne w powstających grupach energetycznych.

Wyszczególnienie	Obszar km ²	Liczba odbiorców tys	Województwo
ENEA S.A.			
Oddział Poznań	20510	890,7	wielkopolskie, zachod- pomorskie, lubuskie
Oddział Szczecin	9981	404,3	zachodnio-pomorskiego
Oddział Bydgoszcz	10349	437,8	kuj.-pomorskie, pomorskie, wielkopolskie
Oddział Zielona Góra	8868	270,8	lubuskie, wielkopolskie
Oddział Gorzów	8484	210,2	lubuskie, zachod-pomorskie, wielkopolskie
RAZEM	58192	2213,3	
ENERGA SA			
ZE Koszalin SA	8471	211,1	zachodnio-pomorskie
ZE Słupsk S.A.	7453	164,6	pomorskie, zachod-pomorskie, kuj-pomor.
Energa Gdańsk S.A.	7394	591,9	pomorskie
ZE Elbląg S.A.	6103	177,0	pomorskie, warmińsko-mazurskie
ZE Olsztyn S.A.	12327	292,3	warmińsko-mazurskie
ZE Toruń S.A.	9634	414,2	kuj-pomorskie, warm-mazur., mazowieckie
ZE Płock S.A.	11479	344,9	mazowieckie, łódzkie, warm-mazurskie
ZE Kalisz S.A.	11651	435,9	wielkopolskie, łódzkie, dolnośląskie
RAZEM	74512	2631,9	
ENERGIAPRO SA			
ZE Wrocław S.A.	6287	466,4	dolnośląskie
ZE Legnica S.A.	4037	210,2	dolnośląskie
ZE Opole S.A.	8558	410,5	opolskie, śląskie
ZE Wałbrzych S.A.	4168	312,7	dolnośląskie
ZE Jelenia Góra S.A	4379	215,8	dolnośląskie
RAZEM.	27429	1615,6	
ENION SA			
ZE Kraków S.A.	8830	797,5	małopolskie, świętokrzyskie
ZE Tarnów S.A.	4151	248,4	małopolskie, podkarpackie
Energetyka Beskidzka	3860	443,4	śląskie, małopolskie
ZE Będzin S.A.	2588	457,1	śląskie, małopolskie
ZE Częstochowa S.A.	6100	325,3	śląskie, łódzkie, świętokrzyskie, opolskie
ZE Łódź-Teren S.A.*	15094	587,3	łódzkie, mazowieckie, świętokrzyskie, śląskie
ZE Łódź S.A.*	1523	513,6	część łódzkiego
RAZEM	42146	3372,6	
L-6			
ZE Lubzel S.A.	12144	510,3	lubelskie, mazowieckie
Zamojska KE S.A.	15283	421,7	lubelskie, podkarpackie
ZE Rzeszów S.A.	16382	650,8	podkarpackie, świętokrzyskie, lubelskie
ZE Radom-Kielce S.A	16504	733,4	świętokrzyskie, mazow., łódzkie, małopol.
ZE Warszawa-Teren	18299	775,7	mazowieckie, lubelskie, warm-mazurskie
ZE Białystok S.A.	27229	652,5	podlaskie, warm-mazurskie, mazowieckie
RAZEM	105841	3744,4	
STOEN S.A.	486	795,4	obszar miasta Warszawy
GZE S.A.	4062	1096,9	śląskie, małopolskie

Zródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rynku Energii S.A. w 2003 roku

- ZE Łódź i ZE Łódź-Teren nie zostały połączone z ENION SA

Niekwestionowanym liderem pod względem liczby odbiorców jest Górnośląski Zakład Energetyczny S.A. z Gliwic, ponad milion klientów czyni go najlepszym dystrybutorem energii w kraju pod wieloma względami, do tego jest to jedyny zakład, który w swych strukturach posiada ponad 75% odbiorców grup taryfowych A i B, ze względu na duże uprzemysłowienie obszaru województwa dolnośląskiego. Na drugim miejscu plasuje się poznański Oddział ENEI SA. z liczbą ponad 890 tysięcy odbiorców. Decydują o tym dwa podstawowe czynniki: bardzo dobry i ciągły rozwój byłego województwa poznańskiego, wynikający z uwarunkowań makroekonomicznych tego regionu - najlepszych po stolicy oraz duży obszar działania (20510 km²), następnie z liczbą prawie 800 tysięcy uplasował się ZE Kraków (797,5 tys), za nim znajduje STOEN S.A. obsługujący centrum Warszawy (794,9 tys), miejsce piąte przypada także warszawskiemu operatorowi ZE Warszawa-Teren S.A. obsługującemu odbiorców, aż trzech województw, tuż po nim zajmuje opisany powyżej ZE Białystok S.A.. Listę tą zamyka Zakład Energetyczny Słupsk S.A. działający na niewielkim terenie (7453 km²) oraz posiadającym 164,5 tysiąca klientów. W odniesieniu do powstałej w 2003 roku Grupy Energetycznej ENEA S.A. liderem jest dystrybutor z Poznania, po niej znajduje się Oddział Bydgoszcz (10349 km² i 437,8 tys. odbiorców), następnie w kolejności są dystrybutorzy ze Szczecina, Zielonej Góry oraz Gorzowa. W wyniku przeprowadzonej konsolidacji dystrybutorów energii tworzących ENEĘ S.A., liderem pod względem obszaru działania i liczby klientów w 2003 roku staje się właśnie ta grupa zakładów energetycznych działająca na terenie zachodniej Polski, zajmująca 58192 km² oraz posiadająca ponad dwa miliony klientów (2213,3 tys.). Konkurencji może się spodziewać w 2005 roku, ponieważ zostały sfinalizowane wszystkie procesy konsolidacji branży zgodnie z rozporządzeniem MSP. Przykładem może być zsumowany zysk za 2004 rok spółek Energii, który trzykrotnie przewyższa zysk netto Enei.

2.2. Wskaźniki ekonomiczno-finansowe spółek dystrybucyjnych.

Skuteczną metodą analizy działalności ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstwa jest przeprowadzenie jego oceny przy pomocy zestawu standardowych wskaźników charakteryzujących efektywność gospodarowania. Wskaźniki te mają charakter uniwersalny, lecz są szczególnie przydatne przy porównywaniu przedsiębiorstw z tej samej branży. Ocena działalności przedsiębiorstwa przy pomocy wskaźników jest ułatwiona, ponieważ dla wielu z nich zostały określone normy, od których odchylenia świadczą o występowaniu nieprawidłowości¹³⁶. Wskaźniki rentowności stanowią syntetyczne mierniki oceny działalności przedsiębiorstw, informują one między innymi o udziale zysku w przychodach ogółem oraz o udziale kosztów w przychodach. Do tej grupy wskaźników możemy zaliczyć:

- wskaźnik rentowności obrotu netto (ROS)
- wskaźnik rentowności obrotu brutto
- wskaźnik poziomu kosztów
- wskaźnik rentowności kapitału własnego (ROE)
- wskaźnik rentowności majątku aktywów (ROA)

Wskaźnik rentowności kapitału własnego wyraża stosunek wypracowanego zysku do zainwestowanego kapitału własnego, jest rzeczywistym miernikiem efektywności działania przedsiębiorstwa. Wskaźnik informuje jaką kwotę zysku przynosi każda złotówka zainwestowanego kapitału własnego, powinien on być wyższy od inflacji, ponieważ niższy poziom wskaźnika oznacza, iż następuje deprecjacja kapitału własnego. Wskaźnik rentowności majątku charakteryzuje efektywność wykorzystania aktywów przedsiębiorstwa, określa on ile zysku netto przynosi każda jednostka aktywów przedsiębiorstwa.

W przypadku gdy wskaźnik ten jest wyższy od odsetek płaconych od kapitałów obcych przedsiębiorstwo osiąga dodatkowy efekt określony jako dźwignia

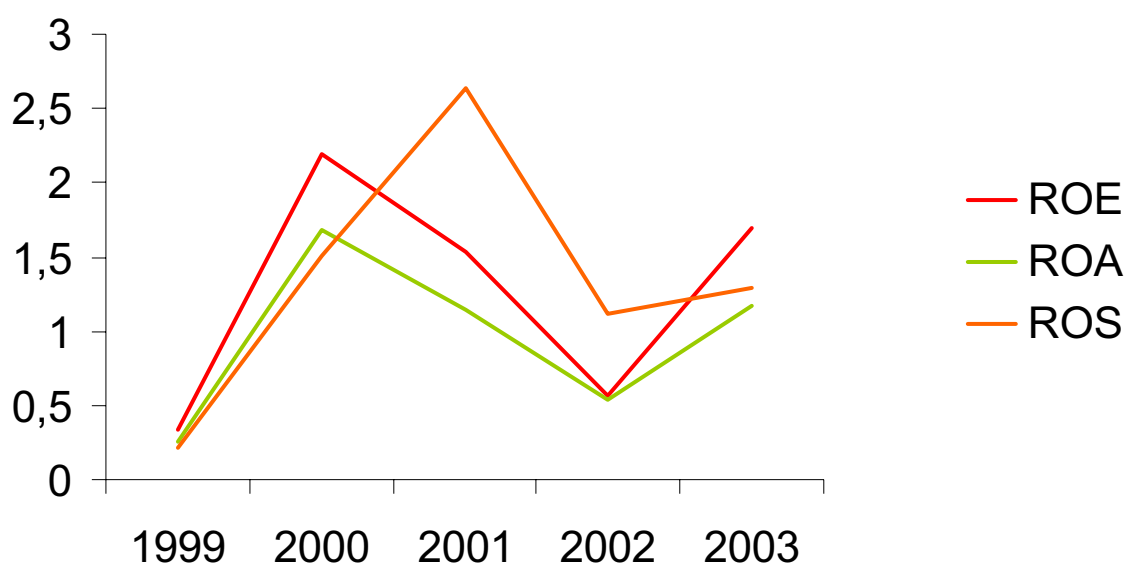
¹³⁶ A. Richard, A. Brealey, C. Stewart, C. Myers, *Finanse przedsiębiorstw*, wydawnictwo naukowe PWN Warszawa 2002..

finansowa, jeśli wskaźnik dźwigni jest ujemny przedsiębiorstwo powinno rozważyć celowość korzystania z pożyczek i kredytów.

Tabela 13.
Wskaźniki rentowności podsektora dystrybucji w latach 1999-2003.

Wskaźniki	Metoda kalkulacji	Jed.	Lata				
			1999	2000	2001	2002	2003
ROE	zysk netto	%	0,33	2,19	1,54	0,56	1,69
	kapitał własny						
ROA	zysk netto	%	0,26	1,68	1,14	0,54	1,17
	aktywa ogółem						
ROS	zysk netto	%	0,22	1,51	2,64	1,11	1,29
	sprzedaż netto						

Źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2002.



Rys. 20: Wskaźniki rentowności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w latach 1999-2003.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie tabeli 13.

Przedstawione wskaźniki rentowności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w latach 1999-2003 jak i ich wartości charakteryzują branżę w dość przełomowym

okresie. Rok 1998 był pierwszym rokiem, w którym zaczęła obowiązywać taryfa energii elektrycznej, a więc był to początek regulowanych urzędowo cen energii i kosztów z nią związanych, niskie poziomy wskaźników świadczą o braku doświadczenia przedsiębiorstw dystrybucyjnych w konstruowaniu taryf, niewielkich zyskach czy wręcz stratach, braku przejrzystości kosztów i zbyt wysokim ich poziomie do przychodów. Sytuacja w roku 1999 była znacznie korzystniejsza, powodem tego było częściowe urynkowanie cen energii, wycofywanie się PSE S.A. z obrotu energią elektryczną, a więc możliwość dokonywania zakupów energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórców (poza zakupem wynikającym z kontraktów długoterminowych od PSE S.A.)-co obniżyło cenę energii w zakupie i poprawiło kondycję finansową podsektora dystrybucji. Ponadto korzystna była podwyżka cen energii elektrycznej dla odbiorców finalnych powyżej wskaźnika inflacji. W 2000 roku sytuacja znowu zaczęła się pogarszać, większość dystrybutorów odnotowało znacznie niższe zyski, a więc i poziom wskaźników się obniżył, wyjątek stanowi wskaźnik rentowności sprzedaży, który wykazywał tendencje rosnące. Świadczyć to może o tym, iż wraz ze spadkiem zysków przedsiębiorstw dystrybucyjnych spadł poziom sprzedaży i zarazem zużycia energii, a stosunek wielkości zysku netto do jej sprzedaży wykazał wartość wyższą od poprzedniej. Ostatni analizowany rok był jeszcze gorszym od 2000, nastąpił niewielki wzrost cen energii elektrycznej, zakłady odnotowały niższe zapotrzebowanie na energię, ze względu na: uboższe warunki materialne społeczeństwa i przedsiębiorstw, niski wzrost gospodarczy kraju, upadłość firm i brak nowych odbiorców, przy takich samych kosztach stałych, czy wręcz rosnących- wskutek oczekiwań podwyżek pensji przez organizacje związkowe poszczególnych zakładów.

Wskaźniki płynności pokazują zdolność przedsiębiorstwa do wywiązywania się z krótkoterminowych zobowiązań (o okresie spłaty poniżej jednego roku)

oraz do zachowania ciągłości gospodarowania¹³⁷. Do wskaźników tych zaliczono:

- wskaźnik płynności bieżącej
- wskaźnik płynności szybkiej
- kapitał obrotowy w dniach obrotu
- cykl spłaty zobowiązań krótkoterminowych

Wskaźnik płynności bieżącej daje odpowiedź na pytanie, czy za pomocą upłynnienia majątku obrotowego przedsiębiorstwo mogłoby spłacić wszystkie zobowiązania bieżące. Jako optymalny przyjmuje się poziom wskaźnika w granicach 1,5-2,0. Minimalnym wskaźnikiem zapewniającym bezpieczeństwo finansowe jest 1,2, zbyt wysoki wskaźnik może świadczyć o niepotrzebnym zamrożeniu środków obrotowych. Wskaźnik płynności szybkiej wskazuje w jakim stopniu najbardziej płynne aktywa pokrywają zobowiązania bieżące. Jeśli wskaźnik jest równy 1 lub większy to stan taki można uznać za zadowalający, wartość wskaźnika poniżej 1 wskazuje na zagrożenie i utratę bieżącej płynności finansowej przedsiębiorstwa¹³⁸.

Tabela 14.

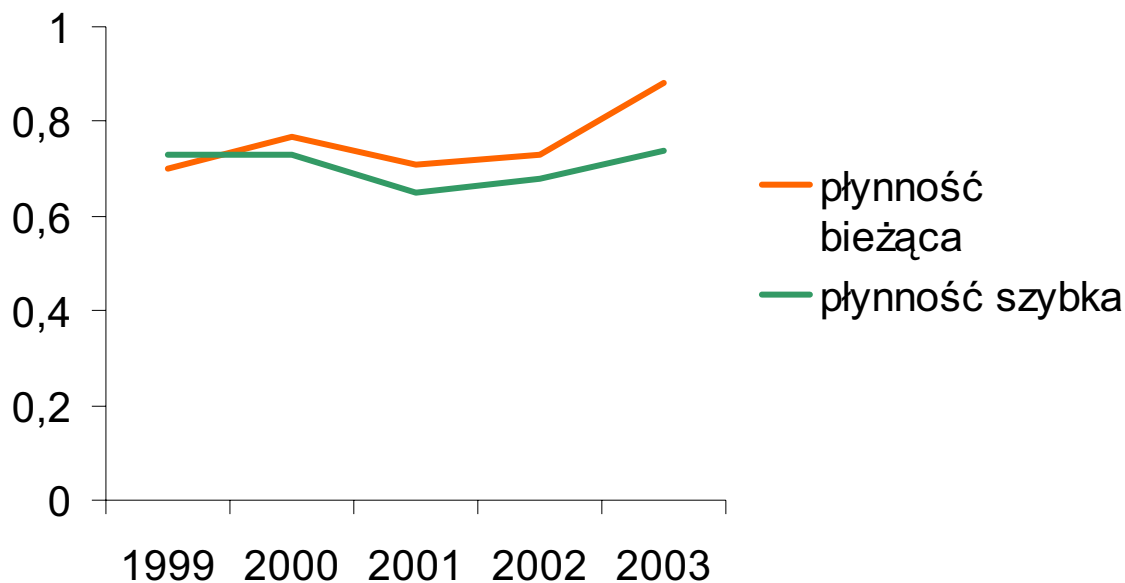
Wskaźniki płynności podsektora dystrybucji w latach 1998-2003.

Wskaźniki	jednostka	lata				
		1999	2000	2001	2002	2003
wskaźnik płynności bieżącej	”	0,7	0,77	0,71	0,73	0,88
wskaźnik płynności szybkiej	Ilość razy w dniach	0,73	0,73	0,65	0,68	0,74
kapitał obrotowy w dniach obrotu	”	-16,5	-15,8	-22,5	-22,3	-9,25

Źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Poznań 2003.

¹³⁷ P. Wędzki, Płynność finansowa przedsiębiorstw, oficyna ekonomiczna, Kraków 1999.

¹³⁸ W. Bień, Czytanie bilansu przedsiębiorstwa, Finanse-serwis, Warszawa 1996 r..



Rys. 21: Wskaźniki płynności podsektora dystrybucji w latach 1999-2003.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie tabeli 14.

Wskaźniki płynności przedsiębiorstw dystrybucyjnych w całym analizowanym okresie przedstawiają się niemal identycznie, a różnice występują dopiero w setnych miejscach po przecinku, są one niższe od wskazanych czy zalecanych jako bezpieczne. Tak niskie wskaźniki są skutkiem ponoszenia strat w latach analizowanych bądź wcześniej oraz niskich zysków, które nie pokrywały bieżących wydatków. Sytuacja ta zmusiła do zaciągania kredytów i pożyczek krótko i długoterminowych, bankowych na bieżącą działalność¹³⁹. Drugą przyczyną tkwi w problemach z jakimi się borykają zakłady energetyczne w terminowym ściąganiu należności za energię elektryczną od odbiorców wszystkich grup taryfowych. Nieregularne płacenie za energię elektryczną dotyczy zarówno dużych przedsiębiorstw przemysłowych (kopalnie, huty, fabryki), odbiorców tzw. budżetówki (szkoły, szpitale) jak także gospodarstw domowych, dlatego w odniesieniu do wskaźników poszczególnych dystrybutorów jest to widoczne w zależności od tego, w jakim regionie znajduje się zakład energetyczny oraz jakiego rodzaju odbiorców posiada. Brak

¹³⁹ Agencja Rynku Energii S.A., Ocena sytuacji ekonomicznej sektora elektroenergetyki, Warszawa 2001.

terminowych opłat za energię zmusza także do korzystania z obcych źródeł finansowania na bieżącą działalność spółki, a w obecnej sytuacji w jakiej znajduje się polskie społeczeństwo i wiele firm sytuacja nie ulegnie szybko poprawie.

Oprócz wymienionych wskaźników dla tej branży możemy jeszcze wyróżnić następujące: wskaźniki zadłużenia oceniające poziom zadłużenia oraz zdolność przedsiębiorstwa do jego spłaty ze środków wewnętrznych-zysku i amortyzacji. Wskaźnik poziomu zadłużenia określa udział kapitałów obcych (zobowiązań) w finansowaniu przedsiębiorstwa, typowy poziom wskaźnika dla przedsiębiorstw powinien wynosić w granicach 57-67%, w przeciwnym razie przedsiębiorstwo może stracić zdolność do spłaty długów¹⁴⁰.

Tabela 15.

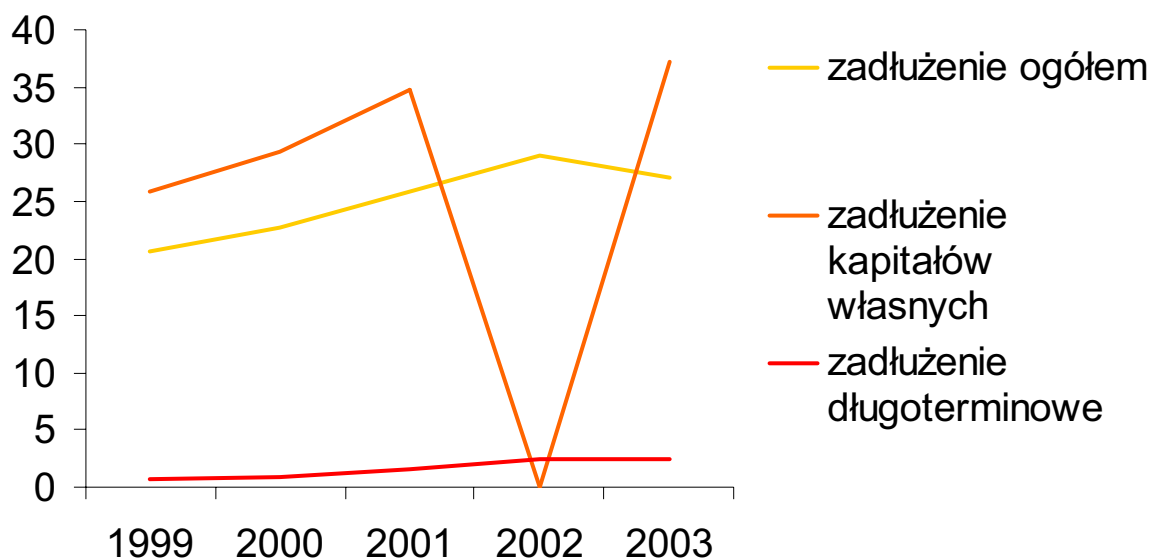
Wskaźniki zadłużenia podsektora dystrybucji w latach 1999-2003.

Wskaźniki	jedn.	Lata				
		1999	2000	2001	2002	2003
zadłużenia ogólnego		20,54	22,72	25,80	29,02	27,08
zadłużenia kapitałów własnych	%	25,86	29,40	34,76	40,89	37,14
zadłużenia długoterminowego		0,69	0,90	1,63	2,40	2,51

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bazy Danych Elektroenergetyki, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 1998-2001.

Wskaźniki zadłużenia w okresie 1999-2003 wahały się w granicach od 20,54-29,02 zadłużenia ogólnego oraz 25,86-40,89 zadłużenia kapitału własnego. Wzrost wskaźników świadczy o pogarszającej się sytuacji finansowej i wypłacalności podsektora dystrybucji z roku na rok. Jednak ich niski poziom w porównaniu do zalecanych można zinterpretować jako całkowicie bezpieczny, w wyniku czego dystrybutorzy są w pełni wiarygodni dla swoich wierzycieli, zdolni do spłaty zobowiązań.

¹⁴⁰ T. Jachna, Ocena przedsiębiorstw według standardów światowych, PWN, 1996 r..



Rys. 22: Wskaźniki zadłużenia podsektora dystrybucji w latach 1999-2003.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie tabeli 15.

Na podstawie wskaźnika pokrycia majątku kapitałami własnymi można powiedzieć, iż spółki dystrybucyjne dysponują bardzo niewielkim kapitałem własnym, z powodu osiągania zbyt małych zysków, a jeżeli takowe generują to jest on wydawany na działalność podstawową, remonty, modernizację oraz inwestycje w swoją sieć elektroenergetyczną celem osiągnięcia niższych kosztów, zachowania niezawodności dostaw energii elektrycznej, co wiąże się z bezpieczeństwem energetycznym państwa, wszystko po to by móc konkurować na europejskim rynku energetycznym.

3. Sytuacja ekonomiczno-finansowa spółek dystrybucyjnych wchodzących w skład grupy Enea S.A. przed konsolidacją.

3. 1. Wskaźniki rentowności spółek tworzących ENEA S.A. .

Wskaźniki rentowności w spółkach dystrybucyjnych tworzących ENEA S.A. od początku 2001 były znacznie wyższe od średniej w branży. Najlepiej spośród dystrybutorów skonsolidowanej grupy wypada Zielonogórski Zakład Energetyczny S.A., który poziom wskaźnika rentowności kapitałów własnych (3,55 %) i rentowności aktywów (2,6 %) ma na poziomie prawie pięciokrotnie

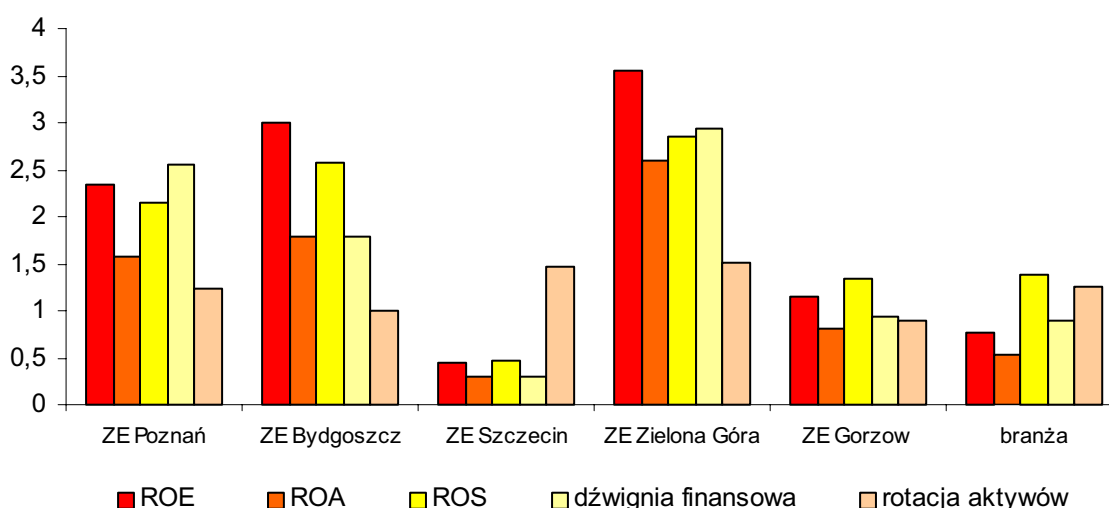
wyższym od średniej branży (0,77 i 0,54 %). Następnie po nim plasuje się ZE BYD S.A. (3,01 i 1,79 %) i Energetyka Poznańska S.A. (2,34 i 1,58 %). Poniżej średniej w Grupie Enea S.A. (2,1 i 1,42 %) znajduje się ZE Gorzów S.A. (1,14 i 0,81 %) oraz Energetyka Szczecińska S.A. (0,45 i 0,3 %), której wartości wskaźników są znacznie poniżej średniej pozostałych dystrybutorów (0,77 i 0,54 %).

Tabela 16.

Wskaźniki rentowności spółek GE ENEA S.A. i branży w 2002 roku

Wyszczególnienie	Wskaźniki rentowności				
	kapitałów własnych ROE	majątku aktywów ROA	sprzedaż .brutto ROS	dźwigni finansowej	rotacji aktywów
	%				il. razy
Energetyka Poznańska S.A.	2,34	1,58	2,14	2,56	1,23
ZE Bydgoszcz S.A.	3,01	1,79	2,58	1,79	1,01
Energetyka Szczecińska SA	0,45	0,3	0,47	0,3	1,47
ZE Zielona Góra S.A.	3,55	2,6	2,86	2,94	1,52
ZE Gorzów S.A.	1,14	0,81	1,35	0,94	1,3
średnia branży	0,77	0,54	1,39	0,89	1,26
średnia w ENEA SA	2,1	1,42	1,88	1,70	1,31

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE S.A., Warszawa 2002.



Rys. 23: Wskaźniki rentowności spółek tworzących Grupę ENEA S.A. i branży w 2003 r
Źródło: Opracowanie własne na podstawie tabeli 16.

Podsumowując wskaźniki rentowności spółek dystrybucyjnych są wyższe niż w latach wcześniejszych (tabela 13) . Zakłady z Grupy z wyjątkiem Energetyki Szczecińskiej plasują się w czołówce dystrybutorów w kraju, powyżej średniej branży, jednak za zakładami z Warszawy, Wrocławia oraz Jeleniej Góry. Zarówno każda złotówka zaangażowanego kapitału własnego, złotówka majątku (aktywów) oraz złotówka sprzedaży brutto przynoszą ponad dwukrotny zysk w przypadku dystrybutorów z Poznania, Bydgoszczy i Zielonej Góry, nieco gorzej wypada Gorzów, a znacznie poniżej średniej dla branży plasuje się dystrybutor ze Szczecina.

3.2. Wskaźniki płynności spółek tworzących GE ENEA S.A. .

Analiza płynności finansowej przedsiębiorstwa polega na zbadaniu korelacji pomiędzy majątkiem obrotowym a zobowiązaniami bieżącymi, ich miarą są wskaźniki wyrażone jako stosunek środków o określonym stopniu płynności do zobowiązań krótkoterminowych¹⁴¹. Wskaźnik płynności bieżącej informuje ile razy bieżące aktywa pokrywają bieżące zobowiązania, poziom wskaźnika zalecanego według literatury powinien mieścić w granicach 1,2-2, oznacza, że aby firma zachowała równowagę finansową powinna mieć stosunek bieżących aktywów do bieżących pasywów równy 2, przy minimum bezpieczeństwa wynoszącym 1,2 Wskaźnik płynności szybkiej powinien przybierać 1,0 tj. 100%, gwarantuje on wtedy szybką spłatę zobowiązań krótkoterminowych poprzez upłynnienie aktywów danego przedsiębiorstwa¹⁴². Wskaźnik płynności bieżącej w analizowanym okresie w całej branży i w spółkach tworzących ENEĘ S.A. był znacznie niższy od zalecanego i wynosił od 0,36 dla ZEBYD S.A. do 0,92 dla dystrybutora z Zielonej Góry. Natomiast wskaźnik zwany szybkim oscylował w granicach 0,35-0,89 z zachowaniem. tej samej kolejności,

¹⁴¹ M. R. Tyron, Wskaźniki finansowe, s. 105, 115, oficyna wydawnicza ABC, Kraków 2001.

¹⁴² J. Czekaj, Z. Dresler, Zarządzanie finansami przedsiębiorstw, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1999.

w obu przypadkach był on niższy od średniej dla pozostałych przedsiębiorstw dystrybucyjnych z tej branży w kraju.

Tabela 17.

Wskaźniki płynności finansowej spółek GE ENEA S.A. i branży

Wyszczególnienie	Wskaźniki					
	płynności bieżącej			płynności szybkiej		
	%					
	2001	2002	2003	2001	2002	2003
Energetyka Poznańska S.A.	0,75	0,94	--	0,54	0,51	--
ZE Bydgoszcz S.A.	0,36	0,69	--	0,35	0,64	--
Energetyka Szczecińska S.A.	0,68	0,99	--	0,65	0,95	--
ZE Zielona Góra S.A.	0,92	0,83	--	0,89	0,81	--
ZE Gorzów S.A.	0,61	0,59	--	0,59	0,57	--
Średnia w branży	0,73	0,83	0,88	0,68	0,73	0,74
Średnia w ENEA SA	0,66	0,80	0,69*	0,60	0,70	0,43*

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bazy Danych Elektroenergetyki za lata 2001-2003, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2000- 2004.

*- w roku 2003 jest to faktyczny wskaźnik ENEA S.A.

Powodem tak niskich wskaźników nie tylko omawianych zakładów, ale także całej branży był wzrost zaciąganych kredytów krótkoterminowych i wzrost zobowiązań na skutek niezapłaconych faktur, szczególnie widoczne to jest w przypadku ZEBYD S.A. , ZE Gorzów w tym okresie wykazuje dość stabilną sytuację, co nie oznacza to wielkości w przyjętych normach, natomiast Zielonogórski dystrybutor ma płynność znacznie powyżej branży. Przyczyną niskiego wskaźnika szybkiego są min. nasilające się zatory płatnicze i zarazem wzrost należności, głównie za energię elektryczną. Nieterminowe regulowanie należności przez odbiorców energii zmusza dystrybutorów do korzystania z kredytów celem wywiązywania się wobec swoich wierzycieli (głównie PSE S.A.) i tutaj koło się zamyka.

Sytuacja ekonomiczno-finansowa nie tylko podsektora dystrybucji, ale także całego sektora elektroenergetycznego w przedstawionym okresie odzwierciedla dość przełomowy moment w polskiej energetyce. Lata 1998-2001 stanowią dla przedsiębiorstw tej branży doświadczenie w regulowanych cenach energii elektrycznej dla każdego rodzaju działalności (wytwarzanie-elektrownie, przesył-PSE S.A. oraz obrót i dystrybucja-zakłady energetyczne). Wiedza zdobyta przez ten okres pozwoli przygotować się na światową konkurencję, a w szczególności europejską. Sytuację i pozycję przedsiębiorstw dystrybucyjnych można streścić w sposób następujący:

- spółki dystrybucyjne znajdują się w zróżnicowanych regionach naszego kraju. Nie mają wpływu na liczbę odbiorców, gdyż wszyscy klienci przynależą regionalnie do danego zakładu, dopiero wejście zasady TPA i prawo wyboru dostawcy dla wszystkich odbiorców, bez względu na poziom zasilania i wielkość zużycia energii może spowodować zmiany w tej kwestii;
- wyniki finansowe spółek dystrybucyjnych były efektem braku doświadczenia w nowych przepisach prawnych i błędnej kolejności ustalania taryf, gdyż najpierw zatwierdzano taryfę spółki dystrybucyjnej, następnie zatwierdzano taryfę dla pośrednika- PSE S.A.. Powodowało to sprzedaż energii elektrycznej przez niektórych dystrybutorów poniżej ceny zakupu od PSE S.A., w ten sposób na głównej działalności operacyjnej dystrybutorzy osiągnęli straty . Sytuacja ta zmieniła się w 2000 roku, co było widoczne w poprawie wyników w tymże roku i następnych;
- wskaźniki rentowności mają ścisły związek z osiąganymi wynikami finansowymi, a więc w analizowanym okresie widać ich zależność. Poprawa nastąpiła w 2000 roku, na skutek urynkowania cen energii elektrycznej, jej podwyżce powyżej wskaźnika inflacji. Następnie z powodu osiągania niższych zysków, wartości wskaźników maleją,

wyjątek stanowi rentowność sprzedaży, która wzrasta. Powodem tej sytuacji jest malejący zysk przy jednoczesnym spadku wielkości sprzedaży energii, ich stosunek daje wielkość większą od poprzedniej;

- wskaźniki płynności pokazują zdolność przedsiębiorstw do wywiązywania się z bieżących zobowiązań. Powodem wartości wskaźników poniżej wielkości zalecanych przez literaturę fachową jest obecna sytuacja gospodarcza w kraju, recesja, bezrobocie, niskie zarobki. Brak terminowych opłat za energię elektryczną każdego rodzaju odbiorcy zmusza przedsiębiorstwa do zaciągania kredytów celem wywiązywania się wobec swoich wierzycieli. Sytuacja ta może ulec zmianie dopiero po zwiększeniu wzrostu gospodarczego, spadku bezrobocia, zwiększeniu płacy minimalnej;
- wskaźniki zadłużenia całego podsektora pomimo wzrostu z roku na rok są bezpieczne, oscylują w granicach 20-30% przy około 60 uważanych za maksymalne. Ich wzrost spowodowany jest osiąganiem coraz niższych zysków w porównaniu do lat wcześniejszych, zmusza to przedsiębiorstwa do zaciągania kredytów długoterminowych na inwestycje elektroenergetyczne;

Reasumując, zakłady energetyczne zdobywając doświadczenie w funkcjonowaniu w warunkach panujących na europejskim rynku energii elektrycznej powinny go pozytywnie wykorzystać celem dostosowania się do konkurencyjnego rynku energii, by móc konkurować w walce o zdobycie i utrzymanie klienta z europejskimi gigantami energetycznymi. Konieczne są tutaj dalsze przekształcenia własnościowe mające na celu skonsolidowanie zakładów w silne kapitałowo grupy energetyczne, restrukturyzacja branży z jednoczesnym zwiększeniem efektywności i wydajności pracy, poprawą jakości oferowanych usług i obsługi klienta. Niezbędne są dalsze działania poprawiające efektywność, wydajność i zarządzanie firmą.

ROZDZIAŁ V

Pozycja grupy ENEA S.A. na rynku energii elektrycznej.

1. Geneza powstania skonsolidowanej grupy dystrybutorów.

Enea S.A. to koncern stworzony w wyniku konsolidacji pięciu przedsiębiorstw dystrybucyjnych z północno-zachodniej Polski. Proces tworzenia zapoczątkowała decyzja Ministra Skarbu Państwa z 29 lipca 2002 roku o utworzeniu Grupy Energetycznej ENEA S.A.¹⁴³. Przedsiębiorstwo pod nazwą ENEA S.A. rozpoczęło działalność 2 stycznia 2003, kiedy to zostało wpisane do Krajowego Rejestru Sądowego. Dzięki połączeniu majątku i wiedzy skupionych w połączonych organizmach powstała jedna z największych firm sektora elektroenergetycznego w naszym kraju. Konsolidacja polegała na wniesieniu majątku czterech zakładów energetycznych do Energetyki Poznańskiej, która ze względu na lidera grupy była przejmującym, o wyborze tejże grupy zdecydował też fakt, iż funkcjonowała ona w strukturach jakie miały docelowo powstać. Zatem w wyniku tego procesu Zakładem głównym stał się poznański dystrybutor, a pozostałe zostały Oddziałami tejże powstałej grupy dystrybutorów. Zarządy łączonych podmiotów pomimo obaw ze względu na krótki czas (do końca 2002 roku) zdążyli przygotować firmy do połączenia, spełnić wymagania prawa energetycznego oraz kodeksu spółek prawa handlowego.

Proces konsolidacji spółek dystrybucyjnych był pierwszym takim procesem wdrożonym wśród podsektora dystrybucji energii. Został on wykonany zgodnie z założonym przez rząd RP 28 stycznia 2002 harmonogramem przekształceń własnościowych w sektorze energii elektrycznej. Pomimo wielu niezadowoleń i niepokojów społecznych wśród pracowników, związków zawodowych

¹⁴³ Od 1 stycznia 2003 przedsiębiorstwo funkcjonowało pod nazwą Grupa Energetyczna ENEA S.A., jednak decyzją Sądu Gospodarczego w Poznaniu uproszczono nazwę i skrócono na ENEA S.A. od 01-11-2004.

Tabela 18.**Partnerzy ENEA S.A. w konsolidacji**

Wyszczególnienie	Poznań	Bydgoszcz	Szczecin	Gorzów	Zielona Góra
Kapitał akcyjny	88 163 400	75 000 000	47 411 700	24 398 900	25 431 200
Liczba odbiorców	878 571	431 695	396 710	208 063	269 032
Liczba pracowników	1638	1510	1338	888	893
Sprzedaz energii MWh	5 492 837	3 112 499	2 598 150	1 350 376	1 583 686
Udział w rynku-%	5,68	2,97	2,43	1,77	1,48
Obszar działania-km ²	20 510	10 349	9 982	8 484	8 885

Źródło: Info -biuletyn wewnętrzny ZE BYD S.A. sierpień 2002 r.

konsolidacja ta przyniosła korzyści między innymi w postaci niższych cen zakupu energii elektrycznej, minimalizacji kosztów w związku z centralizacją zakupów, większych rezerw w skali tak dużej firmy a co za tym idzie stabilniejszych miejsc pracy. Ta operacja stała się również doskonałym przykładem i wyznacznikiem dla tego procesu wśród pozostałych spółek dystrybucyjnych¹⁴⁴. Po przyjęciu nowego programu realizacji polityki właścicielskiej 28 stycznia 2003 roku zostały skonsolidowane w 2004 roku grupy dystrybutorów takie jak EnergiaPro S.A. oraz Enion S.A. .

1.1. Charakterystyka ENEA S.A. .

Przedsiębiorstwo zajmuje ponad 20% terytorium obszaru kraju, pod tym względem będzie czwartą co do udziału grupą po Enionie S.A. oraz konsolidującej się G8 i Wschodniej Grupie Energetycznej, posiada ponad 14% udział w sprzedaży energii elektrycznej dający także w 2004 roku czwartą lokatę wśród dystrybutorów energii osiągająca ponad 4 mld złotych przychodu .Taka wysokość przychodu lokuje ją na pierwszym miejscu w 2003 roku, jednak warto tu podkreślić, iż w tymże roku była to jedyna funkcjonująca grupa,

¹⁴⁴ Prezes ENEA S.A. Jerzy Gruszka za utworzenie koncernu został nagrodzony tytułem „Człowieka Energetyki Miesięcznik Gospodarczy „Nowy Przemysł”, 01-06-2004.

ponieważ następne powstały w 2004 roku¹⁴⁵. Firma ta to również jedno z największych przedsiębiorstw regionu, zatrudniające ponad 7700 pracowników wraz ze spółkami zależnymi i obsługujące ponad 2,2 miliona klientów. Grupa składa się z Zakładu Głównego, czterech Oddziałów, 22 Rejonów Energetycznych, 14 Biur Obsługi Klienta, 61 Posterunków Energetycznych. Ponadto jest również większościowym lub 100% udziałowcem ponad 40 spółek zależnych. Taka rozproszona struktura organizacyjna i własnościowa wynika z faktu, iż przed połączeniem Oddziały funkcjonowały jako samodzielne przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą według swoich określonych strategii i koncepcji. Nadrzędnym celem działania grupy jest pełne zaspokajanie potrzeb i oczekiwań klientów w zakresie dostarczania energii elektrycznej¹⁴⁶. Firma dokłada wszelkich starań aby zapewnić:

- wysoką jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej;
- profesjonalna i wysoką obsługę;
- rozwój sieci elektroenergetycznej umożliwiający sprawne przyłączanie nowych klientów;
- konkurencyjne ceny;

Osiągnięcie powyższych celów realizowane jest poprzez:

- identyfikowanie oczekiwań klientów i monitorowanie poziomu ich zadowolenia;
- podnoszenie kwalifikacji i wiedzy pracowników;
- zwiększanie skuteczności i efektywności procesów zapewniające doskonalenie systemu zarządzania jakością;

Poprzez spółki zależne firma prowadzi działalność usługową zarówno dla samej grupy jak świadcząc usługi na zewnątrz dla podmiotów gospodarczych zainteresowanych współpracą.

¹⁴⁵ Centrum Informacji Rynku Energii. Enion i EnergiaPro już powstały .

¹⁴⁶ Księga Jakości ENEA S.A. , zatwierdzona uchwałą nr 14/2004 zarządu GE ENEA S.A. z dnia 02-02-2004.

1.2. Nowa struktura organizacyjna.

Wraz z powstaniem ENEA S.A. konieczne stało się opracowania i wprowadzenie w życie nowej struktury firmy. Wprowadzono strukturę Zakładu Głównego jak również poszczególnych Oddziałów. Zakład Główny realizuje dwojakiego rodzaju funkcje: operacyjne prowadzenie działalności podstawowej-przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, obrotu energią oraz obsługi klienta, a także strategiczne zarządzania całym przedsiębiorstwem-koordynowanie i integrowanie działalności realizowanych w ramach Oddziałów. Działalność w zakresie dystrybucji energii i obsługi klienta Zakład Główny prowadzi dla terenu dawnej Energetyki Poznańskiej, natomiast działalność w zakresie zakupu energii i konstrukcji taryfy realizuje dla obszaru całego przedsiębiorstwa. Działalność dystrybucyjna i obsługa klienta na pozostałym terenie realizowana jest poprzez odpowiednie Oddziały ENEA S.A. i Rejony Energetyczne im podległe. Departamenty i Biura w Zakładzie Głównym, oprócz bieżącej obsługi struktur z terenu byłej EP S.A. pełnią funkcje merytorycznej koordynacji działalności prowadzonych w podległych jednostkach oraz w odpowiednich strukturach Oddziałów.

Oddziały są wewnętrznymi jednostkami organizacyjnymi samobilansującymi się, ale nie posiadającymi osobowości prawnej. Prowadzą one działalność na terenie byłych inkorporowanych spółek dystrybucyjnych. Komórki organizacyjne Oddziału są hierarchicznie (służbowo) podporządkowane członkom Dyrekcji Oddziału oraz merytorycznie (funkcjonalnie) podległe odpowiednim strukturom Zakładu Głównego¹⁴⁷. Oddział zajmuje się sprawami organizacyjnymi, pracowniczymi, ekonomicznymi, utrzymaniem niezawodności dostaw energii elektrycznej jak również sprzedają energię elektryczną dużym odbiorcom. Sprzedaż energii elektrycznej na poziomie niskiego napięcia następuje poprzez Rejony Energetyczne bądź Zakłady Dystrybucji sp. z o.o. w odpowiednich

¹⁴⁷ Załącznik nr 2 do Regulaminu Organizacyjnego Oddziału w Bydgoszczy ENEA S.A.

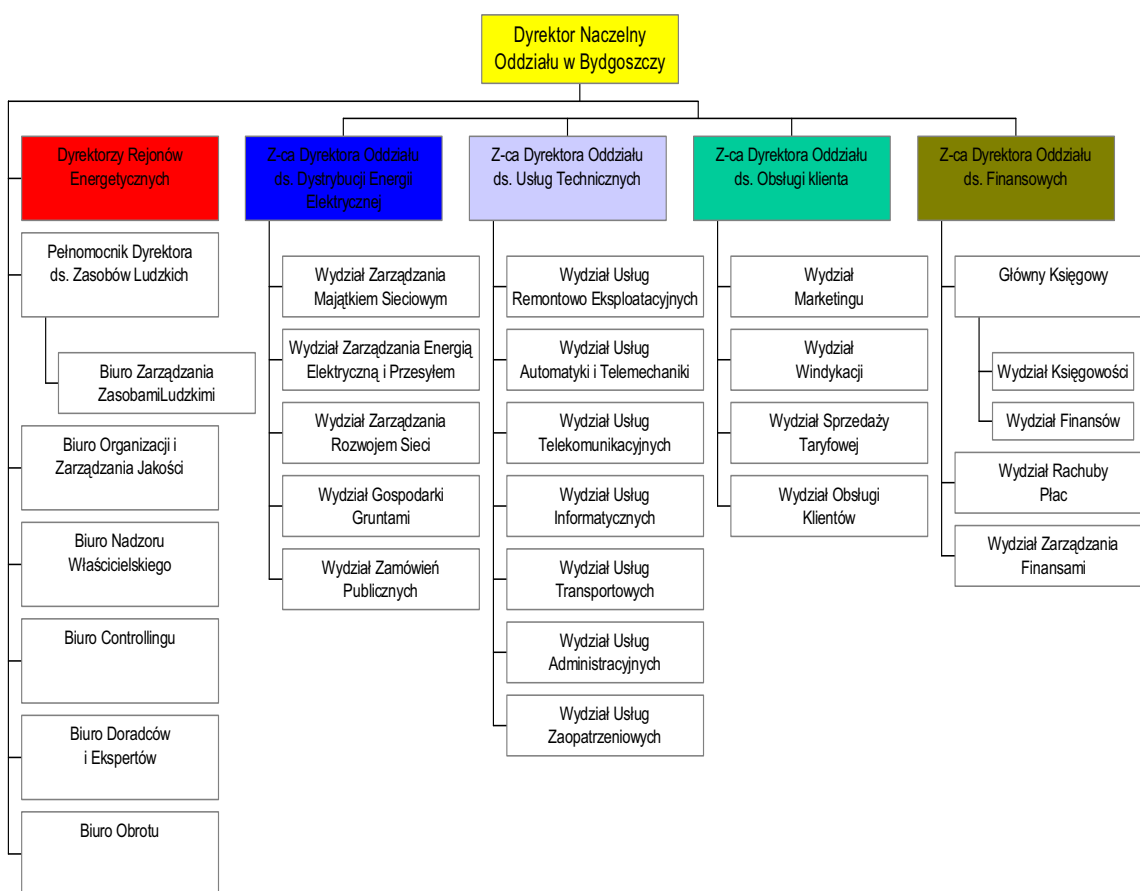
Oddziałach¹⁴⁸. Podstawowym zadaniem Rejonu Energetycznego jest obsługa klienta, rozliczanie sprzedaży energii elektrycznej i usług przesyłowych oraz dystrybucja energii elektrycznej do odbiorców w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych. Rejonem energetycznym zarządza jednoosobowo Dyrektor w ramach ustalonego zakresu działania i posiadanych kompetencji. W strukturach Rejonu Energetycznego funkcjonują Wydziały Dystrybucji Energii Elektrycznej, Wykonawstwa Usług oraz Sprzedaży Energii Elektrycznej i Obsługi Klienta. Współpracują one w wyznaczonym zakresie oraz merytorycznie z Dyrektorem Oddziału oraz z-cą Dyrektora Oddziału ds. jak Wydział Rejonu, np. dystrybucji energii elektrycznej. Ponadto w Oddziale funkcjonują samodzielne Biura podległe Dyrektorowi Oddziału, jak również w Rejonie istnieją samodzielne stanowiska ds. prawnych, bhp, szkolenia. Szczegółowy zakres poszczególnych Wydziałów, Działów zawiera Regulamin Organizacyjny uchwalony i wprowadzony w życie w każdym Oddziale i Zakładzie Głównym. Taka struktura organizacyjna powinna przetrwać do momentu zajścia zmian organizacyjnych i reorganizacji spółki polegającej na oddzieleniu działalności przesyłowej od obrotu energii elektrycznej. Wynika to nie tylko z realizacji polityki właścicielskiej, ale również spełnienia wymogów dyrektywy Komisji Europejskiej nr 2003/54/EC. Wprowadzenie nowej struktury będzie możliwe po osiągnięciu porozumienia ze stroną związkową i uchwaleniem nowego układu zbiorowego pracy¹⁴⁹, który by obejmował pracowników wszystkich podmiotów zależnych. Wiąże się to z gwarancjami jednakowych warunków pracy, jak również gwarancji pracy na

¹⁴⁸ Przed połączeniem spółki dystrybucyjne miały odmienne struktury organizacyjne. EP S.A. funkcjonowała w formie grupy kapitałowej a sprzedaży energii i obsługi klienta dokonywała poprzez Zakłady Dystrybucji i Obsługi Klienta sp. z o.o.

¹⁴⁹ Z dniem 1 stycznia 2003 w ENEA S.A. przestał obowiązywać Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy, nowy ZUZP został uchwalony na koniec 2004 w wyniku osiągnięcia porozumienia między zarządem a organizacjami związkowymi.

najbliższe lata wszystkich pracowników przechodzących do podmiotów zależnych, co było kwestią negocjacji pomiędzy zarządem przedsiębiorstwa a stroną związkową reprezentującą zatrudnionych pracowników.

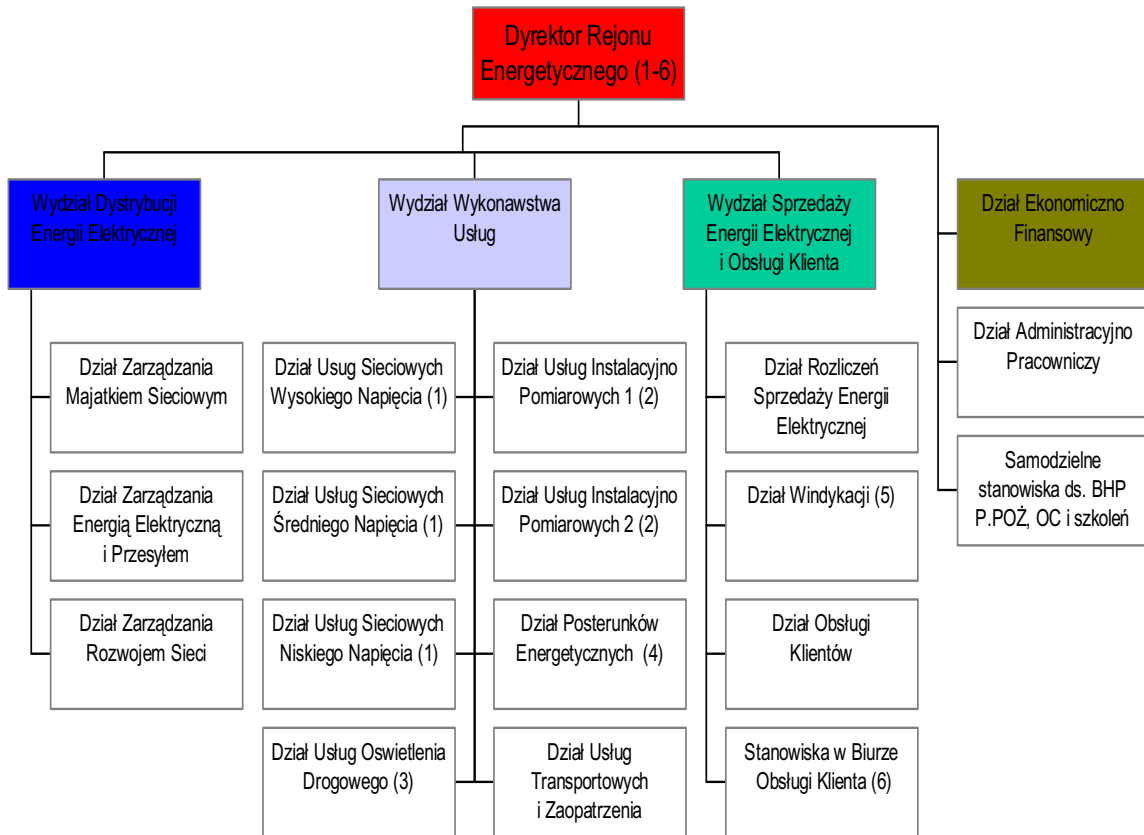
ENEA S.A. ODDZIAŁ BYDGOSZCZ



Rys. 24: Schemat organizacyjny Oddziału Bydgoszcz ENEA S.A.

- podległość służbową oznaczono pionowo
- podległość merytoryczna oznaczona kolorami

REJON ENERGETYCZNY ODDZIAŁ BYDGOSZCZ ENEA S.A.



Rys. 25: Schemat organizacyjny Rejonu Energetycznego Oddział Bydgoszcz ENEA S.A. .
 Źródło: Załącznik nr 2 do Regulaminu Organizacyjnego Oddziału w Bydgoszczy.

- 1-Dział Usług Sieciowych osobno występuje tylko w Bydgoszczy;
- 2-Dział Usług Instalacyjno-Pomiarowych 1 i 2 występuje tylko w Bydgoszczy;
- 3- występuje w Bydgoszczy;
- 5- windykacją we wszystkich Rejonach oprócz Bydgoszczy zajmują się Działy Rozliczeń Sprzedaży Energii Elektrycznej;
- 6-w pozostałych Rejonach podlegają Działom Sprzedaży Energii Elektrycznej.

2. Strategia działania ENEA S.A..

Od czasu , gdy firma okrzepiła się w nowych realiach przyszło jej zmierzyć się z nowymi zadaniami nastawionymi przede wszystkim na rozwój spółki , podniesienie jej wartości i konkurencyjności oraz najważniejsze dla pracowników, czyli zapewnienie pewnej, bezpiecznej i dobrej pracy. Wszystkie te zadania wyznacza rewolucyjnie zmieniające się środowisko naszego otoczenia oraz postępująca liberalizacja na rynku energii elektrycznej¹⁵⁰. Nie bez znaczenia jest też nasza obecność w Unii Europejskiej i zachodnia konkurencja z jaką przyjdzie się przedsiębiorstwu zmierzyć. Podniesienie wartości wiąże się między innymi z debiutem firmy na Giełdzie Papierów Wartościowych, wyższa jej wartość to wyższa cena akcji a co za tym idzie większa korzyść dla pracowników, którzy otrzymają w momencie upublicznienia spółki nieodpłatny pakiet akcji. Po dwóch latach będą mogli nimi swobodnie dysponować. Mimo wypracowanego za rok 2003 ponad 37 mln zysku firma nadal skupiła się na działalności ekonomiczno-finansowej. Obawy były spowodowane przede wszystkim niezmienną taryfą energii elektrycznej, czyli takimi samymi stawkami pomimo rosnących kosztów i problemach płatniczych kluczowych klientów. Dlatego sprawą priorytetową było poprawa płynności i rentowności firmy.

Zarząd firmy skoncentrował swą działalność także na rozszerzeniu oferty handlowej, wprowadzeniu nowych produktów i usług. Z końcem 2004 roku firma posiadała już siedem punktów Enea-komfort zajmujących się kompleksową sprzedażą urządzeń elektrycznych służących klimatyzacji, ogrzewaniu, podgrzewaniu wody itp.¹⁵¹. W roku 2005 przedsiębiorstwo wprowadziło nowe niespotykane dotąd grupy taryfowe bardziej korzystne dla odbiorców zużywających znacznie powyżej średniej ilości energii elektrycznej, było to możliwe dzięki pozytywnej opinii i zatwierdzeniu nowej taryfy przez

¹⁵⁰ Enea-kurier, Po walnym, 11/13/2004 Poznań.

¹⁵¹ M. Szopa, członek zarządu ds. handlowych, „Nasza Enea”, listopad 2004, Poznań.

Urząd Regulacji Energetyki. Następnym obszarem objętym inwestycjami i rozwojem jest szeroko rozumiana informatyka. A firmy branży IT zacierają ręce na skutek zamówień złożonych przez cały sektor elektroenergetyczny. W Enei głównie położono nacisk na usprawnienie obsługi klienta oraz spraw finansowo księgowych. Wprowadzono nowe aplikacje w Zakładzie Głównym, w Oddziałach, uruchomiono linię telefoniczną Call Center. Wśród dostawców były takie firmy jak dobrze znany Computerland czy bydgoski Telmax. Z końcem roku 2004 postanowiono usprawnić i ujednoczyć systemy finansowo-księgowe, wdrożeniem ma zająć się SAP Polska. Program centralizacji finansów został oparty na czterech podstawach: wdrożeniu jednolitego systemu finansowo-księgowego, optymalizacji przepływu środków pieniężnych, integracji funkcjonalnej oraz zmianie zasad budżetowania. Celem jednego systemu ma być centralne sporządzanie podstawowych sprawozdań finansowych, sprawozdań dla potrzeb rachunkowości zarządczej oraz przyspieszenie pozyskiwania informacji finansowych niezbędnych dla zarządzania spółką¹⁵². Efektem tej wyteżonej pracy było uznanie ENEA S.A. za najlepiej z informatyzowane przedsiębiorstwo branży elektroenergetycznej w 2004 roku¹⁵³. Warto też dodać, iż Enea na nowe technologie i oprogramowania komputerowe zamierza wydać w samym 2005 roku około 12 mln złotych. Przygotowanie firmy do prywatyzacji, jej restrukturyzacja, wdrażanie nowoczesnych systemów wspomagających zarządzanie czy rozwój usług to procesy długotrwałe i kosztowne. Fundusze unijne wspierające konkurencję i doskonalenie kadry, kapitał pochodzący z emisji akcji oraz zyski firmy zainwestowane w naszą przyszłość zwrócą się przedsiębiorstwu z nawiązką. Należy mieć nadzieję, że włożony wysiłek i poświęcenia w czasie najbliższych lat sprawią, iż przyjęta strategia okaże się sukcesem zarządu, załogi i wszystkich pracowników.

¹⁵² R. Gral, wiceprezes zarządu ds. finansowych, *Finanse są ważne*, „Nasza Enea”, nr 7/16 wrzesień 2004, Poznań.

¹⁵³ Centrum Informacji Rynku Energii, WWW.cire.pl, listopad 2004.

2.1. Przemiany organizacyjne spółki.

Wzmocnienie przedsiębiorstwa, podniesienie jej wartości oraz konkurencyjności nie jest możliwe bez przeprowadzenia wewnętrznych zmian. Co najważniejsze reorganizacja i zmiana struktury firmy jest nie tylko wymogiem polityki właścicielskiej ale również konieczna na przymus jaki wywiera na spółce prawo energetyczne. Zarówno Dyrektywa 2003/54/EC jak i nowelizacja Prawa energetycznego zobowiązuje ENEĘ do wprowadzenia nowej struktury organizacyjnej. Musi ona uwzględniać rozdzielenie organizacyjne funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego od handlu energią oraz innych usług. Proces ten jest równie ważny z punktu widzenia zarządzania firmą. Rozdzielenie dystrybucji, obrotu i usług uporządkuje kompetencje i jasno wskaże każdemu obowiązki, za które jest odpowiedzialny. Ponadto struktura firmy stanie się mniej skomplikowana, przez co spółka będzie wydajniejsza i bardziej przejrzysta¹⁵⁴. Następnym etapem po wyodrębnieniu spółek zależnych miało być połączenie tych podmiotów, które prowadzą ten sam rodzaj działalności gospodarczej. Niestety do końca 2004 roku nie osiągnięto porozumienia pomiędzy zarządem a Międzyzakładowym Forum Związkowym, a te dopiero po ujednoczeniu i zatwierdzeniu Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy dają zgodę i akceptację do dalszych zmian organizacyjnych. Kwestią sporną jest przejście większości zatrudnionych pracowników do podmiotów zależnych, brak zakresu kompetencji i wykonywanych działań poszczególnych spółek oraz zakres działalności gospodarczej zarówno dla Enei jak świadcząc usługi na zewnątrz. Związkowcy sugerują, iż małe wyodrębnione firmy w przypadku braku prac zleconych od spółki matki nie mają szans konkurowania na zewnątrz z bardzo dobrze zorganizowanymi firmami tej branży, wyrażają również pogląd, iż nie po to konsolidowano pięć zakładów energetycznych by teraz wyodrębnić ich więcej. Proces połączenia podmiotów zależnych o tym

¹⁵⁴ Zarząd ENEA S.A., Po walnym, „Enea-kurier”, 11 czerwca 2004, Poznań

samym bądź podobnym profilu działalności został wykonany tylko na terenie dawnej Energetyki Poznańskiej, gdzie funkcjonowało kilka spółek wykonawczych o nazwie Energobudowa S.A. , firmę scalono w jeden podmiot . W perspektywie publicznego debiutu Enei na GPW, dyrektywie Komisji Europejskiej i zapowiadanej nowelizacji Prawa energetycznego zmiana struktury organizacyjnej wydaje się kwestią przesądzoną, powinno nastąpić to w pierwszej połowie 2005 roku, gdyż po tym okresie ma nastąpić prywatyzacja poprzez giełdę.

2.2. Restrukturyzacja przedsiębiorstwa.

Wraz z zapoczątkowanymi na początku lat 90 przekształceniami własnościowymi w polskiej elektroenergetyce konieczna stała się restrukturyzacja całej branży, ze względu na zmianę roli wielu przedsiębiorstw sektora. Restrukturyzacja elektroenergetyki w naszym kraju oznaczała trzy etapy:

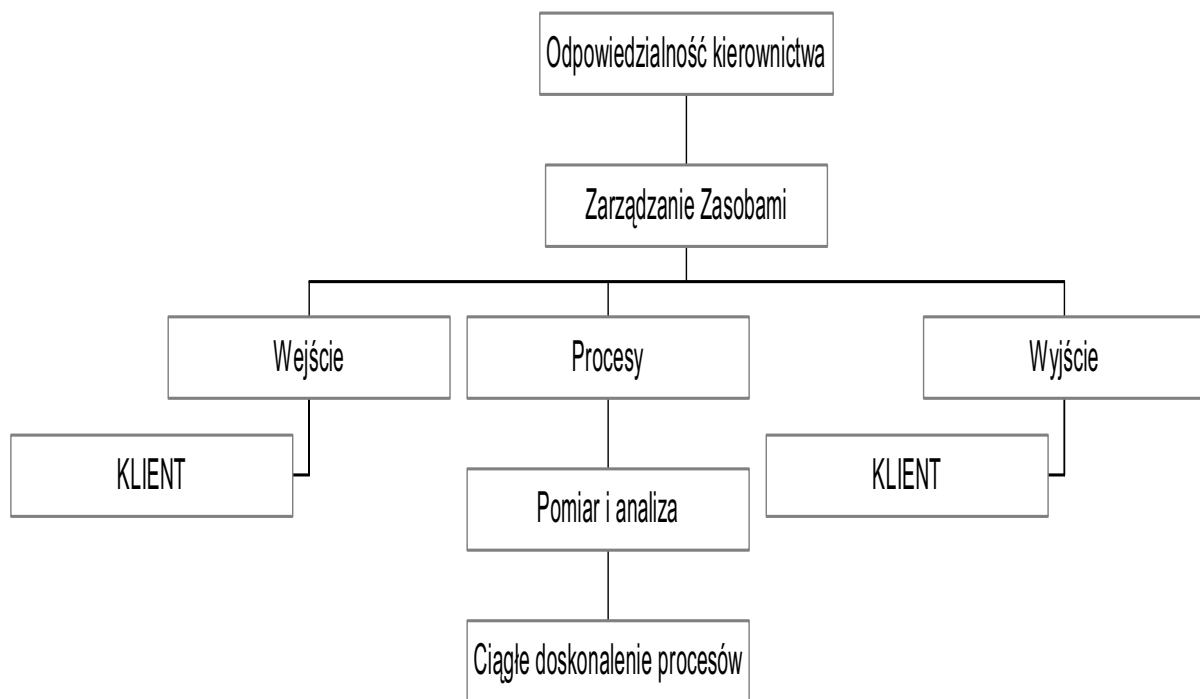
- scentralizowany model hierarchiczny. Taki model powstał w momencie przekształcenia okręgów energetycznych i rozdzieleniu funkcji wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej. Ceny w nim były ustalane centralnie, brakowało konkurencji, a zatem motywacji do efektywności gospodarowania. Taki model istniał do 1997 roku ;
- następnym etapem był hurtowy rynek energii elektrycznej jako forma pośrednia, wiązało się to z powstaniem prawa energetycznego, Urzędu Regulacji Energetyki, regionalizacją cen energii elektrycznej i ich wahań, które z reguły miały tendencje wzrostowe;
- ostatnim etapem ma być pełny detaliczny rynek energii elektrycznej. Odbiorca na takim rynku negocjuje ceny, wybiera w rzeczywistym czasie producentów i dostawców. Niestety aktualnie takiego etapu nie osiągnięto w Polsce z powodu barier technicznych, formalnych, prawnych determinujących rozwój wolnego rynku energii elektrycznej.

W Polsce obecnie zatrzymaliśmy się na etapie drugim¹⁵⁵. Jednak wiele elektrowni, elektrociepłowni, spółek dystrybucyjnych etap restrukturyzacji już przeszło i można powiedzieć, iż są gotowi działać na konkurencyjnym rynku jaki ma nastąpić. Wśród dystrybutorów energii można wymienić chociażby Górnośląski Zakład Energetyczny Grupa Kapitałowa. ENEA S.A. proces restrukturyzacji ma przed sobą (na koniec 2004 roku). Po pierwsze jest ona konieczna ze względu na wymogi prawne, organizacyjne. Zmiany te to także restrukturyzacja zatrudnienia, która w tym przypadku nie oznacza jej redukcji tylko zmiany kompetencji, stanowisk i obowiązków poszczególnym pracownikom wyższego i niższego szczebla. Powstaną: Operator Systemu Przesyłowego, pion handlowy, centra serwisowe. Będą to silne podmioty świadczące usługi na rzecz OSD i pozostałych struktur spółki, będą się rozwijały i tworzyły nowe obszary działalności (usługi multienergetyczne), zarazem unowocześniały i generowały nowe miejsca pracy. Pracodawcą dla wszystkich pracowników będzie ENEA S.A. reprezentowana przez zarząd, ale również na podstawie stosownych pełnomocnictw, przez dyrektorów Oddziałów, pionów i spółek zależnych. W podmiotach zależnych pracodawcy będą reprezentowani przez właściwe zarządy. Tylko przeprowadzenie wyżej opisanej restrukturyzacji da podstawy ekonomiczne do wprowadzenia nowego, korzystniejszego dla pracowników Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy. Nowy ZUZP rozszerza przywileje w całej grupie kapitałowej o takie rzeczy jak wydłużenie gwarancji zatrudnienia do 2015 roku, wspólny taryfikator kategorii zaszeregowania we wszystkich Oddziałach czy zwiększone odpisy na fundusz socjalny. Ważne jest również, iż nowy układ obejmuje także zatrudnionych pracowników spółek zależnych. Reorganizacja i rozpoczęcie powyższych zmian ma nastąpić 1 lipca 2005 roku.

¹⁵⁵ M. Cegielski, „Restrukturyzacja Elektroenergetyki, skrót wykładu doktora honoris causa Nadazowskiego Państwowego Uniwersytetu Technicznego.

3. Recertyfikacja- zintegrowanie systemów zarządzania jakością.

Proces ten polega na ujednoczeniu systemów zarządzania jakością jakie posiadały spółki dystrybucyjne przed połączeniem ich w jeden scalony podmiot gospodarczy . Powstał on w efekcie integracji czterech systemów funkcjonujących oraz piątego, który był w trakcie wdrażania w Oddziale Szczecin ENEA S.A. . W utworzonym w ten sposób częściowo SZJ wyróżnić można dwa poziomy : centralny i zdecentralizowany. Determinantem ustanowienia takiej struktury jest zróżnicowanie struktur organizacyjnych poszczególnych Oddziałów i Zakładu Głównego.



Rys. 26: Model procesów biznesowych normy ISO 9001:2000.

Źródło: Przystępujemy do wprowadzenia ISO, „Megawat” 2002/40/10.

System jest zgodny z normą ISO nr 9001:2000, swym zakresem obejmuje przesył i dystrybucję energii elektrycznej oraz obrót energią i obsługę klienta. Z systemu została wyłączona norma dotycząca projektowania i rozwoju, gdyż nie należy to do działalności firmy, a taka dokumentacja techniczna jest przez nią

zakupywana od zewnętrznych podmiotów. System ten ma być narzędziem , który zapewni utrzymanie i doskonalenie przyjętych przez firmę metod pracy, podniesie poziom jakości wytwarzanych wyrobów oraz realizowanych usług. Zmusza on do precyzyjnego wyznaczania celów oraz pomiaru stopnia ich realizacji, co jest warunkiem doskonalenia. Patrząc od strony klienta, którym jest odbiorca energii elektrycznej certyfikat jest dowodem zaufania zakładu w oczach odbiorcy oraz potencjalnego nowego klienta, a bycie lepszym od konkurencji i proponowanie korzystniejszej usługi, towaru, czy produktu gwarantuje zdobycie nowych klientów i rynkowy sukces przedsiębiorstwa. Z systemu tego wynikają korzyści:

- przejrzystość procesów;
- koncentracja na aspektach istotnych dla bezpieczeństwa i jakości wyrobu oraz usługi;
- akceptacja produktów i firmy przez klienta;
- międzynarodowe uznanie systemów certyfikowanych;
- terminowość dostaw energii elektrycznej;
- obniżenie kosztów z tytułu reklamacji i odpowiedzialności za produkt, usługę;
- zapewnienie stałej i powtarzalnej jakości;
- mniej audytów klienta;
- skuteczniejsza realizacja celów przedsiębiorstwa;
- większe zaangażowanie pracowników.

W ramach poziomu centralnego tworzone są elementy wspólne dla całego przedsiębiorstwa takie jak : polityka jakości, księga jakości, księga mierników procesów , są to jednolite dokumenty wewnętrzne oraz procedury centralne. Opisują one powiązania pomiędzy Oddziałami a siedzibą główną firmy lub zadania wykonywane przez siedzibę główną lecz na rzecz całego

przedsiębiorstwa . Na poziomie zdecentralizowanym tworzone są dokumenty wewnętrzne, które nie podlegają centralizacji (dotyczące wyłącznie Oddziału lub Zakładu Głównego) oraz procedury opisujące zadania realizowane lokalnie w jednym z Oddziałów¹⁵⁶. Lista procedur obejmuje następujące procesy:

- sprzedaż energii elektrycznej i usług przesyłowych;
- inwestycje;
- marketing;
- nadzorowanie i doskonalenie systemu;
- obsługa klienta;
- prowadzenie ruchu sieci;
- utrzymanie sieci;
- zarządzanie zasobami ludzkimi;
- zakupy energii elektrycznej;
- tworzenie taryfy energii elektrycznej;
- planowanie ekonomiczno finansowe;
- zakupy.

System ten odzwierciedla swoje istnienie w wielu dokumentach (procedury, instrukcje, rejestry, sprawozdania). Taki stały dostęp do zawsze aktualnych danych wymagał elektronicznej publikacji dokumentacji tegoż systemu w internecie i intranecie. Zalety elektronicznej publikacji procesów to:

- dostęp do aktualnych procedur. Pracownicy mają dostęp do informacji dotyczących sposobu pracy oraz wiedzy na temat firmy;
- dostęp do wzorów dokumentów. Modele zawierają odwołania do standardowych wzorów dokumentów, formularzy, co umożliwia uruchamianie z poziomu diagramu procesu;
- obniżenie kosztów dystrybucji dokumentacji, elektroniczna publikacja obniża koszty wydruku w porównaniu do tradycyjnych procedur;

¹⁵⁶ Co nowego w zakresie SZJ, Biuletyn Jakości, dodatek nr 1 do miesięcznika „Nasza Enea”, 2003/7, Poznań.

- szybka aktualizacja przyspiesza proces wprowadzania zmian;
- poprawa komunikacji. Pracownik może w każdej chwili wysłać komentarz do właściciela procesu i zadać pytania.

Pozytywne spełnienie norm ISO i wręczenie certyfikatu potwierdzającego odbyło się w marcu 2004 roku z rąk prezesa firmy certyfikującej BVQI¹⁵⁷. System wdrażania i doskonalenia procesów biznesowych wprowadzany w ENEA S.A. umożliwia aktywne włączenie się wszystkich pracowników do systemu, jako uczestników procesu. Dlatego zachęca to do ciągłego aktualizowania przy wprowadzaniu zmian celem prawidłowego funkcjonowania systemu i optymalizacji czasu, przy korzystaniu z niego.

4. Ocena sytuacji ekonomiczno-finansowej spółki-analiza wskaźnikowa.

Poniżej zostaje przedstawiona analiza wskaźników ENEA S.A. w latach 2001-2003. Przedsiębiorstwo w formie skonsolidowanej funkcjonuje od stycznia 2003, jednak oparto się na analizie za trzy ostatnie lata by przybliżyć sytuację finansowo-ekonomiczną czytelnikowi pracy, jak również pokazać jaki i czy przyniosła efekt konsolidacja dystrybutorów w aspekcie ekonomicznym. Dlatego też wyniki poszczególnych spółek dystrybucyjnych za lata 2001-2002 zostały zsumowane i z nich wyciągnięto średnią.

4.1. Wskaźniki zyskowności i płynności finansowej.

Z analizy węzłowych wskaźników ekonomicznych na przestrzeni trzech przedstawionych lat można stwierdzić, iż wartości wszystkich wskaźników zyskowności uległy zwiększeniu, co miało swoje źródło w korzystniejszych relacjach przychodów ze sprzedaży i kosztów operacyjnych oraz pozostałych przychodów i pozostałych kosztów operacyjnych kształtujących zysk netto. Wysokość zysków w roku 2002 w trzech dystrybutorach była ujemna (Szczecin, Gorzów, Zielona Góra) stąd średnia wartość wskaźnika ma wartość ujemną, w praktyce w pozostałych dwóch przekraczał on pięciokrotnie średnią dla branży,

¹⁵⁷ Spotkanie awangardy, „Nasza Enea”, 2004/3/12 marzec-kwiecień, Poznań.

która wynosiła 0,56. Wskaźnik dźwigni finansowej pokazuje nam jaki jest efekt wykorzystania obcych źródeł finansowania, niestety pozytywny był on we wszystkich dystrybutorach tylko w roku 2001, w Enei w 2003 roku był on nieco poniżej zera. Nie da się też ukryć, że w obecnej sytuacji gospodarczej w kraju i problemie płatniczym kluczowych odbiorców energii elektrycznej korzystanie z różnego rodzaju kredytów jest nieuniknione dla zapewnienia płynności finansowej, która w krótkim okresie świadczy o trwaniu firmy na rynku¹⁵⁸, gdyż jest ona pierwszym krokiem do bankructwa.

Tabela 19.

Węzłowe wskaźniki ekonomiczne w latach 2001-2003.

Wyszczególnienie	Sposób wyliczenia	2001	2002	2003
WSKAŹNIKI ZYSKOWNOŚCI				
Wskaźnik wykorzystania dźwigni finansowej		1,70	-1,02	-0,05
Zyskowność majątku (%)	Zysk (strata) netto Majątek ogółem	1,41	-0,62	0,75
Zyskowność kapitałów własnych (%)	Zysk (strata) netto Kapitały własne	2,09	-1,13	1,04
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI FINANSOWEJ				
Płynność bieżąca wskazana >2,0	Środki obrotowe ogółem Zobowiązania bieżące	0,66	0,80	0,69
Szybkość spłaty zobowiązań wskazana > 1,0	Płynne środki obrotowe Zobowiązania bieżące	0,60	0,69	0,43
Cykl spłaty zobowiązań krótkoterminowych	dni	54,34	57,15	39,90

Źródło: Opracowanie własne na podstawie sprawozdań z sytuacji finansowej Agencji Rynku Energii dotyczących przedsiębiorstw elektroenergetyki, Warszawa 2001-2004.

¹⁵⁸ M. Sierpińska, D. Wędzki, Zarządzanie płynnością finansową w przedsiębiorstwie, Wydawnictwa Naukowe PWN, Warszawa 1997.



Rys. 27 : Wskaźniki zyskowności i płynności finansowej ENEA SA w latach 2001-2003.

Płynność Enei po zatwierdzeniu wyników za rok 2004 jest z roku na rok coraz lepsza, co świadczy o poprawie sytuacji w branży.

4.2. Wskaźniki zadłużenia.

Podsektor dystrybucji tak jak cała polska gospodarka zaczął odczuwać z roku na rok pogarszającą się sytuację finansową gospodarstw domowych, firm, instytucji, a więc swoich odbiorców energii elektrycznej. Spadek wzrostu gospodarczego, wzrost bezrobocia, spadek poziomu życia i zubożenie społeczeństwa przyczyniły się do spadku popytu na towary i usługi, w tym także na energię elektryczną. Spowodowało to straszne zatory płatnicze pomiędzy sprzedającymi, a nabywcami. Drugą istotną kwestią była regionalizacja cen energii elektrycznej, która spowodowała ponoszenie strat na działalności operacyjnej, czyli sprzedaży energii elektrycznej. Ponoszenie strat na działalności podstawowej zmusiło spółki dystrybucyjne do zaciągania kredytów długoterminowych na bieżącą działalność oraz na wywiązywanie się

wobec swoich wierzycieli. Stąd skutki tych kredytów są widoczne we wskaźnikach zadłużenia spółek dystrybucyjnych.

Tabela 20.

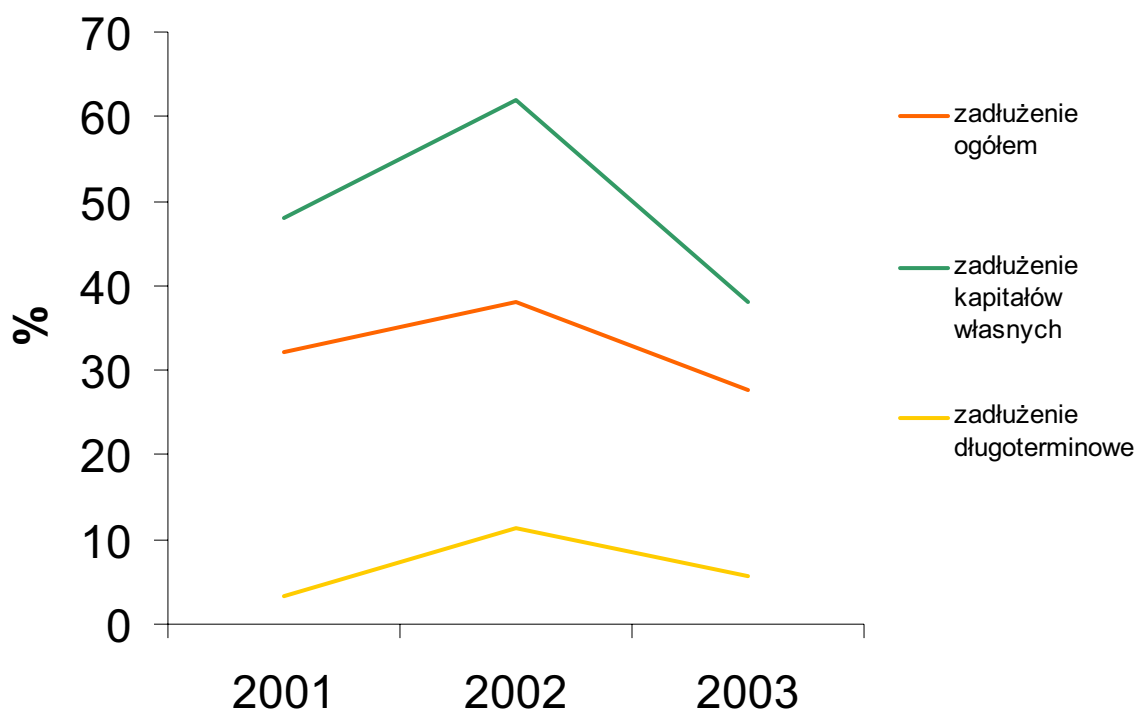
Wskaźniki zadłużenia ENEA S.A. w latach 2001-2003

Wyszczególnienie	j.m.	Wskaźniki			
		zadłużenie ogółem	zadłużenie kapitałów własnych	zadłużenie długoterminowe	pokrycie majątku k. własnym
2001					
ENE A S.A. *	%	32,10	48,01	3,30	67,88
średnia branży	%	29,02	40,89	1,77	70,98
2002					
ENE A S.A. *	%	38,08	62,07	11,25	61,91
średnia branży	%	29,84	42,52	2,40	70,16
2003					
ENE A S.A.	%	27,60	38,12	5,63	72,40
średnia branży	%	27,08	37,14	2,51	72,92

Zródło: Opracowanie własne na podstawie Agencji Rynku Energii, Sytuacja Finansowa przedsiębiorstw elektroenergetyki, Warszawa 2001-2003.

* - średnia wartość dla pięciu zakładów energetycznych

W latach 2001-2002 najmniejszym zadłużeniem cechuje się były ZEBYD S.A., natomiast największym zakłady z Gorzowa i Szczecina. Średnia zadłużenia długoterminowego nie uwzględnia spółek z Bydgoszczy i Gorzowa, gdyż jej nie podały ARE S.A.. Natomiast rok 2003, który jest faktycznym pierwszym rokiem działalności grupy jest bardzo podobnym do sytuacji całej branży z wyjątkiem zadłużenia długoterminowego, które odzwierciedla się dużymi kredytami długoterminowymi zaciągniętymi przez Byłą Energetykę Poznańską, ZEBYD S.A. i ZE Szczecin. Kredyty długoterminowe były zaciągnięte na skutek ponoszonych strat w latach wcześniejszych. Taka sytuacja dotyczyła ponad połowy spółek dystrybucyjnych na skutek regionalizacji cen energii elektrycznej i wprowadzeniu regulowanych ich cen.



Rys. 28: Wskaźniki zadłużenia ENEA S.A. w latach 2001-2003.

Kolejnym czynnikiem wpływającym na wzrost zadłużenia są problemy odbiorców z terminowym płaceniem za zużytą energię elektryczną, nieterminowe płacenie rachunków powoduje sytuację, iż pieniądze są na fakturach, ale nie ma ich w kasie, zmusza to do finansowania bieżącej działalności z obcych źródeł. Zadłużenie spółek dystrybucyjnych uległo zwiększeniu, jednak wartości wskaźników są poniżej wartości zalecanych jako niebezpieczne, a dystrybutorzy są w pełni wypłacalni ze swoich zobowiązań¹⁵⁹.

4.3. Wskaźnik efektywności zatrudnienia i uzbrojenia pracy.

Wartości te informują nas o wielkości wskaźników jakie firma osiąga w przeliczeniu na jednego zatrudnionego pracownika. Dla właściwej analizy i porównania zostały uwzględnione wyniki za lata 2001-2003, jednak tak jak wcześniej w latach 2001-2002 przedstawione wartości będą średnią spółek

¹⁵⁹ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Podsumowanie sytuacji w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej w roku 2003, WWW.ptpiree.com.pl.

dystrybucyjnych tworzących grupę ENEA S.A. a faktyczny wskaźnik grupy jest tylko w roku 2003, ze względu na istnienie firmy od stycznia tego roku.

Tabela 21.

Wskaźniki zatrudnienia i uzbrojenia pracy

Wyszczególnienie	Przychody ogółem	Przychody ze sprzedaży energii	Uzbrojenie pracy	Zatrudnienie ogółem
	tys/zatr.			
2001				
ENE A S.A.*	539,12	509,82	881,40	-----
średnia branży	524,50	494,51	837,99	-----
2002				
ENE A S.A.*	591,27	577,65	931,31	-----
średnia branży	567,75	553,78	878,25	-----
2003				
ENE A S.A.	675,21	668,40	1007,36	6035
średnia branży	619,54	607,88	954,79	-----

Zródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rynku Energii S.A. 2001-2003 r.

- * - jest to średnia pięciu ZE tworzących grupę ENEA S.A. od stycznia 2003 roku.
- liczba zatrudnionych bez podmiotów zależnych

Z powyższych wyników można zaobserwować, iż w każdym analizowanym roku kondycja zakładów energetycznych tworzących ENEE jak i sama grupa od 2003 roku w tym zakresie osiąga wyniki lepsze niż średnia wszystkich spółek dystrybucyjnych. Wyniki branży nie uwzględniają stołecznego zakładu STOEN S.A., który wyników nie podaje ARE S.A. Sam wynik Enei w roku 2003 jest piąty wśród dystrybutorów za spółkami z Legnicy, Płocka, ZE Łódź-Teren i minimalnie mniejszy od Energetyki Kaliskiej.

5. Skrócony bilans .

Ze względu na brak zatwierdzonego i zbadanych wyników finansowych za 2004 rok zostaną przedstawione wyniki roku 2003, a ponieważ grupa funkcjonuje tylko rok nie ma porównania w wyniku czego nie jest możliwe analityczne porównanie ewentualnych wzrostów lub spadków poszczególnych składników aktywów i pasywów. Patrząc na zestawienie poniżej możemy

wyciągnąć wnioski o sytuacji spółki w analizowanym okresie, jakiej wielkości posiada majątek trwały, jakie ma należności, czy obraca i jest w posiadaniu papierów wartościowych oraz z czego finansuje bieżącą działalność, ile wynoszą zobowiązania przedsiębiorstwa krótko i długoterminowe i jak utrzymują się zapasy .

Tabela 22.

Bilans ENEA S.A. w 2003 roku

Lp	Pozycja bilansowa	Stan na 01-01 2003 (w tys zł)	Udział %
1	Rzeczowy majątek trwały	4 344 657,15	83,48
2	Inwestycje długoterminowe	126 582,12	2,54
3	Rozliczenia międzyokresowe	38 373,32	0,77
4	Zapasy	11 960,52	0,24
5	Należności krótkoterminowe	462 473,25	9,26
6	Środki pieniężne	21 429,26	0,43
	RAZEM AKTYWA	4 983 548,0	100,00
7	Kapitały własne	3 541 807,56	71,07
8	Rezerwy	66 281,19	1,33
9	Zobowiązania długoterminowe	203 328,76	4,08
10	Zobowiązania krótkoterminowe	640 355,92	12,85
11	I wobec pozostałych jednostek	602 012,60	12,08
12	Fundusze specjalne	23 422,68	0,47
13	Rozliczenia międzyokresowe przyszłych okresów	508 321,90	10,20
	RAZEM PASywa	4 983 548,0	100,00

Źródło: Sprawozdanie finansowe ENEA S.A. w 2003 roku, Poznań 2004.

Wysoka wartość majątku trwałego i jego udział w aktywach jest typowy dla tego rodzaju przedsiębiorstwa, można do niego zaliczyć całą infrastrukturę elektroenergetyczną, stacje transformatorowe, tzw. GPZ-ty czy linie energetyczne, ponadto budynki zarówno skończone jak w budowie oraz działki na nich stojące, zarazem można do nich zaliczyć środki na ten cel przeznaczone czyli inwestycje. Niski udział zapasów jest charakterystyczny dla spółki

dystrybucyjnej, gdyż energii elektrycznej nie da się magazynować a tak niski poziom to tylko materiały i ewentualne środki na potrzeby własne, ponieważ firma nie zajmuje się produkcją czy przemysłem. Należności są to zobowiązania z tytułu dostaw, robót i usług, z tytułu opłat oraz innych rozrachunków o charakterze publicznoprawnym. Dla tego rodzaju działalności są one z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i usług z tym związanych. Wartości aktywów musi odpowiadać wartość pasywów przedstawiona w formie pieniężnej. Kapitał własny to fundusz założycielski firmy, czy zyski lat ubiegłych. Zobowiązania krótko i długoterminowe to głównie kredyty na bieżącą działalność, gdyż przy nieterminowym regulowaniu należności wobec spółki są one konieczne dla zachowania płynności finansowej, natomiast długoterminowe to kredyty zaciągnięte jeszcze przez samodzielne zakłady energetyczne, które przyszło spłacać od stycznia 2003 i 2004. Najwięksi wierzyciele to BRE Bank i Bank Handlowy. Fundusze specjalne to środki zakładowego funduszu świadczeń socjalnych, czyli środki na imprezy, zapomogi, tzw. wczasy pod gruszą itp.

Grupę ENEĘ S.A. objęto pilotażowym programem konsolidacji spółek dystrybucyjnych, niestety jako jedyną gdyż harmonogram zmieniono w styczniu 2003. Jednak konsolidacja została wyznacznikiem sukcesu tego procesu dla pozostałych grup, które powstały i ostatej jaka ma powstać. Firma została scalona w jeden podmiot, następnie miała nastąpić jej restrukturyzacja polegająca na zmianie organizacyjnej, zmianie stanowisk, które spowodowane miały być oddzieleniem działalności obrotu od przesyłu energii. Niestety w praktyce nie było to takie proste, gdyż wygasła ważność układu zbiorowego pracy a podpisanie nowego miało być początkiem prac. Układ podpisano na początku 2005 roku. W połowie roku firma miała debiutować na giełdzie papierów wartościowych, a nie wiadomo czy nastąpi to jesienią. Dwa lata działalności ENEA S.A. można podsumować następująco:

- ujednociono systemy informatyczne w obszarze finansowo-księgowym, scentralizowano system rozliczeniowy ZBYT 2000, wprowadzono hurtownie danych SAP/BW dla potrzeb sprawozdawczości i kontrolingu całej spółki co świadczy o stopniowym scalaniu podmiotu ;
- firma rozbudowuje infrastrukturę techniczną, świadczy o tym budowa nowoczesnego GPZ-tu Sady, modernizacji GPZ Jażyce, budowa od podstaw posterunku energetycznego w Pruszczu na terenie Oddziału Bydgoszcz;
- zwiększa się oferta firmy, przedsiębiorstwo oferuje większy zakres usług, otworzyła w ciągu dwóch lat siedem punktów EneaKomfort, zajmujących się sprzedażą produktów grzewczych, klimatyzacji, wentylacji itp.;
- cała działalność została dostrzeżona i doceniona na zewnątrz takimi tytułami jak przedsiębiorstwo fair play, wielkopolski tytan biznesu, certyfikat konsumenckiej jakości usług czy złoty laur teleinfo. Świadczy to o wysokim poziomie usług i sprawnej obsłudze.

ZAKOŃCZENIE

Celem powyższej pracy było przedstawienie zmian jakie zachodzą na polskim rynku energii elektrycznej, które mają na celu przygotowanie branży elektroenergetycznej do uczestnictwa i konkurencji na europejskim rynku. W pracy przedstawiono następujące zagadnienia:

- przekształcenie zmonopolizowanej struktury okręgów energetycznych w rynek wytwórcy, operatora systemu przesyłowego, dystrybutora energii elektrycznej jak również stworzenie Ustawy Prawo Energetyczne – formułującego ramy prawne dla ich funkcjonowania;
- ujęcie sektora w gospodarce w skali makro, przedstawienie jak kształtuje się zatrudnienie w branży, jaki wpływ ma sytuacja gospodarcza odzwierciedlona bezrobociem, wzrostem gospodarczym i dochodami fiskalnymi na zużycie energii elektrycznej zarówno w prognozie krótko i długoterminowej;
- przedstawienie sposobów przekształceń własnościowych spółek dystrybucyjnych jak i problemów jakie powstawały podczas ich konsolidacji czy prywatyzacji na konkretnych przykładach;
- analizę sytuacji ekonomiczno-finansowej sektora, spółek dystrybucyjnych oraz ukazanie sytuacji ekonomicznej zakładów energetycznych tworzących pierwszą skonsolidowaną grupę ENEA S.A.;
- charakterystykę ENEA S.A., grupy istniejącej od stycznia 2003, przedstawienie jej wyników po roku działalności gospodarczej i ukazanie zmian jakie mają zajść na skutek restrukturyzacji i prywatyzacji poprzez GPW.

Reformę w elektroenergetyce zaczęto od dwóch zmian – pełnej decentralizacji i rozpoczęcia systemu dostosowania cen, które mimo przejścia z gospodarki centralnie planowanej do rynkowej były elementem polityki państwowej. Decentralizacja ta polegała na likwidacji okręgów energetycznych i utworzeniu rynków: wytwórcy w postaci przedsiębiorstw wytwórczych

(elektrowni i elektrociepłowni), operatora systemu przesyłowego w postaci Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. , jako narodowa spółka przesyłowa odpowiedzialna za obrót hurtowy energią oraz 33 spółek dystrybucyjnych. Oprócz tego powstało otoczenie instytucjonalne w postaci regulatora tegoż rynku z prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, instytucja ta miała i reguluje działalność przedsiębiorstw w zakresie wytwarzania, przesyłania , dystrybucji i obrotu energią elektryczną. Regulator nadzorujący przestrzeganie Ustawy Prawo Energetyczne był niezbędny na drodze do pełnej liberalizacji sektora. Struktura ta miała być ułatwieniem stworzenia konkurencyjnego rynku energii i efektywnej regulacji naturalnych monopolii , którymi byli dystrybutorzy energii na swoim terenie obsługujących odbiorców. Elementami, które przemawiały za możliwością konkurencji były:

- około 30% więcej mocy zainstalowanej, a więc nadwyżka podaży nad popytem energii;
- sukcesywne wdrażanie zasady dostępu stron trzecich do sieci (TPA), która umożliwi zmianę wyboru dostawcy w 2007 roku wszystkim odbiorcom;
- rozpoczęcie procesów prywatyzacyjnych i konsolidacyjnych podmiotów podsektora wytwarzania i dystrybucji (1999-GZE S.A. czy 2003-STOEN S.A.);
- perspektywa utworzenia(wtedy) a w chwili obecnej funkcjonowanie giełdy energii.

Wracając do tej na razie ułomnej konkurencji należałoby wspomnieć o barierach jej rozwoju. Największą barierą rozwoju są zawarte w latach 94-98 kontrakty długoterminowe pomiędzy PSE SA a elektrowniami, na tej zasadzie sprzedano w 2004 roku około 60% (w 2002 70%) średniej zużytej energii. KDT tłumią w zarodku konkurencję pomiędzy elektrowniami, co jest na rękę najdroższym producentom energii, gdyż mają zapewniony strumień dochodu. Blokują one zasadę TPA, gdyż spółki dystrybucyjne nie chcą podpisywać

umów na przesył energii, ponieważ odejście uprawnionego odbiorcy powoduje iż spółka zostaje z niesprzedaną drogą energią z KDT (stąd się zrodził pomysł Minimalnych Ilości Energii, jaką odbiorca musiałby kupić od dystrybutora energii, w zależności od tego ile kupuje w ramach KDT, przypuśćmy że jest to powyższe 60%, resztę 40% mógłby kupić z wolnej ręki). Determinantą zasady TPA jest także efekt skrośnego subsydiowania zarówno w grupach taryfowych jak rodzajach działalności. Powoduje to w praktyce opłacanie małych odbiorców przez dużych, jak również w ciągu ostatnich dwóch lat można zauważyć spółki dystrybucyjne konstruując taryfę energii ustalają wyższą opłatę przesyłową od ceny energii elektrycznej. Pierwsze jest spowodowane rozporządzeniami ministerialnymi w sprawie cen energii, szczególnie dla odbiorców domowych. Drugie ma na celu zniechęcenie uprawnionego odbiorcy do zmiany dostawcy, ponieważ nawet jeśli takiego znajdzie to musi ją jeszcze po przewodach dystrybutora przesłać co czyni to nieopłacalnym. Jednak zbliżająca się data po której wszyscy odbiorcy uzyskają prawo do wyboru dostawcy oznacza konieczność zmian, upowszechnienia jej stosowania, przygotowanie techniczno-organizacyjne wszystkich dystrybutorów, rozgraniczenia dotychczasowych umów kupna-sprzedaży na umowy świadczenia usług sprzedaży energii elektrycznej oraz umów sprzedaży usług przesyłowych na jednakowych zasadach w całym kraju, konieczne staje się także ułatwienie zasad prawnych. Do momentu uzyskania tego prawa przez wszystkich odbiorców powinny także zostać rozwiązane kontrakty długoterminowe z mocy ustawy, prace nad zatwierdzeniem jej przez Komisję Europejską mogą potrwać około roku. Efektem tego powinno być urynkwienie sektora energii elektrycznej, a co za tym idzie spadek cen energii elektrycznej i usług przesyłowych. Na podstawie obserwacji sytuacji makroekonomicznej w naszym kraju taki gwałtowny wzrost zużycia energii elektrycznej jak w latach 50,60 nam nie grozi, według najnowszego raportu szwedzkiego Vattenfalla wzrost może oscylować w granicach 2% rocznie. Aktualną nadwyżkę w chwili

obecnej można wykorzystać eksportując produkt zagranicę, jednak na zasadach rynkowych a nie na takich w których traci kopalnia, zyskuje prywatny pośrednik i elektrownie. A płacą wszyscy odbiorcy energii elektrycznej. Warte uwagi jest to, iż ponad 60% mocy produkcyjnych pochodzi z lat 60, bloki energetyczne w elektrowniach są stare, nie spełniają norm w zakresie ochrony środowiska, a w 2008 gdy zaczną obowiązywać restrykcyjne przepisy będzie trzeba je wyłączyć. Przewiduje się że na ten cel potrzeba około 6 mld dolarów. Co do zmiany struktury można powiedzieć z perspektywy czasu, iż przekształcenie przedsiębiorstw podsektora w prawie 70 podmiotów było przesadą, gdyż w dobie integracji europejskiej i otworzenia naszego rynku na zachód czyni nasze przedsiębiorstwa mało konkurencyjne, ze względu na obecne tam firmy, które posiadają np. we Francji 97% rynku. W Polsce zcentralizowanie raczej nie jest możliwe, ze względu na znaczne różnice makroekonomiczne pomiędzy poszczególnymi regionami kraju. Jednak forma oparta na 4-5 skonsolidowanych grupach energetycznych i dwóch podmiotach (GZE i STOEN) działających indywidualnie, które są dość specyficzne i posiadają znaczny udział w rynku wydaje się optymalna. Obecnie oprócz Enei działają również grupy o nazwie Enion, EnergiaPro oraz Energa. Powstaną również grupy skupione wzdłuż wschodniej granicy i nowa grupa skupiająca dwa łódzkie zakłady energetyczne, które nie wyraziły zgody na konsolidację i inkorporację poprzez ZE Kraków w ramach grupy Enion. Z prywatyzacji grupowej grupy G-8 zrezygnowano, gdyż chętny inwestor kojarzony z Kulczyk-Holding nie zaproponował korzystnej oferty. W przypadku jedyne go chętnego jakim była El-Dystrybucja trudno również mówić o negocjacjach dobrych warunków sprzedaży. Grupa ta została skonsolidowana a przejmującym był największy dystrybutor w grupie Gdańska Kompania Energetyczna ENERGA SA . Niezrozumiałe i dość bulwersujące wśród społeczeństwa, ludzi biznesu oraz polityków jest to, iż przedsiębiorstwa polskie przechodzą w ręce też państwowe lecz szwedzkie, francuskie czy niemieckie. A

wytłumaczyć to można w jeden sposób: jako znalezienie inwestora dla przedsiębiorstwa wobec pustej kasy państwa, która ze względów wszystkim znanych nie jest w stanie inwestować swoich środków w firmę, drugi cel to załatanie dziury budżetowej poprzez realizację założeń prywatyzacyjnych. Taki wniosek można wysunąć po sprzedaży warszawskiego dystrybutora za 1506 mln. zł, a było to głównie podwyższenie wpływów z prywatyzacji w 2003 roku. Gdyby nie sprzedano STOENU wpływy wyniosłyby zaledwie 16% założonych, a tak było to 43% (4,1 mld zł). Według zapewnień MSP wszystkie grupy dystrybutorów zostaną sprywatyzowane poprzez GPW, pierwszą taką grupą której akcje zostaną wyemitowane będzie ENEA S.A. Prywatyzacja poprzez rynek kapitałowy jest jednym ze sposobów zapewnienia podaży ofert publicznych, które ożywią rynek i będą atrakcyjną ofertą dla osób indywidualnych czy np. otwartych funduszy emerytalnych poszukujących od dłuższego czasu nowych możliwości inwestycyjnych na polskim rynku kapitałowym. Do tego stabilni inwestorzy w akcjonariacie spółki wpłyną na wzrost jej wartości. Drugim czynnikiem mającym wpływ na wartość akcji będzie to jak będą postrzegani dystrybutorzy na rynku. Z powodu braku zainteresowania polską energetyką przez zachodnich inwestorów pozyskanie kapitału poprzez giełdę wydaje się najbardziej racjonalne. Firmy w ten sposób zdobędą konieczne środki finansowe na inwestycje w nowe technologie, modernizacje czy restrukturyzacje a państwo nadal będzie miało większościowy pakiet, co jest nie bez znaczenia chociażby z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, czego według raportu NIK nie można powiedzieć o dwóch sprywatyzowanych indywidualnie dystrybutorach. Sytuacja ekonomiczno-finansowa po wprowadzeniu regulowanego systemu cen energii elektrycznej uległa w przypadku jednych poprawie a u drugich wręcz przeciwnie. Spowodowane to było regionalizacją cen energii elektrycznej oraz wprowadzeniem taryfy regulującej ceny energii i usług z tym związanych. Drugi powód złej sytuacji dystrybutorów energii był taki, iż w latach 1998-

1999 taryfy spółek dystrybucyjnych zatwierdzał Minister Finansów mając na uwadze gospodarstwa domowe, natomiast taryfę pośrednika PSE Minister Gospodarki korygując ją parę razy do roku przy obowiązujących z reguły rok taryfach dystrybutorów. Powodowało to faworyzowanie PSE kosztem dystrybucji. W sytuacji gdy na 33 spółki dystrybucyjne 29 wykazywało ujemny wynik finansowy PSE według listy „Rzeczpospolitej” i „Polityki” było jedną z najbardziej dochodowych firm w latach 1997-99 w Polsce. Problem naprawiono, sytuacja zmusiła zakłady energetyczne do zmian organizacyjnych, poprawnego kalkulowania kosztów stałych i zmiennych, gdyż w tej kwestii należało się doszukiwać błędów. Kolejne taryfy po 2000 roku nauczyły dystrybutorów do działania w warunkach konkurencyjnych, jednak skutki lat wcześniejszych odczuwają do dziś spłacając kredyty długoterminowe zaciągnięte głównie na zapłatę wobec największego swego wierzyciela PSE S.A.. Kolejnym czynnikiem wpływającym na sytuację jest płynność, rentowność oraz wydłużanie się cyklu inkasa należności i terminów płatności wszystkich odbiorców poszczególnych grup taryfowych, same kopalnie, huty i PKP są winne spółkom dystrybucyjnym ponad 300 mln. złotych. Zmusza to spółki dystrybucyjne do korzystania z obcych źródeł finansowania, a ewentualny efekt dźwigni finansowej nie zawsze jest korzystny . W 2003 roku już tylko jedna spółka odnotowała ujemny wynik finansowy. Łączny wynik finansowy wszystkich spółek w 2003 roku to nieco ponad 600 mln. złotych. Nie jest to kwota która by zakłady energetyczne satysfakcjonowała, gdyż przy niskim poziomie nakładów inwestycyjnych na odtworzenie majątku energetyki potrzeba by kilkadziesiąt lat, a branży potrzeba nowych technologii, know-how, rozbudowy sieci elektroenergetycznej, informatycznej, telemechanicznej, co rodzi ogromne zapotrzebowanie na kapitał. Rok 2004 to znaczna poprawa sytuacji finansowej . Jednak z powodu prowadzenia działalności , która podlega Urzędowi Regulacji Energetyki większych zysków można by się spodziewać poprzez redukcję kosztów związanych z restrukturyzacją branży.

ENEA S.A. jako jedyna skonsolidowana grupa działająca w 2003 roku jest liderem pod względem takich wielkości jak: obszar działania, przychód, czy zysk, jednak w 2004 roku powstały trzy następne grupy o zbliżonych wielkościach wskaźników. Efekt konsolidacji po dwóch latach został osiągnięty, zcentralizowano zakupy co obniżyło cenę ich zakupu, zminimalizowano koszty, wprowadzono ujednolicone standardy, programy, zrecertyfikowano system zarządzania jakością ISO 9001-2000. Na początku 2005 roku podpisano po ponad rocznych negocjacjach Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy, jego najważniejszy zapis to gwarancja zatrudnienia do 2015 roku w zależności od stażu pracy. Zawarty ZUZP daje początek prac nad restrukturyzacją spółki, ma ona oznaczać oddzielenie działalności obrotu od przesyłu energią w odrębnych podmiotach gospodarczych, połączenie firm zależnych tego samego rodzaju działalności. Należy mieć nadzieję, że słowo restrukturyzacja kojarzone dotąd ze zwolnieniami i redukcją zatrudnienia będzie polegało nie na tym tylko na zmianie stanowisk, kompetencji i zakresu obowiązków czy odmłodzeniu kadry pracowniczej co można zauważyć np. w Górnośląskim Zakładzie Energetycznym. A ewentualne dobrowolne odejścia zrekompensują znaczne odprawy. Miejmy nadzieję że w tak dużej i prężnej ENEI, w której drzemie ogromny potencjał uda się to osiągnąć, co uczyni to z niej lidera pod wieloma aspektami potwierdzonymi sytuacją ekonomiczno-finansową.

Na początku 2005 roku mamy gotową nowelizację ustawy prawo energetyczne, ogłoszony Narodowy Plan Rozwoju na lata 2007-2013 autorstwa Jerzego Hausnera czy zmienioną strategię odnośnie sektora elektroenergetyki głównie na skutek protestów poszczególnych zakładów energetycznych. Świadczy to o braku jasnej, określonej koncepcji rozwoju przedsiębiorstw elektroenergetycznych, gdyż poszczególne programy czy głoszone strategie nawzajem się wykluczają. Dowodem na to są następujące wnioski:

- jednym z zapisów znowelizowanego prawa energetycznego jest przesunięcie w czasie ustawowego rozdzielenia działalności obrotu i

przesyłu do 2007 roku, czyli do uzyskania przez wszystkie podmioty możliwości skorzystania z TPA. Co nie świadczy, że brak podmiotów zrestrukturyzowanych, które konieczne zmiany mają za sobą. Należą do nich chociażby GZE czy ZE Płock wchodzący w skład ENERGII SA;

- rozwiązanie kontraktów długoterminowych poprzez zadłużenie sektora emisją obligacji o wartości ponad 10 mld złotych wcale nie musi świadczyć o otworzeniu rynku detalicznego energii elektrycznej w Polsce. Do tego warto dodać, że tak duża pomoc nie zobowiązuje wytwórców do działań poprawiających efektywność prowadzenia działalności gospodarczej, restrukturyzacji, czy optymalizacji kosztów. Oczywiście tutaj też są wyjątki, gdyż KDT-ami są objęte elektrownie od 10 do prawie 100%, co dyskryminuje jedne względem drugich;
- sukcesywne łączenie się przedsiębiorstw uległo wypatrzeniu i zostało już dwukrotnie poprawiane przez MSP. Najpierw łódzkie zakłady nie połączyły się z Enionem SA, następnie ZE Rzeszów prawdopodobnie wchłonie kilka firm i powstanie Energetyka Podkarpacka. Do tego coraz częściej mówi się o połączeniu powstałych grup zakładów energetycznych z dużymi koncernami wytwórczymi, co potwierdza brak określonej strategii władz względem sektora bądź świadczy o dużej jego uległości wobec związków zawodowych tychże firm;
- czy wobec znanego NPR na lata 2007-2013, który między innymi stawia na rozwój regionów, wyrównanie poziomu pomiędzy nimi nie powinno się konsolidacji zaniechać, gdyż konsolidacja nie jest niczym innym jak oderwaniem od związków z regionem. Do tego spółki dystrybucyjne mają ambicje firm multienergetycznych, infrastrukturalnych (między innymi ENEA SA) świadczących usługi dla gmin. A powstawanie takich koncernów temu nie sprzyja.

Podsumowując można stwierdzić, iż mamy rynek energii elektrycznej, któremu do prawdziwej konkurencji potrzeba dalszych zmian i akceptacji jego

uczestników. Mamy także nowoczesną ustawę prawo energetyczne, jednak brak w praktyce przepisów wykonawczych w wielu dziedzinach umiejętnie tłumi konkurencję. Do tego jak z powyższych wniosków można zauważyć osiągnięcie porozumienia co do kształtu sektora elektroenergetycznego w przyszłości nie jest łatwe. Może gdyby powstały różne koncerny na wzór holdingu, koncernu, połączone pionowo, poziomo oraz częściowo sprywatyzowane pośrednio lub bezpośrednio spowodowałyby konkurencję między innymi tak jak ma to miejsce w branży spożywczej, finansowej. A wtedy moglibyśmy sobie odpowiedzieć na pytanie czy i komu taki rynek energii elektrycznej jest potrzebny?.

BIBLIOGRAFIA

A. KSIĄŻKI I ARTYKUŁY

1. **100 lat bydgoskiej energetyki**, 1896-1996, biuletyn z okazji 100 lat firmy
2. **Andrzejczuk A.**, Jej wysokość akcyza- wokół energetyki, Termedia sp. z o.o., Poznań 2002.
3. Badania Mentora na zlecenie PTPiREE, „**Rzeczpospolita**”, Warszawa 19-01-2003 r.
4. **Baehra J., Stawicki E.**, Prawo Energetyczne-komentarz, Municipium, Warszawa 1999 r.
5. **Berger A.**, ENEA rusza 1 stycznia, „Puls Biznesu”, 10 grudnia 2002.
6. **Berger A.**, Skutki likwidacji kontraktów długoterminowych, „Puls Biznesu”, 2/2004 r..
7. Będzie drożej, „**Rzeczpospolita**”, Archiwum ekonomiczne, Warszawa 2003 r.
8. **Balcerzak E., Guzik R., Janiszewska Z.**, Koncesje po nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, biuletyn miesięczny URE 2000/5.
9. **Bicki Z.**, Ocena procesu transformacji krajowej gospodarki energetycznej (1990-1998), Warszawa 1999.
10. **Biedrzycki J., Loret J.**, Departament Planów i Analiz URE.
11. **Bień W.**, Czytanie bilansu przedsiębiorstwa, Finanse-serwis, Warszawa 1996.
12. **Bill J.**, Regulacja a konkurencja, Departament Taryf URE, biuletyn 2/2002.
13. **Bojarski W.**, Problemy transformacji krajowej gospodarki energetycznej, Archiwum Energetyki PAN, Komitet Problemów Energetyki, Gdańsk 1997 r.
14. **Brandt J.**, Giełda Energii-rola i miejsce w rynku, „Nowe Życie Gospodarcze”, Warszawa 2000/31/27.

15. **Brealey A., Richard A.**, *Finanse Przedsiębiorstw*, PWN, Warszawa 2002.
16. Biuletyn URE 2000/4, stanowisko prezesa URE w sprawie uznania rynku energii elektrycznej za konkurencyjny.
17. Biuletyn URE, *Energia Elektryczna*, Warszawa 2002/17/240.
18. Biuletyn ZEBYD S.A. , *Megawat*, *Struktura kosztów*, 2002/42/8.
19. Biuletyn ZEBYD S.A. , *Megawat*, *Nie tylko zysk*, 2002/40.
20. Biuletyn ZEBYD S.A. , *Megawat*, *Spółki dystrybucyjne w liczbach*, 2001/35.
21. Biuletyn ZEBYD S.A. , *Megawat*, *Przystępujemy do wprowadzenia ISO*, 2002/40.
22. Biuletyn Oddziału Bydgoszcz GE ENEA S.A. , *Megawat*, *Zmiany w bydgoskiej energetyce*, 2003/45.
23. Biuletyn PSE S.A., *Konsolidacja zakładów energetycznych*, 2002/7.
24. **Buczowski J.**, *Z prywatyzacją nie można czekać, „Rzeczpospolita”*, dodatek ENERGIA XVIII, Warszawa 1999 r.
25. **Czekaj J., Dressler Z.**, *Zarządzanie finansami przedsiębiorstw*, Wydawnictwo PWN, Warszawa 1999.
26. **Cader K.**, *Prywatyzacja*, *Monitor ekonomiczny PSE S.A.* , 2002/6/4.
27. **Cegielski M.**, *Restrukturyzacja elektroenergetyki*, skrót wykładu doktora honoris causa Nadazowskiego Państwowego Uniwersytetu Technicznego.
28. **Czekaj J.**, *Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce*, Warszawa 2001 r.
29. **Cicho W.**, *Likwidacja przez rekompensaty*, PTPiREE, Poznań 2003 r.
30. *Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki*, Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa 1996 r.
31. **Duda M.**, *Perspektywy rozwoju elektroenergetyki w Polsce i na świecie*, biblioteka URE.

32. **Duda M.**, Indywidualna regulacja taryf energii elektrycznej, IGEiOŚ, Warszawa 1999.
33. **Duda M.**, Problemy strukturalne w energetyce-dylematy wyboru.
34. **Dobroszyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B.**, Regulacja Energetyki w Polsce, wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa 2002.
35. **Dobroszyńska A., Juchniewicz L.**, Konkurencyjny rynek energii czy i komu jest potrzebny, Biblioteka URE, Warszawa 2001 r.
36. Duży prąd, małe pieniądze, „**Polityka**”, Warszawa 2002 r.
37. **Enea kurier**-spotkanie ze związkami w Baranowie , Poznań 2003 r.
38. Energy Managment and Conservation Agency S.A. , Potencjalne efekty wynikające z konsolidacji, Warszawa 2001.
39. Forum ekonomiczne rynku energetycznego, Madryt 2002 r.
40. **Gilecki R.**, Liberalizacja rynku energii elektrycznej, ARE S.A. .
41. Głukowska-Sobol A., Wesołowska M., Problemy w regulacji taryf w elektroenergetyce, Departament Planów i Analiz URE, biuletyn 6/2000.
42. **Gral R.**, wiceprezes ds. ekonomicznych ENEA S.A. , finanse są ważne, „Nasza Enea” nr 7/16, Poznań 2004 r.
43. **Guzek M.**, Międzynarodowe stosunki gospodarcze, WSB, Poznań 2003.
44. **GZE S.A.** na pierwszy ogień, „**Nowe Życie Gospodarcze**”, 2000/2.
45. Harmonizacja polskiego prawa energetycznego i metrologicznego- sprawozdanie końcowe, Biuro Współpracy Europejskiej i Integracji Europejskiej, URE, Warszawa 2003 r.
46. **Herbert-Gabryś L.**, Podsumowanie roku 2003 w spółkach Dystrybucyjnych, PTPi REE. Poznań 2004 r.
47. **Horbaczewski S., Nowak T., Sobieraj K.**, Prywatyzacja poprzez realizację niezależnych projektów energetycznych, Forum Ekonomiczne Krynica 2003 r.
48. **Jaczewski M.**, Integracja energetyce nie straszna, „**Nowe Życie Gospodarcze**”, 1997/25.

49. **Jachna T.**, Ocena przedsiębiorstw według standardów światowych PWN, 1996.
50. **Jakimczyk J.**, Generator ministra Karczmarska, „Wprost”, Warszawa 1105/2004 r.
51. Jaki model rynku, praca zbiorowa pod redakcją **M. Okulskiego**, URE
52. **Juchniewicz L.**, wypowiedź prezesa URE ws. Taryf, Warszawa 2001 r.
53. **Karaś P.**, TPA w Polsce, Departament Promowania Konkurencji URE, biuletyn 2002/3.
54. **Karaś P.**, Niektóre problemy realizacji zasady TPA w energetyce, Biblioteka URE, Warszawa 2002 r.
55. **Kołodko G.**, wywiad z 17-10-2002 umieszczony na stronach Centrum Badawczego Transformacji, Integracji i Globalizacji, www.tiger.edu.pl
56. **Kowalak T.**, Zasady kształtowania i kalkulacji taryf, URE Warszawa 2000 r.
57. **Kozak M.**, Sanderski A., Doświadczenia Unii Europejskiej, Departament Integracji Europejskiej i Studiów Porównawczych URE, Warszawa 2002 r.
58. Koniec kontraktów-zmiana strategii, „**Rynek Energii**” nr 23, Warszawa 2000 r.
59. Kontrakty długoterminowe na dostawę energii elektrycznej jako determinanta poziomu cen odbiorców oraz wzrostu efektywności przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego, praca wykonana na zlecenie prezesa URE przez naukowców Akademii Ekonomicznej w Krakowie, Kraków 1999 r, skrót biuletyn URE nr 5/1999 r.
60. **Kontrakty długoterminowe**, rynek energii oraz bilans finansowy sektora, PSE S.A. , Warszawa 1999 r.
61. **Konikowski J.**, Linie wysokiego absurdu, „Polityka”, Warszawa 2003 r.
62. .Koniunktura, Monitor Ekonomiczny PSE S.A. , Warszawa 2002 r.

63. Krajowy hurtowy obrót energią, biuletyn PSE S.A. , Warszawa 2003 r.
64. Kto kupi G-8, „**Gazeta Wyborcza**”, Warszawa 2001/15/7.
65. Kto zarabia, kto traci, „**Polityka**”, Ranking 500 największych polskich przedsiębiorstw, Warszawa 2002/18.
66. **Kowalik T.**, Strategia rozwoju kraju w I ćwierćwieczu XXI wieku, „Energia” Warszawa 2000 r.
67. **Marzec D.**, Dyrektor Audytu i Doradztwa Gospodarczego PriceWaterhouseCoopers, „Puls Biznesu”, Warszawa 2004 r.
68. **Mielczarski W.**, Konsolidacja w elektroenergetyce, „Nowe Życie Gospodarcze”, 2000/26/4.
69. **Mielczarski W.**, O integracji pionowej, konferencja CIRE, Warszawa 2002.
70. **Mielczarski W.**, Duży może więcej, „Puls Biznesu”, 2002/12.
71. **Mielczarski W.**, Najważniejsza jest możliwość wyboru dostawcy, „Rzeczpospolita”, Warszawa 2001 r.
72. **Nasiłowski M.**, System rynkowy, Wydawnictwo Key Text, Warszawa 2000 r.
73. Nay R., kierownik Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, rozmowa o prywatyzacji polskiej energetyki, portal gazeta.pl , Agora S.A. , Warszawa 2003 r.
74. Nowe cenniki w przygotowaniu, „**Rzeczpospolita**”, Warszawa 2003 r.
75. Nowy rząd , nowa strategia, „**Rzeczpospolita**”, Warszawa 2002.
76. Okupacja Warszawy, „**Rzeczpospolita**”, Warszawa 2003 r.
77. Pierwszy koncern już powstaje, „**Świat Energii**”, Warszawa 2002/1.
78. **Piechota J.**, wiceminister MGPIPS, Opinie Kopczyk komentarze, „Gazeta Prawna”, Warszawa 244/2003r.
79. **Popczyk J.**, Wznowienie reformy w energetyce, „Rzeczpospolita” 1998/216.
80. **Popczyk J.**, Polska energetyka w drodze do Europy, konferencja

- Im później ,tym więcej zagrożeń, Krzyżowa 1998.
81. Po rozwiązaniu kontraktów długoterminowych powinny spaść ceny prądu, „**Świat Energii**”, Warszawa nr 5/2002.
 82. Praca dla absolwentów, „**Profit**”, Warszawa 2003 r.
 83. Propozycje zadłużenia sektora jako narzędzie otwarcia rynku energii, biuletyn miesięczny PSE S.A. nr 3/2002 r.
 84. Protesty energetyków, „**Gazeta Wyborcza**”, dodatek regionalny, Gorzów 2002.
 85. Prywatyzacja energetyki-temat rzeka, „**Express Bydgoski**”, 18 września 2002/6.
 86. Prywatyzacja STOEN S.A. , „**Życie Warszawy**”, 7 sierpnia 2002.
 87. Raport –eksport energii elektrycznej, „**Świat Energii**”, Warszawa 02/2004 r.
 88. Rażeni prądem po kieszeni, „**Wprost**”, Warszawa 2003 r.
 89. **Rogowski W.**, Naczelnik Departamentu Analiz Makroekonomicznych i Strukturalnych Narodowego Banku Polskiego, „Rzeczpospolita”, Warszawa 2003 r.
 90. Rządowa droga odejścia od kontraktów długoterminowych, „**Gazeta Prawna**”, Warszawa 8/2004 r.
 91. **Richard A., Brealey A., Steward C.**, Finanse przedsiębiorstw, Wydawnictwo PWN, Warszawa 1997 r.
 92. Sprzeczne wizje resortów, „**Świat Energii**”, Warszawa 2002/1/16.
 93. Sprzedaż w zwolnionym tempie, „**Świat Energii**”, Warszawa 2002.
 94. Struktura właścicielska polskiego sektora energetycznego, „**Świat Energii**”, Warszawa 2002/1/25.
 95. **Szalbierz Z.**, Regionalne przesłanki procesów integracji spółek dystrybucyjnych, biblioteka URE, Warszawa 2002.
 96. **Szablewski A.**, Szanse i zagrożenia liberalizacji polskiego sektora energetycznego, Instytut Nauk Ekonomicznych PAN.

97. **Szablewski A.**, Konkurencja, regulacja i prywatyzacja sektora elektroenergetycznego w Polsce, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 2000 r.
98. **Szłapczyński O.**, Proces zatwierdzania pierwszych taryf energii elektrycznej , Biuro Komunikacji Społecznej i Informacji URE, Warszawa 2002.
99. **Ślifierz M.**, Spotkanie europejskich regulatorów elektryczności, Florencja 2002 r.
100. **Taradejna W. i B.**, Prawo energetyczne z komentarzem, Warszawa 2000.
- 101.. **Trypens R.**, Biuro Prawne URE, biuletyn 1/2002.
102. **Tyron R., M.**, Wskaźniki finansowe, oficyna wydawnicza ABC, Kraków 2001.
103. **Urbański P.**, Model regulacji porównawczej 33 spółek dystrybucyjnych, URE, Warszawa 1999.
104. **Warian H. R.**, Droga jaką muszą pokonać energetyczne monopole, aby osiągnąć stan przypominający działania w warunkach wolnej konkurencji, Wydawnictwo PWN, Warszawa 2001 r.
105. **Walaszek A.**, Prawo Energetyczne- komentarz, PWN, Warszawa 1998.
106. **Weron A., R.**, Giełda Energii-strategia zarządzania ryzykiem, CIRE, Wrocław 2000.
107. **Wędzki P.**, Czytanie bilansu przedsiębiorstwa , finanse-serwis, Warszawa 2003 r.
108. **Wędzki P., Sierpińska M.**, Zarządzanie płynnością finansową w przedsiębiorstwie, Wydawnictwo PWN, Warszawa 1997 r.
109. **Włodarczyk W.**, Regulacja w sektorze energetycznym-dylematy metodyczne i praktyczne, PAN, Kraków 1999.
110. **Włodarczyk W., Urbański P.**, Dylematy prywatyzacji przedsiębiorstw

- polskiej elektroenergetyki, URE, Warszawa 2001 r.
111. **Wróbel J.**, Niejednolity unijny rynek, „Gazeta Prawna”, Warszawa
112. **Wróbel J.**, Polska energetyka woła o strategię, „Gazeta Prawna”,
Warszawa 2003 r.
113. **Zator B.**, Giełda energii w Polsce-rejs po giełdzie, „Nafta&GazBiznes”
Warszawa 2002 r.
114. Zarobić na prądzie, „**Prawo i Gospodarka**”, Warszawa 2002 r.
115. Zdrowe zasady rynku, „**Elektroenergetyka**”, Warszawa 1997/94/5.
116. **Zerka M.**, Przeciwdziałania nadużywania siły rynkowej na rynku
energii elektrycznej, PTOSPEE, Warszawa 2001.
117. Z kraju: w spółkach dystrybucyjnych, INFO- biuletyn wewnętrzny
ZEBYD S.A..

B. MATERIAŁY ŹRÓDŁOWE

1. Agencja Rynku Energii S.A. , Baza danych elektroenergetyki ARE S.A. ,
Zakład Energometrii, W jakiej kolejności odbiorcy będą uzyskiwali
prawo do korzystania z usług przesyłowych, Warszawa 2002.
2. Agencja Rynku Energii S.A. , Sytuacja finansowa elektroenergetyki
zawodowej, część III, spółki dystrybucyjne, Warszawa 2001.
3. Agencja Rynku Energii S.A. , Ocena sytuacji ekonomicznej polskiego
sektora elektroenergetyki, Warszawa 2001.
4. Sprawozdanie końcowe, Biuro Harmonizacja polskiego prawa
energetycznego, Biuro Współpracy zagranicznej URE, Warszawa 2002.
5. Księga Jakości ENEA S.A.
6. Ministerstwo Gospodarki, Proponowane etapy zwiększania
konkurencji w energetyce.
7. Ministerstwo Gospodarki, Wstępna analiza metod restrukturyzacji
kontraktów długoterminowych pod kątem realizacji funkcji celu,
Warszawa 1999 r.

8. Najwyższa Izba Kontroli, Raport dotyczący sprzedaży STOEN S.A., Warszawa 2004 r.
9. Regulamin organizacyjny Oddziału Bydgoszcz ENEA S.A. .
10. Sprawozdanie z działalności prezesa URE za 1999 rok, biuletyn URE, Warszawa 2000.
11. Sprawozdanie finansowe ENEA S.A. S.A. za rok 2003.
12. Taryfa energii elektrycznej ZEBYD S.A. na rok 2003-2004.
13. Wskaźniki ekonomiczne sektora , Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.
14. Główny Urząd Statystyczny, Roczniki Statystyczne za lata 1995-2003 r.

C. AKTY PRAWNE

1. Ministerstwo Gospodarki, rządowy program restrukturyzacji elektroenergetyki, Warszawa 2003 r.
2. Ministerstwo Gospodarki , Ocena realizacji i korekta polityki energetycznej Polski do 2020 roku, Warszawa 2002 r.
3. Rozporządzenie MG w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną
Dziennik Ustaw, nr 153, poz. 1002.
4. Ustawa Prawo Energetyczne, Dziennik Ustaw nr 54 wraz z późniejszymi zmianami, Warszawa 1997.
5. Założenia polityki energetycznej państwa do 2020, dokument przyjęty przez Radę Ministrów 22-02-2002.

SPIS TABEL I RYSUNKÓW

A. TABELLE

1. Systematyka regulacji energetyki.....	13
2. Struktura składników grup taryfowych ENEA S.A.	31
3. Liczba uprawnionych odbiorców w Polsce w 2004 roku.....	36
4. Realizacja zasady TPA w krajach Unii Europejskiej.....	38
5. Struktura tworzenia PKB.....	62
6. Bezrobocie w 2003 roku.....	65
7. Etapy zwiększania konkurencji.....	76
8. Udział rynkowy grup po konsolidacji.....	90
9. Konsolidacja w liczbach.....	97
10. Konsolidacja w liczbach.....	98
11. Zmienne charakterystyczne dla zakładów energetycznych.....	105
12. Spółki dystrybucyjne w powstających grupach energetycznych	107
13. Wskaźniki rentowności w latach 1999-2003.....	110
14. Wskaźniki płynności w latach 1999-2003.....	112
15. Wskaźniki zadłużenia w latach 1999-2003.....	114
16. Wskaźniki rentowności ENEA S.A. i branży w 2002 roku.....	116
17. Wskaźniki płynności ENEA S.A. i branży w 2002 roku.....	117
18. Partnerzy ENEA S.A. w konsolidacji.....	122
19. Węzłowe wskaźniki ekonomiczne w latach 2001-2003.....	137
20. Wskaźniki zadłużenia ENEA S.A. w latach 2001-2003.....	139
21. Wskaźniki zatrudnienia i uzbrojenia pracy w latach 2001- 2003.....	141
22. Bilans ENEA S.A. za rok 2003.....	142

B. RYSUNKI

1. Kształt sektora elektroenergetycznego na rynku energii	16
2. Udział poszczególnych podsektorów w majątku elektroenergetyki.....	17

3. Struktura kosztów Oddziału Bydgoszcz ENEA S.A.	32
4. Udział kontraktów w sprzedaży energii elektrycznej.....	43
5. Roczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do 2005 roku.....	52
6. Zapotrzebowanie na energię elektryczną do 2015 roku.....	55
7. Tempo wzrostu PKB w latach 1993-2003.....	56
8. Struktura zmiany nośników energii elektrycznej w latach 1990-2000.....	58
9. Elektrochłonność gospodarki w relacji do PKB.....	61
10. Stopa bezrobocia w Polsce w latach 1990-2003.....	66
11. Procentowy udział obciążeń fiskalnych w cenie energii elektrycznej w 2003 roku.....	67
12. Dochody budżetu państwa w latach 2001-2003.....	68
13. Struktura właścicielska polskiego sektora energii elektrycznej w 2003 roku.....	75
14. Największe prywatyzacje polskich przedsiębiorstw.....	77
15. Harmonogram prywatyzacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych.....	87
16. Zakłady energetyczne na terytorium RP	89
17. Grupy dystrybutorów energii –projekt MSP.....	96
18. Przychody i koszty spółek dystrybucyjnych w latach 2001-2003	
19. Koszty spółek dystrybucyjnych w układzie rodzajowym.....	103
20. Wskaźniki rentowności w latach 1999-2003.....	103
21. Wskaźniki płynności w latach 1999-2003.....	110
22. Wskaźniki zadłużenia w latach 1999-2003.....	113
23. Wskaźniki rentowności spółek tworzących ENEA S.A. i branży w 2002 roku.....	115
24. Schemat organizacyjny Oddziału Bydgoszcz ENEA S.A.....	116
25. Schemat organizacyjny Rejonu Energetycznego Oddziału.....	126

Bydgoszcz ENEA S.A.	127
26. Model procesorów biznesowych normy ISO 9001:2000.....	133
27. Wskaźniki zyskowności i płynności finansowej ENEA S.A. w latach 2001-2003.....	138
28. Wskaźniki zadłużenia ENEA S.A. w latach 2001-2003.....	140