

UNIWERSYTET EKONOMICZNY  
W POZNANIU

KATEDRA POLITYKI GOSPODARCZEJ I  
SAMORZĄDOWEJ

DARIUSZ GULCZYŃSKI

**POLITYKA LIBERALIZACJI RYNKU  
ELEKTROENERGETYCZNEGO W POLSCE  
W LATACH 1989 - 2006**

ROZPRAWA DOKTORSKA  
NAPISANA POD KIERUNKIEM  
PROF. DR HAB. JERZEGO TARAJKOWSKIEGO

POZNAŃ 2009



## SPIS TREŚCI

WSTĘP.....	6
------------	---

### ROZDZIAŁ I

#### **Elektroenergetyka - charakterystyka podstawowa podsektora.**

1. Rynek energii –pojęcia podstawowe .....	19
2. Podstawowe wskaźniki stosowane w pomiarze sektora elektroenergetycznego.....	23
2.1. Metoda agregacji oparta na efekcie jednostkowego zużycia.....	25
2.2. Metoda wskaźnika ważonego.....	26
3. Charakterystyka sektora energetycznego .....	32
4. Charakterystyka elektroenergetyki w Polsce - cechy podstawowe.....	36
5. Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa.....	41
6. Regulacja energetyki.....	50
7. Rynek energii elektrycznej w Polsce.....	56

### ROZDZIAŁ II

#### **Charakterystyka podstaw monopolu naturalnego i jego regulacji.**

1. Wprowadzenie.....	59
2. Uwagi o kategorii monopolu w kontekście rozważań teoretycznych.....	61
3. Rodzaje dyskryminacji monopolistycznej i bariery utrudniające wejście na rynek..	65
4. Przypadek monopolu naturalnego w energetyce.....	69
5. Regulacja monopolu.....	76
6. Cel regulacji monopolu w energetyce.....	88
7. Potrzeba i skuteczność regulacji w energetyce.....	91
8. Wnioski.....	95

### ROZDZIAŁ III

#### **Restrukturyzacja elektroenergetyki na rynku europejskim.**

1. Restrukturyzacja rynków energii elektrycznej w Europie – charakterystyka procesu.....	99
2. Brytyjski model liberalizacji rynku energii elektrycznej.....	107

3. Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Skandynawii .....	117
3.1. Rynek elektroenergii w Norwegii.....	118
3.2. Rynek energii elektrycznej w Danii.....	121
3.3. Liberalizacja rynku elektroenergii Szwecji.....	124
3.4. Liberalizacja w Finlandii.....	128
4. Liberalizacja rynku elektroenergii w Niemczech.....	134
5. Restrukturyzacja rynku energii elektrycznej w Hiszpanii.....	142
6. Francuski model regulacji rynku elektroenergii.....	149
7. Porównanie systemów regulacji elektroenergetyki wymienionych krajach – wnioski.....	153

## **ROZDZIAŁ IV**

### **Wybrane aspekty otwierania się rynku energii elektrycznej w Polsce w świetle procesu wprowadzania kolejnych regulacji prawnych do roku 2007**

1. Rys historyczny rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.....	157
2. Początki konkurencyjnego rynku energii elektrycznej - reforma elektroenergetyki w Polsce.....	163
3. Bezpieczeństwo energetyczne w regulacjach prawnych i polityce energetycznej..	167
4. Horyzont czasowy bezpieczeństwa energetycznego.. ..	171
5. Wkład regulatora w budowę rynku energii elektrycznej.....	174
6. Zasada TPA jako droga do rynku konkurencyjnego.....	176
7. Efektywność wdrażania TPA.....	179
8. Kontrakty Długoterminowe (KDT) jako bariera rozwoju rynku elektroenergetycznego.....	182
9. Uwagi do rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.....	185

## **ROZDZIAŁ V**

### **Polityka liberalizacji elektroenergetyki w Polsce**

1. Charakterystyka potencjału krajowego rynku elektroenergetycznego.....	190
2. Zużycie energii w Polsce.....	193
3. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną.....	208
3.1. Prognoza demograficzna.....	209
3.2. Wzrost Produktu Krajowego Brutto.....	210

3.3. Zapotrzebowanie na energię pierwotną.....	211
3.4. Doktryna polityki energetycznej kraju.....	216
3.4.1. Wariant Traktatowy.....	216
3.4.2. Wariant Podstawowy Węglowy.....	216
3.4.3. Wariant Podstawowy Gazowy.....	216
3.4.4. Wariant Efektywnościowy.....	217
3.5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną.....	219
4. Struktura rynku producentów i dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce.....	223
5. Charakterystyka polskiego modelu gospodarki elektroenergetycznej.....	230
<b>ZAKOŃCZENIE.....</b>	<b>242</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>251</b>
<b>SPIS MAP.....</b>	<b>264</b>
<b>SPIS RYSUNKÓW.....</b>	<b>265</b>
<b>SPIS TABEL.....</b>	<b>266</b>
<b>SPIS WYKRESÓW.....</b>	<b>268</b>

## Wstęp

Rynek energii elektrycznej w Polsce znajduje się obecnie w przejściowej fazie tworzenia. Wśród wyzwań, jakie stają przed przekształcającą się gospodarką polską znajdują się wymogi zmodyfikowania podaży i popytu sektora elektroenergetycznego.

Zgodnie z ustaleniami Komisji Europejskiej i Rady, zawartymi w Dyrektywach o wspólnym rynku energii elektrycznej oraz o wspólnym rynku gazu, wszystkie kraje Wspólnoty z dniem 1 lipca 2007 roku miały obowiązek przyznania prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej lub gazu każdemu odbiorcy. Dzięki temu, na wzór i podobieństwo innych sektorów gospodarki, również w sektorze energii elektrycznej w coraz szerszym zakresie muszą pojawiać się mechanizmy rynkowe, a powstanie konkurencji powinno prowadzić, do względnego obniżenia ceny energii elektrycznej bez obniżania jej jakości. Proces tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce trwa już ponad 10 lat. Można wyróżnić w nim okresy przyspieszenia i regresu. Jego wolny przebieg spowodowany jest tym, że rynek energii elektrycznej nie spełnia warunków pozwalających na zakwalifikowanie go jako rynku w pełni konkurencyjnego. Trwale niekonkurencyjny charakter rynku energii elektrycznej spowodowany jest między innymi sieciowym sposobem dostarczania energii, brakiem możliwości jej magazynowania, a także brakiem dostępu do informacji, który jest efektem monopolistycznej pozycji dostawców energii oraz powszechnym brakiem wiedzy na temat procesu produkcji i transportu energii elektrycznej. Cechą charakterystyczną monopolu naturalnych jest ich *nieefektywność alokacyjna* (społeczna), gdyż monopol nie doprowadza do zrównania kosztu krańcowego produkcji (sprzedaży usług) z użytecznością krańcową tej produkcji dla konsumenta (odbiorcy)<sup>1</sup>. W efekcie ceny monopolowe są wyższe od tych, które ustalane byłyby przez przedsiębiorstwa działające na rynku konkurencyjnym. Inną istotną cechą monopolu jest *nieefektywność wewnętrzną* (produkcyjną), która sprowadza się do braku dbałości o minimalizację jednostkowych kosztów produktu, a polega m.in. na utrzymywaniu nadmiernych

---

<sup>1</sup> Kątownski T., Podstawowy wykład z mikroekonomii, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005, s. 86 i nast.; por. Kamińska T., Społeczne koszty monopolu w warunkach polskich, Wybrane problemy współczesnej gospodarki rynkowej, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2002.

możliwości produkcyjnych, przy nieracjonalnych inwestycjach<sup>2</sup>. Z drugiej strony centralne sterowanie elektroenergetyką oraz ustalanie cen energii przez Państwo pociągają za sobą brak efektywności finansowej sektora. Konsekwencją tego jest ekonomicznie nieuzasadniony wzrost cen energii oraz brak jasnych perspektyw rozwoju. Zmiana tej sytuacji możliwa jest tylko dzięki przejściu elektroenergetyki od funkcjonowania w warunkach monopolu do rozwiniętego rynku energii elektrycznej.

Obecna sytuacja energetyczna świata wymaga działań dostosowujących regulacje prawne, ponieważ długofalowe prognozy nie dają jednoznacznych odpowiedzi na pytania związane ze zbliżającymi się trudnościami w pozyskiwaniu nowych źródeł energii. Surowce energetyczne, a w szczególności groźba niedoboru podaży surowców, może być wykorzystana jako instrument oddziaływania w stosunkach międzynarodowych. Awarie w USA i Europie oraz odcięcie rosyjskiego gazu dla Ukrainy, zwracają uwagę specjalistów na ich związek z procesem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Konkurencyjny rynek energii elektrycznej jest wyzwaniem dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii zarówno w krótkim jak i długim okresie. Jednym z warunków spełnienia tego wymogu jest zabezpieczenie odpowiedniego poziomu i struktury inwestycji energetycznych. Z natury rzeczy podlegają one długotrwałym procedurom administracyjnym i są kapitałochłonne. Oznacza to, że rynek energii elektrycznej nie może reagować na sygnały, które się na nim pojawiają, ponieważ ma to miejsce z reguły zbyt późno. Inwestycje i prowadzenie właściwej polityki energetycznej to warunki konieczne, gwarantujące bezpieczeństwo dostaw, racjonalność kosztów pozyskania energii oraz spełnienie wymogów ekologicznych.

W momencie rozpoczęcia procesu transformacji na początku lat dziewięćdziesiątych problemem, który pojawił się w energetyce był system wyznaczania cen energii elektrycznej. Ceny ustalone przez Ministra Finansów były wielokrotnie niższe od cen w krajach Europy Zachodniej. Oderwanie cen od kosztów obniżyło efektywność ekonomiczną elektroenergetyki i doprowadziło do występowania na szeroką skalę subsydiowania skrośnego<sup>3</sup>. Ze względu na realizowanie przez rząd celów polityczno-socjalnych, ceny energii elektrycznej wytwarzanej dla przemysłu były około trzykrotnie wyższe niż ceny energii dla ludności. Tania energia kosztem

---

<sup>2</sup> Ibidem

<sup>3</sup> Pokrywanie kosztów dotyczących jednego rodzaju prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności gospodarczej lub jednej z grup taryfowych odbiorców usług, przychodami pochodzącymi z innego rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej lub od innej taryfowej grupy odbiorców.

przemysłu i nadmierne zatrudnienie w przemyśle energetycznym, w porównaniu z krajami Europy Zachodniej (czterokrotnie wyższe niż standardy narzucone przez pozostałe kraje europejskie) doprowadziły do prób zdecentralizowania elektroenergetyki.

Rozpoczęte w Polsce po roku 1989 reformy spotkały się z niedostosowaniem obowiązujących regulacji prawnych do zmian, które nastąpiły w gospodarce elektroenergetycznej. Kluczowym momentem dla rynku elektroenergetycznego w Polsce był rok 1996. W dniu 19 grudnia 1996 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej uchwaliły Dyrektywę Nr 96/92/EC, dotyczącą jednolitych reguł unijnego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa nawiązuje do Traktatu powołującego Unię Europejską, oraz Dyrektyw Nr 90/377/EEC i 90/547/EEC, a także do Decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Nr 1254/96/EC. Dzięki Dyrektywie 96/92/EC Unia zobowiązała państwa członkowskie do transpozycji prawa, czyli wprowadzenia swoich własnych regulacji prawnych. Z liberalizacją wiąże szanse dla odbiorców energii. Swoboda wyboru konsumenta prowadzi do jego swoistego uhonorowania. Rynek konkurencyjny przeznaczony jest dla odbiorcy, który ma być beneficjentem zmian zyskując lepszą jakość w lepszej cenie. Również energetyka skorzysta z liberalizacji zwiększając efektywność i poprawiając konkurencyjność. W chwili obecnej w zwiększonym tempie i zakresie rozpoczęła się konkurencja w ujęciu systemowym na obszarze niemal całej Unii Europejskiej.

Liberalizacja niesie za sobą również pewne zagrożenia. Konkurencja rynkowa może prowadzić do bankructwa i wystąpienia niepożądanych zdarzeń gospodarczych w krótkim okresie. Cykl inwestycyjny w energetyce jest cyklem wieloletnim z punktu widzenia ponoszonych nakładów i czasu ich zwrotu. Oznacza to, że potrzebne są dodatkowe narzędzia koordynacji i rozwoju energetyki tak, by pogodzić racje rynkowe z długookresowym horyzontem funkcjonowania i planowania rozwoju energetyki. Potencjalne zagrożenia związane z liberalizacją rynku energii mogą skutkować dla odbiorców zakłóceniami w dostawach energii elektrycznej. Bezpieczeństwo energetyczne nie może być postrzegane wyłącznie w kategoriach jednego kraju, ale jest ono sprawą ogólnoeuropejską. Zagrożeniom może zapobiec dobre prawo, długookresowa polityka energetyczna, w tym właścicielska oraz sprawne instytucje regulacyjne - zarówno rynkowe jak i administracyjne.



Przedmiotem rozprawy są właśnie uwarunkowania rozwoju rynku energii elektrycznej. Autor przyjął założenie, że *pomimo dominacji czynników rynkowych, występowanie systemu regulacji zrównoważonego z mechanizmem rynkowym na rynku energii elektrycznej jest warunkiem zapewnienia gospodarce bezpieczeństwa dostaw energii wymaganego rodzaju i jakości, akceptowalnych cen nośników energii oraz ograniczeniem negatywnego wpływu energetyki na środowisko*. Postawiona teza została podporządkowana identyfikacji i ocenie procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce.

Zasadniczym celem przedstawionej rozprawy jest weryfikacja przedstawionych hipotez badawczych oraz prezentacja, analiza i ocena czynników rynkowych (czynników polityki gospodarczej) oraz roli państwa w kształtowaniu rynku energii elektrycznej. Jako cel szczegółowy autor przyjął przedstawienia modelu rynku energii elektrycznej, który zawierając logikę funkcjonowania regulowanej gospodarki rynkowej uwzględniałby potrzeby społeczno-ekonomiczne wynikające ze specyfiki transformacji gospodarki oraz kwestie bezpieczeństwa energetycznego kraju, efektywności energetycznej i ekologicznego wykorzystania zasobów. W pracy autor korzysta z dorobku teorii monopolu naturalnego i wiedzy na temat rozwoju rynków energetycznych oraz doświadczeń praktyki w zakresie funkcjonowania gospodarki rynkowej, a w szczególności gospodarki narodowej. Autor podejmuje próbę kompleksowej analizy polityki energetycznej Polski w okresie 1989-2007 i próbę oceny procesu dostosowawczego w sektorze energetycznym w kontekście przystąpienia do Unii Europejskiej oraz określenie racjonalnej procedury etapowej przekształceń dotychczasowego systemu energetycznego w system sprawny ekonomicznie, oparty na mechanizmie rynkowym. Konieczne są zatem badania warunków całego systemu, ram czasowych, przestrzennych oraz służącego uzyskaniu jego sprawności ekonomicznej instrumentarium.

Z celu pracy wynikają następujące hipotezy badawcze:

1. Brak regulacji gospodarki elektroenergetycznej prowadzi między innymi do zagrożenia bezpieczeństwa dostaw.
2. Brak konkurencyjności krajowej energetyki prowadzi do zahamowania poprawy zdolności inwestycyjnych i konkurencyjności Polski na wspólnym europejskim rynku energii.
3. Rozwój mechanizmów rynkowych prowadzi do:

- a. stworzenia odpowiedniej polityki regulacyjnej,
- b. zwiększenia swobody działania firm energetycznych,
- c. rozwiązania problemu KDT<sup>4</sup>,
- d. pobudzenia na zasadach rynkowych rozwoju inwestycji,
- e. promocji nowych, ekonomicznie efektywnych technologii wytwarzania w oparciu o paliwa krajowe;
- f. rozszerzenia obszarów konkurencyjnych,
- g. wzrostu popytu i wzrostu cen energii elektrycznej.

W pracy podjęto próbę odpowiedzi na następujące pytania badawcze:

1. Jaki wpływ ma polityka gospodarcza na liberalizację rynku energii elektrycznej?
2. Jakie zmiany struktur organizacyjnych widoczne są w branży elektroenergetycznej?
3. Jakie konsekwencje może mieć liberalizacja rynku elektroenergetycznego?
4. Jakie są implikacje przekazania sektora elektroenergetycznego w „ręce rynku”?
5. Jakie są bariery wdrażania rynku konkurencyjnego?
6. Jakie warunki należy spełnić, aby doszło do uruchomienia i efektywnego działania konkurencyjnych i ekonomicznie regulowanych rynków energii? Czy wystarczy w tym względzie prosta deregulacja znosząca monopol przedsiębiorstw sieciowych?
7. Czy istnieje granica deregulacji rynku energetycznego?
8. Czy otwarcie polskiego rynku energii może spowodować dla krajowego sektora elektroenergetycznego zagrożenie ze strony konkurencji z zagranicy?
9. Co charakteryzuje europejskie systemy regulacyjne?
10. W jaki sposób realizowane są procesy dostosowawcze do zasad obowiązujących w UE?
11. Czy Polska realizuje zobowiązania wynikające z zawartych umów?

W pracy zwarte są oceny i postulaty pod adresem podmiotów odpowiedzialnych za kształtowanie polityki gospodarczej o walorach aplikacyjnych wynikających z wykorzystanych materiałów empirycznych. Zakres czasowy badania (1989-2007) wynika przede wszystkim ze specyfiki gospodarki polskiej oraz wprowadzanych reform na rynku elektroenergii.

---

<sup>4</sup> KDT – Kontrakty długoterminowe. Zagadnienie KDT-ów zostanie szerzej omówione w dalszej części pracy.

Rozprawa ma charakter teoretyczno-analityczny. W jej tworzeniu posłużono się metodą opisową. Do analizy stanu liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce i na świecie oraz oceny skuteczności wdrażania reform, autor wykorzystał wiele materiałów źródłowych oraz opinie ekspertów.

Materiały źródłowe obejmują zarówno pierwotne, jak i wtórne źródła informacji z zakresu energetyki i prawa energetycznego. Z wtórnych źródeł wymienić należy przede wszystkim:

1. Raporty i opracowania przygotowane na zlecenie organizacji rządowych i pozarządowych (np. Urząd regulacji Energetyki czy Agencja Rozwoju Rynku);
2. Raporty i opracowania wewnętrzne przygotowane przez instytucje branżowe na zlecenie World Energy Council i ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie);
3. Opracowania dostępne w literaturze polskiej i zagranicznej, w prasie i czasopismach branżowych, w publikacjach rządowych, publikacjach oraz materiałach konferencyjnych i legislacyjnych.

Autor korzystał również z literatury obcojęzycznej, co było związane z niedoborem rodzimych publikacji z tego zakresu. Przede wszystkim wykorzystana została literatura anglo- i w mniejszym zakresie niemieckojęzyczna. Podczas analizy zebranych materiałów źródłowych autor posłużył się metodą indukcji. Polegała ona na początkowym przyjęciu hipotez, które następnie zostały poddane weryfikacji. W pracy wykorzystano również metodę wnioskowania logicznego.

Praca składa się ze wstępu, pięciu rozdziałów i zakończenia. Praca obejmuje również spis wykorzystanej literatury i zaprezentowanych tabel.

W pracy zwarte są oceny i postulaty pod adresem osób odpowiedzialnych za kształtowanie polityki gospodarczej o walorach aplikacyjnych wynikających z wykorzystanych materiałów empirycznych. Krótki szereg czasowy (1989-2006) wynika przede wszystkim ze specyfiki gospodarki polskiej, której nie można było nazwać w pełni gospodarką rynkową, a podejmowane decyzje były często polityczne, a nie ekonomiczne. Cel rozprawy, przyjęta metoda badawcza oraz zakres pracy determinują jej układ.

Rozdział pierwszy zawiera objaśnienia definicyjne i kontekstowe takich pojęć jak np.: energia, energetyka, energia pierwotna, energia wtórna, nieodnawialne źródła energii, odnawialne źródła energii, zasoby, rezerwy, energia bezpośrednia, energia

finalna, energia użyteczna, sieci energetyczne, sprawność przemian energetycznych, energochłonność gospodarki, produktywność energii, efektywność energetyczna, energia elektryczna, przesył energii, dystrybucja energii, operator systemu przesyłowego, elektroenergetyka itd. Rozważania rozpoczynają się od wyjaśnienia w rozdziale pierwszym istoty energetyki, jej podstawowych koncepcji i założeń oraz opisu miejsca i znaczenia elektroenergetyki na tle gospodarki energetycznej. Autor prezentuje definicje na podstawie przeglądu literatury, przedstawiając je w ujęciu systemowym, przez związki funkcjonalne i przyczynowe. Omawiana w rozdziale charakterystyka jest wykorzystywana do oceny rozwoju ekonomicznego poszczególnych gospodarek, a jej ujęcie systemowe jest przydatne przy formułowaniu założeń polityki energetycznej państwa. W rozdziale autor opisuje podstawowe wskaźniki oceny rynku elektroenergetycznego (PKB, wskaźnik zużycia energii elektrycznej brutto, wskaźnik energochłonności, wskaźniki efektywności energetycznej i ich zastosowanie w praktyce).

W pracy przyjęto powszechnie akceptowany paradygmat o fundamentalnym, pierwotnym znaczeniu energetyki i jej wpływie na podstawowe, makroekonomiczne wskaźniki w polityce gospodarczej. Znajduje to miejsce w tych częściach pracy, gdzie badane są współzależności między wybraną grupą wielkości – symptomów decydujących o poziomie i szybkości rozwoju makroukładu. Chodzi o porównanie wyników analizy korelacyjnej krajowych systemów elektroenergetycznych Polski i ośmiu wysokorozwiniętych krajów Unii Europejskiej: Wielkiej Brytanii, Norwegii, Szwecji, Danii, Finlandii, Niemiec, Hiszpanii i Francji. Wybór krajów jest nieprzypadkowy. Na przykład Wielka Brytania jest krajem, w którym zaczęła się liberalizacja rynku energii w Europie. Skandynawia określana jako rynek nordycki, jest przykładem jednolitego rynku energii, Hiszpania jest wzorem odrębności rynku energii, a Francja to przypadek rynku zdominowanego przez giganta EdF.

W rozdziale pierwszym autor zamieszcza informacje na temat PKB i energochłonności polskiej gospodarki oraz opis funkcjonowania rynku energii elektrycznej w ujęciu teoretycznym. Jest on uzupełniony opisem procesu podziału hurtowego i detalicznego handlu energią elektryczną. W dalszej części autor przedstawia strukturę przedmiotową rynku energii elektrycznej w Polsce.

W rozdziale drugim autor, wychodząc od teorii konkurencji niedoskonałej R. Chamberlaina i J. Robinson, zwraca uwagę, że na współczesnym rynku energetycznym

nie sprawdza się model konkurencji doskonałej, ale też monopol naturalny w rozwiniętej technologicznie gospodarce nie ma racji bytu, czego dowodzi obserwacja praktyki. Nieodzowna zatem staje się interwencja państwa. W rozdziale opisane są uwarunkowania powstawania monopolu naturalnych. Akcentowane są też skutki funkcjonowania monopolu naturalnych w gospodarce. Sytuacja ekonomiczna, bezpieczeństwo narodowe i społeczny charakter elektroenergetyki wymusza otwarcie monopolu na konkurencję. Wysoki stopień zintegrowania przedsiębiorstw energetycznych blokuje wewnętrzne odrębności prawne lub ekonomiczne. Brak możliwości wprowadzenia pełnej gospodarki rynkowej do elektroenergetyki jest przyczyną do rozpoczęcia procesów regulacyjnych.

Rozdział czwarty ukazuje wyzwania, jakie stają przed gospodarką polską gwałtownie przekształcającą swoją strukturę. Są to między innymi wymogi zmodyfikowania podaży i popytu sektora elektroenergetycznego. Autor opisuje znaczenie energii pierwotnej w energetyce oraz zamieszcza porównanie jej zużycia z innymi krajami Europy. W kontekście wykorzystania energii pierwotnej istotne jest kontynuowanie reformy górnictwa węgla kamiennego w celu zmniejszenia udziału kosztu paliwa w całkowitym koszcie wytworzenia energii elektrycznej. Dotyczy to także obniżenia wysokich kosztów transportu węgla. Zatem pożyteczne jest w przypadku Polski rozpatrywanie wariantu kompleksów paliwowo-energetycznych (kopalnia + elektrownia). Autor zwraca uwagę na istotę strony popytowej (odbiorcy końcowi), dla której ważna jest racjonalizacja zużycia energii elektrycznej, ograniczająca coraz bardziej rosnące zapotrzebowanie. Jest to jednak obszerne zagadnienie wymagające systematycznych badań długookresowych, stanowiące odrębne wyzwanie na polskim rynku energetycznym. W dalszej części rozdział określa zapotrzebowanie na energię poprzez wielkość jej zużycia i prezentuje strukturę producentów energii elektrycznej w Polsce. Podsumowaniem rozdziału są uwagi dla dalszego rozwoju rynku elektroenergetycznego w Polsce.

Rozdział piąty poświęcony jest aspektom prawnym związanym z utrzymaniem bezpieczeństwa dostaw, racjonalności kosztów pozyskania energii oraz spełnienia wymogów ekologicznych. Autor prowadzi analizę rynku dokonując przeglądu stanu regulacji prawnych.

W podsumowaniu autor próbuje odpowiedzieć na pytanie, czy lepszym rozwiązaniem jest system otwarty czy zamknięty. Autor rozstrzyga kwestie wyboru określonego systemu.

Refleksja nad sukcesami i porażkami w ciągu pierwszych lat wdrażania idei urynkowania polskich monopolii energetycznych.

Podsumowanie prezentuje wady i bariery oraz mocne i słabe strony form regulacji i liberalizacji rynku elektroenergii. Autor dokonuje oceny możliwości pełnej liberalizacji rynku.

\*\*\*

Wśród wyzwań, jakie stają przed gospodarką polską gwałtownie przekształcającą swoją strukturę, znajdują się wymogi zmodyfikowania podaży i popytu sektora elektroenergetycznego.

Proces tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce trwa już ponad 10 lat. Można wyróżnić w nim okresy przyspieszenia i regresu, w których występuje wzajemne przeplatanie się czynników przyspieszających i zwalniających. Fazy wolnego przebiegu wywołane są przez ciągłe niespełnianie warunków wolnych sił rynkowych. Oczywiście kwalifikuje to rynek energii elektrycznej jako nie w pełni konkurencyjny. Jego podstawowe cechy sprowadzają się do następujących:

- a. ograniczona mobilność popytu wobec podaży;
- b. ograniczona mobilność podaży wobec popytu;
- c. nierówny i niesymetryczny dostęp wszystkich uczestników rynku do informacji rynkowej.

W pierwszym i drugim przypadku przyczyną ograniczeń jest sieciowy sposób dostarczania energii, spowodowany brakiem możliwości jej magazynowania (wzajemna mobilność w związku z tym jest niemożliwa). Brak zewnętrznego dostępu uczestników rynku do informacji jest skutkiem monopolistycznej pozycji dostawców energii oraz powszechnym brakiem wiedzy na temat procesu produkcji i transportu energii elektrycznej. Wymienione przyczyny sugerują trwale niekonkurencyjny charakter rynku energii elektrycznej. Z takim przekonaniem energetyka rozwijała się przez ponad 100 lat. Wiadomo jednak, że nakłady ponoszone na infrastrukturę energetyczną, zwane często „kosztami utopionymi”<sup>5</sup>, decydują o tempie i stopniu otwarcia rynku energii elektrycznej.

---

<sup>5</sup> Przeciętny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych w energetyce szacuje się na ponad 30 lat. Ponadto w praktyce nie ma możliwości zbycia wytworzonych aktywów, a zmiana ich lokalizacji jest niemożliwa. Koszt wytworzenia jest tak wysoki, że nie ma sensu, z ekonomicznego punktu widzenia, dublowanie inwestycji.

Zmiany na polskim rynku energii elektrycznej muszą mieć na celu stworzenie silnych ekonomicznie przedsiębiorstw, które mogłyby zapewnić zrównoważony rozwój energetyczny. Celem zmian, które powinny być dokonane przed otwarciem się rynku powinno być bezpieczeństwo energetyczne kraju dzięki inwestycjom powiększającym możliwości wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne oraz związana z tym niezawodność dostaw. Zmiany rynku powinny przyczynić się do minimalizacji kosztów i konsolidacji sektora energetycznego. Minimalizacja kosztów jako cel polityki energetycznej niesie za sobą zwiększenie efektywności firm energetycznych, które powinno być stymulowane przez odpowiednią politykę regulacyjną. Konsolidacja spowoduje wykorzystanie efektów skali i synergii na tymże rynku co doprowadzi do obniżenia kosztów produkcji energii. Wynikiem tych działań będzie wzrost konkurencyjności polskich firm na otwierającym się rynku energii elektrycznej i aktywny udział naszego sektora energetycznego w rozwoju międzynarodowego handlu energią elektryczną. W efekcie odbiorca końcowy otrzyma produkt dobrej jakości w korzystnej cenie. Zwiększenie konkurencji powinno odbywać się poprzez podjęcie działań w kierunku dekoncentracji, czyli jeszcze większego rozdzielenia działalności wytwórczej, przesyłowej i handlowej w celu uniknięcia możliwości subsydiowania skrośnego.

Należy doprowadzić do udrożnienia przepływu energii (handlu ) ponad granicami tak, żeby mogła zaistnieć presja konkurencyjna na rynku europejskim. Skutkiem tego działania będzie obniżenie cen energii dla odbiorców indywidualnych oraz hurtowych ze względu na konkurencję i bardziej transparentne tworzenie cen.

W kontekście wykorzystania energii pierwotnej istotne jest kontynuowanie reformy górnictwa węgla kamiennego w celu zmniejszania udziału kosztu paliwa w całkowitym koszcie wytworzenia energii elektrycznej. Dotyczy to także obniżenia wysokich kosztów transportu węgla. Zatem pożyteczne jest w przypadku Polski rozpatrywanie wariantu kompleksów paliwowo-energetycznych (kopalnia + elektrownia). Taki przykład konsolidacji pionowej – wertykalnej, firm energetycznych powinien odbywać się na kilku poziomach: począwszy od zabezpieczenia surowca do produkcji energii, aż po firmy dostarczające energię odbiorcy. Ważna jest również konsolidacja horyzontalna (również poza granicami kraju), która zabezpiecza dywersyfikację źródeł energii (węgiel, gaz, ropa). Forma ekspansji terytorialnej jest z jednej strony próbą zmonopolizowania rynku, natomiast z drugiej strony ma zwiększyć

bezpieczeństwo energetyczne kraju przy pomocy obcych firm<sup>6</sup>. Przewiduje się, że konsolidacja w Europie będzie postępowała w obu kierunkach – pionowym i poziomym, a firmy będą starały się umacniać swoją pozycję na rynku. Sprzyja temu wprowadzenie przez Unię Europejską strategii „3 x 20%” (Strategic Energy Technology Plan – strategia innowacji w energetyce)<sup>7</sup>, która wymaga olbrzymich nakładów finansowych. W Europie inwestycje te mogą być sfinansowane dzięki konsolidacji. W Polsce jest to jeden z podstawowych problemów sektora. Rola Urzędu Regulacji Energetyki powinna się zatem sprowadzać się do sprawowania roli reżysera rynku elektroenergii i strażnika dbającego o interesy klientów końcowych i kreowania wolnego, wspólnego rynku.

Pomimo, że konsolidacja w Polsce prowadzona jest we właściwym kierunku, a jednym z celów tworzenia Polskiej Grupy Energetycznej ma być zapewnienie zdolności finansowania inwestycji, to w praktyce nie udało się zdobyć wystarczających środków na inwestycje. Można użyć nawet sformułowania, że w najbliższym czasie grozi nam zawał energetyczny.

Dla przykładu w skali Europy planowane są w najbliższych 15 latach inwestycje na poziomie 1 biliona 800 miliardów Euro w energetyce, z czego 1 bilion 400 miliardów Euro zostanie skierowany do sektora elektroenergii (65% tych inwestycji ma być przeznaczonych na wytwarzanie).

Analizując te dane z wielkościami inwestycji realizowanych w Polsce oraz rosnącym popytem na energię elektryczną, a także popytem na stal płynącym z rynków wschodnich (Indie, Chiny), można określić przybliżony czas realizacji inwestycji

---

<sup>6</sup> Próba przejęcia firmy ENDESA (Hiszpania) przez EON (Niemcy) w 2007 roku. W efekcie przejęcia dokonała włoska firma ENEL wraz z hiszpańską firmą ACCIONA ENERGIA. Wartość transakcji osiągnęła prawie 50 mld Euro. Innym przykładem może być utworzenie duetu francusko-belgijskiego GdF – SueF. Wartość tej transakcji wyniosła prawie 60 mld Euro. Trzecią największą transakcją ponad granicami było przejęcie Scottish Power przez hiszpańską Iberdrolę (działającą nota bene jako Iberdrola Energia Odnawialna). Wartość transakcji to 20 mld Euro.

<sup>7</sup> W styczniu 2007 r. Komisja Europejska przyjęła nową strategię energetyczną znaną pod akronimem: „**3 x 20% do 2020 r.**”. W horyzoncie do 2020r. Unia Europejska zamierza osiągnąć trzy główne cele:

- 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w stosunku do konsumpcji energii ogółem; Polska zaakceptowała 15% udział wykorzystania OZE, czyli udział ten powinien wzrosnąć ponad 3-krotnie w stosunku do 2008r.
- 20% redukcji CO<sub>2</sub> (w stosunku do roku bazowego 1998r.); ta część pakietu klimatycznego wzbudziła w Polsce największy i uzasadniony sprzeciw. Ograniczone limity CO<sub>2</sub> nie uwzględniają osiągnięć polskiej gospodarki, która po 1990 r. znacznie zredukowała emisję CO<sub>2</sub> i w związku z tym osiągnięcie wyznaczonego pułapu, przyjmując rok 2008 za rok bazowy, będzie niemożliwe bez znacznych nakładów inwestycyjnych;
- 20% zmniejszenie energochłonności ( w stosunku do PKB).

Strategia jest konsekwencją realizacji ustaleń „Szczytu Ziemi” – protokołu z Kioto. Należy przy tym dodać, że najwięksi emitenci CO<sub>2</sub> (Chiny, Indie i USA) odmówiły ratyfikacji protokołu z Kioto.



nowych mocy na około 5-8 lat. Oznacza to, że po uwzględnieniu procedur administracyjnych planowanie nowych inwestycji musi odbywać się w Polsce w perspektywie 7-10 lat. W tym okresie grozi nam niedobór energii i uzależnienie od dostaw z zewnątrz.<sup>8</sup> Nowo powstałe firmy muszą przyjąć strategię wzrostu inwestycji w najbliższych latach. Jest to istotne choćby z tego względu, że w Polsce brakuje transgranicznych przejść i nie ma możliwości importu energii z zagranicy (istniejące przejścia pozwalają na import 5-10% mocy). W sytuacji kryzysu nie możemy oprzeć się na imporcie energii. Oznacza to, że rząd musi wspierać budowę transgranicznych mocy przesyłowych ze względu na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego kraju na stałym poziomie, a ponadto ze względu na stworzenie presji konkurencyjnych dla wytwórców.

Z punktu widzenia polityki właścicielskiej 4 podmioty - grupy działające na polskim rynku nie mogą ze sobą efektywnie konkurować, ponieważ są w rękach jednego właściciela. Dywersyfikacja właścicielska podniosłaby efektywność funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.

Nie można pominąć uwagi o stronie popytowej (odbiorcy końcowi), dla której ważna jest racjonalizacja zużycia energii elektrycznej, ograniczająca coraz bardziej rosnące zapotrzebowanie. Jest to jednak obszerne zagadnienie wymagające systematycznych badań długookresowych, stanowiące odrębne wyzwanie na polskim rynku energetycznym.

### **Wkład własny autora w pracy**

W analizie polityki liberalizacji rynku, za wyjściowe uwarunkowania przyjęto rozwiązania prawne dotyczące tego podsystemu. W zakresie badania podstaw funkcjonowania systemu elektroenergetyki, z punktu widzenia rozwiązań prawnych, przeprowadzona została analiza podstaw funkcjonowania systemu z ekspozycją cech negatywnych i pozytywnych. Przy okazji posługując się uporządkowanym systemem definicji podstawowych takich, jak SYSTEM, REGULACJA czy MONOPOL w energetyce można było poddać oglądowi także struktury organizacyjne tego systemu, dotychczasową organizację oraz przewidywaną w wyniku reformy. Sugestia autora w

---

<sup>8</sup> W Polsce największe moce energetyczne były zainstalowane w latach 70-tych (10 GW). W latach 80-tych zainstalowano już tylko 6 GW mocy. W latach 90-tych zainstalowana moc miała wartość 2,6 GW. W pierwszej dekadzie XXI wieku zaplanowano realizację trzech projektów: Bełchatów (ponad 800 MW mocy), PKE (ponad 450 MW), PAK II (464 MW).

tym zakresie sprowadza się do zaproponowania struktury zgodnej z PARKINSONOWSKIM wymogiem zachowania najprostszych rozwiązań organizacyjno-technologiczno-prawnych. Głównym narzędziem pomocnym w tym zakresie jest rachunek efektywności i wybór wariantu najlepszego. Rachunek efektywności został przeprowadzony przez badanie porównawcze. W tej dziedzinie mamy do czynienia z kilkoma podstawowymi miernikami dotyczącymi głównych zmiennych procesu wytwarzania i dystrybucji produktu – czyli energii elektrycznej. Chodzi tu o takie mierniki jak energochłonność produktu krajowego, ilość zatrudnionych na wytworzenie jednego kilowata, ilość MGW zaangażowanych w produkcję, wielkość strat w sieci (system jest wadliwy, gdyż sankcjonuje kradzież).

Z pracy wynikają także rezultaty studium porównawczego statusu ekonomicznego systemów elektroenergetycznych Polski i 7 wysoko rozwiniętych krajów europejskich. Potrzeba takich badań jak przeprowadzone w pracy jest widoczna szczególnie teraz w obliczu starań Polski o wprowadzenie Karty Energetycznej.

Jako standardowy już w pracach doktorskich wkład pracy autora można przyjąć przeprowadzenie przeglądu aktualnej literatury polskiej i obcej w ilości ponad 200 publikacji teoretycznych i empirycznych z tego zakresu. Daje to czytelnikowi pogłębiony wgląd w problem ujęty w tytule pracy.

# Rozdział I

## Elektroenergetyka – charakterystyka podstawowa podsektora

### 1. Rynek energii – pojęcia podstawowe.

Znaczenia energii w funkcjonowaniu społeczeństwa i rozwoju gospodarczym nie trzeba uzasadniać, ponieważ osiągnięty poziom rozwoju cywilizacji potwierdza jej ogromną rolę. W języku greckim **energia** oznacza działanie. W filozofii greckiej energia, to forma będąca przeciwieństwem materii. Energia jest czymś rzeczywistym, aktualnym, czynnym, w odróżnieniu od tego, co jest tylko możliwe, potencjalne, bierne. Pojęcie energii związane jest z procesami zachodzącymi w przyrodzie. Energia jest jednym z podstawowych terminów fizyki i zdefiniowana jest jako wyrażona w jednostkach pracy skalarna wielkość, charakteryzująca stan układu fizycznego, jego ruch i oddziaływanie zgodnie z zasadą zachowania energii<sup>9</sup>. Słownik Webstera określa ją jako moc użytkową (ciepło lub elektryczność)<sup>10</sup>. Ogólnie energię można zdefiniować jako zdolność do wykonywania pracy właściwej ciału lub procesowi. Wymienione stwierdzenia ukazują trudności w zdefiniowaniu pojęcia energia. Ponadto może ona występować w wielu postaciach.

Termin **energetyka** odnosi się do wyodrębnionej części gospodarki obejmującej całość powiązanych ze sobą procesów, związanych z pozyskaniem i wykorzystaniem nośników energii<sup>11</sup>. Ustawa Prawo Energetyczne<sup>12</sup> definiuje szczegółowo pojęcie energetyki odnosząc je do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, magazynowania, dystrybucji oraz użytkowania paliw lub energii. Energetykę można podzielić na części ze względu na funkcje poszczególnych rodzajów energii, albo z punktu widzenia jednorodności charakteru działalności energetycznej. Pierwszy podział ma charakter systemowy. Rozróżnia on kolejne postacie energii. Pierwszą z nich jest **energia**

---

<sup>9</sup> Encyklopedia popularna PWN, Warszawa, 1982, s.194

<sup>10</sup> Webster's Online Dictionary, <http://www.merriam-webster.com/dictionary/energy> (12.10.2006)

<sup>11</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, URE, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej, Warszawa 2003, s 3.

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

**pierwotna**, czyli energia w postaci nieodnawialnej (energia chemiczna paliw) i odnawialnej, czerpana bezpośrednio z przyrody, która nie była poddana technologicznemu procesowi przetwarzania<sup>13</sup>. Źródłem energii są nośniki energii pierwotnej: organiczne paliwa kopalne, paliwa jądrowe i tak zwane odnawialne źródła energii<sup>14</sup>. Część nośników energii można wykorzystać bezpośrednio, część natomiast podlega przetworzeniu drogą przemian energetycznych. W odróżnieniu od energii pierwotnej, **energia wtórna** pochodzi z surowców wyprodukowanych przy użyciu źródeł pierwotnych<sup>15</sup>.

Zgodnie z klasyfikacją stosowaną przez Światową Radę Energetyczną, ogólne zasoby energii dzieli się na źródła odnawialne i nieodnawialne<sup>16</sup>. J. Soliński, opierając się na tym źródle, podaje następujący podział źródeł energii:

**Nieodnawialne źródła energii**, stanowiące dotychczas podstawowe źródła zaopatrzenia świata w energię pierwotną, obejmują:

- węgiel kamienny i brunatny,
- ropę naftową łącznie z gazem ciekłym stowarzyszonym ze złożami ropy,
- łupki bitumiczne,
- naturalne bituminy,
- gaz ziemny,
- paliwo uranowe.

Do **odnawialnych źródeł energii** zalicza się:

- energię wodną,
- drewno,
- biomasę z wyłączeniem drewna,
- torf,
- energię słońca,

---

<sup>13</sup> Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku, Dokument rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 17.10.1995 r., Ministerstwo Przemysłu i Handlu (obecnie Ministerstwo Gospodarki)

<sup>14</sup> Termin Odnawialne Źródło Energii (OZE) został zdefiniowany w ustawie Prawo Energetyczne jako źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

<sup>15</sup> Przykładem może być ropa naftowa jako surowiec pierwotny i produkowane z niej paliwa (wtórne). Podobnie jest z drewnem opałowym i węglem drzewnym. Energia elektryczna może być wytwarzana w obu formach.

<sup>16</sup> Soliński J., Sektor energii – świat i Polska. Rozwój 1971-2000. Perspektywy do 2030r., Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa 2004, s.9

- energię geotermalną,
- energię fal morskich,
- energię ciepłą oceanów.

**Zasoby nieodnawialnych źródeł energii** są klasyfikowane jako:

- zasoby (resources),
- rezerwy udokumentowane nadające się do eksploatacji,
- rezerwy dodatkowe<sup>17</sup>.

**Zasoby**, to całkowita ilość danych surowców energetycznych w skorupie ziemskiej oceniana jako możliwa do pozyskania. Natomiast **rezerwy**, to część zasobów nadających się do eksploatacji w obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych. Należy jednak mieć na uwadze, że rozpoznanie geologiczne zasobów i rezerw kopalnych surowców energetycznych jest wciąż niepełne. Pozwala to przypuszczać, że po zwiększeniu głębokości poszukiwań mogą być odkryte nowe ich złoża. Poza tym wiele złóż surowców energetycznych znajduje się w trudno dostępnych częściach naszego globu, dotychczas nie zbadanych (na przykład na Antarktydzie). Stąd obecnie brak jest dostatecznych informacji o wielkości geologicznych zasobów energetycznych<sup>18</sup>.

Energia uzyskana z zasobów musi być dostarczona do odbiorcy finalnego. Proces przetwarzania i przesyłania energii powoduje straty, których przyczyną jest niedoskonałość procesów technicznych i technologicznych. Energia pierwotna pomniejszona o sumę tych strat nosi nazwę **energii bezpośredniej** albo **energii finalnej**<sup>19</sup>. Posiada ona większą użyteczność od energii pierwotnej, a jej parametry techniczne dopasowane są do potrzeb odbiorcy. Odbiorca zainteresowany jest **energiami użyteczną**, czyli taką, która nie podlega dalszym przemianom.

Energia finalna jest przesyłana do odbiorcy za pomocą **sieci energetycznych**, czyli instalacji połączonych i współpracujących ze sobą, służących do przesyłania lub dystrybucji energii, będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego<sup>20</sup>.

Kolejne dwa istotne terminy to dystrybucja i przesyłanie. Prawo Energetyczne definiuje pojęcie **dystrybucja** – po pierwsze jako rozdział i po drugie jako dostarczanie

---

<sup>17</sup> Ibidem.

<sup>18</sup> Ibidem.

<sup>19</sup> Zamiast terminu energia finalna stosuje się zamiennie zużycie bezpośrednie bądź też energia użyteczna – nie podlegająca dalszym przemianom (patrz: Dobroczyńska A., Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, URE, Warszawa 2003, s 3.).

<sup>20</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

odbiorcom paliw lub energii za pomocą sieci przesyłowej, natomiast termin **przesyłanie** zdefiniowany jest jako transport paliw lub energii za pomocą sieci. Brak jednakże wyraźnego rozgraniczenia pojęciowego między tymi procesami, co jest widoczne we wszystkich artykułach ustawy Prawo Energetyczne, regulujących sprawy zachowań przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową<sup>21</sup>. Analiza treści przepisów prowadzi do wniosku, że ustawodawca nie rozgranicza jednoznacznie procesów przesyłu i dystrybucji. Można nawet w krańcowym przypadku posunąć się do stwierdzenia, że traktuje je jako funkcjonalną jedność. W aktualnym systemie organizacji sektora energetycznego precyzyjne określenie zakresu tych pojęć ma duże znaczenie dla skutecznego wprowadzania dalszych reform w Polsce. Ważne jest choćby prawne rozróżnienie działalności w zakresie przesyłu i dystrybucji paliw i energii oraz wyodrębnienie ich z procesu obrotu paliwami i energią.

Szersze definicje formułują dyrektywy europejskie 96/92/EC oraz 98/30/EC. W dyrektywie elektroenergetycznej (96/92/EC) **przesyłanie** definiuje się jako „transport energii elektrycznej siecią bardzo wysokiego napięcia lub wysokiego napięcia, w celu jej dostawy *odbiorcom finalnym lub dystrybutorom*, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>22</sup>. **Dystrybucję** określa się jako „transport energii elektrycznej siecią wysokiego, średniego i niskiego napięcia w celu jej dostawy *odbiorcom hurtowym i finalnym*, z wyłączeniem obrotu”<sup>23</sup>.

W Dyrektywie gazowej **przesyłanie**, to „transport gazu naturalnego siecią wysokiego ciśnienia (z wyjątkiem rurociągów łączących źródła gazu lub ropy z przedsiębiorstwami je przetwarzającymi lub terminalami przeładunkowymi) mający na celu dostarczenie gazu do odbiorców, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>24</sup>.

**Dystrybucja**, to „transport gazu naturalnego sieciami regionalnymi lub lokalnymi, mający na celu jego dostarczenie odbiorcom, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>25</sup>.

Definicje zawarte w obu dyrektywach określają przesyłanie i dystrybucję jako transportowanie mediów energetycznych do odbiorców, czyli obejmują swym zakresem

---

<sup>21</sup> Terminologia ustawy odbiega od ukształtowanego przyjętego w prawie europejskim rozumienia tych procesów, rozróżnianych na podstawie zdolności transportowych sieci, w oparciu o które prowadzona jest działalność przesyłowa i dystrybucyjna.

<sup>22</sup> Dyrektywa nr 96/92/EC z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej

<sup>23</sup> Ibidem

<sup>24</sup> Dyrektywa nr 98/30/EC z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego

<sup>25</sup> Ibidem

jedynie procesy techniczne. Sformułowanie – „jednak z wyłączeniem obrotu”, użyte w obu przypadkach wyraźnie podkreśla, że ani przesył, ani dystrybucja nie obejmują obrotu<sup>26</sup>. Definicja **obrotu** akcentuje prowadzenie działalności gospodarczej prowadzonej w celach zarobkowych, w sposób zorganizowany i ciągły, polegająca na nabywaniu i sprzedawaniu paliw lub energii. Jest to działalność odrębna od działalności w zakresie procesów energetycznych.

**Handlem** określa się tu kupowanie towarów w celu ich sprzedaży. Działanie to nie prowadzi do większych zmian towarów będących przedmiotem transakcji<sup>27</sup>. W trakcie transakcji kupno-sprzedaż, dochodzi do przeniesienia własności towarów.

W obrocie uczestniczy wytwórca energii i odbiorca ostateczny. Nie prowadzą oni działalności handlowej, więc nie można ich zaliczać do handlu (jedynie do dystrybucji). Handel nie zawiera transportu, rozdziału czy dystrybucji. Nie można go utożsamiać z pojęciem Dystrybucja, chociaż tak się często zdarza. Handel dzieli się na hurtowy i detaliczny. Takiego podziału nie stosuje się do obrotu.

Przesył energii sieciami nie jest wolny od strat. Procentowy stosunek uzysku energii finalnej do wsadu energii pierwotnej nazywa się **sprawnością przemian energetycznych** i jest ważnym wskaźnikiem oceny sprawności systemu energetycznego.

## 2. Podstawowe wskaźniki stosowane w pomiarze sektora elektroenergetycznego.

**Sprawność przemiany energetycznej netto**, to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany, pomniejszonej o zużycie energii na wsad z produkcji własnej, oraz zużycie energii pochodzącej z danej przemiany, a zużytej na jej potrzeby energetyczne do energii zawartej we wsadzie i energii doprowadzonej z zewnątrz na potrzeby energetyczne przemiany<sup>28</sup>. Sprawność obliczana jest według wzoru:

---

<sup>26</sup> Obrót w nowych dyrektywach definiowany jest jako sprzedaż, w tym odsprzedaż energii i paliw odbiorcom.

<sup>27</sup> Por.: definicja handlu w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 18.03.1997 r. w sprawie PKWiU.

<sup>28</sup> Źródło: Główny Urząd Statystyczny, Warszawa;

[http://www.stat.gov.pl/gus/definicje\\_PLK\\_HTML.htm?id=POJ-840.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/definicje_PLK_HTML.htm?id=POJ-840.htm) (12.05.2007)

$$S_n = [(E - E_{pp}) \div (E_w + E_p - E_{pp})] \cdot 100(\%)$$

gdzie:

$S_n$  - sprawność przemiany energetycznej netto,

$E$  - energia uzyskana (wyprodukowana) w przemianie [GJ],

$E_w$  - energia zawarta we wszystkich nośnikach zużytych na wsad przemiany [GJ],

$E_p$  - całkowita energia nośników energii zużytych na potrzeby energetyczne przemiany [GJ],

$E_{pp}$  - energia zawarta w nośnikach energii wyprodukowanych w rozliczonej przemianie i zużytych na wsad i potrzeby energetyczne tej samej przemiany [GJ].

**Sprawność przemiany energetycznej brutto**, to stosunek całkowitej energii uzyskanej z przemiany (produkcja brutto) do energii zawartej we wsadzie i energii zużytej na potrzeby energetyczne przemiany (energii z zewnątrz oraz przemiany)<sup>29</sup>. Sprawność obliczana jest według wzoru:

$$S_b = E \div (E_w + E_p) \cdot 100(\%)$$

gdzie:

$S_b$  - sprawność przemiany energetycznej brutto,

$E$  - energia uzyskana (wyprodukowana) w przemianie (energia brutto), [GJ],

$E_w$  - energia zawarta we wszystkich nośnikach zużytych na wsad przemiany [GJ],

$E_p$  - całkowita energia nośników energii zużytych na potrzeby energetyczne przemiany [GJ].

Efektywność energetyczną kraju mierzy się stosując system wskaźników ODEX. Wskaźnikiem ODEX nazwany jest zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej konsumenta końcowego. Został on opracowany ze względu na potrzeby w zakresie monitorowania efektywności energetycznej oraz w celu uzyskania zrozumiałego, prostego do opracowania i porównywalnego wskaźnika ilustrującego postęp w zakresie

---

<sup>29</sup> Ibidem



efektywności energetycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Wskaźnik ten jest otrzymywany poprzez agregowanie zmian w jednostkowym zużyciu energii, obserwowanych w danym okresie czasu na określonych poziomach użytkowania końcowego. Używając odnośnych parametrów fizycznych, wskaźnik ODEX najlepiej ilustruje postęp w zakresie efektywności energetycznej<sup>30</sup>.

ODEX jest alternatywną metodą dla monetarnych wskaźników zużycia energii<sup>31</sup>, które zależą od wielu czynników związanych - nie bezpośrednio - z efektywnością energetyczną. Wskaźnik ODEX nie pokazuje bieżącego poziomu intensywności energetycznej, lecz postęp w stosunku do roku bazowego. Wskaźniki ODEX są przydatne do monitorowania realizacji celu indykatywnego w zakresie efektywności energetycznej, określonego w dyrektywie 2006/32/WE. Metodologia obliczania wskaźników ODEX jest obecnie wypracowywana, m.in. w ramach programów Komisji Europejskiej pod nazwą ODYSSEE, w którym bierze udział GUS i KAPE S.A. Obecnie stosuje się dwie alternatywne metody obliczania wskaźnika ODEX, dające taki sam wynik. Pierwsza z nich (metoda agregacji oparta na efekcie jednostkowego zużycia) łączy postęp w efektywności energetycznej osiągnięty we wszystkich podsektorach na podstawie ilości zaoszczędzonej energii (np. Mtoe): oparta jest na „efekcie jednostkowego zużycia”. Druga metoda (metoda wskaźnika ważonego) waży osobny wskaźnik zużycia jednostkowego każdego podsektora na podstawie jego udziału w zużyciu energii całego sektora.

## **2.1. Metoda agregacji oparta na efekcie jednostkowego zużycia.**

**Efekt jednostkowego zużycia** (*EFCU*) mierzy wpływ na zużycie zmian w jednostkowym zużyciu pomiędzy rokiem  $t$  i poprzednim rokiem ( $t-1$ ), albo rokiem bazowym. Na przykład, efekt jednostkowego zużycia -1000 ktoe w roku „ $t$ ” oznacza, że przy zastosowaniu technologii energetycznych i praktyk z roku bazowego, zużycie byłoby o 1000 ktoe większe niż w roku „ $t$ ”.

Dla danego podsektora lub zastosowania końcowego „ $t$ ”, efekt jednostkowego zużycia w roku „ $t$ ” jest obliczany przez mnożenie poziomu działalności w roku „ $t$ ” i zmian w jednostkowym zużyciu pomiędzy rokiem „ $t$ ” i rokiem odniesienia. Efekty

---

<sup>30</sup> Efektywność wykorzystania energii w latach 1995-2005, GUS, Warszawa 2007.

<sup>31</sup> **Efektywność energetyczna** mierzona jest stosunkiem dochodu narodowego brutto (PKB) do zużycia energii.

jednostkowego zużycia (wszystkie wyrażone w tej samej jednostce Mtoe) są następnie agregowane dla wszystkich podsektorów i zastosowań końcowych w celu otrzymania zagregowanego efektu jednostkowego zużycia na poziomie sektora. W przemyśle na przykład ogólny efekt zużycia jednostkowego zostanie otrzymany poprzez agregację efektów zużycia jednostkowego energii w poszczególnych działach. ODEX jest obliczony na każdy rok jako iloraz rzeczywistego zużycia energii  $E_t$  i teoretycznego zużycia energii bez brania pod uwagę efektu zużycia jednostkowego (tzn. bez oszczędności energii uzyskanej poprzez zmniejszenie jednostkowego zużycia energii w wyniku działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej procesu produkcji danego wyrobu).

Wskaźnik efektywności obliczany jest według wzoru:

$$I = \frac{E_t}{E_t - EFCU} \cdot 100$$

Efekt zużycia jednostkowego ( $EFCU$ ) mierzy wpływ zmiany jednostkowego zużycia energii przy produkcji jednostki wyrobu (np. tony cementu). Obliczony jest poprzez mnożenie wielkości produkcji i zmian w jednostkowym zużyciu energii ( $UC$ ) w roku  $t$  i roku bazowym ( $UC_t - UC_0$ ).

## 2.2. Metoda wskaźnika ważonego.

W tej metodzie ODEX obliczany jest jako średnia ważona wskaźników zużycia jednostkowego dla podsektorów. Jego interpretacja jest łatwiejsza, ponieważ otrzymywana wartość jest bezpośrednio związana z obserwacją zmian w efektywności energetycznej w każdym z podsektorów. Zmiany ważonego wskaźnika zużycia jednostkowego pomiędzy okresem  $t-1$  i  $t$ , w następujący sposób:

$$\frac{I_{t-1}}{I_t} = \sum_i (EC_{i,t} \cdot \frac{UC_{i,t}}{UC_{i,t-1}})$$

Przy czym  $UC_i$ , to wskaźnik zużycia jednostkowego dla rodzaju działalności  $i$ , a  $EC_i$ , to udział tego rodzaju działalności w ogólnym zużyciu.

Rodzaje stosowanych w gospodarce procesów technicznych i technologicznych pozwalają na wyliczenie wskaźników charakteryzujących gospodarkę energetyczną. Należą do nich między innymi **miary energochłonności gospodarki**. Miarą taką jest sprowadzona do porównywalności ilość energii pierwotnej na jednostkę produktu krajowego brutto. Odwrotność tej relacji oznacza **produktywność energii**<sup>32</sup>. Jest to wskaźnik efektywności energetycznej. Korzystna zmiana światowych wskaźników energochłonności PKB została osiągnięta dzięki: wdrażaniu nowych energooszczędnych technologii w przemyśle, transporcie itp., strukturalnym zmianom w gospodarce wielu krajów, ograniczeniu strat energii itd.

Syntetycznym **miernikiem określającym energochłonność** gospodarki jest ilość energii pierwotnej przypadająca na wytworzenie jednostki Produktu Krajowego Brutto. Analogicznie **elektrochłonność gospodarki**, to ilość energii elektrycznej przypadająca na jednostkę PKB. Bank Światowy, jak również OECD, publikują dwie wartości PŚB<sup>33</sup> i PKB w dolarach USA: wg oficjalnego kursu bankowego oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej – PPP (Purchasing Power Parities). PKB liczony wg PPP pozwala na eliminowanie różnic w poziomie cen w różnych krajach. Stąd PKB wyrażony w dolarach wg PPP stanowi właściwą podstawę do określania energo- i elektrochłonności PKB.

W minionym 30-leciu w gospodarce światowej wystąpiło korzystne zjawisko zmniejszenia energochłonności o około 30%. Światowy wskaźnik energochłonności PŚB został zmniejszony z 0,33 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/1000 US\$ w 2000 r. Zmniejszenie wskaźników energochłonności PKB osiągnęły zarówno kraje OECD, jak również regiony nie będące członkami OECD<sup>34</sup>. W OECD energochłonność została zmniejszona z 0,32 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,22 toe/1000 US\$ w 2000 r. Największe zmniejszenie osiągnięto w regionie Ameryki Północnej, chociaż nadal wskaźniki energochłonności PKB w tym regionie są wyższe od wskaźników Europy. Średnio w krajach nie należących do OECD osiągnięto zmniejszenie energochłonności PKB z 0,35 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/1000 US\$ w 2000 r. Jednak w poszczególnych regionach wskaźniki energochłonności były zróżnicowane. Na

---

<sup>32</sup> Albinowski S., *Energochłonność gospodarki – zmiany w okresie transformacji i projekcie do 2020 r.*, URE, Warszawa, listopad 1999r.

<sup>33</sup> Produkt Światowy Brutto

<sup>34</sup> Soliński J., *Sektor energii. Świat i Polska. Rozwój 1971-2000, perspektywy do 2030.*, Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa 2007.

podkreślenie zasługuje radykalna poprawa wskaźnika energochłonności w Chinach z 0,80 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/2000 r.

W przeciwieństwie do zmniejszenia energochłonności PŚB w latach 1971–2000, elektrochłonność PŚB uległa zwiększeniu z 0,30 kWh/US\$ w 1971 r. do 0,34 kWh/US\$ w 2000 r.<sup>35</sup>. Zwiększenie wskaźników elektrochłonności wystąpiło zarówno w regionach OECD, jak i w krajach nie będących członkami OECD, chociaż poziom tych wskaźników w poszczególnych regionach jest zróżnicowany. Ocenia się, że wzrost wskaźników elektrochłonności, zarówno PŚB, jak i PKB, jest wynikiem szerokiego wdrażania zastosowań energii elektrycznej gospodarce światowej.

W całym okresie powojennym, aż do lat osiemdziesiątych gospodarkę polską cechowała wysoka energochłonność. Było to spowodowane wieloma czynnikami, a zwłaszcza węglową strukturą gospodarki, niskim udziałem paliw węglowodorowych w strukturze zużycia energii, niekorzystną strukturą produkcji przemysłowej z wysokim udziałem przemysłu ciężkiego, niskimi cenami energii, które sprzyjały rozwijaniu produkcji wyrobów energochłonnych oraz sprzyjały marnotrawstwu paliw i energii. Reforma gospodarki polskiej, zmiana struktury produkcji przemysłowej, urealnienie cen nośników energii oraz prowadzona polityka racjonalizacji użytkowania energii spowodowały znaczny wzrost efektywności użytkowania energii oraz zmniejszenie energochłonności PKB. W latach 1990–2000 energochłonność PKB została zmniejszona

o ok. 45%, a elektrochłonność wzrosła o ok. 3%<sup>36</sup>. Pomimo osiągnięć uzyskanych w ostatnim dziesięcioleciu, wskaźniki energochłonności PKB według PPP są w Polsce nadal

wyższe od osiągniętych w europejskich krajach OECD o ok. 20%. Natomiast wskaźniki elektrochłonności kształtują się na poziomie średnich wskaźników OECD.

Przy prezentowaniu wyników istotne jest rozróżnienie energochłonności i efektywności energetycznej. Efektywność energetyczna definiowana jest jako stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii<sup>37</sup>. Dyrektywa określa poprawę efektywności energetycznej jako zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii, dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym

---

<sup>35</sup> Ibidem

<sup>36</sup> Ibidem

<sup>37</sup> Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG.

lub zmianom zachowań<sup>38</sup>. Bardziej czytelną definicję podaje T.Skoczkowski, określając **efektywność energetyczną** jako obniżenie zużycia energii, mające miejsce na etapie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji lub końcowego zużycia energii, spowodowane zmianami technologicznymi, zmianami zachowań i/lub zmianami ekonomicznymi, zapewniające taki sam lub wyższy poziom komfortu lub usług<sup>39</sup>. „Rozwiązania zwiększające efektywność końcowego zużycia energii powodują obniżenie zużycia zarówno energii pobieranej przez użytkowników końcowych, jak i energii pierwotnej, a więc są jednym ze sposobów zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Co więcej, polityka efektywnego gospodarowania paliwami i energią jest głównym elementem prowadzenia polityki zrównoważonego rozwoju i zapewnienia warunków dla dobrobytu społeczeństwa”<sup>40</sup>. Komitet Polityki Efektywności Energetycznej i Wskaźników<sup>41</sup> przy Światowej Radzie Energetycznej podaje, że **efektywność energetyczna** obejmuje wszystkie zmiany, w wyniku których następuje zmniejszenie zużycia energii wykorzystywanej do wyprodukowania jednostki aktywności ekonomicznej<sup>42</sup> (np.: ilość energii zużytej na jednostkę PKB albo na jednostkę wartości dodanej). **Efektywność energetyczna** jest powiązana z efektywnością ekonomiczną i ma wpływ na zmiany technologiczne, ekonomiczne i zmiany zachowań. Efektywność energetyczna jest kwestią indywidualnego zachowania konsumenta i odzwierciedla przyczyny konsumpcji energii. Pomaga obniżyć zużycie energii indywidualnego konsumenta bez obniżania poziomu życia. Dzieje się tak dzięki możliwości zmniejszenia „niepotrzebnej” konsumpcji energii lub wyboru najbardziej efektywnego sprzętu i zarazem redukcji kosztu wykorzystanej energii. W Polsce określenie klasy efektywności energetycznej dla poszczególnych urządzeń gospodarstwa domowego wprowadziło rozporządzenie Ministra Gospodarki Pracy i Polityki Społecznej w sprawie wymagań w zakresie efektywności energetycznej<sup>43</sup>. W tym przypadku miernikiem jest wskaźnik efektywności energetycznej, który liczony jest jako stosunek rocznego zużycia energii elektrycznej przez dane urządzenie do standardowego

---

<sup>38</sup> Ibidem.

<sup>39</sup> Skoczkowski T., Potencjał efektywności energetycznej gospodarki Polski i sposób jego wykorzystania, Wiadomości elektrotechniczne, Nr 8, 2007, SIGMA-NOT, s.8 i nast.

<sup>40</sup> Ibidem.

<sup>41</sup> Energy Efficiency Policies & Indicators Committee

<sup>42</sup> Economic activity

<sup>43</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej transponujące Dyrektywy Nowego Podejścia wydane na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. nr 166/2003, poz. 1360, z późniejszymi zmianami).

rocznego zużycia energii elektrycznej przez urządzenie szczegółowo określone w wymienionym rozporządzeniu.

Tabela 1. Wskaźniki efektywności energetycznej dla urządzeń gospodarstwa domowego.

Klasa efektywności energetycznej	Wskaźnik efektywności energetycznej $E_I$ [%]
<b>A</b>	<b><math>E_I &lt; 55</math></b>
<b>B</b>	<b><math>55 &lt; E_I &lt; 75</math></b>
<b>C</b>	<b><math>75 &lt; E_I &lt; 90</math></b>
<b>D</b>	<b><math>90 &lt; E_I &lt; 100</math></b>
<b>E</b>	<b><math>100 &lt; E_I &lt; 110</math></b>
<b>F</b>	<b><math>110 &lt; E_I &lt; 125</math></b>
<b>G</b>	<b><math>125 &lt; E_I</math></b>

Źródło: Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej transponujące Dyrektywy Nowego Podejścia wydane na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. nr 166/2003, poz. 1360, z późniejszymi zmianami).

W świetle wprowadzonych regulacji unijnych, w szczególności Dyrektywy 2006/32/WE, rozwinięcie zagadnień pomiarów efektywności energetycznej i wielkości emisji gazów cieplarnianych jest warunkiem koniecznym skutecznego wdrażania nowej polityki energetycznej w krajach członkowskich i jest konieczne dla kontroli realizacji celów Dyrektywy.

Rozwinięciu metod monitorowania efektywności energetycznej i metod oceny działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej służył projekt Komisji Europejskiej pt.: „Ocena i monitorowanie efektywności energetycznej w nowych krajach członkowskich UE oraz UE-25” (Evaluation and Monitoring of Energy Efficiency in the New EU Member Countries and the EU-25), o akronimie EEE-NMC, który realizowany był w ramach programu Inteligentna Energia dla Europy. Projekt trwał 1,5 roku, wzięły w nim udział krajowe agencje energetyczne i urzędy statystyczne z nowych państw członkowskich UE. Ze strony polskiej w projekcie, który

koordynowała ADEME<sup>44</sup>, uczestniczyły Krajowa Agencja Poszanowania Energii i Główny Urząd Statystyczny.

Bezpośrednimi celami projektu było:

1. Monitorowanie, przy pomocy zagregowanych wskaźników, efektywności energetycznej i emisji CO<sub>2</sub> w nowych krajach członkowskich UE;
2. Porównanie wskaźników efektywności energetycznej nowych krajów UE z krajami UE-15;
3. Ocena prowadzonych w poszczególnych krajach działań i programów na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki.

Rezultaty projektu obejmują:

1. Ocenę i analizę efektywności energetycznej i emisji CO<sub>2</sub> w krajach UE-25, w nowych krajach członkowskich UE oraz w Bułgarii w latach 1996 – 2005;
2. Porównanie wskaźników efektywności energetycznej nowych krajów UE z krajami UE-15 – analiza zawiera wskaźniki obejmujące wpływ klimatu, parytetu siły nabywczej pieniądza w danym kraju (PPP) oraz strukturę gospodarki i przemysłu kraju;
3. Przedstawienie efektywności w sektorach gospodarki poszczególnych krajów wraz z trendami - w formie graficznej z krótkim komentarzem (udostępnione na stronie internetowej);
4. Rozbudowę istniejących stron internetowych: ODYSSEE<sup>45</sup> - o dane na temat wskaźników efektywności energetycznej i MURE<sup>46</sup> - o opis działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej we wszystkich krajach UE oraz w Norwegii i Bułgarii;
5. Publikacje zawierające wyniki projektu.

Zagadnienia wskaźników efektywności energetycznej są kontynuowane w kolejnym 2-letnim (2007-2009) projekcie programu Inteligentna Energia dla Europy o nazwie: “Monitoring of Energy Demand Trends and Energy Efficiency in the EU” (Monitoring zmian zapotrzebowania na energię oraz efektywności energetycznej w Unii Europejskiej).

---

<sup>44</sup> Agence de l’Environnement et de la Maitrise de l’Energie

<sup>45</sup> [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org) (15.06.2007r.)

<sup>46</sup> Mesures d’Utilisation Rationnelle de l’Energie, [www.mure2.com](http://www.mure2.com) (16.06.2007)

Cele projektu są następujące:

1. Monitorowanie zmian (poprawy) efektywności energetycznej (i emisji CO<sub>2</sub>) w krajach Unii Europejskiej;
2. Analiza tendencji zmian zapotrzebowania na energię;
3. Porównanie efektywności energetycznej różnych krajów;
4. Ocena udziału innowacyjnych technologii efektywnych energetycznie i odnawialnych źródeł energii w realizacji Strategii Lizbońskiej zwiększenia konkurencyjności ekonomicznej Europy;
5. Ocena działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej w krajach UE.

Powyższe cele są zgodne z wymaganiami dotyczącymi pomiarów efektywności energetycznej dyrektywy 32/2006/WE. W projekcie rozwijane i wykorzystywane będą dwa narzędzia: baza danych ODYSSEE zawierająca dane i wielkości wskaźników efektywności energetycznej oraz baza danych MURE z danymi dotyczącymi działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

### **3. Charakterystyka sektora energetycznego.**

**Energetykę** można podzielić na części związane z zakresami działalności energetycznej – wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii elektrycznej. W tym kontekście energetyka oznacza wyodrębniony sektor gospodarki, z uwzględnieniem przekrojów rzeczowo-podmiotowych<sup>47</sup>.

Przyjmując, że podstawową funkcją sektora jest zaopatrzenie gospodarki i społeczeństwa w **energię elektryczną**, autor traktuje ją (z teoretycznego punktu widzenia) jako szczególny rodzaj „**towaru**” podlegający prawom rynku. Głównym celem uruchomienia mechanizmów rynkowych w energetyce – liberalizacji rynku energii – jest między innymi zapewnienie racjonalnych cen energii, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw. Oznacza to, że energia jest traktowana z jednej strony jako „**dobro cywilizacyjne**”, natomiast z drugiej strony jako „**materiał strategiczny**” z punktu widzenia państw i ich ugrupowań, wymagający szczególnego nadzoru. Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne dostarczanie energii wymaga umowy, a

---

<sup>47</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej; URE, Warszawa 2003, s. 3.



brak dotrzymania jej warunków pozwala na wstrzymanie dostaw<sup>48</sup>. Oznacza to, że energia ma charakter „towarowy”. Planowanie ograniczeń w dostawie energii wskazuje na jej „strategiczny” charakter.

**Energia elektryczna** jest szczególnym rodzajem energii bezpośredniej. Poza możliwością wyrażenia jej wartości w pieniądzu, posiada cechy odróżniające energię jako towar od innych dóbr. Należą do nich:

- a. brak możliwości obserwacji za pomocą zmysłów;
- b. brak możliwości magazynowania po ekonomicznie rozsądnym koszcie (oznacza to produkcję i konsumpcję energii elektrycznej w tym samym momencie);
- c. specyficzne warunki transportu (przy pomocy wyspecjalizowanych środków transportu - sieci elektryczne);
- d. ograniczona możliwość substytucji (wyjątek stanowi ogrzewanie – zamiast energii elektrycznej można wykorzystywać inne źródła ciepła);
- e. brak możliwości jednoznacznego określenia źródła pochodzenia towaru.

Wielkość produkcji, zużycia i handlu podaje się w wielokrotnościach watogodzin, stosując, w zależności od skali, mega-, giga- i terawatogodziny (MWh, GWh, TWh). W przypadku ciepła jednostką podstawową jest dżul (MJ, GJ, TJ), jednak spotyka się także kalorie (cal) i brytyjskie jednostki ciepła (Btu - British Thermal Units). Natomiast ilość paliw zużywanych przy produkcji ciepła i energii elektrycznej wyrażają jednostki fizyczne, jak tony (zgodne z systemem metrycznym), metry sześciennie i litry, w zależności od rodzaju paliwa. Dodatkowo przedstawia się te wartości w jednostkach energetycznych (do obliczania sprawności). Zdolność do produkcji energii elektrycznej podaje się w jednostkach mocy (wielokrotność kilowatów)<sup>49</sup>.

Brak substytutów oraz wysoka użyteczność energii powoduje, że elektroenergetyka jest jednym z najważniejszych podsektorów infrastruktury energetycznej państwa. Z tego powodu zapewnienie stabilnego funkcjonowania tego podsektora stawiane jest na pierwszym miejscu.

W ujęciu związanym z ekonomią, energetyka stanowi wyodrębniony sektor gospodarki składający się z podsektorów stanowiących zbiór przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania,

---

<sup>48</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708., Artykuł 5 ust. 1 i 3.

<sup>49</sup> Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Paryż 2004, s.39 i nast.

przetwarzania, magazynowania, **przesyłania** oraz **dystrybucji** paliw lub energii i obrotu nimi.<sup>50</sup>

**Przesyłem energii** określa się transport:

- a. paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych,
- b. paliw ciekłych siecią rurociągów,
- c. ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii<sup>51</sup>.

**Dystrybucja energii** oznacza:

- a. transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej **sieciami przesyłowymi** w celu ich dostarczania do odbiorców,
- b. transport paliw ciekłych siecią rurociągów,
- c. transport ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii.<sup>52</sup>

**Siecią przesyłową** jest sieć<sup>53</sup> gazowa wysokich ciśnień z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć energetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny **operator systemu przesyłowego**<sup>54</sup>.

**Operatorem systemu przesyłowego** jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.

---

<sup>50</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej; URE, Warszawa 2003, s 3.

<sup>51</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

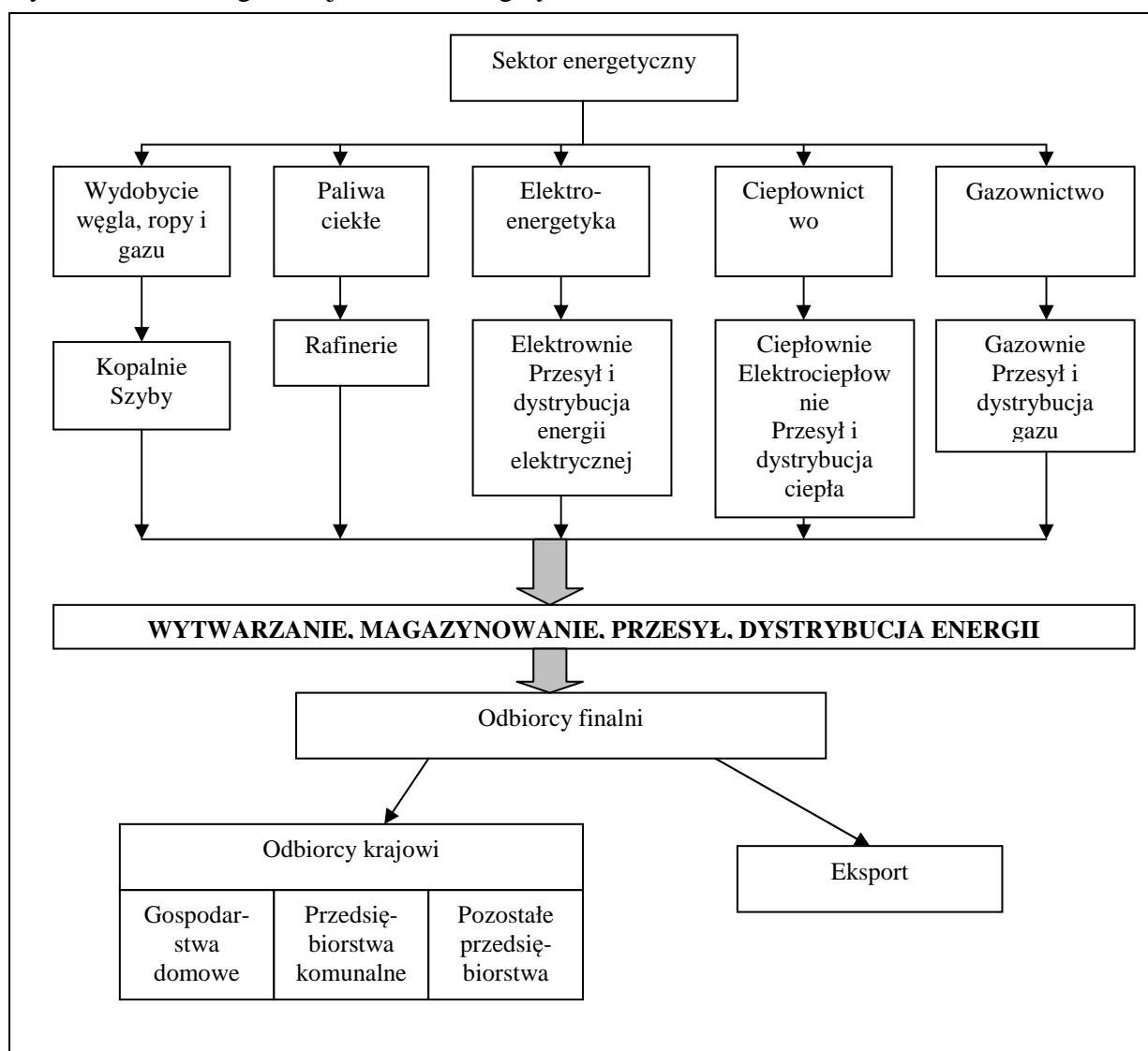
<sup>52</sup> Ibidem.

<sup>53</sup> Sieci to instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego. (Ustawa Prawo Energetyczne).

<sup>54</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

**Strukturę organizacji sektora energetyki ilustruje Rysunek 1.**

Rys.1. Struktura organizacji sektora energetyki



Źródło: Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2001, s.44

Podsektory, zwane powszechnie „sektorami”, dzielą się na: **elektroenergetyczny, gazownictwo, surowcowo-paliwowy** (wydobywanie węgla kamiennego, wydobywanie węgla brunatnego oraz wydobywanie paliw płynnych). Poszczególne elementy sektora energetycznego różnią się pod względem organizacyjno-funkcyjnym, stopniem monopolizacji, czy też charakterem własności. Ponadto w poszczególnych państwach Unii Europejskiej mogą mieć one swoiste cechy. Budowę szóstego podsektora – energetyki jądrowej – czasowo zawieszono, choć nadal

proceeds the research on the possibility of utilization. The last two years have raised the need for a serious commitment of Poland also in this type of energy production.

**Elektroenergetyka** is a subsector of the economy with a special significance for the country. The subsector of electroenergetics consists of 3 segments: production, transmission and distribution-delivery. The production segment consists of power plants and power stations supplying the transmission and distribution network. The transmission segment is the network of high-voltage energy lines together with stations and substations. The distribution-delivery segment is the system of distribution networks of high, medium and low voltage, consisting of 33 entities, including distribution and integrated with it small power plants and power stations<sup>55</sup>.

#### **4. Charakterystyka elektroenergetyki w Polsce – cechy podstawowe.**

The most important **task of electroenergetics** is to ensure the security of energy supply in the economy, measured by the satisfaction of demand for electricity. Shortage of energy worth 1 PLN generates in the economy losses of a value 20 times greater<sup>56</sup>. Energy is not only an element of economic processes, but is the most important component of consumption processes. The use of primary energy depends on the need for energy. Its use is very differentiated in individual countries and depends on the level of economic development, climatic conditions, demographic conditions, the level of life of citizens and many other factors.

Goals set for electroenergetics were specifically passed on in priority documents for Polish energy, such as „Policy objectives for Polish energy”<sup>57</sup> and the Energy Law. Amendments to these

---

<sup>55</sup> Por. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2001, s.51.

<sup>56</sup> Problemy kształtowania ekonomicznie uzasadnionych cen energii elektrycznej do roku 2010, „Biuletyn miesięczny PSE S.A.”, marzec 1996 r., s.3.

<sup>57</sup> Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r., oraz Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Wersja 3.2 z 10.09.2007 r., projekt Ministra Gospodarki.

dokumentów sugerują potrzebę wewnętrznego zharmonizowania, przez kreatorów i realizatorów<sup>58</sup>, struktury podmiotowo-czasowo-przestrzennej<sup>59</sup>.

Pojęciem **polityka energetyczna** określa się ogół świadomych działań mających na celu stymulowanie procesów gospodarczych zachodzących w sektorze energetycznym, za pomocą określonych narzędzi oraz zgodnych z celami całej gospodarki i społeczeństwa<sup>60</sup>. Można powiedzieć dalej, że sektor energetyczny pełni rolę służebną wobec całej gospodarki i wszystkich obywateli, a polityka energetyczna jest jednym z najważniejszych filarów polityki gospodarczej<sup>61</sup>.

Za **kluczowe elementy polskiej polityki energetycznej** uznaje się:

1. **Bezpieczeństwo energetyczne**, rozumiane jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.
2. Poprawę konkurencyjności krajowych podmiotów gospodarczych oraz produktów i usług oferowanych na rynkach międzynarodowych, jak też rynku wewnętrznym.
3. Ochronę środowiska przyrodniczego przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych, m.in. poprzez takie programowanie działań w energetyce, które zapewnią zachowanie zasobów dla obecnych i przyszłych pokoleń.
4. Restrukturyzację i prorynkową orientację przemysłu energetycznego, ze szczególnym dostosowaniem się do warunków funkcjonowania w Unii Europejskiej (ujednoczenie rynku energii elektrycznej i gazu).

---

<sup>58</sup> Por.: Jankiewicz S., Tarajkowski J., Urbaniak M.. Wybrane zagadnienia polityki gospodarczej. Pojęcie, cele, podstawy polityki budżetowej i pieniężnej, MD 144, AE Poznań, Poznań 2004, s.11-13  
Kreatorzy w tym przypadku utożsamiani są z rządem, a realizatorzy z podmiotami systemu energetycznego.

<sup>59</sup> Por.: Ibidem. J. Tarajkowski określa politykę gospodarczą jako „celowe działanie podmiotów gospodarczych i pozagospodarczych, składające się ze zbioru decyzji, projektów i przewidywań wewnętrznie ze sobą zharmonizowanych...”

<sup>60</sup> Definicja autora

<sup>61</sup> Por.: Kaja J., Polityka gospodarcza. Wstęp do teorii, Wydawnictwo SGH, Warszawa 1999, s.11.  
Autor określa politykę jako świadome oddziaływanie państwa na zjawiska gospodarcze za pomocą określonych narzędzi, służących do osiągnięcia określonych celów.

5. Dokonanie zasadniczego przełomu w wypełnianiu przez polski sektor energii służebnej funkcji dla całej gospodarki, pod groźbą jego marginalizacji i zastąpienia go w tej roli przez bardziej efektywnych konkurentów<sup>62</sup>.

**Bezpieczeństwo energetyczne** jest w doktrynie definiowane jako stan braku zagrożenia przerwaniem dostaw paliw i energii przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Stan ten zapewnia dywersyfikacja dostaw importowanych paliw oraz zwiększanie wydobycia ze złóż krajowych - ropy naftowej i gazu ziemnego, co pozwala na nieprzerwaną pracę systemu energetycznego kraju w sytuacji przerwania dostaw z jednego źródła.

**Poziom bezpieczeństwa energetycznego** zależy między innymi od następujących czynników:

- a) stopień zrównoważenia popytu i podaży energii i paliw z uwzględnieniem aspektów strukturalnych i przewidywanego poziomu cen;
- b) zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących krajowy bilans paliwowy;
- c) stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów oraz przewidywanych potrzebach;
- d) stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii;
- e) stany zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców;
- f) uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe;
- g) kondycja ekonomiczno-finansowa użytkowników paliw i energii, zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorstw;

---

<sup>62</sup> Aby zapobiec urzeczywistnieniu się takiego zagrożenia, potrzebna jest nie tylko poprawa skuteczności samej polityki energetycznej, lecz także jej trwałe powiązanie z długookresową wizją rozwoju kraju i jej narzędziami realizacyjnymi. Immanentna współzależność polityki energetycznej i "Założeń Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013" (NPR), przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 30 kwietnia 2004 r., jest potwierdzeniem słuszności tego rodzaju programowych powiązań, niewystępujących jak dotąd w okresie ustrojowej, gospodarczej i społecznej transformacji naszego państwa. Dzięki NPR polityka energetyczna zyska swój średniookresowy horyzont realizacyjny, stanowiąc jednocześnie istotną składową dla kompleksowej strategii rozwoju społeczno-gospodarczego. Stwarza to zarazem możliwość skoncentrowania prac rządu przede wszystkim na gospodarczych priorytetach i działaniach o charakterze rozwojowym.

h) stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolność do zaspokojenia potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności<sup>63</sup>.

**Niezawodność dostaw** oznacza zaspokojenie oczekiwania odbiorców, gospodarki i społeczeństwa na wytwarzanie w źródłach i ciągłe otrzymywanie, za sprawą niezawodnych systemów sieciowych lub działających na rynku konkurencyjnym pośredników-dostawców, energii lub paliw odpowiedniego rodzaju i wymaganej jakości, realizowane poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz rodzajów nośników energii pozwalających na ich wzajemną substytucję.

Niezawodność dostaw może być zapewniona poprzez prowadzenie właściwej polityki różnicowania źródeł energii (dywersyfikacji źródeł dostaw) – jednego z elementów bezpieczeństwa energetycznego kraju.

**Dywersyfikacja źródeł dostaw paliw i energii** i jej stopień, to stan i miara zróżnicowania źródeł dostaw paliw i energii ze względów:

- a) ekonomicznych - konieczności obniżenia kosztów zaopatrzenia w energię;
- b) naturalnych - zrównoważenie struktury nośników energii pierwotnej wchodzących do bilansu paliwowo-energetycznego i tym samym minimalizowanie a priori następstw potencjalnych awarii, kataklizmów, zdarzeń losowych itp.;
- c) politycznych - osiągnięcie pożądanego stopnia uniezależnienia się od konkretnego dostawcy, z reguły o dominującej pozycji.

Dywersyfikacja, uzyskiwana poprzez import, pomniejsza samowystarczalność energetyczną kraju. Nie jest to jednak tożsame z zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Nie sam bowiem fakt importu jest takim zagrożeniem, może się nim stać jego zła struktura, nierzetelni dostawcy, niekorzystne ceny lub wadliwe klauzule kontraktowe<sup>64</sup>. Syntetyczną miarą korzystnej dywersyfikacji, a w

---

<sup>63</sup> Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie rozpatrzona przez Radę Ministrów w dniu 22 stycznia 2002r., Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki, styczeń 2002r.

<sup>64</sup> Przykładem może być zarówno białoruski jak i ukraiński konflikt z rosyjskim Gazpromem, który obnażył bezlitośnie "dziury" w energetycznym bezpieczeństwie Polski. Gazowe starcie Rosja-Ukraina pokazało, że Kreml realizując swoje interesy polityczne nie zawaha się sięgnąć po broń gospodarczą, w szczególności po mocny straszak energetyczny. Rosjanie nigdy bowiem nie przestali uważać Polski, a szerzej Europy Wschodniej, za swoją naturalną strefę wpływów. Po starciu z Ukrainą, nie można wykluczyć, że przy utrzymaniu silnego uzależnienia Europy od rosyjskich dostaw, władze na Kremlu mogą się starać wywierać wpływ na europejski przemysł i polityków. Ponieważ Polska sprowadza z Rosji około 60 procent zużywanego przez naszą gospodarkę i gospodarstwa domowe gazu, problem "gazowego

konsekwencji także miarą poziomu bezpieczeństwa energetycznego, powinien być akceptowalny poziom kosztów. Jest to kluczowy element **ekonomicznych uwarunkowań bezpieczeństwa energetycznego**, czyli sumy efektów mechanizmów rynkowych i regulacyjnych kształtujących zakres i poziom konkurencyjności w sektorze energii i paliw.

Pojęciem, które wiąże się ściśle z bezpieczeństwem energetycznym i dywersyfikacją źródeł energii, jest **samowystarczalność energetyczna kraju**. Określa ona relację pomiędzy krajowym pozyskaniem paliw i energii, a całkowitym zużyciem energii pierwotnej. Samowystarczalność wyrażona jest wskaźnikiem o tej samej nazwie<sup>65</sup>.

Podstawowy cel polityki energetycznej musi być rozpatrywany i realizowany jako zrównoważony układ zorientowany na maksymalizację sumy korzyści: bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności zaopatrzenia w energię, wzrostu konkurencyjności gospodarki, który powinien być uzyskany dzięki poprawie jej efektywności energetycznej i ochrony środowiska przed negatywnym oddziaływaniem energetyki tj. bezpieczeństwa ekologicznego<sup>66</sup>.

**Bezpieczeństwo ekologiczne państwa**, to stan, w którym zmniejsza się ingerencja poszczególnych sektorów gospodarki, w tym sektora energetyki, w środowisko. Pozwala to na utrzymywanie, co najmniej na obecnym poziomie, różnorodności biologicznych form egzystencji, umożliwia skuteczną ochronę zdrowia i życia ludzi oraz zachowanie walorów przyrodniczych i krajobrazowych, a także zapewnia efektywne wywiązywanie się z międzynarodowych zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej w dziedzinie ochrony środowiska<sup>67</sup>.

---

straszaka" dotyka nas szczególnie mocno. Z tego właśnie powodu szczególnie paląca staje się kwestia zapewnienia dywersyfikacji dostaw gazu.

<sup>65</sup> Do roku 1980 Polska była samowystarczalna energetycznie. Uzyskała pełne bezpieczeństwo energetyczne dzięki wykorzystaniu własnych surowców kopalnych. Dziś te możliwości są jeszcze większe. Polska ma największe w Europie zasoby odnawialnych źródeł energii (OZE) – przewyższające wielokrotnie nasze potrzeby. To jest szansą i nadzieją wszechstronnego rozwoju Polski u progu XXI wieku. Winno to być podstawą nowej strategii „Zrównoważonego rozwoju Polski do roku 2030” i programem rozwoju gospodarki oraz społeczeństwa, opracowanego w nowym Parlamencie IV RP. (Zimny J., Polska może być samowystarczalna energetycznie. Konieczna nowa wizja rozwoju społeczno-gospodarczego., na: [http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J\\_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm](http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm) – wrzesień 2007).

<sup>66</sup> Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r.

<sup>67</sup> Por.: ibidem



W zakresie gospodarowania energią **zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego** oznacza przede wszystkim:

- a) minimalizację skutków środowiskowych eksploatacji zasobów paliw;
- b) radykalne zwiększenie efektywności wykorzystania energii zawartej w surowcach energetycznych poprzez zagospodarowanie ciepła odpadowego, wykorzystywanie układów skojarzonego wytwarzania energii, wzrost efektywności przetwarzania surowców energetycznych w energię;
- c) promowanie energooszczędnych modeli produkcji i konsumpcji, a także urządzeń, technologii i technik;
- d) zwiększanie ograniczenia emisji pyłów, gazów cieplarnianych i substancji zakwaszających do środowiska, zmniejszenie zapotrzebowania na wodę oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów;
- e) pokrywanie rosnącego zapotrzebowania energetycznego społeczeństwa i gospodarki ze źródeł odnawialnych (zapewnienie możliwości technicznych dla rozwoju OZE<sup>68</sup>).

## 5. Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa.

W kształtowaniu polityki energetycznej Polski biorą udział różne podmioty zarówno w skali międzynarodowej, krajowej czy lokalnej. Obowiązek ten wynika z ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo Energetyczne<sup>69</sup>. Zasadniczym celem, w tym przypadku, jest stworzenie warunków zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju, a mieszkańcom zapewnienie racjonalnej ceny energii. Służyć temu mają określone w ustawie **zasady kształtowania polityki energetycznej państwa** oraz warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii. Do najistotniejszych **zasad doktryny polityki energetycznej**<sup>70</sup> należą:

1. Konstytucyjna zasada postępu w gospodarce opartego na idei zrównoważonego rozwoju. Znalazła ona swój wyraz w Narodowym Planie

---

<sup>68</sup> OZE – odnawialne źródła energii

<sup>69</sup> Dz.U. Nr 54 z 1997 r., poz. 348 ze zmianami

<sup>70</sup> Za: Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r.

Rozwoju<sup>71</sup>. Rząd przyjmuje ją także jako podstawową zasadę harmonijnego gospodarowania energią w warunkach społecznej gospodarki rynkowej.

2. Pełna integracja polskiej energetyki z energetyką europejską i światową, zgodnie z długookresową wizją rozwoju polskiej gospodarki i kolejnymi narodowymi planami rozwoju, a zwłaszcza NPR na lata 2007-2013.
3. Podstawowymi mechanizmami funkcjonowania energetyki są mechanizmy rynku konkurencyjnego z niezbędną administracyjną regulacją w tych jego obszarach, gdzie zaistnienie konkurencji jest obecnie znacznie ograniczone.
4. Wypełnienie zobowiązań traktatowych Rzeczypospolitej Polskiej w określonych terminach i w przyjętych wielkościach, zarówno poprzez wdrożenie odpowiednich rozwiązań prawno-ekonomicznych o charakterze systemowym, jak i indywidualne decyzje administracyjne, w tym także o charakterze sankcji, w odniesieniu do przedsiębiorców, którzy nie stosują się do nałożonych na nich obowiązków ustawowych o charakterze publicznym. W przypadku zobowiązań traktatowych, których wypełnienie wymaga poniesienia wysokich nakładów finansowych, podjęte zostaną, w miarę potrzeby, negocjacje mające na celu ustalenie optymalnych – uwzględniających analizę kosztów korzyści oraz potrzebę zapewnienia dynamicznego rozwoju gospodarczego kraju, jak też jego bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego – dróg dochodzenia do uzgodnionych celów, w tym także zakresu oczekiwanej i niezbędnej dla ich realizacji pomocy finansowej z funduszy unijnych.
5. Wspomaganie rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) i pracujących w skojarzeniu, w tym generacji rozproszonej, przy użyciu mechanizmów rynkowych.

---

<sup>71</sup> Narodowy Plan Rozwoju 2004-2006, Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 14 stycznia 2003r.,

6. Autonomiczne wykonywanie zadań polityki energetycznej zgodnie z posiadanymi kompetencjami i tym samym odpowiedzialnością przez administrację rządową i przez administrację samorządową, a także ich współdziałanie w rozwiązywaniu wspólnych problemów.
7. Podejmowanie przez administrację publiczną wobec przedsiębiorstw energetycznych działań inspirujących i wspierających, z reguły o systemowym charakterze, a w jednostkowych przypadkach - udzielanie pomocy publicznej na ogólnych zasadach.
8. Upowszechnianie idei partnerstwa publiczno-prywatnego na szczeblu regionalnym i lokalnym, w przedsięwzięciach świadczenia usług dystrybucyjnych i zapewnienia dostaw energii i paliw, szczególnie dla rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.
9. Konsekwentna realizacja zasady regulowanego Dostępu Strony Trzeciej (TPA - Third Party Access) jako podstawowego narzędzia demonopolizacji i liberalizacji naturalnego monopolu przedsiębiorstw sieciowych.
10. Udostępnianie przez operatorów systemów przesyłowych (OSP) zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych w formie aukcji, z których przychody będą przeznaczane na rozbudowę tych połączeń.
11. Dokonywanie wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi na zasadach rynkowych, przy założeniu braku negatywnego oddziaływania tej wymiany na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ze względu na jego niezawodność i bezpieczeństwo dostaw energii dla odbiorców końcowych.
12. Utrzymanie właścicielskiego nadzoru państwa nad podmiotami posiadającymi infrastrukturę przesyłową i przeladunkową, w tym operatorami systemów przesyłowych (OSP), których jedyną funkcją jest

zapewnienie funkcjonowania i rozwoju infrastruktury konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego i paliw ciekłych.

13. Realizacja doktryny polityki energetycznej "przy otwartej kurtynie". Informacje o zasadach i rezultatach funkcjonowania i tendencjach rozwojowych w energetyce, istotne dla potencjalnych inwestorów oraz odbiorców, powinny być upowszechniane wśród zainteresowanych w formie ogólnodostępnych publikacji.

Jednym z najważniejszych elementów, na które zwraca się uwagę w wymienionych zasadach, umożliwiających odbiorcom dostęp do rynku energii, jest tzw. **zasada dostępu stron trzecich do sieci - zasada TPA (Third Party Access)**. Zasada ta, oznacza możliwość korzystania z sieci energetycznego przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej. Założeniem jej jest rozwijanie konkurencji na rynku energii elektrycznej. Implementację zasady TPA uniemożliwiały różnego rodzaju bariery oraz silne zróżnicowanie cen w różnych segmentach rynku.

W praktyce zasada TPA oznacza dokonywanie zakupów energii elektrycznej u dowolnego producenta lub innego podmiotu, zajmującego się handlem energią. Specyfika energii elektrycznej powoduje, że jej zużycie jest nierozdzielnie związane z jej przesyłem oraz dystrybucją (innymi słowy "transportem" energii elektrycznej). Uprawniony odbiorca finalny może jednak rozdzielić dotychczasową umowę i zawrzeć osobno :

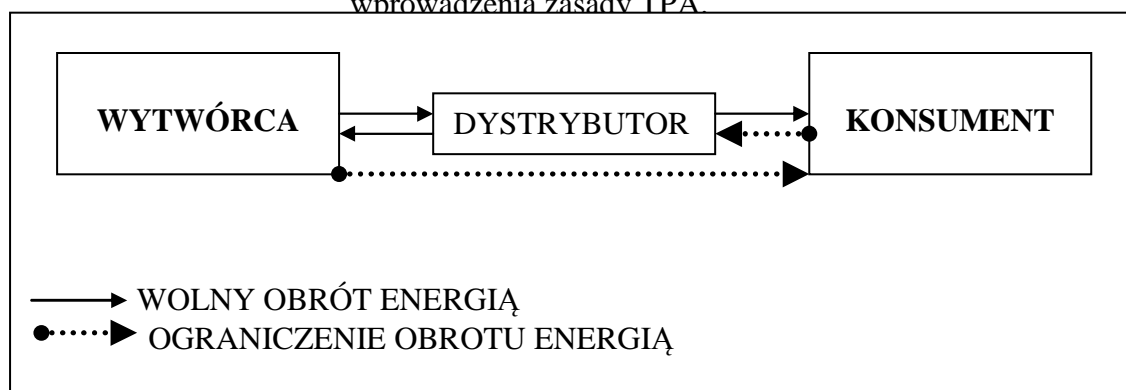
1. Umowę na zakup i zużycie energii elektrycznej: np. z dowolnym przedsiębiorstwem obrotu.
2. Umowę na przesył (dystrybucję) energii elektrycznej: z lokalnym zakładem energetycznym.

Zapisy ustawy Prawo Energetyczne (po nowelizacjach z 2006 i 2007 roku) umożliwiają, poprzez udzielenie pełnomocnictwa nowemu sprzedawcy (np. przedsiębiorstwu obrotu), zawarcie z nim jednej tzw. umowy kompleksowej (czyli łącznej umowy zakupu energii i świadczenia usług dystrybucji). Z dniem 1 lipca 2007 r. w Polsce zasada TPA zaczęła obowiązywać również odbiorców indywidualnych. Mimo stosunkowo dużej liczby odbiorców, którzy nabyli prawo do korzystania ze swobodnego wyboru sprzedawcy energii, tylko niewielka część odbiorców uprawnionych korzysta z tego przywileju. Najczęściej próby zmiany sprzedawcy

spotykają się ze stosowaniem przez spółki dystrybucyjne praktyk zniechęcania odbiorców do zmiany sprzedawcy poprzez mnożenie trudności formalnych i technicznych. Przyczyną jest też brak wystarczających impulsów cenowych oraz brak wiedzy odbiorców i pozytywnych doświadczeń wynikających ze zmiany sprzedawcy.

W Polsce obrót energią elektryczną nie jest tak dobrze rozwinięty, jak w pozostałych krajach Unii Europejskiej. Na taki stan rzeczy wpływa cały szereg przyczyn. Jedną z nich jest fakt, że rynek energii elektrycznej istnieje w Polsce w formie mocno uproszczonej i opartej o handel fizyczny (handel z dostawą fizyczną). Model polskiego rynku energii można, w uproszczeniu, określić jako relację WYTWÓRCA – DYSTRYBUTOR – KONSUMENT. Rysunek 2 określa uproszczony schemat powiązań uczestników rynku w kontekście wprowadzenia zasady TPA.

Rys.2 Schemat powiązań uczestników rynku energii elektrycznej w kontekście wprowadzenia zasady TPA.



Źródło: opracowanie własne

Schemat prezentuje model okresu przejściowego pomiędzy sytuacją monopolu naturalnego, a wolnym rynkiem. W odróżnieniu od modelu dla monopolu naturalnego oddziaływanie na podmioty następuje w obu kierunkach, pomimo że część powiązań

ma ograniczony charakter (konsument nie może na przykład zawierać transakcji bezpośrednio z wytwórcą). Oznacza to, że w dowolnym momencie nie ma możliwości zakupu lub sprzedaży oferowanego produktu – energii elektrycznej, bez znacznego wpływu na cenę. W przypadku rynku płynnego<sup>72</sup>, do którego zmierzamy pojawia się nowy podmiot – firma obrotu niezależnego, a powiązania między uczestnikami gry rynkowej są praktycznie nieograniczone. Poza produktem fizycznym, jakim jest energia, na rynku funkcjonują również instrumenty pochodne. Ważną rolę odgrywają **kontrakty długoterminowe**, obrazujące (choć czasem błędnie) ekstrapolację trendów popytu i podaży na rynku energii w przyszłości.

**Kontrakty długoterminowe (KDT)** wprowadzono do polskiej energetyki na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Ten specyficzny mechanizm ekonomiczny był odpowiedzią na konieczność podjęcia zdecydowanych działań inwestycyjnych w celu likwidacji wieloletnich zaniedbań w zakresie efektywności wytwarzania i ochrony środowiska. Obie dziedziny były zdominowane przez własność państwową, a sektor energetyczny do lat 90-tych był scentralizowany i zarządzany przy pomocy systemu nakazowo-rozdzielczego. Po roku 90-tym sektor elektroenergetyczny zmuszony został do podniesienia efektywności wytwarzania i pojęcia działań na rzecz ochrony środowiska ze względu na przyjęte przez Polskę zobowiązania<sup>73</sup>.

**Kontrakt długoterminowy** jest mechanizmem ekonomicznym zbliżonym do rozwiązań stosowanych w wielu krajach europejskich i w Stanach Zjednoczonych. Były to wieloletnie umowy na dostawę energii elektrycznej, gwarantujące poziom przychodów wytwórców energii. Kontrakty umożliwiały finansowanie projektów inwestycyjnych służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz spełnianiu rosnących, międzynarodowych norm ekologicznych.

Wielkość nakładów finansowych przewidziana była na kilka miliardów dolarów, co zdecydowanie przekraczało możliwości wytwórców energii. Środki inwestycyjne

---

<sup>72</sup> **Płynność rynku** - zjawisko ekonomiczne polegające na tym, że na rynku jakiegoś dobra, możliwe jest wykonywanie transakcji. Jeśli te transakcje można wykonywać bez ograniczeń, mówimy o tym, że rynek jest płynny.

<sup>73</sup> Polska była uczestnikiem Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 i jednym z państw, które przyjęły Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych dotyczącą Zmian Klimatycznych Terytorium, dzięki temu mogła podpisać Protokół z Kioto. Protokół z Kioto jest uzupełnieniem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych dotyczącej Zmian Klimatycznych (United Nations Framework Convention on Climate Change) i jednocześnie międzynarodowym porozumieniem dotyczącym globalnego ocieplenia. Został on wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997. Traktat wszedł w życie 16 lutego 2005 roku, trzy miesiące po ratyfikowaniu go przez Rosję 18 listopada 2004.

pozostające w ich gestii generowane były w systemie, w którym poziom cen ustalany był zgodnie z arbitralnymi decyzjami administracyjnymi i odbiegał dość znacznie od realiów ekonomicznych. Konieczne inwestycje, uwzględniające światowe ceny urządzeń do wytwarzania energii, musiały być finansowane w większości ze źródeł zewnętrznych. Powstający na początku lat dziewięćdziesiątych system bankowy był zbyt słaby, aby podjąć się finansowania tak dużych inwestycji bez odpowiedniego zabezpieczenia. Nie mogły go stanowić posiadane przez wytwórców aktywa, ze względu na ich zużycie, niską płynność i trudność w zbyciu. Brak odpowiedniej wiedzy zarządów przedsiębiorstw energetycznych na temat funkcjonowania międzynarodowych rynków finansowych, przewaga popytu na kredyty hipoteczne nad ich podażą na rynku polskim i brak wizji rozwoju polskiej elektroenergetyki były przeszkodą dla rozwoju branży.

Przygotowany program kontraktów długoterminowych (KDT) zakładał, że przychody ze sprzedaży energii ze źródeł objętych kontraktami pokryją zobowiązania kredytowe wynikające z kontraktów. Do obligatoryjnych zakupów energii po cenach zapewniających spłatę zobowiązań kredytowych wyznaczono Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.. Odpowiedzialność za spłatę zobowiązań przyjęta w tym rozwiązaniu przerzucona została na odbiorców końcowych. Błędem KDT-ów był brak przyjęcia jakichkolwiek formuł proefektywnościowych ustalających sposoby pokrycia kosztów energii i obsługi kredytów z przychodów ze sprzedaży energii. Kontrakty stały się parasolem ochronnym dla inwestycji nieefektywnych. Błędy powstałe przy zawieraniu kontraktów przyczyniły się do zróżnicowania warunków oferowanych poszczególnym producentom (zróżnicowanie poziomów cen energii i mocy). W kontraktach długoterminowych przyjęto zasadę, że Polskie Sieci Elektroenergetyczne zobowiązały się do zakupu od poszczególnych wytwórców określonych ilości mocy i energii po cenach, w których płatności za moc miały pokryć koszty stałe producenta, takie, jak eksploatacja, remonty, wynagrodzenia i koszty finansowe inwestycji, a płatności za energię pokrywałyby koszty zmienne (paliwa, ochrona środowiska itp.). Kontrakty długoterminowe stały się zabezpieczeniem kredytów, których ogólna wielkość osiągnęła około 17 mld złotych<sup>74</sup>. Określały one ekonomiczne warunki

---

<sup>74</sup>Por.: Urząd Regulacji Energetyki -

[http://www.ure.gov.pl/portals/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html](http://www.ure.gov.pl/portals/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html) (15.09.2006 r.). W 1994 roku w oparciu o nie zainwestowano w branżę energetycznej 25 miliardów złotych, w tym 17 miliardów pochodzących z kredytów. Dzięki kontraktom

wytworzenia i sprzedaży energii w Polsce i stały się przeszkodą do wprowadzenia mechanizmów rynkowych na rynku elektroenergii.

Naciski ze strony sektora producentów energii elektrycznej przyczyniły się do rozszerzenia programu kontraktów<sup>75</sup>. Według opinii ekspertów KDT-y stały się czynnikiem hamującym przedsięwzięcia restrukturyzacyjne w sektorze (w tym również zmiany własnościowe)<sup>76</sup>. Negatywną stroną kontraktów był niekontrolowany wzrost liczby kredytów i przerzucenie ich kosztów na odbiorcę końcowego, hamowanie procesów restrukturyzacyjnych i blokowanie rozwoju rynku.

Nie można jednak nie zauważyć pozytywnych stron kontraktów długoterminowych. Należy do nich między innymi realizacja większości celów rzeczowych w zakresie ochrony środowiska. Analiza KDT-ów powinna jednak obejmować nie tylko efektywność realizacji założonych celów, ale przede wszystkim sposób ich realizacji i nadmierny zakres kontraktów.

Ministerstwo podjęło próby rozwiązania problemu kontraktów. Należały do nich: program restrukturyzacji KDT-ów, przygotowany przez Regulatora System Opłat

---

powstały jednostki wytwórcze o mocy ok. 3000 MW, a zmodernizowano systemy o zdolności produkcyjnej ok. 12 000 MW. Poprawiono też o blisko 4 proc. sprawność urządzeń wytwórczych. Radykalnie, o ponad 50 proc. obniżono emisję zanieczyszczeń, w tym szczególnie szkodliwego dwutlenku siarki.

<sup>75</sup> Planowana przez Ministerstwo Gospodarki bariera 30% udziału energii zakontraktowanej w ogólnych obrotach została szybko przekroczona, osiągając niemal 75%. W rezultacie moc krajowego systemu elektroenergetycznego uległa zwiększeniu o około 3000 MW, co przy niemal 10 000 MW nadwyżki mocy ( 1/3 mocy całego systemu), wydawało się nie mieć uzasadnienia. (za: Urząd Regulacji Energetyki - [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html/\(15.09.2006 r.\)](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html/(15.09.2006%20r.))).

<sup>76</sup> „Już w latach 1996-1997 w trakcie dyskusji nad wprowadzeniem Prawa Energetycznego do krajowego systemu legislacyjnego pojawiły się głosy o konieczności rozwiązania sprzeczności pomiędzy pro-rynkowymi rozwiązaniami proponowanymi w projektowanej ustawie a istnieniem kontraktów długoterminowych. Tendencje te uległy wzmocnieniu po przyjęciu przez ustawodawcę Prawa Energetycznego a następnie wprowadzeniu go w życie oraz na skutek zarysowującej się stopniowej integracji z energetyką unijną i absorpcji proponowanych tam rozwiązań rynkowych. Pierwsze propozycje w tym zakresie przygotowywane były wewnątrz sektora elektroenergetycznego i w przeważającej opinii ekspertów zewnętrznych służyły przede wszystkim ochronie interesów wytwórców kosztem odbiorców i państwowego właściciela. Stało się jasne, że skala problemu powodowała, iż nie mógł on być rozwiązany "wewnątrzsektorowo" z następujących przyczyn:

- konieczności dopływu kapitału spoza elektroenergetyki,
- niezbędnej kontroli kosztów tej operacji ze strony państwa, gdyż istniała obawa, że mogą one być znacząco zawyżone przede wszystkim kosztem odbiorców,
- konieczności powiązania działań likwidacyjnych z programem niezbędnej restrukturyzacji sektora,
- potrzeby ograniczenia nadmiernego wzrostu cen ewentualnie zaproponowania programów osłonowych.”

(Urząd Regulacji Energetyki -

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html/\(15.09.2006 r.\)](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html/(15.09.2006%20r.))).



Kompensacyjnych<sup>77</sup> oraz sekurytyzacja kontraktów długoterminowych<sup>78</sup>. W efekcie w życie weszła zasada dobrowolności w rozwiązywaniu kontraktów. Ustalono jednak, że producenci energii otrzymają rekompensatę na pokrycie kosztów osieroconych, których pojęcie wyjaśniam poniżej. Program likwidacji KDT-ów jest nadal przedmiotem analiz. Problem **kontraktów długoterminowych i kosztów osieroconych** dotyka nie tylko Polski, ale również innych krajów unijnych. Beneficjenci kontraktów blokują wprowadzenie w życie wewnętrznego rynku energii opartego o zasady rynkowe.

**Koszty osierocone**, są to koszty inwestycji i zobowiązań poniesione wyłącznie w przeszłości (koszty historyczne), które nie zostały jeszcze odzyskane przez inwestorów ze sprzedaży energii elektrycznej i innych usług i nie będą możliwe do odzyskania na rynku konkurencyjnym. Graniczną datą ich poniesienia jest z reguły data wprowadzenia czy też uwolnienia rynku energii<sup>79</sup>. Koszty osierocone można wyliczyć jako różnicę pomiędzy wartością księgową majątku trwałego przedsiębiorstwa wytwórczego, a jego wartością rynkową z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży, cen paliw, rynkowych cen energii w okresie działalności. W związku z ciągłym rozwojem rynku, zmianą poziomu cen energii, należy dokonywać okresowych przeszacowań kosztów osieroconych. Uznana przez regulatora wielkość kosztów jest podstawą do wyliczenia wysokości opłat kompensacyjnych przedsiębiorstwa energetycznego dostosowującego się do warunków rynkowych. Do kategorii kosztów osieroconych<sup>80</sup> należą:

- koszty związane z przeinwestowanymi aktywami producentów energii, które nie zostały jeszcze spłacone ze środków pochodzących ze sprzedaży energii i których koszt produkcji przekracza cenę rynkową,

---

<sup>77</sup> SOK nie został wprowadzony w życie ze względów prawno-podatkowych – Ministerstwo Finansów nie potrafiło zakwalifikować kompensaty dla wytwórców energii i nie zajęła stanowiska w sprawie podatku VAT.

<sup>78</sup> Powstał problem wyłączenia praw niematerialnych. Nie można było przewidzieć popytu, podaży i cen oraz przepływów pieniężnych na kolejne 20 lat. Komisja Europejska nie wyraziła zgody na jednorazowe wypłacenie rekompensaty ze względu na znamiona pomocy publicznej i związane z tym nierówne traktowanie podmiotów sektora.

<sup>79</sup> Słownik Urzędu Regulacji Energetyki

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty\\_osierocone\\_stranded\\_costs.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty_osierocone_stranded_costs.html) (18.09.2006)

Prawidłowe oszacowanie kosztów osieroconych (stranded costs) przed datą uwolnienia rynku jest niezwykle trudne ze względu na konieczność wykonania prognozy cen energii na konkurencyjnym rynku w okresie spłaty zaciągniętych zobowiązań inwestycyjnych danego przedsiębiorstwa.

<sup>80</sup> Ibidem.

- koszty związane ze zobowiązaniami z tytułu kontraktów na dostawę mocy i energii zawartych po cenach, które były za wysokie na dzień podpisania kontraktu i które dzisiaj kształtują się znacznie powyżej ceny rynkowej energii elektrycznej,
- koszty związane z tzw. wydatkami nakazanymi lub zaaprobowanymi przez regulatorów (regulatory assets) do odzyskania w długich okresach (do 30 lat), aby zapobiec lub zredukować krótkoterminowe wzrosty stawek dla odbiorców,
- koszty wydatków na realizację programów oszczędności energii, pomocy dla osób o niskich dochodach, renty i emerytury pracownicze (koszty polityki społecznej),
- koszty zakupu energii elektrycznej od elektrociepłowni pracujących w skojarzeniu i elektrowni wykorzystujących źródła odnawialne,
- koszty inwestycji wymuszonych przez regulatora, a pozostających poza obszarem działalności podstawowej przedsiębiorstwa,
- koszty zobowiązań dotyczących przyszłych kosztów, dla których nie zgromadzono środków (np. koszty demontażu i likwidacji elektrowni jądrowych i składowisk odpadów radioaktywnych)<sup>81</sup>.

Zgodnie z opiniami większości ekonomistów, koszty osierocone powinny być zwracane ze względu na możliwość utraty zaufania inwestorów prywatnych do rynku oraz zwiększenie deficytu budżetowego w przypadku nieodzyskania tych kosztów przez przedsiębiorstwa państwowe. Warunkiem zwrotu kosztów jest uznanie przedsiębiorstwa przez regulatora za uprawnione<sup>82</sup>.

## **6. Regulacja energetyki.**

Zanim opisana zostanie rola **regulatora**, konieczne jest przybliżenie pojęcia **regulacji**. W literaturze przedmiotu można spotkać wiele różnych definicji regulacji<sup>83</sup>.

---

<sup>81</sup> Ibidem.

<sup>82</sup> „Mechanizmy odzyskiwania kosztów osieroconych powinny uwzględniać generalną zasadę równowagi interesów odbiorców i przedsiębiorstw. Podstawowym źródłem rekompensaty kosztów jest opłata pokrywana przez odbiorców, której nie można uniknąć, ponieważ jest umieszczana na rachunku odbiorcy. Inny mechanizm finansowania zwrotu kosztów wykorzystuje koncepcję sekurytyzacji – koncepcję emisji papierów wartościowych, opartych na kosztach osieroconych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (określona grupa aktywów o podobnej charakterystyce wyłączana jest z ogólnej puli aktywów firmy i staje się zabezpieczeniem emisji papierów wartościowych, zazwyczaj obligacji). Często stosowanym rozwiązaniem jest również sprzedaż aktywów przedsiębiorstw na rynku (np. prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych) lub przyspieszone umorzenie majątku.”

/źródło: Słownik Urzędu Regulacji Energetyki -

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty\\_osierocone\\_stranded\\_costs.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty_osierocone_stranded_costs.html) (18.09.2006)

<sup>83</sup> Zjawisko ingerencji państwa w różne dziedziny gospodarki pojawia się już w czasach starożytnych. Państwo regulowało wówczas kwestie pracy niewolniczej i własności ziemskiej. W czasach nowożytnych część ekonomistów opowiadała się za ograniczeniem roli państwa w życiu gospodarczym ( A. Smith, D.

**Regulacja** jest definiowana jako nałożenie przez ustawodawcę zasad i reguł (częściowo wspartych karami), które mają na celu modyfikowanie zachowań ekonomicznych przedsiębiorstw. Przedmiotem regulacji mogą być:

- efektywność produkcji, czyli minimalizacja kosztów, unikanie prób omijania istniejącej infrastruktury;
- efektywne cenotwórstwo, czyli optymalne ceny, uwzględniające lub nie, sieciowe efekty zewnętrzne - poddawane ograniczeniu;
- promocja konkurencji (konkurencja infrastrukturalna lub konkurencja usług);
- ceny społeczne (osiągnięcie pożądanых subsydiów wewnętrznych między grupami odbiorców lub usługami)<sup>84</sup>.

Do listy tej można dodać takie cechy dobrego systemu regulacyjnego, jak: niezależność regulatora i jego zdolność do równoważenia interesów państwa, przedsiębiorstw energetycznych i różnych grup konsumentów. Ważne jest również to, czy wymienione powyżej cele zamierza się osiągnąć nakazami czy też stwarzając odpowiednie systemy bodźców, na które reagować miałyby podmioty gospodarcze maksymalizujące swoje zyski.

Często przytaczanym uzasadnieniem regulacji jest potrzeba ograniczenia potencjalnej siły rynkowej, zwiększenie wydajności oraz unikanie duplikowania tych samych nakładów w przypadku *monopoli naturalnych*. Do innych celów należy ochrona konsumentów, utrzymanie jakości oraz innych norm - łącznie z normami etycznymi.

Regulacje mogą być również ustanawiane w celu ograniczenia *nadmiernej konkurencji* i ochrony dostawców przed niestabilnym poziomem produkcji i niskimi cenami<sup>85</sup>. Według definicji Alfreda Kahna<sup>86</sup>, regulacja oznacza działania podejmowane przez regulatorów poprzez bezpośrednie nakazy rządowe, mające na celu określenie głównych elementów struktury i działalności ekonomicznej przedsiębiorstw użyteczności publicznej. A. Kahn wskazuje cztery płaszczyzny regulacji:

1. Kontrolę wejścia,
2. Kształtowanie poziomu cen,
3. Kontrolę jakości i warunków świadczenia usług,

---

Ricardo czy M. Friedman). Wszyscy jednak uznawali niezbędność istnienia organu państwowego, który w szczególnych przypadkach powinien niwelować niedoskonałości rynku.

<sup>84</sup> Słownik Urzędu Regulacji Energetyki -

<http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=37&id=1016&search=31693>;

<sup>85</sup> Ibidem.

<sup>86</sup> Kahn A.E., *The Economics of Regulation. Principles and Institutions.*, tom I, The MIT Press, Cambridge-London, 1991, ss.2-3

4. Zobowiązanie do obsługi wszystkich klientów przy założeniu istnienia pewnych warunków brzegowych.

George Stigler przedstawia inną definicję regulacji<sup>87</sup>. Według niego, regulacja jest tworzona głównie dla uzyskania korzyści przez daną gałąź przemysłu lub grupę gałęzi. Regulacja ekonomiczna jest zatem wykorzystywaniem przez państwo „jego prawa do przymusu”. Według G. Stiglera regulacja może przyjmować dowolną formę, dla osiągnięcia przez gałąź przemysłu poddawaną regulacji określonych celów. Najczęściej chodzi o zwiększenie zysku. Autor określa cztery podstawowe rodzaje instrumentów regulacyjnych w przemyśle:

1. Bezpośrednie transfery pieniężne,
2. Kontrola wejścia na rynek,
3. Polityka promocyjna dóbr komplementarnych i osłabianie pozycji rynkowej dóbr substytucyjnych,
4. Kontrola cen.

G. Stigler w swoich rozważaniach idzie dalej niż A. Kahn. Uważa on, że państwo, prowadząc politykę regulacyjną w odniesieniu do konkretnych gałęzi przemysłu uznawanych za tradycyjnie regulowane, czy też prowadząc politykę antymonopolową, stosuje nie tylko wymienione instrumenty regulacyjne, ale korzysta również z innych instrumentów. Należą do nich między innymi:

1. Uchwalanie i wprowadzanie w życie regulacji prawnych,
2. Interwencjonizm na rynku zasobów naturalnych,
3. Bezpośrednia ingerencja państwa w produkcję i sprzedaż.

G. Stigler zwraca uwagę, że zawodność regulacji jest immanentną cechą ingerencji państwa w procesy rynku.

Daniel F. Spulber analizuje definicję regulacji z punktu widzenia trzech kierunków ingerencji państwa w gospodarkę<sup>88</sup>. Należą do nich:

1. Bezpośrednia interwencja państwa w mechanizm alokacji (np. regulacja cen, zasady i reguły regulacji),
2. Wpływ na decyzje konsumentów (np. podatki, płatności transferowe),
3. Ingerencja w decyzje przedsiębiorstwa (np. standardy jakościowe, bariery wejścia na rynek – koncesje, podatki).

---

<sup>87</sup> Stigler G., *The Theory of Economic Regulation*, Bell Journal of Economics and Management Science, Spring. 1971, ss.3 i nast.

<sup>88</sup> Spulber D.F., *Regulation and Markets*, The MIT Press, Cambridge 1989, ss.24-37.

D. Spulber definiuje regulację jako określone reguły lub działania podejmowane przez organy rządowe, które oddziałują bezpośrednio na mechanizm alokacji na rynku lub pośrednio poprzez oddziaływanie na decyzje konsumentów i firm od strony popytu i podaży.

Ustawa Prawo energetyczne definiuje regulację jako stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesu odbiorców<sup>89</sup>.

Do podstawowych zadań regulacji należą:

- zapobieganie i eliminacja uwarunkowań i praktyk stwarzających zagrożenie dla zdrowia, życia i bezpieczeństwa obywateli,
- eliminacja działań stanowiących zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa,
- promocja dziedzin gospodarki ważnych ze społecznego punktu widzenia.

Najważniejsze cechy dobrego systemu regulacyjnego, to:

- przejrzystość,
- prostota,
- stałość (ustalone zasady, reguły nie powinny być zbyt często zmieniane),
- obiektywizm (równe i sprawiedliwe traktowanie wszystkich podmiotów),
- skuteczność.

System regulacyjny powinien równoważyć interesy przedsiębiorstw elektroenergetycznych i odbiorców energii, skłaniać producentów energii do ponoszenia nakładów inwestycyjnych w zakresie modernizacji i rozwoju, wspierać rozwój konkurencji na rynku energii oraz eliminować możliwość powstawania zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Regulacja stosowana na rynku energii elektrycznej ma z jednej strony wymuszać poprawę efektywności funkcjonowania i jakości dostaw przedsiębiorstw energetycznych, a z drugiej chronić konsumentów przed skutkami stosowania praktyk monopolistycznych. W tym celu został powołany **Urząd Regulacji Energetyki** – organ administracji państwowej dokonujący regulacji w sektorze energetycznym.

Rys.3 Podmiotowy zakres funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki

---

<sup>89</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

<b>URZĄD REGULACJI ENERGETYKI</b>	
WYTWÓRCY ENERGII	DYSTRYBUTORZY
SPÓŁKI OBROTU	ODBIORCY

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wymienionej uprzednio dokumentacji URE

Z punktu widzenia realizacji rynkowej reformy sektora energetycznego, nadrzędnymi funkcjami Urzędu Regulacji Energetyki są:

- 1) aktywne wspieranie rozwoju procesów konkurencyjnych;
- 2) równoważenie interesów ekonomicznych uczestników rynku energetycznego.

Urząd reprezentowany przez swojego prezesa – regulatora, reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne i założeniami polityki energetycznej Państwa.

**Regulator**, to prezes Urzędu Regulacji Energetyki wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Jest on centralnym organem administracji rządowej. Prezes URE wykonuje zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki.

Do zakresu działań Prezesa URE należy<sup>90</sup>:

1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji.
2. Zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, w tym:
  - 2.1. Analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
  - 2.2. Ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego

---

<sup>90</sup> Ibidem

oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, a także okresu ich obowiązywania.

3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną.
4. Kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną.
5. Rozstrzyganie sporów w zakresie dotyczącym ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw.
6. Nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie – Prawo Energetyczne.
7. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych.
8. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.
9. Zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej.
10. Kontrola kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych.
11. Gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki.

Zestaw narzędzi pozostających do dyspozycji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pozwala mu między innymi na zabezpieczenie ciągłych i nieprzerwanych dostaw energii po społecznie akceptowanych cenach. Wydaje się, że najtrudniejszą do zdefiniowania jest funkcja Prezesa URE polegająca na promowaniu konkurencji. Jej realizacja wymaga przede wszystkim wybraniego określenia tych segmentów sektora energetycznego, w których możliwa jest konkurencja i tych, na których będzie ona w przewidywalnej przyszłości albo niemożliwa, albo niepożądana. Konkurencja tam, gdzie jest ona z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia możliwa i pożądana, wymaga przede wszystkim liberalizacji, czyli otwarcia poszczególnych rynków na

wejście nowych podmiotów gospodarczych oraz umożliwienia już działającym podmiotom swobodnego prowadzenia swojej działalności gospodarczej. Bariere dla rozwoju konkurencji może stanowić jednak struktura danego rynku często bardzo różna od tej, która ukształtowałaby się, gdyby rynek od początku był konkurencyjny. Dlatego też potrzebna jest promocja konkurencji zmieniająca istniejące struktury, albo wspomagająca wejście na rynek nowych podmiotów<sup>91</sup>.

Ponieważ w Polsce w punkcie wyjścia mamy do czynienia w poszczególnych podsektorach energetyki z różnymi strukturami, stawia to przed regulatorem równe zadania w każdym z nich. W ciepłownictwie istnieją stosunkowo niewielkie możliwości rozwoju konkurencji i trudno jest też czerpać z doświadczeń innych krajów z tej prostej przyczyny, że ich po prostu nie ma. Sytuacja w gazownictwie zdeterminowana jest z jednej strony dużym uzależnieniem od importu gazu ziemnego, z drugiej opóźnieniami w realizacji przekształceń strukturalnych Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Teoretycznie najlepiej przedstawia się sytuacja w elektroenergetyce. W podsektorze na początku obecnej dekady dokonano dezintegracji wertykalnej. Rzeczywisty rozwój konkurencji zależeć będzie od kształtu, jaki przybierze rynek energii elektrycznej, co z kolei zależeć będzie od przepisów ciągle jeszcze oczekiwanych rozporządzeń wykonawczych oraz od szybkości przekształceń własnościowych w tym podsektorze, co oznacza, że w najbliższej przyszłości realizacja zadania promocji konkurencji sprowadzać się będzie przede wszystkim do współpracy z Ministerstwami Gospodarki i Skarbu Państwa. Jeśli chodzi o prywatyzację, to regulator starał się będzie redukować stojące na jej drodze przeszkody, zmniejszając tzw. niepewność regulacyjną. Odrębną grupą problemów związanych z prywatyzacją będą: konsolidacja pozioma i integracja pozioma w sektorze. Z punktu widzenia rozwoju procesów konkurencyjnych, niezbędna będzie projekcja skutków konsolidacji i integracji, i opracowanie przedsięwzięć zapobiegawczych w przypadku zaistnienia zagrożeń dla rozwoju konkurencji<sup>92</sup>.

## **7. Rynek energii elektrycznej w Polsce.**

Podmiotami rynku energii elektrycznej w Polsce są:

---

<sup>91</sup> Biuletyn URE, Nr 1 styczeń 1999 r.

<sup>92</sup> Ibidem.



## I / Uczestnicy rynku:

1. Wytwórcy energii elektrycznej:
  - 1.1. Elektrownie systemowe. W Polsce funkcjonuje obecnie 19 elektrowni (tzw. elektrowni systemowych zwanych też elektrowniami zawodowymi), w których energia elektryczna wytwarzania jest ze spalania węgla brunatnego i węgla kamiennego. W elektrowniach tych produkowane jest 75 % całości energii zużywanej w kraju. Do największych z nich należą: Bełchatów, Opole i Turów (tworzące tzw. Grupę BOT) oraz Połaniec, Koźienice, Rybnik i Dolna Odra.
  - 1.2. Elektrociepłownie (EC) lokalne, w których jednocześnie wytwarzana jest energia elektryczna i ciepło (tzw. wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem - **kogeneracji**<sup>93</sup>). W Polsce pracuje obecnie ponad 50 elektrociepłowni zlokalizowanych przy większych aglomeracjach miejskich, np. zlokalizowana w Warszawie i należąca do Vattenfall Heat Polska – Elektrociepłownia Żerań, czy znajdująca się we Wrocławiu Kogeneracja. Elektrociepłownie (tzw. przemysłowe) lokalizowane są również w obrębie większych zakładów przemysłowych. W naszym kraju funkcjonuje obecnie przeszło 160 takich obiektów.
  - 1.3. Elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe, np.: Elektrociepłownia Poznań – Karolin SA, Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA i inne.
2. Firmy przesyłu energii elektrycznej: monopolista PSE - Operator S.A.<sup>94</sup> wydzielona ze struktur Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Zgodnie z zapisami unijnej Dyrektywy 2003/54/EC, niezależny operator systemu przesyłowego (OSP) funkcjonuje w Polsce od 1 lipca 2004 roku.
3. Dystrybutorzy rynku elektroenergii: Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego<sup>95</sup>.

---

<sup>93</sup> **Kogeneracja** (także **skojarzona gospodarka energetyczna** lub **CHP - Combined Heat and Power**) jest to proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni. Ze względu na mniejsze zużycie paliwa, zastosowanie kogeneracji daje duże oszczędności ekonomiczne i jest korzystne pod względem ekologicznym - w porównaniu z odrębnym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej.

<sup>94</sup> PSE - Operator S.A. realizuje cele działania stosując obiektywne i przejrzyste zasady funkcjonowania, zapewniając równe traktowanie stron oraz przykładając należyłą uwagę do poszanowania środowiska naturalnego.

<sup>95</sup> Jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot pełniący podobne obowiązki co operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE. W odróżnieniu od działań operatora systemu przesyłowego

4. Operatorzy sieci rozdzielczych 110kV i niższych napięć, czyli spółki obrotu energią elektryczną (niezależne firmy handlujące energią), np.: Biuro Marketingu i Sprzedaży Electrabel, Grupa SUEZ w Katowicach.

Ze względu na to, że straty związane z przesyłem energii elektrycznej są odwrotnie proporcjonalne do napięcia, na jakim jest ona przesyłana, energię elektryczną transportuje się liniami o możliwie najwyższym napięciu. W drodze z elektrowni do klientów finalnych energia elektryczna transportowana jest dwoma rodzajami sieci elektroenergetycznych:

- tzw. **sieciami przesyłowymi** o napięciu 220 i 400 kV należącymi do Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., którymi energia transportowana jest bezpośrednio z elektrowni do tzw. Głównych Punktów Zasilających (GPZ) oraz
- tzw. **sieciami dystrybucyjnymi** o napięciu od 230 V do 110 kV należącymi do dystrybutorów energii, którymi energia transportowana jest z GPZ-ów bezpośrednio do klientów finalnych.

## **II / Odbiorcy energii elektrycznej:**

1. Gospodarstwa domowe, do których należą wszyscy klienci kupujący energię na cele komunalno-bytowe.
2. Wszyscy klienci nie będący gospodarstwami domowymi, kupujący energię na potrzeby prowadzonej przez siebie działalności gospodarczej, czyli zakłady przemysłowe, PKP, biura, hotele, centra handlowe, instytucje itp.

Wymienieni powyżej uczestnicy mogą działać na trzech rynkach:

1. Rynku kontraktowym, na którym zawierane są kontrakty pomiędzy odbiorcami i dostawcami energii. Kontrakty te mogą być zawierane pomiędzy wytwórcami energii, przedsiębiorstwami sieciowymi, firmami handlującymi energią oraz pozataryfowymi odbiorcami energii. Kontrakty zawarte na rynku kontraktowym zawierają godzinowy harmonogram realizacji dostaw.

---

elektroenergetycznego, kompetencje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego skupiają się na sieci rozdzielczej, tzn. sieci wysokich, średnich oraz niskich napięć (nie wyższych niż 110 kV), służącej do dystrybucji energii elektrycznej. (źródło: Słownik CIRE, [http://sloownik.cire.pl/?id=769,\(16.04.2007\)](http://sloownik.cire.pl/?id=769,(16.04.2007))).

2. Rynku giełdowym (**TGE**<sup>96</sup>) istniejącym od lipca 2000 r., obejmującym rynek dnia następnego, rynek terminowy i rynek praw majątkowych (rynek **zielonych certyfikatów**<sup>97</sup>) oraz na platformach handlu elektronicznego energią (np. **poee**<sup>98</sup> lub **kantor energii**<sup>99</sup>).
3. Rynku bilansującym, zamykającym bilans energii elektrycznej w systemie, działającym jako rynek dobowo-godzinowy od września 2001 r., a którego operatorem jest PSE - Operator.

Prawo Energetyczne wprowadza wobec przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku energii wymóg uzyskiwania koncesji i precyzuje, które z rodzajów działalności przedsiębiorstw energetycznych jej wymagają. Należą do nich wytwarzanie energii i transport energii sieciami przesyłowymi i rozdzielczymi.

Powyższe definicje i zasady stanowią zarówno zręby konstrukcyjne, jak i swoiste metody rozstrzygnięcia i realizacji priorytetów polityki energetycznej oraz określania wynikających z nich kierunków działań rządu.

---

<sup>96</sup> **TGE – Towarowa Giełda Energii.** Została utworzona w celu poprawy efektywności polskiego sektora energetycznego i sektorów z nim związanych oraz dostosowania go do warunków konkurencji i wymagań obowiązujących w Unii Europejskiej, zapewnienia bezpieczeństwa obrotu energią, równych warunków dostępu do rynku energii i minimalizacji kosztów transakcji.

<sup>97</sup> System finansowania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. **Zielone certyfikaty** wydawane są jako dowód wyprodukowania energii ze źródeł odnawialnych(OZE). Wyprodukowana w źródle odnawialna energia elektryczna sprzedawana jest na rynku energii, a certyfikaty, świadczące o jej pochodzeniu – na rynku certyfikatów. System ten pozwala oddzielić fizycznie wyprodukowaną energię elektryczną od efektu ekologicznego, jaki jest osiąganym w wyniku jej wyprodukowania w odnawialnym źródle energii .

<sup>98</sup> **Poee – Platforma Obrotu Energią Elektryczną.** Platforma umożliwia za pośrednictwem internetu zakup i sprzedaż energii elektrycznej konwencjonalnej, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO2. Platforma oferuje możliwość zakupu i sprzedaży energii na dany dzień najdłużej ze wszystkich parkietów działających na rynku energii. Na **poee** można dokonać zakupu/sprzedaży energii nawet po zamknięciu sesji Towarowej Giełdy Energii. Handel energią na **poee** jest możliwy na okres obejmujący dwa najbliższe lata.

<sup>99</sup> **Kantor Energii** jest elektronicznym system handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostawy na "dzień do przodu" lub "dwa dni do przodu". Kantor Energii działając na zasadzie analogicznej do kantorów walut kupuje i sprzedaje energię poszczególnym uczestnikom rynku. Wszystkie transakcje kupna i sprzedaży zawierane są pomiędzy klientami Kantoru a jego właścicielem. Klient wybiera rodzaj transakcji, godzinę dostawy i akceptuje oferowaną przez Kantor cenę.

# Rozdział I

## Elektroenergetyka – charakterystyka podstawowa podsektora

### 1. Rynek energii – pojęcia podstawowe.

Znaczenia energii w funkcjonowaniu społeczeństwa i rozwoju gospodarczym nie trzeba uzasadniać, ponieważ osiągnięty poziom rozwoju cywilizacji potwierdza jej ogromną rolę. W języku greckim **energia** oznacza działanie. W filozofii greckiej energia, to forma będąca przeciwieństwem materii. Energia jest czymś rzeczywistym, aktualnym, czynnym, w odróżnieniu od tego, co jest tylko możliwe, potencjalne, bierne. Pojęcie energii związane jest z procesami zachodzącymi w przyrodzie. Energia jest jednym z podstawowych terminów fizyki i zdefiniowana jest jako wyrażona w jednostkach pracy skalarna wielkość, charakteryzująca stan układu fizycznego, jego ruch i oddziaływanie zgodnie z zasadą zachowania energii<sup>1</sup>. Słownik Webstera określa ją jako moc użytkową (ciepło lub elektryczność)<sup>2</sup>. Ogólnie energię można zdefiniować jako zdolność do wykonywania pracy właściwej ciału lub procesowi. Wymienione stwierdzenia ukazują trudności w zdefiniowaniu pojęcia energia energia. Ponadto Może ona występować w wielu postaciach.

Termin **energetyka** odnosi się do wyodrębnionej części gospodarki obejmującej całość powiązanych ze sobą procesów, związanych z pozyskaniem i wykorzystaniem nośników energii<sup>3</sup>. Ustawa Prawo Energetyczne<sup>4</sup> definiuje szczegółowo pojęcie energetyki odnosząc je do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, magazynowania, dystrybucji oraz użytkowania paliw lub energii. Energetykę można podzielić na części ze względu na funkcje poszczególnych rodzajów energii, albo z punktu widzenia jednorodności charakteru działalności energetycznej. Pierwszy podział ma charakter systemowy. Rozróżnia on kolejne postacie energii. Pierwszą z nich jest **energia pierwotna**, czyli energia w postaci nieodnawialnej (energia chemiczna paliw) i

---

<sup>1</sup> Encyklopedia popularna PWN, Warszawa, 1982, s.194

<sup>2</sup> Webster's Online Dictionary, <http://www.merriam-webster.com/dictionary/energy> (12.10.2006)

<sup>3</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, URE, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej, Warszawa 2003, s 3.

<sup>4</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

odnawialnej, czerpana bezpośrednio z przyrody, która nie była poddana technologicznemu procesowi przetwarzania<sup>5</sup>. Źródłem energii są nośniki energii pierwotnej: organiczne paliwa kopalne, paliwa jądrowe i tak zwane odnawialne źródła energii<sup>6</sup>. Część nośników energii można wykorzystać bezpośrednio, część natomiast podlega przetworzeniu drogą przemian energetycznych. W odróżnieniu od energii pierwotnej, **energia wtórna** pochodzi z surowców wyprodukowanych przy użyciu źródeł pierwotnych<sup>7</sup>.

Zgodnie z klasyfikacją stosowaną przez Światową Radę Energetyczną, ogólne zasoby energii dzieli się na źródła odnawialne i nieodnawialne<sup>8</sup>. J. Soliński, opierając się na tym źródle, podaje następujący podział źródeł energii:

**Nieodnawialne źródła energii**, stanowiące dotychczas podstawowe źródła zaopatrzenia świata w energię pierwotną, obejmują:

- węgiel kamienny i brunatny,
- ropę naftową łącznie z gazem ciekłym stowarzyszonym ze złożami ropy,
- łupki bitumiczne,
- naturalne bituminy,
- gaz ziemny,
- paliwo uranowe.

Do **odnawialnych źródeł energii** zalicza się:

- energię wodną,
- drewno,
- biomasę z wyłączeniem drewna,
- torf,
- energię słońca,
- energię geotermalną,
- energię fal morskich,

---

<sup>5</sup> Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku, Dokument rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 17.10.1995 r., Ministerstwo Przemysłu i Handlu (obecnie Ministerstwo Gospodarki)

<sup>6</sup> Termin Odnawialne Źródło Energii (OZE) został zdefiniowany w ustawie Prawo Energetyczne jako źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

<sup>7</sup> Przykładem może być ropa naftowa jako surowiec pierwotny i produkowane z niej paliwa (wtórne). Podobnie jest z drewnem opałowym i węglem drzewnym. Energia elektryczna może być wytwarzana w obu formach.

<sup>8</sup> Soliński J., Sektor energii – świat i Polska. Rozwój 1971-2000. Perspektywy do 2030r., Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa 2004, s.9

- energię ciepłą oceanów.

**Zasoby nieodnawialnych źródeł energii** są klasyfikowane jako:

- zasoby (resources),
- rezerwy udokumentowane nadające się do eksploatacji,
- rezerwy dodatkowe<sup>9</sup>.

**Zasoby**, to całkowita ilość danych surowców energetycznych w skorupie ziemskiej oceniana jako możliwa do pozyskania. Natomiast **rezerwy**, to część zasobów nadających się do eksploatacji w obecnych warunkach technicznych i ekonomicznych. Należy jednak mieć na uwadze, że rozpoznanie geologiczne zasobów i rezerw kopalnych surowców energetycznych jest wciąż niepełne. Pozwala to przypuszczać, że po zwiększeniu głębokości poszukiwań mogą być odkryte nowe ich złoża. Poza tym wiele złóż surowców energetycznych znajduje się w trudno dostępnych częściach naszego globu, dotychczas nie zbadanych (na przykład na Antarktydzie). Stąd obecnie brak jest dostatecznych informacji o wielkości geologicznych zasobów energetycznych<sup>10</sup>.

Energia uzyskana z zasobów musi być dostarczona do odbiorcy finalnego. Proces przetwarzania i przesyłania energii powoduje straty, których przyczyną jest niedoskonałość procesów technicznych i technologicznych. Energia pierwotna pomniejszona o sumę tych strat nosi nazwę **energii bezpośredniej** albo **energii finalnej**<sup>11</sup>. Posiada ona większą użyteczność od energii pierwotnej, a jej parametry techniczne dopasowane są do potrzeb odbiorcy. Odbiorca zainteresowany jest **energiami użyteczną**, czyli taką, która nie podlega dalszym przemianom.

Energia finalna jest przesyłana do odbiorcy za pomocą **sieci energetycznych**, czyli instalacji połączonych i współpracujących ze sobą, służących do przesyłania lub dystrybucji energii, będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego<sup>12</sup>.

Kolejne dwa istotne terminy to dystrybucja i przesyłanie. Prawo Energetyczne definiuje pojęcie **dystrybucja** – po pierwsze jako rozdział i po drugie jako dostarczanie odbiorcom paliw lub energii za pomocą sieci przesyłowej, natomiast termin **przesyłanie** zdefiniowany jest jako transport paliw lub energii za pomocą sieci. Brak jednakże wyraźnego rozgraniczenia pojęciowego między tymi procesami, co jest widoczne we

---

<sup>9</sup> Ibidem.

<sup>10</sup> Ibidem.

<sup>11</sup> Zamiast terminu energia finalna stosuje się zamiennie zużycie bezpośrednie bądź też energia użyteczna – nie podlegająca dalszym przemianom (patrz: Dobroczyńska A., Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, URE, Warszawa 2003, s 3.).

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

wszystkich artykułach ustawy Prawo Energetyczne, regulujących sprawy zachowań przedsiębiorstw prowadzących działalność sieciową<sup>13</sup>. Analiza treści przepisów prowadzi do wniosku, że ustawodawca nie rozgranicza jednoznacznie procesów przesyłu i dystrybucji. Można nawet w krańcowym przypadku posunąć się do stwierdzenia, że traktuje je jako funkcjonalną jedność. W aktualnym systemie organizacji sektora energetycznego precyzyjne określenie zakresu tych pojęć ma duże znaczenie dla skutecznego wprowadzania dalszych reform w Polsce. Ważne jest choćby prawne rozróżnienie działalności w zakresie przesyłu i dystrybucji paliw i energii oraz wyodrębnienie ich z procesu obrotu paliwami i energią.

Szersze definicje formułują dyrektywy europejskie 96/92/EC oraz 98/30/EC. W dyrektywie elektroenergetycznej (96/92/EC) **przesyłanie** definiuje się jako „transport energii elektrycznej siecią bardzo wysokiego napięcia lub wysokiego napięcia, w celu jej dostawy *odbiorcom finalnym lub dystrybutorom*, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>14</sup>. **Dystrybucję** określa się jako „transport energii elektrycznej siecią wysokiego, średniego i niskiego napięcia w celu jej dostawy *odbiorcom hurtowym i finalnym*, z wyłączeniem obrotu”<sup>15</sup>.

W Dyrektywie gazowej **przesyłanie**, to „transport gazu naturalnego siecią wysokiego ciśnienia (z wyjątkiem rurociągów łączących źródła gazu lub ropy z przedsiębiorstwami je przetwarzającymi lub terminalami przeladunkowymi) mający na celu dostarczenie gazu do odbiorców, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>16</sup>.

**Dystrybucja**, to „transport gazu naturalnego sieciami regionalnymi lub lokalnymi, mający na celu jego dostarczenie odbiorcom, jednak z wyłączeniem obrotu”<sup>17</sup>.

Definicje zawarte w obu dyrektywach określają przesyłanie i dystrybucję jako transportowanie mediów energetycznych do odbiorców, czyli obejmują swym zakresem jedynie procesy techniczne. Sformułowanie – „jednak z wyłączeniem obrotu”, użyte w obu przypadkach wyraźnie podkreśla, że ani przesył, ani dystrybucja nie obejmują obrotu<sup>18</sup>. Definicja **obrotu** akcentuje prowadzenie działalności gospodarczej prowadzonej

---

<sup>13</sup> Terminologia ustawy odbiega od ukształtowanego przyjętego w prawie europejskim rozumienia tych procesów, rozróżnianych na podstawie zdolności transportowych sieci, w oparciu o które prowadzona jest działalność przesyłowa i dystrybucyjna.

<sup>14</sup> Dyrektywa nr 96/92/EC z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej

<sup>15</sup> Ibidem

<sup>16</sup> Dyrektywa nr 98/30/EC z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego

<sup>17</sup> Ibidem

<sup>18</sup> Obrót w nowych dyrektywach definiowany jest jako sprzedaż, w tym odsprzedaż energii i paliw odbiorcom.

w celach zarobkowych, w sposób zorganizowany i ciągły, polegająca na nabywaniu i sprzedawaniu paliw lub energii. Jest to działalność odrębna od działalności w zakresie procesów energetycznych.

**Handlem** określa się tu kupowanie towarów w celu ich sprzedaży. Działanie to nie prowadzi do większych zmian towarów będących przedmiotem transakcji<sup>19</sup>. W trakcie transakcji kupno-sprzedaż, dochodzi do przeniesienia własności towarów.

W obrocie uczestniczy wytwórca energii i odbiorca ostateczny. Nie prowadzą oni działalności handlowej, więc nie można ich zaliczać do handlu (jedynie do dystrybucji).

Handel nie zawiera transportu, rozdziału czy dystrybucji. Nie można go utożsamiać z pojęciem Dystrybucja, chociaż tak się często zdarza. Handel dzieli się na hurtowy i detaliczny. Takiego podziału nie stosuje się do obrotu.

Przesył energii sieciami nie jest wolny od strat. Procentowy stosunek uzysku energii finalnej do wsadu energii pierwotnej nazywa się **sprawnością przemian energetycznych** i jest ważnym wskaźnikiem oceny sprawności systemu energetycznego.

## 2. Podstawowe wskaźniki stosowane w pomiarze sektora elektroenergetycznego.

**Sprawność przemiany energetycznej netto**, to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany, pomniejszonej o zużycie energii na wsad z produkcji własnej, oraz zużycie energii pochodzącej z danej przemiany, a zużytej na jej potrzeby energetyczne do energii zawartej we wsadzie i energii doprowadzonej z zewnątrz na potrzeby energetyczne przemiany<sup>20</sup>. Sprawność obliczana jest według wzoru:

$$S_n = [(E - E_{pp}) \div (E_w + E_p - E_{pp})] \cdot 100(\%)$$

gdzie:

$S_n$  - sprawność przemiany energetycznej netto,

$E$  - energia uzyskana (wyprodukowana) w przemianie [GJ],

<sup>19</sup> Por.: definicja handlu w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 18.03.1997 r. w sprawie PKWiU.

<sup>20</sup> Źródło: Główny Urząd Statystyczny, Warszawa;

[http://www.stat.gov.pl/gus/definicje\\_PLK\\_HTML.htm?id=POJ-840.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/definicje_PLK_HTML.htm?id=POJ-840.htm) (12.05.2007)



$E_w$  - energia zawarta we wszystkich nośnikach zużytych na wsad przemiany [GJ],

$E_p$  - całkowita energia nośników energii zużytych na potrzeby energetyczne przemiany [GJ],

$E_{pp}$  - energia zawarta w nośnikach energii wyprodukowanych w rozliczonej przemianie i zużytych na wsad i potrzeby energetyczne tej samej przemiany [GJ].

**Sprawność przemiany energetycznej brutto**, to stosunek całkowitej energii uzyskanej z przemiany (produkcja brutto) do energii zawartej we wsadzie i energii zużytej na potrzeby energetyczne przemiany (energii z zewnątrz oraz przemiany)<sup>21</sup>. Sprawność obliczana jest według wzoru:

$$S_b = E \div (E_w + E_p) \cdot 100(\%)$$

gdzie:

$S_b$  - sprawność przemiany energetycznej brutto,

$E$  - energia uzyskana (wyprodukowana) w przemianie (energia brutto), [GJ],

$E_w$  - energia zawarta we wszystkich nośnikach zużytych na wsad przemiany [ GJ],

$E_p$  - całkowita energia nośników energii zużytych na potrzeby energetyczne przemiany [GJ].

Efektywność energetyczną kraju mierzy się stosując system wskaźników ODEX. Wskaźnikiem ODEX nazwany jest zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej konsumenta końcowego. Został on opracowany ze względu na potrzeby w zakresie monitorowania efektywności energetycznej oraz w celu uzyskania zrozumiałego, prostego do opracowania i porównywalnego wskaźnika ilustrującego postęp w zakresie efektywności energetycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Wskaźnik ten jest otrzymywany poprzez agregowanie zmian w jednostkowym zużyciu energii, obserwowanych w danym okresie czasu na określonych poziomach użytkownika końcowego. Używając odnośnych parametrów fizycznych, wskaźnik ODEX najlepiej ilustruje postęp w zakresie efektywności energetycznej<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> Ibidem

<sup>22</sup> Efektywność wykorzystania energii w latach 1995-2005, GUS, Warszawa 2007.

ODEX jest alternatywną metodą dla monetarnych wskaźników zużycia energii<sup>23</sup>, które zależą od wielu czynników związanych - nie bezpośrednio - z efektywnością energetyczną. Wskaźnik ODEX nie pokazuje bieżącego poziomu intensywności energetycznej, lecz postęp w stosunku do roku bazowego. Wskaźniki ODEX są przydatne do monitorowania realizacji celu indykatywnego w zakresie efektywności energetycznej, określonego w dyrektywie 2006/32/WE. Metodologia obliczania wskaźników ODEX jest obecnie wypracowywana, m.in. w ramach programów Komisji Europejskiej pod nazwą ODYSSEE, w którym bierze udział GUS i KAPE S.A. Obecnie stosuje się dwie alternatywne metody obliczania wskaźnika ODEX, dające taki sam wynik. Pierwsza z nich (metoda agregacji oparta na efekcie jednostkowego zużycia) łączy postęp w efektywności energetycznej osiągnięty we wszystkich podsektorach na podstawie ilości zaoszczędzonej energii (np. Mtoe): oparta jest na „efekcie jednostkowego zużycia”. Druga metoda (metoda wskaźnika ważonego) waży osobny wskaźnik zużycia jednostkowego każdego podsektora na podstawie jego udziału w zużyciu energii całego sektora.

## 2.1. Metoda agregacji oparta na efekcie jednostkowego zużycia.

**Efekt jednostkowego zużycia (EFCU)** mierzy wpływ na zużycie zmian w jednostkowym zużyciu pomiędzy rokiem  $t$  i poprzednim rokiem ( $t-1$ ), albo rokiem bazowym. Na przykład, efekt jednostkowego zużycia -1000 ktoe w roku „ $t$ ” oznacza, że przy zastosowaniu technologii energetycznych i praktyk z roku bazowego, zużycie byłoby o 1000 ktoe większe niż w roku „ $t$ ”.

Dla danego podsektora lub zastosowania końcowego „ $t$ ”, efekt jednostkowego zużycia w roku „ $t$ ” jest obliczany przez mnożenie poziomu działalności w roku „ $t$ ” i zmian w jednostkowym zużyciu pomiędzy rokiem „ $t$ ” i rokiem odniesienia. Efekty jednostkowego zużycia (wszystkie wyrażone w tej samej jednostce Mtoe) są następnie agregowane dla wszystkich podsektorów i zastosowań końcowych w celu otrzymania zagregowanego efektu jednostkowego zużycia na poziomie sektora. W przemyśle na przykład ogólny efekt zużycia jednostkowego zostanie otrzymany poprzez agregację efektów zużycia jednostkowego energii w poszczególnych działach. ODEX jest obliczony na każdy rok jako iloraz rzeczywistego zużycia energii  $E_t$  i teoretycznego zużycia energii

---

<sup>23</sup> **Efektywność energetyczna** mierzona jest stosunkiem dochodu narodowego brutto (PKB) do zużycia energii.

bez brania pod uwagę efektu zużycia jednostkowego (tzn. bez oszczędności energii uzyskanej poprzez zmniejszenie jednostkowego zużycia energii w wyniku działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej procesu produkcji danego wyrobu).

Wskaźnik efektywności obliczany jest według wzoru:

$$I = \frac{E_t}{E_t - EFCU} \cdot 100$$

Efekt zużycia jednostkowego (*EFCU*) mierzy wpływ zmiany jednostkowego zużycia energii przy produkcji jednostki wyrobu (np. tony cementu). Obliczony jest poprzez mnożenie wielkości produkcji i zmian w jednostkowym zużyciu energii (*UC*) w roku *t* i roku bazowym (*UC<sub>t</sub> - UC<sub>0</sub>*).

## 2.2. Metoda wskaźnika ważonego.

W tej metodzie ODEX obliczany jest jako średnia ważona wskaźników zużycia jednostkowego dla podsektorów. Jego interpretacja jest łatwiejsza, ponieważ otrzymywana wartość jest bezpośrednio związana z obserwacją zmian w efektywności energetycznej w każdym z podsektorów. Zmiany ważonego wskaźnika zużycia jednostkowego pomiędzy okresem t-1 i t, w następujący sposób:

$$\frac{I_{t-1}}{I_t} = \sum_i (EC_{i,t} \cdot \frac{UC_{i,t}}{UC_{i,t-1}})$$

Przy czym *UC<sub>i</sub>*, to wskaźnik zużycia jednostkowego dla rodzaju działalności *i*, a *EC<sub>i</sub>*, to udział tego rodzaju działalności w ogólnym zużyciu.

Rodzaje stosowanych w gospodarce procesów technicznych i technologicznych pozwalają na wyliczenie wskaźników charakteryzujących gospodarkę energetyczną. Należą do nich między innymi **miary energochłonności gospodarki**. Miarą taką jest sprowadzona do porównywalności ilość energii pierwotnej na jednostkę produktu krajowego brutto. Odwrotność tej relacji oznacza **produktywność energii**<sup>24</sup>. Jest to

---

<sup>24</sup> Albinowski S., Energochłonność gospodarki – zmiany w okresie transformacji i projekcie do 2020 r., URE, Warszawa, listopad 1999r.

wskaźnik efektywności energetycznej. Korzystna zmiana światowych wskaźników energochłonności PKB została osiągnięta dzięki: wdrażaniu nowych energooszczędnych technologii w przemyśle, transporcie itp., strukturalnym zmianom w gospodarce wielu krajów, ograniczeniu strat energii itd.

Syntetycznym **miernikiem określającym energochłonność** gospodarki jest ilość energii pierwotnej przypadająca na wytworzenie jednostki Produktu Krajowego Brutto. Analogicznie **elektrochłonność gospodarki**, to ilość energii elektrycznej przypadająca na jednostkę PKB. Bank Światowy, jak również OECD, publikują dwie wartości PŚB<sup>25</sup> i PKB w dolarach USA: wg oficjalnego kursu bankowego oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej – PPP (Purchasing Power Parities). PKB liczony wg PPP pozwala na eliminowanie różnic w poziomie cen w różnych krajach. Stąd PKB wyrażony w dolarach wg PPP stanowi właściwą podstawę do określania energo- i elektrochłonności PKB.

W minionym 30-leciu w gospodarce światowej wystąpiło korzystne zjawisko zmniejszenia energochłonności o około 30%. Światowy wskaźnik energochłonności PŚB został zmniejszony z 0,33 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/1000 US\$ w 2000 r. Zmniejszenie wskaźników energochłonności PKB osiągnęły zarówno kraje OECD, jak również regiony nie będące członkami OECD<sup>26</sup>. W OECD energochłonność została zmniejszona z 0,32 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,22 toe/1000 US\$ w 2000 r. Największe zmniejszenie osiągnięto w regionie Ameryki Północnej, chociaż nadal wskaźniki energochłonności PKB w tym regionie są wyższe od wskaźników Europy. Średnio w krajach nie należących do OECD osiągnięto zmniejszenie energochłonności PKB z 0,35 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/1000 US\$ w 2000 r. Jednak w poszczególnych regionach wskaźniki energochłonności były zróżnicowane. Na podkreślenie zasługuje radykalna poprawa wskaźnika energochłonności w Chinach z 0,80 toe/1000 US\$ w 1971 r. do 0,24 toe/2000 r.

W przeciwieństwie do zmniejszenia energochłonności PŚB w latach 1971–2000, elektrochłonność PŚB uległa zwiększeniu z 0,30 kWh/US\$ w 1971 r. do 0,34 kWh/US\$ w 2000 r.<sup>27</sup>. Zwiększenie wskaźników elektrochłonności wystąpiło zarówno w regionach OECD, jak i w krajach nie będących członkami OECD, chociaż poziom tych wskaźników w poszczególnych regionach jest zróżnicowany. Ocenia się, że wzrost wskaźników

---

<sup>25</sup> Produkt Światowy Brutto

<sup>26</sup> Soliński J., Sektor energii. Świat i Polska. Rozwój 1971-2000, perspektywy do 2030., Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa 2007.

<sup>27</sup> Ibidem

elektrochłonności, zarówno PŚB, jak i PKB, jest wynikiem szerokiego wdrażania zastosowań energii elektrycznej gospodarce światowej.

W całym okresie powojennym, aż do lat osiemdziesiątych gospodarkę polską cechowała wysoka energochłonność. Było to spowodowane wieloma czynnikami, a zwłaszcza węglową strukturą gospodarki, niskim udziałem paliw węglowodorowych w strukturze zużycia energii, niekorzystną strukturę produkcji przemysłowej z wysokim udziałem przemysłu ciężkiego, niskimi cenami energii, które sprzyjały rozwijaniu produkcji wyrobów energochłonnych oraz sprzyjały marnotrawstwu paliw i energii. Reforma gospodarki polskiej, zmiana struktury produkcji przemysłowej, urealnienie cen nośników energii oraz prowadzona polityka racjonalizacji użytkowania energii spowodowały znaczny wzrost efektywności użytkowania energii oraz zmniejszenie energochłonności PKB. W latach 1990–2000 energochłonność PKB została zmniejszona o ok. 45%, a elektrochłonność wzrosła o ok. 3%<sup>28</sup>. Pomimo osiągnięć uzyskanych w ostatnim dziesięcioleciu, wskaźniki energochłonności PKB według PPP są w Polsce nadal wyższe od osiąganych w europejskich krajach OECD o ok. 20%. Natomiast wskaźniki elektrochłonności kształtują się na poziomie średnich wskaźników OECD.

Przy prezentowaniu wyników istotne jest rozróżnienie energochłonności i efektywności energetycznej. Efektywność energetyczna definiowana jest jako stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii<sup>29</sup>. Dyrektywa określa poprawę efektywności energetycznej jako zwiększenie efektywności końcowego wykorzystania energii, dzięki zmianom technologicznym, gospodarczym lub zmianom zachowań<sup>30</sup>. Bardziej czytelną definicję podaje T.Skoczkowski, określając **efektywność energetyczną** jako obniżenie zużycia energii, mające miejsce na etapie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji lub końcowego zużycia energii, spowodowane zmianami technologicznymi, zmianami zachowań i/lub zmianami ekonomicznymi, zapewniające taki sam lub wyższy poziom komfortu lub usług<sup>31</sup>. „Rozwiązania zwiększające efektywność końcowego zużycia energii powodują obniżenie zużycia zarówno energii pobieranej przez użytkowników końcowych, jak i energii pierwotnej, a więc są jednym ze sposobów zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Co więcej, polityka

---

<sup>28</sup> Ibidem

<sup>29</sup> Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG.

<sup>30</sup> Ibidem.

<sup>31</sup> Skoczkowski T., Potencjał efektywności energetycznej gospodarki Polski i sposób jego wykorzystania, Wiadomości elektrotechniczne, Nr 8, 2007, SIGMA-NOT, s.8 i nast.

efektywnego gospodarowania paliwami i energią jest głównym elementem prowadzenia polityki zrównoważonego rozwoju i zapewnienia warunków dla dobrobytu społeczeństwa<sup>32</sup>. Komitet Polityki Efektywności Energetycznej i Wskaźników<sup>33</sup> przy Światowej Radzie Energetycznej podaje, że **efektywność energetyczna** obejmuje wszystkie zmiany, w wyniku których następuje zmniejszenie zużycia energii wykorzystywanej do wyprodukowania jednostki aktywności ekonomicznej<sup>34</sup> (np.: ilość energii zużytej na jednostkę PKB albo na jednostkę wartości dodanej). **Efektywność energetyczna** jest powiązana z efektywnością ekonomiczną i ma wpływ na zmiany technologiczne, ekonomiczne i zmiany zachowań. Efektywność energetyczna jest kwestią indywidualnego zachowania konsumenta i odzwierciedla przyczyny konsumpcji energii. Pomaga obniżyć zużycie energii indywidualnego konsumenta bez obniżania poziomu życia. Dzieje się tak dzięki możliwości zmniejszenia „niepotrzebnej” konsumpcji energii lub wyboru najbardziej efektywnego sprzętu i zarazem redukcji kosztu wykorzystanej energii. W Polsce określenie klasy efektywności energetycznej dla poszczególnych urządzeń gospodarstwa domowego wprowadziło rozporządzenie Ministra Gospodarki Pracy i Polityki Społecznej w sprawie wymagań w zakresie efektywności energetycznej<sup>35</sup>. W tym przypadku miernikiem jest wskaźnik efektywności energetycznej, który liczony jest jako stosunek rocznego zużycia energii elektrycznej przez dane urządzenie do standardowego rocznego zużycia energii elektrycznej przez urządzenie szczegółowo określone w wymienionym rozporządzeniu.

---

<sup>32</sup> Ibidem.

<sup>33</sup> Energy Efficiency Policies & Indicators Committee

<sup>34</sup> Economic activity

<sup>35</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej transponujące Dyrektywy Nowego Podejścia wydane na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. nr 166/2003, poz. 1360, z późniejszymi zmianami).

Tabela 1. Wskaźniki efektywności energetycznej dla urządzeń gospodarstwa domowego.

Klasa efektywności energetycznej	Wskaźnik efektywności energetycznej $E_i$ [%]
<b>A</b>	$E_i < 55$
<b>B</b>	$55 < E_i < 75$
<b>C</b>	$75 < E_i < 90$
<b>D</b>	$90 < E_i < 100$
<b>E</b>	$100 < E_i < 110$
<b>F</b>	$110 < E_i < 125$
<b>G</b>	$125 < E_i$

Źródło: Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej transponujące Dyrektywy Nowego Podejścia wydane na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. nr 166/2003, poz. 1360, z późniejszymi zmianami).

W świetle wprowadzonych regulacji unijnych, w szczególności Dyrektywy 2006/32/WE, rozwinięcie zagadnień pomiarów efektywności energetycznej i wielkości emisji gazów cieplarnianych jest warunkiem koniecznym skutecznego wdrażania nowej polityki energetycznej w krajach członkowskich i jest konieczne dla kontroli realizacji celów Dyrektywy.

Rozwinięciu metod monitorowania efektywności energetycznej i metod oceny działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej służył projekt Komisji Europejskiej pt.: „Ocena i monitorowanie efektywności energetycznej w nowych krajach członkowskich UE oraz UE-25” (Evaluation and Monitoring of Energy Efficiency in the New EU Member Countries and the EU-25), o akronimie EEE-NMC, który realizowany był w ramach programu Inteligentna Energia dla Europy. Projekt trwał 1,5 roku, wzięły w nim udział krajowe agencje energetyczne i urzędy statystyczne z nowych państw członkowskich UE. Ze strony polskiej w projekcie, który koordynowała ADEME<sup>36</sup>, uczestniczyły Krajowa Agencja Poszanowania Energii i Główny Urząd Statystyczny.

Bezpośrednimi celami projektu było:

1. Monitorowanie, przy pomocy zagregowanych wskaźników, efektywności energetycznej i emisji CO<sub>2</sub> w nowych krajach członkowskich UE;

<sup>36</sup> Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie

2. Porównanie wskaźników efektywności energetycznej nowych krajów UE z krajami UE-15;
3. Ocena prowadzonych w poszczególnych krajach działań i programów na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki.

Rezultaty projektu obejmują:

1. Ocenę i analizę efektywności energetycznej i emisji CO<sub>2</sub> w krajach UE-25, w nowych krajach członkowskich UE oraz w Bułgarii w latach 1996 – 2005;
2. Porównanie wskaźników efektywności energetycznej nowych krajów UE z krajami UE-15 – analiza zawiera wskaźniki obejmujące wpływ klimatu, parytetu siły nabywczej pieniądza w danym kraju (PPP) oraz strukturę gospodarki i przemysłu kraju;
3. Przedstawienie efektywności w sektorach gospodarki poszczególnych krajów wraz z trendami - w formie graficznej z krótkim komentarzem (udostępnione na stronie internetowej);
4. Rozbudowę istniejących stron internetowych: ODYSSEE<sup>37</sup> - o dane na temat wskaźników efektywności energetycznej i MURE<sup>38</sup> - o opis działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej we wszystkich krajach UE oraz w Norwegii i Bułgarii;
5. Publikacje zawierające wyniki projektu.

Zagadnienia wskaźników efektywności energetycznej są kontynuowane w kolejnym 2-letnim (2007-2009) projekcie programu Inteligentna Energia dla Europy o nazwie: “Monitoring of Energy Demand Trends and Energy Efficiency in the EU” (Monitoring zmian zapotrzebowania na energię oraz efektywności energetycznej w Unii Europejskiej).

Cele projektu są następujące:

1. Monitorowanie zmian (poprawy) efektywności energetycznej (i emisji CO<sub>2</sub>) w krajach Unii Europejskiej;
2. Analiza tendencji zmian zapotrzebowania na energię;
3. Porównanie efektywności energetycznej różnych krajów;

---

<sup>37</sup> [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org) (15.06.2007r.)

<sup>38</sup> Mesures d'Utilisation Rationnelle de l'Energie, [www.mure2.com](http://www.mure2.com) (16.06.2007)



4. Ocena udziału innowacyjnych technologii efektywnych energetycznie i odnawialnych źródeł energii w realizacji Strategii Lizbońskiej zwiększenia konkurencyjności ekonomicznej Europy;
5. Ocena działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej w krajach UE.

Powyższe cele są zgodne z wymaganiami dotyczącymi pomiarów efektywności energetycznej dyrektywy 32/2006/WE. W projekcie rozwijane i wykorzystywane będą dwa narzędzia: baza danych ODYSSEE zawierająca dane i wielkości wskaźników efektywności energetycznej oraz baza danych MURE z danymi dotyczącymi działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

### 3. Charakterystyka sektora energetycznego.

**Energetykę** można podzielić na części związane z zakresami działalności energetycznej – wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii elektrycznej. W tym kontekście energetyka oznacza wyodrębniony sektor gospodarki, z uwzględnieniem przekrojów rzeczowo-podmiotowych<sup>39</sup>.

Przyjmując, że podstawową funkcją sektora jest zaopatrzenie gospodarki i społeczeństwa w **energię elektryczną**, autor traktuje ją (z teoretycznego punktu widzenia) jako szczególny rodzaj „**towaru**” podlegający prawom rynku. Głównym celem uruchomienia mechanizmów rynkowych w energetyce – liberalizacji rynku energii – jest między innymi zapewnienie racjonalnych cen energii, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw. Oznacza to, że energia jest traktowana z jednej strony jako „**dobro cywilizacyjne**”, natomiast z drugiej strony jako „**materiał strategiczny**” z punktu widzenia państw i ich ugrupowań, wymagający szczególnego nadzoru. Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne dostarczanie energii wymaga umowy, a brak dotrzymania jej warunków pozwala na wstrzymanie dostaw<sup>40</sup>. Oznacza to, że energia ma charakter „towarowy”. Planowanie ograniczeń w dostawie energii wskazuje na jej „strategiczny” charakter.

---

<sup>39</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej; URE, Warszawa 2003, s 3.

<sup>40</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708., Artykuł 5 ust. 1 i 3.

**Energia elektryczna** jest szczególnym rodzajem energii bezpośredniej. Poza możliwością wyrażenia jej wartości w pieniądzu, posiada cechy odróżniające energię jako towar od innych dóbr. Należą do nich:

- a. brak możliwości obserwacji za pomocą zmysłów;
- b. brak możliwości magazynowania po ekonomicznie rozsądnym koszcie (oznacza to produkcję i konsumpcję energii elektrycznej w tym samym momencie);
- c. specyficzne warunki transportu (przy pomocy wyspecjalizowanych środków transportu - sieci elektryczne);
- d. ograniczona możliwość substytucji (wyjątek stanowi ogrzewanie – zamiast energii elektrycznej można wykorzystywać inne źródła ciepła);
- e. brak możliwości jednoznacznego określenia źródła pochodzenia towaru.

Wielkość produkcji, zużycia i handlu podaje się w wielokrotnościach watogodzin, stosując, w zależności od skali, mega-, giga- i terawatogodziny (MWh, GWh, TWh). W przypadku ciepła jednostką podstawową jest dżul (MJ, GJ, TJ), jednak spotyka się także kalorie (cal) i brytyjskie jednostki ciepła (Btu - British Thermal Units). Natomiast ilość paliw zużywanych przy produkcji ciepła i energii elektrycznej wyrażają jednostki fizyczne, jak tony (zgodne z systemem metrycznym), metry sześciennie i litry, w zależności od rodzaju paliwa. Dodatkowo przedstawia się te wartości w jednostkach energetycznych (do obliczania sprawności). Zdolność do produkcji energii elektrycznej podaje się w jednostkach mocy (wielokrotność kilowatów)<sup>41</sup>.

Brak substytutów oraz wysoka użyteczność energii powoduje, że elektroenergetyka jest jednym z najważniejszych podsektorów infrastruktury energetycznej państwa. Z tego powodu zapewnienie stabilnego funkcjonowania tego podsektora stawiane jest na pierwszym miejscu.

W ujęciu związanym z ekonomią, energetyka stanowi wyodrębniony sektor gospodarki składający się z podsektorów stanowiących zbiór przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, **przesyłania** oraz **dystrybucji** paliw lub energii i obrotu nimi.<sup>42</sup>

**Przesyłem energii** określa się transport:

---

<sup>41</sup> Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Paryż 2004, s.39 i nast.

<sup>42</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej; URE, Warszawa 2003, s 3.

- a. paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczania do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych,
- b. paliw ciekłych siecią rurociągów,
- c. ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii<sup>43</sup>.

**Dystrybucja energii** oznacza:

- a. transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej **sieciami przesyłowymi** w celu ich dostarczania do odbiorców,
- b. transport paliw ciekłych siecią rurociągów,
- c. transport ciepła siecią ciepłowniczą do odbiorców przyłączonych do tej sieci - z wyłączeniem sprzedaży tych paliw lub energii.<sup>44</sup>

**Siecią przesyłową** jest sieć<sup>45</sup> gazowa wysokich ciśnień z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć energetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny **operator systemu przesyłowego**<sup>46</sup>.

**Operatorem systemu przesyłowego** jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi.

**Strukturę organizacji sektora energetyki** ilustruje Rysunek 1.

---

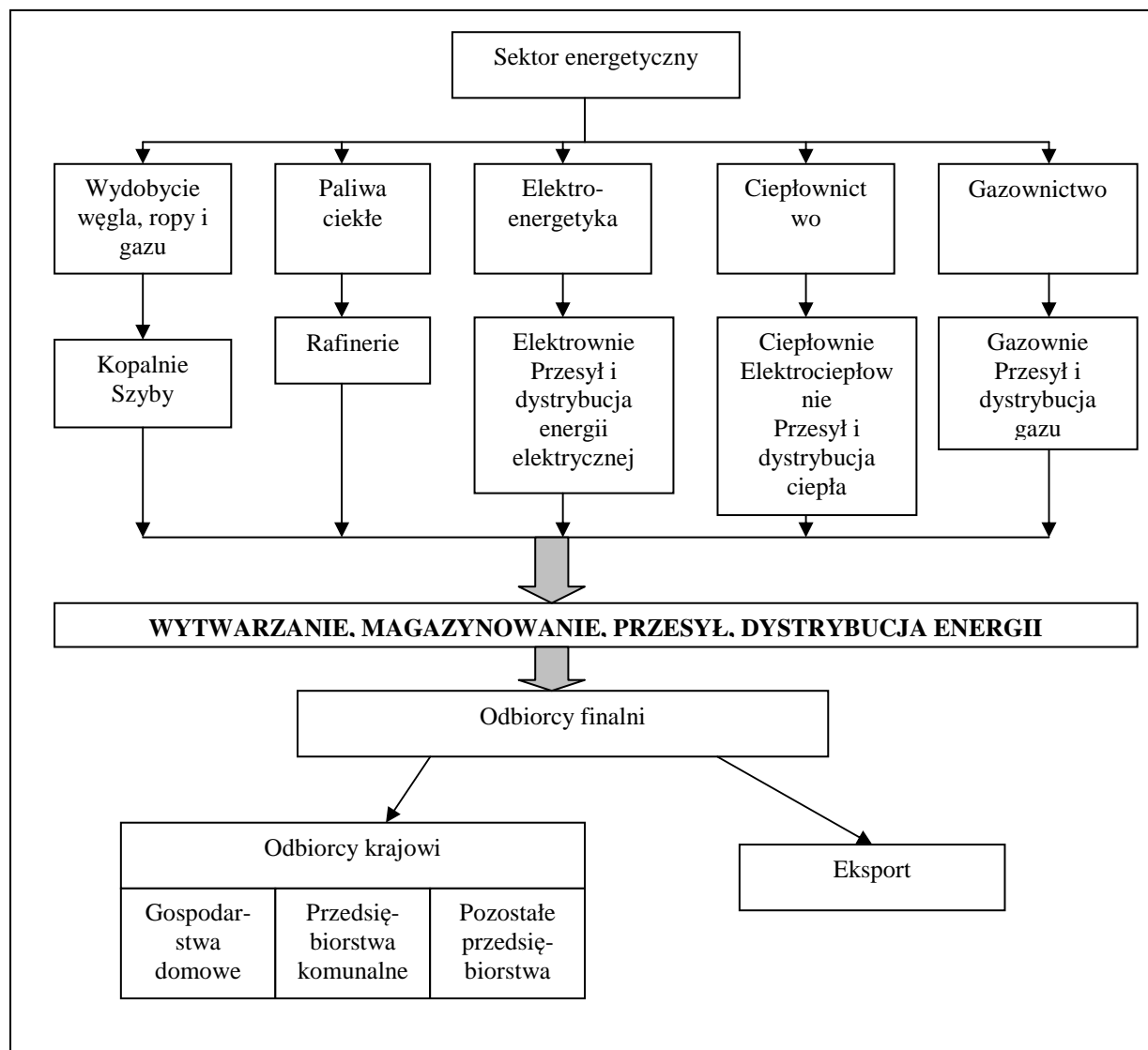
<sup>43</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

<sup>44</sup> Ibidem.

<sup>45</sup> Sieci to instalacje połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, należące do przedsiębiorstwa energetycznego. (Ustawa Prawo Energetyczne).

<sup>46</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

Rys.1. Struktura organizacji sektora energetyki



Źródło: Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Wydawnictwo Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2001, s.44

Podsektory, zwane powszechnie „sektorami”, dzielą się na: **elektroenergetyczny**, **gazownictwo**, **surowcowo-paliwowy** (wydobywanie węgla kamiennego, wydobywanie węgla brunatnego oraz wydobywanie paliw płynnych). Poszczególne elementy sektora energetycznego różnią się pod względem organizacyjno-funkcyjnym, stopniem monopolizacji, czy też charakterem własności. Ponadto w poszczególnych państwach Unii Europejskiej mogą mieć one swoiste cechy. Budowę szóstego podsektora – energetyki jądrowej – czasowo zawieszono, choć nadal prowadzi się badania nad możliwością wykorzystania. Ostatnie dwa lata uświadomiły potrzebę poważnego zaangażowania Polski także w ten rodzaj pozyskiwania energii użytkowej.

**Elektroenergetyka** jest podsektorem gospodarki o szczególnym znaczeniu dla kraju. Podsektor elektroenergetyczny składa się z 3 segmentów: wytwarzania, przesyłowego i dystrybucyjno-dostawczego. Segment wytwarzania tworzą zawodowe elektrownie i elektrociepłownie zasilające sieć przesyłową i rozdzielczą. Segment przesyłu, to sieć linii energetycznych najwyższych napięć wraz ze stacjami i podstacjami. Segment dystrybucyjno-dostawczy, to system sieci rozdzielczych wysokiego, średniego i niskiego napięcia, składający się z 33 podmiotów dystrybucyjnych oraz zintegrowanych z nim małych elektrowni i elektrociepłowni<sup>47</sup>.

#### **4. Charakterystyka elektroenergetyki w Polsce – cechy podstawowe.**

Najważniejszym **zadaniem elektroenergetyki** jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w gospodarce mierzonego między innymi zaspokojeniem popytu zgłaszanego na energię elektryczną. Niedostarczenie energii wartej 1 PLN generuje w gospodarce straty dwudziestokrotnie większej wartości<sup>48</sup>. Energia nie występuje tylko jako element procesów gospodarczych, ale jest najważniejszym składnikiem procesów konsumpcji. Zużycie surowców energetycznych zależy od zapotrzebowania na energię pierwotną. Jej zużycie jest bardzo zróżnicowane w poszczególnych krajach i zależy od poziomu rozwoju gospodarczego, uwarunkowań klimatycznych, demograficznych, poziomu życia mieszkańców i wielu innych czynników.

Cele stawiane przed elektroenergetyką zostały szczegółowo przekazane w priorytetowych dla polskiej energetyki dokumentach takich, jak „Założenia polityki energetycznej Polski”<sup>49</sup> oraz ustawa Prawo Energetyczne. Poprawki wnoszone do tych dokumentów sugerują potrzebę wewnętrznego zharmonizowania, przez kreatorów i realizatorów<sup>50</sup>, struktury podmiotowo-czasowo-przestrzennej<sup>51</sup>.

---

<sup>47</sup> Por. Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń 2001, s.51.

<sup>48</sup> Problemy kształtowania ekonomicznie uzasadnionych cen energii elektrycznej do roku 2010, „Biuletyn miesięczny PSE S.A.”, marzec 1996 r., s.3.

<sup>49</sup> Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r., oraz Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Wersja 3.2 z 10.09.2007 r., projekt Ministra Gospodarki.

<sup>50</sup> Por.: Jankiewicz S., Tarajkowski J., Urbaniak M.. Wybrane zagadnienia polityki gospodarczej. Pojęcie, cele, podstawy polityki budżetowej i pieniężnej, MD 144, AE Poznań, Poznań 2004, s.11-13  
Kreatorzy w tym przypadku utożsamiani są z rządem, a realizatorzy z podmiotami systemu energetycznego.

Pojęciem **polityka energetyczna** określa się ogół świadomych działań mających na celu stymulowanie procesów gospodarczych zachodzących w sektorze energetycznym, za pomocą określonych narzędzi oraz zgodnych z celami całej gospodarki i społeczeństwa<sup>52</sup>. Można powiedzieć dalej, że sektor energetyczny pełni rolę służebną wobec całej gospodarki i wszystkich obywateli, a polityka energetyczna jest jednym z najważniejszych filarów polityki gospodarczej<sup>53</sup>.

Za **kluczowe elementy polskiej polityki energetycznej** uznaje się:

1. **Bezpieczeństwo energetyczne**, rozumiane jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.
2. Poprawę konkurencyjności krajowych podmiotów gospodarczych oraz produktów i usług oferowanych na rynkach międzynarodowych, jak też rynku wewnętrznym.
3. Ochronę środowiska przyrodniczego przed negatywnymi skutkami oddziaływania procesów energetycznych, m.in. poprzez takie programowanie działań w energetyce, które zapewnią zachowanie zasobów dla obecnych i przyszłych pokoleń.
4. Restrukturyzację i prorynkową orientację przemysłu energetycznego, ze szczególnym dostosowaniem się do warunków funkcjonowania w Unii Europejskiej (ujednoczenie rynku energii elektrycznej i gazu).
5. Dokonanie zasadniczego przełomu w wypełnianiu przez polski sektor energii służebnej funkcji dla całej gospodarki, pod groźbą jego marginalizacji i zastąpienia go w tej roli przez bardziej efektywnych konkurentów<sup>54</sup>.

---

<sup>51</sup>Por.: Ibidem. J. Tarajkowski określa politykę gospodarczą jako „celowe działanie podmiotów gospodarczych i pozagospodarczych, składające się ze zbioru decyzji, projektów i przewidywań wewnętrznie ze sobą zharmonizowanych...”

<sup>52</sup> Definicja autora

<sup>53</sup> Por.: Kaja J., *Polityka gospodarcza. Wstęp do teorii*, Wydawnictwo SGH, Warszawa 1999, s.11.

Autor określa politykę jako świadome oddziaływanie państwa na zjawiska gospodarcze za pomocą określonych narzędzi, służących do osiągnięcia określonych celów.

<sup>54</sup> Aby zapobiec urzeczywistnieniu się takiego zagrożenia, potrzebna jest nie tylko poprawa skuteczności samej polityki energetycznej, lecz także jej trwałe powiązanie z długookresową wizją rozwoju kraju i jej narzędziami realizacyjnymi. Immanentna współzależność polityki energetycznej i "Założeń Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013" (NPR), przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 30 kwietnia 2004 r., jest potwierdzeniem słuszności tego rodzaju programowych powiązań, niewystępujących jak dotąd w okresie ustrojowej, gospodarczej i społecznej transformacji naszego państwa. Dzięki NPR polityka energetyczna zyska swój średniookresowy horyzont realizacyjny, stanowiąc jednocześnie istotną składową dla kompleksowej strategii rozwoju społeczno-gospodarczego. Stwarza to zarazem możliwość skoncentrowania prac rządu przede wszystkim na gospodarczych priorytetach i działaniach o charakterze rozwojowym.

**Bezpieczeństwo energetyczne** jest w doktrynie definiowane jako stan braku zagrożenia przerwaniem dostaw paliw i energii przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Stan ten zapewnia dywersyfikacja dostaw importowanych paliw oraz zwiększanie wydobycia ze złóż krajowych - ropy naftowej i gazu ziemnego, co pozwala na nieprzerwaną pracę systemu energetycznego kraju w sytuacji przerwania dostaw z jednego źródła.

**Poziom bezpieczeństwa energetycznego** zależy między innymi od następujących czynników:

- a) stopień zrównoważenia popytu i podaży energii i paliw z uwzględnieniem aspektów strukturalnych i przewidywanego poziomu cen;
- b) zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących krajowy bilans paliwowy;
- c) stopień zdywersyfikowania źródeł dostaw przy akceptowalnym poziomie kosztów oraz przewidywanych potrzebach;
- d) stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji, w których następuje przemiana energetyczna nośników energii oraz systemów transportu, przesyłu i dystrybucji paliw i energii;
- e) stany zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców;
- f) uwarunkowania ekonomiczne funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i ich wyniki finansowe;
- g) kondycja ekonomiczno-finansowa użytkowników paliw i energii, zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorstw;
- h) stan lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, tj. zdolność do zaspokojenia potrzeb energetycznych na szczeblu lokalnych społeczności<sup>55</sup>.

**Niezawodność dostaw** oznacza zaspokojenie oczekiwania odbiorców, gospodarki i społeczeństwa na wytwarzanie w źródłach i ciągłe otrzymywanie, za sprawą niezawodnych systemów sieciowych lub działających na rynku konkurencyjnym pośredników-dostawców, energii lub paliw odpowiedniego rodzaju i wymaganej jakości, realizowane poprzez dywersyfikację kierunków dostaw oraz rodzajów nośników energii pozwalających na ich wzajemną substytucję.

---

<sup>55</sup> Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie rozpatrzona przez Radę Ministrów w dniu 22 stycznia 2002r., Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki, styczeń 2002r.

Niezawodność dostaw może być zapewniona poprzez prowadzenie właściwej polityki różnicowania źródeł energii (dywersyfikacji źródeł dostaw) – jednego z elementów bezpieczeństwa energetycznego kraju.

**Dywersyfikacja źródeł dostaw paliw i energii** i jej stopień, to stan i miara zróżnicowania źródeł dostaw paliw i energii ze względów:

- a) ekonomicznych - konieczności obniżenia kosztów zaopatrzenia w energię;
- b) naturalnych - zrównoważenie struktury nośników energii pierwotnej wchodzących do bilansu paliwowo-energetycznego i tym samym minimalizowanie a priori następstw potencjalnych awarii, kataklizmów, zdarzeń losowych itp.;
- c) politycznych - osiągnięcie pożądanego stopnia uniezależnienia się od konkretnego dostawcy, z reguły o dominującej pozycji.

Dywersyfikacja, uzyskiwana poprzez import, pomniejsza samowystarczalność energetyczną kraju. Nie jest to jednak tożsame z zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Nie sam bowiem fakt importu jest takim zagrożeniem, może się nim stać jego zła struktura, nierzetelni dostawcy, niekorzystne ceny lub wadliwe klauzule kontraktowe<sup>56</sup>. Syntetyczną miarą korzystnej dywersyfikacji, a w konsekwencji także miarą poziomu bezpieczeństwa energetycznego, powinien być akceptowalny poziom kosztów. Jest to kluczowy element **ekonomicznych uwarunkowań bezpieczeństwa energetycznego**, czyli sumy efektów mechanizmów rynkowych i regulacyjnych kształtujących zakres i poziom konkurencyjności w sektorze energii i paliw.

Pojęciem, które wiąże się ściśle z bezpieczeństwem energetycznym i dywersyfikacją źródeł energii, jest **samowystarczalność energetyczna kraju**. Określa ona relację pomiędzy krajowym pozyskaniem paliw i energii, a całkowitym zużyciem energii pierwotnej. Samowystarczalność wyrażona jest wskaźnikiem o tej samej nazwie<sup>57</sup>.

---

<sup>56</sup> Przykładem może być zarówno białoruski jak i ukraiński konflikt z rosyjskim Gazpromem, który obnażył bezlitośnie "dziury" w energetycznym bezpieczeństwie Polski. Gazowe starcie Rosja-Ukraina pokazało, że Kreml realizując swoje interesy polityczne nie zawaha się sięgnąć po broń gospodarczą, w szczególności po mocny straszak energetyczny. Rosjanie nigdy bowiem nie przestali uważać Polski, a szerzej Europy Wschodniej, za swoją naturalną strefę wpływów. Po starciu z Ukrainą, nie można wykluczyć, że przy utrzymaniu silnego uzależnienia Europy od rosyjskich dostaw, władze na Kremlu mogą się starać wywierać wpływ na europejski przemysł i polityków. Ponieważ Polska sprowadza z Rosji około 60 procent zużywanego przez naszą gospodarkę i gospodarstwa domowe gazu, problem "gazowego straszaka" dotyka nas szczególnie mocno. Z tego właśnie powodu szczególnie paląca staje się kwestia zapewnienia dywersyfikacji dostaw gazu.

<sup>57</sup> Do roku 1980 Polska była samowystarczalna energetycznie. Uzyskała pełne bezpieczeństwo energetyczne dzięki wykorzystaniu własnych surowców kopalnych. Dziś te możliwości są jeszcze większe. Polska ma



Podstawowy cel polityki energetycznej musi być rozpatrywany i realizowany jako zrównoważony układ zorientowany na maksymalizację sumy korzyści: bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności zaopatrzenia w energię, wzrostu konkurencyjności gospodarki, który powinien być uzyskany dzięki poprawie jej efektywności energetycznej i ochrony środowiska przed negatywnym oddziaływaniem energetyki tj. bezpieczeństwa ekologicznego<sup>58</sup>.

**Bezpieczeństwo ekologiczne państwa**, to stan, w którym zmniejsza się ingerencja poszczególnych sektorów gospodarki, w tym sektora energetyki, w środowisko. Pozwala to na utrzymywanie, co najmniej na obecnym poziomie, różnorodności biologicznych form egzystencji, umożliwia skuteczną ochronę zdrowia i życia ludzi oraz zachowanie walorów przyrodniczych i krajobrazowych, a także zapewnia efektywne wywiązywanie się z międzynarodowych zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej w dziedzinie ochrony środowiska<sup>59</sup>.

W zakresie gospodarowania energią **zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego** oznacza przede wszystkim:

- a) minimalizację skutków środowiskowych eksploatacji zasobów paliw;
- b) radykalne zwiększenie efektywności wykorzystania energii zawartej w surowcach energetycznych poprzez zagospodarowanie ciepła odpadowego, wykorzystywanie układów skojarzonego wytwarzania energii, wzrost efektywności przetwarzania surowców energetycznych w energię;
- c) promowanie energooszczędnych modeli produkcji i konsumpcji, a także urządzeń, technologii i technik;
- d) zwiększanie ograniczenia emisji pyłów, gazów cieplarnianych i substancji zakwaszających do środowiska, zmniejszenie zapotrzebowania na wodę oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów;

---

największe w Europie zasoby odnawialnych źródeł energii (OZE) – przewyższające wielokrotnie nasze potrzeby. To jest szansą i nadzieją wszechstronnego rozwoju Polski u progu XXI wieku. Winno to być podstawą nowej strategii „Zrównoważonego rozwoju Polski do roku 2030” i programem rozwoju gospodarki oraz społeczeństwa, opracowanego w nowym Parlamencie IV RP. (Zimny J., Polska może być samowystarczalna energetycznie. Konieczna nowa wizja rozwoju społeczno-gospodarczego., na: [http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J\\_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm](http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm) – wrzesień 2007).

<sup>58</sup> Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r.

<sup>59</sup> Por.: ibidem

e) pokrywanie rosnącego zapotrzebowania energetycznego społeczeństwa i gospodarki ze źródeł odnawialnych (zapewnienie możliwości technicznych dla rozwoju OZE<sup>60</sup>).

## 5. Zasady kształtowania polityki energetycznej państwa.

W kształtowaniu polityki energetycznej Polski biorą udział różne podmioty zarówno w skali międzynarodowej, krajowej czy lokalnej. Obowiązek ten wynika z ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo Energetyczne<sup>61</sup>. Zasadniczym celem, w tym przypadku, jest stworzenie warunków zapewniających bezpieczeństwo energetyczne kraju, a mieszkańcom zapewnienie racjonalnej ceny energii. Służyć temu mają określone w ustawie **zasady kształtowania polityki energetycznej państwa** oraz warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii. Do najistotniejszych **zasad doktryny polityki energetycznej**<sup>62</sup> należą:

1. Konstytucyjna zasada postępu w gospodarce opartej na idei zrównoważonego rozwoju. Znalazła ona swój wyraz w Narodowym Planie Rozwoju<sup>63</sup>. Rząd przyjmuje ją także jako podstawową zasadę harmonijnego gospodarowania energią w warunkach społecznej gospodarki rynkowej.
2. Pełna integracja polskiej energetyki z energetyką europejską i światową, zgodnie z długookresową wizją rozwoju polskiej gospodarki i kolejnymi narodowymi planami rozwoju, a zwłaszcza NPR na lata 2007-2013.
3. Podstawowymi mechanizmami funkcjonowania energetyki są mechanizmy rynku konkurencyjnego z niezbędną administracyjną regulacją w tych jego obszarach, gdzie zaistnienie konkurencji jest obecnie znacznie ograniczone.
4. Wypełnienie zobowiązań traktatowych Rzeczypospolitej Polskiej w określonych terminach i w przyjętych wielkościach, zarówno poprzez

---

<sup>60</sup> OZE – odnawialne źródła energii

<sup>61</sup> Dz.U. Nr 54 z 1997 r., poz. 348 ze zmianami

<sup>62</sup> Za: Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r.

<sup>63</sup> Narodowy Plan Rozwoju 2004-2006, Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 14 stycznia 2003r.,

wdrożenie odpowiednich rozwiązań prawno-ekonomicznych o charakterze systemowym, jak i indywidualne decyzje administracyjne, w tym także o charakterze sankcji, w odniesieniu do przedsiębiorców, którzy nie stosują się do nałożonych na nich obowiązków ustawowych o charakterze publicznym. W przypadku zobowiązań traktatowych, których wypełnienie wymaga poniesienia wysokich nakładów finansowych, podjęte zostaną, w miarę potrzeby, negocjacje mające na celu ustalenie optymalnych – uwzględniających analizę kosztów korzyści oraz potrzebę zapewnienia dynamicznego rozwoju gospodarczego kraju, jak też jego bezpieczeństwa energetycznego i ekologicznego – dróg dochodzenia do uzgodnionych celów, w tym także zakresu oczekiwanej i niezbędnej dla ich realizacji pomocy finansowej z funduszy unijnych.

5. Wspomaganie rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) i pracujących w skojarzeniu, w tym generacji rozproszonej, przy użyciu mechanizmów rynkowych.
6. Autonomiczne wykonywanie zadań polityki energetycznej zgodnie z posiadanymi kompetencjami i tym samym odpowiedzialnością przez administrację rządową i przez administrację samorządową, a także ich współdziałanie w rozwiązywaniu wspólnych problemów.
7. Podejmowanie przez administrację publiczną wobec przedsiębiorstw energetycznych działań inspirujących i wspierających, z reguły o systemowym charakterze, a w jednostkowych przypadkach - udzielanie pomocy publicznej na ogólnych zasadach.
8. Upowszechnianie idei partnerstwa publiczno-prywatnego na szczeblu regionalnym i lokalnym, w przedsięwzięciach świadczenia usług dystrybucyjnych i zapewnienia dostaw energii i paliw, szczególnie dla rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

9. Konsekwentna realizacja zasady regulowanego Dostępu Strony Trzeciej (TPA - Third Party Access) jako podstawowego narzędzia demonopolizacji i liberalizacji naturalnego monopolu przedsiębiorstw sieciowych.
10. Udostępnianie przez operatorów systemów przesyłowych (OSP) zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych w formie aukcji, z których przychody będą przeznaczane na rozbudowę tych połączeń.
11. Dokonywanie wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi na zasadach rynkowych, przy założeniu braku negatywnego oddziaływania tej wymiany na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego oraz ze względu na jego niezawodność i bezpieczeństwo dostaw energii dla odbiorców końcowych.
12. Utrzymanie właścicielskiego nadzoru państwa nad podmiotami posiadającymi infrastrukturę przesyłową i przeładunkową, w tym operatorami systemów przesyłowych (OSP), których jedyną funkcją jest zapewnienie funkcjonowania i rozwoju infrastruktury konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego i paliw ciekłych.
13. Realizacja doktryny polityki energetycznej "przy otwartej kurtynie". Informacje o zasadach i rezultatach funkcjonowania i tendencjach rozwojowych w energetyce, istotne dla potencjalnych inwestorów oraz odbiorców, powinny być upowszechniane wśród zainteresowanych w formie ogólnodostępnych publikacji.

Jednym z najważniejszych elementów, na które zwraca się uwagę w wymienionych zasadach, umożliwiających odbiorcom dostęp do rynku energii, jest tzw. **zasada dostępu stron trzecich do sieci** - zasada **TPA (Third Party Access)**. Zasada ta, oznacza możliwość korzystania z sieci energetycznego przedsiębiorstwa sieciowego bez obowiązku kupowania od niego energii elektrycznej. Założeniem jej jest rozwijanie konkurencji na rynku energii elektrycznej. Implementację zasady TPA uniemożliwiały różnego rodzaju bariery oraz silne zróżnicowanie cen w różnych segmentach rynku.

W praktyce zasada TPA oznacza dokonywanie zakupów energii elektrycznej u dowolnego producenta lub innego podmiotu, zajmującego się handlem energią.

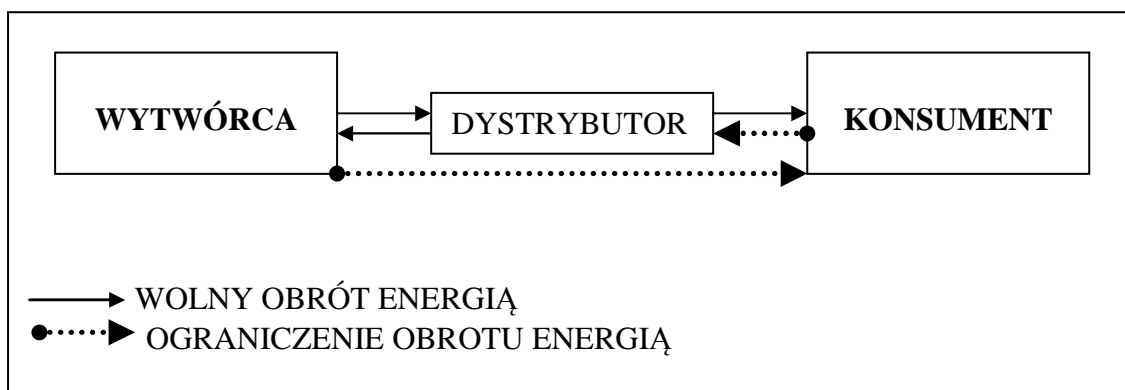
Specyfika energii elektrycznej powoduje, że jej zużycie jest nierozdzielnie związane z jej przesyłem oraz dystrybucją (innymi słowy "transportem" energii elektrycznej). Uprawniony odbiorca finalny może jednak rozdzielić dotychczasową umowę i zawrzeć osobno :

1. Umowę na zakup i zużycie energii elektrycznej: np. z dowolnym przedsiębiorstwem obrotu.
2. Umowę na przesył (dystrybucję) energii elektrycznej: z lokalnym zakładem energetycznym.

Zapisy ustawy Prawo Energetyczne (po nowelizacjach z 2006 i 2007 roku) umożliwiają, poprzez udzielenie pełnomocnictwa nowemu sprzedawcy (np. przedsiębiorstwu obrotu), zawarcie z nim jednej tzw. umowy kompleksowej (czyli łącznej umowy zakupu energii i świadczenia usług dystrybucji). Z dniem 1 lipca 2007 r. w Polsce zasada TPA zaczęła obowiązywać również odbiorców indywidualnych. Mimo stosunkowo dużej liczby odbiorców, którzy nabyli prawo do korzystania ze swobodnego wyboru sprzedawcy energii, tylko niewielka część odbiorców uprawnionych korzysta z tego przywileju. Najczęściej próby zmiany sprzedawcy spotykają się ze stosowaniem przez spółki dystrybucyjne praktyk zniechęcania odbiorców do zmiany sprzedawcy poprzez mnożenie trudności formalnych i technicznych. Przyczyną jest też brak wystarczających impulsów cenowych oraz brak wiedzy odbiorców i pozytywnych doświadczeń wynikających ze zmiany sprzedawcy.

W Polsce obrót energią elektryczną nie jest tak dobrze rozwinięty, jak w pozostałych krajach Unii Europejskiej. Na taki stan rzeczy wpływa cały szereg przyczyn. Jedną z nich jest fakt, że rynek energii elektrycznej istnieje w Polsce w formie mocno uproszczonej i opartej o handel fizyczny (handel z dostawą fizyczną). Model polskiego rynku energii można, w uproszczeniu, określić jako relację WYTWÓRCA – DYSTRYBUTOR – KONSUMENT. Rysunek 2 określa uproszczony schemat powiązań uczestników rynku w kontekście wprowadzenia zasady TPA.

Rys.2 Schemat powiązań uczestników rynku energii elektrycznej w kontekście wprowadzenia zasady TPA.



Źródło: opracowanie własne

Schemat prezentuje model okresu przejściowego pomiędzy sytuacją monopolu naturalnego, a wolnym rynkiem. W odróżnieniu od modelu dla monopolu naturalnego oddziaływanie na podmioty następuje w obu kierunkach, pomimo że część powiązań ma ograniczony charakter (konsument nie może na przykład zawierać transakcji bezpośrednio z wytwórcą). Oznacza to, że w dowolnym momencie nie ma możliwości zakupu lub sprzedaży oferowanego produktu – energii elektrycznej, bez znacznego wpływu na cenę. W przypadku rynku płynnego<sup>64</sup>, do którego zmierzamy pojawia się nowy podmiot – firma obrotu niezależnego, a powiązania między uczestnikami gry rynkowej są praktycznie nieograniczone. Poza produktem fizycznym, jakim jest energia, na rynku funkcjonują również instrumenty pochodne. Ważną rolę odgrywają **kontrakty długoterminowe**, obrazujące (choć czasem błędnie) ekstrapolację trendów popytu i podaży na rynku energii w przyszłości.

**Kontrakty długoterminowe (KDT)** wprowadzono do polskiej energetyki na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku. Ten specyficzny mechanizm ekonomiczny był odpowiedzią na konieczność podjęcia zdecydowanych działań inwestycyjnych w celu likwidacji wieloletnich zaniedbań w zakresie efektywności wytwarzania i ochrony środowiska. Obie dziedziny były zdominowane przez własność państwową, a sektor energetyczny do lat 90-tych był scentralizowany i zarządzany przy pomocy systemu nakazowo-rozdzielczego. Po roku 90-tym sektor elektroenergetyczny

<sup>64</sup> **Płynność rynku** - zjawisko ekonomiczne polegające na tym, że na rynku jakiegoś dobra, możliwe jest wykonywanie transakcji. Jeśli te transakcje można wykonywać bez ograniczeń, mówimy o tym, że rynek jest płynny.

zmuszony został do podniesienia efektywności wytwarzania i pojęcia działań na rzecz ochrony środowiska ze względu na przyjęte przez Polskę zobowiązania<sup>65</sup>.

**Kontrakt długoterminowy** jest mechanizmem ekonomicznym zbliżonym do rozwiązań stosowanych w wielu krajach europejskich i w Stanach Zjednoczonych. Były to wieloletnie umowy na dostawę energii elektrycznej, gwarantujące poziom przychodów wytwórców energii. Kontrakty umożliwiały finansowanie projektów inwestycyjnych służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz spełnianiu rosnących, międzynarodowych norm ekologicznych.

Wielkość nakładów finansowych przewidziana była na kilka miliardów dolarów, co zdecydowanie przekraczało możliwości wytwórców energii. Środki inwestycyjne pozostające w ich gestii generowane były w systemie, w którym poziom cen ustalany był zgodnie z arbitralnymi decyzjami administracyjnymi i odbiegał dość znacznie od realiów ekonomicznych. Konieczne inwestycje, uwzględniające światowe ceny urządzeń do wytwarzania energii, musiały być finansowane w większości ze źródeł zewnętrznych. Powstający na początku lat dziewięćdziesiątych system bankowy był zbyt słaby, aby podjąć się finansowania tak dużych inwestycji bez odpowiedniego zabezpieczenia. Nie mogły go stanowić posiadane przez wytwórców aktywa, ze względu na ich zużycie, niską płynność i trudność w zbyciu. Brak odpowiedniej wiedzy zarządów przedsiębiorstw energetycznych na temat funkcjonowania międzynarodowych rynków finansowych, przewaga popytu na kredyty hipoteczne nad ich podażą na rynku polskim i brak wizji rozwoju polskiej elektroenergetyki były przeszkodą dla rozwoju branży.

Przygotowany program kontraktów długoterminowych (KDT) zakładał, że przychody ze sprzedaży energii ze źródeł objętych kontraktami pokryją zobowiązania kredytowe wynikające z kontraktów. Do obligatoryjnych zakupów energii po cenach zapewniających spłatę zobowiązań kredytowych wyznaczono Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.. Odpowiedzialność za spłatę zobowiązań przyjęta w tym rozwiązaniu przerzucona została na odbiorców końcowych. Błędem KDT-ów był brak przyjęcia jakichkolwiek formuł proefektywnościowych ustalających sposoby pokrycia kosztów energii i obsługi kredytów z przychodów ze sprzedaży energii. Kontrakty stały

---

<sup>65</sup> Polska była uczestnikiem Szczytu Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 i jednym z państw, które przyjęły Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych dotyczącą Zmian Klimatycznych Terytorium, dzięki temu mogła podpisać Protokół z Kioto. Protokół z Kioto jest uzupełnieniem Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych dotyczącej Zmian Klimatycznych (United Nations Framework Convention on Climate Change) i jednocześnie międzynarodowym porozumieniem dotyczącym globalnego ocieplenia. Został on wynegocjowany na konferencji w Kioto w grudniu 1997. Traktat wszedł w życie 16 lutego 2005 roku, trzy miesiące po ratyfikowaniu go przez Rosję 18 listopada 2004.

się parasolem ochronnym dla inwestycji nieefektywnych. Błędy powstałe przy zawieraniu kontraktów przyczyniły się do zróżnicowania warunków oferowanych poszczególnym producentom (zróżnicowanie poziomów cen energii i mocy). W kontraktach długoterminowych przyjęto zasadę, że Polskie Sieci Elektroenergetyczne zobowiązały się do zakupu od poszczególnych wytwórców określonych ilości mocy i energii po cenach, w których płatności za moc miały pokryć koszty stałe producenta, takie, jak eksploatacja, remonty, wynagrodzenia i koszty finansowe inwestycji, a płatności za energię pokrywałyby koszty zmienne (paliwa, ochrona środowiska itp.). Kontrakty długoterminowe stały się zabezpieczeniem kredytów, których ogólna wielkość osiągnęła około 17 mld złotych<sup>66</sup>. Określały one ekonomiczne warunki wytworzenia i sprzedaży energii w Polsce i stały się przeszkodą do wprowadzenia mechanizmów rynkowych na rynku elektroenergii.

Naciski ze strony sektora producentów energii elektrycznej przyczyniły się do rozszerzenia programu kontraktów<sup>67</sup>. Według opinii ekspertów KDT-y stały się czynnikiem hamującym przedsięwzięcia restrukturyzacyjne w sektorze (w tym również zmiany własnościowe)<sup>68</sup>. Negatywną stroną kontraktów był niekontrolowany wzrost

---

<sup>66</sup>Por.: Urząd Regulacji Energetyki -

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html) (15.09.2006 r.). W 1994 roku w oparciu o nie zainwestowano w branży energetycznej 25 miliardów złotych, w tym 17 miliardów pochodzących z kredytów. Dzięki kontraktom powstały jednostki wytwórcze o mocy ok. 3000 MW, a zmodernizowano systemy o zdolności produkcyjnej ok. 12 000 MW. Poprawiono też o blisko 4 proc. sprawność urządzeń wytwórczych. Radykalnie, o ponad 50 proc. obniżono emisję zanieczyszczeń, w tym szczególnie szkodliwego dwutlenku siarki.

<sup>67</sup> Planowana przez Ministerstwo Gospodarki bariera 30% udziału energii zakontraktowanej w ogólnych obrotach została szybko przekroczona, osiągając niemal 75%. W rezultacie moc krajowego systemu elektroenergetycznego uległa zwiększeniu o około 3000 MW, co przy niemal 10 000 MW nadwyżki mocy (1/3 mocy całego systemu), wydawało się nie mieć uzasadnienia. (za: Urząd Regulacji Energetyki - [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html) (15.09.2006 r.)).

<sup>68</sup> „Już w latach 1996-1997 w trakcie dyskusji nad wprowadzeniem Prawa Energetycznego do krajowego systemu legislacyjnego pojawiły się głosy o konieczności rozwiązania sprzeczności pomiędzy rynkowymi rozwiązaniami proponowanymi w projektowanej ustawie a istnieniem kontraktów długoterminowych. Tendencje te uległy wzmocnieniu po przyjęciu przez ustawodawcę Prawa Energetycznego a następnie wprowadzeniu go w życie oraz na skutek zarysowującej się stopniowej integracji z energetyką unijną i absorpcji proponowanych tam rozwiązań rynkowych. Pierwsze propozycje w tym zakresie przygotowywane były wewnątrz sektora elektroenergetycznego i w przeważającej opinii ekspertów zewnętrznych służyły przede wszystkim ochronie interesów wytwórców kosztem odbiorców i państwowego właściciela. Stało się jasne, że skala problemu powodowała, iż nie mógł on być rozwiązany "wewnątrzsektorowo" z następujących przyczyn:

- konieczności dopływu kapitału spoza elektroenergetyki,
- niezbędnej kontroli kosztów tej operacji ze strony państwa, gdyż istniała obawa, że mogą one być znacząco zawyżone przede wszystkim kosztem odbiorców,
- konieczności powiązania działań likwidacyjnych z programem niezbędnej restrukturyzacji sektora,
- potrzeby ograniczenia nadmiernego wzrostu cen ewentualnie zaproponowania programów osłonowych.”



liczby kredytów i przerzucenie ich kosztów na odbiorcę końcowego, hamowanie procesów restrukturyzacyjnych i blokowanie rozwoju rynku.

Nie można jednak nie zauważyć pozytywnych stron kontraktów długoterminowych. Należy do nich między innymi realizacja większości celów rzeczowych w zakresie ochrony środowiska. Analiza KDT-ów powinna jednak obejmować nie tylko efektywność realizacji założonych celów, ale przede wszystkim sposób ich realizacji i nadmierny zakres kontraktów.

Ministerstwo podjęło próby rozwiązania problemu kontraktów. Należały do nich: program restrukturyzacji KDT-ów, przygotowany przez Regulatora System Opłat Kompensacyjnych<sup>69</sup> oraz sekurytyzacja kontraktów długoterminowych<sup>70</sup>. W efekcie w życie weszła zasada dobrowolności w rozwiązywaniu kontraktów. Ustalono jednak, że producenci energii otrzymają rekompensatę na pokrycie kosztów osieroconych, których pojęcie wyjaśniam poniżej. Program likwidacji KDT-ów jest nadal przedmiotem analiz. Problem **kontraktów długoterminowych i kosztów osieroconych** dotyka nie tylko Polski, ale również innych krajów unijnych. Beneficjenci kontraktów blokują wprowadzenie w życie wewnętrznego rynku energii opartego o zasady rynkowe.

**Koszty osierocone**, są to koszty inwestycji i zobowiązań poniesione wyłącznie w przeszłości (koszty historyczne), które nie zostały jeszcze odzyskane przez inwestorów ze sprzedaży energii elektrycznej i innych usług i nie będą możliwe do odzyskania na rynku konkurencyjnym. Graniczną datą ich poniesienia jest z reguły data wprowadzenia czy też uwolnienia rynku energii<sup>71</sup>. Koszty osierocone można wyliczyć jako różnicę pomiędzy wartością księgową majątku trwałego przedsiębiorstwa wytwórczego, a jego wartością rynkową z uwzględnieniem wolumenu sprzedaży, cen paliw, rynkowych cen energii w okresie działalności. W związku z ciągłym rozwojem rynku, zmianą poziomu cen energii,

---

(Urząd Regulacji Energetyki -  
[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektroenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektroenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html) (15.09.2006 r.)).

<sup>69</sup> SOK nie został wprowadzony w życie ze względów prawno-podatkowych – Ministerstwo Finansów nie potrafiło zakwalifikować kompensaty dla wytwórców energii i nie zajęła stanowiska w sprawie podatku VAT.

<sup>70</sup> Powstał problem wyłączenia praw niematerialnych. Nie można było przewidzieć popytu, podaży i cen oraz przepływów pieniężnych na kolejne 20 lat. Komisja Europejska nie wyraziła zgody na jednorazowe wypłacenie rekompensaty ze względu na znamiona pomocy publicznej i związane z tym nierówne traktowanie podmiotów sektora.

<sup>71</sup> Słownik Urzędu Regulacji Energetyki

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty\\_osierocone\\_stranded\\_costs.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty_osierocone_stranded_costs.html) (18.09.2006)

Prawidłowe oszacowanie kosztów osieroconych (stranded costs) przed datą uwolnienia rynku jest niezwykle trudne ze względu na konieczność wykonania prognozy cen energii na konkurencyjnym rynku w okresie spłaty zaciągniętych zobowiązań inwestycyjnych danego przedsiębiorstwa.

należy dokonywać okresowych przeszacowań kosztów osieroconych. Uznana przez regulatora wielkość kosztów jest podstawą do wyliczenia wysokości opłat kompensacyjnych przedsiębiorstwa energetycznego dostosowującego się do warunków rynkowych. Do kategorii kosztów osieroconych<sup>72</sup> należą:

- koszty związane z przeinwestowanymi aktywami producentów energii, które nie zostały jeszcze spłacone ze środków pochodzących ze sprzedaży energii i których koszt produkcji przekracza cenę rynkową,

- koszty związane z zobowiązaniami z tytułu kontraktów na dostawę mocy i energii zawartych po cenach, które były za wysokie na dzień podpisania kontraktu i które dzisiaj kształtują się znacznie powyżej ceny rynkowej energii elektrycznej,

- koszty związane z tzw. wydatkami nakazanymi lub zaaprobowanymi przez regulatorów (regulatory assets) do odzyskania w długich okresach (do 30 lat), aby zapobiec lub zredukować krótkoterminowe wzrosty stawek dla odbiorców,

- koszty wydatków na realizację programów oszczędności energii, pomocy dla osób o niskich dochodach, renty i emerytury pracownicze (koszty polityki społecznej),

- koszty zakupu energii elektrycznej od elektrociepłowni pracujących w skojarzeniu i elektrowni wykorzystujących źródła odnawialne,

- koszty inwestycji wymuszonych przez regulatora, a pozostających poza obszarem działalności podstawowej przedsiębiorstwa,

- koszty zobowiązań dotyczących przyszłych kosztów, dla których nie zgromadzono środków (np. koszty demontażu i likwidacji elektrowni jądrowych i składowisk odpadów radioaktywnych)<sup>73</sup>.

Zgodnie z opiniami większości ekonomistów, koszty osierocone powinny być zwracane ze względu na możliwość utraty zaufania inwestorów prywatnych do rynku oraz zwiększenie deficytu budżetowego w przypadku nieodzyskania tych kosztów przez przedsiębiorstwa państwowe. Warunkiem zwrotu kosztów jest uznanie przedsiębiorstwa przez regulatora za uprawnione<sup>74</sup>.

---

<sup>72</sup> Ibidem.

<sup>73</sup> Ibidem.

<sup>74</sup> „Mechanizmy odzyskiwania kosztów osieroconych powinny uwzględniać generalną zasadę równoważenia interesów odbiorców i przedsiębiorstw. Podstawowym źródłem rekompensaty kosztów jest opłata pokrywana przez odbiorców, której nie można uniknąć, ponieważ jest umieszczana na rachunku odbiorcy. Inny mechanizm finansowania zwrotu kosztów wykorzystuje koncepcję sekurytyzacji – koncepcję emisji papierów wartościowych, opartych na kosztach osieroconych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (określona grupa aktywów o podobnej charakterystyce wyłączana jest z ogólnej puli aktywów firmy i staje się zabezpieczeniem emisji papierów wartościowych, zazwyczaj obligacji). Często stosowanym rozwiązaniem jest również sprzedaż aktywów przedsiębiorstw na rynku (np. prywatyzacja przedsiębiorstw wytwórczych) lub przyspieszone umorzenie majątku.”

## 6. Regulacja energetyki.

Zanim opisana zostanie rola **regulatora**, konieczne jest przybliżenie pojęcia **regulacji**. W literaturze przedmiotu można spotkać wiele różnych definicji regulacji<sup>75</sup>. **Regulacja** jest definiowana jako nałożenie przez ustawodawcę zasad i reguł (częściowo wspartych karami), które mają na celu modyfikowanie zachowań ekonomicznych przedsiębiorstw. Przedmiotem regulacji mogą być:

- efektywność produkcji, czyli minimalizacja kosztów, unikanie prób omijania istniejącej infrastruktury;
- efektywne cenotwórstwo, czyli optymalne ceny, uwzględniające lub nie, sieciowe efekty zewnętrzne - poddawane ograniczeniu;
- promocja konkurencji (konkurencja infrastrukturalna lub konkurencja usług);
- ceny społeczne (osiągnięcie pożądaných subsydiów wewnętrznych między grupami odbiorców lub usługami)<sup>76</sup>.

Do listy tej można dodać takie cechy dobrego systemu regulacyjnego, jak: niezależność regulatora i jego zdolność do równoważenia interesów państwa, przedsiębiorstw energetycznych i różnych grup konsumentów. Ważne jest również to, czy wymienione powyżej cele zamierza się osiągnąć nakazami czy też stwarzając odpowiednie systemy bodźców, na które reagować miałyby podmioty gospodarcze maksymalizujące swoje zyski.

Często przytaczanym uzasadnieniem regulacji jest potrzeba ograniczenia potencjalnej siły rynkowej, zwiększenie wydajności oraz unikanie duplikowania tych samych nakładów w przypadku *monopoli naturalnych*. Do innych celów należy ochrona konsumentów, utrzymanie jakości oraz innych norm - łącznie z normami etycznymi.

Regulacje mogą być również ustanawiane w celu ograniczenia *nadmiernej konkurencji* i ochrony dostawców przed niestabilnym poziomem produkcji i niskimi cenami<sup>77</sup>. Według definicji Alfreda Kahna<sup>78</sup>, regulacja oznacza działania podejmowane

---

/źródło: Słownik Urzędu Regulacji Energetyki -

[http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty\\_osieroczone\\_stranded\\_costs.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty_osieroczone_stranded_costs.html) (18.09.2006)

<sup>75</sup> Zjawisko ingerencji państwa w różne dziedziny gospodarki pojawia się już w czasach starożytnych. Państwo regulowało wówczas kwestie pracy niewolniczej i własności ziemskiej. W czasach nowożytnych część ekonomistów opowiadała się za ograniczeniem roli państwa w życiu gospodarczym ( A. Smith, D. Ricardo czy M. Friedman). Wszyscy jednak uznawali niezbędność istnienia organu państwowego, który w szczególnych przypadkach powinien niwelować niedoskonałości rynku.

<sup>76</sup> Słownik Urzędu Regulacji Energetyki -

<http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=37&id=1016&search=31693>;

<sup>77</sup> Ibidem.

<sup>78</sup> Kahn A.E., *The Economics of Regulation. Principles and Institutions.*, tom I, The MIT Press, Cambridge-London, 1991, ss.2-3

przez regulatorów poprzez bezpośrednie nakazy rządowe, mające na celu określenie głównych elementów struktury i działalności ekonomicznej przedsiębiorstw użyteczności publicznej. A. Kahn wskazuje cztery płaszczyzny regulacji:

1. Kontrolę wejścia,
2. Kształtowanie poziomu cen,
3. Kontrolę jakości i warunków świadczenia usług,
4. Zobowiązanie do obsługi wszystkich klientów przy założeniu istnienia pewnych warunków brzegowych.

George Stigler przedstawia inną definicję regulacji<sup>79</sup>. Według niego, regulacja jest tworzona głównie dla uzyskania korzyści przez daną gałąź przemysłu lub grupę gałęzi. Regulacja ekonomiczna jest zatem wykorzystywaniem przez państwo „jego prawa do przymusu”. Według G. Stiglera regulacja może przyjmować dowolną formę, dla osiągnięcia przez gałąź przemysłu poddawaną regulacji określonych celów. Najczęściej chodzi o zwiększenie zysku. Autor określa cztery podstawowe rodzaje instrumentów regulacyjnych w przemyśle:

1. Bezpośrednie transfery pieniężne,
2. Kontrola wejścia na rynek,
3. Polityka promocyjna dóbr komplementarnych i osłabianie pozycji rynkowej dóbr substytucyjnych,
4. Kontrola cen.

G. Stigler w swoich rozważaniach idzie dalej niż A. Kahn. Uważa on, że państwo, prowadząc politykę regulacyjną w odniesieniu do konkretnych gałęzi przemysłu uznawanych za tradycyjnie regulowane, czy też prowadząc politykę antymonopolową, stosuje nie tylko wymienione instrumenty regulacyjne, ale korzysta również z innych instrumentów. Należą do nich między innymi:

1. Uchwalanie i wprowadzanie w życie regulacji prawnych,
2. Interwencjonizm na rynku zasobów naturalnych,
3. Bezpośrednia ingerencja państwa w produkcję i sprzedaż.

G. Stigler zwraca uwagę, że zawodność regulacji jest immanentną cechą ingerencji państwa w procesy rynku.

---

<sup>79</sup> Stigler G., The Theory of Economic Regulation, Bell Journal of Economics and Management Science, Spring, 1971, ss.3 i nast.

Daniel F. Spulber analizuje definicję regulacji z punktu widzenia trzech kierunków ingerencji państwa w gospodarkę<sup>80</sup>. Należą do nich:

1. Bezpośrednia interwencja państwa w mechanizm alokacji (np. regulacja cen, zasady i reguły regulacji),
2. Wpływ na decyzje konsumentów (np. podatki, płatności transferowe),
3. Ingerencja w decyzje przedsiębiorstwa (np. standardy jakościowe, bariery wejścia na rynek – koncesje, podatki).

D. Spulber definiuje regulację jako określone reguły lub działania podejmowane przez organy rządowe, które oddziałują bezpośrednio na mechanizm alokacji na rynku lub pośrednio poprzez oddziaływanie na decyzje konsumentów i firm od strony popytu i podaży.

Ustawa Prawo energetyczne definiuje regulację jako stosowanie określonych ustawą środków prawnych, włącznie z koncesjonowaniem, służących do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, prawidłowej gospodarki paliwami i energią oraz ochrony interesu odbiorców<sup>81</sup>.

Do podstawowych zadań regulacji należą:

- zapobieganie i eliminacja uwarunkowań i praktyk stwarzających zagrożenie dla zdrowia, życia i bezpieczeństwa obywateli,
- eliminacja działań stanowiących zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa,
- promocja dziedzin gospodarki ważnych ze społecznego punktu widzenia.

Najważniejsze cechy dobrego systemu regulacyjnego, to:

- przejrzystość,
- prostota,
- stałość (ustalone zasady, reguły nie powinny być zbyt często zmieniane),
- obiektywizm (równe i sprawiedliwe traktowanie wszystkich podmiotów),
- skuteczność.

System regulacyjny powinien równoważyć interesy przedsiębiorstw elektroenergetycznych i odbiorców energii, skłaniać producentów energii do ponoszenia nakładów inwestycyjnych w zakresie modernizacji i rozwoju, wspierać rozwój konkurencji na rynku energii oraz eliminować możliwość powstawania zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego państwa.

---

<sup>80</sup> Spulber D.F., Regulation and Markets, The MIT Press, Cambridge 1989, ss.24-37.

<sup>81</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

Regulacja stosowana na rynku energii elektrycznej ma z jednej strony wymuszać poprawę efektywności funkcjonowania i jakości dostaw przedsiębiorstw energetycznych, a z drugiej chronić konsumentów przed skutkami stosowania praktyk monopolistycznych. W tym celu został powołany **Urząd Regulacji Energetyki** – organ administracji państwowej dokonujący regulacji w sektorze energetycznym.

Rys.3 Podmiotowy zakres funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki

<b>URZĄD REGULACJI ENERGETYKI</b>	
WYTWÓRCY ENERGII	DYSTRYBUTORZY
SPÓŁKI OBROTU	ODBIORCY

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wymienionej uprzednio dokumentacji URE

Z punktu widzenia realizacji rynkowej reformy sektora energetycznego, nadrzędnymi funkcjami Urzędu Regulacji Energetyki są:

- 1) aktywne wspieranie rozwoju procesów konkurencyjnych;
- 2) równoważenie interesów ekonomicznych uczestników rynku energetycznego.

Urząd reprezentowany przez swojego prezesa – regulatora, reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne i założeniami polityki energetycznej Państwa.

**Regulator**, to prezes Urzędu Regulacji Energetyki wypełniający zadania przypisane mu w prawie energetycznym. Jest on centralnym organem administracji rządowej. Prezes URE wykonuje zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki.

Do zakresu działań Prezesa URE należy<sup>82</sup>:

1. Udzielanie, odmowa udzielenia, zmiana i cofanie koncesji.
2. Zatwierdzanie i kontrolowanie taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, w tym:

<sup>82</sup> Ibidem

- 2.1. Analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach,
- 2.2. Ustalanie współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków prowadzenia przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej, a także okresu ich obowiązywania.
3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną.
4. Kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu paliwami gazowymi i energią elektryczną.
5. Rozstrzyganie sporów w zakresie dotyczącym ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych, odmowy przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw.
6. Nakładanie kar pieniężnych na zasadach określonych w ustawie – Prawo Energetyczne.
7. Współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom monopolistycznym przedsiębiorstw energetycznych.
8. Publikowanie informacji służących zwiększeniu efektywności użytkowania paliw i energii.
9. Zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących gospodarki energetycznej.
10. Kontrola kwalifikacji osób zajmujących się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji energetycznych.
11. Gromadzenie informacji o projektach inwestycyjnych będących w obszarze zainteresowania Unii Europejskiej i przekazywanie ich do Komisji Europejskiej za pośrednictwem ministra właściwego do spraw gospodarki.

Zestaw narzędzi pozostających do dyspozycji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pozwala mu między innymi na zabezpieczenie ciągłych i nieprzerwanych dostaw energii po społecznie akceptowanych cenach. Wydaje się, że najtrudniejszą do zdefiniowania jest funkcja Prezesa URE polegająca na promowaniu konkurencji. Jej realizacja wymaga przede wszystkim wybranego określenia tych segmentów sektora

energetycznego, w których możliwa jest konkurencja i tych, na których będzie ona w przewidywalnej przyszłości albo niemożliwa, albo niepożądana. Konkurencja tam, gdzie jest ona z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia możliwa i pożądana, wymaga przede wszystkim liberalizacji, czyli otwarcia poszczególnych rynków na wejście nowych podmiotów gospodarczych oraz umożliwienia już działającym podmiotom swobodnego prowadzenia swojej działalności gospodarczej. Bariere dla rozwoju konkurencji może stanowić jednak struktura danego rynku często bardzo różna od tej, która ukształtowałaby się, gdyby rynek od początku był konkurencyjny. Dlatego też potrzebna jest promocja konkurencji zmieniająca istniejące struktury, albo wspomagająca wejście na rynek nowych podmiotów<sup>83</sup>.

Ponieważ w Polsce w punkcie wyjścia mamy do czynienia w poszczególnych podsektorach energetyki z różnymi strukturami, stawia to przed regulatorem równe zadania w każdym z nich. W ciepłownictwie istnieją stosunkowo niewielkie możliwości rozwoju konkurencji i trudno jest też czerpać z doświadczeń innych krajów z tej prostej przyczyny, że ich po prostu nie ma. Sytuacja w gazownictwie zdeterminowana jest z jednej strony dużym uzależnieniem od importu gazu ziemnego, z drugiej opóźnieniami w realizacji przekształceń strukturalnych Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Teoretycznie najlepiej przedstawia się sytuacja w elektroenergetyce. W podsektorze na początku obecnej dekady dokonano dezintegracji wertykalnej. Rzeczywisty rozwój konkurencji zależeć będzie od kształtu, jaki przybierze rynek energii elektrycznej, co z kolei zależeć będzie od przepisów ciągle jeszcze oczekiwanych rozporządzeń wykonawczych oraz od szybkości przekształceń własnościowych w tym podsektorze, co oznacza, że w najbliższej przyszłości realizacja zadania promocji konkurencji sprowadzać się będzie przede wszystkim do współpracy z Ministerstwami Gospodarki i Skarbu Państwa. Jeśli chodzi o prywatyzację, to regulator starał się będzie redukować stojące na jej drodze przeszkody, zmniejszając tzw. niepewność regulacyjną. Odrębną grupą problemów związanych z prywatyzacją będą: konsolidacja pozioma i integracja pozioma w sektorze. Z punktu widzenia rozwoju procesów konkurencyjnych, niezbędna będzie projekcja skutków konsolidacji i integracji, i opracowanie przedsięwzięć zapobiegawczych w przypadku zaistnienia zagrożeń dla rozwoju konkurencji<sup>84</sup>.

---

<sup>83</sup> Biuletyn URE, Nr 1 styczeń 1999 r.

<sup>84</sup> Ibidem.



## 7. Rynek energii elektrycznej w Polsce.

Podmiotami rynku energii elektrycznej w Polsce są:

### I / Uczestnicy rynku:

1. Wytwórcy energii elektrycznej:
  - 1.1. Elektrownie systemowe. W Polsce funkcjonuje obecnie 19 elektrowni (tzw. elektrowni systemowych zwanych też elektrowniami zawodowymi), w których energia elektryczna wytwarzania jest ze spalania węgla brunatnego i węgla kamiennego. W elektrowniach tych produkowane jest 75 % całości energii zużywanej w kraju. Do największych z nich należą: Bełchatów, Opole i Turów (tworzące tzw. Grupę BOT) oraz Połaniec, Koźienice, Rybnik i Dolna Odra.
  - 1.2. Elektrociepłownie (EC) lokalne, w których jednocześnie wytwarzana jest energia elektryczna i ciepło (tzw. wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem - **kogeneracji**<sup>85</sup>). W Polsce pracuje obecnie ponad 50 elektrociepłowni zlokalizowanych przy większych aglomeracjach miejskich, np. zlokalizowana w Warszawie i należąca do Vattenfall Heat Polska – Elektrociepłownia Żerań, czy znajdująca się we Wrocławiu Kogeneracja. Elektrociepłownie (tzw. przemysłowe) lokalizowane są również w obrębie większych zakładów przemysłowych. W naszym kraju funkcjonuje obecnie przeszło 160 takich obiektów.
  - 1.3. Elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe, np.: Elektrociepłownia Poznań – Karolin SA, Zespół Elektrociepłowni Poznańskich SA i inne.
2. Firmy przesyłu energii elektrycznej: monopolista PSE - Operator S.A.<sup>86</sup> wydzielona ze struktur Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Zgodnie z zapisami unijnej Dyrektywy 2003/54/EC, niezależny operator systemu przesyłowego (OSP) funkcjonuje w Polsce od 1 lipca 2004 roku.

---

<sup>85</sup> **Kogeneracja** (także **skojarzona gospodarka energetyczna** lub **CHP** - *Combined Heat and Power*) jest to proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni. Ze względu na mniejsze zużycie paliwa, zastosowanie kogeneracji daje duże oszczędności ekonomiczne i jest korzystne pod względem ekologicznym - w porównaniu z odrębnym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej.

<sup>86</sup> PSE - Operator S.A. realizuje cele działania stosując obiektywne i przejrzyste zasady funkcjonowania, zapewniając równe traktowanie stron oraz przykładając należyłą uwagę do poszanowania środowiska naturalnego.

3. Dystrybutorzy rynku elektroenergii: Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego<sup>87</sup>.
4. Operatorzy sieci rozdzielczych 110kV i niższych napięć, czyli spółki obrotu energią elektryczną (niezależne firmy handlujące energią), np.: Biuro Marketingu i Sprzedaży Electrabel, Grupa SUEZ w Katowicach.

Ze względu na to, że straty związane z przesyłem energii elektrycznej są odwrotnie proporcjonalne do napięcia, na jakim jest ona przesyłana, energię elektryczną transportuje się liniami o możliwie najwyższym napięciu. W drodze z elektrowni do klientów finalnych energia elektryczna transportowana jest dwoma rodzajami sieci elektroenergetycznych:

- tzw. **sieciami przesyłowymi** o napięciu 220 i 400 kV należącymi do Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., którymi energia transportowana jest bezpośrednio z elektrowni do tzw. Głównych Punktów Zasilających (GPZ) oraz
- tzw. **sieciami dystrybucyjnymi** o napięciu od 230 V do 110 kV należącymi do dystrybutorów energii, którymi energia transportowana jest z GPZ-ów bezpośrednio do klientów finalnych.

## II / Odbiorcy energii elektrycznej:

1. Gospodarstwa domowe, do których należą wszyscy klienci kupujący energię na cele komunalno-bytowe.
2. Wszyscy klienci nie będący gospodarstwami domowymi, kupujący energię na potrzeby prowadzonej przez siebie działalności gospodarczej, czyli zakłady przemysłowe, PKP, biura, hotele, centra handlowe, instytucje itp.

Wymienieni powyżej uczestnicy mogą działać na trzech rynkach:

1. Rynku kontraktowym, na którym zawierane są kontrakty pomiędzy odbiorcami i dostawcami energii. Kontrakty te mogą być zawierane pomiędzy wytwórcami energii, przedsiębiorstwami sieciowymi, firmami handlującymi energią oraz

---

<sup>87</sup> Jest to wyznaczony przez Prezesa URE podmiot pełniący podobne obowiązki co operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w odniesieniu do systemu dystrybucyjnego, na obszarze wskazanym przez Prezesa URE. W odróżnieniu od działań operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, kompetencje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego skupiają się na sieci rozdzielczej, tzn. sieci wysokich, średnich oraz niskich napięć (nie wyższych niż 110 kV), służącej do dystrybucji energii elektrycznej. (źródło: Słownik CIRE, [http://sloownik.cire.pl/?id=769,\(16.04.2007\)](http://sloownik.cire.pl/?id=769,(16.04.2007))).

pozataryfowymi odbiorcami energii. Kontrakty zawarte na rynku kontraktowym zawierają godzinowy harmonogram realizacji dostaw.

2. Rynku giełdowym (**TGE**<sup>88</sup>) istniejącym od lipca 2000 r., obejmującym rynek dnia następnego, rynek terminowy i rynek praw majątkowych (rynek **zielonych certyfikatów**<sup>89</sup>) oraz na platformach handlu elektronicznego energią (np. **poee**<sup>90</sup> lub **kantor energii**<sup>91</sup>).
3. Rynku bilansującym, zamykającym bilans energii elektrycznej w systemie, działającym jako rynek dobowo-godzinowy od września 2001 r., a którego operatorem jest PSE - Operator.

Prawo Energetyczne wprowadza wobec przedsiębiorstw funkcjonujących na rynku energii wymóg uzyskiwania koncesji i precyzuje, które z rodzajów działalności przedsiębiorstw energetycznych jej wymagają. Należą do nich wytwarzanie energii i transport energii sieciami przesyłowymi i rozdzielczymi.

Powyższe definicje i zasady stanowią zarówno zręby konstrukcyjne, jak i swoiste metody rozstrzygnięcia i realizacji priorytetów polityki energetycznej oraz określania wynikających z nich kierunków działań rządu.

---

<sup>88</sup> **TGE – Towarowa Giełda Energii.** Została utworzona w celu poprawy efektywności polskiego sektora energetycznego i sektorów z nim związanych oraz dostosowania go do warunków konkurencji i wymagań obowiązujących w Unii Europejskiej, zapewnienia bezpieczeństwa obrotu energią, równych warunków dostępu do rynku energii i minimalizacji kosztów transakcji.

<sup>89</sup> System finansowania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. **Zielone certyfikaty** wydawane są jako dowód wyprodukowania energii ze źródeł odnawialnych(OZE). Wyprodukowana w źródle odnawialna energia elektryczna sprzedawana jest na rynku energii, a certyfikaty, świadczące o jej pochodzeniu – na rynku certyfikatów. System ten pozwala oddzielić fizycznie wyprodukowaną energię elektryczną od efektu ekologicznego, jaki jest osiąganym w wyniku jej wyprodukowania w odnawialnym źródle energii .

<sup>90</sup> **Poee – Platforma Obrotu Energią Elektryczną.** Platforma umożliwia za pośrednictwem internetu zakup i sprzedaż energii elektrycznej konwencjonalnej, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO2. Platforma oferuje możliwość zakupu i sprzedaży energii na dany dzień najdłużej ze wszystkich parkietów działających na rynku energii. Na **poee** można dokonać zakupu/sprzedaży energii nawet po zamknięciu sesji Towarowej Giełdy Energii. Handel energią na **poee** jest możliwy na okres obejmujący dwa najbliższe lata.

<sup>91</sup> **Kantor Energii** jest elektronicznym system handlu energią elektryczną w formie notowań ciągłych na wszystkie 24 godziny dostawy na "dzień do przodu" lub "dwa dni do przodu". Kantor Energii działając na zasadzie analogicznej do kantorów walut kupuje i sprzedaje energię poszczególnym uczestnikom rynku. Wszystkie transakcje kupna i sprzedaży zawierane są pomiędzy klientami Kantoru a jego właścicielem. Klient wybiera rodzaj transakcji, godzinę dostawy i akceptuje oferowaną przez Kantor cenę.

## **Rozdział II**

# **Charakterystyka podstaw monopolu naturalnego i jego regulacji**

### **1. Wprowadzenie**

Szczególne rola elektroenergetyki i gazownictwa nie jest charakterystyczna wyłącznie dla gospodarki polskiej, ponieważ cała działalność gospodarcza opiera się na tych dwóch segmentach stanowiących o dynamice rozwoju. Ze względu na swoją wagę obydwa segmenty stały się przedmiotem szczególnego zainteresowania ośrodków rządzących, które gwarantowały sobie wpływ na ich funkcjonowanie poprzez sankcjonowanie monopolu naturalnego. Przez wiele lat naturalnym porządkiem rzeczy wydawało się być to, że w gospodarce funkcjonować może tylko jedno przedsiębiorstwo energetyczne, zintegrowane pionowo, czyli posiadające generatory wytwarzające energię elektryczną, przesyłaną sieciami należącymi do tego przedsiębiorstwa, i zajmujące się również sprzedażą energii wszystkim odbiorcom, którzy zamieszkują na obszarze objętym siecią. Przedsiębiorstwa energetyczne charakteryzowały się bardzo wysokim stopniem zintegrowania struktury wewnętrznej. Powodowało to zacieranie się odrębności prawnych i ekonomicznych wewnątrz przedsiębiorstw, co z kolei skłaniało do utożsamiania elektroenergetyki z infrastrukturą gospodarki.

Nasuwa się zatem pytanie jak należy definiować infrastrukturę? Ze względu na wielość objaśnień infrastruktury w nauce i konieczność konkretyzowania tego określenia do wyznaczonych w czasie i przestrzeni warunków<sup>92</sup>, w pracy przyjęta została definicja podana przez M. Ratajczaka. Zgodnie z jego interpretacją, infrastrukturę należy rozumieć jako podbudowę, podstawę jakiegoś układu czy konstrukcji. „Należy (ją) traktować jako jeden z podsystemów systemu społecznego. Zadaniem infrastruktury jako podsystemu jest zapewnienie podstawowych warunków rozwoju pozostałych podsystemów oraz systemu jako całości. Polega to przede wszystkim na umożliwieniu dyfuzji informacji, a także przepływu energii i materii oraz na kształtowaniu cech człowieka jako

---

<sup>92</sup> Por.: Ratajczak M., Infrastruktura a międzynarodowa współpraca gospodarcza w Europie, Książka i Wiedza, Warszawa 1990, ss.11-17

najważniejszego składnika sił wytwórczych. (...) Infrastruktura w szerokim rozumieniu obejmuje transport, łączność, energetykę, gospodarkę wodną i ochronę środowiska naturalnego (infrastruktura gospodarcza) oraz naukę, oświatę i wychowanie, ochronę zdrowia i opiekę społeczną, kulturę, wypoczynek i kulturę fizyczną (infrastruktura społeczna)<sup>93</sup>. De facto, zgodnie z przyjętymi przez ekonomistów kryteriami, w przypadku energetyki do infrastruktury należy zaliczyć jedynie fragment elektroenergetyki, związany z sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi<sup>94</sup>. Pozostała część, jako poddana konkurencji, infrastrukturą po prostu nie jest<sup>95</sup>.

W rozdziale pierwszym dokonano ogólnej charakterystyki energetyki, teraz należy odpowiedzieć na pytanie, dlaczego pewne gałęzie gospodarki charakteryzują się warunkami bliskimi doskonałej konkurencji, inne natomiast są zdominowane tylko przez kilka firm? Odpowiedź na to pytanie przybliży zrozumienie funkcjonowania mechanizmów rynku energii. Liczba przedsiębiorstw energetycznych, brak substytutów i wysoka wrażliwość klientów pozwalają na określenie rynku energii jako co najmniej niedoskonale konkurencyjnego. Ponadto istnieją dwa źródła niedoskonałości tego rynku: bariery dla konkurencji oraz koszty. Gdy występują znaczne korzyści skali, duże przedsiębiorstwa produkują i sprzedają taniej niż mniejsze, co prowadzi do upadłości tych ostatnich. Można założyć, że tam, gdzie korzyści skali są istotne, należy spodziewać się niewielkiej liczby dostawców. Taka sytuacja prowadzi do rozwoju konkurencji niedoskonałej. Jako komentarz można tu przytoczyć myśl M. Kaleckiego: „(...) monopol jest głęboko zakorzeniony w charakterze systemu kapitalistycznego; wolna konkurencja

---

<sup>93</sup> Ibidem

<sup>94</sup> Juchniewicz L., Kto i dlaczego potrzebuje konkurencji w energetyce, Ulepszamy rynek energii, dodatek do Rzeczypospolitej z 20.12.2005

<sup>95</sup> Cechy infrastruktury:

- 1) służebny charakter - nie istnieje sama dla siebie lecz świadczy usługi dotyczące obsługi sfery produkcyjnej bądź konsumpcyjnej;
- 2) bryłowość urządzeń - oznacza, iż istnieje konieczność tworzenia całych obiektów od razu ze względu na kwestie ekonomiczne oraz technologiczne, nie da się ich budować etapami;
- 3) wysoka kapitałochłonność - tworzenie urządzeń infrastruktury pociąga za sobą konieczność ponoszenia znacznych kosztów, które ze względu na bryłowość zwracają się dopiero w długim okresie;
- 4) wysoki stopień niepodzielności nakładów;
- 5) skokowy sposób powstawania kosztów - oznacza, iż koszty infrastruktury rosną co pewien czas jako konsekwencja niepodzielności urządzeń infrastruktury;
- 6) długowieczność - czas użytkowania urządzeń infrastruktury jest bardzo długi;
- 6) immobilność - nie da się przenosić urządzeń infrastruktury, zaś usługi świadczone przez urządzenia infrastruktury mogą być konsumowane na miejscu;
- 7) urządzenia infrastruktury są względem siebie komplementarne a nie substytucyjne;
- 8) trudna ocena celowości przedsięwzięć infrastrukturalnych ex ante i ex post.

może być pożytecznym założeniem w początkowym etapie badań, ale jako opis normalnego stanu gospodarki kapitalistycznej jest tylko mitem”<sup>96</sup>.

Trudno nie zgodzić się z twierdzeniem Kaleckiego. Jednakże w okresie przed 1933 r. część ekonomistów nie podejmowała się rozważań na temat konkurencji niedoskonałej. Przełomem w podejściu do zagadnienia stały się publikacje Joan Robinson i Edwarda Chamberlina<sup>97</sup>.

## **2. Uwagi o kategorii monopolu w kontekście rozważań teoretycznych.**

Pojęcie monopolu, pomimo bogatej literatury na ten temat, nie doczekało się prostej definicji. Używając potocznego określenia, można powiedzieć, że monopol jest tożsamy z wyłącznym prawem (formalnym lub faktycznym przywilejem) do produkcji czegoś lub handlu czymś, przysługującym osobie, grupie osób, przedsiębiorstwu lub państwu. Monopolizacja określonej gałęzi może wynikać z przyczyn technologicznych. Bywa też skutkiem rozwiązań prawnych i administracyjnych.

Edward Chamberlin definiuje monopol jako kontrolę nad podażą, zwracając jedynie uwagę, że słowo jest „bez znaczenia, jeśli nie odnosi się go do rzeczy monopolizowanej”<sup>98</sup>.

Monopolista według definicji Joan Robinson jest pojedynczym producentem działającym w każdych warunkach, nie wykluczając nawet konkurencji doskonałej<sup>99</sup>. Wielka oryginalność tej koncepcji przyczyniła się do zupełnego braku jej akceptacji.

Paul Marlor Sweezy sformułował definicję monopolu odróżniając go zdecydowanie od kategorii konkurencji monopolistycznej i oligopolu<sup>100</sup>. Ten sposób podejścia miał jeszcze jedną zaletę – stworzył nowe podejście do dotychczasowej koncepcji przemysłu. Według Sweezy’ego „monopolistą jest ten, którego krzywa

---

<sup>96</sup> Kalecki M., Podział dochodu narodowego, 1938, w *Dzieła Zebrane*, PWN, Warszawa 1980

<sup>97</sup> Chamberlin E.H., *The Theory of Monopolistic Competition*, Harvard University Press, 1933 i Robinson J., *The Economic of Imperfect Competition*, London 1933

<sup>98</sup> Chamberlin E.H., *The Theory of Monopolistic Competition*, Harvard University Press, 1933

<sup>99</sup> Robinson J., *The Economic of Imperfect Competition*, London 1933, s.5 oraz ss. 50-51; (Formalna analiza popytu według tej autorki ukazuje każdego producenta jako monopolistę swojej własnej produkcji, napotykającego krzywą popytu determinowaną przez dostępność substytutów.)

<sup>100</sup> Sweezy P.M., *On The Definition Of Monopoly*, *Quarterly Journal of Economics*, LI, 1937, Vol. 51, No. 2 ss. 362-363

sprzedaży jest niezależna od ceny, którą sam płaci oraz od zysków (strat), które osiąga”<sup>101</sup> Robert Triffin uważa jednak to sformułowanie za niezręczne<sup>102</sup>. Ekonomista twierdzi, że podana definicja nie jest definicją monopolu, ale raczej wyłączeniem z niezależności oligopolisty od popytu i barier wejścia<sup>103</sup>. Abba P. Lerner definiuje jako monopolistę każdego sprzedawcę, który „arbitralnie decyduje o cenie sprzedawanego dobra, pozostawiając kupującemu decyzję o ilości dobra, które zamierza kupić w proponowanej cenie. Alternatywnie sprzedający może zdecydować o ilości dobra, którą zamierza sprzedać i ustalić sztywną cenę na poziomie, który według sprzedawcy będzie musiał zaakceptować kupujący”<sup>104</sup>. Takie podejście może budzić wątpliwości interpretacyjne dlatego warto zwrócić uwagę na podejścia tkwiące w tradycyjnym myśleniu o monopolu.

W tradycyjnej (prezentowanej między innymi przez Chamberlina i Robinson) koncepcji monopolu zwraca się uwagę na następujące czynniki: występowanie jedyne go sprzedawcy w gałęzi oraz uprzywilejowana sytuacja, która chroni jedyne go sprzedawcę przed napływem innych sprzedawców. Innymi słowy dostęp do rynku sprzedawcy jest zamknięty. Zanim dokonano bardziej szczegółowej analizy znaczenia i zawartości „siły monopolu”, wiele teorii ekonomicznych koncentrowało się na opisie warunków, dzięki którym monopole uzyskiwały swoją „siłę”. Starsze publikacje są pełne objaśnień opisujących usankcjonowane prawem przywileje, dzięki którym sprzedawca dochodził do pozycji monopolisty lub jej bronił. Zagadnienie monopolu było przedmiotem analiz teorii równowagi i zostało opisane przy pomocy czynnika kosztu, ceny i wielkości produkcji.

Wśród wielu prób zdefiniowania monopolu najbardziej trafna wydaje się być definicja Milтона Friedmana. Wyjaśnia on genezę słowa<sup>105</sup> oraz definiuje **monopol** jako sytuację, w której pojedynczy podmiot lub przedsiębiorstwo posiada wystarczającą kontrolę nad wybranym produktem lub usługą, żeby w znaczący sposób wpływać na sposoby wejścia w posiadanie produktu lub usługi przez pojedynczych konsumentów<sup>106</sup>. Oznacza to, że monopol charakteryzuje się brakiem konkurencji dóbr i usług oraz brakiem widocznych substytutów na rynku. Sytuację czystego monopolu trafnie ujmują

---

<sup>101</sup> Ibidem

<sup>102</sup> Triffin R., *Monopolistic Competition and General Equilibrium Theory*, Cambridge, Harvard University Press, 1941

<sup>103</sup> Ibidem

<sup>104</sup> Lerner A.P., *The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power*, *The Review of Economic Studies*, Vol. 1, Nr 3 (Czerwiec 1934), str. 157

<sup>105</sup> Monopol – z greckiego *monos* to pojedynczy, samotny, a *polein* oznacza sprzedawać.

<sup>106</sup> Friedman M., *Monopoly and the Social Responsibility of Business and Labor*, *Capitalism and Freedom* (40th anniversary edition ed.). The University of Chicago Press. s. 208.

A.S. Binder, W.J. Baumol i C.L. Gale. **Czysty monopol** definiowany jest przez nich jako przemysł, którym występują tylko jeden dostawca produktu, dla którego nie ma bliskich substytutów, a współistnienie innego podmiotu, który mógłby taki produkt dostarczać jest bardzo trudne, albo wręcz niemożliwe<sup>107</sup>. J. Penc twierdzi, że monopol występuje zazwyczaj w miejscach, w których warunki produkcji nie pozwalają na poważne rozszerzenie konkurencji ze względu na rzadkość występowania danego czynnika produkcji (specjalne warunki glebowo-klimatyczne, rzadkie bogactwa naturalne), a zapotrzebowanie na dany produkt jest duże. Taka sytuacja pozwala producentowi na ustalenie wysokiej ceny (zawierającej tzw. rentę monopolową), która nawet kilkakrotnie może przewyższać rzeczywiste koszty produkcji. Monopol funkcjonujący w takich warunkach Penc nazywa **monopolem naturalnym**<sup>108</sup>. M.Mueller<sup>109</sup> i W. Baumoll<sup>110</sup> definiują **monopol naturalny** jako sytuację w przemyśle, w której jedna firma produkuje zaplanowaną wielkość dóbr czy usług po niższym koszcie społecznym niż dwie lub więcej firm. Nie oznacza to wcale, że na rynku jest wyłącznie jedna taka firma. W.Baumoll dodaje, że **monopol naturalny** – tak zwany **monopol techniczny** – pojawia się wówczas, gdy firma jest w stanie przetrwać w długim okresie, nawet w przypadku braku regulacji prawnych czy braku „mierników nieuczciwej konkurencji”, którą stosuje monopolista<sup>111</sup>. Dodatkowo ekonomiści wskazują na charakterystyczną cechę twierdząc, że o monopolu naturalnym w branży można mówić wtedy, gdy „dla wszystkich wielkości produkcji w danym przedziale funkcja kosztów jest subaddytywna<sup>112</sup>”.

<sup>107</sup> Blinder, A. S, Baumol W.J., Gale C.J. (June 2001). Monopoles (paperback). Microeconomics: Principles and Policy. Thomson South-Western. s. 212.

<sup>108</sup> Penc J., Leksykon biznesu, Placet, Warszawa 1997

<sup>109</sup> Mueller, M. L., Competition, Interconnection, and Monopoles in the Making of the American Telephone System, American Enterprise Institute. AEI Press, 1998, s. 14

<sup>110</sup> Baumol, W. J., Microtheory: Applications and Origins. Cambridge, MA, USA, MIT Press, 1985, s. 27.

<sup>111</sup> Ibidem.

<sup>112</sup> Subaddytywność w ekonomii jest podstawową własnością niektórych szczególnych funkcji kosztów. W zasadzie jest to warunek konieczny i wystarczający do weryfikacji monopolu naturalnego. Dowodzi, że produkcja wykonywana wyłącznie przez jedno przedsiębiorstwo jest tańsza ze społecznego punktu widzenia (z punktu widzenia kosztów przeciętnych) niż podział wymienionej wielkości produkcji pomiędzy określoną liczbę przedsiębiorstw. (za: Evans D.S., Heckman J.J., A Test for Subadditivity of the Cost Function with an Application to the Bell System, The American Economic Review, Vol. 74, Nr 4, wrzesień 1984)

Funkcja kosztów  $C(q)$  jest subaddytywna względem  $q$ , jeśli dla dowolnej  $i$  i dla wszystkich ilości produkcji  $q^1, \dots, q^k$ ;  $q^j \neq q$ ;  $j=1, 2, \dots, k$  spełniona jest następująca zależność:

$$C(q) < \sum_{j=1}^k C(q^j) \text{ gdzie } q = \sum_{j=1}^k q^j$$

Zakładając, że wektor  $q$  oznacza wielkość produkcji branży nasuwa się pytanie: czy  $q$  może być produkowane taniej przez jedną firmę, czy przez większą liczbę przedsiębiorstw wytwarzających  $q$  łącznie?



Monopolista nie musi obawiać się konkurencji, ponieważ chronią go ekonomiczne i techniczne bariery wejścia. Dla przykładu, w Polsce na początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku, Telekomunikacja Polska S.A. była monopolistą na rynku usług telekomunikacyjnych. Ministerstwo Łączności do 1996 r. wydało podmiotom ubiegającym się o prowadzenie działalności tego typu około 150 licencji na jej prowadzenie likwidując w ten sposób część barier administracyjno-prawnych. Jednakże wejście na taki rynek wymaga wielkich nakładów. W dodatku TP S.A. utrudniała konkurentom przyłączenie się do ogólnopolskiej sieci telefonicznej, którą zarządzała (np. zwlekała z podjęciem odpowiedniej decyzji). W efekcie była praktycznie jedynym liczącym się graczem na rynku usług telekomunikacyjnych.

W odróżnieniu od przedsiębiorstwa wolnokonkurencyjnego, monopolista jest dawcą ceny, a nie biorcą. Brak konkurentów sprawia, że kontroluje on całą podaż rynkową, a przez to uzyskuje wpływ na cenę. Mimo wszystko jego swoboda działania jest ograniczona. W celu zwiększenia sprzedaży, musi obniżyć cenę. Wzrost produkcji monopolisty oznacza przecież istotne zwiększenie podaży w całej gałęzi. Niekiedy monopol jest na tyle silny, że może różnicować ceny, sprzedając ten sam produkt w różnych cenach, różnym grupom konsumentów pomimo, że koszt jego otrzymania jest identyczny. Taka sytuacja określana jest jako **dyskryminacja cenowa**<sup>113</sup>. W literaturze wymienia się następujące warunki, które umożliwiają jej spełnienie:

1. Siła monopolu – sprzedawca musi być monopolistą, lub posiadać co najmniej pewien stopień monopolizacji, dzięki któremu będzie miał możliwość wpływać na cenę.
2. Segmentacja rynku – przy założeniu relatywnie niskiego kosztu wytworzenia, musi być w stanie dokonać segmentacji rynku<sup>114</sup>. Rozdzielenie kupujących opiera się na różnicach w elastyczności popytu poszczególnych grup konsumentów.
3. Brak odsprzedaży – pierwotny nabywca nie może odsprzedać produktu czy usługi. Gdyby kupujący z segmentu z niską ceną mógł w łatwy sposób sprzedać kupiony towar czy usługę w segmencie z wysoką ceną, doprowadziłby do powstania

---

Ponieważ funkcja kosztów może być subaddytywna dla pewnych wartości kosztów, a dla innych nie, kolejnym krokiem w definiowaniu monopolu naturalnego jest sprawdzenie, czy koszty są subaddytywne. W celu rozwinięcia problemu należałoby opisać teorię rynków spornych. Rozważania musiałyby objąć szereg innych aspektów teorii monopolu naturalnego i jego regulacji, co nie jest przedmiotem niniejszej analizy.  
<http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=37&id=1017> (12.11.2006 r.).

<sup>113</sup> Campbell R. McConnell, Stanley L. Brue, *Microeconomics*, McGraw-Hill Companies, 2005, s.207.

<sup>114</sup> **Segmentacja rynku** rozumiana jest jako procedura dokonania podziału rynku na względnie jednorodne grupy konsumentów, które z uwagi na podobieństwo cech ujawniają podobny popyt, w celu przygotowania produktu wychodzącego naprzeciw ich potrzebom, a w konsekwencji uzyskania przewagi rynkowej.

konkurencji w segmencie z wysoką ceną. Efektem byłby spadek ceny w droższym segmencie.<sup>115</sup>

### **3. Rodzaje dyskryminacji monopolistycznej i bariery utrudniające wejście na rynek.**

W literaturze ekonomicznej przyjęło się rozróżnianie trzech rodzajów dyskryminacji cenowej: dyskryminację pierwszego, drugiego i trzeciego stopnia<sup>116 117</sup>.

1. **Dyskryminacja pierwszego stopnia** polega na różnicowaniu cen w zależności od indywidualnego nabywcy. Dyskryminacja pierwszego stopnia zwana również dyskryminacją doskonałą oznacza sytuację, w której monopolista narzuca różne ceny za kolejne jednostki danego dobra. Ustalona cena odpowiada najwyższej możliwej sumie, jaką konsument skłonny jest zapłacić. Oznacza to, że monopolista nie pozostawia kupującemu żadnej nadwyżki z tytułu zakupu dobra lub usługi. Warunkiem takiego działania monopolisty jest doskonała znajomość linii popytu każdego nabywcy. Producent, który doskonale różnicuje ceny, wyznacza taki poziom produkcji, przy którym cena zrównuje się z kosztem krańcowym i sprzedaje każdą kolejną jednostkę dobra po maksymalnej możliwej cenie, czyli po cenie granicznej danego nabywcy. Sytuacja ta jest efektywna w rozumieniu Pareto, gdyż położenia obu stron nie da się jednocześnie polepszyć. Monopolista otrzymuje już maksymalny możliwy zysk, a nadwyżka konsumenta nie może zostać zwiększona bez uszczerbku zysków producenta<sup>118</sup>. Dyskryminacja pierwszego stopnia jest przypadkiem, który nie występuje w gospodarce rynkowej.
2. **Dyskryminacja drugiego stopnia** nazywana jest dyskryminacją ilościową (nieliniową) i stosowana jest w warunkach asymetrii informacji. Monopolista nie zna bowiem linii popytu nabywców. Producent różnicując ceny pozostawia konsumentom wybór warunków zakupu. Monopolista nie znając dokładnej skłonności do zapłaty poszczególnych osób, może wprowadzić n różnych pakietów cenowo-ilościowych. Pierwszy poziom skonstruowany jest dla

---

<sup>115</sup> Campbell R. McConnell, Stanley L. Brue, Microeconomics, McGraw-Hill Companies, 2005, s.208.

<sup>116</sup> Pigou A.C., Aslanbeigui N., The Economics of Welfare, Transaction Publishers, 2002, s.279.

<sup>117</sup> Philips L., The Economics of Price Discrimination, Cambridge University Press, 1983, s. 191 i nast.

<sup>118</sup> Ibidem, s 2.

nabywców o niskim popycie (nie większym niż  $x$ ), drugi – o wyższym (na przykład nie większym niż  $y$ ) itd. Mają one na celu zachęcać konsumentów do wyboru najkorzystniejszego dla nich rozwiązania, co skutkuje samoselekcją nabywców. Warunkiem różnicowania cen przez monopolistę jest osiągnięcie wyższych zysków niż w sytuacji, gdyby sprzedawał produkt po jednolitej cenie monopolowej<sup>119</sup>.

3. Mianem **dyskryminacji trzeciego stopnia** określa się sprzedaż produktu n grupom nabywców po  $n$  różnych cenach. Przykładem jest sprzedaż dzieciom i studentom zniżkowych biletów do kina, świadczenie usług medycznych za różną odpłatnością (zależy to od zamożności pacjenta) oraz sprzedaż tańszych biletów lotniczych osobom rezerwującym miejsca na długo przed terminem podróży. Dyskryminacja cenowa trzeciego stopnia jest to praktyka różnicowania cen w zależności od grupy nabywców. Stosowana jest w sytuacji, gdy monopolista nie zna linii przebiegu popytu poszczególnych konsumentów, lecz zna charakterystykę popytu różnych typów (grup) nabywców, różniących się cenową elastycznością popytu. Ten typ dyskryminacji różni się gruntownie od pozostałych. Każda grupa nabywców traktowana jest jako odrębny rynek, a wielkość popytu na każdym z nich nie jest zależna od pozostałych. Producent dyskryminujący ustali wyższe ceny na tym rynku gdzie elastyczność cenowa popytu jest niższa, a obniży ceny tam gdzie popyt jest bardziej elastyczny. Monopolista osiąga maksymalny zysk, gdy przychody krańcowe na poszczególnych rynkach będą sobie równe<sup>120</sup>.

Poza dyskryminacją na rynku monopolistycznym muszą istnieć inne warunki pozwalające nie tylko na przetrwanie, ale również na rozwój aktywności. Należą do nich bariery wejścia. **Barierą wejścia** jest przeszkoda na drodze firmy, która uniemożliwia lub utrudnia wejście na konkretny rynek<sup>121</sup>. Można je podzielić na dwie grupy: bariery prawne i bariery naturalne. Z pierwszą grupą mamy do czynienia wtedy, gdy wejście na rynek jest zastrzeżone np. otrzymaniem publicznej franszyzy, licencji rządowej, patentu lub koncesji. Bariera naturalna występuje wówczas, gdy korzyści skali pozwalają jednej firmie obsługiwać cały rynek przy minimalnym możliwym koszcie wytworzenia<sup>122</sup>.

---

<sup>119</sup> Pigou A.C., Aslanbeigui N., *The Economics of Welfare*, Transaction Publishers, 2002, s.279.

<sup>120</sup> Ibidem, s.279 i nast.

<sup>121</sup> Sullivan A., Sheffrin S.M., *Economics: Principles in action*. Upper Saddle River, Pearson Prentice Hall, 2003, s. 153

<sup>122</sup> Parkin M., *Microeconomics*, Pearson Education, 2007, s. 264 i nast.

Istnieje wiele barier wejścia, które mogą być mniej lub bardziej odczuwalne, w zależności od tego, jakiego rynku dotyczą. W pewnych przypadkach jedna lub kilka z nich wystarcza, aby zapewnić dominację rynkową pojedynczemu przedsiębiorstwu. W innych natomiast bariery wejścia są możliwe do pokonania, ale powodują, że na rynku znajduje się tylko kilka przedsiębiorstw. Do najważniejszych przykładów barier wejścia należą:

### **1. Bariera kapitałowa**

W niektórych gałęziach (przemysł energetyczny, samochodowy, rafinacja ropy naftowej), potrzeba ogromnych nakładów kapitału do uruchomienia produkcji. W innych (przemysł chemiczny, farmaceutyczny, elektronika), konieczne są wielkie wydatki na badania i rozwój. Ogromne koszty inwestycji powodują, że wejście do takiej gałęzi jest szczególnie ryzykowne (po wejściu może okazać się, że przedsiębiorstwo ponosi straty i nie jest ono w stanie odzyskać dużej części poniesionych nakładów).

### **2. Kontrola nad zasobami naturalnymi**

Bariera wejścia powstaje wówczas, gdy funkcjonujące już na rynku przedsiębiorstwo kontroluje niezbędne do produkcji zasoby – surowce, rezerwy ropy, a nawet talenty naukowe. W skali mikro przykładem może być właściwy wybór lokalizacji sklepu, stacji benzynowej itp., który może zapewnić ochronę przed pojawieniem się potencjalnych konkurentów. Posiadanie unikatów pozwala uzyskać pewien stopień siły monopolowej (jest ona jednak ograniczona dostępnością substytutów). Najbardziej znane przykłady siły monopolistycznej wynikającej z kontrolowania zasobów, to francuski szampan i OPEC (ropa naftowa).

### **3. Korzyści skali**

Zjawisko to utożsamiane jest zazwyczaj z sytuacją, gdy w przedsiębiorstwie długookresowe koszty przeciętne spadają wraz ze wzrostem rozmiarów produkcji. Każde przedsiębiorstwo już do momentu zaistnienia jest zmuszone do ponoszenia pewnych kosztów stałych. Koszty te najczęściej nie są związane bezpośrednio z procesem produkcji i nie są zależne od wielkości produkcji, jednak są niezbędne do działania przedsiębiorstwa. Wraz z rozpoczęciem działalności produkcyjnej przedsiębiorstwa koszty te można rozłożyć na każdą wyprodukowaną jednostkę. Powiększaniem wielkości produkcji koszty stałe można rozłożyć na coraz większy wolumen przez co przeciętny koszt wytworzenia jednostki produktu się zmniejsza. W przypadku tzw. monopolu naturalnych koszty przeciętne zmniejszają się nieprzerwanie wraz ze wzrostem produkcji, co przyczynia się do osiągnięcia minimalnego kosztu jednostkowego przez pojedyncze przedsiębiorstwo zaopatrujące cały rynek. W przypadku energetyki nie można pominąć

bariery technologicznej. Zastosowanie nowoczesnych technologii wiąże się na ogół z koniecznością sporych inwestycji które nie miały by sensu przy niewielkiej produkcji. Efekt, który się dzięki temu uzyskuje to obniżenie kosztów wytwarzania i skrócenie czasu potrzebnego do wytworzenia jednej jednostki produkcji przez co przedsiębiorstwo jest w stanie wytworzyć większy jej wolumen.

#### **4. Czysta przewaga jakościowa lub kosztowa**

Niekiedy jedno przedsiębiorstwo ma przewagę nad potencjalnymi konkurentami pod względem jakości produktu lub przewagę w postaci niższych kosztów. Źródłem przewagi kosztowej może być zastosowanie innowacji technicznej, bardziej efektywne zarządzanie lub korzyści z posiadania „know-how”. Przewaga technologiczna firmy Sony pozwalała jej utrzymywać przez krótki okres niemalże monopolistyczną pozycję na rynku nagrywarek płyt kompaktowych. Innym przykładem jest koncern Coca-Cola, strzegący nadal z powodzeniem sekretu swego napoju, który okazał się takim przebojem rynkowym, chociaż istnieje wiele bliskich substytutów tego produktu. Departament Obrony USA posługiwał się indywidualnie „adresowanymi”<sup>123</sup> zamówieniami, kupując nowe systemy broni. Argumentowano to tym, że na rynku tylko niektórzy dostawcy są zdolni do zapewnienia produktu o odpowiedniej jakości.

#### **5. Różnicowanie produktu**

Wiele przedsiębiorstw za pomocą między innymi reklamy i kampanii marketingowych, stara się zaszczepić w nabywcach przekonanie o „unikalności” produktu lub znaku firmowego próbując przyzwyczajać konsumenta do swojego produktu. Dochodzi wówczas do stworzenia barier utrudniających wejście innym podmiotom zamierzającym przejąć jego klientów. Producenci dóbr i usług sprzedawanych w sieci detalicznej dążą do — prawdziwego lub pozornego — zróżnicowania swego produktu. Producenci gotowych płatków śniadaniowych doprowadzili te zabiegi do skrajności. Firmy dominujące na tym rynku zapełniły przestrzeń rynkową tak wieloma odmianami produktu, że prawie uniemożliwia to nowym przedsiębiorstwom znalezienie sobie niszy rynkowej.

#### **6. Patenty, prawa autorskie, znaki firmowe oraz inne bariery prawne**

Patent to prawo przyznające właścicielowi wyłączność na korzystanie z wynalazku. Uzyskanie patentu oznacza istnienie przejściowego (na pewien czas, z reguły jest to okres 20-letni) monopolu wynalazcy, który zarejestrował swój wynalazek<sup>124</sup>. W

---

<sup>123</sup> Kierowane do konkretnych, wybranych odbiorców.

<sup>124</sup> Begg D., Fischer S., Dornbusch R., *Ekonomia Mikroekonomia*, PWE, Warszawa 2003

praktyce patent na dany wynalazek oznacza wyłączenie ze stosowania w produkcji dóbr bez zezwolenia autora wynalazku<sup>125</sup>. Zapewnia to wyłączność ekonomicznej eksploatacji wynalazku, często decydując o przewadze technologicznej i rynkowej przedsiębiorcy.

Patent może dotyczyć zarówno pewnego pomysłu, procesu technologicznego lub systemu produkcyjnego, jak i wynalazku. Prawo autorskie zabrania nieupoważnionym podmiotom kopiowania opatentowanego dzieła, np. w postaci publikacji. Patenty i prawa autorskie tworzą ważne bariery wejścia w przemyśle komputerowym, maszynowym, w elektronice, na rynku wydawniczym, w przemyśle farmaceutycznym, obronnym czy też chemicznym.

### **7. Bariery strategiczne**

Przedsiębiorstwo dominujące w pewnej gałęzi może podjąć działania, których jawnym celem jest stworzenie barier wejścia do gałęzi. Zapewnienie sobie ochrony prawnej dzięki posiadaniu patentu lub praw autorskich jest jednym z przykładów. Monopolista może zaniżać ceny, czyli ustalać je poniżej poziomu ceny monopolowej, aby zniechęcić kandydatów do ewentualnego wejścia. Może też zagrozić rozpoczęciem wojny cenowej. Z tych samych powodów może zintensyfikować działalność reklamową oraz znacznie zwiększyć zróżnicowanie produktu. Działania te przeważnie nie mają nic wspólnego ze wzrostem opłacalności, ich celem jest natomiast ograniczenie możliwości wejścia podmiotu do gry rynkowej. W końcu monopolista może celowo posiadać nadwyżkę mocy produkcyjnych, której istnienie stanowi ostrzeżenie, że — w razie próby wejścia — jest w stanie szybko zwiększyć produkcję.

## **4. Przypadek monopolu naturalnego w energetyce.**

W kontekście dotychczasowych rozważań powstaje naturalne pytanie o koszty społeczne funkcjonowania monopolu. Z racji swojej pozycji w punkcie maksymalizacji zysku, wytwarzają one mniej produktów niż firmy funkcjonujące w warunkach konkurencji. Ponadto wyższe są też ceny. Wiele monopolu, to przedsiębiorstwa państwowe. Często ich działalność jest subsydiowana przez państwo, czyli de facto z pieniędzy podatnika. Z racji braku konkurencji często przyczyniają się one do powstawania niegospodarności i marnotrawstwa. Dodać należy, że przedsiębiorstwa będące monopolami nie wykorzystują w pełni własnego potencjału produkcyjnego i nie redukują kosztów. Również nacisk na rozwój i wdrażanie innowacji nie ma takiego znaczenia, jak w warunkach konkurencji. Należy wspomnieć, że istnieje wiele

---

<sup>125</sup> Hall R., Taylor J., Makroekonomia, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002

argumentów przemawiających za ograniczeniem roli monopolu w gospodarce. Jednakże jeden z rodzajów monopolu, który występuje często w branży zasobów strategicznych, jak również w dziedzinie zapewnienia usług będących niezbędnymi do prawidłowego funkcjonowania społeczeństwa, jest tolerowany przez pozostałych uczestników rynku. Osiąga on duże korzyści skali i jest nazywany monopolu naturalnym o czym wspomniałem poprzednio. Zyski monopolu naturalnego osiągane są przez zmniejszanie produkcji poniżej poziomu efektywnego społecznie. Przy próbach jego regulacji niezwykle trudno jest uzyskać gwarancje, że przedsiębiorstwa rzeczywiście będą produkować po najniższych kosztach. Gwarantem właściwego funkcjonowania monopolu naturalnego z założenia powinien być niezależny regulator. W przypadku rynku energii w Polsce jest nim Urząd Regulacji Energetyki. Na potrzeby polskiej gospodarki Urząd Regulacji Energetyki opracował definicję monopolu naturalnego. **Monopol naturalny** (*monopol sieciowy*), występuje w danym segmencie rynku, wówczas, gdy pojedyncza firma może obsłużyć ten rynek po niższych kosztach niż jakakolwiek kombinacja dwóch lub więcej firm. To, czy dana działalność stanowi naturalny monopol zależy od kombinacji warunków technologicznych, kosztowych oraz popytowych. Monopole naturalne charakteryzuje gwałtowny spadek krzywych długoterminowego kosztu przeciętnego i krańcowego, który pozostawia miejsce tylko dla jednej firmy, w pełni wykorzystującej osiągalną oszczędność skali i zaopatrującej rynek. W istocie monopole naturalne istnieją z powodu oszczędności skali i oszczędności zakresu, które zależą od popytu na rynku. Poza energetyką monopole naturalne występują najczęściej w niektórych (sieciowych) częściach gospodarki, takich jak: transport kolejowy, gaz ziemny, telekomunikacja. Ze względu na to, że wydajna działalność produkcyjno-usługowa wymaga istnienia tylko jednej firmy, monopole naturalne są zazwyczaj przedmiotem rządowych regulacji. Regulacje zawierają z reguły wymogi dotyczące cen, jakości oraz warunków wejścia na rynek<sup>126</sup>. Sytuacja na określonym rynku może zmieniać się w czasie wraz ze zmianami w zakresie technologii i popytu w taki sposób, że działalność, która stanowiła naturalny monopol przestanie nim być i na odwrót.

Zjawisko monopolu naturalnego w energetyce jest przyczyną oczywistych trudności działania mechanizmu konkurencji. Po pierwsze, występowanie na rynku zmonopolizowanym wielu rywalizujących ze sobą przedsiębiorstw oznacza wysokie koszty i nieefektywność. Pojedyncze przedsiębiorstwo zawsze jest w stanie wytworzyć

---

<sup>126</sup> Słownik URE, <http://www.ure.gov.pl/index.php?dzial=37&id=1017> (12.11.2006 r.)

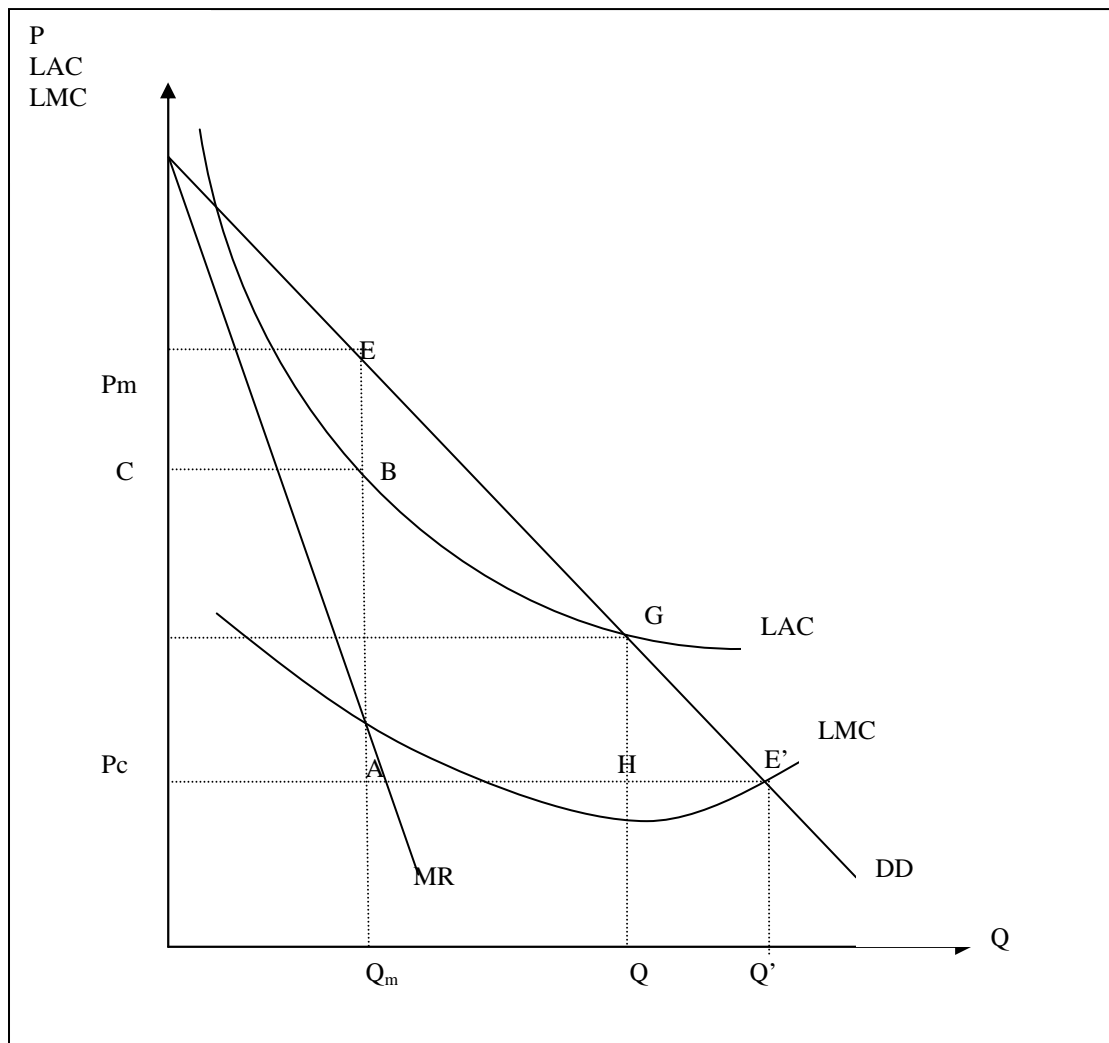
określoną ilość energii  $Q$  po niższych kosztach przeciętnych, niż byłoby to możliwe w przypadku, kiedy ta sama ilość pochodziłaby od  $n$  przedsiębiorstw, z których każde wytwarzałoby  $Q/n$  energii. Na przykład w przypadku kilku przedsiębiorstw funkcjonujących na lokalnym rynku, oddzielne dokonywanie dużych inwestycji w celu wytwarzania energii elektrycznej byłoby kosztowne i prowadziło do niepotrzebnego dublowania nakładów. Wyposażona w generatory o odpowiednio dużej mocy pojedyncza firma lepiej nadaje się do pełnienia roli dostawcy na tym rynku. W sytuacji, gdy rynek może w zasadzie pomieścić więcej niż jedno przedsiębiorstwo, nieuchronnym okazuje się powstanie monopolisty kontrolującego całą gałąź.

Gałęzie przemysłu, w których występuje monopol naturalny, charakteryzują się opadającymi krzywymi długookresowych kosztów przeciętnych (Wykres 1). Przykładem jest ENEA SA, w której przypadku wysoki koszt linii transmisyjnych powoduje, że koszt marginalny kolejnej jednostki energii elektrycznej użytkownika przyłączonego już do sieci jest prawie równy zero. Monopol naturalny nie musi również niepokoić się importem czy też konkurencją na rynku światowym.

Wykres 1 przedstawia gałąź przemysłu, w której długookresowe koszty przeciętne ciągle się obniżają, co oznacza techniczne korzyści produkcji na wielką skalę. Tylko jedno przedsiębiorstwo może przetrwać w takiej gałęzi. Jeżeli jest ich więcej, wówczas to z nich, które zwiększa produkcję, zawsze będzie w stanie obniżyć koszty i wyprzeć z rynku swoich konkurentów. Napotykać krzywą popytu  $DD$  i odpowiadającą jej krzywą przychodu marginalnego  $MR$ , monopolista będzie produkował  $Q_m$  jednostek, a jego zysk obrazuje na wykresie pole  $P_mCBE$ .



Wykres 1. Monopol naturalny w gałęzi przemysłu.



Źródło: Viscusi W. K., Vernon J., Harrington J., *Economics of Regulation and Antitrust*, Wyd.3, MIT Press Cambridge 2000

Dla tej wielkości produkcji społeczna użyteczność marginalna  $P_m$  przekracza wysokość społecznego kosztu marginalnego w punkcie A. Oznacza to, że monopolista produkuje zbyt mało. Społeczny koszt marginalny i społeczna użyteczność marginalna zrównują się przy wielkości produkcji  $Q'$ , zaś punktem optymalnym dla społeczeństwa jest punkt  $E'$ . Monopol powoduje stratę  $AEE'$ .

Jaką decyzję powinien podjąć organ regulacyjny? Rozbicie wielkiej firmy spowoduje powstanie wielu małych przedsiębiorstw, produkujących po wyższych kosztach przeciętnych, co oznacza marnotrawstwo zasobów społecznych. Można również nakazać firmie produkowanie ilości  $Q'$ , odpowiadającej społecznie efektywnemu punktowi  $E'$ . Jednak cena  $P_c$  będzie wtedy niższa od przeciętnych kosztów produkcji, a więc monopol będzie ponosić straty. W tej sytuacji państwo zechce jednak zająć się

szczegółowo sposobem funkcjonowania przedsiębiorstwa monopolistycznego, aby mieć pewność, że nie przedstawi ono do pokrycia rachunku strat spowodowanych własną nieefektywnością. W interesie społecznym leży, aby efektywna wielkość produkcji  $Q'$  była wytwarzana w sposób minimalizujący koszty. Gdy dochodzi do subsydiowania prywatnego monopolu, opinia publiczna domaga się, aby państwo przejęło daną gałąź przemysłu i szczegółowo nadzorowało całą jej działalność.

Powyższe rozumowanie nie jest wolne od błędu. Monopol naturalny nie może osiągać równocześnie dwóch celów, tj. przynosić zysku i zapewnić efektywnej społecznie wielkości produkcji, z ceną opartą na koszcie marginalnym, chyba, że ma rzadką możliwość pobierania taryfy dwuczęściowej<sup>127</sup>. Gdyby taka gałąź została znacjonalizowana w celu wytwarzania wielkości produkcji zbliżonej do poziomu efektywnego społecznie, przynosiłaby oczywiście straty i domagała się dotacji, tak jak dzieje się to w przemyśle energetycznym.

Powszechnie uznaje się, że przedsiębiorstwa państwowe nie są w stanie funkcjonować tak, aby przynosiły zysk. Nie oznacza, iż nie minimalizują one kosztów lub wytwarzają niewłaściwą ze społecznego punktu widzenia wielkość produkcji. Przy próbach zastosowania rozwiązań w kwestii monopolu naturalnego pojawiają się zazwyczaj problem braku możliwości zapewnienia, że określona gałąź będzie minimalizować koszty. Zbyt wysokie koszty mogą zostać ukryte w cenie ustalonej na podstawie kosztów przeciętnych, mogą powodować podwyższenie opłaty stałej w ramach taryfy dwuczęściowej, albo też mogą wywołać żądania wyższych dotacji. W każdym przypadku organ regulacyjny staje przed trudnym zadaniem zapewnienia, że zarządzanie monopolem

---

<sup>127</sup> Taryfa dwuczęściowa to taki system cen, w przypadku którego użytkownik płaci ustaloną sumę za samą możliwość zakupu, a następnie uiszcza cenę jednostkową, odpowiadającą kosztowi marginalnemu produkcji. W związku z tym zadaniem taryfy dwuczęściowej jest wykorzystanie opłat stałych do pokrycia kosztów stałych oraz opłat na pokrycie kosztów marginalnych. Korzystające z niej podmioty odbierają taryfę tak jakby był to zryczałtowany podatek kwotowy. Monopolista może otrzymać polecenie ustalenia ceny  $P_c$  za jednostkę dobra. Konsumenci zgłoszą wówczas popyt na społecznie efektywną ilość  $Q'$ . Ponieważ monopolista jest teraz biorcą ceny wyznaczonej na poziomie  $P_c$ , wytworzenie  $Q'$  będzie oznaczać dla niego minimalizację strat. Dla takiej wielkości produkcji cena i przychód marginalny zrównują się z kosztem marginalnym. Jeżeli organ regulujący działa właściwie, to pozwoli monopolistcie pobierać pewną minimalną opłatę stałą, aby suma wpływów ze sprzedaży pokrywała w całości poniesione koszty ekonomiczne. Ustanowienie taryfy dwuczęściowej nie zawsze jest możliwe. Jeżeli opłata stała będzie bardzo wysoka, to społeczeństwo zaprzestanie konsumpcji danego dobra. Co więcej, nie wszędzie można pobierać opłaty stałe. Jest to stosunkowo proste, gdy chodzi np. o użytkowników sieci telefonicznej lub gazowej. Trudniej jednak narzucić stałą opłatę za prawo podróżowania samolotem, któremu towarzyszyłaby ustalona opłata za przelot, odzwierciedlająca koszt marginalny. Koszt wprowadzenia takiego systemu mógłby być bardzo wysoki.

naturalnym będzie efektywne, gdyż zmuszanie przedsiębiorstw do ponoszenia strat spowoduje prędzej czy później ich zamknięcie.

W niewielu krajach pozwala się niekontrolowanym monopolom naturalnym produkować ilość  $Q$  odpowiadającą punktowi  $E$  i obciążać społeczeństwo pełnym ciężarem strat  $AEE'$ . Jednym z możliwych rozwiązań jest ustanowienie organu nadzorczego, którego przykładem może być agencja OFCOM<sup>128</sup> kontrolująca działalność przedsiębiorstwa British Telecom. Celem działań agencji jest możliwie największe zbliżenie do efektywnej alokacji  $Q'$  w punkcie  $E'$ , przy jednoczesnym umożliwieniu monopolistcie uzyskania zwrotu wszelkich poniesionych kosztów ekonomicznych. Na przykład jeżeli monopolista wytworzy i sprzeda ilość  $Q$  po cenie odpowiadającej kosztowi przeciętnemu, to społeczny koszt zostanie obniżony z  $AEE'$  do  $GHE'$ .

Innym problemem towarzyszącym regulacji monopolu może być niewola regulacyjna<sup>129</sup>. Kontrolowany monopol poświęca oczywiście wiele wysiłku i środków finansowych, próbując wywrzeć presję na zachowanie regulatora. Dla organu regulacyjnego jedynym powodem, aby przeciwstawiać się takiemu działaniu, jest poczucie społecznego obowiązku oraz nakaz prawa. Ta rywalizacja może okazać się nierówna. Inaczej mówiąc regulowana firma dysponuje wszystkimi informacjami o swojej własnej działalności. Celem regulatora jest zdobycie tych informacji. Do jego osiągnięcia niezbędne jest nawiązanie kontaktów z kontrolowanym monopolem. Po rozpoczęciu współpracy, regulator może analizować różne problemy przez pryzmat monopolu.

Co można zrobić, jeśli z tytułu zasady efektywności Pareto<sup>130</sup>, niepożądane jest pozostawienie monopolowi swobody ustalania ceny monopolistycznej, a zmuszanie naturalnego monopolu do produkowania po cenie właściwej regułom wolnej konkurencji jest nieosiągalne z powodu ujemnych zysków? Zazwyczaj monopole naturalne są regulowane i kierowane przez rządy. Różne kraje wypracowały różne rozwiązania. W

---

<sup>128</sup> The Office of Communication – jest regulatorem w przemyśle komunikacyjnym Wielkiej Brytanii, odpowiedzialnym w szczególności za telewizję, radio, telekomunikację i usługi telekomunikacji bezprzewodowej. „Ofcom istnieje, żeby dbać o interesy obywateli-konsumentów przy pomocy systemu regulacji, który gdy jest właściwie stosowany zastępuje efekty funkcjonowania konkurencji. Dba on o jak najlepsze pod względem jakości, wyboru i ceny, realizowanie umów z konsumentami. (Źródło: Oficjalna strona internetowa <http://www.ofcom.org.uk>, (20.06.2004)).

<sup>129</sup> Zjawisko niewoli regulacyjnej oznacza, że nadzorca – regulator stopniowo zaczyna identyfikować się z celami monopolu, który nadzoruje, ostatecznie stając się jego obrońcą, nie zaś strażnikiem.

<sup>130</sup> Sen, A., Markets and Freedom: Achievements and Limitations of the Market Mechanism in Promoting Individual Freedoms, Oxford Economic Papers, 1993, No 45(4), ss. 519-541.

niektórych krajach usługi energetyczne są dostarczane przez rząd, a w innych są dostarczane przez firmy prywatne będące pod kontrolą rządu. Obydwa podejścia mają swoje zalety i wady.

Rozpatrzmy dla przykładu przypadek rządowego sterowania energetycznym monopolem naturalnym. Jeśli firma regulowana ma nie wymagać subsydiowania, to musi osiągać zyski nieujemne, co znaczy, że operuje na – albo powyżej – krzywej kosztów przeciętnych. Jeśli ma dostarczać usługę wszystkim, którzy są skłonni za nią płacić, musi operować wzdłuż krzywej popytu.

Oznacza to, że naturalną pozycją dla firmy poddawanej procesowi regulacji jest na Wykresie 1 punkt, w którym firma sprzedaje energię po kosztach przeciętnych, a więc pokrywa ponoszone koszty, ale wytwarza zbyt małą produkcję w porównaniu do jej poziomu efektywnego. Rozwiązanie takie jest często przyjmowane jako „druga-najlepsza” polityka cen dla naturalnego monopolisty. Rządowa instytucja regulująca – Urząd Regulacji Energetyki zatwierdza taryfy (ceny), które przedsiębiorstwo użyteczności publicznej jest zobowiązane stosować. Optymistycznie zakłada się, iż ceny te pozwalają przedsiębiorstwu osiągnąć punkt rentowności – produkować na poziomie, przy którym cena równa się kosztom przeciętnym. Problemem, przed którym staje organ regulujący, jest określenie rzeczywistych kosztów funkcjonowania firmy. Zazwyczaj formuje się komisję do spraw użyteczności publicznej, która bada koszty monopolu i próbuje ocenić, jakie są prawdziwe koszty przeciętne, a następnie ustala cenę pokrywającą te koszty. Na przykład w Stanach Zjednoczonych takie rady regulujące, tworzone są na poziomie stanowym i lokalnym.

Dziedziny infrastrukturalne, w tym również energetyka, traktowane jako monopol naturalny uznawane były za obszary tylko częściowo objęte mechanizmem rynkowym. Działalność firm w tych dziedzinach bardzo często charakteryzuje jednak silna tendencja do nastawiania się na efektywność ekonomiczną zamiast na efektywność zgodną z interesem publicznym. Skutkuje to wyższym poziomem kosztów tych usług dla ich odbiorców. Tendencja taka została uznana za przejaw ułomności rynku, tzw. „market failure”<sup>131</sup>.

W przypadku sektora usług infrastrukturalnych niedoskonałość rynku przejawia się w trzech formach:

---

<sup>131</sup> Medema S. G. Mill, Sidgwick, and the Evolution of the Theory of Market Failure, University of Colorado, 2004, / <http://www.utilitarian.net/sidgwick/about/2004070102.pdf>/ 20.08.2007, ss.1-22.

a) Najniższe koszty zaspokojenia popytu na usługi można osiągnąć tylko wtedy, gdy na rynku pozostanie jeden dostawca. Jest to właśnie przypadek monopolu naturalnego.

b) Rozwój sektora dostarczającego urządzenia infrastrukturalne może spowodować, że dostawcy będą zainteresowani produkcją usług poniżej uzasadnionego społecznie poziomu. Ograniczenie podaży może doprowadzić do nieuzasadnionego wzrostu kosztów, a co za tym idzie również cen tych usług.

c) Kolejnym problemem w sektorach infrastrukturalnych jest zjawisko zróżnicowania kosztów obsługi poszczególnych odbiorców wynikające np. z kwestii rozmieszczenia przestrzennego odbiorców. Stąd pojawia się konieczność zagwarantowania dostępu do usług dla wszystkich odbiorców niezależnie od rynkowej alokacji tych usług opartej w gospodarce rynkowej na koszcie marginalnym.

Analizując specyfikę usług infrastrukturalnych, należy zwrócić uwagę na ograniczone możliwości regulowania ich przez mechanizm rynkowy. „Dotyczy to zarówno alokacji infrastruktury, jak i cen jej usługi. Przy tym instytucje świadczące usługi o infrastrukturalnym charakterze mają często monopolistyczną pozycję na obsługiwanym terenie, czemu towarzyszy ograniczona suwerenność konsumentów. Wszystko to razem powoduje, że infrastruktura i jej rozwój powinny znajdować się pod nadzorem publicznym, a swoboda działania jednostek gospodarczych działających w sferze infrastruktury nie może być taka sama, jak innych podmiotów gospodarujących”<sup>132</sup>.

Przedstawienie powyższych dylematów związanych z optimum Pareto wpisuje się w problematykę regulacyjną podsektora elektroenergetyki, stąd pojawia się potrzeba określania sposobów regulowania działań monopolu.

## **5. Regulacja monopolu.**

Analizując funkcjonowanie przedsiębiorstw w warunkach monopolu, można sformułować następujące hipotezy do dalszych badań nad monopolem:

1. Monopoliści mają tendencję do ustalania cen umożliwiających osiągnięcie nieuzasadnionych zysków.

---

<sup>132</sup> Ratajczak M., Infrastruktura a międzynarodowa współpraca gospodarcza w Europie, Książka i Wiedza 1990, s.21.

2. Wyłącznieść na rynku ogranicza lub niweluje bodźce do minimalizacji kosztów funkcjonowania przedsiębiorstwa.
3. Przedsiębiorstwa monopolistyczne wykazują brak zainteresowania działalnością innowacyjną oraz dążą do wstrzymania działalności innowacyjnych podejmowanych przez inne firmy.
4. Prywatne przedsiębiorstwa monopolistyczne nie reagują na potrzeby konsumentów, co skutkuje niską jakością obsługi, a w szczególnych przypadkach jej odmową.
5. Przedsiębiorstwo monopolistyczne wykorzystuje swoją pozycję i przy pomocy zysku monopolowego dokonuje ekspansji na nowe rynki w celu wyeliminowania działających tam przedsiębiorstw.

Powyższe hipotezy wymuszają potrzebę regulacji rynku, która powinna ograniczyć niekorzystne konsekwencje funkcjonowania przedsiębiorstw monopolistycznych. Potrzeba jej przeprowadzenia jest często uzasadniana interesem publicznym. Zatem cele procesu regulacji można sformułować następująco<sup>133</sup>:

1. Ułatwienie dostępu do usług infrastrukturalnych na jednakowym poziomie w poszczególnych częściach kraju. Wiąże się to również ze zmniejszeniem znaczenia zysku w podejmowaniu decyzji alokacyjnych ważnych dla rozwoju tych firm,

2. Zwiększenie efektywności rynkowej gałęzi poddanych działaniom regulacyjnym. Regulacja powinna wymusić funkcjonowanie regulowanych podmiotów najbardziej zbliżone do gospodarki rynkowej.

3. Zapewnienie na właściwym poziomie obrony narodowej kraju, redystrybucji kosztów decyzji ekonomicznych, zachowania zasobów dla przyszłych pokoleń oraz właściwego dostępu do dóbr publicznych takich, jak np. bezpieczeństwo publiczne.

4. Ograniczanie konsekwencji ułomności rynku.

Jakie są w rzeczywistości możliwe sposoby, za pomocą których państwo mogłoby interweniować w celu zmniejszenia kosztów monopolu? Możliwości jest wiele. Poniżej wymienione są najważniejsze instrumenty stosowane od wielu lat.

### **1. Podatki**

Podatki stosowane są w celu osłabienia skutków funkcjonowania monopolu w sferze podziału dochodów. Wysokie opodatkowanie zmniejsza zyski monopolowe, a

---

<sup>133</sup> Szablewski S., Elementy neoklasycznej krytyki teorii naturalnego monopolu, Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej, nr 658, Organizacja i Zarządzanie, Łódź 1993, s.30.

tym samym łagodzi nieakceptowane społecznie skutki funkcjonowania monopolu. Opodatkowanie pozwala usunąć wynikające z poczucia sprawiedliwości niezadowolenie konsumentów z istnienia monopolu. Wadą tego instrumentu jest niewielki jego wpływ na zwiększenie produkcji. Monopol dąży do ustalenia wysokiej ceny i minimalizacji wielkości produkcji. Podatek ryczałtowy nałożony na przedsiębiorstwo zmniejsza zyski, ale wydaje się nie mieć żadnego wpływu na wielkość produkcji. Jeżeli zaś podatek nie jest stuprocentowym ryczałtem, może przyczynić się do odejścia od efektywnego poziomu produkcji. Skutkiem zastosowania tego instrumentu może być jeszcze większy wzrost ceny i obniżenie produkcji.

## **2. Regulacja cen.**

W ostatnim stuleciu rządy amerykańskie wypracowały nowe narzędzie – państwową kontrolę nad przemysłem w postaci regulacji. Umożliwia ona wyspecjalizowanym agencjom (urzędom regulacji) kontrolowanie ceny, wielkości produkcji, wejścia przedsiębiorstwa do regulowanej gałęzi, czy wyjścia z niej. Regulacja ta występuje w sferze usług użyteczności publicznej, w transporcie i na rynkach finansowych. Jest to, praktycznie rzecz biorąc, państwowa kontrola bez państwowej własności środków produkcji. Ten bardzo ważny instrument, z punktu widzenia ograniczenia monopolu i ustanowienia usankcjonowanych przez państwo karteli, jest szerzej omówiony w dalszej części. Regulacja cen oznacza ściśle określone działania rządu państwa, które polega na bezpośrednim ustalaniu cen lub na ustalaniu szczegółowych zasad kalkulacji cen przez dane podmioty gospodarcze, które są kontrolowane z tych zasad. Regulacja była stosowana w gospodarce socjalistycznej w celu realizacji określonej polityki konsumpcji oraz społecznej. Regulacja była popularnym narzędziem również w USA w czasie II wojny światowej oraz we wczesnych latach siedemdziesiątych przez administrację Nixona. Jej celem było zahamowanie inflacji i utrzymanie niskich cen w gałęziach o wysokim stopniu koncentracji. Doświadczenia pokazały, że regulacja cen, to narzędzie niedoskonałe. Wprawdzie w latach siedemdziesiątych, w okresie regulacji cen, marże zysku wielkich korporacji w rzeczywistości się zmniejszyły, jednakże pojawiło się wiele niepożądanych zjawisk podważających ogólny sens tej regulacji. W okresie kontroli cen w latach siedemdziesiątych można było zaobserwować niedobór benzyny, gazu naturalnego, a nawet takich nieodzownych dóbr, jak papier toaletowy co pozwala wnioskować, że nie jest ona panaceum w ekonomii niedoboru. Alternatywą dla

regulacji cen może być „presja moralna”, stosowana czasem w celu powstrzymania przedsiębiorstw w skoncentrowanych gałęziach przed podnoszeniem cen. Badania wykazują, że ma ona niewielki wpływ, natomiast powoduje wyobcowanie dyrektorów przedsiębiorstw w stosunkach z rządem. Nowa metoda regulacji cen, stosowana między innymi w elektroenergetyce, polega na ograniczeniu stopy wzrostu ceny energii do poziomu inflacji pomniejszonej o X% (Retail Price Index<sup>134</sup> – X%; RPI – X)<sup>135</sup>.

### **3. Własność państwowa**

Państwowa własność monopolu<sup>136</sup>, to podejście stosowane szeroko poza Stanami Zjednoczonymi (w Polsce np.: PKP, PKS czy MPK), natomiast rzadko w USA. W wielu gałęziach przemysłu (telefony, woda, gaz, elektryczność, koleje) efektywna produkcja możliwa jest tylko w warunkach monopolu lub w warunkach bliskich monopolu. W tych przypadkach dylematem jest to, czy utrzymać własność państwową, czy też tylko państwową regulację takich przedsiębiorstw. Badania nad tymi gałęziami wskazują, że oba podejścia są skuteczne. Jakość znacjonalizowanych usług telefonicznych w Szwecji czy Japonii jest bliska tej w Stanach Zjednoczonych przed załamaniem naturalnego monopolu Bell System. Wybór pomiędzy regulacją a własnością państwową w większym stopniu może zależeć od uwarunkowań historycznych kraju i jego instytucji, aniżeli od wyraźnej przewagi gospodarczej.

Wymienione sposoby traktowania problemu monopolu rzadko stosowane są między innymi w Stanach Zjednoczonych, gdzie rozwinięto dwie inne szczególne formy polityki, a mianowicie regulację i politykę antytrustową. Za przykładem USA poszły inne państwa Europy, w których coraz częściej tworzone są urzędy regulacji mające na celu kontrolę poczynań monopolu.

### **4. Polityka antytrustowa**

Ostatnim z instrumentów kontroli państwa nad nadużyciem ze strony monopolu, jest polityka antytrustowa. Polityka ta jest użyteczna w przeciwdziałaniu nadużyciom w gałęziach, w których występuje koncentracja, lecz które nie są całkowicie

---

<sup>134</sup> Metoda określona mianem regulacji pułapu cenowego (RPI–X). RPI oznacza wskaźnik cen detalicznych, a X to ustalana przez regulatora liczba wyrażana procentowo i określona jako współczynnik produktywności. RPI – X jest najczęściej ustalana dla koszyka usług świadczonych przez firmę i ogranicza średnią stopę wzrostu regulowanych cen do poziomu inflacji pomniejszonej o X%.

<sup>135</sup> Por.: Littlechild S.C., Regulation of British Telecommunications Profitability, HMSO, Londyn 1983, s.5 i nast.

<sup>136</sup> Za własność państwową uważa się również przedsiębiorstwa, w których Skarb Państwa ma 51 % udziałów(przypis autora).



zmonopolizowane, czyli tam, gdzie funkcjonują dominujące w gospodarce oligopole. W pewnym sensie ustawodawstwo antytrustowe, to raczej pasywna, a nie aktywna forma kontrolowania siły rynkowej monopolu. Polityka antytrustowa ustala ograniczenia dotyczące zachowań przedsiębiorstw, zakazując pewnych rodzajów praktyk wymierzonych przeciwko konkurencji (zmowy dotyczące cen czy podziału rynku, drapieżność – predatory behavior – w ustalaniu cen, działalność prowadząca do wyłączności).

Powyżej przedstawiono najważniejsze podejścia, jakie można stosować w gospodarce, w celu kontroli kosztów niedoskonałej konkurencji. Najbardziej skutecznym instrumentem, szczególnie w przypadku przemysłu energetycznego jest regulacja. Ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa państwa, które może być utrzymane tylko dzięki stałości dostaw energii, poniżej zostaną omówione i przeanalizowane cele i skutków regulacji „ekonomicznej”.

Próbując kontrolować działalność gospodarczą lub wywierać na nią wpływ, państwo może stosować bodźce lub dyrektywy. Bodźce rynkowe takie, jak podatki lub programy wydatków rządowych, pobudzają społeczeństwo i przedsiębiorstwa do realizacji celów stawianych przez państwo. Państwo może też nakazać podmiotom gospodarczym podejmowanie pewnych działań. Jest to główna funkcja regulacji – sterowanie działalnością gospodarczą.

Regulacja najogólniej jest definiowana<sup>137</sup> jako nałożenie przez ustawodawcę zasad i reguł (częściowo wspartych karami), które mają na celu modyfikowanie zachowań ekonomicznych przedsiębiorstw. Przedmiotem regulacji mogą być:

- a. efektywność produkcji, czyli minimalizacja kosztów, unikanie prób omijania istniejącej infrastruktury;
- b. efektywne cenotwórstwo, czyli optymalne ceny, uwzględniające lub nie, sieciowe efekty zewnętrzne - poddawane ograniczeniu;
- c. promocja konkurencji (konkurencja infrastrukturalna lub konkurencja usług);
- d. ceny społeczne (osiągnięcie pożądaných subsydiów wewnętrznych między grupami odbiorców lub usługami).

Do listy tej można dodać takie cechy dobrego systemu regulacyjnego jak: niezależność regulatora i jego zdolność do równoważenia interesów państwa,

---

<sup>137</sup> Słownik Urzędu Regulacji Energetyki,  
<http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=37&id=1016&search=334> (12.12.2006 r.)

przedsiębiorstw energetycznych i różnych grup konsumentów. Ważne jest również to, czy wymienione powyżej cele zamierza się osiągnąć nakazami czy też stwarzając odpowiednie systemy bodźców, na które reagować miałyby podmioty gospodarcze maksymalizujące swoje zyski.

Często przytaczanym uzasadnieniem regulacji jest potrzeba ograniczenia potencjalnej siły rynkowej, zwiększenie wydajności oraz unikanie duplikowania tych samych nakładów w przypadku *monopoli naturalnych*. Do innych celów należy ochrona konsumentów, utrzymanie jakości oraz innych norm - łącznie z normami etycznymi.

Regulacje mogą być również ustanawiane w celu ograniczenia nadmiernej konkurencji i ochrony dostawców przed niestabilnym poziomem produkcji i niskimi cenami. Na regulację składają się zasady i przepisy ustalane przez państwo po to, by zmienić kierunek działalności przedsiębiorstw lub nimi sterować. Zwykle rozróżnia się **dwa rodzaje regulacji:**

### **1. Regulacja ekonomiczna**

Regulacja ekonomiczna dotyczy kontroli cen, rodzajów produktów, warunków wejścia i wyjścia lub też standardów usługowych w konkretnej gałęzi. Główne przykłady, to regulacja przedsiębiorstw użyteczności publicznej (telefony, finanse, rozgłośnie radiowe i telewizyjne). Ten rodzaj regulacji jest przedmiotem niniejszej pracy i będzie omówiony w dalszej części.

### **2. Regulacja społeczna**

Obok regulacji ekonomicznej, istnieje nowsza forma, wynikająca z troski o zdrowie i bezpieczeństwo pracowników i konsumentów - tak zwana regulacja społeczna. Dotyczy ona przepisów korygujących różnego rodzaju efekty uboczne czy zewnętrzne, towarzyszące działalności gospodarczej. Programy oczyszczenia wód i powietrza, czy też zmierzające do zapewnienia bezpiecznych elektrowni jądrowych, samochodów, a nawet zabawek – to główne przykłady regulacji społecznej.

Regulacja ogranicza nieskrępowaną siłę rynkową przedsiębiorstw. Należy odpowiedzieć na pytanie, z jakiego powodu na przedsiębiorstwa nakłada się ograniczenia i dlaczego nie pozwala się działać „niewidzialnej ręce rynku”. Analizując przyczyny regulacji ekonomicznej można wyróżnić dwie najważniejsze przyczyny:

- 1.** Po pierwsze, ekonomiści zwracają uwagę na istotę **ograniczenia siły rynkowej**.
- 2.** Druga przyczyna, wynikająca z **teorii wyboru publicznego**, polega na tym, że regulujący stają się zakładnikami regulowanych.

Poniżej przeanalizowane zostały obydwie przypadki.

### **Ad. 1. Ograniczenie siły rynkowej**

Tradycyjne spojrzenie na regulację ekonomiczną ma charakter normatywny: działania regulacyjne należy podjąć w celu skorygowania niedoskonałości rynku. Należą do nich wszelkie załamania konkurencji, czy – w krańcowym przypadku – monopol naturalny. Istnieją także inne argumenty przemawiające za stosowaniem regulacji, trudniejsze do uzasadnienia na gruncie ekonomicznym. Regulacja może okazać się niezbędna, by przeciwdziałać konkurencji w sytuacjach społecznie uzasadnionych. Jest to jeden z argumentów za utrzymywaniem regulacji kolei, przewozów samochodowych, linii lotniczych i autobusowych, oraz handlu artykułami rolnymi. Argumenty te są jednak dyskusyjne ponieważ mogą kryć presję grup interesu na rzecz utrzymania posiadanej siły rynkowej.

### **Ad. 2. Wybór publiczny a regulacja**

Pomimo oficjalnego stanowiska urzędów nakładających regulację na podmioty gospodarcze w celu zapewnienia przyszłości społeczeństwu, część ekonomistów wyraża opinię, że jest to działalność polityczna, mająca na celu zwiększenie dochodów producentów dzięki ograniczeniu wejścia i tym samym konkurencji w regulowanych gałęziach. Taki pogląd był wyrażony po raz pierwszy przez ekonomistów z Chicago University.

Analiza przyczyn regulacji wskazuje, że zasadniczym i ważnym argumentem ekonomicznym jest przeciwdziałanie stanowieniu cen przez monopolistów naturalnych. Państwo odgrywa aktywną i bezpośrednią rolę w procesie regulacji monopolu naturalnego. Głównym celem tej regulacji jest ustalenie efektywnego, porównywalnego z wolną konkurencją, poziomu ceny i produkcji w gałęzi. Jednak prowadzone badania nad regulacją wykazały, że przyczynia się ona do utrzymywania wysokich cen, na przykład w przewozach ciężarowych, liniach lotniczych, firmach maklerskich czy ubezpieczeniach. Tymczasem ekonomicznym uzasadnieniem wprowadzenia regulacji miało być przeciwdziałanie monopolistycznym nadużyciom cenowym przez utrzymywanie niskich cen<sup>138</sup>. Ustawodawca, tworząc prawo, często kierował się intuicją, a nie wiedzą ekonomiczną, promując podejście regulacyjne w przekonaniu, iż będzie ono lepiej przeciwdziałać cenowej dyskryminacji konsumentów, zapewni powszechne czy regularne

---

<sup>138</sup> Berg S., Suggestions for Improving Regulatory Practice and Sector Performance, ADERASA Conference, Santa Cruz, Bolivia, wrzesień 2002, <http://bear.cba.ufl.edu/centers/purc/primary/berg/suggest.pdf>

usługi i wreszcie zapewni wzajemne dotowanie przez pewne grupy, w sposób niemożliwy w warunkach konkurencji<sup>139</sup>.

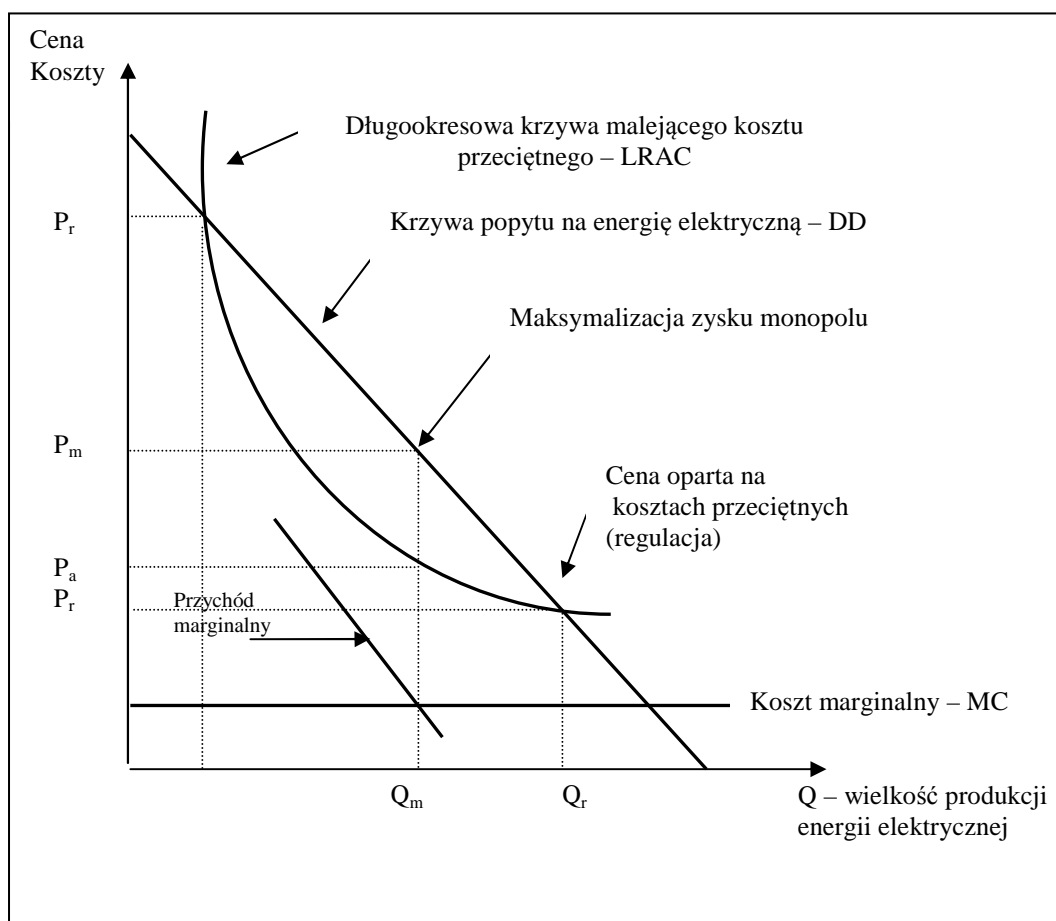
W gałęziach konkurencji doskonałej minimalna efektywna skala produkcji jest stosunkowo mała w porównaniu z wielkością rynku. W sytuacji pełnego monopolu naturalnego koszt przeciętny (AC) o wielkości równej wielkości produkcji całej gałęzi ciągle spada. Takie dziedziny gospodarki, jak rolnictwo czy górnictwo, są konkurencyjne z natury<sup>140</sup>. Natomiast przeciwstawne im i zbliżone do monopolu naturalnego są: rynek energii elektrycznej, rynek lokalnych usług telefonicznych, czy też inne usługi użyteczności publicznej. W sytuacji, gdy ustawodawca stwierdza konieczność regulacji gałęzi usług użyteczności publicznej, zbliżonej do monopolu, zostaje powołany urząd do spraw regulacji tej gałęzi (kontroli cen, usług, możliwości wejścia i wyjścia). Najważniejszym problemem staje się ustalenie poziomu regulowanej ceny monopolistycznej. Tradycyjnie w warunkach regulacji cena jest ustalana na poziomie kosztów przeciętnych. Na przykład w przypadku przedsiębiorstwa użyteczności publicznej dostarczającego energię elektryczną, należy dodać wszystkie jego koszty (stałe i zmienne) i podzielić je na wszystkie sprzedawane produkty (np. energię elektryczną i parę). Wówczas każda grupa konsumentów płacić będzie pełny, rozdzielony przeciętny koszt danego rodzaju usługi.

---

<sup>139</sup> Ibidem

<sup>140</sup> Z widoczną konkurencyjnością w sektorze górnictwa mieliśmy do czynienia również w Polsce. Wraz z radykalną reformą na początku lat 90-tych, kopalnie uzyskały pełną samodzielność organizacyjną i finansową. Mogły swobodnie handlować węglem w kraju i zagranicą. Wobec nadmiaru mocy wydobywczych i spadku cen węgla w kraju i na rynku międzynarodowym konkurencja w górnictwie była wyjątkowo ostra i doprowadziła do wyselekcjonowania rentownych kopalni, które stanowiły mniejszość w sektorze oraz zdecydowanie większej liczby zakładów produkujących z deficytem. Sektor jako całość ponosił jednak straty, co w ówczesnej sytuacji było nieuniknione. Warto zwrócić uwagę, że w pierwszym okresie przemian są one jeszcze umiarkowane, narastają natomiast w wyniku nacisków płacowych i upolitycznienia zarządzania.

Wykres 2. Regulacja monopolu



Źródło: Parkin M., Microeconomics, Pearson Education, 2007, s. 279.

Wykres 2 przedstawia monopol naturalny w sytuacji, kiedy nie występuje regulacja ceny oraz w sytuacji, gdy przedsiębiorstwo jest pod kontrolą regulatora. Jeżeli nie występuje żadna regulacja, czyli państwo prowadzi politykę laissez faire, przedsiębiorstwo zachowuje się tak, jak czysty monopolista. Dochodzi wówczas do ustalenia parametrów ceny  $P_m$  i ilości  $Q_m$ , dla których przychód marginalny przedsiębiorstwa zrównuje się z jego kosztem marginalnym. Korzyść marginalna z ostatniej konsumowanej jednostki jest wówczas równa cenie monopolowej, która znacznie przewyższa koszt marginalny produkcji. Zwiększenie produkcji ponad poziom wyznaczony przez monopol spowodowałoby wzrost dobrobytu (gdyż przychód marginalny byłby większy od kosztu marginalnego). Do takiego działania może zmusić monopolistę regulator. Efektem jest wprowadzenie ceny opartej na kosztach przeciętnych. Właściwy poziom ceny i wielkości produkcji odpowiadają na rysunku punktowi przecięcia krzywej popytu i krzywej kosztów przeciętnych. Przy cenie  $P_r$  przedsiębiorstwo osiąga zerowy zysk ekonomiczny. Oznacza to, że cena równa się

kosztom przeciętnym (LRAC), które zawierają normalny zysk z zainwestowanego kapitału. W porównaniu z sytuacją, w której nie było regulacji, niższa, oparta na kosztach przeciętnych, cena wywołuje znaczny wzrost wielkości produkcji, a zatem również dobrobytu.

Opieranie cen na kosztach przeciętnych nie wyczerpuje wszystkich możliwości podniesienia poziomu dobrobytu. Przy wielkości produkcji  $Q_r$  krzywa popytu DD nadal przebiega powyżej krzywej kosztu marginalnego. Produkcję można i należy zwiększyć, a cenę jeszcze obniżyć. W rzeczywistości, optymalny poziom ceny i optymalna wielkość produkcji są wyznaczone przez punkt przecięcia krzywej popytu z krzywą kosztu marginalnego. Rozwiązanie takie nazywane jest ceną opartą na kosztach marginalnych, ponieważ spełnia ono warunek efektywności  $\text{cena} = \text{korzyść marginalna} = \text{koszt marginalny}$  ( $P=MB=MC$ ). Konsumenci są zachęceni do zwiększania zakupów tak długo, dopóki ich ocena wartości dobra przewyższa koszt marginalny produkcji. Jednakże rozwiązanie ceny opartej na kosztach marginalnych nie jest powszechnie stosowane, pomimo że wydaje się być efektywne. Trudność w praktycznym zastosowaniu tego sposobu ustalania cen jest oczywista. Cena spada poniżej malejących kosztów przeciętnych przedsiębiorstwa:  $P=MC < LRAC$ , a zatem ponosi ono nieustannie straty. Pierwszy sposób zapewnienia równości  $P=MC$  i pokrycia tych strat polega na skłonieniu państwa do dotowania producenta o malejących kosztach. Taka polityka jest stosowana wobec będących własnością państwa przedsiębiorstw świadczących usługi komunalne. Innym rozwiązaniem jest w tym przypadku zastosowanie cen „dwuczęściowych”. Każdy konsument płaci wówczas stałą (miesięczną) stawkę za możliwość zakupu, a następnie dodatkową opłatę równą kosztowi krańcowemu, odpowiednio do wielkości swoich zakupów. Ceny dwuczęściowe, chociaż korzystne dla nabywców, nie są idealnym rozwiązaniem problemu ustalania cen w sytuacji zmniejszającego się kosztu przeciętnego. Kłopot polega na tym, że opłata stała może odstraszyć część potencjalnych klientów, którzy w ogóle zaprzestaną nabywania danej usługi, chociaż ich korzyści marginalne przewyższają koszty marginalne.

Najczęściej stosowanym rozwiązaniem w procesie regulacji monopolu naturalnego są ceny oparte na kosztach przeciętnych. Jest to krok w kierunku wykorzystania na rynkach zmonopolizowanych naturalnych zalet cen wolnokonkurencyjnych. Nie jest to jednak rozwiązanie doskonałe. Organ regulacyjny, tworzący cenę, stoi w obliczu problemu oszacowania rzeczywistych kosztów monopolisty dla możliwej wielkości produkcji. Przy ustalaniu cen regulowanych naturalny

monopolista podlega oddziaływaniu silnych bodźców do zawyżania swych kosztów przeciętnych w celu usprawiedliwienia wyższego poziomu ceny. Niedoskonałe lub tendencyjne szacunki kosztów są przyczyną wyznaczania niewłaściwego poziomu ceny oraz wielkości produkcji. Ponadto poddany regulacji monopolista traci motywację do obniżania swoich kosztów produkcji. Gdyby regulator potrafił zapewnić zachowanie równowagi między ceną a kosztem przeciętnym ( $P_r=LRAC$ ), każdy wzrost kosztów powodowałby natychmiast wzrost ceny. Przedsiębiorstwo monopolisty nie miałoby wówczas żadnej motywacji ekonomicznej, aby dbać o niski poziom kosztów. Jednakże motywację przedsiębiorstwa do obniżania kosztów wzmacnia występowanie „opóźnienia regulacyjnego”, wynikającego z faktu, że ceny zmieniane są okresowo, a niekiedy, z dużym przesunięciem w czasie. W typowym przypadku monopolista korzysta wówczas z efektów przedsięwzięć obniżających koszty w ciągu okresu stałości cen.

Przeciwnicy regulacji cen twierdzą, że w krótkim czasie interwencja państwa na rynku monopolistycznym rozszerzyła się na obszary gospodarki wykraczające poza monopol naturalny. Ponadto regulacja często prowadzi do ograniczenia konkurencji, a w dodatku może powodować wzrost cen. Organy regulacyjne często ulegają polityce przedsiębiorstw, które miały kontrolować.

### **Zalety deregulacji**

Analiza regulacji usług użyteczności publicznej potwierdza zasadność nakładanych ograniczeń cenowych na monopole naturalne. Procesy regulacyjne są dość często skierowane bardziej na kreowanie siły rynkowej, niż na wprowadzanie ograniczeń dla monopolii naturalnych. Potwierdza to analiza regulacji przeprowadzona na gruncie teorii wyboru publicznego. Regulacja ekonomiczna wyszła daleko poza monopole naturalne. W USA w połowie lat siedemdziesiątych organy regulacyjne miały największy wpływ na koleje, transport ciężarowy, linie lotnicze, radio i telewizję, rynki finansowe czy telefonię lokalną. Jednak większość tych gałęzi była bliższa konkurencji doskonałej niż monopolu naturalnego. Spowodowało to począwszy od 1975 roku złagodzenie ograniczeń nałożonych na rząd federalny na wiele regulowanych gałęzi.

Jednym z najlepszych przykładów jest deregulacja linii lotniczych. W okresie New Deal'u, w latach trzydziestych, w Stanach Zjednoczonych powstała Civil Aeronautics Board – CAB<sup>141</sup>. Jej celem było przede wszystkim zapobieganie konkurencji. Do połowy

---

<sup>141</sup> Cywilna Rada Lotnictwa została utworzona w celu: 1/ promocji bezpieczeństwa przewozów lotniczych; 2/zabezpieczenia przemysłu funkcjonującego w trudnych warunkach ekonomicznych; 3/ pozwolenia na

lat siedemdziesiątych nie pozwolono ani jednemu nowemu przewoźnikowi lotniczemu na wejście na rynek przewozów międzystanowych. Propozycje nowatorskich i oszczędnościowych taryf były odrzucane. CAB koncentrowała się (zgodnie z poglądem na regulację wyrażanym przez zwolenników teorii wyboru publicznego) na utrzymywaniu wysokich, nie zaś niskich cen<sup>142</sup>. W 1977 roku przewodniczącym CAB został wybitny ekonomista, krytyk regulacji, Alfred Kahn. Zaczął on od dopuszczenia większego zakresu konkurencji i wprowadził bardziej elastyczne zasady wejścia na rynek i ustalania taryf. W roku 1978 uchwalono przepisy pozwalające na swobodę wejścia i wyjścia na wszystkich trasach powietrznych. Linie lotnicze otrzymały pozwolenie na ustalanie takich taryf, jakie przyjmie rynek. Powstały obawy, że nastąpią masowe zwolnienia z pracy oraz że może dojść do zbyt ostrej konkurencji pomiędzy przewoźnikami. Po kilku latach deregulacji okazało się, że konkurencja zmieniła strukturę branży przewozów lotniczych. Taryfy gwałtownie się obniżyły, stopień wykorzystania samolotów wzrósł. Wielu pasażerów zaczęło korzystać z wyższego poziomu usług świadczonych przez małe linie lotnicze. Skutkiem wprowadzenia konkurencji było bankructwo czterech czołowych linii lotniczych w ciągu pięciu pierwszych lat deregulacji. Podobne wydarzenia miały miejsce w przemyśle naftowym po jego całkowitej deregulacji w lutym 1981 r. Przedsiębiorstwa naftowe zaczęły wprowadzać nowe formy marketingu, by konkurować o kurczący się rynek benzyny. Wiele przedsiębiorstw poszerzyło samoobsługę, zniósło możliwość korzystania z kart kredytowych, wprowadziło elektroniczne, wysoce szybkie dystrybutory. Innowacje te spowodowały, poczynając od początku 1981 r. gwałtowne zmniejszenie się marży pomiędzy ceną benzyny a ceną nie przetworzonej ropy naftowej.

Deregulacja, szczególnie w energetyce, ma wielu przeciwników. Krytycy tego procesu twierdzą, że jego skutki mogą być odmienne od planowanych. Jeżeli deregulacji towarzyszy brak centralnej polityki energetycznej to pojawia się groźba niestabilności rynku, a nawet zakłócenia w dostawach energii. Przykładem mogą być tak zwane „blackouty” podczas fali upałów we Włoszech w 2003 roku. Sytuacja ta była wynikiem błędów w polityce energetycznej, które popełniano już od kilkudziesięciu lat. Należy do nich między innymi hamowanie budowy nowych mocy w wyniku przeszkód natury finansowej i biurokratycznej, oraz nieskuteczna prywatyzacja w efekcie której cena 1kWh energii elektrycznej była w 2003 roku najwyższa w Europie. W roku 2007 sytuacja

---

dostosowaie gałęzi przewozów lotniczych do warunków gospodarki rynkowej oraz bezpieczeństwa kraju. (patrz: Clifford W., *Journal of Economic Literature*, September 1993)

<sup>142</sup> Viscusi W., Vernon J., Harrington J., *Economics of Regulation and Antitrust*, MIT Press, 2000, s.535.



monopolu energetycznego w Polsce wykazuje wiele podobieństw do rynku włoskiego. Wyzwaniem dla naszego rynku pozostaje zatem wyważenie stopnia regulacji bądź deregulacji monopolu energetycznego w naszym kraju

## 6. Cel regulacji monopolu w energetyce.

Energetyka zajmuje w Polsce, podobnie jak w innych krajach, miejsce szczególne. Stanowi o szeroko rozumianym bezpieczeństwie narodowym. Jej produkcja i usługi, zarówno na własne potrzeby, jak i na rzecz innych działów gospodarki, w dużej mierze przyczyniają się do wielkości produkcji, poziomu wydajności, ilości miejsc pracy, a także efektywności gospodarowania tak w skali tej gałęzi, jak i przede wszystkim całej gospodarki. Obrazowo przedstawia się tę współzależność następująco: **niedostarczenie w odpowiednim czasie jednostki energii wartej 1 zł generuje w gospodarce straty dwudziestokrotnie większej wartości**<sup>143</sup>. Jest to poglądowa ilustracja tezy, że energia (bez względu na postać) ma swoją cenę, jest zatem towarem, i towar ten może zmienić właściciela, jeśli nabywca zapłaci producentowi lub dostawcy stosowny ekwiwalent.

Uważa się również, że energia jest dobrem publicznym, warunkującym dostęp do wielu zdobyczy współczesnej cywilizacji naukowej i technicznej, umożliwiającym funkcjonowanie „gospodarki opartej na wiedzy”, przesądzającym niemal o wykorzystaniu tych szans. Stąd postulat, by każdemu członkowi społeczeństwa zapewnić do niej dostęp. W odniesieniu do tak niezwykle specyficznego towaru o hybrydowym charakterze: zarówno towaru produkcyjno-konsumpcyjnego, jak i dobra cywilizacyjnego, zarazem musiały działać i być może zawsze będą działały pewne specyficzne reguły. Problemem jest raczej to, o czym powiemy nieco dalej, czy będą to tylko te specyficzne reguły, czy też wystąpi pewna symbioza z powszechnie obowiązującymi regulacjami wobec gospodarki.

Wszędzie tam, gdzie dostawa energii wymagała stosownej infrastruktury technicznej (najczęściej w postaci sieci przesyłowych), rozwijano sieć w ramach jednego przedsiębiorstwa. Następnie, aż do pełnego jej obciążenia, możliwe było dowolne zwiększanie świadczeń przy nieznacznym tylko wzroście kosztów. Świadomie, z uwagi na efekt skali, rezygnowano z konkurencji. Wydawało się przez wiele lat, iż ta praktyka ma obiektywny charakter, nie sposób jej uniknąć, a więc jest czymś zupełnie naturalnym.

---

<sup>143</sup> Problemy kształtowania ekonomicznie uzasadnionych cen energii elektrycznej do roku 2010., Biuletyn Miesięczny PSE S.A., marzec 1996, s. 3.

Usprawiedliwiało to brak konkurencji w energetyce i tym samym rodziło wiele negatywnych konsekwencji. Co najmniej dwie spośród nich należałoby wskazać jako istotne: **brak obiektywnej racjonalizacji działań w tym sektorze (czyli brak skutecznego mechanizmu efektywnej alokacji kapitału i pracy) oraz stosowanie charakterystycznego dla monopolu arbitralnego stanowienia cen (także w sytuacji funkcjonowania cen urzędowych) obarczającego ostatecznych odbiorców energii skutkami niegospodarności.** Nie były to oczywiście jedyne negatywne zjawiska dotyczące funkcjonowania energetyki.

Promotorem procesu transformacji rynkowej energetyki – elektroenergetyki, gazu i tzw. ciepła zdalnego – jest państwo (lub np. instytucje administracyjne *quasi* rządowe, takie, jak Komisja Europejska), którego aktywność coraz częściej przybiera formę wyspecjalizowanej **regulacji** służącej właśnie tworzeniu warunków sprzyjających pojawieniu się konkurencji w energetyce. Do tego celu stosuje się różne mechanizmy i narzędzia. W ramach aparatu władzy lub administracji państwowej powoływane są także autonomiczne instytucje regulacyjne. Towarzyszy temu często wzmacnianie roli instytucji antymonopolowych i to zarówno w zakresie władzy wykonawczej, jak i sądowniczej.

Władze wielu państw, w tym przede wszystkim Wielkiej Brytanii i Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej, były pionierami w zakresie regulacji monopolu energetycznego. Podjęły one szereg działań adresowanych do tego sektora, mających odwrócić kierunek niekorzystnej dla gospodarki tendencji, tj. malejącej efektywności, i tym samym przyczynić się do radykalnej racjonalizacji alokacji zasobów (pracy i kapitału), poprzez zwiększenie sprawności gospodarowania. Zasadniczym sposobem realizacji tych celów stało się wdrażanie mechanizmów rynkowej konkurencji w te zakresy działalności energetycznej, które nie są technicznie zdeterminowane, na przykład wytwarzanie energii elektrycznej. Natomiast w stosunku do pozostałych, czyli tzw. gałęzi sieciowych, zastosowano korzystanie z mechanizmów i wyspecjalizowanych narzędzi regulacji.

Nie ulega żadnej wątpliwości, iż siłą sprawczą rynkowej orientacji sektora miała stać się w pierwszej kolejności jego prywatyzacja. Z różnych powodów, częściowo ideologicznych, a częściowo finansowych, na ogół jednak wynikających z zasad ekonomii, własność państwowa w latach osiemdziesiątych, w tym także w energetyce, przestała być opcją preferowaną. Nastąpił transfer aktywów państwowych do sektora prywatnego, zgodnie z szerokim programem prywatyzacji. Generalnie rzecz ujmując, można wyodrębnić trzy główne kierunki reform regulacyjnych:

- doskonalenie formy regulacji poprzez ministerstwa;
- przekazywanie zadań regulacyjnych wyodrębnionym instytucjom regulacyjnym (często o dużym stopniu niezależności);
- przekazywanie uprawnień w zakresie nadzoru nad przedsiębiorstwami energetycznymi instytucjom antymonopolowym.

Symptomatyczne i zasługujące na podkreślenie jest to, że cała Unia Europejska przystąpiła do wdrażania nowych mechanizmów regulacyjnych w energetyce. Podstawowe tego idee i sposoby ich realizacji zawierają tzw. dyrektywy unijne uchwalane przez Parlament Europejski. Co prawda, uzgodnienia dotyczące przyjęcia stosownych norm prawa europejskiego każdorazowo trwały wiele lat (np. 8 lat dla energii elektrycznej), niemniej jednak zostały przyjęte i wprowadzają na obszarze Unii szereg istotnych dla energetyki rozwiązań. Jednakże kreowanie konkurencyjnego rynku nie może naruszać obowiązków przedsiębiorstwa wynikających ze statusu służby publicznej. Dlatego kierując się zasadą ogólnego interesu społecznego, dyrektywy dopuszczają możliwość nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne szczególnych obowiązków, które mogą dotyczyć bezpieczeństwa, regularności dostaw i cen nośników energii. Regulują również inne kwestie, np. zasadę TPA, procedury rozstrzygające spory, przejrzystości i rozdziału kosztów na poszczególne zakresy działalności energetycznej, obowiązków publikacji (np. informacji cenowych), itd.

Dyrektywy nie regulują natomiast form organizacyjno-funkcjonalnych w energetyce. Ponieważ w procesie akcesyjnym nowych kandydatów do UE często eksponuje się konieczność upodobnienia form działalności gospodarczej do rozwiązań obowiązujących w Unii Europejskiej, to trzeba wyraźnie podkreślić, iż takiego energetycznego standardu europejskiego po prostu nie ma. Wręcz przeciwnie – każdy kraj Unii Europejskiej charakteryzuje się własnymi, autonomicznymi rozwiązaniami w tym zakresie, a ustawodawstwo Unii tej autonomii nie narusza i w nią nie ingeruje.

W Polsce, na początku lat 90., dokonano definitywnie, w ślad za ustrojowymi przemianami społeczno-politycznymi, przestawienia gospodarki na zasady gospodarki rynkowej. Inicjowane wcześniej, jeszcze w ramach administracyjnego kierowania gospodarką, próby modyfikacji tego ustroju poprzez wprowadzanie doń elementów rynkowych, mimo ograniczonych skutków, niewątpliwie ułatwiły późniejszy (tzw. transformacyjny) przełom.

Program zmian ustrojowo-systemowych w polskiej gospodarce obejmował wszystkie dziedziny, stąd również reforma sektora energetycznego. Reforma wynikała z

konieczności modernizacji i rozwoju działalności przedsiębiorstw, które przez wiele lat podlegały centralnemu sterowaniu oraz podążania za inicjatywami podejmowanymi przez państwa Europy Zachodniej. Ta ostatnia okoliczność stała się szczególnie istotnym powodem z chwilą opowiedzenia się przez Polskę za integracją ze zjednoczoną Europą i podjęcia stosownych starań. Zasadniczym kierunkiem transformacyjnym energetyki było wprowadzenie ekonomicznych mechanizmów funkcjonowania, tj. rynku rygoryzującego koszty nowej, zróżnicowanej struktury własności, która mogła efektywniej służyć gospodarce i społeczeństwu. Sprzyjać miała temu demonopolizacja i prywatyzacja. Rzecz polegała, najogólniej mówiąc na tym, aby dzięki zmianom koszt wytworzenia energii i jej dostawy nie był barierą wzrostu gospodarczego i by umożliwiał polskim firmom sprostanie międzynarodowej konkurencji. Jednocześnie chodziło o to, aby dla polskich gospodarstw domowych cena płacona za energię i jej dostawę nie była barierą podnoszenia standardu życia. Celem reform było zatem relatywne obniżenie płatności odbiorcy końcowego i polepszenie jego obsługi. Dlatego, analogicznie do zmian w innych sferach gospodarki, uważano, że podstawowym środkiem dla realizacji tego celu ma być konkurencyjny rynek energii. Rynkowe podejście do funkcjonowania sektora energetycznego oraz zmiany struktury własnościowej przedsiębiorstw, stwarzać miały szansę na zasadniczą poprawę efektywności jego działania.

## **7. Potrzeba i skuteczność regulacji w energetyce.**

Współcześnie stosowane regulacje przybierają formy wyspecjalizowane i zwykle są podejmowane wtedy, gdy zachodzi konieczność szczególnej ochrony interesu publicznego nie poddającego się w pełni rynkowej weryfikacji, czyli w pewnych, wybranych dziedzinach, które wymagają odrębnych, oczywiście częściowo, reguł funkcjonowania. Nie ma wątpliwości, iż szczególnie wobec takich sfer gospodarowania, jak energetyka, roli regulacji nie sposób przecenić.

Regulacja w gospodarce pojawiła się jako pomoc w sytuacjach, w których mechanizmy rynkowe zawodzą. Zjawisku towarzyszy jednak niebezpieczeństwo polegające na tym, że z racji swej arbitralności może ona stać się dodatkowym zakłóceniem funkcjonowania rynku, zwłaszcza w zakresie cen i inwestycji. Stąd potrzeba wyczuwania granicy skuteczności stosowanych narzędzi regulacyjnych w imię realnych celów. Innymi słowy, żywiołowy, „naturalny” mechanizm rynkowy zyskał wspomaganie

w postaci mechanizmu regulacji. Koordynacja ex post działalności gospodarczej, czyli działanie „niewidzialnej ręki rynku”, została dopełniona koordynacją ex ante, czyli „widzialną ręką” ukierunkowywaną racjami polityki gospodarczej.

Regulacja w energetyce pojawiła się jako substytut rynku konkurencyjnego, a jej misją w obszarze monopoli naturalnych jest doprowadzenie do zaistnienia rynku konkurencyjnego. Jest to ogromnie trudne wyzwanie, tym bardziej, że nieskuteczność w pobudzaniu konkurencji może zrodzić chaos w tym sektorze i w konsekwencji doprowadzić do zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jakże odmienna jest sytuacja w zakresie regulacji obszarów „nie infrastrukturalnych”, gdzie sztuką jest moderowanie rozwiniętej konkurencji w celu niedopuszczenia do jej „zwyrodnienia”. Stąd też falowanie, intensywniejsze bądź słabsze angażowanie się państwa w regulację sfery realnej, w zależności od jej ogólnej kondycji i dojrzałości. Natomiast regulacja w energetyce – to wyraźny, przynajmniej na razie, trend jednokierunkowy charakteryzujący się słabnącą ingerencją państwa. Nie jest jednak zasadne całkowite wycofanie się państwa z tego obszaru jego aktywności.

W Polsce podstawą działań regulacyjnych jest ustawa – Prawo Energetyczne<sup>144</sup>. Wieloletnie doświadczenie w jej stosowaniu daje już pewne możliwości pokazania, w jaki sposób regulacja jest realizowana, szczególnie w odniesieniu do problemu substytuowania rynku. Dobra regulacja musi być obojętna na strukturę i formę własności, musi obiektywnie i bez żadnych uprzedzeń lub preferencji skłaniać podmioty energetyczne do określonych zachowań. Istotne jest to, że regulator powinien równoważyć interesy odbiorców i dostawców energii. Natomiast punktem wyjścia, stanem, który ma podlegać zmianie, jest rynek zmonopolizowany przez dostawcę. W tej sytuacji regulator *de facto* reprezentuje interesy strony słabszej, czyli konsumenta. Konsument powinien być również adresatem regulacji. W szczególności dotyczy to gospodarstw domowych, które przez to, że są subsydiowane, nie przywiązują należytej wagi do oszczędnego zużywania energii.

Jak wynika z dotychczasowych rozważań, podstawowy imperatyw działania regulatora stanowi jednak, najkrócej to ujmując, ukierunkowywanie przedsiębiorstw energetycznych na wzrost efektywności gospodarowania. Nie bez znaczenia jest również sposób jej wymuszania. Regulacja rynków energetycznych oznacza realizację zupełnie nowych zadań, nie wykonywanych dotąd w wymaganym kształcie przez istniejące

---

<sup>144</sup> Ustawa Prawo Energetyczne z 10.04.1997 r. (Dz. U. nr 54, poz. 348 wraz z Późniejszymi zmianami).

instytucje. Jednym z głównych impulsów gwałtownie przebiegającego w ostatnich latach procesu ustanawiania w poszczególnych państwach członkowskich organów regulacyjnych było zamieszczenie w dyrektywie elektroenergetycznej obowiązku wyznaczenia władz odpowiedzialnych za rozstrzyganie sporów pomiędzy odbiorcami i dostawcami energii, posiadających jednocześnie prawo dostępu do sprawozdań finansowych przedsiębiorstw energetycznych. Oznaczało to konieczność podjęcia decyzji o podziale funkcji i zakresów odpowiedzialności pomiędzy istniejące i tworzone organy. Na ogół w grę wchodziły trzy możliwości: powołanie nowej instytucji, czyli regulatora, powołanie ministra tzw. liniowego, który może działać pod różnymi nazwami, ale zawsze ponosi odpowiedzialność za politykę energetyczną państwa oraz powierzenie zadań organowi do spraw konkurencji. W większości krajów wykorzystano pierwsze rozwiązanie.

Stopniowo zakres kompetencji regulatorów był coraz większy, aż po praktycznie całościowy nadzór nad funkcjonowaniem rynku energii elektrycznej i gazu. Należy podkreślić, że w państwach członkowskich Unii Europejskiej instytucje *regulatorów* stanowią jedynie część ogólnego mechanizmu kształtującego sektor energetyczny. Współtworzą go bowiem także inne podmioty, których zakres kompetencyjny pozwala na udział w tym procesie. Dlatego też mówiąc o systemach regulacji należy brać pod uwagę wszystkie organy, które realnie oddziałują na zachowania przedsiębiorstw energetycznych. Nie istnieją dwa identyczne systemy regulacyjne w krajach Unii Europejskiej. Przyglądając się im bliżej, zauważa się ich duże zróżnicowanie i jednocześnie podobieństwo w występowaniu pewnych ogólnych tendencji. Z jednej strony systemy regulacyjne muszą działać spójnie z tradycją polityczną kraju i ogólnymi zasadami, na których oparte jest prawne działanie państwa, z drugiej strony zaś służyć celom regulacyjnym, wynikiem których są specyficzne przekształcenia części gospodarki. Nie bez znaczenia jest też wyjściowa charakterystyka sektora energetycznego w danym kraju.

Pierwotne znaczenie w kształtowaniu się systemu regulacji posiada parlament, który określa ramy prawne dotyczące między innymi uprawnień i obowiązków regulatora. Nie można pominąć też innych instytucji, których kompetencje dotyczące między innymi ochrony środowiska, zmian właścicielskich przedsiębiorstw energetycznych czy ochrony najbiedniejszych grup społecznych, leżą często na granicy zadań wykonywanych przez organy regulacyjne. Sposób wykorzystania zastanych ram regulacji w dużym stopniu zależy z kolei od prowadzonej polityki energetycznej. Wszystko to powoduje dużą

złożoność relacji pomiędzy poszczególnymi elementami tworzącymi system regulacji i jednocześnie różnorodność jego funkcjonowania w poszczególnych państwach członkowskich UE. Wskazuje to zarazem na wielorakość możliwych rozwiązań. Niemniej efektem działania systemu w każdym przypadku jest transformacja rynkowa energetyki.

Gros zadań związanych z realizacją celów regulacji sektorów elektroenergetycznego i gazowego pozostaje jednak w domenie nowo powoływanych instytucji, czyli regulatorów. Państwa członkowskie, podejmując decyzję o wyłonieniu organu regulacyjnego, muszą przede wszystkim rozstrzygnąć co do jego usytuowania w strukturze instytucjonalnej państwa. Proces ten jest złożony i wymaga analizy różnorodnych aspektów oraz dokonania wielu wyborów, począwszy od odpowiedzi na pytanie, po co i w jaki sposób ma być powołany regulator, poprzez definiowanie kompetencji, kończąc na określeniu, w jakie instrumenty zostanie on wyposażony. Na przykład zdefiniowanie celu w obszarze misji regulacyjnej oznacza na ogół wybór relacji pomiędzy ochroną odbiorcy, ochroną inwestora i efektywnością ekonomiczną. Niezmiernie trudnym problemem jest określenie w tej relacji stanu równowagi, a tym samym dochowania bezpieczeństwa energetycznego, co przesądza o skuteczności całego systemu. Podstawowym tego warunkiem jest z kolei zabezpieczenie niezależności regulatora (w grę wchodzi takie instrumenty, jak kadencyjność; nie łączenie funkcji regulatora z pracą w regulowanych przedsiębiorstwach; stałe, niezależne finansowanie działalności instytucji regulacyjnej itd.).

Zasadniczo cele działalności regulatora mogłyby się ograniczać jedynie do kwestii ekonomicznych. Do najczęściej bowiem spotykanych należą takie sprawy, jak wpływanie na wzrost efektywności ekonomicznej przy jednoczesnej ochronie odbiorcy i ochronie inwestora, co w rezultacie polega na równoważeniu interesów obu stron. W praktyce okazuje się jednak, że nie sposób pominąć takich celów, jak oddziaływanie energetyki na człowieka i jego środowisko. Można je określić jako społeczne. Na regulatora mogą zostać nałożone dodatkowe obowiązki, których celem jest monitorowanie i promowanie konkurencji. Udział regulatora w tego rodzaju sprawach wydaje się być jak najbardziej zasadny, niemniej często pełni on wyłącznie rolę wspomagającą i uzupełniającą. Dość powszechnym jest również brak jednoznacznego rozdziału w tym zakresie uprawnień regulatora od uprawnień odrębnego organu zajmującego się konkurencją. Mogą z tego wynikać liczne nieporozumienia i konflikty kompetencyjne.

## 8. Wnioski.

Wiele krajów, które podjęły próbę zmiany istniejącego w elektroenergetyce stanu, stanęło wobec dylematu, jak przeprowadzić reformę sektora, aby, ograniczając regulację, wymusić poprawę efektywności jego działania, uzyskując maksymalne korzyści dla konsumentów. Doświadczenia europejskie sektora energetycznego pokazują brak istotnych różnic w efektywności funkcjonowania firm państwowych, a zintegrowanych pionowo prywatnych monopolii sieciowych poddanych regulacji kosztowej. Oznacza to, że jedna i druga grupa przedsiębiorstw jest równie nieefektywna, podobnie jak próba ich regulacji. Dopiero wprowadzenie do nich mechanizmu konkurencji może przyczynić się do znacznej poprawy ich efektywności.

Wprowadzenie konkurencji powinno odbywać się przez unbundling – podział pionowo zintegrowanych monopolii lub liberalizację zasad dostępu do sieci. Wymaga ona jednak złożonych działań regulacyjnych, skutecznie przeciwdziałających nadużywaniu dotychczasowej pozycji właściciela lub monopolisty. W tej sytuacji ochrona interesów konsumentów i promowanie konkurencji stanowią dla regulatora ogromne wyzwanie. Unbundling pozwala ograniczyć regulację do tych obszarów, w których nie zadziałają efektywnie mechanizmy rynku konkurencyjnego. Należy przeciwdziałać nadmiernej integracji pionowej i poziomej przedsiębiorstw elektroenergetycznych w celu zwiększenia efektywności funkcjonowania i uzyskania korzyści przez konsumentów. Integracja pionowa pozwala łatwiej ukrywać i kontrolować informacje o poziomie uzasadnionych kosztów i niezbędnych inwestycji, a zarazem chronić własne interesy przedsiębiorstw energetycznych. Argumentami podnoszonymi przez przedsiębiorstwa energetyczne za integracją pionową są: ekonomia skali<sup>145</sup>, ekonomia zakresu<sup>146</sup>, mniejsze ryzyko działania czy też niższe koszty pozyskiwania kapitału przez zintegrowane podmioty. Podział pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw pozwoli ograniczyć regulację do minimum. Jako rozwiązanie tymczasowe można wprowadzić bodźcową regulację porównawczą<sup>147</sup>.

---

<sup>145</sup> Ekonomia skali oznacza spadek jednostkowego kosztu wytwarzania wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej w bloku.

<sup>146</sup> Ekonomia zakresu pozwala na optymalne prowadzenie ruchu i koordynowanie rozwoju mocy wytwórczych i sieci przesyłowych oraz rozdzielczych.

<sup>147</sup> Istotą tego systemu jest stosowanie systemu zachęt i kar w celu wymuszenia na firmach pożądanych zachowań. Kluczową cechą regulacji bodźcowej - pułapowej (RPI-X) jest wprowadzenie tzw. okresu regulacji, co najmniej 3-5 letniego i rezygnacja z corocznej kontroli kosztów przedsiębiorstwa. Warunki brzegowe dla przedsiębiorstwa zostają ustalone w tzw. przeglądzie regulacyjnym w pierwszym roku



Integracja pionowa może natomiast stanowić mechanizm ukrytego subsydiowania skrośnego, który bywa często narzędziem walki politycznej<sup>148</sup>.

Można wyrazić pogląd iż regulacja jako narzędzie wymuszania poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw, jest mniej efektywna niż konkurencja<sup>149</sup>. W związku z tym powinna być ograniczona do niezbędnego minimum. Celem regulacji powinno być równoważenie interesów konkurujących ze sobą na rynku elektroenergii grup interesu, w taki sposób aby uzyskać optymalne z punktu widzenia konsumenta rozwiązanie. Grupy interesu tworzone są z jednej strony przez organizacje producentów i dostawców, a z drugiej strony przez wielkich odbiorców energii elektrycznej poddanych międzynarodowej konkurencji i domagających się specjalnego traktowania. Konsumenci ze względu na wysokie koszty organizacji w porównaniu z potencjalnymi do uzyskania korzyściami, nie tworzą formalnej grupy interesu. Ponieważ stanowią elektorat wyborczy, są reprezentowani przez liczne partie polityczne. Należy więc odpowiedzieć na pytanie, o co konkurują grupy interesu i czy konkurencja nie odbywa się na płaszczyźnie politycznej.

Z punktu widzenia prawa gospodarczego regulator na rynku energii występuje jako niezależny arbiter, którego zadaniem jest pogodzenie interesów grup. Rząd powinien zapewnić niezależność regulatorowi i zrezygnować z kontroli politycznej decyzji regulacyjnych. W strukturze rynku elektroenergii wyróżnia się cztery podsektory, odpowiadające poszczególnym etapom technologicznym związanym z dostarczaniem energii: wytwarzanie, przesył sieciami wysokiego napięcia, dystrybucja sieciami

---

okresu regulacji. Ten system opiera się na prognozowanych na okres regulacji wielkościach kosztów, przychodów, sprzedaży energii itd. Regulator dokonuje przeglądu kosztów przedsiębiorstwa i ustala dla niego ( lub grupy podobnych przedsiębiorstw, np. prowadzących działalność sieciową) dopuszczalne w okresie regulacji tempo wzrostu cen. Zwykle wzrost ten uwzględnia stopę inflacji i nie może być szybszy niż wynika to z formuły regulacyjnej RPI-X, gdzie RPI - to indeks wzrostu cen detalicznych (Retail Price Index), czyli stopa inflacji (w polskiej statystyce posługujemy się określeniem CPI- Consumer Price Index), a X - to oczekiwana przez regulatora poprawa efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Formuła ta nosi nazwę pułapu cenowego. Regulacja polega głównie na tym, że w okresach między przeglądami regulacyjnymi przedsiębiorstwo ma prawo do zachowania całości zysków wynikających z poprawy efektywności. Im dłuższy okres regulacji (okres między przeglądami), tym bodziec do poprawy efektywności jest większy. Korzyści wynikające z poprawy efektywności i redukcji kosztów są przenoszone w postaci niższych cen na odbiorców w następnym okresie regulacji. Założenie jest bowiem takie, iż firmy będą eliminować nieefektywność, jeśli wysiłek włożony w ten proces będzie im wynagradzany, będą zatem podejmować bardziej racjonalne decyzje kosztowe i inwestycyjne, ale pod warunkiem, że będą mogły zatrzymać choć część zysku.

<sup>148</sup> Wysokie ceny połączeń międzystrefowych i międzynarodowych subsydiują ceny w ruchu lokalnym. Pozwała to politykom używać populistycznych haseł typu „tani Internet dla szkół”. Wysokie opłaty PKP w obrocie towarowym subsydiują ceny przewozów pasażerskich.

<sup>149</sup> Por.: Newbery D.M., Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, The MIT Press, Cambridge-Massachusetts-London 2000, ss. 133 i nast.

średniego i niskiego napięcia oraz obrót. Struktura generowania kosztów na przykładzie rozwiniętych rynków elektroenergii przedstawia się następująco:

1. wytwarzanie – 65%,
2. przesył – 5%,
3. dystrybucja – 20%,
4. obrót – 10%.

Spośród wymienionych podsektorów przesył i dystrybucja stanowią przykład monopoli naturalnych ze względu na zbyt kosztowną dla konsumenta próbę wprowadzenia w tych podsektorach konkurencji. W tym obszarze regulacja jest koniecznością. Wytwarzanie i Obrót, generujące 75% kosztów sektora, powinny zostać poddane mechanizmowi konkurencji. Warunkiem uzyskania konkurencyjnej struktury jest taki podział, w którym żadna z firm nie będzie posiadała przeważającego udziału w rynku, mierzonego współczynnikiem HHI<sup>150</sup>, dzięki czemu nie będzie nadużywała swojej pozycji rynkowej.

Zatem konkurencyjność rynku energii elektrycznej powinna zostać zwiększona poprzez:

- a) zapewnienie konkurencyjnej struktury rynku po stronie podaży (producenci energii) poprzez ograniczenie koncentracji, czemu sprzyja rozwój nowych rozproszonych źródeł energii,
- b) rozwój sieci przesyłowej,
- c) zwiększenie elastyczności popytu.

Wskaźnik koncentracji na rynku polskim, mierzony współczynnikiem HHI (suma kwadratów udziałów w rynku), wynosi ok. 2100. Zgodnie z zaleceniami FERC<sup>151</sup> w USA rynek o wskaźniku HHI na poziomie już 1800 uważa się za wysoce skoncentrowany. Na

---

<sup>150</sup> Współczynnik Hirschfelda Hirschmanna, wyznaczany jako suma kwadratów procentowych udziałów w rynku, wg którego rynek ocenia się jako niekonkurencyjny, jeżeli  $HHI > 2500$ , zagrożony – jeżeli udział pojedynczego uczestnika przekracza 30%, a zdominowany – jeżeli udział pojedynczego uczestnika przekracza 40%. Warunki dla pozytywnej oceny rynku konkurencyjnego są więc spełnione przy mniej więcej wyrównanym podziale rynku pomiędzy minimum pięciu uczestników.

HHI > 5000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1800 do 5000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1800 – koncentracja średnia (wg Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu, Bruksela 2005).

W Polsce, wskutek konsolidacji, udział trzech największych spółek wytwórczych w sumarycznej mocy zainstalowanej wynosi 60%. Jest to o połowę więcej niż na najbardziej konkurencyjnych rynkach europejskich, tj. rynku skandynawskim i brytyjskim, gdzie udział trzech największych producentów nie przekracza 40%.

<sup>151</sup> Federal Energy Regulatory Commission

amerykańskim rynku PJM<sup>152</sup> wskaźnik HHI nie przekroczył w 2006 roku w żadnym momencie wartości 1545<sup>153</sup>. Trzeba jednak wyraźnie dodać, że sam wskaźnik koncentracji w odniesieniu do rynku energii elektrycznej mówi jeszcze niewiele o samym stopniu konkurencyjności tego rynku. Uwzględnić przy tym należy bardzo niską elastyczność popytu na energię elektryczną, a także ograniczone zdolności przesyłowe linii elektroenergetycznych. Wszystko to sprawia, że do koncentracji na rynku energii należy podchodzić z dużą ostrożnością. Nawet niewielka koncentracja może być bowiem przyczyną poważnych zaburzeń w konkurencji i prowadzić w efekcie do siły rynkowej producenta.

Konsolidację polskiej energetyki należy oceniać negatywnie<sup>154</sup>. Podnoszony argument stwierdzający, że polskie firmy energetyczne muszą być odpowiednio duże w celu sprostania konkurencji z europejskimi koncernami, wydaje się być nietrafny. Jest oczywiste iż rynkowa konkurencja nie jest współzawodnictwem w rozumieniu sportowym, ale ekonomicznym. Przeprowadzając regulację energetyki, należy korzystać z doświadczeń innych krajów, w których działania te zostały podjęte znacznie wcześniej. Proces ten przyniósł tam wiele sukcesów w postaci znacznej obniżki kosztów i poprawy wydajności produkcji, jednakże ujawnił negatywne skutki wpływu siły rynkowej wytwórców i dostawców energii<sup>155</sup>. Warto pamiętać, że działania na rzecz deregulacji elektroenergetyki i liberalizacji handlu energią w stopniu niedostatecznym, uwzględniają siłę rynkową firm elektroenergetycznych<sup>156</sup>. Konkurencja oznacza niższe koszty i bardziej efektywny system cen<sup>157</sup>. Doświadczenia innych krajów pokazują, że konkurencja jest w stanie przynieść więcej korzyści, niż ekonomia skali i zakresu, biorąc pod uwagę nawet niższe ryzyko charakterystyczne dla struktur zintegrowanych pionowo.

---

<sup>152</sup> PJM Interconnection jest Regionalną Organizacją Transmisji (RTO), która koordynuje przepływ hurtowy energii elektrycznej w całości lub w części stanów Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pensylwania, Tennessee, Virginia, West Virginia i District of Columbia.

<sup>153</sup> Analysis of the 2007-2008 Auction, PJM Market Monitoring Unit, 16 sierpnia 2007r., <http://www.pjm.com/markets/market-monitor/downloads/mmu-reports/20070820-analysis-2007-2008-rpmauction.pdf>; 16 listopada 2008/.

<sup>154</sup> Por.: Materiały programowe i informacyjne, opinie i stanowiska z 2007 roku i początku 2008 roku., Polskie Lobby Przemysłowe im. E. Kwiatkowskiego, Publikacja nr 18, Warszawa, marzec 2008r. ss.174-208.

<sup>155</sup> Przykładem może być proces restrukturyzacji rynku energii w Wielkiej Brytanii lub w Kalifornii.

<sup>156</sup> Por.: Kawala J.R., Czy deregulacja elektroenergetyki zapewnia proefektywnościową restrukturyzację sektora?, Rynek Energii, Nr 1 (32)/2001.

<sup>157</sup> Informacyjna, alokacyjna i redystrybucyjna funkcja cen są zakłócone w niższym stopniu.

## ROZDZIAŁ III

# Restrukturyzacja elektroenergetyki na rynku europejskim

## 1. Restrukturyzacja rynków energii elektrycznej w Europie – charakterystyka procesu.

Z teoretycznego i empirycznego punktu widzenia wiadomo iż rynek energii elektrycznej jest jednym z trzech podsektorów sektora energetycznego zaliczanego do klasycznych sektorów infrastrukturalnych. Energia elektryczna we współczesnym świecie jest niezbędna właściwie we wszystkich dziedzinach życia. Zależy od niej funkcjonowanie całego przemysłu, jak również wszystkich innych sektorów gospodarki. Elektryczność konieczna jest w codziennym życiu rodziny i jednostki tak, jak powietrze i woda. Dlatego też uważa się ją za podsektor o charakterze użyteczności publicznej. Ta bardzo istotna<sup>158</sup> dla gospodarki dziedzina, ma za zadanie zaspokojenie potrzeb wszystkich użytkowników, jednakże nie powinna być nieefektywna, gdyż oddziałuje to negatywnie na konkurencyjność gospodarki narodowej<sup>159</sup> jako całości.

Proces, którego celem jest wprowadzenie do energetyki konkurencji dla poprawy efektywności funkcjonowania sektora i obniżki cen energii, jest coraz bardziej powszechny. To, co ćwierć wieku temu było jeszcze normą w zarządzaniu energetyką – monopolistyczny sposób organizacji zaopatrzenia w dobra i usługi tej sfery połączony z publicznym nadzorem – dzisiaj, jeżeli występuje, jest barierą wzrostu gospodarczego.

---

<sup>158</sup> „Regulatory Reform in the Electricity Sector”. Working Party No. 2 on Competition and Regulation, DAFPE/CLP/WP2(96)/06, Introduction, s. 3. „Sektor elektroenergetyczny sam stanowi też ważną gałąź uczestniczącą w tworzeniu dochodu narodowego. W krajach wysoko, a także średnio rozwiniętych jego udział w tworzeniu dochodu narodowego sytuuje się w okolicach 2% PKB, jego udział w zatrudnieniu waha się od 0,22% do 2,5%, w zależności i głównie od rodzaju surowca w oparciu, o który produkuje się energię elektryczną”. Pisze o tym również Evans R. w: *Property Rights, Markets and Competition in Electricity Supply*. w: *Privatisation and Competition. A Market Prospectus*. Wydane przez Veljanovski, IEA 1989, s.137: „W Australii sektor elektroenergetyczny ma 10% w majątku narodowym i jest to największy udział sektora, większy nawet od telekomunikacji. W Stanach Zjednoczonych udział sektora elektroenergetycznego w PKB wynosi 3,2 %”. „Application of Competition Policy to the Electricity Sector”. Series Roundtables on Competition Policy, OECD/GD(97)132.

<sup>159</sup> Evans R.: *Property Rights, Markets and Competition in Electricity Supply*. op. cit.

Uprzedni system powodował rosnące koszty dostarczania energii i tym samym spowalniał ekspansję gospodarczą i wzrost dobrobytu<sup>160</sup>.

Procesem liberalizacji rynku mogą kierować jedynie władze publiczne, na których ciąży odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne kraju. Dlatego aktywność państwa lub takich instytucji integracji międzynarodowej, jak np. Unia Europejska, wobec energetyki przejawia się w wyspecjalizowanej regulacji, podporządkowanej celom polityki energetycznej. Stosowane są różne mechanizmy i narzędzia, a także powoływane są, w ramach aparatu władzy lub administracji państwowej, autonomiczne instytucje regulacyjne (tzw. regulator<sup>161</sup>). Działaniom tym często towarzyszy wzmacnianie roli instytucji antymonopolowych i to zarówno w obszarze władzy wykonawczej, jak i sądowniczej. Bardzo istotna dla procesu transformacji rynkowej energetyki jest postawa odbiorców energii, którzy coraz bardziej świadomie korzystają z należnych im praw i tym samym przyczyniają się do wymuszania na energetyce koniecznych reform.

Trudność prowadzenia procesów regulacyjnych w obszarze energetyki wynika z konieczności stosowania specyficznych reguł, wpływających na funkcjonowanie sektora energii. To, co jest odstępstwem od warunków powszechnie obowiązujących na innych rynkach towarów i usług, musi mieć charakter przejściowy. Pamiętać należy, że sprawa dotyczy rynku, którego dobro ma fundamentalne znaczenie dla gospodarki i społeczeństwa i równocześnie, aby mogło należycie swoją funkcję pełnić, musi posiadać cechę towaru, czyli racjonalną cenę. „Regulacje swoiste podejmowane są bowiem wtedy, kiedy zachodzi konieczność szczególnej ochrony interesu publicznego”<sup>162</sup>.

W Unii Europejskiej podstawą prawną dla określenia celów, instytucji i narzędzi regulacyjnych wobec energetyki, są *Dyrektywy energetyczne* a ich krajowymi odpowiednikami - specjalne ustawy stanowiące tzw. Prawo Energetyczne.

---

<sup>160</sup> Por.: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu., Praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej., URE, Warszawa 2003, s.119 i nast.

<sup>161</sup> Regulator to wyodrębniona prawnie instytucja powołana do stosowania specyficznych regulacji wobec sektora energii.

<sup>162</sup> Dobroczyńska A., Janiszewska Z., Od krajowego regulatora energetyki do paneuropejskiego?, Biuletyn URE 1/2004, Warszawa 2004,  
[http://www.ure.gov.pl/palm/pl/86/340/Od\\_krajowego\\_regulatora\\_energetyki\\_do\\_paneuropejskiego.html/](http://www.ure.gov.pl/palm/pl/86/340/Od_krajowego_regulatora_energetyki_do_paneuropejskiego.html/)  
(15.06.2004 r.)

Proces deregulacji<sup>163</sup> światowego i europejskiego rynku energii elektrycznej rozpoczął się pod koniec lat 80-tych wraz z prywatyzacją i reorganizacją rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. Prywatyzacja i liberalizacja brytyjskiego rynku energii i gazu jest szeroko cytowana jako przykład sukcesu gospodarczego. W 1990 roku uruchomiono w tym kraju giełdę energii. Przykładem podobnego sukcesu jest prywatyzacja w Chile, gdzie początki liberalizacji nastąpiły jeszcze w roku 1985. W tym samym czasie rozpoczął się proces deregulacji na rynkach USA. Jednakże proces ten oparty był na neoliberalnych teoriach makroekonomicznych, podkreślających szczególną rolę rynku w otwieraniu gospodarki energetycznej. Do obniżenia cen energii i gazu miała przyczynić się gospodarka rynkowa bez ingerencji regulatora. Amerykański sektor energetyczny już wówczas był własnością prywatną, dlatego też wysiłki skoncentrowano na deregulacji rynku.

Powstałe w wyniku zmian systemy energetyczne w krajach OECD różnią się między sobą stopniem centralizacji i strukturą własnościową. W połowie lat 80-tych nie zaobserwowano jeszcze żadnych zmian w energetyce. By jak najpełniej wykorzystać pojawiające się możliwości, stopniowo następowała konsolidacja, czemu towarzyszył wzrost udziału sektora publicznego. Początkowo uważano, że pozwoli to na większą koordynację, standaryzację i redukcję nadwyżek podaży, a więc wzrost efektywności gospodarowania. Oszczędności energetyczne były pierwszą zmianą. Dowodzi tego porównanie dynamiki wzrostu gospodarczego (GNP) oraz dynamiki konsumpcji energii finalnej (KEF) w okresie zaledwie 5 lat od zapoczątkowania procesu deregulacji.

Tabela 2: Dynamika wzrostu PKB i konsumpcji energii finalnej w krajach IEA<sup>164</sup>.

Rok	GNP	KEF
1980	100	100
1985	111	98

Źródło: IEA, *Energy balances of OECD Countries*. OECD, Paris 1994.

<sup>163</sup> Deregulacja (łac.) – zmniejszenie oddziaływania państwa na ekonomiczną sferę kraju, czyli przede wszystkim na rynek, poprzez brak ingerencji w ustalanie cen oraz jakości dóbr i usług. Jest to także znoszenie regulacji prawnych na linii producent - odbiorca poprzez znoszenie ceny maksymalnej. Deregulacja wiąże się ściśle z procesem liberalizacji gospodarki, a często i prywatyzacji. Polskim przykładem może być tu zniesienie zakazu posiadania zagranicznych kont bankowych przez polskich obywateli, co znacznie ułatwiło swobodę przepływu kapitału. (źródło: Wikipedia, <http://pl.wikipedia.org/wiki/Deregulacja>, (15.11.2006 r.))

<sup>164</sup> IEA (International Energy Agency, emanacja OECD dla tego sektora). Członkami IEA są następujące kraje: Australia, Austria, Belgia, Kanada, Dania, Niemcy, Grecja, Irlandia, Japonia, Luksemburg, Holandia, Nowa Zelandia, Norwegia, Portugalia, Hiszpania, Szwecja, Szwajcaria, Turcja, Wielka Brytania, Stany Zjednoczone; Komisja Wspólnot Europejskich bierze udział w pracach IEA.

Dwa zawarte w tabeli wskaźniki dla grupy krajów IEA w połowie lat 80-tych zaczęły kształtować się odmiennie. Widać tu silną dynamikę rozwoju gospodarczego przy prawie stagnacyjnym wzroście zużycia energii.

Początek przemian w Europie miał miejsce na początku lat 90-tych w krajach skandynawskich, a pionierem tych przemian była Norwegia. Działania te zakończyły się sukcesem, znajdującym swe odbicie przede wszystkim w niższych cenach energii elektrycznej płaconych przez odbiorców, zmniejszonych kosztach wytworzenia oraz zwiększonym wolumenie energii elektrycznej w obrocie.

Wynika stąd, że na liberalizację, deregulację i integrację europejskich rynków energetycznych mają wpływ trzy składowe:

- a) zmiany technologiczne (między innymi wprowadzenie nowych technologii informatycznych) zmniejszające korzyści uzyskiwane w wyniku integracji pionowej przedsiębiorstw energetycznych,
- b) sukcesy krajów, które rozpoczęły liberalizację rynków energetycznych,
- c) dążenie do zjednoczenia w ramach europejskiego rynku energii elektrycznej.

Celem działań państw Unii Europejskiej jest transformacja rynków energii elektrycznej poszczególnych krajów członkowskich w jeden wspólny, zliberalizowany rynek energii elektrycznej. W tym celu wprowadzono w życie „Dyrektywę elektroenergetyczną”<sup>165</sup>. Dyrektywa ustanawia wspólne zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Wprowadza również określone reguły funkcjonowania sektora energii elektrycznej, w szczególności swobody dostępu do rynku. Dyrektywa elektroenergetyczna nakłada obowiązek na właścicieli i operatorów sieci elektroenergetycznej umożliwienia swobodnego dostępu do sieci dla innych podmiotów – „Third Party Access (TPA)”. Zasada TPA<sup>166</sup> jest podstawą procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej. Można ją stosować na dwa sposoby:

---

<sup>165</sup> Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, [www.pse.pl/04/dokumenty/dir96-92-ec.pdf](http://www.pse.pl/04/dokumenty/dir96-92-ec.pdf).

Dyrektywa 96/92/EC („Dyrektywa elektroenergetyczna”) - z 19 grudnia 1996 roku przyjęta przez Radę Unii Europejskiej. Przepis został wprowadzony w celu rozwoju konkurencyjnego rynku energii, wzrostu bezpieczeństwa energetycznego oraz skuteczniejszej ochrony środowiska. Dyrektywa elektroenergetyczna zaleca stopniowe przeprowadzanie procesu otwarcia rynku, określa kluczowe daty, do których najpóźniej państwa członkowskie zobowiązane są wprowadzić określone zmiany liberalizacyjne. Pierwszą z tych dat był 19 lutego 1999 roku, kiedy to stopień otwarcia rynku w krajach Unii powinien wynieść 26%, a odbiorcy zużywający ponad 100 GWh powinni mieć swobodę wyboru dostawcy.

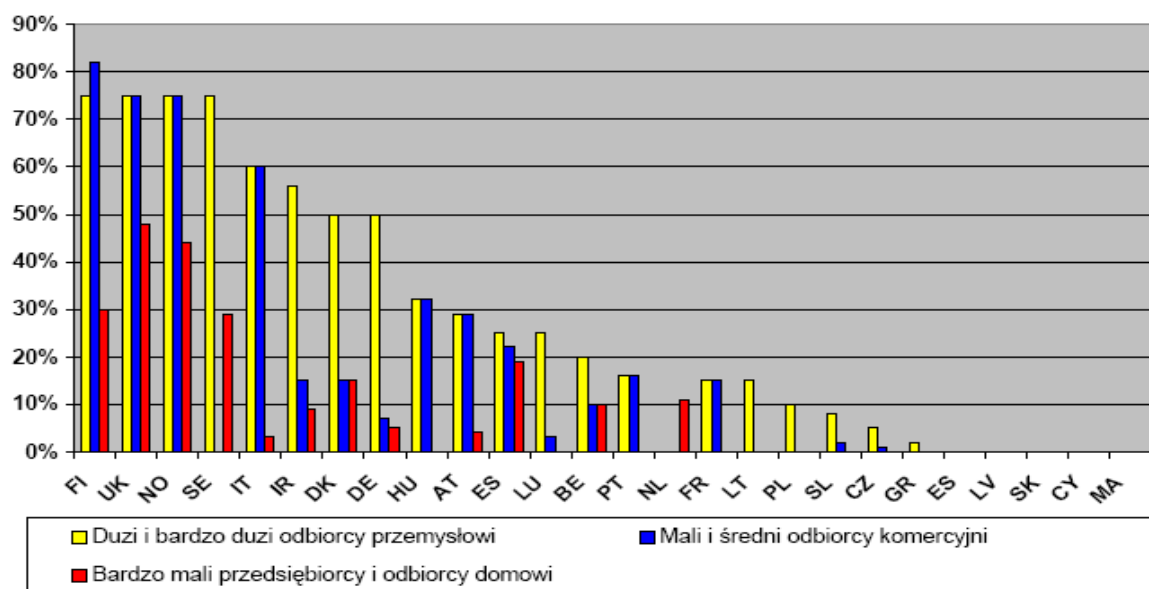
<sup>166</sup> Giermek K., Grodzisz K., Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego, Biuletyn URE Nr 1/2002, Warszawa

1. Zasada regulowanego dostępu – uprawnieni odbiorcy energii elektrycznej mają zagwarantowany dostęp do sieci w oparciu o taryfy zatwierdzone przez organ nadzorujący; taryfy te nie są indywidualnie negocjowane i mają zastosowanie do wszystkich uprawnionych grup odbiorców energii elektrycznej.
2. Zasada negocjowanego dostępu – każdy użytkownik sieci negocjuje indywidualne warunki dostępu do sieci w zakresie taryf przesyłowych z operatorem sieci.

Dla zapobiegania nierównowadze, wynikającej na przykład z różnych poziomów otwarcia narodowych rynków energii elektrycznej, Dyrektywa zezwala na stosowanie, w ciągu 9 lat od daty jej wejścia w życie, specjalnych mechanizmów uprawniających do zawierania kontraktów na dostawę energii elektrycznej poprzez granicę państwa. Dyrektywa zawiera również klauzulę wzajemności w handlu zagranicznym energią elektryczną. Oznacza to, że kraj członkowski z „otwartym” rynkiem może odmówić dostępu do swego rynku użytkownikom z krajów członkowskich o rynkach zliberalizowanych w mniejszym stopniu.

Kraje członkowskie wybrały różne tempa otwierania rynku. Obecny stopień otwarcia rynku oraz sposób realizacji zasady TPA w państwach Unii Europejskiej przedstawia poniższa tabela:

Wykres 3: Skumulowany stopień otwarcia rynków energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej – stan na styczeń 2006 r.



Źródło: Komunikat Komisji Europejskiej do Rady i Parlamentu Europejskiego. Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej {SEC(2005)1448}, Komisja Wspólnot Europejskich. COM(2005) 568 końcowy. Bruksela, 15 listopada 2005 r. wraz z korektą z dnia 12 stycznia 2006 r.



Struktura własnościowa w poszczególnych krajach Unii Europejskiej jest zróżnicowana, udział państwa waha się od kilkudziesięciu do prawie 100%. Wielka Brytania, Szwecja, Norwegia i Finlandia mają rynki otwarte dla wszystkich odbiorców. Z drugiej strony Francja, Grecja, Czechy, Portugalia czy Słowacja najmniej otworzyły swoje rynki, nie spełniając wymagań zawartych w Dyrektywie. Jedynie Niemcy wybrały negocjowaną TPA, jako model otwarcia dostępu do sieci przesyłowej.

W większości krajów członkowskich regulatorzy nadzorują cały proces stanowienia taryf i warunki dostępu do sieci. Wymaga to zawsze kontroli ex-ante nad obrotami i zyskami firm przesyłowych i dystrybucyjnych oraz zatwierdzenia przyjętego sposobu taryfikacji. Innym podejściem jest kontrola ex-post. W tym systemie taryfy przedstawiane są przez operatorów systemu regulatorowi, który je zatwierdza. Metoda ta stosowana jest w krajach, które w pełni uregulowały swoje rynki, takich jak Szwecja, Dania i Finlandia. Wyjątek stanowią Niemcy, które nie mają regulatora rynku energii elektrycznej.

Tabela 3: Regulacja rynków energetycznych w wybranych krajach Unii Europejskiej

Kraj	Regulator	Typ	Operacje	Regulacja ceny
Austria	Elektrizitäts-Control GmbH (Energie-Control GmbH)	Niezależny	Ex-ante	
Belgia	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (C.R.E.G.)	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Odpowiedni zwrot na kapitale
Dania	Danish Energy Regulatory Authority	Pod zarządkiem rządu	Ex-post	Zysk regulowany ceną
Finlandia	Energy Market Authority	Pod zarządkiem rządu	Ex-post	Rozsądna stopa zwrotu
Francja	Commission de Regulation de l'Enefrgie	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity cenowe
Hiszpania	Comision Nacional de Energia	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity przychodów
Holandia	Directie Toezicht Energie (DTe)	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity ceny
Grecja	Regulatory Authority for Energy (RAE) - ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	Nadzór rządu	Ex-ante	Rozsądny zwrot
Irlandia	Commission for Energy Regulation	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Rozsądna stopa zwrotu na kapitale
Niemcy		Ministerstwo		

Polska	Urząd Regulacji Energetyki	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity ceny
Portugalia	Entidade Reguladora dos Servicos Energeticos (ERSE)	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity ceny
Szwecja	Swedish Energy Agency	Pod zarządkiem rządu	Ex-post	
Wielka Brytania	The Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM-Anglia, Walia, Szkocja), The Office for the Regulation of Electricity and Gas (OFREG-Irlandia Północna)	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity ceny
Włochy	Autorita per l'energia elettrica e il gas	Pod zarządkiem rządu	Ex-ante	Limity poziomu i ceny

Źródło: Silvennoinen A., *Praktyczne aspekty działania rynków energii w krajach europejskich*, Materiały IX Konferencji Naukowo – Technicznej RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ: OSIĄGNIĘCIA, DOŚWIADCZENIA, WYZWANIA, Kazimierz Dolny, 13-15 maja 2002r. Tom I, Politechnika Lubelska, Aktualizacja autora: styczeń 2008 r.

W ciągu analizowanego dwudziestolecia nastąpił znaczny postęp w procesach deregulacyjnych oraz istotne zmniejszenie uciążliwości kontroli cen. Ponadto w dużo większej liczbie krajów pojawił się dostęp strony trzeciej.

Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Europie nabrała rozpędu, lecz jednocześnie zasada subsydiarności<sup>167</sup> stwarza przeszkody w kreowaniu wewnętrznego rynku energetycznego. W celu promowania płynnego, przejrzystego, pozbawionego dyskryminacji, otwartego rynku, Komisja Europejska zapowiada, że wyda nowe przepisy prawne, a nawet rozważa możliwość utworzenia europejskiego organu regulacyjnego. Przemysł energetyczny musi przygotować się do takiego paneuropejskiego rynku przy jednoczesnym zabezpieczeniu się przed ryzykiem regulacyjnym w okresie przejściowym.

Mimo zapewnień o znacznym postępie oraz otwierania przez wiele państw członkowskich rynków w szybszym tempie niż wymaga tego Dyrektywa 96/92/EC<sup>168</sup>,

<sup>167</sup> Subsidiarność jest jedną z podstawowych zasad ustrojowych Unii Europejskiej. W uproszczeniu zasada ta oznacza, że na szczeblu wspólnotowym powinny być podejmowane tylko te działania, które zapewniają większą skuteczność i efektywność, niż w przypadku, gdyby prowadzenie stosownych działań pozostawić w wyłącznej kompetencji rządów poszczególnych państw członkowskich. Subsidiarność jest zarazem bardzo ważną cechą ustrojową państw demokratycznych tworzących Unię Europejską. W kontekście narodowym oznacza ona, że wszelkie decyzje powinny zapadać na szczeblu możliwie najbliższym obywatelom – czyli w gminach, regionach itp.

<sup>168</sup> Dyrektywa 96/92/EC (Dyrektywa 96/98/WE w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, OJ L 027, 30.01.1997 r.) dotycząca zasad działania jednolitego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa ta zobowiązuje kraje członkowskie UE przede wszystkim do zapewnienia uprawnionym odbiorcom (eligible customers) z krajów UE niedyskryminacyjnego dostępu do sieci elektroenergetycznych (third party access - TPA), do stopniowego otwierania rynku energii elektrycznej dla uprawnionych odbiorców, wyznaczenia niezależnych od dostawców operatorów systemów przesyłowych oraz zapewnienia przejrzystych i niedyskryminacyjnych sposobów rozliczeń transakcji rynkowych. 26 czerwca 2003 r. został uchwalony przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej nowy dokument prawny, regulujący rynek energii elektrycznej w krajach członkowskich i na obszarze Unii Europejskiej. Był on

wyduje się, że cały proces liberalizacji napotkał znaczne przeszkody na Forum Florenckim<sup>169</sup>. Dyskusja prowadzona m.in. w ramach Forum Florenckiego pokazała, iż nie rozwiązano do końca kwestii związanych m.in. z dostępem stron trzecich do sieci, taryfikacją i rolą w tym procesie organów regulacyjnych, a także różnymi stopniami otwarcia rynku energii elektrycznej i gazu w poszczególnych państwach członkowskich. Wymierne korzyści dla tych sektorów, jakie przyniosły dyrektywy, tj. wzrost wydajności i konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych, a dla konsumentów energii znaczące obniżki cen nośników oraz wyższą jakość oferowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne usług, nie przysłoniły problemów związanych z budową wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

Prawie dwa lata od chwili wejścia w życie Dyrektywy 96/92/EC wszystkie państwa członkowskie wprowadziły regulacje ustawowe, uwzględniające przepisy tej dyrektywy. W rezultacie ogólny stopień otwarcia rynków energii elektrycznej wynosił w 2000 roku, w Unii Europejskiej nie mniej niż 65 procent, tj. o dobre 35 procent więcej niż wymagany poziom dla tego roku. W większości państw członkowskich ceny energii elektrycznej wykazują tendencję zniżkową, chociaż ostatni wzrost cen gazu ziemnego i ropy stwarza pewne zagrożenia w niektórych krajach. Prawie wszystkie kraje opowiedziały się za systemem regulowanego dostępu stron trzecich do sieci (TPA).

Dyrektywa pozwala poszczególnym państwom na znaczną elastyczność w sposobie i trybie wprowadzania konkurencji i organizacji rynku. Do istotnych aspektów konkurencji, nieuwzględnionych w Dyrektywie 96/92/EC, należą: obniżanie siły rynkowej uczestników, powoływanie niezależnych organów regulacyjnych, organizacja rynku hurtowego, zasady stanowienia cen za usługi przesyłowe, separacja działalności dystrybucyjnej od detalicznej sprzedaży energii elektrycznej. W konsekwencji mamy do

---

*przygotowany przez Komisję Europejską w wyniku tzw. Ustaleń Lizbońskich Rady Europejskiej z 2000 r. Jest to Dyrektywa 2003/54/EC („Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC”, Official Journal of the European Union, Nr L 176, 15.07.2003) dotycząca ogólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej zastępująca Dyrektywę 96/92/EC.*

<sup>169</sup> W dniach 17-18 października 2002 r. w Rzymie odbyło się IX Europejskie Forum Regulacji Elektroenergetyki (European Electricity Regulatory Forum), na którym dyskutowano bieżące problemy rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie. Uczestniczyli w nim przedstawiciele Komisji Europejskiej, reprezentanci rządów i organów regulacji energetyki krajów europejskich, stowarzyszeń przedsiębiorstw energetycznych i organizacji konsumenckich. Po raz drugi w Forum uczestniczyli przedstawiciele organów regulacji energetyki krajów kandydujących do Unii Europejskiej. Po raz pierwszy uczestniczyli w obradach przedstawiciele energetyki Rosji, którzy ogłosili informację o przekształceniach rynkowych w elektroenergetyce tego kraju. W trakcie Forum dyskutowano o problemach istotnych dla rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie.

czynienia z mozaiką rynków liberalizowanych w różnym tempie i trybie oraz z utrzymującymi się rozwiązaniami częściowymi.

## **2. Brytyjski model liberalizacji rynku energii elektrycznej.**

Jeszcze w latach osiemdziesiątych ubiegłego stulecia polska i brytyjska energetyka miały wiele wspólnego. Obie były państwowe i zmonopolizowane. Obecnie Wielka Brytania stawiana jest jako wzór rynkowych reform.

W Wielkiej Brytanii elektroenergetyka do czasu reformy oparta była przede wszystkim na węglu<sup>170</sup>. W 1990 r. źródła gazowe dostarczały około 20% energii elektrycznej, natomiast źródła jądrowe około 30%. Struktura ta od czasu reformy zmieniła się znacznie na korzyść użytkownika gazu ziemnego. Na początku lat 90-tych rozpoczęto reformę systemową sektora, która polegała na restrukturyzacji elektroenergetyki w powiązaniu z głęboką prywatyzacją przedsiębiorstw<sup>171</sup>. W Wielkiej Brytanii przemysł elektroenergetyczny został sprywatyzowany w latach 1990-1991. Decyzja o prywatyzacji, obiecanej przy okazji wyborów parlamentarnych w roku 1987, stała się okazją do radykalnej restrukturyzacji przemysłu elektroenergetycznego w Anglii, Szkocji i Walii<sup>172</sup>. Należy tu zaznaczyć, że podjęcie decyzji restrukturyzacji zmuszało rząd do dokonania jej jeszcze przed prywatyzacją.

Począwszy od kwietnia 1990 r. stanowiący 30% rynku odbiorcy końcowi, których zapotrzebowanie maksymalne na energię wynosiło 1 MW, mogli zaopatrywać się u publicznego dostawcy energii elektrycznej Public Electricity Supplier lub dostawcy drugiego rzędu<sup>173</sup>. Takie samo prawo otrzymali posiadający 15% udział w rynku odbiorcy końcowi, których maksymalne zapotrzebowanie wynosiło 100 kW. Końcowy etap

---

<sup>170</sup> „Application of Competition Policy to the Electricity Sector”. Series Roundtables on Competition Policy, OECD/GD(97)132, s. 98-104, raport narodowy Wielkiej Brytanii

<sup>171</sup> Jasiński P., Yarrow G., Restrukturyzacja i regulacja elektroenergetyki w Wielkiej Brytanii. w: Elektroenergetyka. Studia nad integracją europejską. red. P. Jasiński, T. Skoczny, Warszawa 1996, s.118 i nast.

<sup>172</sup> Irlandia Północna ma własny urząd regulacyjny – Office for Regulation of Electricity and Gas (OFREG) - Urząd Regulacji Energii i Gazu.

<sup>173</sup> W przeciwieństwie do dostawców PES (Public Electricity Supplier), dostawcy drugiego rzędu mieli prawo dostarczać energię elektryczną do uprawnionych odbiorców poza ich regionem.; w: Littlechild S.C., A Review of UK Electricity Regulation 1999-2000+, Electricity Competition Review: February/March 1999. Research Study Conducted by MORI for OFFER London, OFGEM – 16.03.2004 r.)

wprowadzenia konkurencji dla pozostałej części rynku (55% = 26 mln odbiorców indywidualnych, zużywających około 33% energii) trwał do czerwca 1999 r.<sup>174</sup>.

Zgodnie z przewidywaniami, podmioty produkujące energię elektryczną, a zwłaszcza CEGB<sup>175</sup>, były przeciwne restrukturyzacji. Z ich punktu widzenia prywatyzacja powinna była doprowadzić do uzyskania finansowej niezależności w stosunku do ministrów i urzędników państwowych, ale której nie towarzyszyłaby żadna restrukturyzacja i/lub liberalizacja. Przykład ten potwierdza regułę, że opór środowiska zarządzającego jest o wiele ważniejszą przeszkodą w rozwoju konkurencji niż na przykład ograniczenia, jakie nakłada technologia dostępna w momencie restrukturyzacji<sup>176</sup>.

W procesie restrukturyzacji nastąpiło nie tylko oddzielenie poszczególnych ogniw łańcucha produkcyjnego, ale i utworzone zostało nowe ogniwo, którym był regulator<sup>177</sup>. W trakcie tego procesu stworzono dwa dominujące duże przedsiębiorstwa w generacji elektryczności: National Power (NP) i Power Gen (PG). Funkcjonuje też niezależny urząd regulacji - OFGEM<sup>178</sup> (dawniej OFFER)<sup>179</sup>, ponadto utworzono stanowisko dyrektora generalnego do spraw energii (DGES)<sup>180</sup>, który ma za zadanie chronić konsumenta i promować konkurencję. Ma on mniejszą władzę w stosunku do producentów energii, ponieważ rynek ten z założenia powinien być konkurencyjny, natomiast większą w stosunku do operatora transmisji – National Grid Group (NGG) oraz zmonopolizowanych dystrybutorów energii, gdzie funkcjonuje 12 regionalnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Ostatnim etapem procesu prywatyzacji i restrukturyzacji elektroenergetyki Wielkiej Brytanii było otwarcie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, dostępnego przede wszystkim dla gospodarstw domowych. Ten ostatni akt deregulacji sektora elektroenergetycznego, według pierwotnych planów, miał być wprowadzony w życie 1 kwietnia 1998 roku jednocześnie dla wszystkich odbiorców. Oznaczałoby to swobodę wyboru dostawcy energii elektrycznej przez 22 miliony

---

<sup>174</sup> Juszczuk M., Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski., Biuletyn URE, Nr 1, styczeń 2005r.,

<sup>175</sup> Central Electricity Generating Board (CEGB) wraz z Area Electricity Boards odpowiedzialne są za produkcję, transport i dystrybucję energii elektrycznej na mocy Electricity Act 1947 oraz Electricity Act 1957

<sup>176</sup> Kay J. A., Thompson D. J., Privatization: a Policy in Search of a Rationale. „Economic Journal”, t. 96, s. 18 – 32.

<sup>177</sup> Yarrow G., Vertical Supply Arrangements Issues and Applications in the Energy Industries. w: Oxford Review of Economic Policy, t. 7, nr. 2, s. 35-53.

<sup>178</sup> OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets

<sup>179</sup> OFFER – Office of Electricity Regulation

<sup>180</sup> Green R., Newbery D., Competition in the Electricity Industry in England and Wales. w: Oxford Review of Economic Policy, 1997, t. 13, nr.1.s.28 i nast., DGES – Director General of Electricity Supply.

klientów (gospodarstw domowych). Termin ten został jednak przesunięty z powodu licznych trudności i nieprzewidywalnych wcześniej okoliczności.

W pierwszym etapie prywatyzacji sektora elektroenergetycznego (1990 r.) i wdrażania konkurencji w Anglii i Walii, wielcy odbiorcy przemysłowi o zapotrzebowaniu na moc równemu 1MW i wyższym otrzymali prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej. Do roku 1996 skorzystało z tego prawa blisko 60% odbiorców tej kategorii.

W drugim etapie rozwoju rynku konkurencyjnego (1994 r.) prawo dostępu do rynku hurtowego uzyskało 55 000 odbiorców o zapotrzebowaniu jednostkowym na moc powyżej 100 kWh. W wyniku tej decyzji proces porządkowania rynku trwał kilka lat i wymagał wielu starań i działań Urzędu Regulacji Elektroenergetyki i Regionalnych Spółek Elektroenergetycznych (firm dystrybucyjnych REC).

Na rynku odbiorców detalicznych mniej niż połowa Brytyjczyków kupuje prąd od lokalnych dostawców. Przynosi to oszczędność każdemu z odbiorców od kilkudziesięciu do 200 funtów rocznie. W każdej części kraju odbiorcy energii mogą swobodnie wybierać wśród dziesiątek ofert składanych im przez sprzedawców prądu. Ze względu na ogromny wolumen sprzedawców, odbiorcy korzystają z internetowych serwisów porównawczych<sup>181</sup>.

Brytyjczycy, w przeciwieństwie do Polaków, nie mają do czynienia z urzędowo zatwierdzanymi taryfami. Sprzedawcy ustalają ceny indywidualnie. Różnice w ofertach dotyczą nie tylko cen, ale i zasad płacenia. Do wyboru są głównie umowy otwarte<sup>182</sup>. Dostawcy energii elektrycznej oferują też kontrakty terminowe, w których przez kilka lat gwarantują utrzymanie stałej ceny energii. Takie oferty w początkowej fazie są droższe od umów otwartych, ale prawie w 100% zmniejszają ryzyko wzrostów cen w przyszłych latach. Decyzja o podpisaniu umowy i otrzymywania rachunków za energię za pośrednictwem internetu skutkuje dalszym obniżeniem ceny (w porównaniu z formą tradycyjną).

---

<sup>181</sup> Jedną z najbardziej popularnych stron internetowych, która wspiera klientów indywidualnych jest [www.ukpower.co.uk](http://www.ukpower.co.uk) będący własnością prywatnej firmy UK Power Ltd. Wybierając dostawcę energii zgodnie z zaleceniami serwisu, w niektórych częściach kraju, można zaoszczędzić nawet do 200 funtów rocznie. Serwis porównuje dostawców gazu i energii elektrycznej na obszarze całego Królestwa. Jedyną rzeczą konieczną do dokonania porównania jest wpisanie kodu pocztowego miejsca dostawy energii. Na stronie konsument znajdzie wszelkie instrukcje i niezbędne formularze do dokonania zmiany dostawcy energii. Ponadto jest bazą informacji o różnych źródłach energii. Inne strony WWW porównujące sprzedawców energii i oferowane ceny to między innymi: [www.uswitch.com](http://www.uswitch.com), [www.energylinx.co.uk](http://www.energylinx.co.uk) lub [www.ukenergy.co.uk](http://www.ukenergy.co.uk).

<sup>182</sup> Zawierane na czas nieokreślony, jednakże w czasie ich trwania stawki rozliczeniowe mogą się zmieniać.

Wieloletni proces liberalizacji brytyjskiej energetyki, związany z prywatyzacją, doprowadził do całkowitego urynkowienia, a także zapoczątkował lub spotęgował zjawiska i procesy występujące już wcześniej w dużo mniejszej skali. W wyniku liberalizacji brytyjskiego rynku elektroenerгии, nastąpiło finansowe uniezależnienie się firm energetycznych od działań rządu. Pewnym novum było uzyskanie możliwości wyboru dostawcy energii przez odbiorców<sup>183</sup> oraz rozdział monopolistycznych rodzajów działalności energetycznej, przesyłu i dystrybucji, od elementów, które mogły być poddane konkurencji czyli wytwarzania i obrotu.

W celu poprawnej realizacji reformy energetyki oraz przeciwdziałaniu negatywnym skutkom funkcjonowania mechanizmu rynkowego (między innymi minimalizowania społecznych skutków urynkowienia) powołano do życia wieloinstytucyjny system regulacji, w skład którego wchodzi urząd regulacji - OFGEM, Rada Konsumentów Gazu i Energii Elektrycznej – Energywatch<sup>184</sup>, Narodowa Agencja do Spraw Audytu<sup>185</sup> oraz Stowarzyszenie Detalicznych Przedsiębiorców Energii.<sup>186</sup>

---

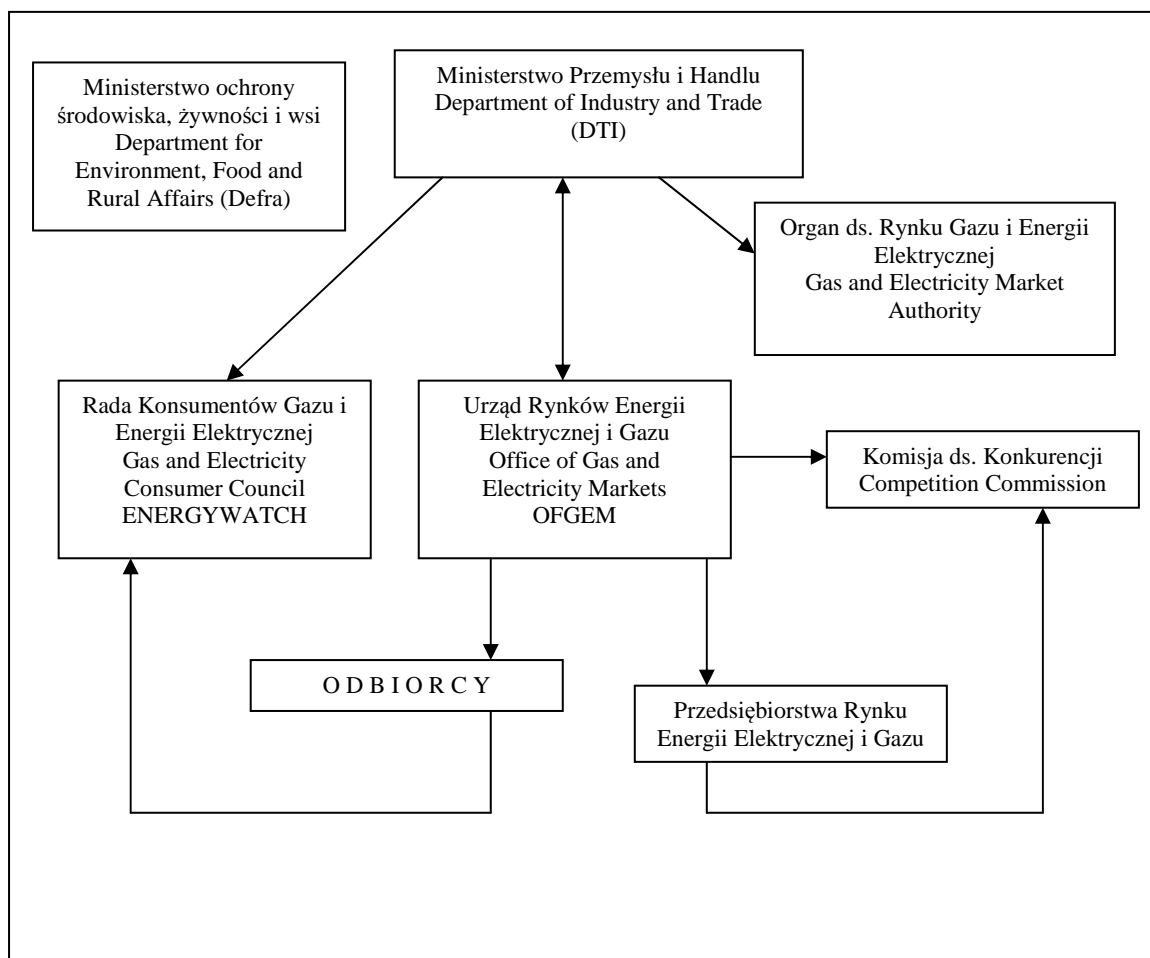
<sup>183</sup> Ilościowe szacunki skali zjawiska określają całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną w Wielkiej na 369 TW, a zainstalowane moce netto 79 121 GW. Obok sześciu głównych wytwórców: British Energy, Innoy, Powergen, Edison Mission Energy, AES – wytwarzających 60% ogółu energii oraz 4 operatorów systemów przesyłowych: dla Anglii i Walii – NGC Trans-co plc, Szkocji – Scottish Power plc i Scottish & Southern Energy plc, dla Irlandii Północnej – Sony Viridian, na brytyjskim rynku funkcjonuje 6 konkurujących dostawców, dostarczających 99,7% energii. W Wielkiej Brytanii ogółem około 50% odbiorców zmieniło swojego dostawcę, co rozkłada się na 10 mln odbiorców (47%) gazu oraz 13 mln (51%) energii elektrycznej, zaś w 2003 r. swoich dostawców zmieniło 3,1 mln odbiorców gazu i 4,2 mln odbiorców energii elektrycznej. Tygodniowo swoich dostawców zmieniło ok. 150 000 odbiorców. Dane pochodzą z okresu pomiędzy październikiem a grudniem 2003 r. (Por.: *Electricity Deregulation Report* oraz *Energy Competition Working for Customers* na: [www.ofgem.gov.uk/ofgem/press/fact-sheets.jsp](http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/press/fact-sheets.jsp), (12.12.2006 r.))

<sup>184</sup> Energywatch – Gas and Electricity Consumer Council (Rada Konsumentów Gazu i Energii Elektrycznej) – Organizacja obrony niezależności i promocji interesów konsumentów gazu i energii elektrycznej (<http://www.energywatch.org.uk/index.asp>) w Anglii, Szkocji i Walii. Jej celem jest ochrona interesów obecnych i przyszłych odbiorców gazu i energii elektrycznej, a w szczególności przekazywanie informacji i doradztwo konsumentom, władzom publicznym i pozostałym osobom, w sprawach mających bezpośredni wpływ na odbiorców. Do zadań Rady należy również rozpatrywanie i załatwianie skarg konsumentów oraz stały nadzór nad sytuacją konsumentów na rynku gazu i elektroenerгии. Działalność informacyjna dotyczy każdego odbiorcy (włączając informację statystyczną o ustalonych dla dostawców (przez Regulatora) standardach działalności. Swoje funkcje Rada może wykonywać w dowolny sposób, który uzna za odpowiedni dla określonych grup odbiorców. Organizacja Energywatch działa pod nadzorem Rady Konsumentów Gazu i Energii Elektrycznej. Rada – Council ściśle współpracuje z niezależnym organem – Authority (The Gas and Electricity Markets Authority).

<sup>185</sup> NAO – National Audit Office.

<sup>186</sup> ERA – Energy Retail Association, utworzone w październiku 2003 r.. Jest stowarzyszeniem wszystkich głównych dostawców energii, działających na brytyjskim rynku, tj. British Gas, EDF Energy, Npower, Powergen, Scottish Power oraz Scottish and Southern Energy. Utworzone przez przedsiębiorców Stowarzyszenie określiło swój cel jako: budowanie więzi z akcjonariuszami na rzecz udoskonalenia działania sektora przy współuczestnictwie decydentów, opiniodawców oraz konsumentów; współdziałanie z organami rządowymi na rzecz przeciwdziałania regulacjom hamującym rozwój przedsiębiorczości; współtworzenie efektywnych procedur samoregulacyjnych. Do zidentyfikowanych priorytetowych obszarów działań Stowarzyszenia należą m.in.: efektywność energetyczna, zmiana dostawcy, problemy najbardziej nędznych grup odbiorców, w tym zadłużenie, odnawialne źródła energii.

Rysunek 4. Schemat systemu regulacyjnego Wielkiej Brytanii



Źródło: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, 2003 r., s.134, (zaktualizowane przez autora).

Ministerstwo Handlu i Przemysłu (DTI) jest w pierwszej kolejności odpowiedzialne za rozwój i implementację brytyjskiej polityki energetycznej (w tym regulację sektora energetycznego) w zakresie podaży energii. Grupa Energetyczna Ministerstwa (DTI's Energy Group) zajmuje się szeroko rozumianą problematyką energetyczną począwszy od produkcji i wytwarzania, po dostarczanie energii odbiorcom końcowym<sup>187</sup>. Zadaniem Ministerstwa jest zapewnienie efektywnych i sprawiedliwych podstaw, dzięki którym, z korzyścią dla konsumentów, przemysłu i dostawców energii, będzie mogła rozwijać się konkurencja. Rozwój konkurencji powinien przyczynić się do osiągnięcia ekologicznych i socjalnych celów polityki gospodarczej Zjednoczonego Królestwa.

<sup>187</sup>Por.: Annual Report and Accounts 2006-2007, Department of Trade and Industry, Londyn, 2007, s.119 i nast.



Działania Ministerstwa Przemysłu i Handlu wspierane są przez Ministerstwo ochrony środowiska, żywności i wsi (Defra). Do jego zadań należy wprowadzanie w życie i realizacja założeń polityki Wielkiej Brytanii w zakresie zmian klimatu i efektywności energetycznej. Defra jest bezpośrednio odpowiedzialna za realizację tej polityki, a w szczególności za redukcję popytu na energię.

Urząd regulatora OFGEM powstał z połączenia dwóch regulatorów: rynku energii OFFER i rynku gazu OFGAS<sup>188</sup>. OFGEM jest niezależnym organem regulacyjnym obejmującym rynki Anglii, Walii i Szkocji. Irlandia Północna ma własny urząd regulacyjny – OFREG<sup>189</sup>. OFGEM jest finansowany z licencji płaconych przez dostawców energii. OFGEM realizuje dwa podstawowe cele polityki energetycznej:

- promocja efektywnej konkurencji w każdym miejscu, w którym jest to możliwe w sposób zapewniający bezpieczeństwo energetyczne kraju;
- efektywna regulacja gazowych i elektrycznych firm monopolistycznych.

Do pozostałych zadań urzędu regulatora należy udzielanie koncesji na działalność energetyczną i kontrola cen. Koncesje wymagane do prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji, a także obrotu energią elektryczną oraz przesyłu, dystrybucji i obrotu gazem, wydawane przez OFGEM, są wcześniej opiniowane przez ministerstwo – DTI. OFGEM odgrywa też ważną rolę w prowadzeniu dyskusji na tematy energetyczne. Jego rola w tym zakresie polega z jednej strony na udostępnieniu forum do dyskusji, a z drugiej na aktywnym uczestnictwie w debatach na tematy energetyczne. OFGEM jest zarządzany przez organ władzy zwany Gas and Electricity Market Authority (GEMA), w skład którego wchodzi członkowie wykonawczy i doradcy – eksperci z sektora przemysłu, ochrony środowiska, dziedziny finansów, polityki socjalnej i spraw unijnych. GEMA decyduje o strategii, priorytetach polityki i podejmuje decyzje w sprawach najważniejszych, takich jak: kontrola cen i egzekwowanie regulacji. Podstawą funkcjonowania organu są: Gas Act (z 1986 r.), Electricity Act (z 1989 r.), Utilities Act (z 2000r.), Competition Act (z 1998 r.) i Enterprise Act (z 2002 r.)<sup>190</sup>. Ponadto zasady dostępu do sieci i usług magazynowania gazu określone są przez kodeksy dostępu do sieci<sup>191</sup>. Jest to związane z obowiązującym w Anglii, Walii i Szkocji regulowanym dostępem do sieci przesyłowych energii elektrycznej i gazu. Poza kodeksami, narzędziem

---

<sup>188</sup> Office of Gas Supply;

<sup>189</sup> Office of Regulation for Electricity and Gas;

<sup>190</sup> Por.: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk) (14.12.2007)

<sup>191</sup> Grid code;

umacniającym konkurencję na brytyjskim rynku elektroenergii i gazu są normy prawne adresowane do przedsiębiorstw energetycznych w formie określonych warunków koncesyjnych<sup>192</sup>. Są to normy bardzo istotne z punktu widzenia odbiorców. Na przykład norma SLC 44 nakłada na dostawcę obowiązek powiadomienia odbiorcy o niekorzystnych zmianach w warunkach umowy (w tym zmianach ceny) oraz pouczenia go w tych okolicznościach o prawie do rozwiązania umowy z dostawcą. W przypadku naruszenia tej lub innych norm OFGEM może wszcząć procedury wyjaśniające, których skutkiem może być nałożenie kary pieniężnej na dostawcę za naruszenie warunków koncesji<sup>193</sup>. Od roku 2000, wraz z przyjęciem ustawy regulującej rynek usług sieciowych OFGEM i GEMA są zobowiązane<sup>194</sup> do ochrony najsłabszych grup społecznych, w szczególności osób fizycznych oraz ochrony środowiska<sup>195</sup>. Ponadto organ GEMA nakazał OFGEM monitorowanie rozwoju konkurencji<sup>196</sup>. Do obowiązków regulatora

---

<sup>192</sup> Standard Licence Conditions – SLC.

System prawny dotyczący regulacji energetyki ma charakter dwuszczeblowy i składa się z ustaw (najważniejszą jest Utility Act) oraz licencji (koncesji). Koncesje podzielone są na koncesje pierwszego i drugiego stopnia. Brytyjskie licencje odpowiadają polskim rozporządzeniom i koncesjom. Implikuje to ich wysoki stopień szczegółowości. Polski system prawny dla porównania składa się z: ustaw – rozporządzeń – koncesji.

<sup>193</sup> Łączna kwota kar finansowych nałożonych w ciągu 3 lat od wprowadzenia normy SLC 44, wyniosła ponad 2 mln funtów. (por.: Juszcak M., Odbiorca detaliczny n rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski. Biuletyn URE, Nr 1, 2005, Warszawa)

<sup>194</sup> Por.: Social and Environmental Guidance to the Gas and Electricity Markets Authority oraz Social Action Plan, DTI, Londyn, 2000.

<sup>195</sup> OFGEM wraz z Energywatch realizują program pod nazwą „Social Action Plan” polegający na monitorowaniu rynku konsumenckiego, poprzez serię wskaźników takich jak:

- liczba gospodarstw, których udział opłat za energię elektryczną przekracza 10% dochodu netto;
- liczba gospodarstw korzystająca z przedpłatowego systemu rozliczeń;
- rodzaje taryf, metod i płatności;
- liczba energii, którym wstrzymano dostawy energii lub gazu;
- poziom cen w poszczególnych grupach odbiorców.

Celem programu jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i właściwych standardów obsługi przez spółki energetyczne. Przedsiębiorstwa energetyczne opracowują specjalne programy postępowania wobec najsłabszych grup odbiorców, takie jak:

- a) specjalne taryfy dla osób starszych (emerytów i rencistów), gwarantujące stałą cenę za energię i gaz niezależnie od wielkości zużycia;
- b) taryfy zawierające możliwość częściowej refundacji kosztów ogrzewania domu za każdy dzień, kiedy temperatura spada poniżej zera stopni Celsjusza;
- c) rejestry osób starszych i przewlekle chorych, którym przysługuje prawo do wybranych, bezpłatnych usług;
- d) możliwość korzystania z przedpłatowej formy rozliczeń;
- e) akcje informacyjne, prowadzone przy udziale instytucji opieki społecznej.

OFGEM monitoruje działalność spółek w zakresie wypełniania ustanowionych standardów, a w przypadku ich niespełnienia odbiorca uzyskuje rekompensatę finansową. W ramach programu ochrony środowiska OFGEM promuje wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, wspiera rozwój generacji rozproszonej. Generacja rozproszona rozumiana jest jako źródła zlokalizowane u odbiorcy końcowego. Kogeneracja z kolei jest utożsamiana jako produkcja energii elektrycznej i ciepła w źródłach skojarzonych.

<sup>196</sup> Por.: Rules of Procedure of the Gas and Electricity Markets Authority, Interpretation, DTI, Londyn, marzec 2005, ss. 6-7.

należy również warunków dostępu z krajowego systemu przesyłu i regionalnych systemów dystrybucji.

Poza sformalizowanymi działaniami, wynikającymi z ustaw i licencji, regulator podejmuje również działania nieformalne przyjmujące postać rekomendowanych do przestrzegania w praktyce przez uczestników rynku zasad<sup>197</sup>. Promują one rozwój konkurencji i zapewniają jednakowe warunki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na rynku. Jednym z najważniejszych zadań harmonogramu liberalizacji było zapewnienie odbiorcom elektroenergii i gazu podmiotowej roli na rynku. W wyniku procesu liberalizacji w okresie 2001 – 2003 hurtowe ceny energii uległy obniżeniu o 40%, ceny dla odbiorców przemysłowych i przedsiębiorstw spadły o 20-25%, a ceny dla odbiorców końcowych o 8%<sup>198</sup>.

Wielka Brytania jest jednym z nielicznych krajów, w którym udało się stworzyć strukturę właścicielskiego rozdziału przedsiębiorstw zaangażowanych w prowadzenie poszczególnych rodzajów działalności. Była ona pierwszym w Europie krajem, który przeprowadził głębokie reformy sektora energii. Reformy były częścią szerokiego programu gospodarczego realizowanego przez rząd w latach 80. Punktem wyjścia tego programu było przekonanie o wyższości rynkowej konkurencji jako formy regulacji działalności gospodarczej i ochrony interesów konsumentów nad nieefektywnymi przedsiębiorstwami państwowymi. Głównym celem reform było podniesienie efektywności działania przedsiębiorstw oraz ustanowienie odbiorcy głównym elementem w strategii działania przedsiębiorstw. Duży nacisk położono na stworzenie warunków, które miały pomagać rozwojowi konkurencji - połączono prywatyzację z restrukturyzacją branży. Wielka Brytania dokonała pierwszych kroków w liberalizacji rynku jeszcze przed wprowadzeniem Dyrektywy<sup>199</sup>. Skutkiem reformy były obniżki cen, które miały przejściowy charakter. Ponieważ na liberalizacji rynku energii, w pierwszych latach po rozpoczęciu reformy, bardziej skorzystali odbiorcy przemysłowi niż indywidualni, regulator podjął decyzję o wprowadzeniu wielu programów<sup>200</sup> i przeprowadzeniu szeregu

---

<sup>197</sup> Zasady te zostały określone w Customer Transfer Process, Discussion Dokument w czerwcu 2003 r. i omawiają sposób wyboru dostawcy energii, zapewniając uproszczone procedury, jasność informacji i gwarancję, że odbiorca nie zostanie ukarany w przypadku podjęcia decyzji o powrocie do poprzedniego dostawcy. Zasady wyboru dostawcy są zbieżne z polityką Komisji Europejskiej, wyrażonych w dokumencie Medium Term Visio for the Internal Energy Market wydanego w Brukseli w 2004 r.

<sup>198</sup> Por.: Schnichels D., Preliminary Report – Electricity, (<http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/elecpres.pdf>, slajd 2, 16.10.2008).

<sup>199</sup> Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii, przyjęta w dniu 19 grudnia 1996 r.

<sup>200</sup> Na uwagę zasługuje między innymi realizowany przez Ofgem oraz Energywatch Program Działań Prospołecznych (Social Action Plan) obejmujący monitorowanie rynku w zakresie wywiązywania się

akcji o charakterze prospołecznym<sup>201</sup>. OFGEM dołożył starań, aby liberalizacja rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii charakteryzowała się prostotą, transparentnością, efektywnością i brakiem dyskryminacji. Efektem było przyspieszenie działań na rzecz konkurencji na rynku elektroenergii, które przyniosło wymierne korzyści konsumentom.

W latach 2003 i 2007 rząd Wielkiej Brytanii przedstawił założenia polityki energetycznej w Energy White Papers<sup>202</sup>. Do kluczowych zadań wymagających realizacji należało:

- podjęcie działań zapobiegających niebezpieczeństwu związanemu ze zmianą klimatu;
- reagowanie na konsekwencje wynikające z ograniczenia produkcji ropy, gazu i węgla, oznaczające dla Wielkiej Brytanii konieczność zwiększenia importu tych surowców (do końca ubiegłego wieku Wielka Brytania była eksporterem tych surowców);
- zapewnienie odbiorcom krajowym bezpiecznej i czystej energii w przystępnych cenach;
- odnowienie lub wymiana części infrastruktury sektora w perspektywie 2020.

---

dostawców z wypełniania wymogów dobrych praktyk (codes of practice), upowszechnianie wiedzy o standardach obsługi odbiorców, metodach ograniczania opłat, sposobach zwiększania wydajności energetycznej urządzeń oraz ochronę wrażliwych odbiorców (vulnerable customers) – dialog z zadłużonymi odbiorcami. (por.: Social Action Plan, Annual Review 2004, Ofgem, UK).

Kolejnym projektem zainicjowanym przez *Ofgem* jest *Poprawa procesu zmiany dostawcy (Improving Customer Transfers)*, którego celem jest modyfikacja procedur procesu zmiany dostawcy dla zwiększenia jego efektywności. (por.: Improving Customers Transfers, the Way Forward, Ofgem, Czerwiec 2001, na [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk) (15.12.2006)). Następny projekt powstał w wyniku współpracy m.in. ERA, Ofgem, Energywatch i DTI. Jest to *Program Zmiany Dostawcy (Customer Transfer Programme – CTP)*, który stanowi odpowiedź na kierowane pod adresem przedsiębiorców zarzuty, że proces zmiany dostawcy wiąże się dla odbiorców z negatywnymi doświadczeniami. W założeniu jego twórców dzięki programowi proces zmiany dostawcy powoli stanie się efektywny z punktu widzenia dostawcy i bezproblemowy dla odbiorcy. (por.: Customer Transfer Programme, [www.energy-retail.org.uk/chngingsuppliers.html](http://www.energy-retail.org.uk/chngingsuppliers.html), (15.12.2006)).

<sup>201</sup> Energywatch przeprowadziło takie akcje jak:

1. Przyjazne Rachunki (*Better Billing*) – propagująca ideę dokładniejszych, dostarczanych na czas i łatwych do zrozumienia rachunków;
2. Mądra Zmiana Dostawcy (*Smart Switching*) – kierowana do dostawców kampania dla zwiększenia efektywności procesu zmiany dostawcy, tak by był on realizowany bez opóźnień oraz konfliktów;
3. Koniec z Udręką Zadłużenia (*End Debt Misery*) – akcja mająca na celu zmniejszenie liczby odbiorców – dłużników oraz przygotowanie racjonalnych planów spłaty zadłużenia;
4. Odpowiedz Teraz (*Respond Now*) – akcja służąca udoskonaleniu systemu odpowiedzi na skargi i zapytania.

(por.: Making competition work for all consumers. Energywatch Forward Work Programme 2003/2004, na: [www.energywatch.org.uk](http://www.energywatch.org.uk), (18.06.2005)).

<sup>202</sup> Por.: <http://www.berr.gov.uk/files/file10719.pdf>, (20.10.2008) oraz <http://www.berr.gov.uk/files/file39387.pdf>, (20.10.2008).

Dla osiągnięcia powyższych celów rząd wytyczył następujące priorytety do realizacji:

- wprowadzenie kraju na ścieżkę produkcji czystej energii (obniżenie emisji CO<sub>2</sub> o około 60% do roku 2050;
- utrzymanie niezawodności dostaw energii;
- promocja konkurencyjnego rynku energii w Wielkiej Brytanii i poza nią;
- zapewnienie odpowiedniego i przystępnego cenowo ogrzewania dla każdego gospodarstwa domowego;
- zapewnienie właściwych warunków do podejmowania inwestycji (w tym jasnego i klarownego reżimu regulacyjnego<sup>203</sup>).

Wielką Brytanię można określić jako kraj przewodzący liberalizacji energii elektrycznej i gazu w Europie. Proces liberalizacji rynku energii przeprowadzono tam stopniowo z zadaniem o dostarczenie informacji zwłaszcza osobom starszym. Pomimo ogromnych sukcesów w otwieraniu rynku energii rząd Wielkiej Brytanii powinien zwrócić uwagę na następujące aspekty polityki energetycznej, które są powszechnie wymieniane jako niezbędne warunki efektywności energetycznej:

- konkretne zdefiniowanie sposobu osiągnięcia celu jakim jest minimalizacja emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> w długim okresie;
- szczegółowe określenie polityki inwestycyjnej zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne Wielkiej Brytanii;
- opracowanie oceny wpływu nowych mocy powstających w sektorze w kontekście założonego celu – minimalizacji wykorzystania węgla jako źródła energii w długim okresie;
- opracowanie szczegółowego planu inwestycyjnego w długim horyzoncie czasowym w energetykę nuklearną z uwzględnieniem zagospodarowania odpadów;
- kontynuacja proaktywnej polityki pełnego wprowadzenia międzynarodowej integracji rynków Unii Europejskiej oraz eliminacja potencjalnych przeszkód hamujących ten proces w Wielkiej Brytanii;

---

<sup>203</sup> Por.: Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Energy. May 2007, Departament Handlu i Przemysłu Wielkiej Brytanii, 2007, str. 9 i nast.

- prowadzenie polityki efektywności energetycznej z perspektywy zmian klimatu, bezpieczeństwa dostaw oraz zacieśnienia współpracy departamentów Środowiska i Transportu;
- kontynuacja wypełniania postanowień Zobowiązania do racjonalizacji zużycia energii (*Energy Efficiency Commitment — EEC*) poprzez wprowadzenie szerszej gamy wskaźników obejmujących również swoim zakresem innowacyjne pod względem efektywności energetycznej technologie. Program nosi obecnie tytuł „Cel zmniejszenia emisji dwutlenku węgla”, a jego ambicją jest podwojenie oszczędności energii w okresie 2008-2011. Istotne w tym działaniu będzie doprowadzenie do uproszczenia procedur administracyjnych w takim stopniu, jakim jest to możliwe poprzez opracowanie standardów metodologii koniecznych do kalkulacji efektywności energetycznej;
- rozważenie wprowadzenia ulg podatkowych dla gospodarstw domowych jako uzupełnienie Zobowiązania EEC.

To zaledwie część wskazówek, które powinny stać się składowymi polityki energetycznej Wielkiej Brytanii. Brytyjską drogę liberalizacji rynku w ciągu ostatnich 10 lat należy określić jako sukces polityki energetycznej. Pionierska praca w sektorach energii i gazu przyniosła wiele korzyści. Odbiorcy otrzymali bezpieczeństwo energetyczne w przystępnych cenach. Jednakże doświadczenia z drugiej połowy 2005 roku, a w szczególności zima 2005/2006 (zbyt niska podaż gazu i konieczność importu doprowadziły do wzrostu cen energii) pozwalają postawić pytanie: Czy poziom bezpieczeństwa energetycznego Wielkiej Brytanii jest wystarczający?

### **3. Liberalizacja rynku energii elektrycznej w Skandynawii.**

W świetle działań liberalizacyjnych i deregulacyjnych na rynku elektroenergii w Europie duże zainteresowanie wzbudzają przeobrażenia na rynku skandynawskim (Norwegia, Szwecja, Finlandia i Dania). Pomimo szczególnego charakteru uwarunkowań rozwoju rynku energii elektrycznej w Skandynawii, w pozostałych krajach Europy podejmowane są próby implementacji niektórych rozwiązań nordyckich.

Deregulację rynku skandynawskiego rozpoczęła w 1991 roku Norwegia, w 1995 r. dołączyła się Finlandia, a rok później Szwecja. W 1998 r. nowe prawo elektroenergetyczne przyjęła Dania. We wszystkich krajach skandynawskich (w Danii dopiero od 2003 roku) wszyscy odbiorcy mają status odbiorców uprawnionych, tzn. mają prawo wyboru dostawcy energii elektrycznej.

### **3.1 Rynek elektroenergii w Norwegii.**

Norwegia była pierwszym krajem skandynawskim, który rozpoczął deregulację swojego rynku energii. The Energy Act z 1990 roku dał podstawę do deregulacji rynku energii w pozostałych krajach nordyckich. W latach 90. Norwegia diametralnie przebudowała swój rynek energii i stała się niekwestionowanym liderem rynku nordyckiego. Reformy regulacyjne przyczyniły się do wypracowania takich korzyści, jak: wzrost efektywności funkcjonowania sektora, obniżenie hurtowych cen energii oraz wzmocnienie niezawodności i sprawności energetyki. Sektor udowodnił swoją niezawodność podczas zimy 2002/2003, określanej jako wydarzenie stulecia, a nawet dwustulecia. Jednakże doświadczenie zimy stulecia przyniosło zmiany w polityce energetycznej Norwegii. Kraje rynku nordyckiego z większą uwagą zaczęły traktować sprawę równowagi popytowo-podażowej na rynku energii, kładąc nacisk na wzrost niezawodności systemu. Zwrócono uwagę na pojawianie się problemów wynikających z przeciążenia sieci rynku nordyckiego. Ponadto rządy krajów skandynawskich wprowadziły zmiany w polityce energetycznej i systemie regulacji rynku nordyckiego, w związku z przejawianymi wcześniej tendencjami do zniekształcania efektywnych oddziaływań podmiotów rynku oraz hamowania rozwoju.

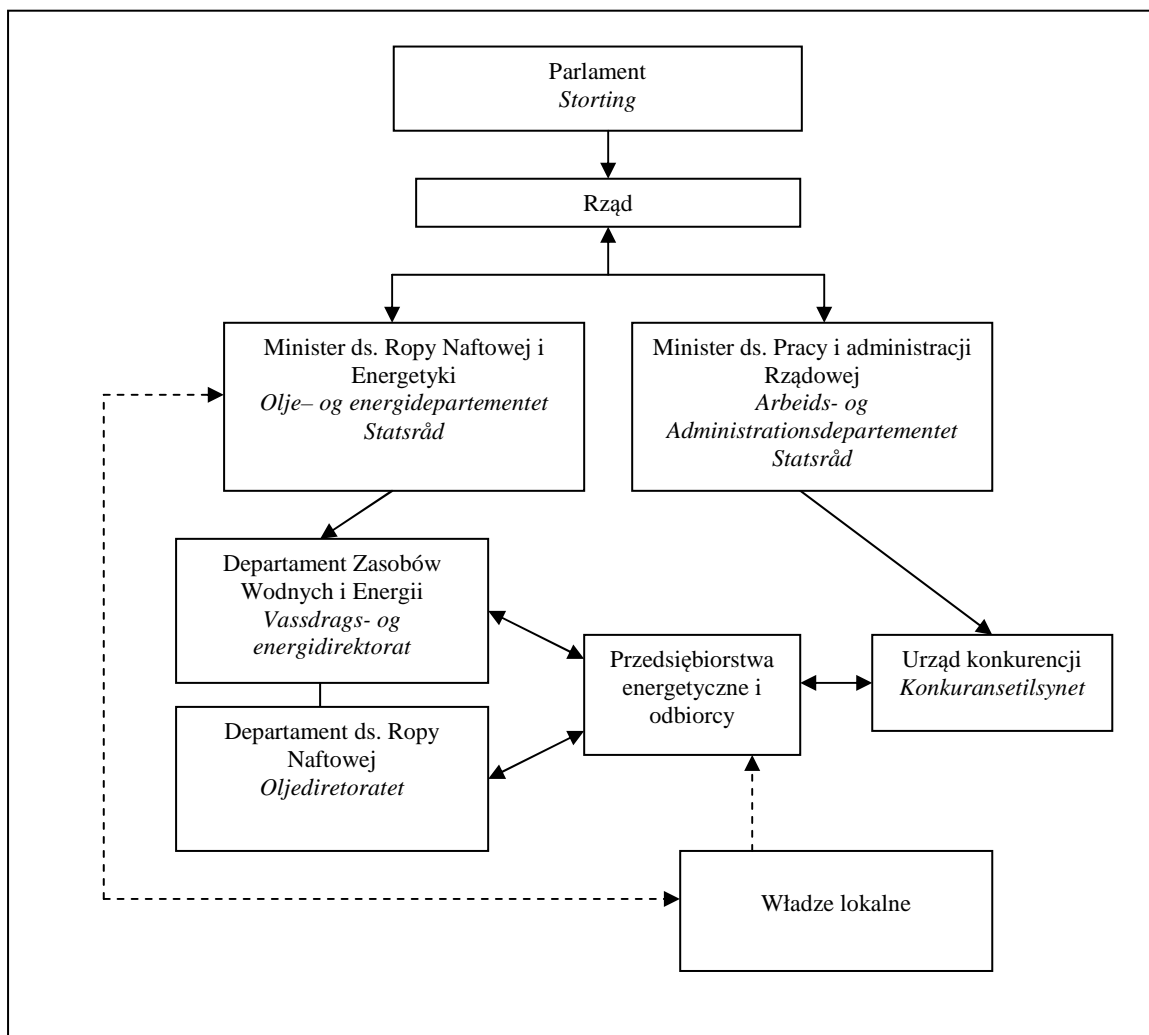
O funkcjonowaniu sektora energii w Norwegii decydują: Parlament – Storting (polityczne ramy funkcjonowania sektora) oraz Minister ds. Ropy Naftowej i Energetyki Olje-og energidepartementet Statsråd (określa ogólne cele polityki energetycznej państwa). Ministrowi podlega Departament Zasobów Wodnych i Energii – Vassdrags-og energidirektorat (jeden z czterech departamentów podległych ministrowi), pełniący rolę regulatora od 1991r.<sup>204</sup>. Sprawami konkurencji takimi, jak przejęcia czy nadużywanie pozycji dominującej na rynku energetycznym, reguluje Ustawa o konkurencji – Ny

---

<sup>204</sup> W 1991 r. w Norwegii weszła w życie ustawa w sprawie wytwarzania, konwersji, przesyłu, obrotu i dystrybucji energii – Prawo Energetyczne (Lov om produksjon, omforming, overforing, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).

konkurranselov (1993). Organem odpowiedzialnym za realizację tych zadań jest Urząd ds. Konkurencji – Konkurransetilsynet. Rysunek 5 przedstawia system regulacji rynku energii w Norwegii.

Rysunek 5. Schemat systemu regulacji sektora energii w Norwegii



Źródło: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s.137.

Kompetencje regulacyjne rynku elektroenergii w Norwegii zostały podzielone pomiędzy Departament, a ministra. Do zadań Departamentu Zasobów Wodnych i Energii należą następujące zadania:

- wydawanie koncesji (na budowę sieci przesyłowych, przesył energii elektrycznej, przesył ciepła, obrót energią elektryczną);
- kontrola przedsiębiorstw przesyłowych i stosowanych przez nie taryf;
- kontrola jakości dostaw;
- planowanie energetyczne;



- wydawanie instrukcji dotyczących warunków spełniania przepisów ustawy;
- określanie pułapów przychodów, jakie mogą uzyskać ze swej działalności przedsiębiorstwa przesyłowe oraz struktury taryf przesyłowych<sup>205</sup>.

Ministerstwo nadzoruje lub posiada

W gestii ministra pozostaje prawo do wydawania koncesji na import i eksport energii elektrycznej. Długość okresu regulacyjnego wynosi 5 lat. Ostatni przypada na lata 2007 – 2012. Cechą charakterystyczną sektora elektroenergii w Norwegii jest to, że 99% wytwarzanej energii przypada na elektrownie wodne. Wydawanie pozwoleń na budowę nowych mocy jest skomplikowaną procedurą i wymaga specjalnej uwagi. Istotną częścią procesu są konsultacje społeczne. W przypadku kontrowersji, propozycja wydania pozwolenia przesyłana jest do parlamentu, a w szczególnych przypadkach decyzja może być wydana przez Króla. Znacznie prostszy jest schemat udzielania koncesji na budowę małych hydroelektrowni. Decyzja w tym przypadku zostaje podjęta przez Departament i jest ona nieodwołalna<sup>206</sup>.

Pomimo ogromnej roli jaką odgrywa Norwegia w harmonizacji rynku nordyckiego w zakresie regulacji ekonomicznej, utrzymywania nadzoru nad rozwojem konkurencji i koordynacji polityki planowania i rozwoju, rząd powinien podjąć następujące działania, wymieniane wielokrotnie, zarówno na kongresach jak i w opracowaniach poufnych, trudno dostępnych dla analityka problemu:

- wspierać działania dalszego wydobycia ropy i gazu na Morzu Barentsa i w innych miejscach, kontynuując poszukiwania w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i zrównoważonego rozwoju kraju;
- kontynuacja działań spajających nordycki rynek energii elektrycznej;
- ujednoczenie krajowych regulacji prawnych z dyrektywami unijnymi;
- ocena realizacji celów nałożonych na Enova SF<sup>207</sup>, w szczególności w zakresie efektywności energetycznej;
- ponowne rozważenie decyzji o realizacji inwestycji bezpośrednich w przemyśle w celu uzyskania lepszych wskaźników efektywności energetycznej;

<sup>205</sup> O wysokości pułapu decyduje się indywidualnie dla każdego przedsiębiorstwa.

<sup>206</sup> Może zostać podjęta ponownie tylko w przypadku złożenia odwołania do ministra, a kolejnej procedurze do Króla.

<sup>207</sup> 27 marca 2001 r., parlament (Storting) wydał zgodę na powstanie nowego autonomicznego przedsiębiorstwa będącego własnością norweskiego Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii ENOVA SF. Główną misją ENOVA jest przyczynianie się do ochrony środowiska i racjonalnego wykorzystania i produkcji energii, opierając się na instrumentach finansowych i zachętach do stymulowania uczestników rynku i mechanizmów w celu osiągnięcia krajowych celów polityki energetycznej.

- aktualizacja polityki regulacyjnej i eliminacja nierównego traktowania właścicieli publicznych i prywatnych;

Jest to zaledwie część działań obejmująca swym zakresem przede wszystkim problem bezpieczeństwa energetycznego i efektywności energetycznej. Sektor energii Norwegii wykazuje wysoką samowystarczalność energetyczną. Podobną sytuację można zaobserwować od 2004 w podsektorze energii elektrycznej, którego bilans energetyczny zamyka się dodatnim saldem eksportu<sup>208</sup>.

### 3.2 Rynek energii elektrycznej w Danii.

W Danii decyzje polityczne i administracyjne dotyczące sektora energii zostały powierzone Ministrowi Gospodarki i Handlu – Økonomi- og Erhvervsministeriet<sup>209</sup>. Podlega mu Duński Urząd ds. Energetyki - Energistyrelsen<sup>210</sup>, który odpowiada między innymi za:

- a) przygotowanie projektów aktów prawnych;
- b) przeprowadzanie analiz i oceny polityki rządu w zakresie energetyki;
- c) planowanie dostaw energii elektrycznej, gazu i ciepła;
- d) wprowadzanie w życie regulacji prawnych.

W 2000 roku rozpoczęła działanie jako niezależny organ Duńska Rada ds. Energetyki, która pełni rolę regulatora. Zakres zadań regulatora określają 3 ustawy<sup>211</sup>. Poniższy schemat pokazuje duński system regulacji.

<sup>208</sup>

OKRES	10/2003-9/2004	10/2005-9/2006	10/2006-9/2007	10/2007-9/2008
Import	14.215 GWh	6.648 GWh	7.688 GWh	3.877 GWh
Eksport	4.508 GWh	12.693 GWh	13.864 GWh	15.415 GWh

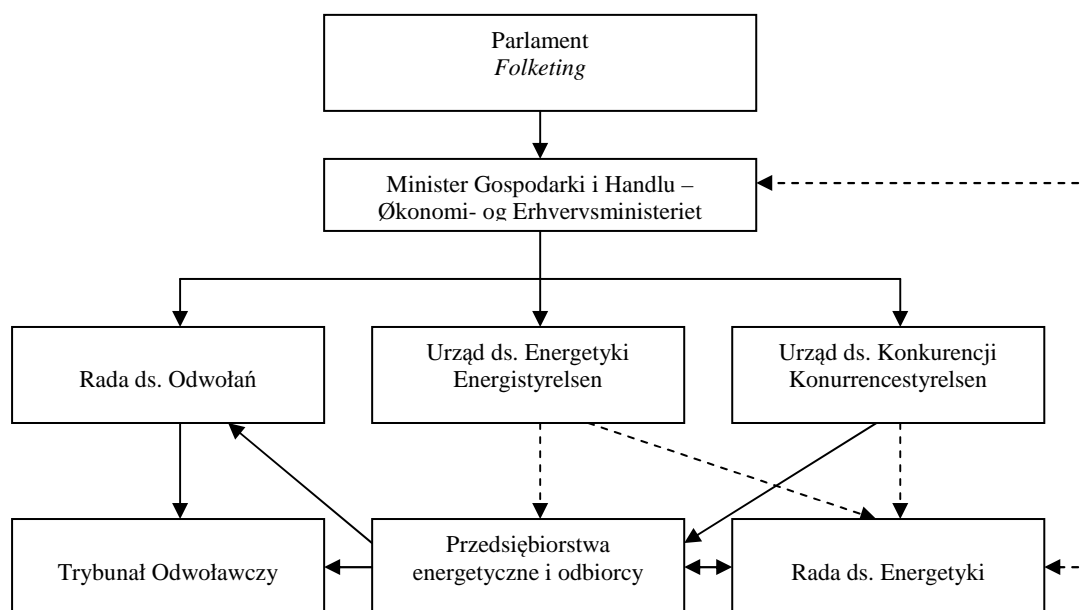
Źródło: Statistics Nowary, [http://www.ssb.no/elektrisitet\\_en/arkiv/tab-2008-11-11-01-en.html](http://www.ssb.no/elektrisitet_en/arkiv/tab-2008-11-11-01-en.html) (22.102008)

<sup>209</sup> Do roku 2000 – w gestii Ministra Ochrony Środowiska i Energetyki.

<sup>210</sup> Urząd powstał w 1976 roku.

<sup>211</sup> 1. Ustawa o dostawach energii elektrycznej; 2. Ustawa o dostawach gazu; 3. Ustawa o dostawach ciepła.

Rysunek 6. Schemat systemu regulacji w Danii



Źródło: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s. 140.

Członkowie Rady ds. Energetyki mianowani są na czteroletnie kadencje przez ministra. Nie może on jednak wpływać na decyzje Rady, ani skracać kadencji jej członków<sup>212</sup>. Rada podejmuje samodzielnie decyzje i pełni funkcje nadzorcze wobec sektora energetycznego. Obsługę Rady zapewnia Urząd ds. Energetyki i Urząd ds. Konkurencji.

Do głównych zadań Rady należy<sup>213</sup>:

- a) nadzór nad taryfami przesyłowymi i dystrybucyjnymi oraz opłatami przyłączeniowymi do sieci energetycznej i gazu;
- b) zmiana cen i taryf przedstawianych do zatwierdzenia przez przedsiębiorstwa przesyłu, dystrybucji i magazynowania, w przypadku stwierdzenia ich niezgodności z założeniami;
- c) okresowa analiza i publikowanie informacji na temat przychodów i kosztów spółek przesyłowych;

<sup>212</sup> Zasady te regulowane są przez akt prawny o randze ustawy. Ponadto członkowie Rady są niezależni od sektora i ustawowo wymaga się od nich posiadania wiedzy specjalistycznej z zakresu prawa, ekonomii, technologii, ochrony środowiska i handlu. Przynajmniej jeden z członków musi spełniać warunki, jakie wymagane są od kandydatów na sędziów sądu wyższej instancji.

<sup>213</sup> Por.: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s. 140 i nast.

- d) określanie sposobu publikacji informacji gwarantujących przejrzystość cen, opłat, zniżek i warunków zawierania umów;
- e) rozpatrywanie skarg składanych przez odbiorców indywidualnych i przedsiębiorstw energetycznych, oraz podejmowanie interwencji z własnej inicjatywy.

Instancją apelacyjną dla decyzji podejmowanych przez Ministra lub Regulatora jest Rada ds. Odwołań. Od decyzji Rady ds. Odwołań służy odwołanie do Trybunału Konstytucyjnego, a dalej do sądów.

W gestii Ministra pozostaje prawo do wydawania przepisów o wysokim stopniu ogólności. Na ich podstawie regulator podejmuje niezależne decyzje w poszczególnych sprawach. Zapisy ustawy o konkurencji niwelują możliwość powstania konfliktu pomiędzy Urzędem ds. Konkurencji, a Ministerstwem lub Radą. W szczególnych przypadkach Urząd ds. Konkurencji może przedsięwziąć dodatkowe kroki, wskazując szkodliwy wpływ wprowadzonego rozporządzenia czy ustawy na konkurencję. W tej sytuacji może on zalecić podporządkowanie się zasadom konkurencyjności w danej dziedzinie.<sup>214</sup>

Porównując rozwiązania stosowane w Danii z pozostałymi krajami nordyckimi, należy zwrócić uwagę na silną formalną niezależność regulatora od członków rządu oraz uczestników rynku. Urząd regulacji w Danii został wyodrębniony w oparciu o zapisy ustawy, która szczegółowo określa sposób powoływania członków Rady oraz okres pełnienia przez nich swoich funkcji.

Duńska polityka energetyczna, a w szczególności Strategia Energetyczna 2025<sup>215</sup>, jest w pełni zgodna z celami Międzynarodowej Agencji Energii w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu ekonomicznego oraz ochrony środowiska. Dania należy do krajów produkujących energię elektryczną przy znacznym wykorzystaniu wiatru i biomasy w porównaniu z innymi krajami Unii. Duńskiemu rynkowi energii udało się nawet przetrwać bez większych perturbacji „blackout” we wrześniu 2003 r.<sup>216</sup>. Duński sektor energii zdaniem autora powinien podjąć następujące kroki w celu poprawy efektywności funkcjonowania:

---

<sup>214</sup> Ibidem.

<sup>215</sup> The Danish Strategy 2025. Perspectives to 2025. Draft action plan for the future electricity infrastructure., The Danish Ministry of Transport and Energy, Kopenhaga 2005.

<sup>216</sup> 23 września 2003 r. w wyniku zbiegu okoliczności powstałego w Szwecji (Jednostka nr 3 Elektrowni Jądrowej w Oskarshamn obniżyła automatycznie swoją moc w odpowiedzi na wewnętrzne problemy z zaworami wody, które spowodowały przekroczenie krytycznych wartości podstawowych parametrów pracy

- wprowadzenie ulg w systemie podatkowym, które mogłyby oddziaływać motywująco na obniżenie cen przez producentów w pewnych uzasadnionych sytuacjach (efektywność energetyczna, bezpieczeństwo dostaw, ochrona środowiska);
- monitorowanie krajowego i międzynarodowego rynku energii w celu minimalizacji skutków oddziaływań wynikających z powiązań poziomych i pionowych (fuzje firm energetycznych);
- kontynuowanie implementacji założonych celów w zakresie efektywności energetycznej;
- zwiększenie przejrzystości systemu „market-oriented”, nałożonego na spółki dystrybucyjne, celem uzyskania oszczędności energii oraz rozpowszechnienia „białych certyfikatów” lub obowiązkowych programów efektywności energetycznej (na przykładzie Francji, Włoch, Holandii czy Wielkiej Brytanii);
- rozpoznanie perspektyw w zakresie efektywności energetycznej dla sektora prywatnego i ESCOs (energetycznych firm usługowych).

Osiągnięcia duńskiego rządu w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych określone są jako pionierskie, a działania prowadzone w sektorze energii w zakresie efektywności energetycznej mogą służyć innym krajom za wzór do naśladowania.

### **3. 3 Liberalizacja rynku elektroenergii w Szwecji.**

Podstawowa linia polityki energetycznej Szwecji została ustalona w porozumieniu zawartym między partiami socjaldemokratów, centrum i lewicą. Doprowadziło ono do ustalenia długo i krótkoterminowych celów polityki energetycznej oraz określiło drogę liberalizacji szwedzkiego rynku energii.

System regulacji energetyki w Szwecji tworzą Parlament (Riksdag), Minister ds. Przemysłu, Zatrudnienia i Komunikacji (Närings Departementet) oraz Agencja Energii (Energimyndigheten), będąca zarazem regulatorem<sup>217</sup>. Minister wyznacza ogólne cele polityki energetycznej i nadzoruje Agencję Energii. Szwedzka Agencja Energii została utworzona w końcu lat 70-tych, po pierwszym kryzysie energetycznym w Szwecji (1974-

---

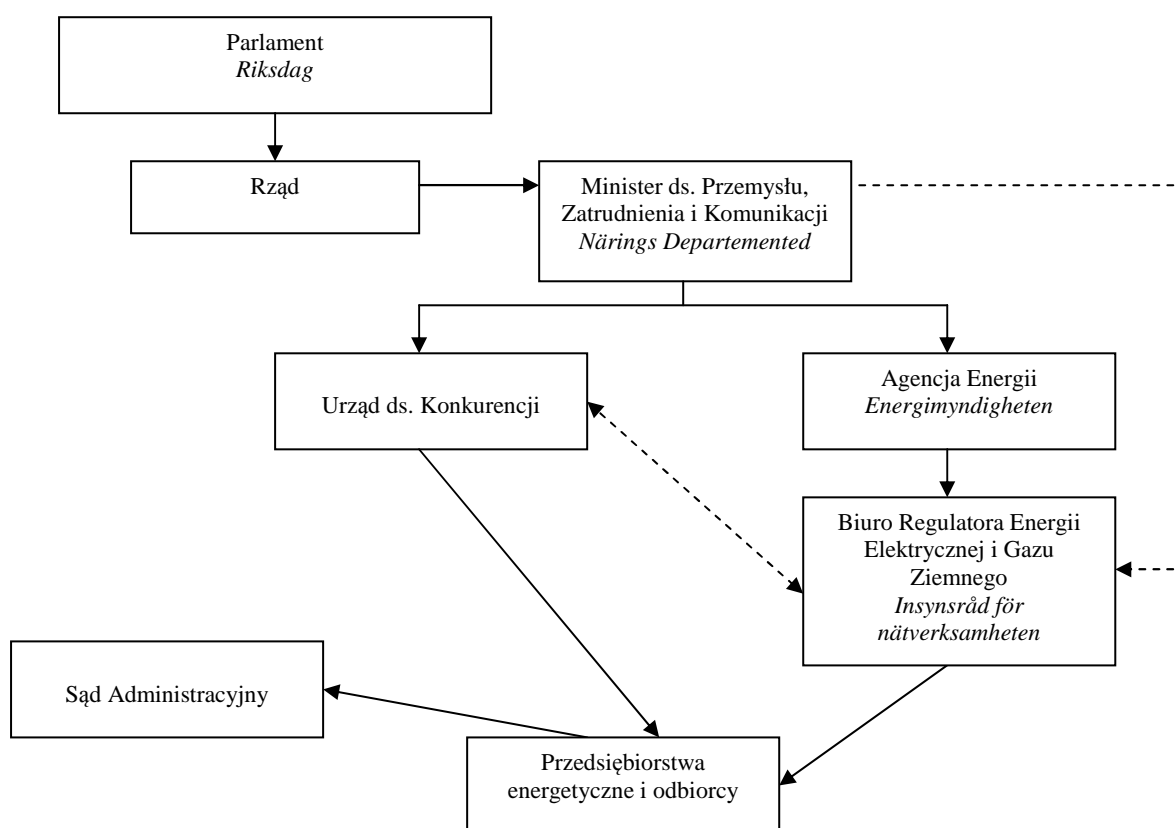
systemu) Dania została narażona na straty 1850 MW energii, która nie została przesłana do duńskiego systemu energetycznego.

<sup>217</sup> Por.: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s. 141 i nast.

75). Jest ona odpowiedzialna za przeprowadzanie testów produktów energochłonnych znajdujących się na rynku oraz wspieranie nowych technologii energetycznych. Do jej zadań należy publikowanie materiałów informacyjnych dotyczących rynku energii. Agencja jest zobowiązana do przedstawiania corocznych raportów ze swej działalności. Podejmując decyzje jako regulator, zachowuje ona swoją niezależność.

Zamieszczony poniżej schemat przedstawia rozwiązania systemu regulacyjnego w Szwecji.

Rysunek 7. Schemat systemu regulacyjnego w Szwecji



Źródło: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r. s. 142.

Zgodnie z wytycznymi ustaw o energii elektrycznej<sup>218</sup> i gazie ziemnym<sup>219</sup>, zadania czysto regulacyjne wykonuje Biuro Regulatora Energii Elektrycznej i Gazu Ziemnego (Insynsråd för nätverksamheten) będące częścią Agencji.

<sup>218</sup> Ustawa Elberedskapslag z roku 1997

<sup>219</sup> Ustawa Naturgaslag z roku 2000

Urząd ds. Konkurencji odpowiedzialny jest za wdrażanie ustawy o konkurencji stosowanej wobec wszystkich sektorów przemysłowych, w tym także energetycznego – w zakresie sprzedaży energii elektrycznej. W Szwecji granica między kompetencjami regulatora i Urzędu ds. Konkurencji nie jest klarowna, dlatego też często pojawiają się spory kompetencyjne, rozwiązywane między innymi przez organizowanie konferencji uzgadniających.

Od 1997 roku Agencja Energii odpowiedzialna jest za realizację Programu Polityki Energetycznej<sup>220</sup>, monitorowanie zmian w zakresie energetyki i ochrony środowiska, koordynację restrukturyzacji sektora, zbieranie informacji na temat cen energii i podatków energetycznych. Z dniem 1 stycznia 2005 roku wprowadzono regulacje dotyczące poprawy efektywności energetycznej i wprowadzenia zwolnień podatkowych dla najbardziej efektywnych podmiotów<sup>221</sup>. Do specjalnych obowiązków Agencji należy:

- przygotowanie komputerowych modeli dotyczących wykorzystania energii i ochrony środowiska;
- implementacja i nadzorowanie długookresowych programów badawczo-rozwojowych (W roku 2007 rząd Szwecji podjął decyzję o dotacji działań Samorządowych Doradców ds. Energii oraz Agencji, kwotą 14 milionów Euro rocznie (w latach 2008-2010). Pomoże to skupić się na rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw energetycznych.);
- wspieranie rozwoju energii odnawialnej przez rozwój programu certyfikatów;
- wprowadzanie szwedzkich wskaźników efektywności energetycznej uwzględniających dobrowolne umowy długoterminowe w przemyśle<sup>222</sup>.

Agencja wypełnia swoje zadania z zakresu planowania energetycznego w jednostkach lokalnych, ustalania programów na wypadek wystąpienia stanów kryzysowych, oraz bierze udział w planowaniu zasobów naturalnych.

Zgodnie z prawem szwedzkim taryfy weryfikowane przez regulatora ex-post oparte są na tak zwanych rozsądnych i obiektywnych kryteriach, ze szczególnym zwróceniem uwagi na interes odbiorców oraz uzasadnioną stopę zwrotu. Każdej grupie odbiorców, ze względu na odmienną strukturę kosztów, przyporządkowuje się

---

<sup>220</sup> Energi- och klimatpolitik

<sup>221</sup> The Programme for Improving Energy Efficiency Act (2004:1196).

<sup>222</sup> Energy Policy of IEA countries. Sweden 2004, OECD/IEA, Paryż, 2004

odpowiednią taryfę. „Rozsądny” poziom taryfy dokonywany jest na podstawie wyników działalności i efektywności przedsiębiorstwa przesyłowego<sup>223</sup>.

Szwecja zamierza zrealizować ambitny plan zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych o 10 TWh pomiędzy rokiem 2002, a 2010. W celu realizacji tego przedsięwzięcia dostawcy energii są zobowiązani do przedstawienia certyfikatów świadczących o zakupie zielonej energii w wysokości od 7,3% całości produkcji w roku 2003 do 16,9% w roku 2010<sup>224</sup>. Jest to czynnik działający motywująco na wzrost konkurencji, a także efektywności energetycznej. Jednakże przez cały okres należy kontrolować koszty funkcjonowania systemu jako całości. Rosnące ceny zielonych certyfikatów mogłyby znacząco wpłynąć na wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Szwecja jako jeden z nielicznych krajów zwiększyła o 100% wydatki (porównanie lat 1996 – 2002) na badania naukowe w sektorze energetycznym. Jest to najwyższy wskaźnik wśród krajów-członków Międzynarodowej Agencji Energii<sup>225</sup>.

W związku z dynamicznie rozwijającą się sytuacją gospodarczą w Europie i na świecie przed rządem Szwecji pojawiają się kolejne zadania do rozwiązania. Ich wagę podkreśla sytuacja opisanego wcześniej „blackoutu”, która dotknęła kraj w dniu 23 września 2003 r. Do najważniejszych, zdaniem autora, punktów należą:

- położenie większego nacisku na wzrost efektywności energetycznej w kontekście realizacji celów polityki ochrony środowiska i bezpieczeństwa energetycznego;
- monitoring realizacji założonych celów i wskaźników w zakresie efektywności energetycznej;
- wprowadzenie dodatkowych wskaźników w celu bardziej racjonalnego i efektywnego wykorzystania energii w transporcie;
- negocjacja celów ilościowych dla firm uczestniczących w długookresowych programach ograniczenia emisji, zgodnie z dyrektywami UE;
- rozważenie zwiększenia uprawnień, przejrzystości działania i niezależności regulatora.

---

<sup>223</sup> Do 2003 roku poziom taryfy określano na podstawie sumy kosztów działalności sieciowej danego podmiotu. Wiosną 2002 Parlament wprowadził zmianę kryteriów oceny taryfy. Metodologię oceny opracowuje Biuro Regulatora. / Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r. s. 142 i nast./

<sup>224</sup> Energy Policy of IEA countries. Sweden 2004, OECD/IEA, Paryż, 2004, s.9 i nast.

<sup>225</sup> Ibidem.



Szwecja w ciągu ostatnich dziesięcioleci z sukcesem realizowała politykę energetyczną, której celem było regularne dostarczanie swoim mieszkańcom czystej, bezpiecznej i taniej energii elektrycznej. Szwecja jest pionierem we wprowadzaniu reformy rynku energii, która dziś jest powielana w wielu krajach. Bezpieczeństwo energetyczne, szczególnie w podsektorze energii elektrycznej jest w tym kraju traktowane priorytetowo. Energia jest Szwecji traktowana jako główna determinanta społecznego i ekonomicznego rozwoju kraju.

### 3.4 Liberalizacja w Finlandii.

W Finlandii funkcje regulatora sektora przesyłowego energii elektrycznej pełni Urząd ds. Rynku Energii (Energiamarkkinavirasko) podległy Ministrowi Handlu i Przemysłu (Handels- och Industriministern). Początek funkcjonowania Urzędu datowany jest na 1995 rok, wraz z wejściem w życie Ustawy o rynku energii elektrycznej<sup>226</sup>. Zakres jego zadań został rozszerzony po wejściu w życie Ustawy o rynku gazu ziemnego<sup>227</sup>.

Głównymi zadaniami regulatora<sup>228</sup> są:

- a) nadzorowanie prawidłowej realizacji ustaw i aktów wykonawczych dotyczących rynku elektroenergii i gazu,
- b) regularne publikacje informacji na temat cen i opłat,
- c) monitorowanie, czy ceny i opłaty nie dyskryminują innych podmiotów,
- d) udzielanie koncesji na przesył i dystrybucję energii elektrycznej i gazu,
- e) udzielanie koncesji na budowę sieci krajowych o napięciu 110 kV i wyższym,
- f) kwestie związane z ochroną środowiska (emisja gazów – wydawanie praw do emisji),
- g) rozstrzyganie sporów.

Minister Handlu i Przemysłu odpowiada za<sup>229</sup>:

1. budowę nowych elektrowni,
2. budowę transgranicznych linii przesyłowych,
3. import i eksport energii elektrycznej,

---

<sup>226</sup> Electricity Market Act, 1995 r.

<sup>227</sup> Natural Gas Market Act, sierpień 2000 r.

<sup>228</sup> Por.: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r. s. 143

<sup>229</sup> Ibidem.

#### 4. zmiany rodzaju paliw wykorzystywanych przez elektrownie.

Rozwiązania w sektorze energii w Finlandii zbliżone są do rozwiązań pozostałych krajów regionu. Regulator, podobnie jak w Szwecji i Norwegii, posiada szeroki zakres kompetencji, pomimo formalnej podległości ministrowi.

Politykę energetyczną Finlandii można scharakteryzować przy pomocy trzech cech:

- Finlandia prezentuje holistyczne podejście do problemów energii.  
Polityka energetyczna dąży za wszelką cenę do zrealizowania trzech celów: bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju ekonomicznego i równowagi w środowisku. Podejście takie jest widoczne w efektywnej komunikacji pomiędzy różnymi ministerstwami przy realizacji celów określonych w polityce energetycznej. Realizują one te cele najczęściej jednomyślnie i bez konfliktów.
- Polityka energetyczna Finlandii zakłada udział wymiany międzynarodowej w celu minimalizacji kosztów energii i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Jako partner nordyckiego rynku energii (Nordpool) Finlandii udało się zintegrować swój rynek z rynkiem międzynarodowym. Import paliw i energii przyczynił się do obniżenia cen energii i zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.
- Finlandia w bardzo delikatny sposób reguluje swój rynek energii. Rynek fiński jest najbardziej delikatnie regulowanym rynkiem na świecie. Firmy mają możliwość budowania elektrowni „na życzenie”. Wszyscy klienci mają swobodę wyboru dostawcy energii. Większość działań regulacyjnych dokonywana jest ex post. Regulator zdecydował, że w wybranych częściach podsektora jego decyzja będzie ostateczna (np. sprawy energii nuklearnej).

Międzynarodowa Agencja Energii postuluje wprowadzenie w Finlandii regulacji ex ante i zaleca większą integrację z rynkiem nordyckim.

Dokonując podsumowania rozwoju rynku skandynawskiego należy zwrócić uwagę na najważniejsze osiągnięcia. Należą do nich:

1. Płynny rozwój bez wsparcia ze strony procesu florenckiego (tj. procesu wielostronnych ustaleń pomiędzy regulatorami, operatorami systemów przesyłowych i władzami UE na Forum Międzynarodowym we Florencji w odniesieniu do handlu transgranicznego energią elektryczną), przy znacznych nakładach poniesionych na przewyższanie przeszkód o charakterze technicznym;

2. Uzyskanie korzyści makro-ekonomicznych, w tym wzrost efektywności działania, niższe ceny energii;
3. Prowadzenie działań mających na celu udoskonalenie mechanizmów rynkowych, w tym dalszej harmonizacji zasad i taryf;
4. Bliska współpraca pomiędzy operatorami rynkowymi i operatorami systemów przesyłowych w ramach systemu Nordel<sup>230</sup>;
5. Rozwój połączeń międzysystemowych wewnątrz systemu Nordel;
6. Likwidowanie ograniczeń i zakłóceń sieciowych pomiędzy krajowymi systemami;
7. Zarządzanie ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi stanowiące element modelu rynkowego;
8. Utworzenie niezależnych operatorów systemów przesyłowych;
9. Nacisk na operatorów systemów przesyłowych w kierunku wspierania rozwoju handlu transgranicznego;
10. Utworzenie systemu kontraktów zastępującego mechanizm odrębnych stref taryfowych;
11. Eliminacja taryf transgranicznych poprzez uwzględnienie ich w taryfach krajowych;
12. Przeprowadzenie deregulacji, której efektem był wzrost konkurencji, spadek cen, zmiany strukturalne, rozwój krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń międzysystemowych;
13. Rozwój giełdy energii elektrycznej Nord Pool<sup>231</sup>;
14. Harmonizacja zasad handlu z innymi krajami, a w przyszłości plany wprowadzenia Euro jako jednej wspólnej waluty w handlu na giełdzie Nord Pool;

---

<sup>230</sup> Nordel jest organizacją zrzeszającą operatorów systemów przesyłowych krajów północy: Norwegii, Szwecji, Finlandii, Danii i Islandii. Członkami Nordela są: Eltra (z Danii), Ekraft System (z Danii), Fingrid, (z Finlandii), Statnett (z Norwegii), Landsvirkjun (z Islandii) i Svenska Kraftnat (ze Szwecji). Islandia oraz część kontynentalna Danii nie pracują synchronicznie z pozostałą częścią Nordela.

Celem powołania organizacji było stworzenie warunków do powstania i następnie harmonizowania rynku energii. Główna aktywność skupia się obecnie na zagadnieniach związanych z rozwojem systemu i wymiarowaniem sieci, bezpiecznym sterowaniem systemem i wymianą informacji oraz wspólną polityką zagraniczną. Nordelem zarządza walne zgromadzenie, składające się z przedstawicieli organizacji członkowskich. Zgromadzenie wybiera przewodniczącego, który pełni swoją funkcję przez dwa lata. Organizacja nie ma własnego budżetu, a wszelkie koszty ponosi kraj, z którego aktualnie pochodzi przewodniczący. Prace organizacji odbywają się w trzech stałych grupach roboczych do spraw: planowania, rynku i sterowania systemem. Językiem obrad jest język szwedzki.

(źródło: Biuletyn Miesięczny PSE SA, Warszawa, listopad 2002)

<sup>231</sup> Nord Pool ASA - The Nordic Power Exchange – jest jedyną światową i zarazem międzynarodową giełdą energii. Nord Pool został założony w 1993 r. i jest własnością dwóch przedsiębiorstw krajowej sieci energetycznej: Statnett SF z Norwegii (50%) oraz Affärsverket Svenska Kraftnät ze Szwecji (50%). W chwili obecnej Nord Pool zatrudnia powyżej 70 osób, pracujących w siedzibie w Oslo oraz biurach w Sztokholmie (Szwecja), w Fredricia (Dania) i w Helsinkach (Finlandia). W roku 2006 otwarto przedstawicielstwa w Amsterdamie i Berlinie. (Źródło: Informacje korporacyjne Nord Pool, <http://www.nordpool.com/> / 24.11.2007r.)

15. Dostępność kombinacji fizycznych rynków dostaw natychmiastowych oraz rynków finansowych na potrzeby długookresowego zabezpieczenia działalności przedsiębiorstw przed ryzykiem.

Pomimo znacznej harmonizacji zasad, na rynku nordyckim zauważalne są różnice pomiędzy poszczególnymi krajami. Dotyczą one między innymi rodzajów wykorzystywanych źródeł energii elektrycznej, zakresu rozwoju sieci, innego podejścia do regulacji i polityki energetycznej. Poza wymienionymi sukcesami, rynek nordycki ma przed sobą zadania do rozwiązania w najbliższej przyszłości:

- zapewnienie odpowiedniego poziomu inwestycji w źródła wytwarzania energii elektrycznej, ze względu na coraz mniejsze wielkości rezerw w systemie;
- kontrolowanie siły rynkowej dominujących producentów;
- dalsze rozdzielanie działalności sieciowej od dostaw energii elektrycznej;
- konsolidacja funkcjonowania nordyckich operatorów systemów przesyłowych i utworzenie jednego podmiotu;
- dalszy rozwój sieci przesyłowej, w tym szczególnie brakujących połączeń międzynarodowych;
- rozwój i harmonizacja przepływów tranzytowych (zarządzania ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi oraz usług systemowych);
- współpraca przy rozwoju rynku europejskiego, w celu uniknięcia jego potencjalnie negatywnego wpływu na funkcjonowanie rynku nordyckiego.

Na rynku skandynawskim istnieją też ograniczenia rozwojowe wynikające z dużych zmian (godzinowych, dziennych, tygodniowych i rocznych) rynkowych cen energii elektrycznej, wielkości produkcji energii w elektrowniach wodnych, cen paliw, siły wiatru<sup>232</sup> oraz zróżnicowania wielkości konsumpcji energii elektrycznej. Obszary ofertowe na jednolitym rynku skandynawskim wydzielone na potrzeby Elspot<sup>233</sup>, powinny być wyznaczone przez fizyczne "wąskie gardła", a nie, jak dotąd, przez granice polityczne i administracyjne, czyli obszary kontrolowane przez operatorów z różnych krajów. Siłą rynku skandynawskiego jest prosty (prawie liniowy) układ sieci oraz fizyczne oddzielenie od kontynentalnej Europy przez połączenia stałoprądowe. W pozostałej części Europy poziom liberalizacji rynków znacznie różni się w

---

<sup>232</sup> W ostatnich latach na rynku skandynawskim, podobnie jak w pozostałej części Europy) obserwuje się znaczny rozwój energetyki wiatrowej.

<sup>233</sup> Elspot to rynek transakcji natychmiastowych w Nord Poolu.

poszczególnych krajach. Istnieje wiele giełd energii elektrycznej, z których większość nie jest w pełni formalnie wyodrębniona. Wiele z nich zostało założonych przez prywatnych przedsiębiorców.

Model skandynawski jest przykładem funkcjonowania międzynarodowego rynku energii elektrycznej. Rozwiązania na nim przyjęte są stosowane w praktyce, a ponadto następuje ich ciągły rozwój. Rynek nordycki jest jawnym przykładem pokazującym, że mimo różnic, może istnieć wspólna platforma na której znajdzie się miejsce dla każdego uczestnika rynku. W dniu 5 września 2001 na konferencji<sup>234</sup> zorganizowanej przez Eurelectric w Brukseli, kraje skandynawskie zaproponowały następujące zalecenia dla rozwoju wspólnego rynku w Europie:

- przejście od "pozornej" współpracy do konkurencji i restrukturyzacji całej elektroenergetyki, ze szczególnym zwróceniem uwagi na niebezpieczeństwo, jakim jest: niejasny podział ról i zadań, niepełna harmonizacja zasad, konieczne staje się zapewnienie dostępności usług systemowych i rezerw;
- bardziej dynamiczny charakter rynku, szybsze podejmowanie decyzji (rozwój rynków dnia następnego);
- potrzeba nowych innowacyjnych rozwiązań na rynku energii;
- współpraca w zakresie rynku bałtyckiego;
- zwiększenie płynności rynków energii;
- koordynacja zasad zarządzania ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi oraz zasad kształtowania taryf w kontekście dostępu do sieci międzynarodowej;
- współdziałanie w ramach organizacji rynków oraz współpraca operatorów systemów przesyłowych;
- monitorowanie rozwoju rynku hurtowego;
- wprowadzenie zasady przejrzystości działania na rynku (niedyskryminowanie żadnego z podmiotów oraz swobodna wymiana informacji).

---

<sup>234</sup> W dniu 5 września br. w Brukseli odbyła się konferencja zorganizowana przez EURELECTRIC pod tytułem „Towards Pan-European Electricity Trade: Learning from the Nordic Experience” (W kierunku paneuropejskiego handlu energią elektryczną - doświadczenia skandynawskie). W konferencji wzięło udział ponad 100 osób z przedsiębiorstw energetycznych, konsultingowych i finansowych oraz z instytucji rządowych z całej Europy. Jako prelegenci zostali zaproszeni eksperci, znający od strony praktycznej funkcjonowanie rynku skandynawskiego - przedstawiciele Nord Pool, Vattenfalla, Fingrida, Eltry, Statnettu, TXU Nordic Energy Oy, Sydkraftu, oraz urzędów regulacyjnych z Finlandii i Holandii. (Źródło: The Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, Conference press release: 12.09.2001r. <http://www2.eurelectric.org/DocShareNoFrame/Docs/2/LPBAKABDGPOLIIDCJOPFAKPDBY9DAD9D2YW3W71KM/Eurelectric/docs/DLS/2001-030-0521-1.pdf> )

Najważniejszymi warunkami stworzenia otwartego rynku są:

1. Równe i bezstronne traktowanie wszystkich uczestników rynku posiadających identyczne prawo dostępu do sieci.
2. Istnienie taryf stymulujących rozwój handlu oraz skuteczne zarządzanie ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi.
3. Funkcjonowanie mechanizmów zapewniających ciągłe zbilansowanie systemu oraz utrzymanie satysfakcjonującego poziomu bezpieczeństwa pracy systemu.

Uczestnicy konferencji zwrócili jednak uwagę na istotne przeszkody na drodze do wykorzystania doświadczeń skandynawskich. Należą do nich:

- a) większa złożoność systemu elektroenergetycznego (liczne przepływy karuzelowe);
- b) częściowo inny charakter współpracy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych, która nie jest tak ścisła i wielostronna, jak współpraca w ramach systemu Nordel;
- c) istnienie silniejszych połączeń transgranicznych o wyższych zdolnościach przesyłowych w krajach nordyckich, niż w pozostałej części Europy;
- d) negatywny wpływ struktur pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw;
- e) inna rola giełdy na rynku nordyckim.

W latach 2002/2003 rynek nordycki poddany został ostrej próbie. Wyjątkowo sucha jesień ograniczyła możliwości produkcyjne elektrowni wodnych. Deficyt mocy przyczynił się do niespotykanego wzrostu cen energii elektrycznej, na których nagły wzrost odbiorcy nie byli przygotowani. Analiza słabości rynku przyniosła następującą konkluzję: rynek detaliczny powinien być tak ukształtowany, żeby umożliwić klientom wzajemną ochronę przed skokami cenowymi. „Drastyczne działania w rodzaju racjonowania dostaw – które przewidywali niektórzy i obawiało się wielu – nigdy nie wystąpiły. Tak więc wygląda na to, że rynek osiągnął dojrzałość”<sup>235</sup>. Wzrost konkurencji i gwałtownie rosnące ceny są sygnałem zwiększenia inwestycji w obszarze wytwarzania. „Z punktu widzenia wystarczalności dostaw ważne jest, by ograniczyć do minimum

---

<sup>235</sup> N. Henrik von der Fehr, Amundsen E.S., Bergman L., The Nordic Market: Sign of Stress; European Energy Liberalization, The Energy Journal Special Issue, Int. Association for Energy Economics, kwiecień 2005, s.96.

ryzyka polityczne i regulacyjne”<sup>236</sup>. Jedynym rozwiązaniem jest stosowanie bodźców do inwestowania i konsekwentnej polityki wspierania konkurencyjności. Są to warunki, które powinny przynieść sukces rynkowi nordyckiemu.

Rozważając możliwości przeniesienia modelu skandynawskiego na pozostałe kraje Europy, należy zwrócić uwagę, że duże znaczenie dla sukcesu rynku nordyckiego miały uwarunkowania i historia jego zharmonizowanego rozwoju. Przeniesienie modelu nordyckiego na pozostałą część rynku europejskiego nie jest raczej możliwe ze względu na różnice w charakterystykach systemów elektroenergetycznych w poszczególnych krajach (w tym między innymi ograniczone możliwości przesyłowe połączeń). Warto natomiast wykorzystać pewne elementy i doświadczenia, do których zaliczyć można: rozwój współpracy pomiędzy wszystkimi uczestnikami rynku, wprowadzenie prostych i przejrzystych zasad działania, zapewnienie swobody przepływu informacji, dalszy postęp deregulacji i skutecznych struktur rynkowych oraz przyspieszenie rozwoju rynku finansowego.

#### **4. Liberalizacja rynku elektroenergii w Niemczech.**

Niemcy były jednym z pierwszych zwolenników wprowadzenia konkurencji, jeszcze przed wydaniem Dyrektywy Unii Europejskiej<sup>237</sup>. Nadal jednak występują liczne skargi na utrzymujące się przeszkody w wolnym handlu i wyborze dostawcy przez odbiorców. Dotyczą one przyjęcia negocjowanego, zamiast regulowanego, dostępu stron trzecich do sieci, wysokich opłat przyłączeniowych, braku niezależnego regulatora, nieoddzielenia w rzeczywistości działalności przesyłowej od wytwarzania energii elektrycznej oraz niejasnych zasad funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej. Tylko niewielka część odbiorców zmieniła dostawców i dotyczyło to tylko przypadków oferowania korzystniejszych cen przez nowych uczestników rynku. Nadwyżka mocy wytwórczych i niskie ceny hurtowe energii elektrycznej zniechęciły do wejścia na rynek nowych uczestników. Niemcy do dziś borykają się z problemami dotyczącymi procesów regulacji i konwergencji<sup>238</sup> zwłaszcza elektroenergetyki i gazu.

---

<sup>236</sup> Ibidem, s.96.

<sup>237</sup> „Application of Competition Policy to the Electricity Sector”. Series Roundtables on Competition Policy, OECD/GD(97)132, s. 29-36, raport narodowy Niemiec.

<sup>238</sup> Konwergencja – przenikanie. Istotą konwergencji jest propagowanie warunków sprzyjających wzrostowi oraz czynników prowadzących do rzeczywistego zniwelowania zapóźnień w najslabiej rozwiniętych państwach członkowskich i regionach.

W dniu 29 kwietnia 1998 roku w Republice Federalnej Niemiec weszło w życie nowe prawo (Energiewirtschaftsgesetz / EnWG<sup>239</sup>), liberalizujące przepisy regulujące dotychczasową działalność sektora energetycznego (w tym zwłaszcza sektora dostaw energii elektrycznej i gazu), uchwalone przez Bundestag w listopadzie 1997 roku. W ten sposób Niemcy jako kolejny kraj członkowski Unii Europejskiej dostosowały własne prawo w tym zakresie do legislacji Unii Europejskiej i rozpoczęły wdrażanie postanowień Dyrektywy (96/92/EC) w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Nowe Prawo Energetyczne dotyczyło przede wszystkim warunków korzystania z sieci elektroenergetycznych i opłat z tym związanych. Prawo to zniosło monopolistyczne obszary dostaw i umowy na wyłączność dostaw (tzw. umowy demarkacyjne) oraz dopuszczało swobodny wybór dostawców przez odbiorców energii elektrycznej i gazu.

Nowe prawo wprowadziło dwie formy dostępu do sieci:

1. Negocjowany dostęp stron trzecich (tzw. negocjowany Third Party Access). Zgodnie z nowym prawem obowiązuje negocjowany dostęp stron trzecich do sieci, a za politykę energetyczną kraju odpowiada federalne Ministerstwo Gospodarki.
2. System wyłącznego nabywcy (Single Buyer) jako rozwiązanie przejściowe. W odniesieniu do systemu wyłącznego nabywcy ustalono, że granicznym terminem stosowania tego systemu jest rok 2005. Formuła wyłącznego nabywcy stanowi wyjątek, a stosowanie jej wymaga uzyskania pozwolenia. Jest to zgodne z zaleceniem Komisji Unii Europejskiej dotyczącym wprowadzenia postanowień Dyrektywy (96/92/EC) do prawa krajowego w terminie do lutego 1999 roku.

Do 1998 roku zawierane były umowy demarkacyjne (dzielące dany obszar pomiędzy głównych dostawców energii elektrycznej) i kontrakty koncesyjne z gminami (dające przedsiębiorstwom prawo do prowadzenia działalności na terenach gminnych oraz wykorzystania dróg publicznych przy budowie sieci elektroenergetycznych). Doprowadziło to do ukształtowania wyraźnie monopolistycznych struktur. Stworzenie jednolitego wewnętrznego rynku energii elektrycznej miało na celu zwiększenie

---

<sup>239</sup>Act on the Supply of Electricity and Gas – Energiewirtschaftsgesetz. Pełen tekst na stronie <http://www.energiylaw.de/bto.htm>, Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), vom 18. Dezember 1989, Wykonanie wprowadzonej ustawy podlegało kontroli ze strony federalnego urzędu antymonopolowego (Bundeskartellamt – BKA)/Przypis autora/



bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zmniejszenie kosztów oraz poprawę konkurencyjności, a w ostatecznym wyniku zwiększenie efektywności funkcjonowania przemysłu elektroenergetycznego. Wspólny rynek miał przyczynić się do obniżenia cen dla odbiorców oraz do ogólnego rozwoju sektora energii, wzrostu jego konkurencyjności i racjonalizacji zatrudnienia. Jednym z głównych celów stworzenia wspólnego rynku było zniesienie barier w handlu energią elektryczną i gazem powstałych w wyniku stosowania na niektórych terenach prawa wyłączności. Ze względu na to, że cena energii elektrycznej jest w wielu dziedzinach gospodarki ważnym składnikiem kosztów produkcji, doprowadzenie do likwidacji barier w handlu wewnątrz Unii Europejskiej miało umożliwić odbiorcom energii elektrycznej czerpanie korzyści z funkcjonowania konkurencyjnego rynku. Do takich korzyści należą między innymi: swoboda wyboru dostawców oraz zmniejszenie różnic cenowych pomiędzy krajami członkowskimi UE.

Pomimo że celem Dyrektywy (96/92/EC) było stymulowanie swobodnego przepływu energii elektrycznej i gazu wewnątrz krajów członkowskich i pomiędzy nimi, w odpowiedzi na pojawiające się zapotrzebowanie, Niemcy wprowadziły do tego szczególne rozwiązanie. Utworzono tzw. pierścień ochronny wokół Wschodnich Niemiec i określono stopień ochrony dla wytwórców energii elektrycznej. Ponadto konkurencja nie objęła tego obszaru przed końcem 2003 roku. Wynikało to z zamiaru ochrony inwestycji w kopalniach węgla brunatnego i elektrowniach wykorzystujących to paliwo, a podjętych w tym regionie przed rokiem 1998 (8 lat po zjednoczeniu Niemiec). Nowe regulacje wprowadziły zmiany w niektórych obowiązujących przepisach prawa antymonopolowego, na podstawie których sektor energetyczny nie był objęty zasadami gospodarki konkurencyjnej.

Kolejna regulacja prawa w Niemczech miała miejsce w lipcu 2005r. Znowelizowane Prawo energetyczne<sup>240</sup> weszło w życie 13 lipca 2005r. Federalna Agencja Sieci zaczęła pełnić funkcje regulacyjne (zakres oddziaływania wymieniony jest w dalszej części pracy). Jednakże zakres regulacji w Niemczech jest bardzo ograniczony. Można nawet nazwać ją quasi-regulacją. Nowe prawo objęło regulacją dostęp stron trzecich (TPA) oraz segment sieci, a wprowadzenie rozdziału własnościowego wytwarzania i przesyłu zostało odsunięte w czasie.

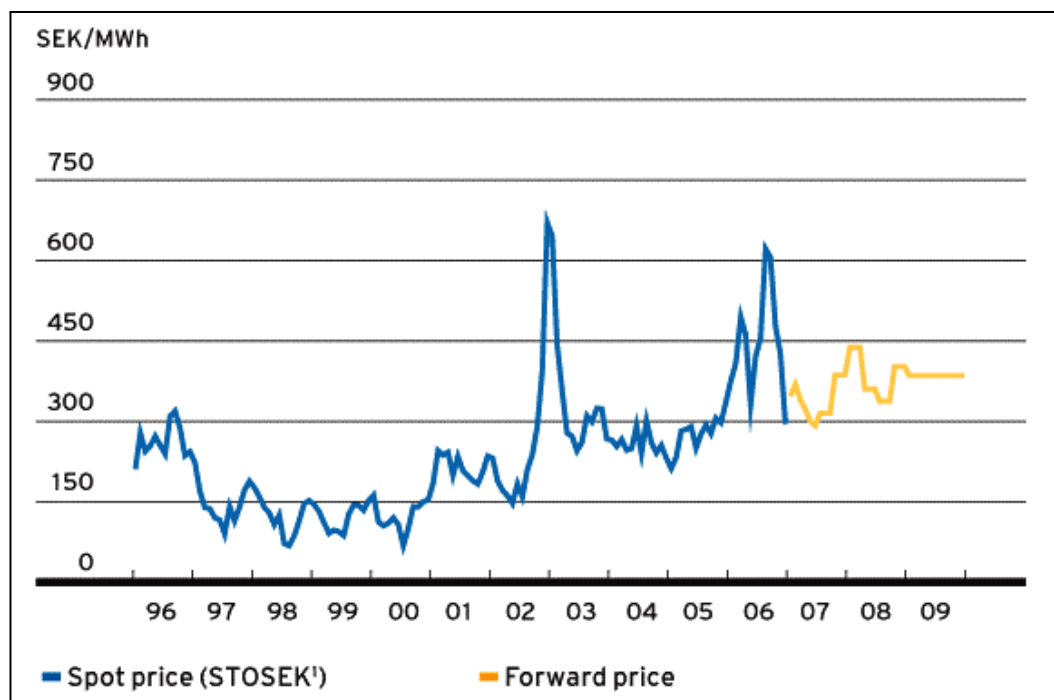
30 maja 2006 roku środowisko regulacyjne w Niemczech zrobiło milowy krok. Miało to miejsce dzięki Federalnej Agencji Sieci, która w tym dniu przekazała rządowi

---

<sup>240</sup> Energiewirtschaftsgesetz – EnWG z 7.07.2006r., Bundesministeriums der Justiz, ([http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg\\_2005/gesamt.pdf](http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf), 15.11.2008)

Niemiec raport dotyczący wprowadzenia bodźców regulacyjnych. Efektem było obniżenie cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, które rosły od początku 2006r. W efekcie ceny energii i tak wzrosły bardzo drastycznie. Poniższy wykres pokazuje zmianę poziomu cen w kolejnych latach Republice Federalnej Niemiec.

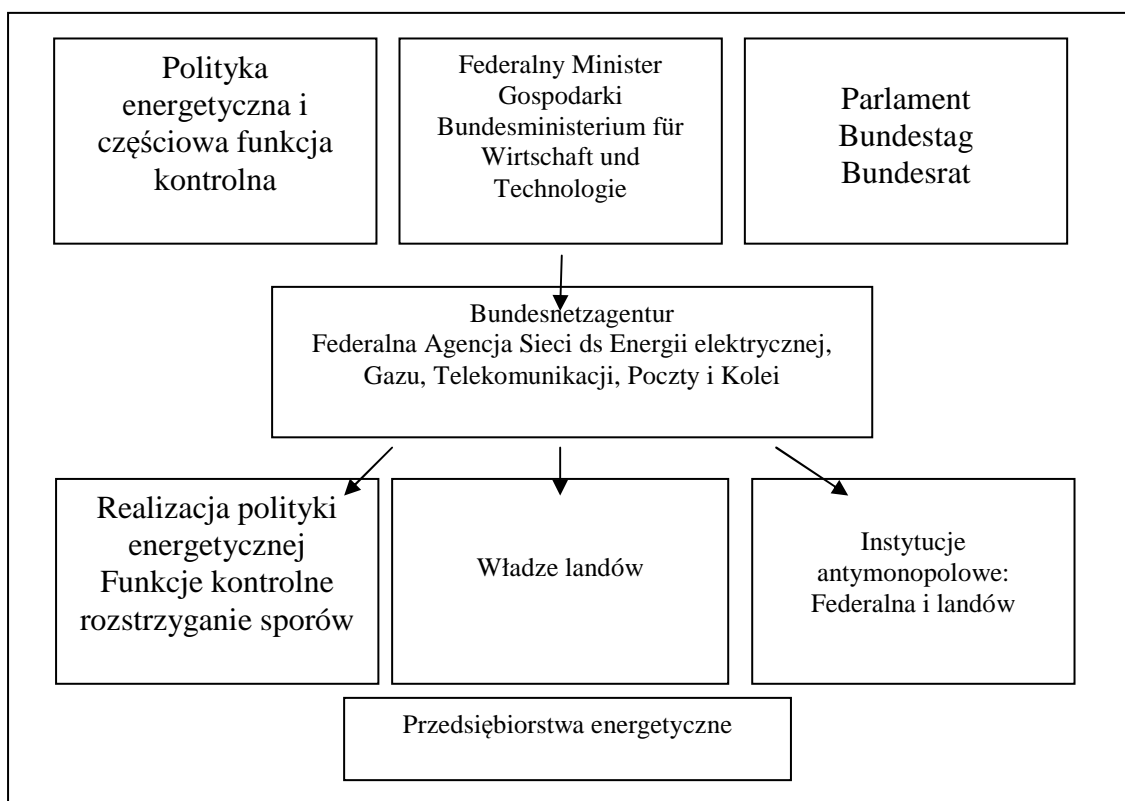
Wykres 4. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Niemczech



Źródło: Vattenfall Annual Report – Germany ([http://www.vattenfall.com/annual-reports/vf\\_com/2006/filter.asp?filename=page\\_019.html](http://www.vattenfall.com/annual-reports/vf_com/2006/filter.asp?filename=page_019.html); 20.11.2008)

Niebieska linia pokazuje wahania cen od 1.01.1995 do 31.12.2006. Linia żółta określa prognozę na kolejne lata. W roku 2006 widać nagłe obniżenie ceny do poziomu 300 SEK za MWh i drastyczny skok cenowy o 100% w ciągu kilku miesięcy. Wahania te są efektem podejmowanych prób regulacji cenowych. Proponowane regulacje były krytykowane operatorów sieci gazowej i elektrycznej oraz część środowiska naukowego Niemiec. Niemiecki sektor energii nadal funkcjonuje bez regulatora, a funkcje quasi-regulacyjne są domeną ministerstwa. Poniżej przedstawiony jest schemat struktury regulacji w Niemczech.

Rysunek 8. Schemat struktury organów o uprawnieniach regulacyjnych w Niemczech



Źródło: Opracowanie własne na podstawie materiałów Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie oraz „Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu”, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r. s. 129.

Najważniejszym organem pełniącym rolę regulatora w Niemczech jest Federalny Minister Gospodarki (Bundesminister für Wirtschaft und Technologie). Jest on odpowiedzialny za politykę energetyczną i reprezentuje władzę wykonawczą do ustawy Prawo energetyczne. Minister określa też strukturę taryf dla przedsiębiorstw energetycznych w ramach zasady TPA. Od roku 2005 regulacja odbywa się na poziomie federalnym. Ministra wspiera Federalna Agencja Sieci (Bundesnetzagentur), sądy i władze landów. Podstawowym zadaniem Agencji, w zakresie rynku energii, jest zabezpieczenie przy pomocy liberalizacji i deregulacji dalszego rozwoju sektora<sup>241</sup>. „W celu wprowadzania w życie zasad regulacji, Agencja korzysta z procedur i instrumentów, włączając prawo do informacji i prowadzenia dochodzenia, jak również prawo do nakładania sankcji.”<sup>242</sup> Decyzje Agencji dotyczące sektora energii są przygotowywane

<sup>241</sup> Por.: Zadania Bundesnetzagentur na [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) (15.12.2008).

<sup>242</sup> Status der Bundesnetzagentur, [http://www.bundesnetzagentur.de/enid/7ea4f9f572d2ee89ad8438d4536fcf6c,0/Die\\_Bundesnetzagentur/Ueber\\_die\\_Agentur\\_sa.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/7ea4f9f572d2ee89ad8438d4536fcf6c,0/Die_Bundesnetzagentur/Ueber_die_Agentur_sa.html), (15.12.2008).

przez Izby Orzekające (Beschlusskammern). W przypadku sporu prawnego nie mogą być one odwołane ani przez Agencję, ani Ministra. Decyzje Izby Orzekającej mogą być kwestionowane jedynie przed sądami cywilnymi<sup>243</sup>. Celem funkcjonowania Agencji jest stworzenie warunków konkurencji w sektorze energii oraz zapewnienie racjonalnego użytkowania energii z wykorzystaniem energetyki odnawialnej. W ramach Agencji utworzona jest Rada Konsultacyjna (32 przedstawiciele Bundestagu i Bundesratu). Do zadań Rady należy kontrola nad działaniami Agencji oraz wskazywanie rządowi prezesa Bundesnetzagentur, który ma zostać wybrany na kolejną kadencję.

Władze regulacyjne landów odpowiedzialne są za implementację prawa federalnego, wydawanie koncesji na zaopatrywanie odbiorców końcowych oraz zezwoleń na budowę nowych mocy wytwórczych, a także za działania regulacyjne wobec dostawców energii, którzy mają więcej niż 100.000 klientów podłączonych do sieci elektrycznej lub gazowej, i które swym zasięgiem nie wykraczają poza granice landu. Wytwarzanie, handel i dostawa energii elektrycznej z założenia powinny być prowadzone w warunkach konkurencji. Oznacza to nadzór nad tą działalnością ze strony urzędu antymonopolowego - Bundeskartellamt.

W Niemczech w sektorze elektroenergetyki funkcjonuje ponad 900 przedsiębiorstw<sup>244</sup>. Cztery największe przedsiębiorstwa energetyczne<sup>245</sup> kontrolują 95,6% dostaw energii w kraju. Przesył zależy w 100% od czterech wymienionych producentów. Dystrybucja (niskie napięcia) jest w gestii 50 lokalnych dostawców energii i 700 przedsiębiorstw samorządowych. Natomiast sprzedaż kontrolują w 72,8% cztery największe firmy energetyczne<sup>246</sup> oraz 700 przedsiębiorstw samorządowych i producenci lokalni będący własnością gmin<sup>247</sup>. Większość z nich prowadzi dodatkowo działalność o charakterze publicznym, jak np. dostawy gazu, wody, ciepła itp. W 2005 roku produkcja energii elektrycznej pochodziła w 26,3% z elektrowni jądrowych, w 43,5% z elektrowni wykorzystujących węgiel jako źródło energii (tj. o 10% mniej w porównaniu z rokiem 2001), a 10,4% produkcji pochodziło ze źródeł odnawialnych<sup>248</sup>. 143 miliardy kWh

---

<sup>243</sup> Ibidem.

<sup>244</sup> Renz T., Vom Monopol zum Wettbewerb. Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft, Opladen, 2001, s.71 i nast.

<sup>245</sup> Są to przedsiębiorstwa: RWE Energie (38,7%), E.ON (26,5%), EnBW (13,8%), Vattenfall Europe (16,2%). Pozostałe przedsiębiorstwa (samorządowe, regionalne i lokalne) posiadają 4,4% rynku.

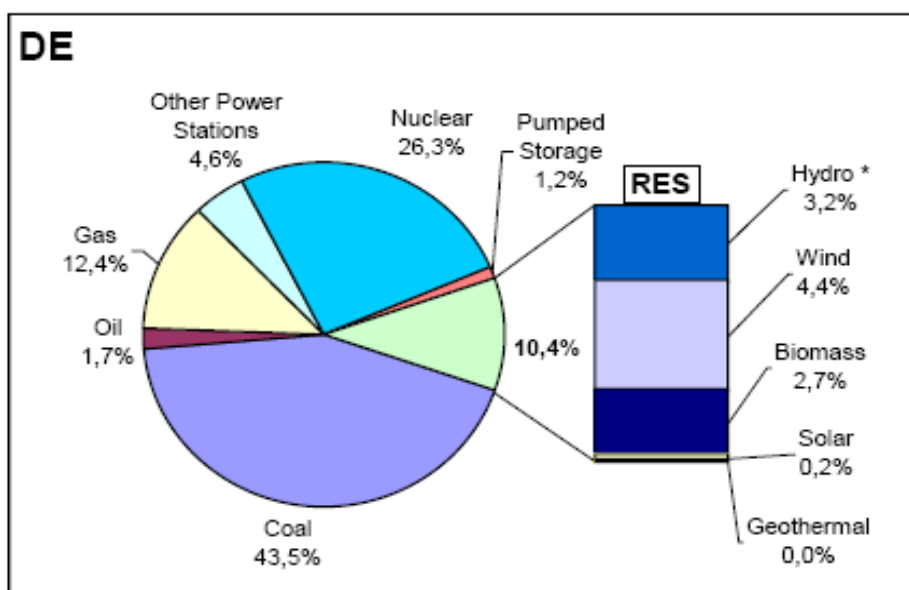
<sup>246</sup> RWE (16,8%), E.ON (22,1%), EnBW (19,5%), Vattenfall Europe (14,4%).

<sup>247</sup> Brandt T. Liberalization, privatization and regulation in the German electricity sector., Dusseldorf, 2006, s.5 i nast.

<sup>248</sup> Coal generated 51 pct of German electricity in 2002, Reuters News Service 2003, czerwiec 2003, w: <http://www.planetark.com/avantgo/dailynewsstory.cfm?newsid=21029> (30.01.2008) oraz Eurostat (<http://www.energy.eu/#energy-focus>, 30.01.2008)

energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego, a 114 miliardów kWh z węgla kamiennego. Pomimo że węgiel brunatny jest tańszy od kamiennego, to emituje więcej dwutlenku węgla do atmosfery podczas spalania. Do węgla kamiennego wciąż dopłaca budżet państwa, a wydobycie brunatnego podlega regułom rynku. Poniższy wykres przedstawia udział źródeł w produkcji energii elektrycznej w Niemczech w 2005r.

Wykres 5. Udział źródeł w produkcji energii elektrycznej w Niemczech w 2005



Źródło: Germany Renewable Energy Fact Sheet (<http://www.energy.eu/#energy-focus>, 31.01.2008)

Całkowita moc produkcyjna energii elektrycznej wyniosła w 2005 roku 620,3 miliardów kWh i wzrosła z 484 miliardów w roku 2001. Pozwoliło to na pokrycie 100% całego popytu na energię elektryczną i eksport nadwyżki. Produkcja energii ze źródeł odnawialnych w roku 2002 była na poziomie 65 miliardów kWh, co daje 10,4% udział w porównaniu z 6,5% udziałem w roku 2001. Wzrost produkcji zielonej energii był tak duży dzięki ekspansji produkcji energii elektrycznej z wiatru. Produkcja energii elektrycznej z elektrowni jądrowych stanowiła w 2005 roku 26,3% produkcji całkowitej, co oznacza 163 miliardów kWh energii. Dla porównania, w roku 2001 udział energii nuklearnej w całości wynosił 32,3%. Ilość energii wyprodukowanej z naturalnego gazu w roku 2002 była równa 36 miliardów kWh, co stanowiło 7% całości. Ropa i inne źródła energii stanowiły 1,7% udziału w produkcji całkowitej. Założenia polityki energetycznej stawiają sobie za cel obniżenie emisji CO<sub>2</sub>.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (regionalni lub gminni) są odpowiedzialni za zarządzanie lokalnymi polami energii elektrycznej oraz obciążeniem w swoich obszarach regulacyjnych.

W świetle prowadzonych działań mających na liberalizację sektora wydaje się konieczne podjęcie między innymi następujących działań:

- Zapewnienie efektywnego nadzoru i regulacji rynku przez wyposażenie regulatora w odpowiednie środki oddziaływania na podmioty sektora, prowadzenie dalszych zmian legislacyjnych pozwalających regulatorowi na kontrolę, wykrywanie, karanie i zapobieganie nadużyciom na rynku energii;
- Zwiększenie przejrzystości hurtowego rynku energii tak, żeby właściwe informacje mogły docierać do wszystkich podmiotów rynku;
- Kontynuacja prac nad integracją energii wiatru z siecią energetyczną<sup>249</sup>;
- Wprowadzenie w życie polityki efektywności energetycznej, której cele i wskaźniki zostaną tak skonstruowane, żeby osiągnąć założone cele głównie dzięki obniżeniu kosztów;
- Wprowadzenie etykietowania i określonych przez dyrektywy unijne standardów.

Niemiecki sektor elektroenergetyczny charakteryzuje nadmiar zdolności wytwórczych oraz niskie tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, przy jednocześnie wysokich cenach energii elektrycznej i gazu (ceny należą do najwyższych w Europie). Ponadto występuje w nim znaczne zróżnicowanie poziomu cen pomiędzy zachodnią i wschodnią (wyższe ceny) częścią kraju. Istotne znaczenie dla przyszłej działalności niemieckich przedsiębiorstw elektroenergetycznych, zwłaszcza w świetle zbliżającego się otwarcia rynku krajowego, ma sąsiedztwo francuskiej firmy Electricité de France, dysponującej nadwyżką taniej energii z elektrowni jądrowych. Prawdopodobnie z myślą o ograniczeniu wyboru przez francuskiego konkurenta najbardziej atrakcyjnych odbiorców, w prawie niemieckim wyraźnie sformułowano klauzulę tzw. negatywnej wzajemności (niemieckie Prawo Energetyczne, art. 4, § 2 – Klauzula ochronna)<sup>250</sup>.

---

<sup>249</sup> Celem dostosowania jest eliminacja niekontrolowanych przepływów kołowych, a także awarii powodujących np. rozpad europejskich połączonych systemów UTCE. Przykładem mogła być awaria z 4 listopada 2006, w wyniku której nastąpił w Niemczech spadek mocy o 3300 MW. W celu przywrócenia równowagi systemu pomiędzy wytwarzaniem, a zużyciem system automatyczny odłączył następujące wielkości mocy: Austria – 1500MW, Belgia – 800MW, Francja – 5200MW, Włochy – 1500MW, Holandia – 400MW, Portugalia – 500MW, Hiszpania – 1050MW. Przerwy w dostawie dotknęły blisko 10mln klientów.

<sup>250</sup> *Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)*, vom 18. Dezember 1989, <http://www.energylaw.de/bto.htm>

Ogólna opinia o postępie dokonanym w zakresie regulacji niemieckiego sektora elektroenergii jest raczej pozytywna. „Ogólnie biorąc – po chybionym starcie – instytucjonalna struktura sektora energii elektrycznej w Niemczech stwarza konsumentowi lepsze warunki, lecz nadal nie jest to rozwiązanie najlepsze”<sup>251</sup>.

## 5. Restrukturyzacja rynku energii elektrycznej w Hiszpanii.

Hiszpańska polityka energetyczna jest kreowana przez instytucje rządowe w Madrycie. Z polityką energetyczną są związane 4 ministerstwa. Pozostali gracze stanowią grupę częściowo niezależnych ciał związanych z trzema ministerstwami i Autonomicznymi Regionami. Warunki funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Hiszpanii wyznaczają cztery akty:

1. Ustawa w sprawie hiszpańskiego rynku elektrycznego 54/1997 z 27 listopada 1997 r.<sup>252</sup>;
2. Ustawa w sprawie węglowodorów 34/1998 z 7 października 1998 r.<sup>253</sup>;
3. Dekret Królewski 1339/1999 z 31 lipca 1999 r.<sup>254</sup>.
4. Dekret Królewski 562/2004 z 19 kwietnia 2004 r.<sup>255</sup>

Zadanie regulacji rynku przypisane jest Ministrowi Przemysłu, Turystyki i Handlu<sup>256</sup>. Do najważniejszych zadań regulatora należy wydawanie koncesji i zatwierdzanie taryf. Działania te wspierane są przez Krajową Komisję Energetyczną (Comisión Nacional de Energía lub CNE)<sup>257</sup>. CNE jest niezależną organizacją, posiadającą osobowość prawną, pełną zdolność do działania i ściśle związaną z Ministerstwem Przemysłu, Turystyki i Handlu monitorującym sprawność jej funkcjonowania.

<sup>251</sup> Brukenkreeft G., Twelemaan S., Regulating the Electricity Supply Industry in Germany, European Energy Liberalization, The Energy Journal Special Issue, Int. Ass. For Energy Economics, 2005, s.124.

<sup>252</sup> Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Electrico.

<sup>253</sup> Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sektor de Hidrocarburos.

<sup>254</sup> Real Decreto 1339/1999 de 31 de julio.

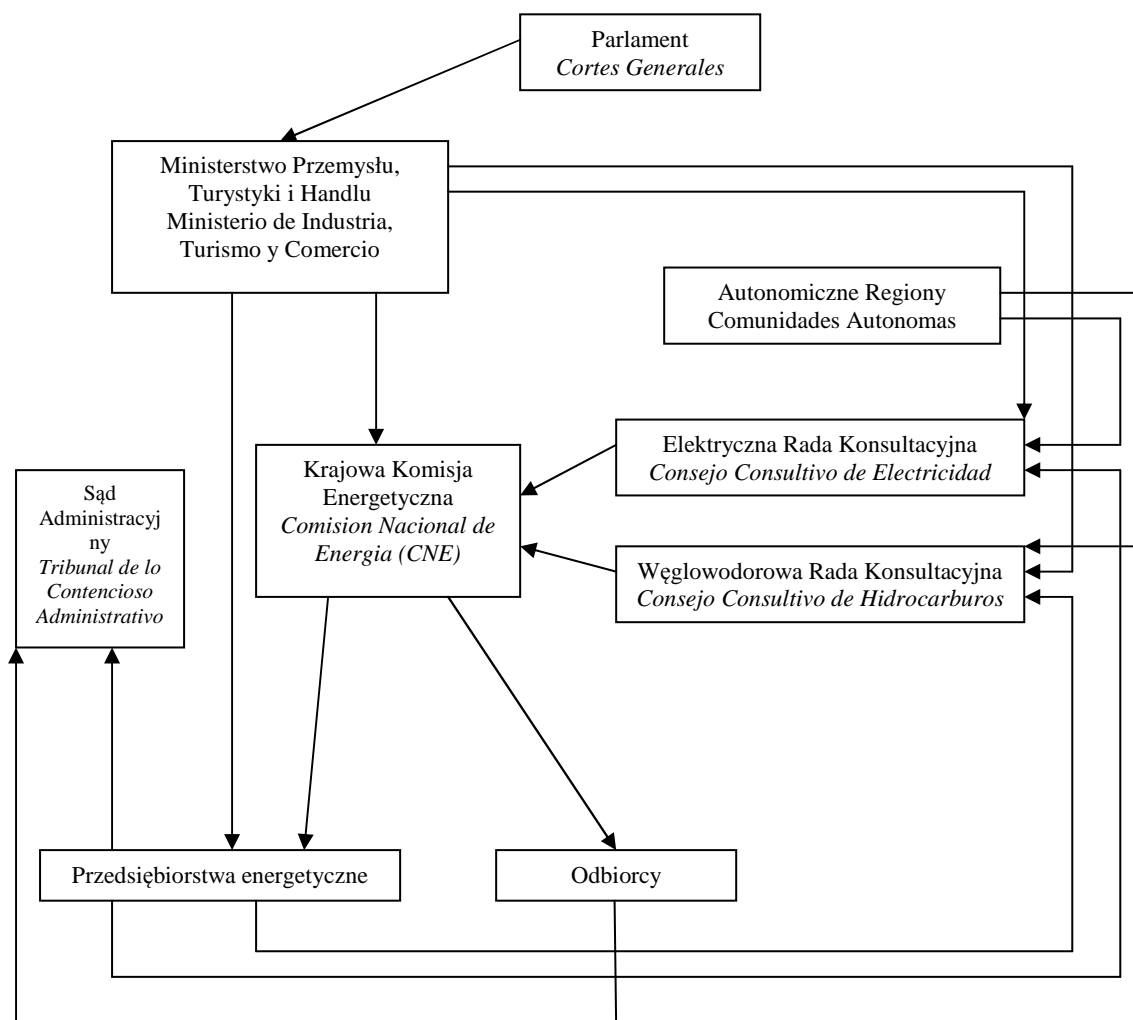
<sup>255</sup> Real Decreto 562/2004 de 19 de abril. Dekret całkowicie wyłączył odpowiedzialność Ministerstwa Gospodarki za energię.

<sup>256</sup> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

<sup>257</sup> CNE została powołana w ustawie w sprawie węglowodorów, a sposób jej funkcjonowania został szczegółowo określony w Dekrecie Królewskim 1339/1999 z 31 lipca 1999 r. – Real Decreto 1339/1999, de 31 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE. Dekret ten zmieniono Dekretem Królewskim 3487/2000 z 29 grudnia 2000 r. – Real Decreto 3487/2000, de 29 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1339/1999, de 31 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE.

Rysunek 9 przedstawia powiązania pomiędzy poszczególnymi instytucjami mającymi wpływ na regulację sektora.

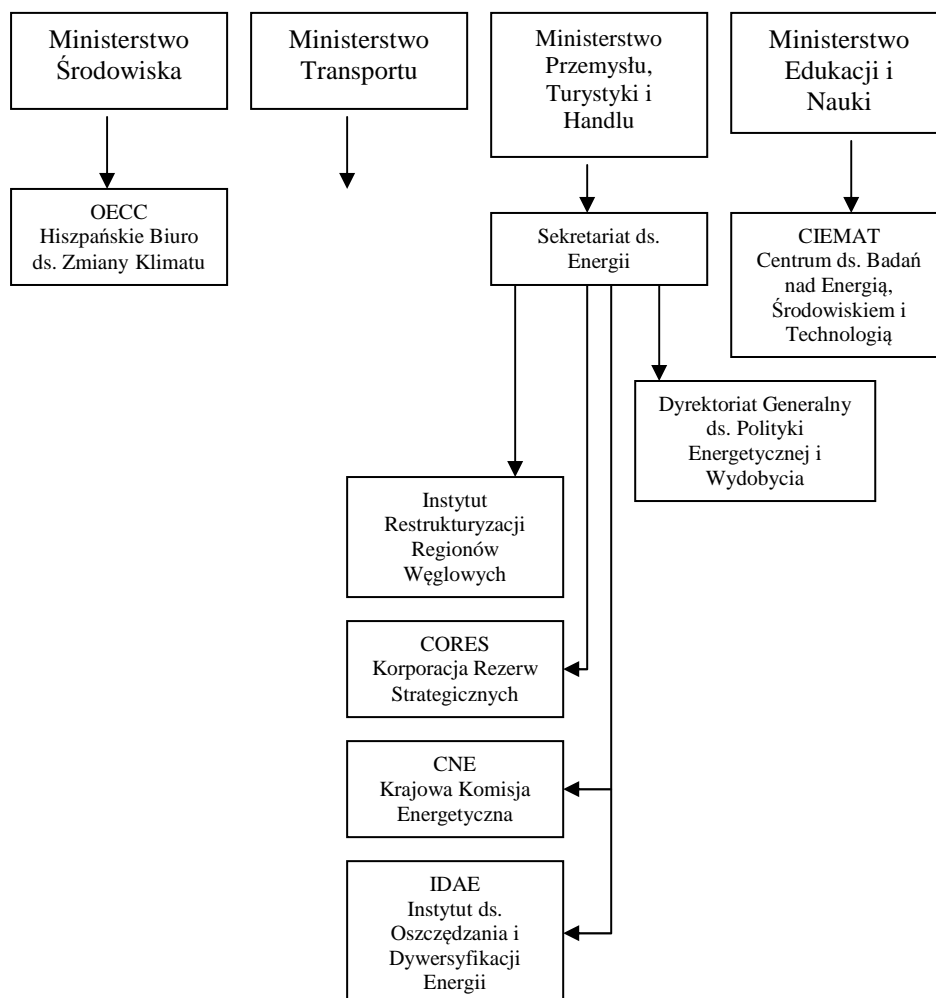
Rysunek 9. Schemat struktury modelu regulacji w Hiszpanii



Źródło: Opracowanie własne na podstawie materiałów z Ministerstwa Przemysłu, Turystyki i Handlu oraz publikacji: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s.: 126.



Rysunek 10. Schemat struktury administracji kształtującej politykę energetyczną w Hiszpanii



Źródło: Opracowanie własne na podstawie materiałów ze strony internetowej Ministerstwa Przemysłu, Turystyki i Handlu (<http://www.mityc.es/energia/en-US/Paginas/Index.aspx>)

Rysunki 9 i 10 pokazują, że Ministerstwo Przemysłu, Turystyki i Handlu i CNE nie są jedynymi organami wpływającymi na regulację sektora. Do głównych zadań Ministerstwa należą:

1. Określanie standardów dla sektorów energii i wydobywania, zgodnych z aktualnie obowiązującymi przepisami.
2. Określanie propozycji regulacji stawek i cen produktów energetycznych oraz opłat za korzystanie z infrastruktury energetycznej, zgodnie z obowiązującymi przepisami.

3. Formułowanie propozycji dotyczących metod oszczędzania energii, promocji odnawialnych źródeł energii i rozwoju nowych technologii energetycznych i wydobywczych.
4. Planowanie rozwoju infrastruktury sektorów energii elektrycznej i gazu.
5. Regulacja sektora energii przy pomocy CNE.
6. Ustalanie cen regulowanych.

Ministerstwu podlega Sekretariat ds. Energii, który jest główną instytucją odpowiedzialną za sprawy energetyczne w Hiszpanii. Jednostką bezpośrednio podległą Sekretariatowi jest Dyrektoriat Generalny ds. Polityki Energetycznej i Wydobywania. Pozostałe jednostki podległe Sekretariatowi to:

- Krajowa Komisja Energetyczna – CNE;
- Instytut Restrukturyzacji Regionów Węglowych;
- Korporacja Rezerw Strategicznych – CORES;
- Instytut ds. Oszczędzania i Dywersyfikacji Energii – IDAE.

CNE jest organizacją, której przypisano następujące zadania:

1. Zapewnienie istnienia efektywnej konkurencji w hiszpańskim systemie energetycznym, to znaczy na rynku energii elektrycznej oraz na rynku węglowodorów płynnych i gazowych, a także obiektywnego i przejrzystego funkcjonowania tych rynków dla uzyskania korzyści przez wszystkie podmioty rynku, ze szczególnym uwzględnieniem konsumentów;
  2. Planowanie rozwoju energetyki;
  3. Przygotowanie ogólnych założeń funkcjonowania rynku;
  4. Przygotowanie propozycji taryf, stawek i wynagrodzenia za usługi energetyczne;
- Składanie raportów przez CNE, dla wyżej wymienionych przypadków jest obowiązkowe. Ponadto CNE funkcjonuje jako ciało konsultacyjne w następujących sprawach:
1. Dostarczanie obowiązkowych raportów na temat procedur autoryzacji nowych instalacji energetycznych, gdy nie zostaną przyjęte przez Centralną Administrację Państwową;
  2. Wydawanie raportów, związanych ze sprawami energii, o które proszą Autonomiczne Regiony;

3. Dostarczanie obowiązkowych raportów na temat koncentracji lub przejęć firm energetycznych;
4. Wydawanie okólników rozwijających reguły i standardy zawarte w Dekretach Królewskich i Rozporządzeniach Ministerstwa Przemysłu, Turystyki i Handlu, rozwijających prawodawstwo energetyczne;
5. Kontrola (na żądanie organu Centralnej Administracji Państwowej lub Regionów Autonomicznych) technicznego stanu instalacji;
6. Kontrola unbundlingu<sup>258</sup>.

Pracami CNE kieruje Zarząd Komisarzy, którego członkowie wybierani są przez rząd na wniosek Ministra. Kandydatury akceptowane są w izbie niższej Parlamentu. Komisarzy, wybiera się na 6 lat. W tym czasie, ani w ciągu kolejnych dwóch lat po upływie kadencji bądź rezygnacji ze stanowiska, nie mogą podejmować żadnej działalności zawodowej związanej z sektorem energetycznym.

Prace CNE wspierane są przez dwa organy doradcze: Radę Konsultacyjną Elektryczności i Radę Konsultacyjną Węglowodorów. Rady Konsultacyjne dostarczają projekty zadań wykonywanych przez CNE. Raporty takie są obowiązkowe w przypadku przygotowywania projektów aktów prawnych dotyczących rynku energetycznego, a w szczególności regulacji, planów rozwoju, projektów taryf i raportów na żądanie na rynku energetycznym.

CNE wywiera istotny wpływ na rynek sektora energii ze względu na:

- a) podmioty na rynku, odpowiedzialne za zapobieganie niedoborom dostaw energii;
- b) kontrolę funkcjonowania podmiotów rynku energii, a w szczególności na przestrzeganie przez nie przepisów prawa;
- c) wyrażanie zgody na przejmowanie udziałów innego przedsiębiorstwa przez podmioty prowadzące działalność będącą przedmiotem regulacji;
- d) kontrolowanie funkcjonowania podmiotów na rynku energii, w szczególności przestrzeganie przez nie przepisów prawa;

---

<sup>258</sup> Unbundling – oznacza wydzielenie, podział. W sektorze energetycznym pojęcie stosuje się określenia rozdziału działalności dystrybucyjnej od wytwarzania i obrotu energią. Wyróżniamy trzy rodzaje unbundlingu:

1. Unbundling księgowy – rozdział księgowy działalności dystrybucyjnej od obrotowej (kryterium minimalne Dyrektywy UE).
2. Unbundling funkcjonalny – rozdział organizacyjny dystrybucji od obrotu (i ewentualnie od wytwarzania (kryterium minimalne Dyrektywy UE); rozdział istotnych danych handlowych;
3. Unbundling prawny – rozdzielenie prawne dystrybucji od obrotu – utworzenie odrębnych spółek prawa handlowego.

- e) rozstrzygania sporów związanych z dostępem strony trzeciej do systemu przesyłowego i dystrybucji;
- f) arbitraż w przypadku sporów, które mogą zaistnieć pomiędzy podmiotami przemysłu elektroenergetycznego lub węglowodorowego;
- g) przeprowadzanie kontroli podmiotów sektora energii.<sup>259</sup>

Inną, podległą Sekretariatowi jednostką jest Instytut Restrukturyzacji Regionów Węglowych jest odpowiedzialny za restrukturyzację regionów wydobywania węgla zgodnie z narodowym planem zagospodarowania.

Kolejną instytucją Korporacja Rezerw Strategicznych – CORES jest odpowiedzialny za ustalanie i zarządzanie minimum zapasów ropy i produktów naftowych gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne.

Ostatnią, podległą Sekretariatowi jednostką jest Instytut ds. Oszczędzania i Dywersyfikacji Energii – IDAE zajmuje się wprowadzaniem polityki efektywności energetycznej i polityki odnawialnych źródeł energii. IDAE wspiera wszelkie działania związane z tą problematyką.

W realizację polityki energetycznej zaangażowane są ponadto Ministerstwo Transportu, Ministerstwo Środowiska (z podległym Hiszpańskim Biurem Zmiany klimatu) oraz Ministerstwo Edukacji i Nauki (z podległym Centrum ds. Badań nad Energią Środowiskiem i Technologia).

W systemie energetycznym Hiszpanii innowacyjność nowych regulacji polegała na wprowadzeniu mechanizmu rynku „spot-market”, działającego z wyprzedzeniami dobowo-godzinowymi. Giełda energii elektrycznej jest zdominowana przez dwóch największych wytwórców i stwarza mechanizmy alokacji wytwarzania i stanowienia cen hurtowych. Sektor energetyczny zachował jednak elementy regulacji. Ponadto charakteryzuje się on wysokim stopniem integracji pionowej. Za najbardziej krytyczne obszary uważa się interwencjonizm państwa (brak transparentności w sposobie określania kosztów przejścia – CTCs<sup>260</sup>) i siłę rynkową producentów energii prowadzącą do praktyk antykonkurencyjnych. Wprawdzie w 2004 roku Narodowa Komisja ds. Energii podjęła próbę ograniczenia możliwości pojedynczych producentów do jednostronnego

---

<sup>259</sup> Za: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., ss.: 127-128.

<sup>260</sup> Hiszpański system CTCs – Competition Transition Costs stwarza bariery wejścia, nakładając większe obciążenia na podmioty nie objęte procedurą kosztów osieroconych. Prowadzi to do obniżania cen poniżej progu opłacalności przez część podmiotów sektora.

wykorzystywania siły rynkowej<sup>261</sup>, jednak nie uzyskała poparcia rządu dla swoich działań. Poważnym problemem było niedoinwestowanie systemu pomimo rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną. Spowodowało to rotacyjne wyłączenia<sup>262</sup> w grudniu 2001. Sytuację uratowały sprzyjające warunki pogodowe. Kłopoty hiszpańskiego sektora elektroenergii nie przyczyniły się jednak do budowy nowych połączeń systemowych. Na dodatek implementacja układu z Kioto odkrywa niedoskonałości cenowe na rynkach paliwowych w związku ze zmianą zdolności odzyskania kosztów osieroconych.

Hiszpański rynek energii przeszedł wiele pozytywnych zmian. Należą do nich wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii do produkcji prądu, dążenie do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, prowadzenie procesu liberalizacji i ułatwienie wejścia na rynek nowym graczom. Do sukcesów należy zaliczyć też stworzenie wspólnego rynku energii z Portugalią. Jednakże w hiszpańskim sektorze energii można dostrzec brak transparentności i pewności inwestycyjnej. Rząd hiszpański powinien rozważyć nadanie większych uprawnień CNE. Ponadto należy podjąć następujące kroki:

- Zwrócenie większej uwagi na stronę popytową;
- Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności w sektorze;
- Analiza możliwości ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub>;
- Wzmocnienie dialogu pomiędzy instytucjami rządowymi, Autonomicznymi Regionami i samorządami w celu wypracowania wspólnej polityki i działań w zakresie efektywności energetycznej;
- Regularne gromadzenie statystyk wymaganych do projekcji i szacunków efektywności energetycznej;
- Zwiększanie świadomości odbiorców odnośnie korzyści jakie daje wzrost efektywności energetycznej;
- Poprawa wymiany handlowej z Francją w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.

Reasumując można stwierdzić, że „pomimo oczywistych sukcesów aktualny system regulacji zawiera kilka wad i w obecnej postaci wykazuje brak zrównowżenia. Potrzeba reform staje się coraz bardziej pilna wraz z kresem funkcjonowania systemu CTCs. Dekoncentracja struktury rynku na drodze zwiększania liczby wytwórców, obniżenie barier ich wejścia i zachęty do inwestowania są rozwiązaniem strukturalnym,

---

<sup>261</sup> Skutkiem praktyk antykonkurencyjnych były „wojny cenowe” w 1998 roku.

<sup>262</sup> Rolling blackouts.

lecz konieczna także staje się zmiana reguł. Można powiedzieć, że została otwarta dyskusja o przyszłości elektroenergetyki hiszpańskiej”<sup>263</sup>.

## **6. Francuski model regulacji rynku elektroenergii.**

Liberalizacja rynku energii elektrycznej rozpoczęła się we Francji w tym samym okresie, co w Polsce, jednak uzyskane efekty znacznie przewyższają osiągnięcia polskiego sektora. Reforma francuskiego rynku energii elektrycznej, wsparta z sukcesem zmianami w regulacjach prawnych (luty 2000, styczeń 2003, sierpień 2004, lipiec 2005) wprowadzającymi w życie dyrektywy unijne, była typową reformą nie obejmującą restrukturyzacji przemysłowej operatora dominującego. Francja nie jest jedynym krajem w Europie, w którym zmiany legislacyjne nie nakładały konieczności restrukturyzacji przemysłu<sup>264</sup>. Podobnie jak Polska, Francja umożliwiła w pierwszej kolejności zmianę dostawcy firmom. Od 2006 r. do końca 2007 r., niemal 7 proc. firm zmieniło dostawcę energii, podczas gdy w Polsce od 2005 r. zrobiło to zaledwie kilkadziesiąt przedsiębiorstw. We Francji 86% energii elektrycznej wytwarza potentat EdF. Ceny oferowane przez alternatywnych dostawców energii, takich, jak Suez, Poweo czy Direct Energie, są nieco wyższe niż pozostałych, ale firmy oferują rozmaite usługi w pakiecie, (np. związane z oszczędnością energii).

Podstawy francuskiej polityki energetycznej były wypracowywane przez wiele lat i opierają się na następujących celach:

1. Bezpieczeństwo dostaw energii;
2. Konkurencyjność dostaw;
3. Ochrona środowiska;
4. Zapewnienie dostępu do usług energetycznych wszystkim obywatelom na terytorium całego kraju<sup>265</sup>.

Opiekę nad rynkiem energii we Francji sprawują Minister Gospodarki i Komisja Regulacji Energetyki<sup>266</sup>. W proces regulacji<sup>267</sup> zaangażowana jest również Rada ds.

---

<sup>263</sup> Crampes C., Fabra N., *The Spanish Electricity Industry: Plus ca Change...*, *The Energy Journal*, European Electricity Liberalisation, 2005, s.152.

<sup>264</sup> Podobna sytuacja miała miejsce na przykład w Szwecji, Niemczech, Hiszpanii, Belgii czy Portugalii).

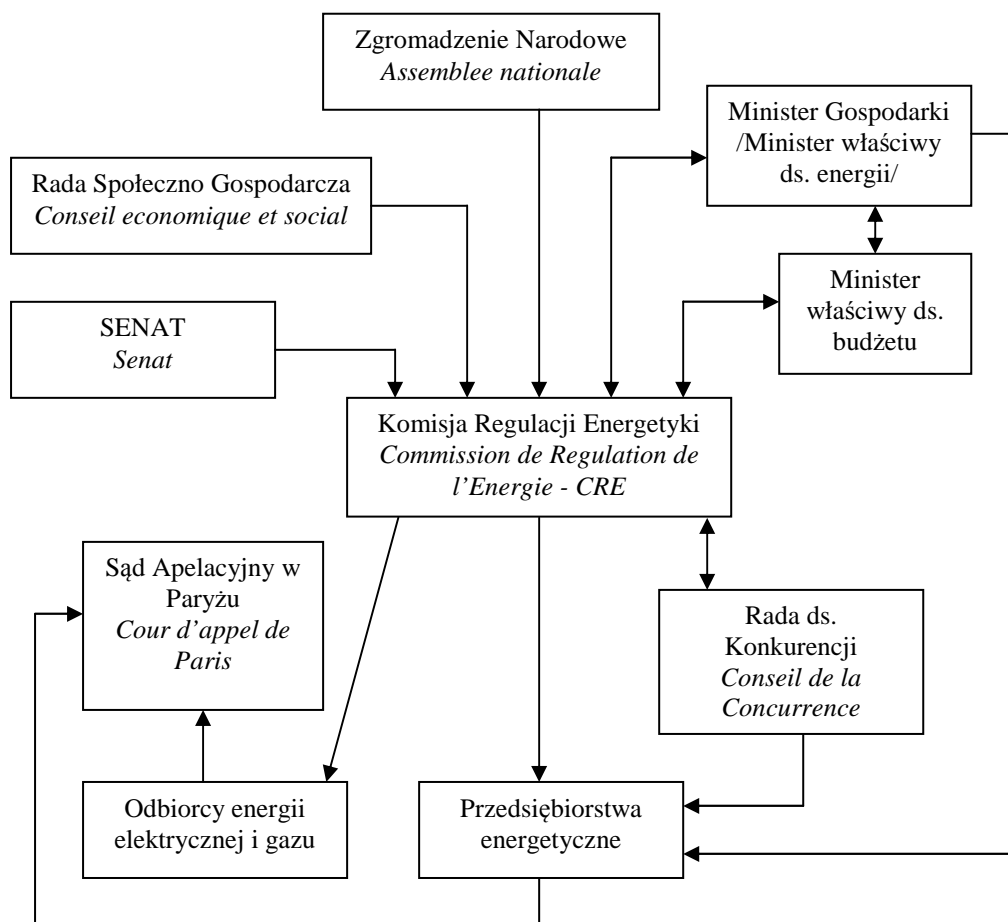
<sup>265</sup> *Energy Policies of IEA Countries. France.*, IEA, 2004, s.34.

<sup>266</sup> Commission de Regulation de l’Energie – CRE)

<sup>267</sup> Regulacja obejmuje rynek energii elektrycznej i gazu oraz gazu płynnego (przypis autora)

Konkurencji. Jej wpływ jest jednak ograniczony. Schemat systemu regulacji przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 11. Schemat systemu regulacyjnego we Francji



Źródło: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s.147.

Komisja Regulacji Energetyki jest niezależnym regulatorem utworzonym w marcu 2000r. Ten wyspecjalizowany organ administracji jest niezależny od rządu w zakresie polityki elektroenergetycznej i misji publicznej. Jako jednostka nadzorująca dostęp sieciowy, CRE jest odpowiedzialna za liberalizację rynku energii<sup>268</sup>. W skład CRE wchodzi 7 członków. Są oni niezależni i nie mogą przyjmować żadnych instrukcji od rządu, ani innych podmiotów. CRE koordynuje działania związane z polityką

<sup>268</sup> Por.: Electricity and energy policy: French specificities and challenges in the European context, Biuletyn Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, November 2006, str.2 i nast.

energetyczną rządu, zobowiązaniami publicznymi oraz funkcjonowaniem rynku i dostępem do sieci<sup>269</sup>. Uprawnienia CRE można podzielić na 7 grup:

- podejmowanie decyzji, w tym zarządzanie systemami przesyłowym i dystrybucyjnym,
- uprawnienia w zakresie zgłaszania propozycji obejmujących wysokość opłat za dostęp do sieci, wysokość kar za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i bezpieczeństwa oraz zakres i wysokość opłat związanych ze wspieraniem funduszu zobowiązań publicznych i produkcji,
- uprawnienia wykonywane wspólnie z ministrem właściwym ds. energetyki (przygotowanie i dystrybucja specyfikacji oraz zbieranie ofert w przetargach na budowę nowych mocy wytwórczych),
- rozstrzyganie sporów na wniosek stron, związanych z dostępem do sieci gazowych i elektroenergetycznych oraz instalacji LNG,
- nakładanie kar w przypadku naruszenia decyzji administracyjnych lub zasad ustalonych przez CRE (sankcje zakazu dostępu do sieci na okres do 1 roku lub grzywnę w wysokości 3% przychodów),
- monitorowanie rynku,
- uprawnienia doradcze<sup>270</sup>.

CRE ma bardzo silny wpływ na funkcjonowanie rynku elektroenergii we Francji ze względu na wagę podejmowanych decyzji, dotyczących fragmentu funkcjonowania rynku. CRE jest gwarantem prawidłowego dostępu do publicznej sieci elektroenergetycznej oraz zapewnia płynny rozwój rynku energii elektrycznej, a także gwarantuje niezależność operatorów systemu. W zakresie regulacji rynku CRE czuwa nad zrównoważonym rozwojem rynku energii elektrycznej, wejściem nowych producentów na rynek energii oraz właściwym ustalaniem cen sprzedaży energii dla odbiorców<sup>271</sup>.

CRE funkcjonuje równolegle z Ministrem Gospodarki. Ministerstwo Gospodarki, Finansów i Przemysłu wyodrębniło Dyrektoriat Generalny ds. Energii i Surowców. Jest

---

<sup>269</sup> Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod redakcją A. Dobroczyńskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s.147 i nast.

<sup>270</sup> Ibidem.

<sup>271</sup> Por.: Misja CRE na <http://www.cre.fr/fr/presentation/missions> (10.02.2008).



on między innymi odpowiedzialny za definiowanie polityki energetycznej i jej implementację<sup>272</sup>.

Ministerstwo i CRE są wspierane przez placówkę rządową – Agencję ds. Środowiska i Efektywności Energetycznej (ADEME<sup>273</sup>). Do jej zadań należy pobudzanie, nadzór, koordynacja, ułatwianie i podejmowanie działań mających na celu ochronę środowiska i zarządzanie energią.

Rynek elektroenergii we Francji różni się od pozostałych rynków europejskich. Słaba demonopolizacja nie zniszczyła tam dominującej roli państwa. „Dalsze utrzymywanie polityki konkurencyjnego otoczenia narodowego lidera przez jedno lub dwa dziesięciolecia rodzi poważne problemy wykonalności i efektywności. Odkąd poszukuje się sposobu utrzymania monopolistycznych struktur przemysłu francuskiego w obliczu narastających sił rynku, realizacja *polityki okrążenia granic i obrzeży* wymaga dobrej współpracy z krajami sąsiednimi i Komisją Europejską (...). Niedawny oficjalny raport rządowy (IGF-CGM 2004) sugeruje, iż kontynentalny oligopol generacji nie powinien się obawiać francuskiej energetyki jądrowej, gdyż nie jest w jej interesie agresywne konkurowanie na rynku”<sup>274</sup>.

W celu poprawy funkcjonowania rynku elektroenergii we Francji należałoby zwrócić uwagę na następujące problemy:

- Kontynuacja działań w zakresie efektywności energetycznej w szczególności w sektorze transportu;
- Rozwój programu „białych certyfikatów”;
- Opracowanie studium wykonalności oraz ocena kosztów ekonomicznych stabilizacji zużycia energii do roku 2015;
- Analiza potencjalnych przeszkód rozwoju konkurencji włączając sprawę równego dostępu do sieci elektroenergetycznej;
- Wprowadzenie zachęt do inwestowania w rozwój sieci łączących Francję z rynkiem unijnym;
- Analiza i projekcja mechanizmów generujących popyt na energię elektryczną w celu złagodzenia gwałtownych skoków popytu.

---

<sup>272</sup> Por.: Electricity and energy policy: French specificities and challenges in the European context, Biuletyn Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, November 2006, str.2 i nast.

<sup>273</sup> Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, (ADEME).

<sup>274</sup> Glachant J.M., Finon D., A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of France, The Energy Journal, Int. Ass. For Energy Economics, 2005, s.203.

Na francuskim rynku elektroenergii widoczne jest powstawanie konkurencyjnego rynku na obrzeżu otaczającym starą strukturę monopolistyczną. Sektor powinien zadbać o wzmocnienie mechanizmów konkurencji i skoordynowanie ich z sąsiednimi rynkami. Dzięki takim działaniom zwiększy się stopień otwarcia i transparentność rynku elektroenergii. „Działania te, wpływające na dostęp do rynku i jego mechanizmy, również odbiją się na budowie i rozszerzaniu kontynentalnego rynku europejskiego”<sup>275</sup>.

## **7. Porównanie systemów regulacji energetyki w wymienionych krajach – wnioski.**

Warto skonstruować wnioski wynikające z wyżej przeprowadzonych charakterystyk systemów krajowych. Ze względu na szczególne znaczenie, sektor elektroenergii bardzo długo bronił się przed wprowadzeniem mechanizmu rynkowego. We Wspólnocie Europejskiej do połowy lat osiemdziesiątych nie podejmowano żadnych reform, chroniąc monopol energetyczny. Wprowadzona w 1996 r. Dyrektywa Parlamentu i Rady UE w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej pozwoliła na rzeczywiste przełamanie monopolu przedsiębiorstw sieciowych. Oznaczało to całkowitą rewolucję w dotychczasowych zasadach obrotu energią, wzbudzającą wiele kontrowersji i sprzeciwów w poszczególnych państwach, które nie chciały się zgodzić na konkurencję w energetyce. W pierwszym okresie po wprowadzeniu Dyrektywy państwa członkowskie Unii podjęły szereg działań mających na celu ujednoczenie prawa i pobudzenie procesów otwierania rynku energii. W szczególności należy tu wskazać Francję, której w okresie reformy rynku energii udało się obniżyć realne ceny energii elektrycznej<sup>276</sup> i zapewnić samowystarczalność energetyczną<sup>277</sup>.

Obecnie zaobserwować można zmianę w podejściu większości rządów do mechanizmu konkurencji i regulacji sektora. Monopol naturalny został uznany za jedną z przyczyn niesprawności w funkcjonowaniu rynku. Wpływ na zmianę punktu widzenia ma również postępująca globalizacja, wymuszająca poprawę efektywności funkcjonowania gospodarki narodowej. Bardzo ważną rolę odgrywa państwo, które

---

<sup>275</sup> Ibidem.

<sup>276</sup> Należy dodać, że w 2007 roku dwie firmy energetyczne sprzedawały energię po cenach niższych od cen rynkowych. Komisja Europejska uznała te praktykę za niezgodną z prawem UE (ceny były podwyższone wyłącznie o wskaźnik inflacji).

<sup>277</sup> Por.: Electricity and energy policy: French specificities and challenges in the European context, Biuletyn Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie, November 2006, str.1 i nast.

stosuje wyspecjalizowaną regulację w sektorze energetycznym. W sektorze elektroenergetycznym Unii Europejskiej nadal występuje mozaika różnorodnych systemów energetycznych. Celem działań regulacyjnych jest poprawa konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych i ujednoczenie sektora energii w całej Unii, co powinno prowadzić do ochrony konsumentów przed nadmiernym wzrostem cen energii. Przykładem zdecydowanego podejścia i przypisania szerokich kompetencji regulacyjnych jednej instytucji jest Wielka Brytania. W pozostałych krajach nastąpił podział uprawnień do stosowania równego rodzaju form oddziaływania pomiędzy regulatorem i właściwego ministra. W większości krajów zagadnienia dotyczące zasadności taryf i cen, dostępu do sieci oraz rozstrzyganie sporów, znajdują się w gestii organów regulacyjnych. Są one upoważnione do wydawania ostatecznych decyzji, od których przysługuje odwołanie do sądów administracyjnych, specjalnie powołanych organów lub do ministra. Analizując różne rozwiązania można wyodrębnić następujące instytucje, które posiadają kompetencje regulacyjne w sektorze energetyki:

1. Minister pełniący funkcję regulatora.

Przykładem są Niemcy, gdzie w jako jedynym kraju Unii nie wyodrębniono instytucji regulatora (rolę quasi-regulatora pełni minister gospodarki; proces regulacji rozwija się bardzo wolno od 2006 roku). Dostęp do sieci jest negocjowany, a koncesje i pozwolenia wydawane są przez władze lokalne.

2. Agencje ministerialne (Francja, Norwegia, Szwecja, Finlandia).

Organy te posiadają szerokie kompetencje i prawo podejmowania niezależnych decyzji. Na czele takiego organu stoi zazwyczaj dyrektor departamentu. Formalnie organy podlegają ministrowi.

3. Agencje niezależne (Wielka Brytania, Dania).

Odpowiadają przede wszystkim za kontrolę cen i warunki dostępu do sieci oraz ochronę odbiorcy. Zazwyczaj są zobowiązane do zajmowania się innymi sprawami takimi, jak: jakość świadczonych usług, promocja efektywności energetycznej, konkurencja czy też sprawy ochrony środowiska.

4. Agencje doradcze (Hiszpania).

Instytucje te są formalnie niezależne od ministra i posiadają podobnie jak pozostałe organy regulacyjne, własny budżet. Celem ich działania jest analiza rynku i doradzanie ministrowi, któremu przedstawiają opinie i rekomendacje.

Wagę i znaczenie poszczególnych organów regulacyjnych można rozpatrywać pod kątem zakresu kompetencji i podejmowanych decyzji oraz pod względem niezależności od wpływów politycznych. W krajach Unii istnieje zaledwie kilka instytucji regulacyjnych o dużej autonomii pod względem formalnym, potwierdzonej trybem powoływania regulatora oraz uprawnieniem go do podejmowania niezależnych decyzji (Wielka Brytania, Dania)<sup>278</sup>. Instytucje regulacyjne w Finlandii, Szwecji i Norwegii są przykładem instytucji o dużej sile oddziaływania. Świadczy o tym stopień wykorzystania przez ministra rekomendacji regulatora.

Analiza systemów regulacyjnych energetyki państw Unii Europejskiej pokazuje bogactwo stosowanych rozwiązań instytucjonalno-organizacyjnych. Znacznie mniej bogaty jest zestaw stosowanych narzędzi regulacyjnych. Długoterminowa prognoza rozwoju sektora elektroenergii kształtuje się pod wpływem czterech trendów: liberalizacji i internacjonalizacji rynków energii, wzmocnienia roli organów unijnych w stanowieniu prawa na rynku międzynarodowym, problemu konsekwencji zmian klimatycznych oraz zmienności cen paliw<sup>279</sup>. Mogą one przyczynić się do całkowitej zmiany kształtu rynku elektroenergii w Europie. Przykładem może być podjęta w styczniu 2009 r. inicjatywa dostawców energii elektrycznej z Francji (RTE) i Belgii (Elia), które zdecydowały o uruchomieniu centrum koordynacyjnego, mającego zapewnić ciągłość dostaw prądu w Europie Północno-Zachodniej. Francusko-belgijska inicjatywa wymaga jednak wsparcia wszystkich krajów członkowskich, których terytoria ma objąć. Jest to jedna z inicjatyw, które zamierza podjąć UE w najbliższym czasie. Celem działań jest liberalizacja energetyki i utworzenie jednolitego, otwartego rynku na terenie unii zapewniającego poprawę efektywności energetycznej i bezpieczeństwo rynkowe przez wykorzystanie zaawansowanych instrumentów rynkowych.

Rynki elektroenergii w Europie są poddawane obserwacji i krytycznej ocenie w aspekcie zgodności z założonymi celami funkcjonowania. Bezpieczeństwo energetyczne, postęp technologiczny i zmiany klimatyczne są problemami globalnymi. Jednak to kraje i regiony powinny, w zależności lokalnych zasobów i preferencji, mieć możliwość kształtowania własnych rozwiązań. Rozwiązania te muszą być tak skonstruowane, by przynieść efekt w postaci globalnego, zrównoważonego i przyjaznego środowiska rozwoju gospodarczego. Być może w dobie rosnącego zapotrzebowania i rosnących cen

---

<sup>278</sup> Za: Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu., pod redakcją A. Dobroczyńskiej., URE, Warszawa 2003.

<sup>279</sup> Malko J., Europejski rynek energii elektrycznej, Rynek energii elektrycznej. Dylematy rozwoju rynku. Materiały konferencyjne., Politechnika Lubelska, kwiecień 2006.

energii elektrycznej rozwiązaniem problemu będzie stworzenie europejskiego rynku energii elektrycznej (DEEM<sup>280</sup>) z wykorzystaniem podejścia „bottom-up”<sup>281</sup>.

---

<sup>280</sup> Design of European Electricity Market – projekt realizowany jest w ramach 6 Programu Ramowego.

<sup>281</sup> Rodzaj spojrzenia metodologicznego – „z dołu do góry”. Polega na hierarchicznej agregacji funkcjonalnie powiązanych elementów prostych (funkcji lub danych) w grupy aż do poziomu najwyższego, przedstawiającego cały system

## ROZDZIAŁ IV

# Wybrane aspekty liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce w świetle procesu wprowadzania kolejnych regulacji prawnych do roku 2007

### 1. Rys historyczny rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce.

Obecna sytuacja energetyczna świata wymaga działań dostosowujących regulacje prawne, ponieważ długofalowe prognozy nie dają jednoznacznych odpowiedzi na pytania związane ze zbliżającymi się trudnościami w pozyskiwaniu nowych źródeł energii. Surowce energetyczne, a w szczególności groźba niedoboru podaży surowców, może być wykorzystana jako instrument oddziaływania w stosunkach międzynarodowych. Awarie w USA i Europie oraz odcięcie rosyjskiego gazu dla Ukrainy czy problem „rury bałtyckiej”, a także stworzony przez UE problem limitów emisji CO<sub>2</sub> (którego część powstaje w elektrowniach węglowych) zwracają uwagę specjalistów na ich związek z procesem liberalizacji rynku energii elektrycznej. Konkurencyjny rynek energii elektrycznej jest wyzwaniem dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii zarówno w krótkim, jak i długim okresie. Jednym z warunków spełnienia tego wymogu jest zabezpieczenie odpowiedniego poziomu i struktury inwestycji energetycznych. Z natury rzeczy podlegają one długotrwałym procedurom administracyjnym i są kapitałochłonne. Oznacza to, że rynek energii elektrycznej nie może reagować na sygnały, które się na nim pojawiają, ponieważ ma to miejsce z reguły zbyt późno. Inwestycje i prowadzenie właściwej polityki energetycznej, to warunki konieczne, gwarantujące bezpieczeństwo dostaw, racjonalność kosztów pozyskania energii oraz spełnienie wymogów ekologicznych. Warunki te mogą być spełnione tylko w sytuacji odpowiedniego dostosowania regulacji prawnych.

„Pierwsze próby wykorzystania energii elektrycznej w Polsce miały miejsce w ostatnich dwóch dekadach XIX w. Próby takie podejmowały głównie zakłady przemysłowe, cukrownie itp., instalując niewielkie, kilku- lub kilkudziesięciu kilowatowe, generatory napędzane maszynami parowymi lub silnikami Diesla oraz małe elektrownie

wodne. Energia elektryczna z tych źródeł była wykorzystywana początkowo do oświetlenia, głównie przy wykorzystaniu lamp łukowych.<sup>282</sup>

„Istotnym krokiem w rozwoju elektroenergetyki było wybudowanie na początku XX w. kilku większych elektrowni miejskich o mocy kilku MW, dostarczających energię elektryczną do oświetlania domów, ulic, a następnie dla potrzeb przemysłu i transportu miejskiego. Przykładem może być Elektrownia Powiśle wybudowana w 1904 r. w Warszawie o mocy 2 MW, a następnie rozbudowana w 1911 r. do 11,6 MW, oraz Elektrownia Łódź wybudowana w 1907 r. o mocy początkowej 2,1 MW. W tym samym czasie na ziemiach polskich wybudowano elektrownie: Ołowianka w Gdańsku, Chorzów, Zabrze, Wrocław, Victoria w Wałbrzychu, w Poznaniu i Krakowie. Również w tym czasie powstało wiele małych elektrowni przemysłowych, przede wszystkim na Śląsku, w Łodzi i Warszawie.<sup>283</sup>”

„Po I wojnie światowej w Polsce czynnych było ok. 280 elektrowni, głównie przemysłowych, o łącznej mocy 210 MW i rocznej produkcji ok. 500 GWh. W okresie międzywojennym miał miejsce umiarkowany rozwój elektroenergetyki. W 1938 r. czynnych było 3198 elektrowni o łącznej mocy 1 668 MW i łącznej produkcji 3 974 GWh. Największe elektrownie zawodowe w tym okresie to: Elektrownia Powiśle – 83 MW, Elektrownia Pruszków – 31,5 MW, Łaziska – 105 MW, Będzin – 23,5 MW, Zabrze – 70,3 MW, Szombierki – 51,2 MW, Łódź – 101 MW, Garbary w Poznaniu – 42 MW. Jednak elektrownie te nie stanowiły połączonego systemu. Nie powstała jeszcze ogólnopolska sieć elektroenergetyczna. Wybudowano jedynie fragmenty linii 150 kV z Elektrowni Rożnów do Warszawy, z odgałęzieniem do Stalowej Woli i Ostrowca Świętokrzyskiego. Wytwarzaniem, dystrybucją i sprzedażą energii elektrycznej zajmowało się wiele lokalnych przedsiębiorstw.<sup>284</sup>”

„Druga wojna światowa spowodowała w elektroenergetyce dotkliwe straty. Miała miejsce wyniszczająca eksploatacja urządzeń oraz w wyniku działań wojennych zniszczonych zostało szereg elektrowni, zwłaszcza w Warszawie oraz na Odzyskanych Ziemiach Zachodnich. W 1945 r. przystąpiono do ich odbudowy i uruchamiania. W 1946 r. łączna moc wszystkich elektrowni w kraju była niewielka. Czynnych było 361

---

<sup>282</sup> Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030r., World Energy Council, 2007, s.50 i nast.

<sup>283</sup> Ibidem.

<sup>284</sup> Ibidem.

elektrowni o łącznej mocy 2 553 MW i rocznej produkcji 5,8 TWh, w tym 191 elektrowni zawodowych o mocy 1 296 MW i rocznej produkcji 3,4 TWh.<sup>285</sup>”

„Okres od 1950 r. to lata rozwoju nowoczesnej elektroenergetyki polskiej i intensywnej elektryfikacji kraju. Powstały elektrownie o dużych mocach rzędu kilkuset lub kilku tysięcy MW. W latach 60. utworzono ogólnokrajowy system elektroenergetyczny z liniami przesyłowymi 220 kV, a następnie 400 kV oraz ujednociono napięcia znamionowe sieci. Powstały duże systemy ciepłownicze z elektrociepłowniami wytwarzającymi energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu. W latach 50. i 60. wdrożono program powszechnej elektryfikacji kraju. Poza siecią ogólnokrajową pozostawały jedynie nieliczne grupy odbiorców leżących z dala od tej sieci, zwłaszcza w górach i w głębi lasów. W 1960 r. rozpoczęta została współpraca polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami ZSRR, NRD i CSRS. W roku 1995 polski system elektroenergetyczny został włączony do systemu krajów Zachodniej Europy (UCTE). W 2000 r. polski system elektroenergetyczny uzyskał połączenie kablem podmorskim prądu stałego z systemem szwedzkim. W latach 1946-2000 produkcja energii elektrycznej wzrosła 25-krotnie – z 5,8 TWh w 1946 r. do 145,2 TWh w roku 2000, a zużycie energii elektrycznej brutto na 1 mieszkańca wzrosło w tym samym okresie z 244 kWh do 3 256 kWh, czyli 15-krotnie.<sup>286</sup>”

„Pomimo wysokiego przyrostu mocy elektrowni, przede wszystkim w latach 1960-1990, wzrost zapotrzebowania powodował, że aż do końca lat 80. występowały okresowe ograniczenia w dostawach mocy i energii. Było to powodowane wysokim zapotrzebowaniem ze strony przemysłu, zwłaszcza przemysłu ciężkiego oraz nieefektywnym użytkowaniem energii w całej gospodarce. W latach 1989-1992, na skutek recesji gospodarczej, jak i zapoczątkowanych w 1990 r. przekształceń systemowych, szczytowe zapotrzebowanie mocy obniżyło się z 22,9 GW w 1988 r. do 21,5 GW w 1992 r. Zmalała także produkcja energii elektrycznej – ze 145,5 TWh w 1989 r. do 132,7 TWh w 1992 r. Od 1993 r. wraz z ożywieniem gospodarczym produkcja energii elektrycznej zaczęła stopniować wzrastać – do 145,2 TWh w 2000 r. Obniżenie zapotrzebowania na moc i energię, przy równoczesnym wzroście mocy zainstalowanej elektrowni, jak również utrzymywania w eksploatacji urządzeń starych, przyczyniły się do powstania rezerwy w

---

<sup>285</sup> Ibidem.

<sup>286</sup> Ibidem.



polskim systemie elektroenergetycznym. Szacuje się, że aktualnie rezerwa ta, po uwzględnieniu niezbędnych ubytków mocy, wynosi 3-4 GW.<sup>287</sup>

W 2005 r. system przesyłowy obejmował linie 750, 400 i 220 kV o łącznej długości 13,1 tys. km, w tym 114 km linii 750 kV (obecnie nieczynnej). System sieci dystrybucyjnych obejmował linie 110 kV o długości 32,4 tys. km, linie średnich napięć 295,8 tys. km oraz linie niskich napięć 412,8 tys. km<sup>288</sup>. Podstawowe liczby charakteryzujące rozwój elektroenergetyki polskiej i zużycia elektroenergii w ostatnim 20-leciu przedstawione są w Tabelach 5. i 6.

Tabela 5. Rozwój bazy technicznej elektroenergetyki polskiej w latach 1950-2005

Wyszczególnienie	1950	1970	1990	2000	2005
Moc zainstalowana (GW)	2,7	13,9	32,0	34,5	35,4
- elektrownie ciepłe zawodowe	1,4	10,9	26,8	29,8	30,7
- elektrownie wodne	0,2	0,8	2,0	2,1	2,2
- elektrownie przemysłowe	1,1	2,2	3,2	2,6	2,5
Przyrost zainstalowanej mocy 1990 = 100	19,4	43,4	100	107,8	110,6
Maksymalne roczne zapotrzebowanie mocy (GW)	1,7	10,7	23,4	22,33	23,5
Długość linii elektrycznych (tys. km)					
- najwyższe napięcia (750-220 kV)	0,1	5,8	12,3	12,9	13,1
- wysokie napięcia (110 kV)	2,3	17,2	30,5	32,3	32,4
- średnie napięcia	57,5	153,4	259,3	278,1	295,8
- niskie napięcia	59,8	227,5	355,2	389,8	412,8
Liczba odbiorców (mln)	-	9,53	14,11	15,29	15,76

Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., World Energy Council, Warszawa, 2007

Tabela 6. Końcowe zużycie energii w Polsce w latach 1990-2006.

Mtoe	1990	1995	2000	2005	2006
Końcowe zużycie energii elektrycznej	8,23	7,70	8,32	9,03	9,51
Przyrost zużycia 1990 = 100	100	93,6	101,1	109,7	115,6

Źródło: Opracowanie własne na podstawie EU Energy and Transport In Figurek, Statistical Pocket Book 2006, Luxembourg 2007, s.2.6.20 oraz Agence Internationale de l'Energie, [www.iea.org/textbase/country/m\\_country.asp?COUNTRY\\_CODE=PL](http://www.iea.org/textbase/country/m_country.asp?COUNTRY_CODE=PL) (15.06.2008);

Porównując przyrost mocy wytwórczych, w związku z rozwojem bazy technicznej w latach 1990 – 2005 oraz wzrost konsumpcji energii elektrycznej w tym samym okresie

<sup>287</sup> Ibidem.

<sup>288</sup> Ibidem

można zauważyć niepokojący fakt coraz większego wzrostu zużycia prądu w porównaniu z przyrostem zainstalowanej mocy. Potwierdza to również statystyka importu netto energii elektrycznej, z której wynika, że Polska od roku 1990 importuje coraz większą ilość energii elektrycznej. Przyczyną braku inwestycji w sektorze może być zbyt niska efektywność wykorzystania naszego potencjału i brak systemów motywacyjnych dla producentów i dostawców energii. Dlatego też Polska powinna zaktualizować stan regulacji prawnych w tym zakresie.

Dokonując analizy krajowego rynku energii nie można pominąć przeglądu stanu regulacji prawnych. Rok 1989 był początkiem przełomu ustrojowego, który przełożył się na funkcjonowanie przedsiębiorstw, w tym także elektroenergetycznych. Cofając się do lat powojennych należy podkreślić, że sektor elektroenergetyczny traktowany był jako podstawa odbudowy gospodarczej. W związku z tym został upowszechniony pogląd, iż powinien on być własnością publiczną. Taką tezę potwierdzał panujący ustrój. Podstawowymi założeniami było to, że sektor elektroenergetyczny powinien funkcjonować jako monopol naturalny, polityka sektora musi być zgodna z polityką rządu, a elektryczność nie jest towarem, lecz usługą dostępną dla wszystkich<sup>289</sup>. Z tego względu po II wojnie światowej w Polsce, podobnie jak w innych krajach europejskich, elektroenergetyka została znacjonalizowana i poddana centralnemu zarządzaniu. W Polsce monopol energetyczny był naturalną konsekwencją monopolistycznego zarządzania całą gospodarką i chęcią odgórnego regulowania przez władze komunistyczne wszelkich aspektów życia społeczno-gospodarczego. Do końca lat osiemdziesiątych ten sektor gospodarki zarządzany był centralnie przez Wspólnotę Energetyki i Węgla Brunatnego. W momencie rozpoczęcia procesu transformacji na początku lat dziewięćdziesiątych problemem, który pojawił się w energetyce był system wyznaczania cen energii elektrycznej. Ceny ustalane przez Ministra Finansów były wielokrotnie niższe od cen w krajach Europy Zachodniej. Sytuacja ta zapóźnienia w technologiach wytwarzania doprowadziły do nadmiernej energochłonności gospodarki. Konsekwencją tego procesu był deficyt zdolności produkcyjnych<sup>290</sup>. Oderwanie cen od kosztów obniżyło efektywność ekonomiczną elektroenergetyki i doprowadziło do

---

<sup>289</sup> Czekaj J., *Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce.*, Biblioteka Regulatora, Warszawa 2001, s.: R III.

<sup>290</sup> *Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki*; Materiał przyjęty przez Radę Ministrów 17.09.1996 r.

występowania na szeroką skalę subsydiowania skrośnego<sup>291</sup>. Ze względu na realizowanie przez rząd celów polityczno-socjalnych, ceny energii elektrycznej wytwarzanej dla przemysłu były około trzykrotnie wyższe, niż ceny energii dla ludności. Tania energia kosztem przemysłu i nadmierne zatrudnienie w przemyśle energetycznym, w porównaniu z krajami Europy Zachodniej (czterokrotnie wyższe niż standardy narzucone przez pozostałe kraje europejskie), doprowadziły do prób zdecentralizowania elektroenergetyki.

W lutym 1990 roku Sejm przyjął ustawę o likwidacji Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego, zobowiązując Ministra Przemysłu do działań prowadzących do dalszego funkcjonowania elektroenergetyki. W sierpniu 1990 r. Minister Przemysłu utworzył Polskie Sieci Energetyczne S.A. (PSE SA). Przejęły one majątek sieci przesyłowej i stały się pośrednikiem w obrocie energią elektryczną<sup>292</sup>. Po utworzeniu PSE SA, rynek elektroenergetyczny podzielił się na 3 sektory: wytwarzania, przesyłowy i dystrybucyjny. Pomimo, że PSE SA podjęły próby wdrażania nowych rozwiązań obejmujących między innymi bezpieczeństwo energetyczne, prywatyzację i finansowanie sektora energetyki, działania były skutecznie hamowane w wyniku niedostosowania przepisów prawnych<sup>293</sup>. Nowa sytuacja ekonomiczno-polityczna w Polsce przyczyniła się do zaistnienia nowych warunków prawnych funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych w wyniku przestawienia gospodarki na system rynkowy.

Rozpoczęte w Polsce po roku 1989 reformy spotkały się z niedostosowaniem obowiązujących regulacji prawnych do zmian, które nastąpiły w gospodarce elektroenergetycznej. Ważnym punktem zwrotnym dla rynku elektroenergetycznego w Polsce był rok 1996. W dniu 19 grudnia 1996 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej uchwaliły Dyrektywę Nr 96/92/EC<sup>294</sup>, dotyczącą jednolitych reguł unijnego rynku energii elektrycznej. Dyrektywa nawiązuje do Traktatu powołującego Unię

---

<sup>291</sup> Subsydiowanie skrośne oznacza wzajemne dotowanie poszczególnych rodzajów działalności, bądź dotowanie jednych odbiorców przez drugich.. Zjawisko subsydiowania skrośnego występuje w energetyce pomiędzy różnymi rodzajami działalności prowadzonej w ramach tego samego podmiotu jak również pomiędzy poszczególnymi grupami odbiorców, korzystających z tego samego rodzaju energii, lecz na różnych zasadach. (porównaj: Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B.; Regulacja energetyki w Polsce; Warszawa-Toruń 2001; s.29)

<sup>292</sup> PSE kupowały energię od producentów jako wyłączny nabywca i sprzedawały przedsiębiorstwom dystrybucyjnym w cenie hurtowej.

<sup>293</sup> Jasiński P., Skoczny T., Elektroenergetyka. Studia nad integracją europejską.; Warszawa 1996, s.110 i nast.

<sup>294</sup> Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, OJ L 27 z 30.01.97 r.; Dyrektywa zobowiązuje kraje członkowskie UE do zapewnienia uprawnionym odbiorcom prawa dostępu do usług przesyłowych (TPA), wyznaczenia niezależnych operatorów systemów przesyłowych (TSO – Transmission System Operator) oraz zapewnienia przejrzystych i niedyskryminujących sposobów rozliczeń transakcji rynkowych.

Europejską, oraz Dyrektyw Nr 90/377/EEC<sup>295</sup> i 90/547/EEC<sup>296</sup>, a także do Decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Nr 1254/96/EC<sup>297</sup>. Dzięki Dyrektywie 96/92/EC Unia zobowiązała państwa członkowskie do transpozycji prawa, czyli wprowadzenia swoich własnych regulacji prawnych. Skutkiem wprowadzenia Dyrektywy w Polsce, było wprowadzenie już 4 miesiące później prawa energetycznego. Dyrektywa zawierała postanowienia dotyczące reguł organizacji sektora elektroenergetycznego oraz liberalizacji rynków energii elektrycznej i zasad obowiązujących na tych rynkach. Próby wprowadzania w życie przez państwa Unii Europejskiej Dyrektywy 96/92/EC wywoływały trudności z realizacją zasady TPA w przypadku odbiorców uprawnionych (do TPA) w danym kraju zamierzających dokonywać zakupu energii elektrycznej od dostawców zagranicznych. Doprowadziło to do opóźnień w rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie. Problem ten miał zostać rozwiązany po wejściu w życie Dyrektywy 2003/54/EC wprowadzającej jednolity obowiązek nadania uprawnień wyboru dostawcy energii.

## **2. Początki konkurencyjnego rynku energii elektrycznej – reformacja elektroenergetyki w Polsce.**

Prowadzone od początku lat 90-tych prace nad przepisami prawa dla gospodarki energetycznej, doprowadziły do uchwalenia przez Sejm w dniu 10 kwietnia 1997 r. ustawy Prawo Energetyczne<sup>298</sup> konstytuującej ramy prawne sektora energetycznego. Był to akt prawny pozwalający na realizację głównych założeń polityki energetycznej, której za cele stawiano:

- bezpieczeństwo dostaw energii oznaczające zapewnienie warunków umożliwiających pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania społeczeństwa i gospodarki na odpowiedniego rodzaju i jakości energię;
- ustanowienie cen wynikających z funkcjonowania mechanizmów rynkowych i/lub regulacji prowadzonej przez niezależny organ państwowy, wyodrębniony

---

<sup>295</sup> 29.06.1990 na temat przyszłości cen gazu i energii elektrycznej;

<sup>296</sup> 29.10.1990 na temat przesyłu energii elektrycznej;

<sup>297</sup> z 5.06.1996 r. na temat transeuropejskich sieci energetycznych;

<sup>298</sup> Ustawa Prawo Energetyczne z 10.04.1997 r. (Dz. U. nr 54, poz. 348 wraz z Późniejszymi zmianami). Ustawa weszła w życie 4.12.1997 r. i objęła niemal cały sektor energetyczny.,

ze struktur ministerstwa, działający na rzecz równoważenia interesów dostawców i odbiorców energii elektrycznej;

- przestrzeganie ochrony środowiska naturalnego<sup>299</sup>.

Dyskusja na temat urynkowania sektora energetycznego została zapoczątkowana już wcześniej w Europie. Znalazło to odzwierciedlenie w „Roboczym dokumencie na temat wewnętrznego rynku europejskiego”<sup>300</sup>. Komisja Europejska zwróciła w nim uwagę, że konkurencja powinna być głównym czynnikiem integrowania rynku energetycznego. Dokument poruszał problem stymulującego wpływu rynku energetycznego na poziom życia mieszkańców, co miało doprowadzić do wzrostu handlu między państwami – członkami Wspólnoty i zwiększyć zdolności produkcyjne przedsiębiorstw. Dokument wskazywał również na kwestie podatkowe, ograniczenia administracyjne, zagadnienia monopolu, ceny i koszty energii elektrycznej oraz obszary infrastrukturalne.

Ustawa od wejścia w życie była wielokrotnie modyfikowana. Najbardziej obszernej nowelizacji dokonano ustawą z dnia 26 maja 2000 r. o zmianie ustawy - Prawo Energetyczne<sup>301</sup>, która weszła w życie z dniem 14 czerwca 2000 r. Tę konieczność zmian wymusił Trybunał Konstytucyjny wyrokiem z dnia 26 października 1999 roku<sup>302</sup>. Trybunał wskazał, że przepisy Ustawy nie ustalają nawet najbardziej ogólnych zasad odnośnie mechanizmów kalkulacji cen i opłat, a także tworzenia taryf indywidualnych<sup>303</sup>. Inna ważna nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne z dnia 4 marca 2005 r., miała na celu dostosowanie polskich przepisów, między innymi do przepisów Dyrektyw 2003/54/WE oraz 2003/55/WE. Przepisy obydwu dyrektyw mają na celu głównie przyspieszenie procesu liberalizacji krajowych rynków energii elektrycznej oraz gazu ziemnego. Liberalizacja ma służyć poprawie konkurencyjności gospodarki krajów Unii Europejskiej - wszystko to przy ustaleniu równomiernego tempa zmian w ramach poszczególnych państw członkowskich. Nowelizacja zawierała również niezbędne

---

<sup>299</sup> Projekt ustawy został skierowany do Sejmu w październiku 1995 r.

<sup>300</sup> Internal Energy Market 1988, s.238

<sup>301</sup> Dz.U. Nr 48, poz. 555

<sup>302</sup> Trybunał Konstytucyjny stwierdził w swoim wyroku niezgodność art. 46 Ustawy z Konstytucją. Artykuł 46 upoważniał Ministra Gospodarki do wydania rozporządzenia określającego szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf w obrocie paliwami gazowymi, energią elektryczną i ciepłem. Artykuł nie odpowiadał określonym w Konstytucji wymaganiom, jakie musi spełniać upoważnienie ustawowe, gdyż nie zawierał wytycznych treści aktu wykonawczego.

<sup>303</sup> Opłaty za gaz, energię elektryczną i ciepło są istotne dla obywateli i Ustawa nie może ich odsyłać do rozporządzenia. Oznacza to, że naruszona została ochrona interesów konsumentów. Na mocy uchwały Trybunału, w dniu 1 lipca 2000r. wygasło upoważnienie do wydawania rozporządzenia przez ministra Gospodarki.

zmiany wynikające z dotychczasowych doświadczeń stosowania prawa energetycznego w warunkach rozwijającego się konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce. Następną z ważnych nowelizacją była kolejna Ustawa o zmianie ustawy - Prawo Energetyczne<sup>304</sup>, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, która miała na celu dostosowanie przepisów ustawy do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady oraz zmiany wynikające z doświadczeń w stosowaniu przepisów i funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

Zakres przedmiotowy ustawy Prawo Energetyczne normuje przepis art. 1 ust. 1, wskazując na podstawowe jej znaczenie dla gospodarki energetycznej. Określa ona ogólne zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw oraz energii, zasady funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i wskazuje organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Szeroki zakres przedmiotowy ustawy wynika z zadań, jakie są przed nią stawiane. Uchwalona ustawa uważana jest za jeden z lepszych tego typu aktów w Europie. Zawarte w niej rozwiązania kierunkują politykę energetyczną Polski na:

- a. ograniczenie udziału państwa w zarządzaniu sektorem elektroenergetycznym;
- b. prywatyzację i demonopolizację;
- c. podniesienie efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych przez stworzenie warunków dla ich rozwoju ekonomicznego;
- d. urynkwienie obrotu energią;
- e. usprawnienie funkcji regulacyjnych;
- f. kontrolę cen i taryf w myśl równoważenia interesów przedsiębiorstw elektroenergetycznych oraz odbiorców i użytkowników energii elektrycznej<sup>305</sup>.

Ustawa tworzy podstawy prawne głębokich zmian, jakim poddany jest sektor energetyczny. Ich istotą jest wprowadzenie do funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych mechanizmów rynkowych w takim stopniu, na ile jest to możliwe. Ma to istotne znaczenie ponieważ to przedsiębiorstwa energetyczne wpływają na warunki funkcjonowania wszystkich podmiotów gospodarujących. Ze względu na zależność

---

<sup>304</sup> Ustawa z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy - Prawo Energetyczne, ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności, Dz. U. z dnia 9 lutego 2007 r.; Niniejsza ustawa dokonuje w zakresie swojej regulacji wdrożenia dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, str. 50; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3).

<sup>305</sup> Szczygieł L., Regulacje prawne na rynku energii elektrycznej – Prawo Energetyczne, rozporządzenia wykonawcze. Materiały wykładowe, Studium Podyplomowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, Rynki energii elektrycznej, Łódź 1999- 2000.

odbiorców od dostawców energii, pewność dostaw decyduje o bezpieczeństwie gospodarki. Ważne jest to o tyle, że wiele przedsiębiorstw energetycznych funkcjonuje w warunkach monopolu.

Wprowadzenie ustawy ma przyczynić się do zrównoważonego rozwoju kraju. Terminu tego użyto przy definiowaniu celu ustawy. Pomimo, że stanowi on główną wytyczną dla założeń polityki energetycznej realizowanej przez Radę Ministrów, w ustawie nie został on zdefiniowany<sup>306</sup>. Jego definicję można znaleźć natomiast w ustawie Prawo ochrony środowiska<sup>307</sup>. Według wymienionej ustawy „zrównoważony rozwój kraju, to rozwój społeczno-gospodarczy, w którym, w celu zrównoważenia szans dostępu do środowiska poszczególnych społeczeństw lub ich obywateli – zarówno współczesnego, jak i przyszłych pokoleń – następuje proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałości podstawowych procesów przyrodniczych”<sup>308</sup>. Zasada zrównoważonego rozwoju została przyjęta podczas konferencji „Środowisko i rozwój” zorganizowanej przez Narody Zjednoczone w Rio de Janeiro w 1992 r.<sup>309</sup>. W związku z tym cel ustawy, przyjęty jako tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju, należy interpretować jako konieczność uwzględnienia równowagi w przyrodzie oraz równowagi w gospodarce w procesach energetycznych. Poszanowanie środowiska zostało podkreślone w nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne, wprowadzonej dnia 24.07.2002r. Artykuł 9 ustawy nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne przymus oszczędnego i proekologicznego prowadzenia gospodarki energetycznej<sup>310</sup>.

---

<sup>306</sup> Termin „zrównoważony rozwój” została użyta w art. 5 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. uchwalonej przez Zgromadzenie Narodowe w dniu 2 kwietnia 1997 r., Dz.U. 1997 Nr 78, poz. 483

<sup>307</sup> Prawo ochrony środowiska, Dz.U. Nr 62, poz. 627 ze zm.

<sup>308</sup> Ibidem

<sup>309</sup> Zasada głosi, że rozwój społeczny i gospodarczy ma charakter zrównoważony, gdy zachowuje istniejące zasoby i walory środowiska przyrodniczego w stanie zapewniającym trwałe możliwości korzystania z nich obecnym i przyszłym pokoleniom i nie zakłóca trwałości funkcjonowania tego środowiska. Zasada ta jest wypełniona szeregiem zasad konkretyzujących takich jak: zasada równego dostępu do środowiska przyrodniczego, zasada racjonalizacji, zasada uspołecznienia, zasada „zanieczyszczający płaci”, zasada przezorności, zasada prewencji, zasad zintegrowanego podejścia, zasada subsydiarności i pomocniczości oraz zasada skuteczności ekologicznej i efektywności ekonomicznej. (por. Michalik M. Założenia polityki ekologicznej Polski do 2025; Referat na konferencję „Zadania polskiego sektora energii związane z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej”, Zakopane 2000r.)

<sup>310</sup> Przepis art. 9 nakłada na przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną, obrotem, przesyłem i dystrybucją ciepła obowiązek zakupu na określonych warunkach energii ze źródeł odnawialnych. Na przedsiębiorstwa będące operatorami systemu dystrybucyjnego nakłada obowiązek zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z energią cieplną ze źródeł przyłączonych bezpośrednio lub pośrednio do sieci tych przedsiębiorstw.

Postulat zrównoważonego rozwoju kraju należy do postulatów ustawy, który łącząc wszystkie jej cele, równoważy interesy zarówno przedsiębiorstw energetycznych, jak i odbiorców paliw i energii<sup>311</sup>. Ponadto należy dodać, że zmiany wprowadzane obecnie i w przyszłości winny uwzględniać bezpieczeństwo energetyczne państwa i nie powodować zakłóceń w ekosystemie. Oznacza to między innymi, że postulat zrównoważonego rozwoju może zostać odczytany jako wytyczna dążenia do równomiernego rozwoju sieci przesyłowych i rozdzielczych, oraz pozostałej infrastruktury technicznej energetyki. Wprowadzenie mechanizmów rynkowych do energetyki budzi obawy, że podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne decyzje inwestycyjne będą skutkować nierównomiernym rozwojem w wyniku zróżnicowanego poziomu nakładów. Różnice w jakości i niezawodności dostaw mogą zatem ulec pogłębieniu. Taka sytuacja ma wpływ na obniżenie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ponadto w Europie obserwuje się dążenie do globalizacji rynków energetycznych. Wynika to ze strategicznych aspektów polityki energetycznej, którymi w szczególności są **bezpieczeństwo energetyczne** oraz internacjonalizacja handlu paliwami i energią.

### **3. Bezpieczeństwo energetyczne w regulacjach prawnych i polityce energetycznej.**

Pojęcie bezpieczeństwa energetycznego zostało zdefiniowane w ustawie Prawo Energetyczne<sup>312</sup> jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”.

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z kluczowych zagadnień gospodarki. Wadliwa definicja w prawie energetycznym oraz swoboda interpretacji stosowana przez polityków i podmioty gospodarcze, rozmyły sens tego pojęcia. Opracowana w 2004 roku przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy doktryna definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako „zdolność do zaspokajania w warunkach rynkowych popytu na paliwa i energię pod względem ilościowym i jakościowym, po cenie wynikającej z równowagi popytu i

---

<sup>311</sup> Baehr J., Stawicki E., Antczak J., Prawo Energetyczne, Komentarz, Domański Zakrzewski Palinka, Zakamycze 2003,

<sup>312</sup> Ustawa Prawo Energetyczne, Art. 3



podażą, przy zachowaniu warunków ochrony środowiska”<sup>313</sup>. Oznacza to możliwość zakupu energii i jej nośników przez podmioty na warunkach rynkowych. Polityka energetyczna Polski do 2025 roku<sup>314</sup> uzupełnia to pojęcie o niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i gazowniczego oraz powierzania przedsiębiorstwom energetycznym obowiązków w zakresie świadczenia usług o charakterze użyteczności publicznej. Propozycja kompleksowego podejścia do problemu bezpieczeństwa energetycznego zawarta w wymienionym opracowaniu, w stosunku do poprzednich programów, jest rozwiązaniem nowatorskim. Ministerstwo wprowadza pojęcie zarządzania bezpieczeństwem energetycznym, które realizowane jest poprzez planowanie, organizację, koordynację, nadzór i kontrolę bezpieczeństwa energetycznego. Za bezpieczeństwo energetyczne odpowiedzialne są: administracja rządowa, samorządowa administracja wojewódzka, gminna oraz operatorzy systemów sieciowych (przesyłowych i dystrybucyjnych).

Definicja bezpieczeństwa wskazuje, jakie czynniki powinny być brane pod uwagę przez organy odpowiedzialne za jego zapewnienie. Z mocy ustawy Rada Ministrów, minister gospodarki, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, wojewodowie oraz organy samorządów wojewódzkich i gminnych współtworzą założenia polityki energetycznej państwa<sup>315</sup>. Założenia te powinny zawierać prognozę długoterminową w zakresie gospodarki paliwami i energią. Sprawdzianem skuteczności działań organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo energetyczne może być potrzeba uruchomienia środków przewidzianych w art. 11 ust.1 pkt 1 ustawy<sup>316</sup>. Oznacza to, że wprowadzenie ograniczeń w sprzedaży paliw stałych lub ciekłych, czy też wprowadzenie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej, gazu lub ciepła z powodu braku równowagi długookresowej oznaczać będzie, że organy te nie spełniły swoich zadań. Obowiązek planowania obejmuje też same przedsiębiorstwa energetyczne, jednakże nie można im przypisać odpowiedzialności za brak równowagi na lokalnych rynkach energetycznych. Przedsiębiorstwo energetyczne może ponosić w takim przypadku jedynie

---

<sup>313</sup> Gadomski W., Najlepsze bezpieczeństwo daje rynek, *Gazeta Wyborcza*, 3.08.2006 r.

<sup>314</sup> Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa, 22.12.2004 r.

<sup>315</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo Energetyczne*, Dz. U. 1997, nr 54, poz. 348 z późn. zm., art. 13-15, art. 21 ust.1. oraz art. 3.

<sup>316</sup> Artykuł ten przewiduje ograniczenia dostaw paliw stałych lub ciekłych oraz gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego kraju w wyniku braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym, zagrożenia osób lub zagrożenia wystąpienia znacznych strat materialnych.

odpowiedzialność deliktową<sup>317</sup> lub odpowiedzialność z tytułu stosowania praktyk monopolistycznych<sup>318</sup>. Jak więc widać, problem jest złożony, wielowarstwowy tak, jak wiele jest warstw gospodarki i administracji związanych z energetyką.

Bezpieczeństwo energetyczne wiąże się także z likwidacją monopolu naturalnych i rozwojem konkurencji na rynku elektroenergetycznym. „Przetrwanie na globalnej scenie bezpieczeństwa energetycznego(...) zależy od dwóch kluczowych zagrożeń, związanych z imperatywem zapewnienia różnorodności i elastyczności źródeł energii oraz ogromnym niebezpieczeństwem nadmiernego uzależnienia od jednego źródła”<sup>319</sup>. Obowiązujące prawo<sup>320</sup> umożliwia zastosowanie takiej regulacji, która pozwoli na pojawienie się konkurencji na rynku elektroenergetycznym i ograniczenie skutków funkcjonowania monopolu naturalnych. Sektor elektroenergetyczny ma, przy istniejącym poziomie popytu, cechy monopolu naturalnego. W przypadku wzrostu popytu na energię elektryczną, z punktu widzenia odbiorcy korzystny jest wzrost ilości firm sektora. Taka sytuacja mogłaby przyczynić się do spowolnienia lub zahamowania wzrostu cen. W przypadku, gdyby jednak jedna z firm ugruntowała swoją przewagę na rynku, a konkurencja cenowa byłaby niemożliwa, ustawodawca zdecydował, że zastosuje regulację. Dowodem na ułomność zmonopolizowanego rynku jest model Portera. Wskazuje on między innymi na ułomność czynników wywołujących postęp techniczny i ekonomiczny. Według Portera, otoczenie konkurencyjne cechuje wysoka dynamika zmian, wywołana ryzykiem nowych wejść na rynek, ryzykiem wprowadzenia na rynek nowych produktów lub ich substytutów, siły negocjacyjnej nabywców i odbiorców<sup>321</sup>.

Ustawa Prawo Energetyczne i akty wykonawcze do tej ustawy zawierają wiele instrumentów promowania konkurencji i ochrony przed skutkami działania monopolu. Należą do nich:

---

<sup>317</sup> Odpowiedzialność deliktowa (łac. *ex delicto* - z czynu niedozwolonego) to jeden z trzech tradycyjnie wyróżnianych reżimów odpowiedzialności cywilnej. Wyróżnia się ją ze względu na źródło zobowiązania, którym jest dopuszczenie się czynu niedozwolonego. Zdarzenie to powoduje powstanie między sprawcą a poszkodowanym (wyjątkowo - również między sprawcą a inną osobą) cywilnoprawnego stosunku zobowiązaniowego.

<sup>318</sup> Odpowiedzialność za skutki nienależytego działania lub nadużywania pozycji dominującej na rynku lokalnym (Kodeks cywilny lub art. 8 ust.2 pkt 2 ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów).

<sup>319</sup> D. Howell of Guildford: The Global Energy Scene. Keynote speech at the 29th IAEE Conference. Potsdam. Newsletter of IAEE, Third Quarter 2006, s.5.

Wypowiedź autora pojawia się w kontekście uzależnienia sektora elektroenergetycznego Wielkiej Brytanii od węgla. Nagła utrata bezpieczeństwa pojawiła się na skutek niespodziewanych strajków w przemyśle wydobywczym. Autor przyrównuje sytuację w Wielkiej Brytanii do skrajnie niebezpiecznego uzależnienia krajów Unii Europejskiej od gazu z Rosji. W dobie rozwoju gospodarki światowej monopol jakim jest Gazprom zareaguje zgodnie z teorią i wybierze najlepszych odbiorców (z Chin i Azji) nie zwracając uwagi na przywiązanie i lojalność klienta.

<sup>320</sup> Ustawa z dnia 10.04.1997, Prawo Energetyczne, Art.1.2

<sup>321</sup> Randall S., *Energy, Risk & Competitive Advantage: The Information Imperative*, Tulsa 2008, s.33 i nast.

- a) procedury koncesjonowania nałożone na przedsiębiorstwa energetyczne;
- b) wymóg zatwierdzania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf oraz uniemożliwienie subsydiowania skróśnego i stosowania nieuzasadnionych cen;
- c) stworzenie mechanizmów długookresowego planowania energetycznego;
- d) utworzenie instytucji regulatora.

Wymienione instrumenty nie gwarantują odradzania się monopolu w nowych warunkach. Szersza liberalizacja rynku wymaga czasu i dojrzałości podmiotów, które w nim uczestniczą oraz właściwych regulacji prawnych. Nie należy też zapominać o wadze dywersyfikacji rodzajów energii<sup>322</sup> i dostawców poszczególnych jej nośników oraz rozbudowie infrastruktury przemysłu. Rozbudowa infrastruktury zabezpiecza utrzymanie zdolności produkcyjnych. Wymienione czynniki muszą być dopasowane do potrzeb gospodarki narodowej i powinny być głównymi wyznacznikami bezpieczeństwa energetycznego kraju<sup>323</sup>.

Prawo Energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek utrzymywania wszystkich elementów sieci w stanie technicznym umożliwiającym ciągłość dostaw paliw i energii<sup>324</sup>. Przepis ten dotyczy wyłącznie przedsiębiorstw sieciowych. To właśnie stan techniczny sieci warunkuje sprawność funkcjonowania pozostałych segmentów rynku energetycznego i jest jednym z czynników zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne państwa. Poza tym przedsiębiorstwa te funkcjonują w warunkach monopolu i w odróżnieniu od przedsiębiorstw na rynkach konkurencyjnych, trudno wymusić na nich rozwój potencjału technicznego. Wymieniony artykuł ustawy Prawo Energetyczne zastępuje bodźce rynku konkurencyjnego. Obowiązek, który nakłada ustawa oznacza, że przedsiębiorstwa powinny, poza zapewnieniem świadczenia usług przesyłowych i dystrybucyjnych, utrzymywać i rozwijać rezerwy przesyłowe. Oznacza to utrzymywanie gotowości świadczenia usług dla nowych, potencjalnych odbiorców. Dlatego też przedsiębiorstwa dystrybucyjne uczestniczą w procesach planowania rozwoju systemów energetycznych<sup>325</sup>. Dodatkowo artykuł 56 ust. 1 pkt 10 ustawy przewiduje możliwość nałożenia kary przez Prezesa URE za jej niewywiązanie się z wymienionego obowiązku.

<sup>322</sup> Ropa, gaz, węgiel, energia atomowa, energia odnawialna.

<sup>323</sup> Przewidywanie stabilnego dostarczania energii w długim terminie jest wyidealizowane i nie do przyjęcia. Najskuteczniejszy rodzaj bezpieczeństwa wynika z możliwości wyboru pomiędzy szeroką gamą energii pierwotnej i wtórnej.

<sup>324</sup> Ustawa z dnia 10.04.1997, Prawo Energetyczne, Art.4.1- 4.6.

<sup>325</sup> Ustawa z dnia 10.04.1997, Prawo Energetyczne, Rozdział 3.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, ustawa Prawo Energetyczne nakłada obowiązek utrzymywania zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła<sup>326</sup>. Oprócz Prawa energetycznego obowiązek ten wynika z ustawy o rezerwach państwowych oraz o zapasach obowiązkowych paliw<sup>327</sup>. Prawo Energetyczne zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne do poddania się kontroli realizacji zobowiązania utrzymania odpowiedniego poziomu zapasów. Kontrola prowadzona jest przez osoby wskazane przez Prezesa URE. W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego, Prawo upoważnia Radę Ministrów do wydania rozporządzenia<sup>328</sup> o ograniczeniu sprzedaży paliw i dostarczaniu paliw, energii i ciepła. Należy więc przyjąć, że na tym organie spoczywa obowiązek monitorowania sytuacji na rynku i reagowania na zagrożenia.

Długotrwały cykl inwestycyjny wymusza podział strategii bezpieczeństwa energetycznego na okresy. Horyzonty czasowe określone w Polityce energetycznej Polski do roku 2025 zostały przyjęte wychodząc od analizy bieżącej sytuacji energetycznej i prognozowanej w ciągu 3 dekad koniunktury gospodarczej.

#### **4. Horyzont czasowy bezpieczeństwa energetycznego.**

W polityce energetycznej Polski bezpieczeństwo energetyczne zostało podzielone **według trzech horyzontów czasowych: długo-średnio- i krótkoterminowego.**

Za **bezpieczeństwo długoterminowe (inwestycyjne)** odpowiada administracja, która przy pomocy dostępnych mechanizmów<sup>329</sup> musi tworzyć zachęty do rozwoju działalności oraz inwestowania w sektorze energetycznym. Okres ten liczony jest do 30 lat i zgodnie z przyjętym założeniem możliwe w nim jest całkowite przestawienie gospodarki na zmianę stosowanych nośników energii. Warunkiem koniecznym jest jednak podjęcie decyzji strategicznych w okresie krótkim.

Za **bezpieczeństwo średnioterminowe (handlowe)**, obejmujące zapewnienie dostaw energii, odpowiedzialni są odbiorcy energii dokonujący zakupów na rynku. W przypadku odbiorców taryfowych i tych, którzy nie korzystają z rynku energii,

---

<sup>326</sup> Ustawa z dnia 10.04.1997, Prawo Energetyczne, Art.. 10

<sup>327</sup> Ustawa z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw. Tekst jednolity. (Dz. U. z 2003 r., Nr 24, poz.197) oraz Ustawa z dnia 1 lipca 2005 r. o zmianie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. z 2005 r., Nr 143, poz.1201.)

<sup>328</sup> Rozporządzenie może być wydane tylko na czas oznaczony i obejmować całe terytorium kraju lub jego część.(Baehr J., Stawicki E., Antczak J.; Prawo Energetyczne. Komentarz, Zakamycze 2003).

<sup>329</sup> Regulacje prawne, programy gospodarcze, zamierzenia inwestycyjne.

odpowiedzialność przejmują dostawcy energii z urzędu. Prognozy okresu średniego obejmują horyzont 5-10 lat (w zależności od nośnika energii). W okresie tym istnieje możliwość podejmowania inwestycji transportowych i pozwalających na gromadzenie zapasów.

Odpowiedzialność za **bezpieczeństwo krótkoterminowe (techniczne)** pozostaje w gestii operatorów systemów sieciowych dysponujących odpowiednimi środkami w celu zapewnienia niezawodności pracy systemów<sup>330</sup>. Okres krótki obejmuje kilkanaście miesięcy i służy wypracowaniu decyzji strategicznych realizowanych w następnych okresach. Strategia planowana jest w oparciu o strukturę własnościową inwestorów. Bardziej efektywne firmy prywatne, kierując się zyskiem, mogą jednak podejmować próby niepodporządkowania się założeniom polityki energetycznej państwa. Musi więc ono opracować odpowiednie narzędzia oddziaływania. Celem ich wprowadzenia jest również możliwość gwarantowania przez państwo kontraktów. Gwarancje państwowe poprawiają zdolność finansową inwestorów (wobec banków), których możliwości samodzielnej realizacji kapitałochłonnych kontraktów są minimalne. Interwencja państwa jest również niezbędna do zagwarantowania równego rozwoju całego przemysłu energetycznego<sup>331</sup>.

Czy bezpieczeństwo energetyczne państwa polega na bezpieczeństwie energetycznym ogółu odbiorców (publicznych, prywatnych, gospodarczych itp.), czy jest odmienną jakościowo kategorią, na przykład zapewniającą bezpieczeństwo finansowe przedsiębiorstw energetycznych? Jak właściwie rozumieć to pojęcie i jak można zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne?

Problem bezpieczeństwa energetycznego jest omawiany przy określaniu założeń polityki energetycznej Polski do roku 2025. Jako podstawowy kierunek działań polityki energetycznej uznaje się zagwarantowanie wystarczającego potencjału produkcyjnego energii elektrycznej, wykorzystanie krajowych źródeł energii pierwotnej i zapewnienie ciągłości funkcjonowania polskiej gospodarki w przypadku wystąpienia przerw w dostawach określonego paliwa na rynek. Istotne jest więc opracowanie kompleksowego programu działań w sytuacjach kryzysowych oraz zarządzanie zapasami paliw ciekłych w

---

<sup>330</sup> Należą do nich: zarządzanie systemem sieciowym, podejmowanie działań specjalnych w przypadku wystąpienia zagrożeń w pracy systemu lub sytuacji kryzysowej, monitorowanie bezpieczeństwa systemu, możliwość realizacji własnych inwestycji sieciowych i połączeń międzysieciowych. Bezpieczeństwo krótkoterminowe pracy systemów sieciowych, rozpatrywane jest w zależności od rodzaju nośnika energii, w skali sekund, minut lub godzin.

<sup>331</sup> Chodzi o niedopuszczenie do powstania dysproporcji pomiędzy gałęziami przemysłu energetycznego (produkcja, przesył, magazynowanie).

sposób zapewniający posiadanie co najmniej 90-dniowych zapasów. W sektorze gazowym niezbędne jest opracowanie systemu zapasów poprzez rozbudowę magazynów podziemnych gazu ziemnego i wprowadzenie zasad zarządzania zgodnych z Dyrektywą 2004/67/WE z 26.04.2004r. W zakresie węgla (kamiennego i brunatnego) istnieje potrzeba samodzielnego tworzenia odpowiedniej struktury zapasów bezpośrednio przez przedsiębiorstwa energetyczne. Prowadzona od kilku lat dyskusja na temat poprawy bezpieczeństwa energetycznego i funkcjonowania rynku energetycznego w Europie doprowadziła do opracowania przez Komisję Europejską w grudniu 2003 roku pakietu aktów prawnych<sup>332</sup>, do których należą:

1. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywnego wykorzystania energii przez odbiorców końcowych oraz usług energetycznych<sup>333</sup>;
2. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady odnośnie działań w celu zabezpieczenia niezawodności dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych<sup>334</sup>;
3. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady ustalająca wytyczne dla sieci transeuropejskich i zastępująca Decyzje 96/391/WE i 1229/2003/WE<sup>335</sup>;
4. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego w sprawie dostępu do gazowych sieci przesyłowych<sup>336</sup>.

Wymienione akty prawne obejmują swym zakresem zarówno poprawę efektywności wykorzystania energii (popyt), jak też istniejące potrzeby inwestycyjne, których zaspokojenie jest konieczne. Ważne jest, żeby podaż realizować zgodnie z priorytetami polityki Unii Europejskiej. Wymienione akty tworzą ramy procesu zaopatrywania w energię w sposób, który nie naraża klientów na przerwy w dostawach lub złą jakość energii, a wśród producentów rozszerza swobodę działania.

Prawo Energetyczne nie daje odpowiedzi na pytanie, jaki sposób uzyskiwania bezpieczeństwa energetycznego jest uzasadniony technicznie i ekonomicznie. Nieostre są kryteria określające w gospodarce stan uznawany za ten, który zapewnia gospodarce

---

<sup>332</sup> J. Biedrzycki, Z. Janiszewska, M. Kozak, P. Seklecki, Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej, Biuletyn URE nr 2 (34) z 1 marca 2004 r.,

<sup>333</sup> Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End-Use Efficiency and Energy Services (COM (2003) 739).

<sup>334</sup> Draft Directive of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (COM (2003) 740).

<sup>335</sup> Draft Decision of the European Parliament and of the Council laying down guidelines for trans – European energy networks and repealing Decisions no 96/391/EC and No 1229/2003/EC (COM (2003) 742).

<sup>336</sup> Draft Regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks (COM (2003) 741).

bezpieczeństwo energetyczne. Jest to czynnik utrudniający ocenę między innymi bieżącej sytuacji pod tym względem.

## 5. Wkład regulatora w budowę rynku energii elektrycznej

Poza wymienioną prerogatywą ustawa Prawo energetyczne przyznaje szereg praw i nakłada obowiązki na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Realizuje on zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji<sup>337</sup>. Do najważniejszych zadań regulatora, z punktu widzenia konsumenta, należą współpraca z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję oraz kontrolowanie przedsiębiorstw energetycznych pod kątem parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie dostaw i obrotu paliwami i energią elektryczną<sup>338</sup>.

W gestii Prezesa URE są również kompetencje do rozstrzygania sporów w sprawach dotyczących:

- odmowy przyłączenia do sieci,
- odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii lub gazu,
- odmowy zawarcia umowy transportu,
- odmowy zawarcia umowy o świadczenie przesyłania lub dystrybucji energii lub gazu,
- ustalenia warunków świadczenia usług przesyłowych lub dystrybucji paliw i energii, albo nieuzasadnionego wstrzymania ich dostaw.

Prezesowi URE przysługuje także, na podstawie innych niż wymieniane powyżej, artykułów ustawy, uprawnienie kontroli utrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne zapasów paliw i energii w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw oraz kontroli stosowania ograniczeń w zakresie dostarczania i poboru paliw i energii oraz kontroli stanu zapasów w przedsiębiorstwach energetycznych<sup>339</sup>. Wraz z akcesją Polski do Unii Europejskiej polski regulator podjął współpracę z organami regulacyjnymi innych krajów członkowskich i Komisją Europejską w ramach Grupy Europejskich Regulatorów

---

<sup>337</sup> Ibidem, Rozdział 4.

<sup>338</sup> Por.: Ibidem.

<sup>339</sup> Artykuły 10 i 11 Ustawy Prawo energetyczne. Kwestię zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych reguluje wydane na podstawie art. 10 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997r. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.) Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz.U. z 2003r. Nr39, poz.338 z późn. zm.).

Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG<sup>340</sup>) oraz Regionalnego Stowarzyszenia Regulatorów Energii (ERRA<sup>341</sup>). Wynikiem współpracy jest opracowanie „Mapa drogowa uwolnienia cen dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej<sup>342</sup>”. W ramach współpracy międzynarodowej Prezes URE zajmuje się między innymi:

- wymianą transgraniczną energii elektrycznej i gazu, a w szczególności alokacją zdolności przesyłowych,
- zarządzaniem ograniczeniami oraz rozliczeniami międzyoperatorskimi,
- jakością dostaw energii elektrycznej i gazu,
- zagadnieniami związanymi z ograniczaniem wpływu energetyki na środowisko,
- unbundlingiem i promowaniem konkurencji,
- integracją państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej,
- transparentnością i wymianą informacji,
- zagadnieniami związanymi ze świadczeniem usług magazynowania gazu,
- studium perspektyw rozwoju europejskiego rynku LNG.

Zakres działania regulatora pokazuje, że rynek energii elektrycznej jest skomplikowany. Należy zwrócić uwagę, że mechanizmy jego funkcjonowania ulegają przez cały czas znacznym przekształceniom na skutek trwającego procesu liberalizacji. Rynekowi brakuje pozasądowych mechanizmów rozstrzygania sporów. Oznacza to brak możliwości dochodzenia roszczeń przez odbiorców bez procesów. Brakuje też instytucji prowadzących szeroko zakrojoną kampanię informacyjną adresowaną do pojedynczych odbiorców – gospodarstw domowych. Ochrona konsumentów na rynku elektroenergii stanowi jedno z najważniejszych wyzwań dla Prezesa URE, w szczególności w sytuacji gdy na rynku polskim, po stronie podaży, znajdują się 4 podmioty dominujące. Dodatkowo jeden z podmiotów ma ogromny wpływ na zachowania rynkowe pozostałych. Taka struktura rynku stwarza zagrożenie dla konkurencji i wymaga

---

<sup>340</sup> European Regulators Group for Electricity and Gas.

<sup>341</sup> Energy Regulators Regional Association.

<sup>342</sup> „W drodze ku prawom odbiorców i efektywnej konkurencji w sektorze energetycznym”. Mapa drogowa zawiera propozycję działań, które powinny zostać podjęte dla realizacji celu, jakim jest dalsza liberalizacja rynku energii elektrycznej uwzględniająca poprawę bezpieczeństwa odbiorców energii elektrycznej. **To konsument – odbiorca końcowy powinien zostać uznany za podstawowego i ostatecznego beneficjenta procesów liberalizacji.** Konkurencja służy bowiem konsumentom nie zaś ochronie interesów konkurentów. Projekt zwraca uwagę, że liberalizacja nie może odbywać się wyłącznie na koszt odbiorców, sankcjonując i utrwalając nieefektywność w sektorze energetycznym. Realizacja celu jakim jest liberalizacja rynku (uwolnienie cen energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców) wymaga według Mapy **zwiększenia inwestycji w infrastrukturę energetyczną.** Autorzy zwracają uwagę, że istniejące bariery administracyjne skutecznie ograniczają szybkość i efektywność procesu inwestycyjnego. Dotyczy to modernizacji i rozwoju mocy wytwórczych oraz sieci energetycznych.



konieczności ingerencji ex ante ze strony regulatora. Prezes URE powinien mieć do dyspozycji podobne narzędzia jak regulator krajowego rynku telekomunikacyjnego. Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne powinna zwiększyć kompetencje regulatora pomimo, że część środowiska energetycznego wyraża opinie o braku konieczności ingerencji Prezesa URE w funkcjonowanie sektora elektroenergii. Proces otwierania rynku to ewolucja prowadząca od nadzoru właścicielskiego państwa do rynku, za który odpowiedzialność powinien przejść organ antymonopolowy.

## **6. Zasada TPA jako droga do rynku konkurencyjnego.**

Jednym z ważniejszych elementów prawa energetycznego jest zasada TPA<sup>343</sup>, wprowadzająca do polskiego prawa innowacyjne rozwiązanie w obrocie energią elektryczną. Zasada ta pozwala wybrać dostawcę energii elektrycznej, w przeciwieństwie do formuły jedyne nabywcy stosowanej przed wejściem w życie Prawa energetycznego. Ustawa pozwala na zakup energii elektrycznej od operatora systemu rozdzielczego, do którego przyłączony jest odbiorca lub od innego operatora lub przedsiębiorstwa obrotu energią, czy też bezpośrednio od wytwórcy. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłem zobowiązane jest zapewnić usługę przesyłową.

W praktyce występują dwa modele TPA. Pierwszym jest dostęp negocjowany, polegający na pozostawieniu umawiającym się stronom – dostawcom i odbiorcom, swobody w ustalaniu szczegółowych warunków dostarczania energii i dokonywania za nią płatności. Drugim jest dostęp do świadczenia usług przesyłowych regulowanych administracyjnie. Polega to na nałożeniu na przedsiębiorstwo przesyłowe obowiązku przygotowania taryfy przesyłowej i zatwierdzenia jej przez regulatora. Wprowadzanie zasady TPA w obydwu sytuacjach następuje stopniowo, co skutkuje łagodnym otwieraniem rynku obrotu energią. W przypadku nieporozumień, czy konfliktów, rozstrzygane są one przez regulatora lub sąd. Prezes URE<sup>344</sup> - regulator odgrywa

---

<sup>343</sup> TPA – Third Party Access (zasada dostępu stron trzecich) to jedno z najważniejszych narzędzi w liberalizacji sektora elektroenergetycznego. Pozwala na przełamanie monopolu przedsiębiorstwa energetycznego, właściciela sieci przesyłowych i dystrybucyjnych i zobowiązanie go do przesyłanie energii obcego pochodzenia. Zasada wymaga bardzo szerokiego spojrzenia. Z reguły podsektor wytwarzania na rynku energetycznym jest gotowy do działań konkurencyjnych, jednakże przedsiębiorstwa przesyłowe jako właściciele sieci nie są zainteresowane przesyłaniem energii za pomocą urządzeń do których posiadają tytuł własności. Odmowa przesyłu i rezerwowanie sieci tylko dla dostaw energii zakupionej przez właściciela sieci, oznacza działanie sprzeczne z zasadami konkurencji i regułami TPA.

<sup>344</sup> Urząd Regulacji Energetyki

kluczową rolę we wprowadzaniu zasady TPA. Prawo Energetyczne stwarza mu możliwość zatwierdzania i kontrolowania taryf za usługi przesyłowe<sup>345</sup>, rozstrzyga spory dotyczące ustalania warunków świadczenia usług przesyłowych oraz wymierza kary.

Wprowadzenie zasady TPA w krajach Unii Europejskiej jest szczególnie korzystne dla dużych nabywców, ze względu na istotny składnik kosztów, jaki stanowi energia elektryczna. Podmioty te są zainteresowane obniżeniem jej ceny. Według szacunków Deutsche Banku, wprowadzenie zasady TPA w obrocie energią elektryczną przyczyni się do obniżenia cen energii dla odbiorców przemysłowych o około 25 %. Zmiany te będą korzystniejsze dla firm niemieckich, austriackich i włoskich, gdzie ceny do tej pory były wyższe o 60 % od cen stosowanych we Francji. Sytuacja taka była spowodowana niższym kosztem pozyskania energii we Francji. Większość energii elektrycznej produkują tam elektrownie atomowe, których koszt eksploatacji jest zdecydowanie niższy. Ze względu na wielkość obrotów na rynku energii elektrycznej, który dla Unii Europejskiej wynosił pod koniec lat 90-tych ok. 326mld. dolarów rocznie, takie redukcje cen mogą mieć duże znaczenie dla gospodarek poszczególnych Państw Członkowskich<sup>346</sup>.

Zasada TPA stała się przedmiotem sporów i podczas pracy nad ustawą Prawo Energetyczne podzieliła sektor energetyczny. Część przedstawicieli przemysłu energetycznego, wspieranych przez polityków, wyrażało obawy, że stanowi ona zagrożenie dla interesów i bezpieczeństwa energetycznego Polski. Wyrazem tego był kształt ustępu 2. artykułu 4 ustawy z 1996 roku. Mówił on, że: „Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją paliw lub energii mają obowiązek zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług polegających na przesyłaniu paliw lub energii wydobywanych lub wytwarzanych w kraju, z uwzględnieniem warunków technicznych i ekonomicznych, na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umów”<sup>347</sup>.

Zasada TPA unormowana w Prawie energetycznym, w pierwotnym jej brzmieniu, została ograniczona do energii wytworzonej na terytorium Rzeczypospolitej. Oznaczało to, iż przedsiębiorstwa sieciowe miały obowiązek świadczenia usług przesyłowych, ale tylko i wyłącznie w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w Polsce. Tak sformułowany przepis miał na celu ochronę rynku krajowego przed konkurencją

---

<sup>345</sup> Taryfy za usługi przesyłowe są podstawowym elementem warunków świadczenia takich usług.

<sup>346</sup> Giermek K., Godzisz K., Liberalizacja sektora elektroenergetycznego. Biuletyn URE Nr 4/99.

<sup>347</sup> Ustawa z dn. 10.04.1997 Prawo Energetyczne Dz.U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348.

zagraniczną. Dał on polskim przedsiębiorstwom czas na przygotowanie się do pełnego otwarcia rynku. Pozostałe państwa Unii postępowały w podobny sposób. Dziś nie można jeszcze mówić o istnieniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej w ramach Unii Europejskiej. Narastające do niedawna wieloletnie zaniedbania w podejmowaniu inwestycji wytwórczych i brak unijnego rynku elektroenergii, może przyczynić się do powstania blackoutów już w 2009 roku. Według oceny Ministerstwa Gospodarki<sup>348</sup>, elektroenergetyka wymaga 20 miliardów złotych na inwestycje związane z odtworzeniem mocy wytwórczych, czyli wycofywaniem starych bloków i zastąpieniem ich nowymi jednostkami. Dodatkowych 10 miliardów wymagają pozostałe inwestycje w sektorach dystrybucji i przesyłu. Zaniedbania te mogą w niedługim czasie doprowadzić do braku energii pochodzącej ze źródeł krajowych. Z wyliczeń Ministerstwa Gospodarki i firmy doradczej KPMG wynika, że 1% wzrostu PKB pociąga za sobą wzrost zużycia energii o około 0,7 – 0,8%<sup>349</sup>. Tylko w roku 2008 spodziewany jest przyrost PKB na poziomie powyżej 5%. Oznacza to ponad 3 – 3,5% wzrost zużycia energii elektrycznej. Takie tempo rozwoju oznacza, że w najbliższych 10 latach inwestycje w sektorze elektroenergetycznym powinny być na poziomie przynajmniej 10 -14 miliardów Euro.

W nowelizacji ustawy w art. 4, ust 2. usunięto słowa „w kraju” oraz uwzględnione wcześniej „warunki techniczne i ekonomiczne”. Te ostatnie były nadużywane przez przedsiębiorstwa odmawiające świadczenia usług przesyłowych „obcej” energii ze względu na rzekomy brak warunków technicznych. Ostatecznie artykuł otrzymał następujące brzmienie:

„Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewniać wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą paliw gazowych, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji tych paliw lub energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług”<sup>350</sup>.

---

<sup>348</sup> Wypowiedź wiceministra gospodarki Tomasza Wilczaka podczas konferencji „Energetyka: inwestycje w sektorze elektroenergetycznym w Polsce” zorganizowanym przez Polskie Towarzystwo Wspierania Przedsiębiorczości. Warszawa, 29.11.2006. (Źródło: strona WWW Ministerstwa Gospodarki: [http://www.mgip.gov.pl/Wiadomosci/Energetyka/inwestycje\\_elekroenergetyka.htm](http://www.mgip.gov.pl/Wiadomosci/Energetyka/inwestycje_elekroenergetyka.htm), 20.12.2006)

<sup>349</sup> ibidem

<sup>350</sup> Ustawa z dn. 10.04.1997 Prawo Energetyczne Dz.U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 z późniejszymi zmianami. Stan prawny na dzień 27 października 2006 r. W myśl art. 22 pkt 1 ustawy zmieniającej z dnia 4 marca 2005 r., art. 4 ust. 2 ustawy, w **zakresie dotyczącym odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym**, stosuje się od dnia 1 lipca 2007 r.

## 7. Efektywność wdrażania TPA.

Główną przyczyną trudności w realizowaniu zasady TPA są istniejące nadal kontrakty długoterminowe oraz obowiązkowe zakupy energii produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła i energii odnawialnej. Kolejną barierą są koszty związane z przeprowadzeniem modernizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, zestawieniem dróg transmisji danych do operatora systemu rozdzielczego oraz zabudową systemu informatycznego wspomagania działań rynkowych. Ponoszenie tak znacznych nakładów oraz ryzyka związanego z prowadzeniem ruchu podczas przebudowy układu zasilania sprawia, że korzystanie z TPA jest nieopłacalne. O ile dla wielkich odbiorców koszty te nie stanowią większego problemu, o tyle dla mniejszych jest to już bariera nie do przeskoczenia.

W prawie wspólnotowym zasadę TPA (dostępu stron trzecich do sieci) zawarto dopiero 6 lat później, w Dyrektywie 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej<sup>351</sup>. Jednym z celów wprowadzenia Dyrektywy jest ułatwienie dostępu do sieci elektroenergetycznych dla podmiotów działających na rynku elektroenergetycznym krajów członkowskich, jak i wymiany transgranicznej. Za przyczynę dotychczasowych trudności uważa się istniejącą w tych krajach pionową strukturę elektroenergetyki.

Dyrektywa 2003/54/EC nakłada na państwa członkowskie obowiązek wdrożenia TPA. Podstawą rynku konkurencyjnego są kontrakty bilateralne pomiędzy sprzedawcami, wytwórcami, a przedsiębiorstwami zajmującymi się dystrybucją energii. Artykuł 3 ust. 5 Dyrektywy mówi o uprawnieniach odbiorcy, który ma prawo do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Zgodnie z postanowieniami Dyrektywy, prawo wyboru sprzedawcy w okresie od 1.07.2004r. do 1.07.2007r. mieli odbiorcy komercyjni (z wyłączeniem gospodarstw domowych). Po 1.07.2007r. również gospodarstwa domowe mogą decydować o wyborze sprzedawcy energii elektrycznej. Uzupełnieniem kontraktów bilateralnych są transakcje giełdowe zawierane na Towarowej Giełdzie Energii. Dodatkowo segment ten jest uzupełniony przez Rynek Bilansujący, który bilansuje na

---

<sup>351</sup> W roku 2003, w następstwie posiedzenia Rady Europejskiej w Lizbonie, Komisja Europejska wydała nowy dokument prawny – Dyrektywę 2003/54/EC – regulującą rynek energii elektrycznej w krajach członkowskich Unii Europejskiej. Nowa Dyrektywa uwzględnia dotychczasowe doświadczenia funkcjonowania rynków energii elektrycznej krajów członkowskich Unii Europejskiej oraz nakłada na kraje obowiązek przyspieszenia procesu liberalizacji obrotu energią elektryczną w Europie.

bieżąco dostawy energii z aktualnym poborem, z uwzględnieniem ograniczeń systemowych.

O efektywności wprowadzania zasady TPA świadczy udział ilości energii sprzedawanej w kontraktach bilateralnych w porównaniu z ogólną wartością sprzedaży.

Tabela 6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców według kierunków w 2004 r.

Rodzaj wytwórców	Sprzedaż energii elektrycznej													
	Wolumen sprzedaży		W tym dla kierunku sprzedaży											
			PSE w ramach KDT		Spółki dystrybucyjne		Odbiorcy finalni				Przedsiębiorstwa obrotu		Giełda Energii i Rynek Bilansujący	
	TPA						Pozostali							
TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
Elektrownie	119,22	100	51,80	43,46	23,07	19,35	5,75	4,82	0,12	0,09	24,27	20,36	12,21	10,24
EC Zawodowe	20,74	100	10,08	48,60	10,21	49,25	-	-	0,25	1,22	0,03	0,15	0,16	0,78
EC niezależne	1,19	100	-	-	0,30	25,10	0,13	10,62	0,75	63,03	0,01	1,25	-	-
<b>Razem</b>	<b>141,28</b>	<b>100</b>	<b>61,89</b>	<b>43,90</b>	<b>33,58</b>	<b>23,77</b>	<b>5,88</b>	<b>4,16</b>	<b>1,12</b>	<b>0,78</b>	<b>24,31</b>	<b>17,21</b>	<b>12,37</b>	<b>8,76</b>

Źródło: ARE SA, Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2004

Struktura sprzedaży energii przez wytwórców w 2004 roku pokazuje, że sprzedaż energii elektrycznej przez elektrownie w segmencie konkurencyjnym (rynek hurtowy energii), obejmującym kontrakty bilateralne, zawierane ze spółkami dystrybucyjnymi i przedsiębiorstwami obrotu oraz transakcje Rynku Bilansującego i Towarowej Giełdy Energii, równa była 65,3 TWh. Oznaczało to ponad 46% udział w całej sprzedaży energii elektrycznej elektrowni. Wymienione wartości nie zawierają sprzedaży energii przez OZE i elektrociepłownie na rynku konkurencyjnym, ponieważ jest ona obowiązkowa<sup>352</sup>. Ponadto „Zaliczenie Rynku Bilansującego do obszaru rynku konkurencyjnego jest umowne, gdyż w zasadzie nie powinien to być „rynek”, a jedynie mechanizm bilansujący system. Obowiązują w nim jednak zasady konkurencyjnego wyboru ofert przyrostowych i

<sup>352</sup> Duda M., Stan obecny i perspektywy rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce, Materiały XII konferencji Naukowo technicznej Rynek energii elektrycznej: Dylematy rozwoju rynku., Kazimierz Dolny, 24-26 kwietnia 2006r.

redukcyjnych, co w pewnym sensie usprawiedliwia zaliczenie tego obszaru do rynku konkurencyjnego”<sup>353</sup>.

Druga część rynku – rynek detaliczny energii jest rynkiem w znacznej części regulowanym. Tabela 5. pokazuje, że w 2004 roku sprzedaż bezpośrednia odbiorcom finalnym przy zastosowaniu zasady TPA wyniosła 5,88 TWh (4,16% całkowitej sprzedaży energii). Oznacza to, że większa część obrotu na rynku detalicznym (ponad 90%) podlega taryfikowaniu. W związku z tym powstaje konflikt pomiędzy konkurencyjnym (w większości) rynkiem hurtowym, a regulowanym rynkiem detalicznym. Regulacja rynku ogranicza tempo wzrostu cen dla odbiorców indywidualnych – komunalno-bytowych. Ogromny wzrost cen na rynku hurtowym, w porównaniu z detalicznym, doprowadził do kryzysu kalifornijskiego w 2000 roku<sup>354</sup>. Warto poddać to pod rozagę polskim gremiom biznesu i administracji oraz organom kontroli.

Obecny model rynku w Polsce prowadzi do zjawiska blackoutu. W kraju ze względu na wsparcie dla nowych inwestycji, potrzebny jest rozbudowany rynek kontraktów terminowych (forward), gdzie codziennie wyceniana byłaby energia, która ma być dostarczona dopiero za kilka lat. Taki płynny rynek jest na przykład na niemieckiej giełdzie energii EEX. W razie planowania inwestycji, inwestor nie przedstawia bankom

---

<sup>353</sup> Ibidem.

<sup>354</sup> W maju 2000r. brak wystarczającej mocy kalifornijskich elektrowni zmusił firmy dystrybucyjne do alarmowego zakupu brakującej energii po cenach niejednokrotnie stukrotnie przekraczających normalne ceny rynkowe. Kalifornia już wcześniej zagrożona była przez tzw. rolling blackouts, czyli masowe przerwy w dostawie prądu dotyczące całe grupy użytkowników. Braki energii usiłowano na bieżąco rekompensować zakupami w sąsiednich stanach. Zwykle przerwy w dostawie nie trwały dłużej niż godzinę i były zapowiadane z niewielkim wyprzedzeniem. Przyczyną takich zdarzeń była niedokończona deregulacja rynku energii. Autorzy kalifornijskiej reformy założyli, że na początku kolejnego stulecia hurtowe ceny energii będą spadać. Podjęli decyzję o przejściowym zamrożeniu cen detalicznych energii do 2002 r.. Miało to pomóc firmom dystrybucyjnym i elektrowniom w odzyskaniu funduszy, jakie zostały wcześniej zainwestowane w modernizację. Stało się jednak inaczej - energia elektryczna zaczęła drożeć. W styczniu roku 2000 dystrybutorzy płacili ok. 0,03 USD za kWh, a pod koniec grudnia już ok. 1,40 USD/kWh. Ponieważ nie można było przerzucać rosnących kosztów zakupu energii na odbiorców, na początku 2001 r. dwie główne spółki Pacific Gas & Electricity oraz Southern California Edison, obsługujące ok. 70 proc. rynku Kalifornii, były zadłużone u dostawców energii na 12 mld USD. Niskie ceny energii dla odbiorców i szybki wzrost gospodarczy wywołały ogromny wzrost popytu. Jednocześnie elektrownie zniechęcone niskimi cenami w Kalifornii masowo zaczęły sprzedawać energię do innych stanów. Nie budowano nowych bloków energetycznych, gdyż było to mało opłacalne. W dalszej kolejności zaczęły gwałtownie rosnąć ceny paliwa (głównie gazu ziemnego). Później stan nawiedziła fala niespotykanych upałów, a zimą - mrozów. Zapotrzebowanie na energię znowu wzrosło, a wraz z nim zwiększały się też ceny energii elektrycznej oferowanej dystrybutorom. Częściowe uwolnienie rynku energetycznego i ograniczanie cen dla odbiorców końcowych doprowadziło do wzrostu zapotrzebowania, a ten - do deficytu. Zaczęła działać „ekonomika niedoboru” kreowana przez regulatora. W Kalifornii wymuszono, by wszystkie kontrakty zawierane były za pośrednictwem giełdy, co spowodowało zanik kontraktów długoterminowych. Brak długoterminowych umów doprowadził m.in. do spadku zainteresowania inwestycjami w wytwarzanie energii elektrycznej.

czy instytucjom finansowym prognoz cen energii, lecz aktualne wyceny energii w forwardach. Inwestor może sprzedać energię jeszcze przed wybudowaniem bloku. To znacznie zmniejsza ryzyko wszystkich stron uczestniczących przy tego typu transakcjach.

## **8. Kontrakty Długoterminowe (KDT) jako bariera rozwoju rynku elektroenergetycznego.**

Na drodze do wprowadzania konkurencji na rynku energii elektrycznej znajdują się bariery, zarówno zależne, jak i niezależne od przedsiębiorstw elektroenergetycznych oraz odbiorców. Do zależnych można zaliczyć na przykład celowe działania spółek utrudniające dostęp do sieci. Przedsiębiorstwa – właściciele sieci – często informują odbiorców zamierzających kupować energię od innych dostawców, że skutkiem takiego działania będzie pogorszenie niezawodności i jakości dostaw. Środkiem zaradczym mogłoby być publikowanie przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne tak zwanych „Customer Charters”<sup>355</sup>. Bariery konkurencyjnego rynku energii zależne od klientów, to między innymi spowodowany niewiedzą brak zainteresowania prawem do korzystania z usług przesyłowych oraz obawy z zastosowania nowych rozwiązań, a także zastosowania zasady TPA. Do czynników niezależnych należą uwarunkowania rynku elektroenergetycznego takie, jak istnienie KDT<sup>356</sup>, czy niejednoznaczność przepisów definiujących odbiorców uprawnionych. W roku 2004 udział wolumenu energii sprzedanej PSE SA w ramach KDT, w całości sprzedaży przez wytwórców, równy był 43,9 %, co jednoznacznie ogranicza konkurencję na rynku elektroenergetycznym<sup>357</sup>.

Niezależnie od sztywnych, wysokich cen energii oraz ograniczenia ilości, która może być objęta rynkiem konkurencyjnym, KDT są przyczyną wielu innych zakłóceń na rynku elektroenergetycznym. W KDT określono wielkość sprzedaży energii przez

---

<sup>355</sup> „Customer Charter” (Kontrakt z klientem) to publikacja lub wydzielona instytucja odpowiadająca za tworzenie strategii marketingowych, oraz budowanie relacji z klientami i społecznością lokalną. /rzypis autora/

<sup>356</sup> Kontrakty długoterminowe (KDT) zawarte zostały pod koniec lat 90. ubiegłego stulecia pomiędzy elektrowniami i elektrociepłowniami, a PSE S.A. Były one swego rodzaju zabezpieczeniem kredytów, które elektrownie otrzymywały na modernizację. Na ich podstawie PSE S.A., kupują energię od wytwórców i odsprzedają ją zakładom energetycznym w ramach tzw. minimalnych ilości energii (MIE). Strukturę MIE (czyli przydziału energii dla poszczególnych przedsiębiorstw w kolejnych miesiącach) oraz stawki, po jakich dystrybutorzy energii muszą kupować energię pochodzącą z kontraktów długoterminowych, zatwierdza prezes URE. PSE S.A. płać wytwórcom również za moc, tzn. za zdolność do wyprodukowania energii.

<sup>357</sup> Duda M., Stan obecny i perspektywy rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce, Materiały XII konferencji Naukowo technicznej Rynek energii elektrycznej: Dylematy rozwoju rynku., Kazimierz Dolny, 24-26 kwietnia 2006r.

elektrownię, wysokość ceny i okres odbioru energii przez PSE. Dzięki tym kontraktom elektrownie zaciągnęły ponad 20 mld zł kredytów. Koszty KDT pokrywają wszyscy odbiorcy energii, gdyż średnia cena w ramach kontraktów jest wyższa od ceny rynkowej o około 20 zł za 1MWh.

KDT stały się problemem w momencie wejścia Polski do UE. W związku z zamiarem zwiększenia konkurencyjności gospodarki europejskiej na rynku światowym poprzez obniżenie m.in. cen energii, Unia dąży do liberalizacji rynku energii. Dlatego państwa członkowskie deklarują otwarcie swoich rynków. W Polsce liberalizację rynku blokują KDT, ponieważ ograniczają swobodny handel energią elektryczną. Kontrakty długoterminowe przynoszą korzyści tylko elektrowniom, które je podpisały. Stroną kontraktów jest PSE - spółka skarbu państwa, którą Komisja Europejska traktuje jako instytucję państwową. Z tego powodu KDT uznane zostały za niedopuszczalną pomoc publiczną, sprzeczną z Traktatem Europejskim. W roku 2006 Komisja Europejska poinformowała polski rząd o wszczęciu formalnego dochodzenia w sprawie KDT. Skutki negatywnego wyniku dochodzenia Komisji byłyby dla Polski bardzo dotkliwe. Elektrownie musiałyby zwrócić korzyści liczone od 1 maja 2004 r., czyli od wejścia Polski do Unii. Szacuje się, że ich wysokość to, 3,5 mld zł rocznie. Dla części elektrowni oznaczałoby to bankructwo, ich właściciele wystąpiliby o odszkodowanie od polskiego rządu. Rozmiar problemu pokazuje tabela obowiązujących w dniu 1.12.2006r. kontraktów długoterminowych.

Tabela 7. Tabela obowiązujących w dniu 1.12.2006 r. kontraktów długoterminowych.

Kontrakty długoterminowe			
Data wygaśnięcia KDT	Beneficjent KDT	Data zawarcia KDT	Jednostka wytwórcza, zakres inwestycji
<b>Umowy na dostawę mocy i energii elektrycznej</b>			
31 grudnia 2006 r.	Południowy Koncern Energetyczny	13 maja 1996 r.	Modernizacja bloków nr 6 i 7 wraz z budową instalacji odsiarczenia spalin. Instalacja ciepłownicza na bloku nr 7
31 grudnia 2006 r.	Electrabel Połaniec	26 marca 1996 r.	Modernizacja bloków nr 5-8 z mokrą instalacją odsiarczenia spalin
31 grudnia 2008 r.	Południowy Koncern Energetyczny	12 kwietnia 1995 r.	Modernizacja bloków nr 1-6 i budowa instalacji odsiarczenia spalin
30 kwietnia 2008 r.	Południowy Koncern Energetyczny	27 czerwca 1996 r.	Modernizacja bloków nr 3 i 6 i budowa instalacji odsiarczenia spalin
31 grudnia 2009 r.	Zespół Elektrowni Dolna Odra	15 czerwca 1998 r.	Modernizacja bloków nr 7 i 8 i budowa instalacji odsiarczenia spalin
31 grudnia 2009 r.	Zespół Elektrowni Dolna Odra	13 czerwca 1997 r.	Modernizacja bloków nr 1 i 2 w Elektrowni Pomorzany i budowa instalacji odsiarczenia spalin
31 grudnia 2010 r.	Zespół Elektrowni Dolna Odra	27 czerwca 1996 r.	Modernizacja bloków nr 1 i 2 i budowa instalacji odsiarczenia spalin
31 grudnia 2011 r.	Południowy Koncern Energetyczny	30 września 1996 r.	Modernizacja bloków nr 9-12 i budowa instalacji odsiarczenia spalin
31 grudnia 2011 r.	Południowy Koncern Energetyczny	12 września 1996 r.	Bloki nr 1 i 2 El. Jaworzno II
31 grudnia 2012 r.	Elektrownia Opole (BOT Górnictwo i Energetyka)	27 września 1996 r.	Budowa bloków nr 3 i 4 oraz budowa instalacji odsiarczenia spalin na wszystkich blokach



31 grudnia 2012 r.	Południowy Koncern Energetyczny	18 grudnia 1996 r.	Modernizacja bloków nr 1 i 2 i budowa kotłów fluidalnych
31 grudnia 2014 r.	Elektrownia Kozienice	12 września 1997 r.	Modernizacja bloków nr 9 i 10 i budowa instalacji odsiarczania spalin
31 grudnia 2016 r.	Elektrownia Turów (BOT Górnictwo i Energetyka)	26 sierpnia 1994 r.	Bloki nr 1-6 - wymiana kotłów na fluidalne, bloki 8-10 – modernizacja
30 marca 2027 r.	Elektrownia Pątnów II (Zespół Elektrowni Pątnów – Adamów - Konin)	19 grudnia 1996 r.*	Blok w Elektrowni Pątnów II
31 grudnia 2027 r.	Żarnowiecka Elektrownia Gazowa	30 grudnia 1998 r.	Budowa bloku gazowo-parowego
<b>Umowy na dostawę energii elektrycznej</b>			
31 grudnia 2006 r.	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni	9 października 1996 r.	Dokończenie budowy skojarzonego bloku nr 3 w EC Poznań-Karolin
11 kwietnia 2010 r.	Elektrociepłownia Lublin- Wrotków	15 lipca 1997 r.	Budowa bloku gazowo parowego
31 grudnia 2011 r.	Południowy Koncern Energetyczny	11 grudnia 1996 r.	Budowa bloku skojarzonego z kotłem fluidalnym
30 czerwca 2012 r.	Elektrociepłownia Rzeszów	28 sierpnia 1998 r.	Budowa bloku gazowo-parowego
31 grudnia 2013 r.	Elektrociepłownia Kraków	6 maja 1998 r.	Modernizacja bloków nr 1-4
1 czerwca 2020 r.	Elektrociepłownia. Nowa Sarzyna	28 kwietnia 1997 r.	Budowa bloku gazowo parowego z członem ciepłowniczym
31 października 2023 r.	Elektrociepłownia Chorzów ELCHO	30 grudnia 1998 r.	Budowa bloków nr 1 i 2
1 lipca 2024 r.	Elektrociepłownia Zielona Góra	24 lipca 1998 r.	Budowa bloku gazowo-parowego
* rozpoczęcie eksploatacji ma się rozpocząć od 1 kwietnia 2007 r.			
** realizacja kontraktu ma się rozpocząć do 31 grudnia 2007 r.			

Źródło: PSE, <http://www.cire.pl/item,20653,7.html> (20.12.2006)

Po wejściu Polski do Unii Europejskiej KDT-y zostały uznane przez Komisję Europejską decyzją z dnia 25.09.2007 r. za niedozwoloną pomoc publiczną, między innymi ze względu na fakt, iż były zawarte z podmiotem kontrolowanym przez państwo (Polskie Sieci Elektroenergetyczne). Natychmiastowe rozwiązanie KDT-ów bez żadnego systemu wsparcia wpłynęłoby na bardzo znaczące pogorszenie kondycji energetyki, z możliwością upadłości niektórych zakładów. Ponadto znacznie spadłyby możliwości inwestycyjne energetyki.

Odpowiedzią władz polskich na zaistniały problem była wspomniana wyżej ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej<sup>358</sup> na mocy której wprowadzono mechanizm rozwiązania KDT-ów oraz system pokrywania rekompensat z tytułu kosztów osieroconych. Rozwiązania przyjęte w Ustawie uzyskały akceptację Komisji Europejskiej decyzją z dnia 25.09.2007 r. Rozwiązanie kontraktów długoterminowych nastąpiło z dniem 1 kwietnia 2008 r. Wszyscy wytwórcy objęci systemem rekompensat z tytułu kosztów osieroconych podpisali umowy rozwiązujące KDT i przystąpili do programu. Dzięki zapisom Ustawy zmieniono system wparcia energetyki wprowadzając mechanizm

<sup>358</sup> Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z dnia 20 lipca 2007 r.).

rekompensat z tytułu kosztów osieroconych. Jednocześnie Komisja Europejska osiągnęła swój cel, mianowicie likwidację nieakceptowanego z punktu widzenia zasad konkurencji systemu kontraktów długoterminowych. Ponadto uznano, iż nowy mechanizm pokrywania rekompensat z tytułu kosztów osieroconych nie jest istotną przeszkodą w liberalizacji rynku energii.

## **9. Uwagi do rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.**

Ogólna ocena otwierania się rynku energii elektrycznej, szczególnie w porównaniu z innymi krajami Unii, jest pozytywna. Jednakże poprawek wymagają mechanizmy funkcjonowania rynku. Do najważniejszych należą między innymi zwiększenie ilości energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym i rozwiązanie problemu kosztów osieroconych. Te ostatnie muszą zostać rozliczane w przejrzysty sposób dla wszystkich uczestników rynku. Istotnym hamulcem wprowadzania rynku konkurencyjnego są ograniczenia w korzystaniu z zasady TPA. Zaniedbania w tym zakresie powstają również ze strony ministerstwa. Do końca 2006 roku, w żadnym rozporządzeniu nie opisano choćby procedury zmiany sprzedawcy, czy też wymagań co do dokładności i ilości układów pomiarowych. Wymienione elementy stały się naturalnymi barierami we wdrażaniu TPA, a nie są to jedyne braki. Ich zniesienie stworzy znacznie lepsze warunki bezpieczeństwa energetycznego, zapewni właściwy poziom cen i otworzy rynek energii elektrycznej na mechanizm konkurencji.

Pewne obawy, z punktu widzenia rynku konkurencyjnego, budzi koncentracja pionowa. Może ona bowiem prowadzić do monopolizacji (remonopolizacji) rynku, ze wszystkimi tego konsekwencjami dla odbiorców. Innego rodzaju zagrożenia wiążą się z koncentracją ponadregionalną. Silne koncerny narodowe, szczególnie aktywne w tego typu procesach koncentracyjnych, mogą bowiem "przenosić" swoją siłę rynkową na rynki innych krajów.

Najważniejszym jednak elementem w procesie otwierania rynku są KDT. Zwiększenie wolumenu energii na rynku konkurencyjnym wymagało rozwiązania kontraktów długoterminowych. Ponadto istotne były uzgodnienia z Unią Europejską, która traktowała KDT jako formę pomocy publicznej. Ocena KDT wymaga zrównoważonego podejścia ze względu na skutki takiego działania. Kontrakty

długoterminowe niosą ze sobą skutki pozytywne i negatywne. Do pozytywnych należy niewątpliwie zaliczyć modernizację jednostek wytwórczych i przesyłowych<sup>359</sup>. Przyczyniła się ona do zwiększenia możliwości wytwórczych i zmniejszenia zanieczyszczenia środowiska. Czynnikiem negatywnym był niekontrolowany wzrost wielkości kredytów, których koszty przerzucane są na odbiorców energii<sup>360</sup>. Kontrakty hamowały też procesy restrukturyzacyjne, co skutkuje blokadą rozwoju rynku. Największym problemem stała się, przy okazji ich likwidacji, konieczność wypłaty rekompensat elektrowniom (nota bene największym beneficjentom tego systemu) za odstąpienie od KDT. Ich wysokość szacuje się na minimum 11,5 miliarda złotych. Kwoty z rekompensat pozwolą elektrowniom na spłatę zaciągniętych kredytów. Wprowadzenie środków na sfinansowanie rekompensat rząd mógłby uzyskać z emisji obligacji<sup>361</sup>, jednakże per saldo byłoby to równoznaczne z przełożeniem pieniędzy „z jednej kieszeni do drugiej”. Jest tak dlatego, że za obsługę obligacji skierowanych do obrotu krajowego i zagranicznego, zapłaciliby odbiorcy końcowi energii elektrycznej. 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej. Główny efekt wdrożenia ustawy to szybszy rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej oraz zmniejszenie ryzyka związanego z trwającym postępowaniem Komisji Europejskiej w sprawie KDT jako niedozwolonej pomocy publicznej. W krótkim czasie odbiorcy końcowi nie odczują skutków rozwiązania umów długoterminowych. Natomiast w dłuższej perspektywie przyniesie im to korzyści w postaci obniżenia tempa wzrostu cen

---

<sup>359</sup> „Dzięki kontraktom długoterminowym polska elektroenergetyka stała się znacznie bardziej nowoczesna:  
- zmodernizowano ponad 40% krajowych mocy wytwórczych,  
- wzrosła sprawność wytwarzania energii elektrycznej,  
- zastosowane nowoczesne technologie i nowe instalacje wpłynęły wyraźnie na zmniejszenie poziomu emisji szkodliwych zanieczyszczeń do atmosfery, w szczególności popiołu (o ok. 60%) i dwutlenku siarki (o ok. 40%).”

(Wypowiedź Ministra Gospodarki i Pracy - Jacka Piechoty, na 102 posiedzeniu Sejmu, dnia 5.05.2005r.; Stenogram: <http://ks.sejm.gov.pl:8009/kad4/102/41022209.htm> (6.06.2006r.));

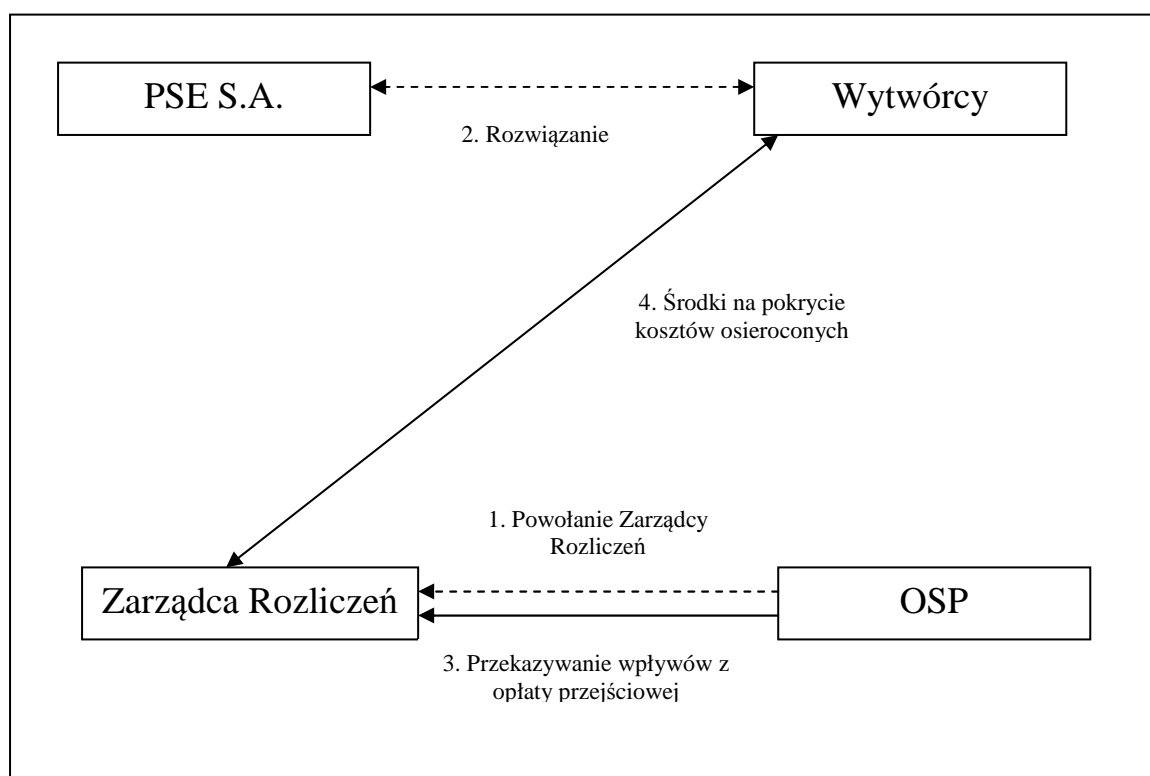
<sup>360</sup> „Krytyka dotyczy samego faktu zaciągnięcia długoterminowych zobowiązań na koszt odbiorców, bez ich zgody (mimo że na warunkach korzystniejszych niż warunki rynkowe), ceny bowiem energii z kontraktów długoterminowych są wyższe od cen ustalanych przez spółki dystrybucyjne w ramach innych kontraktów bilateralnych. To KDT dzisiaj obwinia się za brak dalszego postępu we wdrażaniu zasady TPA - dostępu trzeciej strony do sieci - dającej prawo odbiorcy do wyboru dostawcy. Obwinia się je też za brak postępu w restrukturyzacji kosztowej funkcjonowania elektroenergetyki i za brak woli do wdrażania mechanizmów rynkowych, za brak lub istotne ograniczenie zainteresowania inwestorów udziałem w procesie prywatyzacji sektora elektroenergetyki.”

(Wypowiedź Ministra Gospodarki i Pracy - Jacka Piechoty, na 102 posiedzeniu Sejmu, dnia 5.05.2005r.; Stenogram: <http://ks.sejm.gov.pl:8009/kad4/102/41022209.htm> (6.06.2006r.))

<sup>361</sup> Program restrukturyzacji kontraktów długoterminowych (KDT) na zakup mocy i energii elektrycznej zawartych pomiędzy Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A., a wytwórcami energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, Dokument przyjęty przez Radę Ministrów na posiedzeniu w dniu 29 lipca 2003 r.

energii elektrycznej oraz poprawy poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Ustawa zakładała, że wytwórcy, którzy rezygnują z KDT, otrzymają prawo do pokrywania tzw. „kosztów osieroconych” stanowiących odzwierciedlenie poniesionych nakładów inwestycyjnych na budowę lub modernizację elektrowni, które nie zostaną pokryte przychodami po rozwiązaniu KDT. Skalkulowana maksymalna wysokość kosztów osieroconych dla wszystkich wytwórców (stron KDT) wynosi ok. 11,5 mld zł<sup>362</sup>. Strukturę projektu pokazują zamieszczone poniżej schematy.

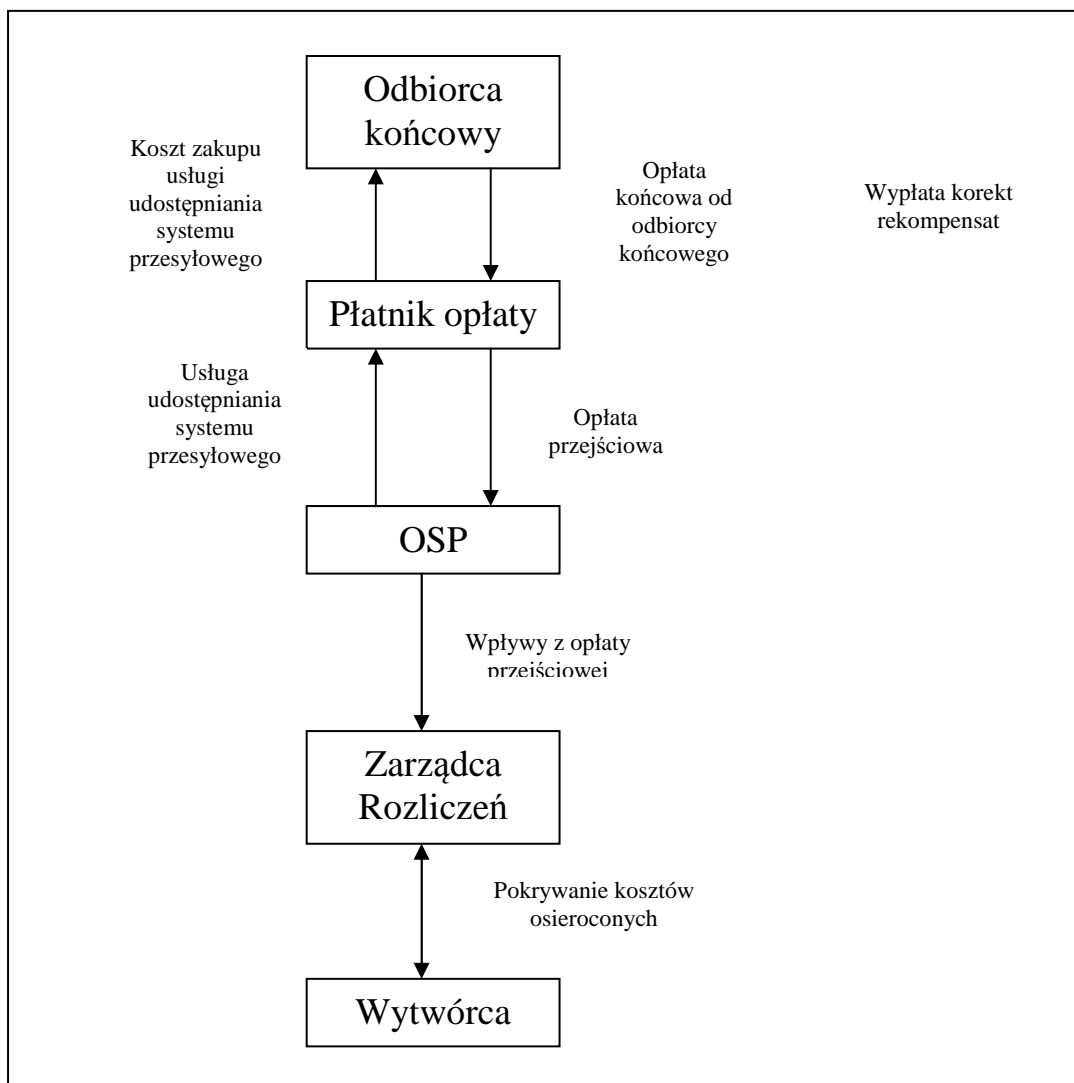
Rysunek 11. Obieg i funkcjonowanie środków finansowych.



Źródło: Uzasadnienie., Dokument uzupełniający do Projektu Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 8.12.2006 r.)

<sup>362</sup> Ibidem

Rysunek 12. Sposób pozyskiwania opłat w okresie realizacji ustawy.



Źródło: Uzasadnienie., Dokument uzupełniający do Projektu Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 8.12.2006 r.)

Jak widać na zamieszczonych schematach (Rysunki 11 i 12) środki na finansowanie kosztów osieroconych pozyskiwane będą z opłaty za udostępnienie krajowego systemu elektroenergetycznego, zwanej opłatą przejściową. Różnica między proponowanymi dotychczas rozwiązaniami, a obecnym projektem polegać będzie na tym, że zamiast części stawki systemowej opłaty przesyłowej, konsument będzie płacił opłatę przejściową. Zastąpi ona tę część opłaty przesyłowej, która wynika ze składnika wyrównawczego stawki systemowej, określonego w przepisach prawa energetycznego. Jednakże wraz z obniżeniem stawki opłaty przejściowej, w porównaniu z dotychczasową wysokością opłaty systemowej, zmniejszy się również wielkość wpływów z podatku

VAT naliczanego od tej stawki<sup>363</sup>. Ministerstwo gospodarki liczy na rekompensatę ubytku tych wpływów w związku z przewidywanym wzrostem cen energii elektrycznej.

Rozwiązanie KDT, z jednoczesnym zapewnieniem pokrycia kosztów osieroconych, wymagało też powołania przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) spółki – Zarządcy Rozliczeń S.A. Szacowany koszt funkcjonowania spółki ocenia się na 1 mln zł rocznie. Nie obejmuje on kosztów związanych z pozyskaniem środków na pokrycie kosztów osieroconych poprzez zaciągnięcie zadłużenia<sup>364</sup>. Kontrakty długoterminowe i związane z nimi koszty osierocone występują również w pozostałych krajach unijnych, a ich rozwiązanie napotyka na opór korzystających z nich grup nacisku, co znacznie opóźnia faktyczne wprowadzanie w życie założeń funkcjonowania wewnętrznego rynku energii<sup>365</sup>.

Otwieranie rynku energii elektrycznej powinno być w kręgu zainteresowań zarówno odbiorców energii, jak też, choć brzmi to paradoksalnie, w interesie sektora energetycznego. Firmy energetyczne i przedstawiciele rządu muszą dziś rozważać nie tylko formalne zadekretowanie wolnego rynku, lecz faktyczne działania zmierzające do osiągnięcia jak najlepszych efektów, czyli jak największej konkurencji na rynku. Polska nie jest krajem zamkniętym. Dyrektywy unijne, pomimo ograniczonej na razie przepustowości sieci transgranicznych, wymuszają otwarcie polskiego rynku na konkurencję z Unii. Takie kraje, jak Francja (należąca do najtańszych producentów energii elektrycznej w Europie) już dziś są gotowe do sprzedaży swoich nadwyżek energii za granicę. Brak bardziej efektywnego i zrestrukturyzowanego rynku energii elektrycznej w Polsce może doprowadzić do przejścia naszych przedsiębiorstw energetycznych przez ponadnarodowe koncerny. Wówczas wpływ na funkcjonowanie energetyki w ogóle, a elektroenergetyki w szczególności przestanie być domeną wpływu biznesu, administracji i społeczeństwa polskiego.

---

<sup>363</sup> Obecnie podatek VAT naliczany od systemowej opłaty przesyłowej to kwota około 682 mln zł rocznie. Po wprowadzeniu opłaty przejściowej i spadku obciążeń dla odbiorców końcowych z tytułu podatku VAT od opłat (przesyłowej i przejściowej) przychody budżetu państwa szacuje się na około 594 mln zł w roku 2007 i 2008. (porównaj: Ocena skutków regulacji, Dokument uzupełniający do Projektu Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 8.12.2006 r.)

<sup>364</sup> Ocena skutków regulacji., Dokument uzupełniający do Projektu Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 8.12.2006 r.

<sup>365</sup> Kwestia rekompensowania kosztów osieroconych pojawiła się po raz pierwszy w USA, dokładnie w Kalifornii, później przez nią przechodziły gospodarki europejskie: Wielka Brytania, Hiszpania, Portugalia, Irlandia.

## SPIS TABEL

Tabela 1. Wskaźniki efektywności energetycznej dla urządzeń gospodarstwa domowego.....	30
Tabela 2: Dynamika wzrostu PKB i konsumpcji energii finalnej w krajach IEA.....	101
Tabela 3: Regulacja rynków energetycznych w wybranych krajach Unii Europejskiej.....	104
Tabela 4. Rozwój bazy technicznej elektroenergetyki polskiej w latach 1950-2005.....	160
Tabela 5. Końcowe zużycie energii w Polsce w latach 1990-2006.....	160
Tabela 6. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców według kierunków w 2004 r. ....	179
Tabela 7. Tabela obowiązujących w dniu 1.12.2006 r. kontraktów długoterminowych.....	183
Tabela 8. Struktura pozyskania pierwotnych nośników energetycznych ze źródeł krajowych w roku <b>1993</b> w Polsce i w innych krajach Unii Europejskiej (uporządkowane według węgla).....	193
Tabela 9. Struktura pozyskania pierwotnych nośników energetycznych ze źródeł krajowych w roku <b>2006</b> w Polsce i w innych krajach Unii Europejskiej (uporządkowane według węgla).....	194
Tabela 10. Zużycie energii pierwotnej na świecie w biliardach BTU (Brytyjskich Jednostek Ciepła) w latach 1994-2005.....	196
Tabela 11. Scalone zużycie energii pierwotnej (w Mtoe) ogółem w Polsce i jego struktura w latach 1950 – 2005.....	201
Tabela 12. Bilans energii elektrycznej 1950-2005 (TWh).....	202
Tabela 13. Bilans energii pierwotnej (Mtoe) 1938-2005.....	204
Tabela 14. Zasoby energii pierwotnej w Polsce.....	204
Tabela 15. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w <b>1971</b> roku.....	205
Tabela 16. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w <b>2000</b> roku.....	206
Tabela 17. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w <b>2006</b> roku.....	207
Tabela 18. Prognoza liczby ludności w Polsce do roku 2035 (mln osób).....	210

Tabela 19. Prognozy średniorocznego przyrostu PKB dla gospodarki Polski.....	211
Tabela 20. Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną do roku 2030.....	212
Tabela 21. Bilans energii pierwotnej w Polsce w latach 2000-2030.....	213
Tabela 22. Prognoza uproszczonego bilansu energii pierwotnej dla Polski w latach 2000-2030. Wariant bazowy (Mtoe).....	214
Tabela 23. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce do roku 2030.....	219
Tabela 24. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2030.....	220
Tabela 25. Prognoza produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2030.....	221



## SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Monopol naturalny w gałęzi przemysłu.....	72
Wykres 2. Regulacja monopolu.....	84
Wykres 3. Skumulowany stopień otwarcia rynków energii elektrycznej w krajach Unii Europejskiej – stan na styczeń 2006 r. ....	103
Wykres 4. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Niemczech .....	137
Wykres 5. Udział źródeł w produkcji energii elektrycznej w Niemczech w 2005.....	140
Wykres 6. Światowe zużycie energii pierwotnej według źródeł w roku 1971 w Mtoe.....	197
Wykres 7. Światowe zużycie energii pierwotnej według źródeł w roku 2000 w Mtoe.....	198
Wykres 8. Struktura światowego zużycia energii pierwotnej według źródeł w roku 1971 w procentach.....	199
Wykres 9. Struktura światowego zużycia energii pierwotnej według źródeł w roku 2000 w procentach.....	199
Wykres 10. Produkcja i zużycie energii pierwotnej w Polsce latach 1950-2005.....	202

# V Polityka liberalizacji energetyki w Polsce

## 1. Charakterystyka potencjału krajowego rynku energii elektrycznej.

Polski sektor elektroenergetyczny zgodnie z opisem w Europejskiej Klasyfikacji Działalności zalicza się do klas EKD 40.1 i 40.3.

Klasa 40.1 oznacza wytwarzanie i dystrybucję energii elektrycznej, która obejmuje:

- wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach cieplnych, wodnych (łącznie ze szczytowo-pompowymi), jądrowych, geotermalnych, wiatrowych i innych typów,
- przesył energii elektrycznej,
- dystrybucję energii elektrycznej.

Klasa 40.3 oznacza wytwarzanie i dystrybucję pary wodnej i gorącej wody, która obejmuje:

- wytwarzanie, gromadzenie i dystrybucję pary wodnej i gorącej wody do ogrzewania i wszelkich innych celów.

Ponad 85% przychodów całego sektora pochodzi z przedsiębiorstw wytwórczych<sup>366</sup>, czyli elektrowni, elektrociepłowni oraz zakładów przesyłu i dystrybucji energii. Elektroenergetyka jest dziedziną, która do niedawna jeszcze wraz z innymi sektorami infrastrukturalnymi uważana była za specyficzną, z uwagi na występujące w szerokim zakresie elementy naturalnego monopolu oraz ze względu na przypisywanie produktom i usługom tego sektora charakteru dóbr publicznych. Sektor elektroenergetyczny ma decydujący wpływ na poziom infrastruktury kraju. Rozwój gospodarczy i wzrost dobrobytu społeczeństwa możliwy jest dzięki efektywnej i sprawnej energetyce. Jest ona tzw. sektorem bazowym, który ma istotny wpływ na rozwój i konkurencyjność innych dziedzin gospodarki, a w szczególności przemysłu.

---

<sup>366</sup> Sektorowe programy restrukturyzacji i prywatyzacja majątku państwowego, wybór ekspertyz, Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce, Praca zbiorowa pod redakcją H. Bochniarz i S. Krajewskiego. Warszawa, wrzesień 1997.

Zmiany społeczno-polityczne i reforma gospodarki polskiej w latach 90. XX w. stworzyły warunki do istotnych zmian w sektorze energii. W gospodarce kraju znacznie ograniczono produkcję energochłonnego przemysłu ciężkiego, co spowodowało zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa, przede wszystkim na węgiel, oraz zapotrzebowania na energię elektryczną. Powstała znaczna nadwyżka mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wprowadzono zasadnicze zmiany organizacyjne w sektorze energii. Cały sektor został podporządkowany jednemu resortowi – Ministerstwu Gospodarki. Zakłady energetyczne (kopalnie, elektrownie, zakłady dystrybucji energii), wchodzące w skład dawnych Zjednoczeń, uzyskały rangę przedsiębiorstw. Rozpoczęty został proces reformy cen paliw i energii, co przywróciło cenom rolę właściwego parametru ekonomicznego i czynnika racjonalizacji gospodarki energetycznej. Uruchomiono proces wdrażania programów racjonalizacyjnych, zarówno w produkcji, jak i w użytkowaniu paliw i energii. W górnictwie znacznie poprawiono jakość węgla dostarczanego elektrowniom. Zwiększono sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Znacznie ograniczono straty ciepła w gospodarce komunalnej, m.in. dzięki realizacji szerokiego programu termo-modernizacyjnego budynków itd. Zainicjowano szereg działań służących ograniczeniu degradacji środowiska powodowanej przez sektor energii. Elektrownie podjęły realizację bardzo kosztownego programu modernizacji układów spalania węgla, dzięki czemu udało się radykalnie ograniczyć emisję  $SO_2$ ,  $NO_x$  i pyłów. Wielomiliardowe środki na ten cel pochodziły z kontraktów długoterminowych. Wraz ze wzrostem gospodarki, który pojawił się już w 1993 r., zmieniła się struktura bilansu energetycznego kraju, zaczęło także w powolnym stopniu wzrastać zużycie energii, zarówno pierwotnej, jak i elektrycznej.

Wymienione działania doprowadziły do urealnienia poziomu cen paliw i energii, do znacznego zmniejszenia energochłonności PKB oraz istotnej poprawy środowiska przyrodniczego przez ograniczenie szkodliwych emisji  $SO_2$ ,  $NO_x$ , pyłów oraz odpadów paleniskowych. Należy jednak podkreślić, że niektóre decyzje, zwłaszcza organizacyjne, okazały się nietrafne z ekonomicznego punktu widzenia. Na przykład, nadanie zakładom rangi przedsiębiorstw okazało się niesłuszne, ponieważ utworzono wiele podmiotów gospodarczych słabych pod względem kapitałowym. Stąd w ostatnich latach rozpoczęty został proces odwrotny, tj. tworzenie dużych przedsiębiorstw energetycznych, zdolnych do podejmowania kapitałochłonnych inwestycji. I tak w elektroenergetyce powołano

Południowy Koncern Energetyczny, grupujący większość elektrowni Górnego Śląska oraz BOT Górnictwo i Energetyka, w skład którego weszły największe w kraju elektrownie: Bełchatów, Turów i Opole oraz kopalnie węgla brunatnego: Bełchatów i Turów. Ponadto realizowany jest program łączenia zakładów dystrybucji energii elektrycznej w cztery duże przedsiębiorstwa. W elektroenergetyce podział na trzy grupy zakładów, tj. wydzielone elektrownie, przesył i dystrybucję, okazał się błędny – był odmienny od organizacji elektroenergetyki w innych krajach.

Udział mocy poszczególnych źródeł energii w systemie energetycznym pod koniec lat 90-tych kształtował się następująco:

- elektrownie na węgiel kamienny - 58%,
- elektrownie na węgiel brunatny - 27%,
- elektrownie przemysłowe - 9%,
- elektrownie wodne - 5,8%,
- pozostałe źródła odnawialne - 0,2%.

Pozytywną stroną takiej tradycyjnej struktury paliwowej, polegającej na dominacji paliw krajowych, było bezpieczeństwo i niezależność energetyki Polski od zewnętrznych dostaw paliw. Jednak jej negatywnymi stronami, których skutki odczuwane są dziś, jest zbytne uzależnienie energetyki od górnictwa węglowego<sup>367</sup>, poważne szkody ekologiczne powodowane przez taką strukturę oraz szybsze wyczerpanie nieodnawialnych złóż węgla. Silny związek elektroenergetyki z sektorem węglowym wywołuje ryzyko wpływu trudności ekonomicznych i społecznych górnictwa na efektywność i niezawodność sektora elektroenergetycznego. Jest ono odczuwalne poprzez presję na wzrost i "regulację" cen płaconych przez energetykę za węgiel, jak i w dostawach paliw. Duże zaniedbania w ochronie środowiska w latach poprzednich spowodowały znaczne zanieczyszczenie atmosfery, zwłaszcza dwutlenkiem siarki SO<sub>2</sub>. Pomimo, iż emisja dwutlenku siarki pod koniec lat dziewięćdziesiątych zmniejszyła się o 1/3, to nadal zanieczyszczenie jest wyższe niż w krajach UE. Z powyższych względów należy dążyć w polskiej elektroenergetyce do stopniowej zmiany struktury paliw energii pierwotnej, podobnej, jaka dokonała się w krajach UE.

---

<sup>367</sup> Polska jest jedynym krajem, który w wyniku nałożonych limitów emisji CO<sub>2</sub> będzie musiał podnieść drastycznie ceny energii elektrycznej w latach 2008 – 2013.

## 2. Zużycie energii w Polsce.

Podstawowym źródłem energii dla Ziemi jest promieniowanie słoneczne. Ilość energii słonecznej emitowanej w kierunku Ziemi jest równa 17000 TW<sup>368</sup>. Dla porównania moc zainstalowana w elektrowniach Polski wynosi 0,035 TW<sup>369</sup>. Około 30% energii słonecznej odbija się od atmosfery ziemskiej, około 47% pochłaniają morza, około 23% zużywa się w obiegu hydrologicznym obejmującym parowanie i opady, a tylko 370 TW wprawia w ruch powietrze i fale morskie. Jest to zaledwie 0,2%. Jeszcze mniej, bo 0,02%, czyli 40 TW pochłaniają rośliny magazynujące energię słoneczną w procesie fotosyntezy. Dzięki temu procesowi przez setki milionów lat z odpadów roślin i zwierząt powstały zasoby paliw kopalnych, które dziś są bazą surowców energetycznych.

Źródłem energii są nośniki energii pierwotnej – energii w postaci nieodnawialnej (np. energia chemiczna paliw) i odnawialnej (np. energia słoneczna, wód, geotermiczna i in.) czerpanej bezpośrednio z przyrody, która nie była poddana technologicznemu procesowi przetwarzania<sup>370</sup>: organiczne paliwa kopalne, paliwa jądrowe i odnawialne źródła energii. To energia odnawialna była pierwszą siłą energetyczną wykorzystywaną na szerszą skalę przez człowieka. Poniższe tabele przedstawiają strukturę pozyskania pierwotnych nośników energetycznych w Polsce na tle innych krajów, w latach 1993 i 2006.

Tabela 8. Struktura pozyskania pierwotnych nośników energetycznych ze źródeł krajowych w roku **1993** w Polsce i w innych krajach Unii Europejskiej (uporządkowane według węgla)

l.p.	kraj	węgiel	ropa naftowa	Gaz ziemny	energia jądrowa	Hydro-elektrownie	inne (w tym energie odnawialne)
<b>1</b>	<b>Polska</b>	<b>77</b>	<b>14,3</b>	<b>8,4</b>	<b>0</b>	<b>0,3</b>	
2	Dania	44	45	11	0	0,4	0,4
3	Grecja	36	62	0,7	0	1,3	0
4	Niemcy	34	38	17	11	0,3	0,3

<sup>368</sup> TW = 10<sup>12</sup> W

<sup>369</sup> Podstawowe informacje o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, źródło: URE, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), według PSE-Operator SA

<sup>370</sup> Założenia Polityki energetycznej Polski do roku 2010, Dokument rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP 17.10.1995 r., Ministerstwo Przemysłu i Handlu (obecnie Ministerstwo Gospodarki)

5	Wielka Brytania	30	38	23	8	0,2	0,4
6	Luksemburg	28	50	12	0	1	1
7	Belgia	20	41	18	20	0,04	0,6
8	Irlandia	20	47	19	0	0,6	0
9	Hiszpania	19	54	7	15	2	3
10	Portugalia	19	75	0	0	6,05	0,02
11	Austria	16	44	21	0	10	9,4
12	Finlandia	14	37	8,1	17	3,7	19
13	Holandia	12	36	50	1,2	0,01	0,3
14	Francja	9,4	41	13	35	2,2	0,01
15	Włochy	9	58	27	0	2,3	4
16	Szwecja	4,7	32	1,2	40	10	12
17	średnia EU	21	46	15,9	9,8	2,7	3,4
18	Świat w 1995 r.	23,3	34,4	20,1	6,3	2,6	13,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Głowacki K.; Czyja energetyka? ;w: Nafta, Gaz i Biznes; listopad 1998, s.15 oraz Bicki Z.; Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe; PSE SA, Warszawa 1999, s. 34

Tabela 9. Struktura pozyskania pierwotnych nośników energetycznych ze źródeł krajowych w roku 2006 w Polsce i w innych krajach Unii Europejskiej (uporządkowane według węgla)

l.p.	kraj	węgiel	ropa naftowa	gaz ziemny	energia jądrowa	Hydro-elektrownie	inne (w tym energie odnawialne)
<b>1</b>	<b>Polska</b>	<b>87</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	
2	Dania	44	45	11	0	0,4	0,4
3	Grecja	36	62	0,7	0	1,3	0
4	Niemcy	34	38	17	11	0,3	0,3
5	Wielka Brytania	30	38	23	8	0,2	0,4
6	Luksemburg	28	50	12	0	1	1
7	Belgia	20	41	18	20	0,04	0,6
8	Irlandia	20	47	19	0	0,6	0
9	Hiszpania	19	54	7	15	2	3
10	Portugalia	19	75	0	0	6,05	0,02
11	Austria	16	44	21	0	10	9,4
12	Finlandia	14	37	8,1	17	3,7	19
13	Holandia	12	36	50	1,2	0,01	0,3
14	Francja	9,4	41	13	35	2,2	0,01

15	Włochy	9	58	27	0	2,3	4
16	Szwecja	4,7	32	1,2	40	10	12
17	średnia EU	21	46	15,9	9,8	2,7	3,4
18	Świat w 1995 r.	23,3	34,4	20,1	6,3	2,6	13,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: EU Energy and Transport in Figures. Statistical Book 2007/2008, r.II

Sektor energetyczny w Polsce prawie całkowicie oparty jest na węglu. Węgiel kamienny oraz węgiel brunatny dostarczały w 1993 roku 77% energii pierwotnej, podczas gdy udział gazu ziemnego w bilansie energii pierwotnej wynosił zaledwie 8,4%, a udział odnawialnych źródeł energii wynosił mniej niż 1% (według innych szacunków - 2,5%). Równocześnie sektor energetyczny był i jest do dnia dzisiejszego największym źródłem emisji dwutlenku węgla w Polsce. Spalanie węgla przez gospodarstwa domowe przyczynia się do problemu niskiej emisji na obszarach miejskich. W wielu miastach niska emisja została ograniczona w skutek realizacji programów zamiany kotłów grzewczych z węglowych na gazowe. W najbliższej przyszłości przewidziana jest zmiana struktury zużycia energii pierwotnej. Sektor węgla kamiennego, który był przez dziesięciolecia subsydiowany, został zmuszony do ograniczenia nieopłacalnego wydobycia z 116,9 miliona ton w 1998 do 105 milionów ton w 2005 i 92 milionów ton w 2010. Przewidziana jest też likwidacja najmniej rentownych kopalni. Równocześnie przewiduje się wzrost udziału innych paliw, tj. gazu ziemnego oraz ropy naftowej. W Polsce ok. 30 % energii pierwotnej<sup>371</sup> zużywa się do ogrzewania pomieszczeń, ok. 10% na inne cele nieprodukcyjne (np. przegotowanie wody) i ok. 10% na potrzeby transportu. Pozostałe 50% energii pierwotnej zużywają przemysł, rolnictwo i budownictwo<sup>372</sup>.

Tabela 10 przedstawia porównanie zużycia energii pierwotnej i wskaźnika energochłonności PKB do roku 2005. Poniższe porównanie zużycia energii pierwotnej przedstawiono w celu bliższego zapoznania się z miejscem naszej gospodarki energetycznej na tle innych krajów Europy i regionów świata.

<sup>371</sup> Energia pierwotna - suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii pozyskiwanych bezpośrednio z natury. Należą do nich: węgiel kamienny energetyczny i koksowy, węgiel brunatny, gaz ziemny wysokometanowy, gaz ziemny zaazotowany, torf, drewno opałowe, paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe, odpady komunalne, inne surowce wykorzystywane do celów energetycznych (np. metanol, etanol), energia wody, energia wiatru, energia słoneczna, energia geotermalna. (źródło: Słownik energetyka; Vattenfall Poland SA;

[http://www.vattenfall.pl/www/vf\\_pl/vf\\_pl/199544vatte/235760przew/236063sxown/index.jsp](http://www.vattenfall.pl/www/vf_pl/vf_pl/199544vatte/235760przew/236063sxown/index.jsp)

<sup>372</sup> Szargut J., Ziębniak A.; Podstawy energetyki cieplnej; Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1998,

**Tabela 10. Zużycie energii pierwotnej na świecie w biliardach BTU<sup>313</sup> (Brytyjskich Jednostek Ciepła) w latach 1994-2005**

Region i kraj	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2005
<b>Ameryka Północna, Środkowa i Południowa</b>	R 123.76	R 126.42	R 130.86	R 132.55	R 133.62	R 135.91	R 139.18	R 136.81	R 138.53	145.30
<b>Azja i Oceania</b>	R 90.68	R 95.64	R 98.15	R 102.58	R 101.50	R 104.40	R 108.85	R 112.59	R 114.93	148.10
<b>Europa Zachodnia</b>	R 64.72	R 66.27	R 68.41	R 68.89	70.18	R 70.33	R 71.59	R 72.71	R 72.69	86,29
Rosja	R 29.23	R 27.94	R 27.36	R 25.77	R 25.96	R 27.01	R 27.46	R 27.70	R 28.11	30.29
Niemcy	R 14.01	R 14.31	R 14.40	R 14.31	14.33	R 14.11	R 14.26	R 14.62	R 14.37	14.51
Francja	R 9.79	R 10.09	R 10.44	R 10.38	R 10.60	R 10.73	R 10.87	R 11.09	R 11.08	11.43
Wielka Brytania	R 9.53	R 9.45	R 10.05	R 9.73	R 9.73	R 9.76	R 9.68	R 9.82	R 9.72	10.02
Ukraina	7.31	7.23	R 6.33	R 6.05	R 5.89	R 5.94	R 5.96	R 5.79	R 5.97	6.21
Włochy	R 6.77	7.08	R 7.11	7.22	R 7.42	R 7.56	R 7.63	7.68	R 7.70	8.08
Hiszpania	R 4.18	R 4.31	R 4.42	R 4.69	R 4.93	R 5.16	R 5.53	R 5.79	R 5.88	6.59
<b>Polska</b>	<b>R 3.83</b>	<b>3.72</b>	<b>R 4.15</b>	<b>R 4.09</b>	<b>R 3.86</b>	<b>R 3.99</b>	<b>R 3.63</b>	<b>R 3.48</b>	<b>R 3.49</b>	<b>3.66</b>
Holandia	R 3.51	3.58	3.73	3.71	3.70	3.69	R 3.81	3.93	R 3.94	4.24
Belgia	2.29	2.33	R 2.53	2.60	R 2.65	2.60	2.69	2.67	R 2.67	2.58
Turcja	2.23	2.49	R 2.75	2.93	2.99	R 2.91	3.16	R 2.89	R 3.14	3.74
Szwecja	2.19	R 2.24	R 2.21	2.25	2.32	R 2.28	R 2.23	R 2.33	R 2.20	2.34
Uzbekistan	1.75	1.87	1.89	R 1.87	R 1.84	1.87	R 1.94	R 2.03	R 2.08	2.16
<b>Środkowy Wschód</b>	R 13.67	R 13.89	R 14.64	R 15.68	R 16.39	R 16.79	R 17.35	R 18.09	R 19.08	22.85
<b>Afryka</b>	R 10.39	R 10.64	R 10.93	11.40	R 11.29	11.60	12.03	R 12.50	R 12.76	14.43
<b>Świat</b>	R 357.50	R 365.61	R 375.08	R 380.73	R 381.89	R 389.01	R 399.75	R 403.95	R 410.09	462.80

R = skorygowane.

Strona internetowa: <http://www.eia.doe.gov/international>.

Notes: □ Na światowe zużycie energii pierwotnej składa się konsumpcja produktów ropy (włączając płynny gaz naturalny oraz ropę naftową przetworzoną w paliwo), gaz naturalny, oraz węgiel (włączając import koksu); a także zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej paliwa nuklearnego, siły wody, drewna, śmieci, źródeł geotermalnych, słońca i wiatru. W przypadku Stanów Zjednoczonych wliczona jest też konsumpcja energii ze źródeł odnawialnych przez sektory odbiorców końcowych. Suma może nie być równa sumie składowych uzyskanych ze źródeł niezależnych.

Źródło: Autor na podstawie Energy Information Administration; "International Energy Annual 2005" (May-July 2007),

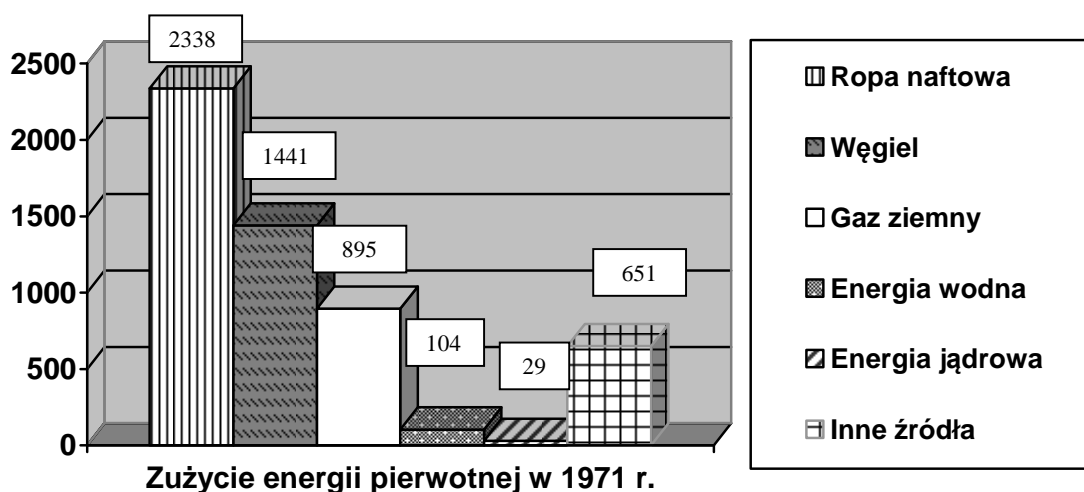
<sup>313</sup> BTU – British Thermal Unit – Brytyjska Jednostka Ciepła = 1 055,05585262 J (dżula)



Na przełomie XX i XXI w. miał miejsce szybki wzrost światowego zużycia energii pierwotnej. W krajach Europy Zachodniej przyrost wyniósł 14%, natomiast w krajach byłego bloku wschodniego odnotowano spadek o 1%. Większe zużycie energii jest na ogół efektem wyższego tempa wzrostu gospodarczego. Według Komitetu Światowej Rady Energetycznej<sup>314</sup>, w krajach nie będących członkami OECD, średnie zużycie energii w przeliczeniu na mieszkańca tych krajów w 2000r. było pięciokrotnie niższe od zużycia w krajach OECD. Oznacza to, że wolumen zużycia energii w gospodarce w krajach nie należących do OECD był bardzo niekorzystny w konfrontacji z krajami - członkami OECD. Można zastanawiać się, czy postęp gospodarczy tych pierwszych nie był „cofaniem się w rozwoju”. Na przykładzie Polski (Tabela 10) wyraźnie widać cykliczność zmian w dziesięcioleciu między rokiem 1994 a 2005. Do roku 1994 gospodarkę w transformacji charakteryzuje wzrost tempa rozwoju, a po tym okresie widoczne jest wyraźne spowolnienie. Rok 2005 ponownie pokazuje ożywienie w gospodarce naszego kraju. W tym miejscu warto postawić pytanie jak zmiany w dynamice wiązały się z przekształceniami strukturalnymi.

W latach 1971–2000 wystąpiły istotne zmiany w strukturze światowego zużycia energii. Wzrost zużycia poszczególnych źródeł energii i ich strukturę przedstawiają niżej zamieszczone wykresy.

Wykres 6. Światowe zużycie energii pierwotnej według źródeł w roku 1971 w Mtoe

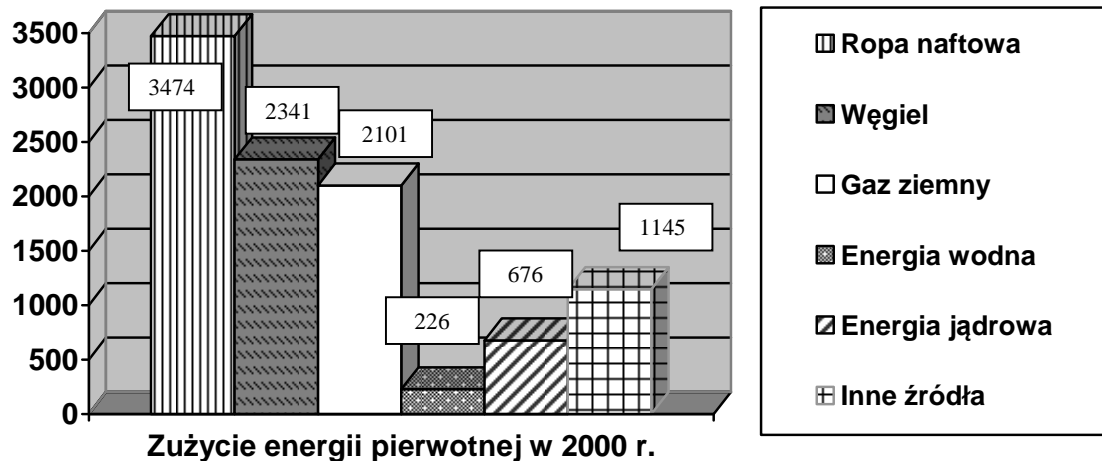


„Inne źródła” oznaczają odnawialne i pozostałe źródła energii.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1971 – 2000, ARE  
Warszawa 2001

<sup>314</sup> Raport: Sektor energii – Świat i Polska. Rozwój 1971-2000. Perspektywy do 2030 r. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej; Warszawa, kwiecień 2000 r.

Wykres 7. Światowe zużycie energii pierwotnej według źródeł w roku 2000 w Mtoe

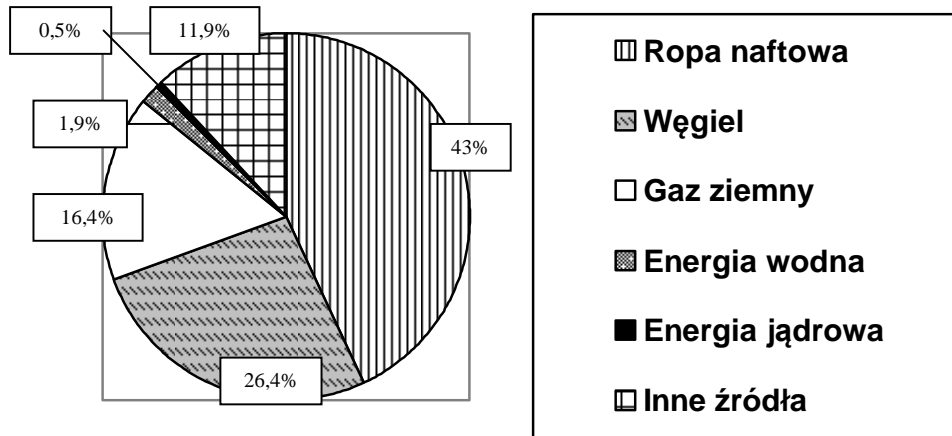


„Inne źródła” oznaczają odnawialne i pozostałe źródła energii.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1971 – 2000, ARE  
Warszawa 2001

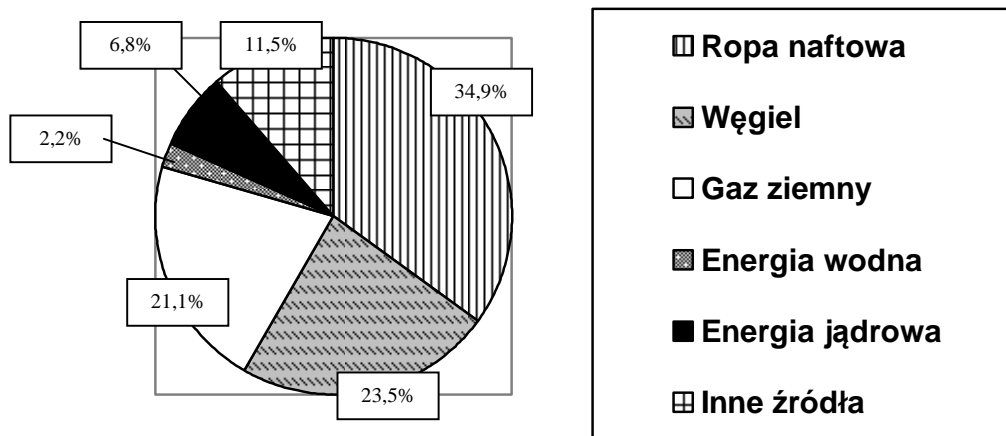
Porównanie wykresów 6 i 7 ukazuje, że w ostatnim trzydziestoleciu XX wieku z paliw kopalnych najszybciej wzrosło zużycie gazu ziemnego (wzrost o 195%), przy równoczesnym spowolnieniu wzrostu zużycia ropy naftowej (wzrost o 49%). Również wzrost zużycia węgla (wzrost o 62%), w szczególności w krajach OECD, był niższy od ogólnego wskaźnika wzrostu zużycia energii pierwotnej (wzrost o 82%). W analizowanym trzydziestoleciu można zaobserwować wysoki wzrost zużycia energii jądrowej (wzrost o 2231% !), podwojenie wykorzystania energii wodnej oraz wzrost wykorzystania energii odnawialnej i pozostałych źródeł energii.

Wykres 8. Struktura światowego zużycia energii pierwotnej według źródeł w roku 1971 w procentach.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1971 – 2000, ARE Warszawa 2001

Wykres 9. Struktura światowego zużycia energii pierwotnej według źródeł w roku 2000 w procentach



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1971 – 2000, ARE Warszawa 2001

Porównanie struktury zużycia energii pierwotnej w latach 1971 i 2000 wskazuje na zmniejszanie się znaczenia paliw kopalnych na rzecz bardziej efektywnych źródeł energii. W ciągu 30 lat doceniono znaczenie energii jądrowej oraz tzw. białej energii (energii wody).

Znaczenie energii dla gospodarki światowej ujawniło się w 1973 r. kiedy świat przeżył szok wywołany kryzysem naftowym, nazywanym pierwszym kryzysem energetycznym. W wyniku wojny wsparcia militarnego udzielonego przez USA armii izraelskiej podczas wojny Yom Kippur, kraje arabskie OPEC zdecydowały się na ograniczenie dostaw ropy do krajów wspierających Izrael podczas intifady. OPEC zdecydował o zastosowaniu mechanizmu lewarowego, który przyczynił się do gwałtownej wyżki cen ropy, co pociągnęło za sobą wzrost cen innych paliw. Cena ropy naftowej wzrosła z ok. 2,8 USD za baryłkę (ok. 20 USD/t) do ok. 11 USD za baryłkę (ok. 82 USD/t)<sup>315</sup>. Są to wartości nominalne, które według kalkulacji Bureau of Labor Statistics z Departamentu Pracy USA dla wartości realnej dolara 2008 równałyby się nie 11 USD ale około 56 USD za baryłkę. Na przełomie lat 1980/1981, w wyniku irackiej inwazji na Iran, doszło do ponownego skoku cen ropy naftowej i jej produktów, nazywanego drugim kryzysem energetycznym. Trwający konflikt przyczynił się do gwałtownych wyżek cen ropy naftowej oraz ograniczenia jej dostaw przez producentów zrzeszonych w OPEC. Kryzys spowodował nasilenie się negatywnych zjawisk w gospodarce światowej. W rezultacie w 1980 r. cena 1 baryłki ropy naftowej wzrosła do ok. 36 USD (ok. 265 USD/t)<sup>316</sup>, co według realnej wartości USD 2008 równało się około 105 dolarom USA. Trudności w zaspokojeniu potrzeb energetycznych wielu krajów ograniczyły społeczny i ekonomiczny rozwój świata. W roku 1980 rząd amerykański zdecydował się nawet na założenie korporacji Synthetic Fuels Corporation w celu produkcji paliwa syntetycznego jako alternatywy dla importu z OPEC. Drugi, zdecydowanie dłużej trwający kryzys energetyczny powiązany z kryzysem ekonomicznym przyczynił się do zmiany podejścia do problemów gospodarki energią i paliwami. Era taniej ropy stała się przeszłością, a politycy zajęli się zagadnieniem efektywności energetycznej i pozyskaniem alternatywnych źródeł energii. W wyniku tych działań ogólny wzrost efektywności zużycia paliw i energii przyczynił się do spadku ceny ropy do poziomu około 15 USD za baryłkę w roku 1986<sup>317</sup>

Kryzys energetyczny nie ominął również Polski, która, z uwagi na wysoką własną produkcję węgla, była do 1979 r. samowystarczalna energetycznie, jednak musiała importować drogą ropę naftową i gaz ziemny. W rezultacie od 1980 r. przychody z eksportu węgla przestały równoważyć wydatki na import paliw węglowodorowych. Polska z

---

<sup>315</sup> Annual Energy Outlook 2003 with Projections to 2025; EIA US Dpt. of Energy, Washington 2003, s.52 i nast.; Barsky R.B., Kilian L., Oil and Macroeconomy Since the 1970s, Journal of Economic Perspectives, Volume 18, Number 4-Fall 2004, ss.:117 i nast

<sup>316</sup> Ibidem.

<sup>317</sup> Ibidem.

eksportera energii pierwotnej stała się jej importerem<sup>318</sup>. Przyczyną kryzysu była prowadzona wcześniej polityka energetyczna. Jeszcze z początkiem lat pięćdziesiątych istniało w powojennych granicach Polski 6350 małych siłowni wodnych (w tym 800 nieczynnych), poruszających młyny, tartaki, folusze. Łączna ich moc zainstalowana wynosiła 65 MW. Wskutek prowadzonej polityki likwidacji małych elektrowni wodnych, pod koniec lat osiemdziesiątych pozostało w Polsce zaledwie 60 obiektów małej energetyki wodnej (MEW), czyli niewiele powyżej 10 procent potencjału z roku 1954. W powojennej historii energetyki polskiej, w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych rozpoczął się proces gigantomanii, w którym nie musiało dojść do zniszczenia istniejących obiektów małej energetyki, pełniących przecież także inne, ważne dla środowiska funkcje. Rozpoczął się okres intensywnej rozbudowy krajowego systemu energetycznego, usiłujący sprostać rosnącym potrzebom przemysłu i społeczeństwa. Strukturę zużycia energii pierwotnej w Polsce przedstawia Tabela 11.

Tabela 11. Scalone zużycie energii pierwotnej (w Mtoe<sup>319</sup>) ogółem w Polsce i jego struktura w latach 1950 – 2005

Rok / Nośnik	1950	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005
W. kamienny	27,3	49,4	55,4	63,3	73,6	89,4	86,1	61,8	59,7	44,8	40,3
W b brunatny	0,3	1,1	3,8	6,0	7,1	6,6	10,9	13,3	12,8	12,1	12,8
Ropa naftowa*	0,6	2,3	4,5	8,8	14,4	18,4	17,0	15,3	17,4	20,8	21,4
Gaz ziemny	0,2	0,7	1,5	5,2	6,9	8,8	8,9	8,9	9,0	9,9	12,2
Woda	0,2	1,1	1,0	1,5	1,8	1,3	1,3	1,3	0,7	3,8	4,3
Razem	28,6	54,6	66,2	84,8	103,8	124,5	124,2	100,6	99,6	91,4	91,0

\* Łącznie z importem netto paliw ciekłych ( importowanych paliw ciekłych gotowych jako uzupełnienie dostaw energii pierwotnej)

\*\* Drewno, torf i paliwa odpadowe

Źródło: Opracowanie na podstawie: Surowce mineralne Polski. Surowce energetyczne; Pod redakcją Romana Neya; wyd. Centrum PPGSMiE PAN<sup>320</sup>, Kraków 1996; Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1950 – 1992; ARE, Warszawa 1993; Gilecki R. i zespół, Bilans energii pierwotnej 1990-2005, ARE, Warszawa 2006; Eurostat (<http://www.zarz.agh.edu.pl/bsolinsk/bilans.pdf>, 12.12.2007).

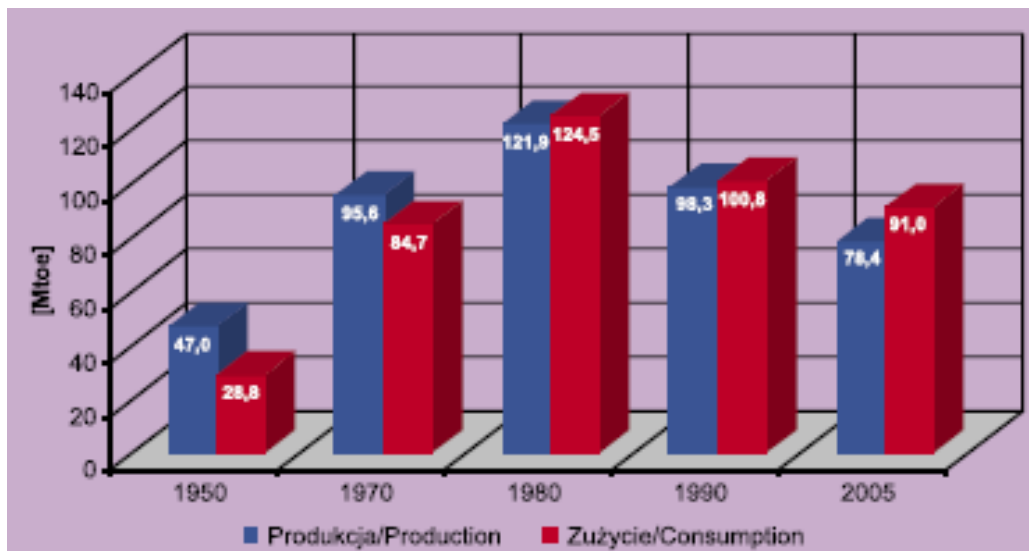
<sup>318</sup> Soliński J., Kluczowe elementy rozwoju światowego i polskiego sektora energii, Energetyka, Warszawa 2004, ss.: 461 i nast.

<sup>319</sup> Toe - tona oleju ekwiwalentnego: 1 toe = 41,868 GJ = 11,63 MWh

<sup>320</sup> Centrum PPGSMiE PAN –Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

Porównanie produkcji i zużycia energii pierwotnej w Polsce obrazuje Wykres 10.

Wykres 10. Produkcja i zużycie energii pierwotnej w Polsce latach 1950-2005



Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.57.

W dekadzie lat siedemdziesiątych zużycie wzrastało bardzo szybko. W 1970 r. wynosiło ono 84,8 Mtoe, natomiast w 1980 już 124,5 Mtoe. W latach 1980-1982 z powodu stanu wojennego zużycie energii pierwotnej spadło do 113,8 Mtoe. Jednakże po roku 1982 nastąpił wyraźny wzrost zużycia, które osiągnęło wartość 130,3 Mtoe (1987r.). W latach 1989–2000 w wyniku wprowadzenia reform gospodarczych, które doprowadziły do ograniczenia produkcji przemysłu ciężkiego oraz działań racjonalizujących gospodarkę energetyczną, zużycie energii pierwotnej spadło do poziomu 89,8 Mtoe. Ponieważ gospodarka polska opierała się przede wszystkim na węglu, struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce wykazywała inne tendencje niż w krajach wysoko uprzemysłowionych.

Między rokiem 1950, a 2005 produkcja energii elektrycznej (łącznie ze wszystkich źródeł) zwiększyła się ponad 25 krotnie. W roku 1950 wielkość wyprodukowanej energii była równa 0,4988 Mtoe<sup>321</sup>, natomiast w roku 2005 wielkość produkcji była równa 13,4968 Mtoe<sup>322</sup>. Szczególnie wysoki przyrost produkcji miał miejsce w latach 70. i 80. W latach 90. nastąpiło zwolnienie tempa wzrostu produkcji, której większość (około 96%) jest

<sup>321</sup> Por.: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030r. Warszawa 2007, s.57 i nast.

<sup>322</sup> EU Energy and Transport in Figures, Luxemburg 2008, s. 76.

wytwarzana z węgla kamiennego i brunatnego<sup>323</sup>. Główne elementy bilansu energii elektrycznej przedstawia Tabela 12.

Tabela 12. Bilans energii elektrycznej 1950-2005 (TWh).

Wyszczególnienie	1950	1970	1990	2000	2005
Produkcja brutto	10,7	64,6	136,3	145,2	156,9
Elektrownie ciepłne zawodowe	5,3	54,2	124,9	133,8	144,9
Elektrownie przemysłowe	5,0	8,5	8,1	7,2	8,0
Elektrownie wodne	0,4	1,9	3,3	4,1	3,8
Import	0,08	1,6	10,4	3,3	5,0
Eksport	0,07	1,5	11,4	9,7	16,2
Straty w sieci	0,32	5,6	11,4	14,2	14,1
Zużycie	10,4	59,1	123,9	124,6	131,6

Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.58.

W okresie powojennym saldo bilansu handlu energią z sąsiadami było bliskie zeru. Dało się nawet odnotować niewielką nadwyżkę eksportu nad importem. Począwszy od roku 1990 następuje wzrost dodatniego salda eksportu energii elektrycznej. W roku 1990 wyniósł on 1,04 TWh (nadwyżki eksportu, w roku 1995 – 2,8 TWh, a w roku 2005 eksport energii elektrycznej przewyższył import o 11,16 TWh<sup>324</sup>. Należy też dodać, że w roku 2005 po raz pierwszy odnotowano nadwyżkę eksportu odnawialnych źródeł energii (0,70 TWh)<sup>325</sup>. „W roku 2005 wymiana energii elektrycznej była realizowana z: Niemcami, Słowacją, Czechami, Ukrainą, Białorusią i Szwecją. Nadwyżka importu nad eksportem pochodziła głównie z Niemiec. Przewaga eksportu natomiast dotyczyła Czech, Słowacji i Szwecji. Największy eksport był realizowany przez Czechy do Austrii i Szwajcarii<sup>326</sup>.” Ponadto od końca lat siedemdziesiątych, kiedy eksport węgla przestał równoważyć koszty importu paliw ciekłych, Polska stała się per saldo importerem energii. W połowie lat dziewięćdziesiątych - licząc według cen światowych - wpływy za eksport węgla były rzędu 600 mln USD, a wydatki na

<sup>323</sup> Por.: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030r. Warszawa 2007, s.57 i nast.

<sup>324</sup> EU Energy and Transport in Figures, Luxemburg 2008, s. 76.

<sup>325</sup> Ibidem.

<sup>326</sup> Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030r. Warszawa 2007, s.58.

import ropy naftowej paliw ciekłych i gazu były rzędu 3 – 4 mld USD. Bilans energii pierwotnej prezentuje Tabela 13.

Tabela 13. Bilans energii pierwotnej (Mtoe) 1938-2005

Wyszczególnienie	1938	1950	1960	1970	1980	1990	2000	2005
Pozyskanie	22,8	47,0	64,8	95,6	121,9	99,38	80,3	78,4
Import	-	0,7	3,4	11,8	25,8	25,2	30,9	35,9
Eksport	7,0	19,3	14,1	22,6	23,1	22,9	20,8	21,1
Zmiana zasobów	-	0,2	0,3	-0,1	-0,1	-1,2	1,1	2,2
Zużycie całkowite (krajowe)	15,8	28,6	54,4	84,7	124,5	100,0	90,8	93,9

Źródło: Opracowanie na podstawie: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007; EU Energy and Transport in Figures, Luxemburg 2008, s. 76.

W obecnym stuleciu Polska musi się liczyć ze znacznymi wydatkami na import paliw ciekłych i gazu. Ponadto Polska ma ograniczone własne zasoby energii pierwotnej. Jest to przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny, nieznaczne zasoby paliw ciekłych i gazu, a także mało wykorzystywane zasoby energii geotermalnej i niewielki potencjał zasobów energii wodnej.

Tabela 14. Zasoby energii pierwotnej w Polsce

Rodzaj energii	Jednostki	Zasoby przemysłowe	Zasoby bilansowe	Roczne Wykorzystanie	Wskaźnik użytkowanych lat
Węgiel kamienny	$10^9$ t	18,2	46,8	0,1	180
Węgiel brunatny	$10^9$ t	2,1	14,1	0,06	35
Ropa naftowa	$10^6$ t	13,6	14,1	30	0,3
Gaz ziemny	$10^9$ m <sup>3</sup>	118,6	149	12	10
Energia wodna	TWh	3	15	3	Bez zmian

Źródło: Jaczewski M.; 80 lat wytwarzania energii elektrycznej w Polsce; Przegląd Elektrotechniczny 1999, z. 6, ss. 154-156; Jaczewski M.; Rozwój sektora energii w Polsce w drugiej połowie XX wieku; Energetyka 2002 z.2; ss. 73 – 84; Surowce mineralne Polski. Surowce energetyczne; Pod redakcją Romana Neya, wyd. Centrum PPGSMiE PAN, Kraków 1996.



W Polsce występują pewne zasoby energii geotermalnej, wykorzystywanej jednak dotychczas na niewielką skalę, głównie w okolicach Zakopanego. Są to ilości energii o kilka rzędów wielkości mniejsze od wymienionych w tabeli i dlatego nie zostały w niej zamieszczone. Prace w tej dziedzinie są w toku. Ze względu na bardzo złożony charakter wzajemnych oddziaływań różnych dziedzin gospodarki, trzeba zachować ostrożność w formułowaniu wniosków i warto porównywać przebieg zmian zachodzących w Polsce z odpowiednimi procesami w innych krajach.

W związku z przystąpieniem do UE i założeniami rozwoju Polski, należy spodziewać się dalszego wzrostu zapotrzebowania na energię, a zwłaszcza na energię elektryczną, najpóźniej do 2020 r. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w Polsce osiągnie prawdopodobnie poziom ok. 6 MWh/c<sup>327</sup>, co oznacza wzrost produkcji do ok. 240 TWh rocznie. Wiąże się to z koniecznością inwestycji w nowe moce, które powinny mieć możliwość produkcji dodatkowych 14 GW. Przyrost na tym poziomie zakłada konieczność wycofania z eksploatacji mocy o wartości ok. 5 GW zainstalowanych w przestarzałych jednostkach, eksploatowanych już ponad 30 lat<sup>328</sup>. Tabele 15, 16 i 17 pokazują wzrost zużycia energii elektrycznej na mieszkańca w Polsce w porównaniu z wybranymi krajami w latach 1971, 2000 i 2006.

Tabela 15. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w 1971 roku

Wyszczególnienie	Zużycie en. Elektrycznej w 1971r. Specyfikacja (kWh na mieszkańca)
<b>A. OECD</b>	
Kanada	9167
Szwecja	7674
USA	7516
Wielka Brytania	4252
Niemcy	4063
Australia	3523

<sup>327</sup> megawat na osobę

<sup>328</sup> Raport: Sektor energii – Świat i Polska. Rozwój 1971-2000. Perspektywy do 2030 r. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej; Warszawa, kwiecień 2000 r.

Japonia	3447
Czechy	3423
Francja	2744
Włochy	2154
<b>Polska</b>	<b>1955</b>
Hiszpania	1533
<b>B. Nie-OECD</b>	
Izrael	2289
RPA	2246
Argentyna	870
Arabia Saudyjska	321
Chiny	157
Federacja Rosyjska	-

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy Balances of Non-OECD Countries 1999–2000 (2002 Edition); OECD-IEA. Key World Energy Statistics. 2002 Edition; OECD-IEA. Rozdz.II.

Tabela 16. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w **2000** roku

Wyszczególnienie	Zużycie en. Elektrycznej w <b>2000r.</b> Specyfikacja (kWh na mieszkańca)
<b>A. OECD</b>	
Kanada	16967
Szwecja	15659
USA	13843
Australia	10052
Japonia	8831
Francja	7301
Niemcy	6684
Wielka Brytania	5995
Czechy	5694
Hiszpania	5248
Włochy	5228
<b>Polska</b>	<b>3224</b>
<b>B. Nie-OECD</b>	

Izrael	6429
Arabia Saudyjska	5683
Federacja Rosyjska	5236
RPA	4533
Argentyna	2129
Chiny	1016

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy Balances of Non-OECD Countries 1999–2000 (2002 Edition); OECD-IEA. Key World Energy Statistics. 2002 Edition; OECD-IEA. Rozdz.II.

Tabela 17. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca [kWh/mieszkańca] w wybranych krajach w 2006 roku

Wyszczególnienie	Zużycie en. Elektrycznej w 2006r. Specyfikacja (kWh na mieszkańca)
<b>A. OECD</b>	
Kanada	16766
Szwecja	15230
USA	13515
Australia	11309
Japonia	8220
Francja	7585
Niemcy	7175
Czechy	6511
Hiszpania	6213
Wielka Brytania	6192
Włochy	5762
<b>Polska</b>	<b>3586</b>
<b>B. Nie-OECD</b>	
Arabia Saudyjska	7079
Izrael	6893
Federacja Rosyjska	6122
RPA	4810
Argentyna	2620
Chiny	2040

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Key World Energy Statistics 2008; IEA, Paryż 2008, ss: 48-58.

Zużycie energii w przeliczeniu na mieszkańca, w Polsce w porównaniu z krajami OECD należało w 2000 roku do najniższych. Podobną sytuację można zaobserwować w roku 2006. Sytuacja taka miała już miejsce w innych krajach (np. w Hiszpanii), zanim przystąpiły do UE przed rokiem 2000. Po przystąpieniu do Unii rozwój gospodarczy Hiszpanii przyczynił się do gwałtownego wzrostu zużycia elektroenergii. W Polsce zmiany te zachodzą znacznie wolniej. Jedną z przyczyn jest nieefektywne wykorzystanie środków unijnych i skomplikowane procedury administracyjno-prawne. Na świecie można zaobserwować rosnący trend zużycia energii elektrycznej. Jej znaczenie dla gospodarki światowej ujawniło się już w latach siedemdziesiątych XX w.

### **3. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną.**

Popyt na energię jest kształtowany wieloma czynnikami o różnej sile wpływu i niejednakowych możliwościach ich kwantyfikacji. Główną jego determinantą jest dynamika wzrostu gospodarczego. Do roku 2007 niskie i stabilne ceny energii w Polsce wywierały mniejszy wpływ na kształtowanie się ogólnego popytu w gospodarce. Było to dużym ułatwieniem podczas przygotowania prognoz z tego względu, że długoterminowe przewidywania cen ropy wiązały się (i wiążą) z dużą niepewnością z powodu ciągłych zmian zachodzących na tych rynkach. Począwszy od drugiej połowy roku 2007 nastąpił gwałtowny wzrost popytu na energię elektryczną nie tylko w Polsce, ale w całej gospodarce świata. Perspektywa niedoboru podaży, eskalacja cen paliw w handlu międzynarodowym oraz narastające zanieczyszczenie środowiska (symptomy zbliżającego się kryzysu energetycznego) przyczyniły się do wzrostu cen energii elektrycznej. W związku z tym komitety narodowe Światowej Rady Energetycznej zaapelowały o zmianę sposobu konsumpcji energii elektrycznej, propagując jej bardziej efektywne wykorzystanie. Istotnym czynnikiem jest liczba ludności i jej zmiany w okresie prognozy. Postęp technologiczny przyczynia się z jednej strony do efektywnego wykorzystania energii, co powoduje zmniejszenie popytu, ale z drugiej strony rośnie liczba urządzeń, które ją wykorzystują.

Trudnym do skwantyfikowania, lecz istotnym czynnikiem, są uwarunkowania instytucjonalne. Na przykład, konkurencyjne rynki energii z jednej strony powinny się przyczyniać do wzrostu racjonalności wykorzystania energii, z drugiej strony problem bezpieczeństwa energetycznego powoduje potrzebę zwiększenia rezerw. Technicznym

problemem przy tworzeniu prognoz są długości szeregów czasowych. Jeżeli są one odpowiedniej długości, możliwe jest stosowanie narzędzi ekonometrycznych do estymacji również takich zmiennych, jak technologia, polityka i zmiany strukturalne. W krajach rozwijających się, gdzie szeregi te są za krótkie, analizę opiera się o porównanie z krajami innymi, bądź o opinię ekspertów. W modelu, na podstawie którego najczęściej wykonywane są prognozy, zmiennymi egzogenicznymi są: wzrost Produktu Krajowego Brutto (PKB), ceny paliw oraz liczba ludności. Poszczególne moduły modelu uwzględniają: wpływ poszczególnych sektorów (przemysłu, transportu, usług) na gospodarkę, wpływ energii odnawialnej, postęp technologiczny w wytwarzaniu energii z podziałem na elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie, wpływ struktury geograficznej na zasoby ropy i gazu, stopę elektryfikacji i tradycyjne wykorzystanie biomasy w krajach rozwijających się.

Ważnym dokumentem, w kontekście zachodzących zmian, jest prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzona przez Ministerstwo Rozwoju Gospodarki na podstawie projektu Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013. Zakłada się w nim wysoki wzrost gospodarczy do roku 2025. Do czynników wpływających na poziom wzrostu należą: członkostwo w UE, lepsze wykorzystanie środków unijnych, przyspieszony napływ inwestycji zagranicznych, przystąpienie do strefy Euro i uproszczenie systemu regulacji gospodarczych.

### **3.1. Prognoza demograficzna.**

Pod koniec XX wieku we wszystkich krajach Europy, nie wyłączając Polski, nastąpiło zmniejszenie liczby ludności. Dane z lat 2003 -2007 wskazują, że rok 2003 był rokiem najniższych - w powojennej historii - urodzeń (począwszy od 2004 r. obserwujemy wzrost urodzeń). Konsekwencje przystąpienia Polski do UE w maju 2004 oraz odwrócenie tendencji spadkowej urodzeń to główne czynniki, które przyczyniły się do tego, że prognoza GUS (Prognoza GUS na lata 2003-2030) z 2003 r. straciła na aktualności. W toku prac nad prognozą 2008 – 2035, GUS wybrał jeden z 12 scenariuszy, który został oceniony recenzentów SGH i UW za najbardziej realny. Wykorzystując prognozę ludności należy ją skorygować o wskaźnik migracji. Dodatkowo prognoza powinna być związana z alternatywnymi scenariuszami rozwoju społeczno-ekonomicznego.

Tabela 18 prezentuje prognozę liczby ludności w najbliższym trzydziestoleciu.

Tabela 18. Prognoza liczby ludności w Polsce do roku 2035 (mln osób).

<b>Rok</b>	<b>2000</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
<b>Liczba ludności</b>	38,644	38,092	38,016	37,830	37,438	36,796	35,993
<b>Emigracja</b>	bd.	0,040	0,034	0,020	0,020	0,020	0,020
<b>Imigracja</b>	bd.	0,018	0,023	0,030	0,030	0,030	0,030

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Prognoza ludności na lata 2008-2035, GUS  
[http://www.stat.gov.pl/gus/45\\_4514\\_PLK\\_HTML.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/45_4514_PLK_HTML.htm) (1.11.2008).

Według prognozy GUS w okresie od roku 2000 do roku 2035 nastąpi zmniejszenie liczby mieszkańców z 38,6 miliona do około 36 milionów. Jeżeli jednak do tego czasu zostaną otwarte granice ze wszystkimi krajami sąsiadującymi, niska liczba dzietności może w znacznym stopniu zostać skorygowana o wskaźnik migracji. W związku z ujemnym przyrostem ludności do roku 2035, głównym czynnikiem generującym zapotrzebowanie na energię będzie wzrost PKB.

### **3.2. Wzrost Produktu Krajowego Brutto.**

Wysokie tempo wzrostu gospodarczego stało się, w szczególności po akcesji do Unii Europejskiej, jednym z podstawowych celów strategicznych polskiej gospodarki. Realizacja wysokiego tempa rozwoju może przyczynić się do napięć gospodarczych. W celu ich uniknięcia Agencja Rynku Energii przygotowała w 2004r. różne warianty tempa rozwoju<sup>329</sup>. Celem opracowania było zapewnienie bezpieczeństwa w zakresie równowagi makroekonomicznej. Jednakże warunkiem zapewnienia wysokiego tempa wzrostu jest dokończenie prywatyzacji i przeprowadzenie reform restrukturyzacyjnych zwiększających konkurencyjność polskiej gospodarki. Zakładany długofalowy wzrost gospodarczy możliwy będzie jedynie w przypadku zapewnienia w długim okresie podaży równoważącej popyt krajowy i stymulującej wzrost eksportu. Poniższa tabela prezentuje dwa warianty wzrostu PKB w latach 2000 – 2030.

<sup>329</sup> ARE SA, Długoterminowa prognoza rozwoju gospodarki paliwami i energią do roku 2025, Warszawa 2004.

Tabela 19. Prognozy średniorocznego przyrostu PKB dla gospodarki Polski.

Lata	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 – 2030
Wariant bazowy	3,0%	2,5%	2,0%
Wariant optymistyczny	4,0%	3,5%	3,0%

Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s. 65.

Utrzymanie 4%, a nawet 5% wzrostu PKB w dłuższym horyzoncie czasowym wydaje się niemożliwe w kontekście doświadczeń krajów, które przystąpiły do Unii Europejskiej. Jednakże wzrost PKB w Polsce charakteryzuje się odmienną specyfiką, wynikającą z różnic w rozwoju między gospodarką polską, a gospodarkami krajów Europy Zachodniej. Różnice widoczne są w strukturze gospodarki, w której rolnictwo wciąż jeszcze odgrywa dużą rolę w tworzeniu PKB. Niski udział w tworzeniu wartości dodanej mają tak zwane usługi nowoczesne. Ważnym elementem rozwoju naszej gospodarki jest rosnąca efektywność gospodarki (dodatnie tempo wzrostu TPF<sup>330</sup>). Jest to efekt rosnącej od 1989 roku wydajności pracy i nakładów kapitałowych. Bardzo ważnym czynnikiem wzrostu PKB jest akcesja Polski do Unii Europejskiej, dzięki której nastąpił wzrost eksportu i wzrost produkcji. Istotne znaczenie ma napływ funduszy strukturalnych, które przyczyniają się do wzrostu inwestycji. Powyższe argumenty pozwalają prognozować średnioroczny przyrost PKB dla naszej gospodarki na poziomie wariantu bazowego, to znaczy 2-3% rocznie w najbliższych latach.

### 3.3. Zapotrzebowanie na energię pierwotną.

Zakładając wymieniony wyżej przyrost PKB oraz wskaźniki elastyczności energii do PKB, ARE SA<sup>331</sup> określiła warianty<sup>332</sup> prognozy zapotrzebowania na energię pierwotną, z których dwa prezentowane są poniżej.

<sup>330</sup> Total factor productivity – całkowita produktywność czynników produkcji.

<sup>331</sup> Agencja Rozwoju Energii Spółka Akcyjna.

<sup>332</sup> Większość instytucji opracowujących prognozy do roku 2030 lub dłuższe zakłada minimum 2 scenariusze – warianty. Greenpeace nazywa je SCENARIUSZAMI (referencyjny i alternatywny), Energy Information Administration – PRZYPADKAMI (reference case, high price case), a Ministerstwo Gospodarki i Parcy – WARIANTAMI (traktatowy, podstawowy węglowy, podstawowy gazowy, efektywnościowy).

Tabela 20. Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną do roku 2030.

Wyszczególnienie	2000	2010	2020	2030
<b>WARIANT BAZOWY</b>				
Ludność (mln)	38,6	38,1	37,8	36,8
Stopa wzrostu PKB (%)		3,0	2,5	2,0
PKB 2000 = 100	100	135	175	210
Zapotrzebowanie na energię pierwotną				
- ogółem (Mtoe)	89,9	97,0	106,0	114,0
- per capita (toe)	2,3	2,6	2,8	3,1
<b>WARIANT OPTYMISTYCZNY</b>				
Ludność (mln)	38,6	38,1	37,8	36,8
Stopa wzrostu PKB (%)		4,0	3,5	3,0
PKB 2000 = 100	100	148	210	280
Zapotrzebowanie na energię pierwotną				
- ogółem (Mtoe)	89,9	99,0	113,0	130,0
- per capita (toe)	2,3	2,6	3,0	3,5

Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007 s.66.; Dane uzupełnione przez autora na podst.: Prognoza ludności na lata 2008-2035, GUS [http://www.stat.gov.pl/gus/45\\_4514\\_PLK\\_HTML.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/45_4514_PLK_HTML.htm) (1.11.2008).

Od początku okresu transformacji gospodarczej obserwuje się rosnące zapotrzebowanie na energię pierwotną. W roku 2000 produkcja energii z krajowych źródeł pokrywała ok. 85% zapotrzebowania, natomiast w roku 2006 już tylko 83%<sup>333</sup>. Każdą dodatkową jednostkę energii bez pokrycia należy importować. Równocześnie w małym stopniu wykorzystywany jest potencjał krajowych odnawialnych źródeł energii. Brak zwiększenia produkcji energii pierwotnej w kraju do roku 2030 przyczyni się do znacznego zwiększenia wskaźnika importu. Wzrost tego wskaźnika może być dodatkowo przyspieszony polityką ograniczania emisji CO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> zgodnie z wytycznymi UE. Natomiast barierą jego wzrostu może być wysoka cena ropy naftowej i gazu. Oznacza to, że zastąpienie niedoboru ropy importem większym importem gazu staje się mało prawdopodobne. W celu zaspokojenia rosnącego popytu na energię pierwotną konieczne jest poszukiwanie alternatywnych źródeł energii lub nowoczesnych technologii produkcji energii elektrycznej (np. gazyfikacja węgla lub magazynowanie CO<sub>2</sub>). Dotyczy to zarówno wariantu bazowego, jak i optymistycznego. W związku z brakiem możliwości zwiększenia mocy w krótkim horyzoncie czasowym, w obu wariantach zakłada się zwiększenie wydobycia węgla.

<sup>333</sup> International Energy Annual 2008, Short Term Energy Outlook, EIA, Tabela 3a, Tabela 3b.



Problemem pojawiającym się w polskiej gospodarce jest pogodzenie potencjalnego wzrostu zużycia węgla z wymogami ochrony środowiska i narzuconymi limitami emisji CO<sub>2</sub><sup>334</sup>. Z drugiej strony niedobór energii byłby bariera wzrostu gospodarczego.

Powyższe rozważania oznaczają małe prawdopodobieństwo realizacji wariantu optymistycznego. Gospodarka polska nie jest w stanie zapewnić pokrycia popytu na energię ze swoich źródeł. Dlatego najbardziej prawdopodobny jest wariant umiarkowanego wzrostu, który zakłada:

- utrzymanie wydobycia węgla na zbliżonym do obecnego poziomie, tj. ok. 100 mln ton,
- budowę znaczącej mocy w elektrowniach jądrowych, począwszy od 2021-2022 r.,
- umiarkowany import paliw węglowodorowych, głównie gazu ziemnego, a wzrost zapotrzebowania zostanie pokryty przede wszystkim importem tych paliw,
- wzrost zastosowań odnawialnych źródeł energii, które powinny w latach 2020-2030 zapewnić ok. 10% pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną – uznano przy tym, że Polska nie posiada warunków do osiągnięcia 20%-owego udziału tych paliw, czego oczekuje UE<sup>335</sup>.

Syntetyczny bilans energii pierwotnej przedstawiają wielkości zawarte w tabeli 21.

Tabela 21. Bilans energii pierwotnej w Polsce w latach 2000-2030.

Wyszczególnienie	2000	2005	2010	2020	2030
Produkcja (Mtoe)	79,6	78,3	82,5	84,0	92,5
Saldo importu i eksportu (Mtoe)	9,1	13,3	14,5	22,0	21,5
Zapotrzebowanie (Mtoe)	89,9	91,0	97,0	106,0	114,0

Źródło: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s. 71.

Wariant zakłada utrzymanie wydobycia węgla na obecnym poziomie. Dzięki temu utrzymamy niezależność od importu energii do czasu modernizacji istniejących i budowy

<sup>334</sup> W wyniku braku zainteresowania rządu, Polska nie brała udziału w negocjacjach limitów emisji CO<sub>2</sub>. Skutkiem tego było przyznanie Polsce – zależnej w ponad 90% od węgla przy produkcji energii – zbyt niskich limitów. Oznacza to dla naszego kraju niespotykaną do tej pory podwyżkę cen energii elektrycznej w latach 2009-2013.

<sup>335</sup> Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, ss.69 -70.

nowych mocy. „Nawet jeżeli założymy, że w 2020 zbudujemy bloki o mocy około 5 GW w elektrowniach jądrowych, wskaźnik zależności od importu wzrośnie z 11% w 2000 r. do 21% w 2020, następnie obniży się do 18%. W przypadku realizacji wariantu optymistycznego zapotrzebowania na energię pierwotną, wskaźnik zależności od importu osiągnąłby poziom ok. 35%. Za utrzymaniem wydobycia węgla na zbliżonym do obecnego poziomie przemawia również fakt, że w okresie do 2030 r. zależność od importu energii w krajach UE-15 wzrośnie z ok. 50% w 2000 r. do blisko 70% w 2030 r.<sup>336</sup>”. Szczegółową prognozę uproszczonego bilansu energii pierwotnej przedstawia tabela 22.

Tabela 22. Prognoza uproszczonego bilansu energii pierwotnej dla Polski w latach 2000-2030. Wariant bazowy (Mtoe).

Wyszczególnienie	2000	2005	2010	2020	2030
<b>Produkcja</b>					
<b>Węgiel kamienny</b>	59,2	56,1	59,0	59,0	57,0
<b>Węgiel brunatny</b>	12,1	12,8	13,5	13,5	13,5
<b>Ropa naftowa</b>	0,7	0,8	1,0	1,0	1,0
<b>Gaz ziemny</b>	3,3	3,9	4,0	4,0	4,0
<b>Energia jądrowa</b>	-	-	-	-	7,0
<b>Źródła odnawialne</b>	4,3	4,7	5,0	6,5	10,0
<b>RAZEM</b>	79,6	78,3	82,5	84,0	92,5
<b>Saldo importu i eksportu</b>					
<b>Węgiel kamienny</b>	-16,3	-14,6	-15,5	-11,0	-13,5
<b>Ropa naftowa*</b>	+18,2	+19,1	+19,2	+20,0	+21,0
<b>Gaz ziemny**</b>	+7,7	+8,7	+11,0	+13,0	+14,0
<b>Inne paliwa i nośniki energii</b>	-0,5	-1,0	-	-	-
<b>RAZEM</b>	+9,1	+13,3	+14,5	+22,0	+21,5
<b>Zapotrzebowanie</b>					
<b>Węgiel kamienny</b>	50,3	52,9	57,0	61,5	57,0
<b>Ropa naftowa*</b>	17,0	19,3	20,0	21,0	22,0

<sup>336</sup> Ibidem.

<b>Gaz ziemny**</b>	11,2	14,4	15,0	17,0	18,0
<b>Energia jądrowa</b>	-	-	-	-	7,0
<b>Źródła odnawialne</b>	4,3	4,7	5,0	6,5	10,0
<b>Pozostałe</b>	1,1	-0,3	-	-	-
<b>RAZEM</b>	89,9	91,0	97,0	106,0	114,0

\* Łącznie z importem paliw naftowych    \*\* Łącznie z gazem ciekłym

Źródło: Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.91.

Dane z Tabeli wskazują na konieczność wykorzystania alternatywnych źródeł energii dla utrzymania bilansu energetycznego kraju. W wariantcie bazowym zapotrzebowanie na energię pierwotną przewyższa jej podaż o 23%. Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2025<sup>337</sup> pokazują jeszcze większy deficyt. Przyjmując, że średnioroczne tempo wzrostu PKB do roku 2025 wyniesie 5,2%, zapotrzebowanie kształtować się będzie następująco:

- prognozowany wzrost krajowego zużycia energii finalnej wyniesie 48-55%,
- prognozowany wzrost krajowego zużycia energii pierwotnej - 41-50%,
- prognozowany wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej - 80-93%<sup>338</sup>.

Można zatem przyjąć, że rosnący popyt na pierwotne nośniki energii pociągnie za sobą wzrost ich ceny. Taka sytuacja wymusi zmianę zachowań odbiorców energii. Podejmą oni działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej i wykorzystania OZE. Spowoduje to zmniejszenie tempa wzrostu popytu na energię. Niebezpieczeństwo w rozwijającej się gospodarce stanowić może wprowadzenie reglamentacji energii. Ten czarny scenariusz zrealizuje się w sytuacji dalszego braku inwestycji w sektorze.

<sup>337</sup> Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22.07.2005

<sup>338</sup> Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w horyzoncie do 2025 r. została opracowana na podstawie scenariusza makroekonomicznego rozwoju kraju, będącego elementem projektu Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013. Zakłada się w tym scenariuszu wysoki wzrost gospodarczy Polski do 2025 r., na który wpływ będą miały: pojawienie się pozytywnych efektów konwergencji dzięki członkostwie w UE, stosunkowo wysoka absorpcja funduszy unijnych, przyspieszony napływ inwestycji zagranicznych za sprawą wzrostu udziału średnich i małych inwestorów zagranicznych, wzrost eksportu na rynki UE, przystąpienie Polski do strefy euro, znoszenie barier biurokratycznych dla przedsiębiorców oraz upraszczanie systemu regulacji gospodarczych i zwiększenie wykorzystania zasobów pracy.

### **3.4. Doktryna polityki energetycznej kraju.**

Mając na względzie zasadę zrównoważonego rozwoju rząd opracował dokument „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”, zawierający doktrynę polityki energetycznej kraju, ocenę realizacji dotychczasowej polityki oraz długoterminowe kierunki działań i prognozę zapotrzebowania na paliwa i energię. W dokumencie przygotowano prognozę dla czterech wariantów<sup>339</sup>. Państwo zamierza realizować scenariusz najbliższy wariantom: efektywnościowemu i traktatowemu.

#### **3.4.1. Wariant Traktatowy.**

Wariant ten uwzględnia postanowienia Traktatu Akcesyjnego związane z sektorem energii, to znaczy: ograniczenie emisji całkowitej z dużych obiektów spalania do wielkości określonych w Traktacie, osiągnięcie w 2010 r. 7,5 % zużycia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz 5,75 % udziału biopaliw w ogólnej sprzedaży benzyn i olejów napędowych<sup>340</sup>.

#### **3.4.2. Wariant Podstawowy Węglowy.**

Wariant ten różni się od *Traktatowego* tym, że wymóg spełnienia postanowień Traktatu w zakresie emisji z dużych obiektów spalania jest zastąpiony przez realizację Krajowego Planu Redukcji Emisji (KPRE), zakładającego przesunięcie na rok 2020 terminu spełnienia wymagań emisyjnych, ustalonych w Traktacie Akcesyjnym na 2012r. W wariacie nie zakłada się ograniczeń zużycia węgla kamiennego<sup>341</sup>.

#### **3.4.3. Wariant Podstawowy Gazowy.**

Wariant ten różni się od *Wariantu Podstawowego Węglowego* tylko tym, że zużycie węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej jest utrzymane na obecnym poziomie, a paliwem pokrywającym wzrost produkcji tej energii będzie przede wszystkim gaz ziemny<sup>342</sup>.

---

<sup>339</sup> Por.: Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22.07.2005r.

<sup>340</sup> Ibidem.

<sup>341</sup> Ibidem.

<sup>342</sup> Ibidem.

### **3.4.4. Wariant Efektywnościowy.**

Wariant ten spełnia takie same kryteria ekologiczne, jak obydwie warianty podstawowe, przy czym zakłada uzyskanie dodatkowej poprawy efektywności energetycznej w obszarach wytwarzania energii elektrycznej (średnio o 1,3%), jej przesyłu i dystrybucji (spadek strat sieciowych średnio o 1,5%) oraz zużycia (spadek energochłonności PKB o 5%, a elektrochłonności o 7%).

Wykonane na podstawie prognozy wyliczenia wskazują, że zapotrzebowanie na energię pierwotną w 2025 r. będzie kształtowało się w przedziale od 130 do 138,3 Mtoe. W porównaniu ze zużyciem z 2006 r. jest to wzrost na poziomie między 32% a 40,7%. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny oscylować będzie wokół bieżącego poziomu zużycia. W znaczny sposób wzrośnie zapotrzebowanie na gaz ziemny i produkty z ropy naftowej. Wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny wiąże się z prognozą wzrostu zużycia energii elektrycznej. Oznacza on zachowanie emisji CO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> na podobnym do stanu obecnego poziomie i zmianę struktury bilansu energetycznego na bardziej przyjazną środowisku. Zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie pokryte w 13-13,6% z wydobycia krajowego oraz w około 87% z importu. Sektor transportu będzie generował wzrost popytu na paliwa ciekłe. Należy dodać, że rosnąca liczba przewozów nie przekłada się na postęp w zakresie efektywności energetycznej środków transportu.

We wszystkich wariantach uwzględniono rosnącą rolę odnawialnych źródeł energii. Wprawdzie pułapy zanieczyszczeń wynikają z przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych, jednak brakuje odpowiedzi na pytanie, jaka część OZE jest dostępna, możliwa do wykorzystania i jaki koszt generować będzie ich włączenie do bilansu energetycznego kraju. Biomasa i energia geotermalna stanowią największy potencjał możliwy do wykorzystania. Energia wiatrowa jest źródłem dość problematycznym ponieważ wiatraki musiałyby pracować przez 365 dni w roku, żeby nie stwarzać konieczności utrzymywania innej mocy w przypadku dni bezwietrznych. Problemem do rozwiązania są również przepływy kołowe potrafiące spowodować wyłączenia pewnych części sieci przesyłowych. Zasoby energii wodnej są ograniczone, a technologie słoneczne na dzień dzisiejszy charakteryzują się bardzo niską efektywnością.

Wariant efektywnościowy zakłada wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do około 253 TWh (21,76 Mtoe) w roku 2025. W przypadku pozostałych wariantów prognoza

mówi o wzroście do poziomu 270 TWh (23,22 Mtoe). Prognozy zakładają spadek udziału paliw stałych (węgla kamiennego i brunatnego) do roku 2025 do poziomu 74% (Wariant traktatowy) lub 67% (Wariant efektywnościowy) w porównaniu z rokiem 2003. Wymaga to jednak zastąpienia produkcji energii elektrycznej z węgla innym źródłem lub zwiększeniem importu. Zakładany wzrost udziału gazu w produkcji energii do poziomu 9% (Wariant traktatowy) lub 18% (Wariant efektywnościowy) w kontekście szantaży gazowych Rosji, pozostaje pod znakiem zapytania.

Szansą zaspokojenia popytu na energię elektryczną dla Polski jest energia jądrowa. Jednakże zakładanie wykorzystania atomu dopiero po roku 2020, przy rosnącym popycie na energię, jest błędne. Rząd tworząc prognozę, powinien zakładać jej wykorzystanie już od roku 2015. Ponadto obsługa elektrowni jądrowej wymaga przygotowania odpowiedniej kadry.

Opracowane w prognozie warianty nastawione są na osiągnięcie celów wynikających z nałożonych na Polskę zobowiązań. Dotyczą one pułapów emisji zanieczyszczeń<sup>343</sup>, udziału energii produkowanej z OZE w bilansie energetycznym, efektywności energetycznej, produkcji energii elektrycznej w kogeneracji<sup>344</sup> oraz udziału biopaliw w zużyciu paliw ciekłych.

Prognozy i raporty publikowane przez Departament Analiz i Prognoz Ministerstwa Gospodarki zdają się bagatelizować sytuację energetyczną Polski<sup>345</sup>. Raport opisuje sytuację sektora elektroenergetycznego jako „wypadkową oceny kondycji poszczególnych podsektorów<sup>346</sup>”. „Każdy z nich (podsektorów) charakteryzuje się specyfiką szans i zagrożeń działalności<sup>347</sup>”. Raport skupia się bardziej na możliwościach realizacji wariantów różnego rodzaju niż na wskazaniu faktycznych zagrożeń polskiej gospodarki. Dowodem na lekceważenie problemu jest brak przedstawicieli Polski w negocjacjach dotyczących limitów emisji CO<sub>2</sub>. Jak zauważa Z. Muras: „Przemysł w Polsce odbiera 40 % energii. Jeżeli jej cena

---

<sup>343</sup> Prowadzone prace analityczne wskazują, że emisje trzech głównych substancji zanieczyszczających powietrze (pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu), powinny dość szybko maleć do 2015-2018 r., dzięki modernizacji źródeł emisji i pełnemu dostosowaniu norm emisji do przepisów Unii. Po tym okresie nastąpi zahamowanie tempa spadku emisji lub też, zależnie od wariantu i substancji, stabilizacja emisji na osiągniętym poziomie lub nawet niewielki wzrost.

<sup>344</sup> Jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w elektrociepłowni. Ze względu na mniejsze zużycie paliwa, zastosowanie kogeneracji daje duże oszczędności ekonomiczne i jest korzystne pod względem ekologicznym - w porównaniu z odrębnym wytwarzaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej.

<sup>345</sup> Por.: Polska 2007. Raport o stanie gospodarki, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2007

<sup>346</sup> Ibidem, str.139

<sup>347</sup> Ibidem

będzie bardzo wysoka, to może okazać się, że wszelka produkcja może przestać być opłacalna. Redukcja emisji CO<sub>2</sub> nie może być hamulcem rozwoju gospodarczego. Polska gospodarka jest zależna od sektorów energochłonnych, a więc będących źródłem znacznej emisji CO<sub>2</sub>. To oznacza, że obowiązkowa redukcja emisji może być dla gospodarki bolesna, zwłaszcza gdy przedsiębiorstwa za prawa do emisji będą musiały płacić<sup>348</sup>.

### 3.5. Zapotrzebowanie na energię elektryczną.

W wyniku uwzględnienia założeń rozwoju kraju, analizy obecnej sytuacji oraz priorytetów polityki energetycznej Unii Europejskiej, ARE<sup>349</sup> przyjęła jako realne dwa warianty prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną – bazowy i optymistyczny. Tabela 23 przedstawia wielkości zapotrzebowania na energię w obu wariantach.

Tabela 23. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce do roku 2030.

	2000	2010	2020	2030
<b>WARIANT BAZOWY</b>				
Zapotrzebowanie				
Ogółem (Mtoe)	10,72	13,33	15,91	17,80
Per capita (kgoe)	0,27778	0,36034	0,42312	0,47816
Per capita (MW)	3,23	4,19	4,92	5,56
<b>WARIANT OPTYMISTYCZNY</b>				
Zapotrzebowanie				
Ogółem (Mtoe)	10,72	13,76	16,77	19,78
Per capita (toe)	0,19178	0,36292	0,44634	0,53148
Per capita (MW)	3,23	4,22	5,19	6,18

Źródło: Opracowanie na podstawie: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007; International Energy Annual, EIA, Tabele cz. 3, EIA 2007.

<sup>348</sup> Wypowiedź Z. Murasa – dyrektora Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych w URE podczas debaty: REDUKCJA EMISJI CO<sub>2</sub> – RESTYTUCJA MOCY, 25 kwietnia 2008, Polska Agencja Prasowa, ul. Bracka 6/8, Warszawa (<http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,5156989.html>; (30.04.2008))

<sup>349</sup> Długoterminowa prognoza rozwoju gospodarki paliwami i energią opracowana przez Agencję Rozwoju Energii.

W przypadku wariantu bazowego średni współczynnik elastyczności przyjęty został na poziomie 0,6. W wariancie optymistycznym założono go na poziomie – 0,56. Założenia wariantu bazowego umożliwiłyby osiągnięcie obecnego poziomu zużycia energii elektrycznej per capita Węgier za około 5 lat, a obecnego zużycia osiągniętego już przez Czechy za około 30 lat. Polska jest jedynym krajem w Europie, który ponad 95% energii elektrycznej produkuje w elektrowniach opalanych węglem. Poniższa tabela prezentuje szczegółową strukturę produkcji energii elektrycznej.

Tabela 24. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2030 dla wariantu bazowego

Wyszczególnienie (Mtoe)	2000	2010	2020	2030
Elektrownie i Elektrociepłownie zawodowe	11,5068	14,1900	16,3400	17,8880
w tym:				
- na węgiel kamienny	7,1896	8,7720	9,9760	8,7720
- na węgiel brunatny	4,2742	5,0740	5,0740	5,0740
- na gaz ziemny	0,0430	0,3440	1,3760	1,4620
- elektrownie jądrowe	-	-	-	2,5800
Elektrownie na odnawialne źródła energii	0,3440	0,6880	1,3760	1,7200
Elektrownie przemysłowe	0,6192	0,7740	0,8600	1,0320
<b>RAZEM produkcja energii elektrycznej</b>	<b>12,4872</b>	<b>15,6520</b>	<b>18,576</b>	<b>20,6400</b>

Źródło: Na podstawie: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.72.

W kontekście zaprezentowanych przedstawionych danych realizacja wariantu optymistycznego bez diametralnej zmiany struktury wytwarzania jest nierealna. Prognoza struktury produkcji dla wariantu bazowego pokazuje, że w perspektywie do roku 2030 elektrownie węglowe powinny wytwarzać około 60% produkcji krajowej. Będzie to możliwe pod warunkiem stabilnego wzrostu zużycia energii oraz wybudowania elektrowni atomowej o mocy 5 GW. Ponadto modyfikacja obecnych mocy i sieci przesyłowych powinna przyczynić się do obniżenia strat energii w sieci przesyłowej z 11,4% do poziomu przyjętego w rozwiniętych krajach Unii – 7,5% w 2030 r.<sup>350</sup>

<sup>350</sup> Por.: Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.70-75.



Tabela 25. Prognoza produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2000-2030.

Wyszczególnienie	2000	2010	2020	2030
Zapotrzebowanie na energię elektr. (Mtoe)	10,72	13,33	15,91	17,80
Saldo eksportu i importu (Mtoe)	0,5504	0,9890	1,2900	1,4276
Straty sieciowe (Mtoe)	1,2212	1,3330	1,3932	1,4104
Wskaźnik strat(%)	11,4	10,0	8,7	7,5
Produkcja energii elektrycznej (Mtoe)	12,4872	15,6520	18,576	20,6400

Źródło: na podstawie: Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., WEC, Warszawa 2007, s.72

W prognozie założono, że Polska będzie eksporterem energii elektrycznej ponieważ bezpieczeństwo energetyczne jest nadrzędnym celem polityki energetycznej kraju. Wiąże się to z rozwojem wszystkich podsektorów energii.

Na bezpieczeństwo energetyczne poważny wpływ ma poziom rozwoju infrastruktury sieciowej niezbędnej dla zapewnienia ciągłości dostaw paliw i energii. Obecny stan tej infrastruktury w Polsce, jak i połączeń transgranicznych, nie zapewnia efektywnego funkcjonowania rynku elektroenergetycznego. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną wymusza podjęcie działań zapewniających odnowienie i rozbudowę zakładów produkujących energię elektryczną, jak i systemów przesyłowych<sup>351</sup>. Dodatkowo kurcząca się podaż zasobów przyczynia się do oparcia polskiej i unijnej energetyki na różnorodnych nośnikach energii, w pełni zliberalizowanym rynku energii, wsparciu dla nowych, ekologicznych technologii oraz wzmocnieniu sieciowych połączeń transgranicznych między krajami UE. Rozwój połączeń międzysystemowych może być dla Polski doskonałym sposobem na zakup prądu w niższej cenie. Potencjalnie istnieje możliwość importu energii elektrycznej do Polski z Ukrainy i Białorusi, które posiadają nadwyżki mocy wytwórczych i oferują niższą cenę za 1 MWh energii. Główną przeszkodą jest jednak nierozwinięta sieć transgranicznej infrastruktury przesyłowej. Polska posiada jedynie trzy połączenia międzysystemowe z ze wschodnimi sąsiadami<sup>352</sup>. Biorąc pod uwagę aktualne warunki,

<sup>351</sup> Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa, 22.12.2004 r.

<sup>352</sup> Jedno na granicy z Białorusią: linię 220 kV Białystok-Roś, oraz dwa z Ukrainą: linię 220 kV Zamość-Dobrotwór oraz 750 kV Rzeszów-Chmielnicka, która jest wyłączona z ruchu. Rozwój sieci transgranicznej w Polsce znajduje się przede wszystkim w gestii operatora systemu przesyłowego. Planowana przez PSE - Operator rozbudowa połączeń międzysystemowych z Ukrainą i Białorusią zakłada jedynie uruchomienie linii

należałoby zwrócić większą uwagę na możliwość przesyłu energii elektrycznej od naszych wschodnich sąsiadów i zwiększyć środki na inwestycje w tym zakresie. Import tańszej energii elektrycznej z innych krajów może pobudzić konkurencję między jej producentami, ale też stwarza możliwość konkurowania naszych operatorów na rynkach zagranicznych. Ograniczone połączenia transgraniczne to problem, który dotyka nie tylko Polskę. Rozbudowana sieć połączeń międzysystemowych stanowi też niebezpieczeństwo. Przyczyni się ona do wzrostu popytu na energię elektryczną produkowaną w krajach o niższym koszcie wytworzenia i korzystniejszym dostępie do surowców energetycznych. Jest to wyzwanie dla polskiego podsektora elektroenergii. Za kilka lat Polska będzie zmuszona do ograniczenia lub zakupu praw do emisji CO<sub>2</sub>. Alternatywą jest modernizacja mocy wytwórczych. W obydwu przypadkach odbije się to na cenach energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego. Pozytywną stroną budowy mostów transgranicznych są korzyści, których beneficjentami są przede wszystkim firmy handlowe i odbiorcy końcowi. Zwiększenie mocy przesyłowych czy wyrównanie cen energii elektrycznej w systemie połączonym to tylko niektóre z zalet. Takie zjawisko można już obserwować np. na rynkach Beneluksu, Francji i Niemiec, gdzie udało się osiągnąć duży stopień konwergencji cenowej na skutek pomyślnej integracji rynków krajowych<sup>353</sup>. Wyzwanie to ma bardzo istotne znaczenie w kontekście postępującego w Polsce i Europie spadku bezpieczeństwa energetycznego. Odcięcie dostaw rosyjskiego gazu dla Ukrainy na początku 2006 roku pokazało, że rzeczywiste zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego powinno pociągać za sobą działania szersze niż na przykład budowa nowego rurociągu do transportu gazu czy ropy. Wprawdzie Parlament Europejski udziela pełnego poparcia tak zwanemu III pakietowi liberalizacyjnemu wprowadzającemu większą przejrzystość rynków energii i gazu to brak odpowiedniej infrastruktury, wewnętrzne regulacje niektórych państw Unii oraz brak wiedzy o wielkościach połączeń transgranicznych utrudniają wprowadzenie solidarności energetycznej w Unii Europejskiej.

Ważną składową wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego kraju jest wskaźnik samowystarczalności energetycznej, rozumiany jako stosunek ilości energii pozyskiwanej do zużycia energii pierwotnej. Do połowy lat 90. ubiegłego wieku wskaźnik ten wynosił około

---

Rzeszów-Chmielnicza wraz z wybudowaniem w Rzeszowie stacji B2B. Większość planowanych inwestycji ma powstać na granicy z Litwą oraz Niemcami.

<sup>353</sup> Tzw. „market coupling”.

0,98<sup>354</sup>, co zapewniało Polsce wysoki stopień bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej. Od roku 1996 wartość tego wskaźnika maleje, co wynika ze wzrastającego udziału importowanej ropy naftowej i jej produktów oraz zużycia gazu przy znacznym spadku ilości zużywanego węgla. W roku 2000 osiągnął on wielkość 0,86<sup>355</sup>.

Realizacja założeń przyjętej polityki energetycznej kraju może spowodować obniżenie się tego wskaźnika do jeszcze bardziej niekorzystnego poziomu rzędu 0,60 – 0,65<sup>356</sup>. Oznacza to, że z kraju samowystarczalnego energetycznie Polska stanie się „energetycznym niewolnikiem” uzależnionym od importowanych źródeł energii. Metodą zachowania „wolności energetycznej” jest poza wymienianymi wcześniej czynnikami zwiększenie efektywności sektora poprzez zastosowanie nowych technologii energetycznych. Technologie te muszą obejmować swoim zakresem również paliwa ropopochodne, gazowe oraz węgiel, które w najbliższych latach nie stracą na swoim znaczeniu i pozostaną ważnym składnikiem bilansu energetycznego.

#### **4. Struktura rynku producentów i dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce.**

Polska elektroenergetyka posiada stary i mocno zużyty majątek produkcyjny. Podjęte w latach 90 inwestycje o nakładach przekraczających 4 miliardy dolarów, pozwoliły zmodernizować część majątku i ograniczyć zanieczyszczenie środowiska. Inwestycje te były gwarantowane kontraktami długoterminowymi na zakup energii elektrycznej. Jednakże majątek wytwórczy polskich elektrowni jest w dalszym ciągu przestarzały. Sektor potrzebuje określenia zasad polityki inwestycyjnej oraz wielkości zdolności wytwórczej objętych modernizacją. Odnowienie majątku polskich elektrowni jest sprawą priorytetową. Ze

---

<sup>354</sup> Balcewicz J., Energetyczna suwerenność Europy i Polski zagrożona! Węgiel na czarną godzinę, ENERGETYKA, nr 09/2002.

<sup>355</sup> Ibidem.

<sup>356</sup> W wyniku decyzji politycznych lat 80., rozwój polskiej energetyki oparty na wykorzystaniu własnych, naturalnych surowców kopalnych, został niekorzystnie zmieniony. Dalsze nadzieje rozwoju kraju miały zostać zaspokojone przez odkryte, duże zasoby węgla brunatnego (Pątnów, Adamów, Konin), rozwój energetyki jądrowej (Żarnowiec) oraz dostawy taniego gazu z Rosji ("kontrakt stulecia"). Nastąpiła świadoma utrata samowystarczalności energetycznej państwa, która trwa do dziś (118% - rok 1960, 113% - rok 1975, 85% - rok 2000, planowane 60% w roku 2020) oraz coraz większa utrata bezpieczeństwa energetycznego kraju. (Zimny J., Konieczna zmiana polityki energetycznej Polski, Raport Fundacji Polska Droga, <http://www.polska-droga.pl/print.php?what=article&id=50>, (10.12.2006 r.)).

względu na słabą kondycję finansową przedsiębiorstw energetycznych, podział polskiej elektroenergetyki na 33 przedsiębiorstwa dystrybucyjne i 17 elektrowni systemowych można określić jako jeden z największych błędów politycznych i gospodarczych ostatnich lat. Poniesione w wyniku rozdrobnienia straty były większe niż wartość rozdrobnionych przedsiębiorstw. Podjęta konsolidacja przedsiębiorstw zarówno wytwórczych, jak ich dystrybucyjnych, jest szansą na stworzenie takich struktur, które są w stanie konkurować, a zarazem stanowić partnera dla silnych europejskich przedsiębiorstw energetycznych. Bez konsolidacji przedsiębiorstw sektora, nie jest możliwy efekt skali i synergii.

W Polsce wytwarzanie energii elektrycznej jest zadaniem elektrowni i elektrociepłowni zasilających sieć przesyłową i rozdzielczą. Najważniejszymi uczestnikami rynku są wymienione już wcześniej elektrownie i elektrociepłownie, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Spółki Dystrybucyjne, Urząd Regulacji Energetyki i wreszcie odbiorcy końcowi. W skład segmentu dystrybucyjno-dostawczego wchodzi sieć rozdzielcze wysokiego, średniego i niskiego napięcia. System składa się z podmiotów dystrybucyjnych i zintegrowanych z nimi małych elektrowni i elektrociepłowni. Długość linii przesyłowych (razem wszystkie napięcia) przekracza 550 tys. km, a długość linii tworzących sieć rozdzielcze jest równa około 650 tys. km<sup>357</sup>. Schemat sieci przesyłowej przedstawia mapa.

---

<sup>357</sup> Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Adam Marszałek, Warszawa-Toruń 2001.



- 65 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 4830 km
- 165 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7913 km
- 14 linii o napięciu 110 kV o łącznej długości 34 km
- 94 stacje energetyczne najwyższych napięć, 166 transformatorów<sup>358</sup>.

Szkielet sieci przesyłowej w Polsce tworzą linie i stacje pracujące na napięciu 220 kV oraz 400 kV, a także kilka linii granicznych 110 kV pracujących w układach wydzielonych. W skład systemu przesyłowego wchodzi także wyłączona z eksploatacji linia 750 kV łącząca stację Rzeszów (Widółka) z elektrownią atomową Chmielnicka na Ukrainie (polski odcinek ma długość 114 km)<sup>359</sup>. W roku 2000 uruchomiona została także podmorska linia kablowa prądu stałego Słupsk - Staro pracująca na napięciu 450 kV, która umożliwi wymianę energii między Polską i Szwecją. Paradoksalnie, najsłabsza infrastruktura elektroenergetyczna w Polsce występuje na wybrzeżu Morza Bałtyckiego, gdzie istnieją najlepsze warunki wiatrowe w kraju. Inwestycje w farmy wiatrowe na północy kraju tworzą szansę na wypełnienie tej luki.

W części związanej z transportem energii, system elektroenergetyczny składa się z sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. **Operator Systemu Przesyłowego (OSP)** jest administratorem sieci przesyłowej, natomiast **Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)** są administratorami sieci dystrybucyjnych. Zakres obowiązków obydwu typów operatorów jest ściśle określony, a ich działalność prowadzona jest na podstawie koncesji udzielanych im przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Do podstawowych obowiązków Operatora Systemu Przesyłowego należy:

- zarządzanie bieżącym funkcjonowaniem, konserwacja, przeprowadzanie remontów oraz rozwój sieci przesyłowej (sieci o napięciu 220 i 400 kV),
- zarządzaniem opisanym w poprzednim temacie rynkiem bilansującym,

---

<sup>358</sup> Dane za PSE SA

<sup>359</sup> W październiku 1977 r., realizując zalecenia Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG) podjęto decyzję w sprawie budowy i eksploatacji układu przesyłowego o napięciu 750 KV Chmielnicka EA – Rzeszów. W wyniku podpisanego porozumienia Polska przyjęła zobowiązanie wybudowania 114 km odcinka linii do granicy ZSRR oraz stacji 750/400 kV w Widółce k. Rzeszowa. W grudniu 1985 r. doszło do uruchomienia pierwszej w Polsce linii i stacji 750 kV, która umożliwiła nawiązanie pracy równoległej pomiędzy systemami współpracującymi dotychczas w ramach Połączonych Systemów Elektroenergetycznych a Jednolitym Systemem Energetycznym Związku Radzieckiego. Dzisiaj linia przesyłowa 750 kV pozostaje nieużywana a stację wykorzystuje się wyłącznie do kompensacji mocy biernej. Modernizacja wyłączonej w 1993 roku linii jest jednym z postulatów skierowanych przez władze województwa do Ministerstwa Rozwoju Regionalnego.

– zarządzanie wymianą energii pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i krajów sąsiednich.

Obowiązki Operatora Systemu Przesyłowego pełni firma PSE-Operator SA.

Analogicznie do podstawowych obowiązków Operatorów Systemów Dystrybucyjnych należy zarządzanie bieżącym funkcjonowaniem, konserwacja, przeprowadzanie remontów oraz rozwój sieci dystrybucyjnych (sieci o napięciu do 110 kV). Obowiązki Operatorów Systemów Dystrybucyjnych pełnią lokalni dystrybutorzy energii. Np. na obszarze Górnego Śląska funkcję OSD pełni firma Vattenfall Distribution Poland.

Opisani powyżej operatorzy systemu elektroenergetycznego (OSP i OSD) odpowiedzialni są za sprawne funkcjonowanie infrastruktury technicznej umożliwiającej realizację umów zawartych pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku energii (wytwórcami, odbiorcami, przedsiębiorstwami obrotu, klientami).

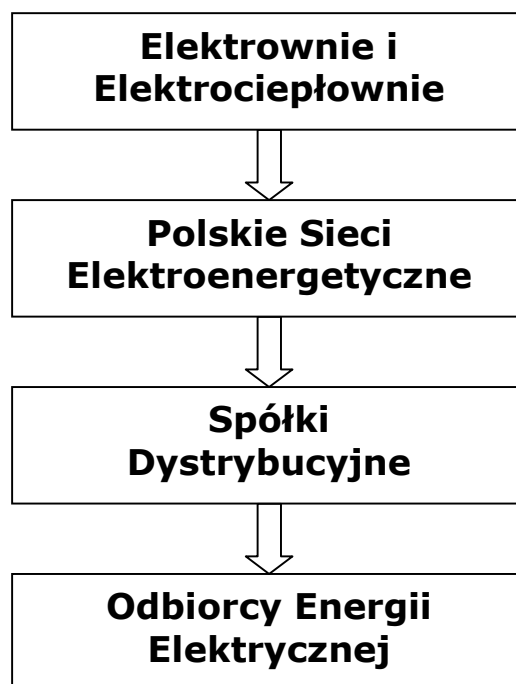
Wszelkie czynności umożliwiające bieżący handel energią realizowane są przez operatorów rynku: Operatorów Handlowych (OH) oraz Operatorów Handlowo-Technicznych (OHT). Zarówno sprawne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, jak i rozliczanie energii sprzedanej i kupionej przez poszczególnych uczestników rynku (w tym również transakcji na rynku bilansującym), możliwe jest dzięki posiadaniu przez operatorów systemu elektroenergetycznego informacji dotyczących wcześniej przewidywanego i faktycznego zużycia energii przez klientów końcowych oraz jej produkcji przez wytwórców. Przekazywanie tych informacji jest funkcją **Operatorów Handlowych (OH)** lub **Operatorów Handlowo-Technicznych (OHT)**.

Klient na rynku energii przekazuje do Operatora Systemu Dystrybucyjnego za pośrednictwem OH lub OHT precyzyjne informacje dotyczące ilości prognozowanej oraz faktycznie zużytej w każdej godzinie energii. Informacje te przekazywane są w ściśle określonej formie za pomocą specjalistycznego oprogramowania typu WIRE (Wymiana Informacji Rynku Energii). Podobnie wytwórcy przekazują do operatorów systemu elektroenergetycznego informacje o ilości energii wyprodukowanej w każdej godzinie. Różnica pomiędzy Operatorem Handlowo-Technicznym, a Operatorem Handlowym polega na tym, że ten pierwszy przekazuje informacje od uczestnika rynku faktycznie produkującego lub zużywającego energię, a drugi od podmiotu zajmującego się jedynie handlem energią (giełda energii, przedsiębiorstwo obrotu energią). Rozliczanie energii sprzedanej i kupionej przez poszczególnych uczestników rynku możliwe jest tylko dzięki precyzyjnym pomiarom

energii przepływającej w każdej chwili w poszczególnych punktach systemu elektroenergetycznego. W chwili obecnej odczytem liczników energii poszczególnych klientów zajmują się Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych. W przyszłości funkcje te realizowane będą przez odrębne podmioty nazywane **Operatorami Pomiarów (OP)**.

Rysunek 13 prezentuje schemat wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej oraz podmioty rynku energii.

Rysunek 13. Wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej .

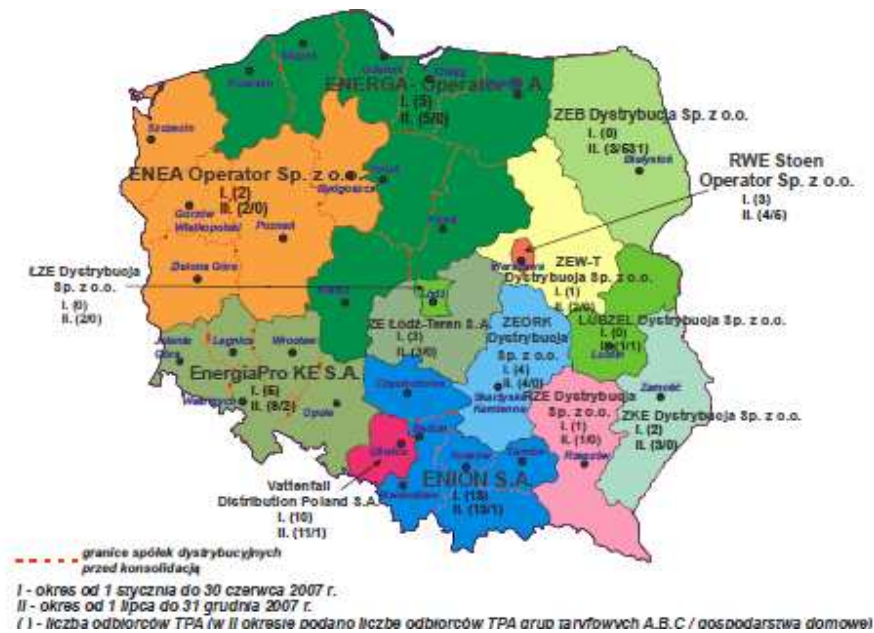


Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Sektor Energii w Polsce (Soliński J., Polski Komitet WEC, Warszawa 2002)

Przedostatnim ogniwem w systemie są spółki dystrybucyjne energii elektrycznej. Ich wykaz oraz zakres terytorialny funkcjonowania prezentuje mapa.



Mapa 2. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w Polsce



Źródło: Wójcik W., Warunki i stan liberalizacji rynku, Prezentacja na Seminarium – Poprawa efektywności wykorzystania energii, Tomaszowice, 15.05.2008, slajd 17.

Wykaz spółek dystrybucyjnych w Polsce:

1. Enea SA
2. Koncern Energetyczny ENERGA SA
3. Tauron Polska Energia (Energia Pro Koncern Energetyczny SA, Enion SA)
4. Vattenfall Sales Polska SA
5. RWE Stoen SA
6. Polska Grupa Energetyczna (ŁZE Dystrybucja sp. z o.o., ZEŁ-T Dystrybucja Sp. z o.o., LUBZEL DYSTRYBUCJA Sp. z o.o., RZE Dystrybucja Sp. z o.o., ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o., ZKE Dystrybucja Sp. z o.o., ZEB Dystrybucja Sp. z o.o., ZEW-T- Dystrybucja Sp. z o.o.)

## **5. Charakterystyka polskiego modelu gospodarki elektroenergetycznej.**

W styczniu 2003 r. Zespół do Spraw Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziarnego zaktualizował program wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce<sup>360</sup> proponując segmentację rynku energii elektrycznej z perspektywy obrotu energią elektryczną. Z punktu widzenia segmentacji obrót na konkurencyjnym rynku energii odbywa się na trzech typach rynków – trzech segmentach:

- 1) rynek kontraktowy,
- 2) rynek giełdowy,
- 3) rynek bilansujący.

### **1. Segment kontraktów bilateralnych**

Kontrakty dwustronne są podstawową formą handlu sektora. Obrót energią jest prowadzony bezpośrednio pomiędzy uczestnikami rynku i przyjmuje formę zawieranych umów sprzedaży energii. Szczegóły kontraktu znane są wyłącznie jego stronom. Wadą tych kontraktów jest wysoki poziom ryzyka, ze względu na szybkie fluktuacje cen oraz rosnącą liczbę odbiorców uprawnionych do korzystania z zasady TPA. W kontraktach bilateralnych cena i wolumen sprzedaży ustalany jest dla każdej godziny okresu trwania kontraktu. Rynek ten ma być docelowo najważniejszym w sektorze ze względu na ilość zawieranych umów handlowych. Segment ten przyczynia się do wykształcenia podmiotowości odbiorców energii elektrycznej reprezentujących popyt rynkowy. Celem tego procesu jest ukształtowanie ceny energii elektrycznej w sposób rynkowy oraz wymuszenie racjonalizacji kosztów i wyjścia naprzeciw preferencjom ilościowym, cenowym oraz miejsca i czasu dostawy zgłaszanym przez odbiorców.

### **2. Segment giełdowy**

Transakcje realizowane są przy pomocy specjalnej instytucji jaką jest giełda energii elektrycznej. Celem giełdy jest zaspokojenie potrzeby budowy rynkowego mechanizmu wyznaczenia ceny energii. Oferuje ona możliwość wyznaczenia obiektywnej rynkowej ceny,

---

<sup>360</sup> Aktualizacja Programu Wprowadzania Konkurencyjnego Rynku Energii Elektrycznej w Polsce, Zespół do Spraw Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziarnego, Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, Warszawa 2003.

będącej punktem odniesienia dla innych transakcji zawieranych na rynku energii. W Polsce obrót realizowany jest przy pomocy Towarowej Giełdy Energii SA działającej jako pośrednik w handlu energią. W sytuacji rozwoju giełdy, może ona (oprócz funkcji operatora handlowego) przejąć również funkcję operatora handlowo-technicznego. Jej zadaniem będzie wówczas przygotowanie dla operatora sieci przesyłowej wstępnych grafik obciążeń dotyczących transakcji i kontraktów zawieranych na giełdzie. Jest ona podstawą rozwoju mechanizmu rynkowego w handlu energią elektryczną wymuszającym stosowanie narzędzi zarządzania ryzykiem na tym rynku, który jest aktualnie podzielony na następujące części:

- rynek transakcji bieżących (obejmuje transakcje dnia następnego – zawierane w dobie poprzedzającej dobę handlową i dotyczące poszczególnych godzin tej doby),
- rynek terminowy (obejmuje obrót standardowymi kontraktami na dostawy energii, w tym kontraktami na dostawy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych - tj. kontraktami finansowymi FUTURES<sup>361</sup>).

Transakcje na giełdzie tworzą rynkową cenę energii (popyt – podaż). Jest to cena równowagi. Za zarządzanie rynkiem bilansującym i zapewnienie przesyłu energii (realizacja transakcji giełdowych) odpowiada operator systemu przesyłowego. Relacje między tymi podmiotami określa zawarta między nimi umowa.

Giełda, osiągając obrót w wysokości 1% całości sprzedaży, stanowi jeszcze marginalną część rynku energii elektrycznej. Konieczne jest podjęcie działań w celu zwiększenia udziału giełdy tak, aby jej udział w wielkości sprzedaży na rynku był co najmniej kilkukrotnie większy. W związku z tym planowane jest uruchomienie mechanizmu transakcji zawieranych na kilka godzin przed faktyczną dostawą energii. Jednakże warunkiem sine qua non jest przygotowanie rynku energii elektrycznej do możliwości realizacji dostawy w kilka godzin po otrzymaniu zamówienia.

Uzupełnieniem powyższych segmentów jest internetowa platforma obrotu energią elektryczną, która funkcjonuje jako tabela ofert. Platforma umożliwia za pośrednictwem internetu zakup i sprzedaż energii elektrycznej konwencjonalnej, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Platforma oferuje też możliwość zakupu i sprzedaży energii na dany dzień najdłużej

---

<sup>361</sup> Kontrakty FUTURES są podstawowym narzędziem zarządzania ryzykiem handlowym stosowanym przez uczestników giełdy. Kontrakty te zawierane są na Rynku Terminowo-Finansowym, uruchomionym dnia 1.10.2002r.

ze wszystkich parkietów funkcjonujących na rynku energii. Na POEE<sup>362</sup> można dokonać zakupu lub sprzedaży energii jeszcze długo po zamknięciu sesji Towarowej Giełdy Energii.

### **3. Segment bilansujący**

Trzecim segmentem jest rynek bilansujący, który stanowi bilansujący się mechanizm zapewniający prawidłowe funkcjonowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej. Na tym rynku Operator systemu przesyłowego dokonuje końcowego zbilansowania podaży i popytu na energię elektryczną. Uwzględnia się przy tym wcześniej zawarte przez uczestników rynku (w pozostałych segmentach) kontrakty i transakcje, złożone oferty bilansujące i ograniczenia systemowe. Operator systemu przesyłowego zapewnia uczestnikom rynku bilansującego realizację zgłoszonych do niego umów kupna-sprzedaży energii. Ponieważ uczestnicy rynku bilansującego muszą spełniać odpowiednie warunki techniczne, mogą należeć do nich podmioty spełniające określone warunki techniczne.

Ten rynek jest segmentem technicznym, a zarazem podstawowym instrumentem operatora systemu przesyłowego, obejmującym bilansowanie popytu i podaży, zakup regulacyjnych usług systemowych na zasadach konkurencyjnych oraz usuwanie ograniczeń systemowych.

Podstawą prawną funkcjonowania wymienionych segmentów rynku energii elektrycznej są następujące akty normatywne:

- Ustawa Prawo energetyczne,
- Ustawa Prawo działalności gospodarczej,
- Kodeks spółek handlowych,
- Kodeks cywilny,
- Rozporządzenia wydane na mocy ustaw.

Z punktu widzenia przedmiotu obrotu rynek energii elektrycznej składa się z trzech elementów, funkcjonujących jako uzupełniające się rynki:

- Rynek energii elektrycznej czynnej – przedmiotem obrotu na tym rynku jest energia elektryczna czynna w określonej ilości, cenie i czasie oraz w miejscu dostarczenia.

---

<sup>362</sup> Platforma Obrotu Energią Elektryczną.

- Rynek techniczny – przedmiotem obrotu na tym rynku są regulacyjne usługi systemowe, niezbędne dla umożliwienia przesyłu zakontraktowanej energii, a także energia elektryczna produkowana w określonych jednostkach wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami systemowymi, co oznacza konieczność zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności i dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej w poszczególnych węzłach sieci.
- Rynek finansowy – przedmiotem obrotu na tym rynku są kontrakty finansowe obejmujące dostawy energii, których cena i wielkość jest jednoznacznie określona. Nie są one bezpośrednio związane z fizyczną dostawą energii. Rynek ten obejmuje również instrumenty pochodne: pozwala uczestnikom rynku na zabezpieczenie się przed ryzykiem związanym z handlem energią elektryczną jako towarem.

Ze względu na zakres działania, krajowy rynek energii dzieli się na:

- a) rynek systemowy,
- b) rynki lokalne.

Naczelną zasadą funkcjonowania każdego rynku jest możliwość swobodnego przepływu towarów (jakim jest energia elektryczna) pomiędzy wytwórcami a odbiorcami. Oprócz samej energii, towarem na rynku energii jest również usługa przesyłowa. Swobodny dostęp wszystkich uczestników rynku energii do sieci określa wspomniana wcześniej tzw. zasada dostępu stron trzecich do sieci, zwana inaczej zasadą TPA (Third Party Access). Podstawowe zasady funkcjonowania krajowego rynku energii zawarte zostały w ustawie Prawo Energetyczne oraz związanych z nią aktach wykonawczych. Prawo Energetyczne nie przewiduje szczególnych ograniczeń w kształtowaniu różnych form handlu energią, jeśli tylko nie zostaną naruszone przepisy prawa.

#### **4. Uczestnicy rynku energii elektrycznej**

Uczestnikami trzech segmentów rynku są:

- Wytwórcy energii elektrycznej, do których należą przedsiębiorstwa obrotu detalicznego i hurtowego;
- Operator Systemu Przesyłowego;
- Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych;
- Operatorzy systemów rozdzielczych;

- Operatorzy Handlowo-Techniczni;
- Operatorzy Handlowi (między innymi Towarowa Giełda Energii SA oraz przedsiębiorstwa obrotu energią);
- Odbiorcy końcowi nie uprawnieni do korzystania z TPA<sup>363</sup> - odbiorcy taryfowi, oraz ci, którzy mają prawo do uczestniczenia w wolnym rynku (mogą swobodnie korzystać z TPA).

### **Wytwórcy energii elektrycznej**

Dostawcami w sektorze energii elektrycznej są podmioty wprowadzające energię elektryczną do krajowego systemu energetycznego. Należą do nich nie tylko wytwórcy, ale też importerzy energii. Do grupy wytwórców należą między innymi elektrownie, elektrociepłownie zawodowe (opalone węglem kamiennym i węglem brunatnym), elektrociepłownie przemysłowe, elektrownie wodne, elektrownie niezależne oraz źródła rozproszone. Wytwórcy działają na rynku hurtowym i są dysponentami źródeł wytwórczych.

### **Operator Systemu Przesyłowego**

Operator systemu przesyłowego to najważniejsze ogniwo w strukturze rynku energii elektrycznej. Realizuje on następujące zadania:

- zagwarantowanie rozwoju i utrzymania systemu przesyłowego dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- sterowanie przepływami energii elektrycznej w systemie, uwzględniając wymianę z innymi systemami;
- zapewnienie niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- zabezpieczenie dostępu do wszystkich usług technicznych;
- administrowanie rynkiem energii, w tym określanie technicznych ograniczeń tego rynku;
- niedyskryminacyjne zachowanie w stosunku do użytkowników systemu;

---

<sup>363</sup> Third Party Access

- podtrzymywanie współpracy międzynarodowej (między innymi udział w pracach CENTREL<sup>364</sup>);
- zachowanie poufności informacji handlowych<sup>365</sup>.

Operatorem systemu przesyłowego w Polsce są PSE SA<sup>366</sup>. Działalność PSE SA jako operatora systemu przesyłowego podlega regulacjom prawnym zawartym w ustawie Prawo energetyczne i rozporządzeniach ministra gospodarki wydanych na jej podstawie. Określają one zarówno zadania, które ma realizować, jak i obowiązujące standardy techniczne i kryteria niezawodności oraz sposób finansowania działalności. Koszty realizacji zadań operatora systemu przesyłowego są pokrywane z opłat przesyłowych wnoszonych przez użytkowników systemu przesyłowego, zgodnie z odpowiednią taryfą opracowaną na podstawie "Rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną<sup>367</sup>" i zatwierdzaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Funkcjonowanie operatora systemu przesyłowego jest jawne i musi mieścić się w zakresie przyznanych uprawnień. Decyzje operatora systemu przesyłowego nie mogą dyskryminować podmiotów przyłączonych do wspólnej sieci.

### **Operatorzy systemów rozdzielczych**

Obowiązujące regulacje przewidują istnienie obok operatora systemu przesyłowego 33 operatorów systemów rozdzielczych powoływanych na podstawie koncesji przyznanych im przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Są nimi spółki dystrybucyjne będące właścicielami sieci rozdzielczych. Funkcjonowanie operatorów systemów rozdzielczych podlega podobnym regulacjom prawnym jak w przypadku operatora systemu przesyłowego, przy czym w obszarach ich działania mających znaczenie dla bezpieczeństwa pracy systemu przesyłowego operator systemu przesyłowego pełni funkcje koordynacyjne. Polski system

---

<sup>364</sup> CENTREL tworzą przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcje operatorów systemów przesyłowych z Polski, Czech, Słowacji i Węgier. Na mocy zawartego porozumienia PSE SA pełni funkcje regulacyjne i rozliczeniowe dla całej grupy w stosunku do pozostałych synchronicznie pracujących systemów. W ramach CENTREL działają grupy robocze uzgadniające techniczne warunki współpracy zgodnie z obowiązującymi w kontynentalnej części Europy zasadami.

<sup>365</sup> Dyrektywa 96/92/EC parlamentu Europejskiego i Rady UE z 19.12.1996r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej; Art. 8 i 9.

<sup>366</sup> Polskie Sieci Energetyczne Spółka Akcyjna.

<sup>367</sup> Regularnie aktualizowane przez ministerstwo.

przesyłowy jest połączony z innymi europejskimi systemami przesyłowymi. Daje to możliwość uzyskiwania znacznych korzyści ekonomicznych z tytułu wymiany energii elektrycznej, ale także stwarza zagrożenia rozprzestrzeniania się ewentualnych awarii systemowych. Niezbędna jest zatem ścisła współpraca operatorów systemów przesyłowych. Dotychczasowa ich współpraca ograniczała się do problematyki technicznej, głównie jakości i bezpieczeństwa pracy połączonych systemów. W związku z postępującym procesem deregulacji sektora energetycznego w poszczególnych krajach okazało się niezbędne rozszerzenie jej m.in. o zagadnienia dostępu uczestników rynku energii do korzystania z połączeń międzysystemowych oraz rozliczania kosztów tranzytu. Zasady współpracy są operatorów są przedmiotem prac Stowarzyszenia Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych (ETSO), którego członkami są operatorzy systemów przesyłowych z krajów członkowskich Unii Europejskiej. Podstawowym celem tych prac jest umożliwienie działania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Europie.

### **Operatorzy handlowo-techniczni**

Na rynku elektroenergii istnieją jednostki, które przejmują część zadań wytwórców i odbiorców oraz operatora systemu. Są to operatorzy handlowo-techniczni odpowiedzialni za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego<sup>368</sup> w zakresie handlowym i technicznym. Operatorzy mogą wstępnie dobierać i bilansować regulacyjne usługi systemowe, a także korygować jednostki grafikowe. Są oni odpowiedzialni za techniczne funkcjonowanie systemu energii elektrycznej.

### **Operatorzy handlowi**

Operator handlowy to podmiot odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym. Oznacza to dysponowanie energią elektryczną dostarczaną lub odbieraną przez jednostki grafikowe.

### **Przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną**

Przedsiębiorstwa obrotu energią to wszystkie firmy, które posiadają koncesję na obrót energią elektryczną wydaną przez prezesa URE. Są one bardzo aktywne i dobrze widoczne na rynku elektroenergii. Wolumen sprzedawanej przez nie energii wynosi ok. 30 TWh

---

<sup>368</sup> Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.



rocznie<sup>369</sup>. W tej liczbie mieści się sprzedaż odbiorcom końcowym, handel pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu, a także sprzedaż energii elektrycznej spółkom dystrybucyjnym. Spółki obrotu są liczącym się segmentem w łańcuchu sprzedaży energii elektrycznej. Ze względu na obraną strategię handlową można generalnie podzielić na trzy grupy: te, które prowadzą obrót przede wszystkim ze spółkami dystrybucyjnymi, z innymi spółkami obrotu lub sprzedają energię odbiorcy końcowemu. Przedsiębiorstwa obrotu mogą być pomocne odbiorcy końcowemu szczególnie podczas negocjowania warunków zmiany dostawcy, uwzględniania specyficznych propozycji i oczekiwań klienta np. uzależnienia ceny energii od elementów sprzedażowych.

W przypadku zmiany dostawcy, odbiorca końcowy może udzielić spółce obrotu odpowiednich pełnomocnictw. W ten sposób ceduje wszystkie obowiązki i obsługę formalno-prawną (od momentu wypowiedzenia istniejącej umowy sprzedaży i świadczenia usług przesyłowych poprzez negocjacje nowej umowy przesyłowej aż do pokrywania kosztów zarządzania ryzykiem związanym ze zbilansowaniem zapotrzebowania na energię).

### **Spółki dystrybucyjne**

Spółki Dystrybucyjne to przedsiębiorstwa energetyczne odpowiedzialne za funkcjonowanie sieci rozdzielczych oraz kupujące energię w ilości równej różnicy energii wpływającej do sieci rozdzielczej i energii pobranej przez odbiorców. Spółki kupują między innymi energię elektryczną na rynku hurtowym w celu jej odsprzedaży na rynku detalicznym odbiorcom końcowym.

### **Odbiorcy energii elektrycznej**

Zgodnie z definicją ustawy Prawo energetyczne są nimi wszyscy, którzy pobierają energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Według tej definicji odbiorcami są również spółki dystrybucyjne. Jednakże potocznie odbiorcą końcowym nazywa się odbiorcę energii elektrycznej, który wykorzystuje ją na własne potrzeby. Odbiorcy końcowi należą do najważniejszych podmiotów rynku energii, którego głównym celem jest stworzenie warunków pozwalających na zakup energii na warunkach konkurencji. Mają oni prawo wyboru dostawcy. Ci, którzy są objęci zasadą TPA mogą zrezygnować z zakupu energii elektrycznej od przedsiębiorstwa sieciowego do którego są

---

<sup>369</sup>Sprawozdanie z działalności prezesa URE – 2004, Biuletyn URE, nr 3/2005, rozdział 1.4.

przyłączeni. Stają się wówczas odbiorcami pozataryfowymi i sami decydują o sposobie uczestnictwa w rynku. Gdyby jednak nie skorzystali z tego prawa pozostają dalej odbiorcami taryfowymi.

Zapotrzebowanie na energię dla każdego odbiorcy jest zmienne w czasie i wymaga bardzo dokładnego prognozowania. Ze względu na różnice między rzeczywistym poborem energii elektrycznej, a zakontraktowanymi wielkościami konieczne jest dokonywanie dodatkowych transakcji zakupu/sprzedaży energii elektrycznej w celu całkowitego zbilansowania potrzeb odbiorców. W celu uzyskania bardziej efektywnego sposobu wytwarzania energii elektrycznej konieczne jest wytwarzanie jej w kogeneracji.

## **5. Wytwarzanie energii elektrycznej w kogeneracji**

Równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (wytwarzanie skojarzone) daje oszczędności polegające przede wszystkim na lepszym wykorzystaniu energii zawartej w paliwie i zmniejszeniu strat ciepła. Istotne są także korzyści ekologiczne uzyskiwane przy wykorzystaniu tego sposobu produkcji. Sprawność energetyczna wytwarzanego ciepła i energii elektrycznej wynosi około 70-80%. W zaawansowanych technologiach gazowo-parowych sprawność osiąga wartość nawet 90%. Kogeneracja pozwala też na zmniejszenie o 1/3 emisji CO<sub>2</sub> w porównaniu z tradycyjnymi elektrowniami węglowymi.

Wytwarzanie skojarzone opłacalne jest tylko tam, gdzie występuje popyt na energię elektryczną i ciepło. Poza tym warunkiem koniecznym uzyskania zakładanego efektu ekonomicznego jest odbiór ciepła w pobliżu elektrowni. Wynika to z faktu, że w kogeneracji podstawowym produktem jest ciepło, a energia elektryczna jest produktem ubocznym. W celu bardziej efektywnego wykorzystania procesu produkcji, skonstruowano układy produkujące chłód dla celów klimatyzacyjnych (przy wytwarzaniu nadwyżki ciepła z kogeneracji). Ten sposób skojarzenia nazywa się trójgeneracją.

W regulacjach prawnych w Polsce gospodarka skojarzona jest traktowana priorytetowo<sup>370</sup>. Prawo energetyczne wzmocnia na rynkach lokalnych pozycję wytwórców produkujących energię elektryczną w kogeneracji.

---

<sup>370</sup> Prawo energetyczne nakłada obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa sieciowe i przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

## 6. Cele rozwoju rynku elektroenergii.

Zgodnie z założeniami modelu rynku energii<sup>371</sup> powinien on zostać zaprojektowany tak, aby realizowane były następujące zadania:

- minimalizacja kosztu pokrycia zaspokojenia popytu na energię elektryczną;
- optymalizacja decyzji budowy i modernizacji mocy wytwórczych oraz infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej z punktu widzenia korzyści płynących do uczestników rynku;
- racjonalizacja aktualnych warunków pracy systemu (utrzymanie ciągłości pracy i niezawodności systemu).

Pozostałe, niemniej ważne cele stawiane są przed polskim rynkiem energii elektrycznej to:

- zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu (w tym bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej) przy optymalnym jego wykorzystaniu, poprzez bodźce wysyłane i otrzymywane od poszczególnych uczestników rynku;
- opracowanie bodźców ekonomicznych przyczyniających się do inwestowania w źródła wytwórcze i rozwój sieci i całego systemu;
- budowa efektywnego i przejrzystego hurtowego rynku energii (ceny muszą być odbiciem podaży i popytu na energię elektryczną);
- budowa systemu bodźcowego w celu obniżenia kosztów produkcji energii elektrycznej przy zapewnieniu odpowiedniej jakości produktu oraz warunków do działania konkurencji cenowej;

Żeby realizacja wymienionych celów była możliwa rynek powinien charakteryzować się stabilnością i przejrzystością przyjętych rozwiązań. Dodatkowo ważna jest promocja konkurencji, co oznacza między innymi brak dominacji jakiegokolwiek z uczestników rynku. Ważną funkcję w tym przypadku odgrywa regulator, którego zadania powinny ograniczać się do roli tak zwanego „nocnego stróża”<sup>372</sup>. Regulator powinien być gwarantem długoterminowego bezpieczeństwa dostaw, poprzez wykorzystywanie dostępnych narzędzi bodźcowych i nakazowych. Ważnym zadaniem regulatora jest sprawdzanie racjonalności

---

<sup>371</sup> Model rynku energii elektrycznej to zestaw zasad handlu energią elektryczną i procedur postępowania na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej na którym działa niezależnie wielu uczestników. Ich celem jest optymalizacja kosztów i zysków. (za: MODEL RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Etap I. Kierunki zmian w rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Materiał opracowany przez Zespół ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej Komitetu Rynek Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Wersja 1.3, Warszawa, luty 2008).

<sup>372</sup> Por.: koncepcja roli państwa A. Smitha lub umowy społecznej J. Locke’a.

wyceny energii elektrycznej. Jednakże poprawa warunków cenowych (dla odbiorców końcowych) powinna odbywać się poprzez wprowadzenie wolnej konkurencji w poszczególnych obszarach rynku. W tej sytuacji należy zastanowić się nad kwestią regulacji, a właściwie deregulacji rynku energii w Polsce. Obszar regulowany powinien obejmować przede wszystkim działalność sieciową. Pozostała część rynku powinna być objęta konkurencją. Dotyczy to głównie wytwórców i przedsiębiorstw obrotu. Regulacja powinna uwzględniać bodźce płynące z rynku. Jednym z ważniejszych zadań regulatora jest upowszechnianie praw konsumenta energii i wiedzy o rynku. W strategii wspierania odbiorców i promowania konkurencji ważna jest działalność edukacyjno-informacyjna (w tym: patronaty prezesa URE, działalność wydawnicza i współpraca ze środkami masowego przekazu). W przypadku wprowadzania nowych rozwiązań taryfowych powinny one mieć na celu między innymi eliminację subsydiowania skrośnego.

Ze względu na nałożone na Polskę obowiązki realizacji polityki ekologicznej Unii Europejskiej konieczne jest uwzględnienie w modelu rynku elementów wspierających rolę OZE (odnawialnych źródeł energii), kogeneracji oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Istotą problemu w przypadku OZE jest zapewnienie równowagi popytu i podaży energii elektrycznej<sup>373</sup>. W celu minimalizacji prawdopodobieństwa wystąpienia negatywnego wpływu na produkcję energii wyżej wymienionych elementów należy zastosować w Polsce system certyfikatów. Ma on na celu wspieranie na przykład działań ekologicznych jako tak zwanych produktów pochodnych podsektora energii elektrycznej, a nie wskazywanie ich jako główny cel działania. Wszystkie promowane systemy efektywnościowe muszą być przed wprowadzeniem w życie sprawdzone pod względem kosztowym. Chodzi tu nie tylko o koszty finansowe implementacji i funkcjonowania, ale na przykład o koszty społeczne itp.

W związku z prognozowanym wzrostem cen energii elektrycznej do roku 2030 w modelu rynku energii pojawia się problem równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Oznacza to wypracowanie i ujęcie w Prawie

---

<sup>373</sup> Oddziaływania bodźcowe będące zachętą do inwestowania w elektrownie wiatrowe nie są koordynowane z badaniem popytu na energię elektryczną w konkretnym regionie. Nadmierna moc generowana przez elektrownie wiatrowe i związane z tym duże wahania w określonym czasie, a w szczególnych przypadkach występowanie przepływów kołowych, mogą być przyczyną zaburzeń pracy sieci, a nawet blackoutów.

energetycznym definicji „odbiorcy wrażliwego społecznie”<sup>374</sup> oraz „ubóstwa energetycznego”<sup>375</sup>, a także modelu pomocy tym grupom odbiorców. Za objęciem ochroną gospodarstw wrażliwych społecznie przemawia wiele argumentów moralnych, społecznych i ekonomicznych. Poza ochroną najsłabszych ekonomicznie równie ważna jest kwestia społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych<sup>376</sup> obejmująca nowe problemy i oczekiwania społeczeństwa, klientów, administracji publicznej czy też inwestorów w kontekście globalizacji i zmian przemysłowych na dużą skalę. Przykładem może być troska o szkody wyrządzone środowisku poprzez działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych. Skrajnym przypadkiem wymagającym rozwiązań prawnych są przykłady blokad budowy linii energetycznych, dostarczających energię dla całego regionu, przez pojedyncze osoby. Istotne jest, żeby wszelkie zmiany prawa poprzedzone były szerokimi konsultacjami społecznymi.

Kształtując model rynku energii elektrycznej należy znaleźć w nim miejsce dla energetyki jądrowej. Pomoże ona zapewnić dywersyfikację wytwarzania, mniejszą zależność od importu energii elektrycznej i poprawi bezpieczeństwo energetyczne kraju. Ważnym zagadnieniem jest poprawa efektywności energetycznej. Pomoże ona ograniczyć oddziaływanie energetyki na środowisko i pozwolić oddalić widmo blackoutów. Konieczne jest również wyznaczenie kluczowych celów polskiej polityki energetycznej i dążenie do ich osiągnięcia poprzez wytyczanie kierunków szczegółowych dla każdego założonego celu. Kierunki szczegółowe powinny zawierać grupy konkretnych działań ze wskazaniem horyzontów czasowych, a nawet konkretnych dat ich wykonania. Uszczegółowienie planu działania pozwoli na uzyskanie przejrzystości modelu, dzięki czemu możliwa będzie kontrola realizacji jego założeń.

---

<sup>374</sup> Światowa Rada Energetyczna sugeruje, żeby do tej grupy zaliczyć między innymi osoby powyżej 60. roku życia, osoby poniżej 16. roku życia oraz osoby niepełnosprawne lub przewlekle chore. Ponadto wyznacznikiem powinien być również poziom zamożności (wysokość wydatków na energię i paliwa).

<sup>375</sup> Brytyjski Department for Business Enterprise and Regulatory Reform określa ubóstwo energetyczne jako sytuację, w której gospodarstwo domowe wydaje więcej niż 10% swojego dochodu na energię elektryczną i paliwa, w celu utrzymania zadowalającego poziomu temperatury (około 21°C w pomieszczeniach zamieszkiwanych i 18°C w pozostałych pomieszczeniach) oraz zadowalającej ilości energii elektrycznej.

<sup>376</sup> Corporate Social Responsibility – społeczna odpowiedzialność biznesu.

# ZAKOŃCZENIE

## Konkluzje

Nie trudno zauważyć, że warunki liberalizacji rynku energii elektrycznej w Polsce nie należą do przyjaznych. Eksperti współpracujący ze Światową Radą Energetyczną podają wiele barier rozwoju procesu liberalizacji, z których najważniejsze to:

- brak ostatecznego rozwiązania kontraktów długoterminowych (skutki przedterminowego ich rozwiązania) i brak instrumentu pozwalającego w zastępstwie kontraktów na realizację inwestycji w podsektorze;
- słaba pozycja Giełdy Energii w wolumenie obrotu rynku energii elektrycznej;
- monopolistyczna pozycja przedsiębiorstw sieciowych;
- brak możliwości efektywnej regulacji rynku energii i ograniczenie możliwości działania Prezesa URE z powodu ograniczeń, które wprowadza ustawa Prawo energetyczne;
- ograniczone oddziaływanie zasady TPA;
- nierozwiązane kwestie unbundlingu;
- powolna prywatyzacja.

## Uwagi do dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej.

Podsumowując zawarte w całej pracy charakterystyki oraz wyniki przewidywań w zakresie rozwoju rynku elektroenergii w Polsce, można sformułować następujące syntetyczne sugestie związane z tym przedmiotem.

1. Pierwszym i nieodzownym warunkiem rozwoju podsektora elektroenergetycznego w Polsce jest spełnienie warunku **bezpieczeństwa energetycznego** gospodarki narodowej. Temu celowi winny służyć wszelkie działania biznesu, administracji państwowej, sfer kapitału i nauki. Nieuwzględnienie tego warunku jako priorytetu grozi brakiem mocy energetycznej i w efekcie załamaniem całej gospodarki narodowej<sup>377</sup>.

---

<sup>377</sup> Ograniczenie dostaw energii, jakie miało miejsce w północno-wschodniej Polsce 26 czerwca 2006 r. należy zaliczyć do stanów awaryjnych o przyczynach technicznych i organizacyjnych, a nie do kryzysów o charakterze

**2. Proces tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej** w Polsce trwa już ponad 10 lat. Można wyróżnić w nim **okresy przyspieszenia i spowolnienia**. Jego niekiedy powolne przekształcenia są spowodowane brakiem spełnienia przez rynek energii elektrycznej warunków pozwalających na uznanie go za w pełni konkurencyjny. Mowa tu o następujących cechach:

- mobilność popytu wobec podaży,
- mobilność podaży wobec popytu,
- równy i symetryczny dostęp wszystkich uczestników rynku do informacji rynkowej.

Sieciowy sposób dostarczania energii, spowodowany brakiem możliwości jej magazynowania (nie jest w związku z tym możliwa wzajemna mobilność), a także brak pełnego dostępu do informacji jest skutkiem monopolistycznej pozycji dostawców energii oraz asymetrii informacyjnej w zakresie procesu produkcji i transportu energii elektrycznej sugerują trwale niekonkurencyjny charakter rynku energii elektrycznej. Jednakże ogromne nakłady poniesione na infrastrukturę energetyczną, zwane często „kosztami utopionymi”<sup>378</sup>, wymuszają **podjęcie dyskusji na temat tempa i stopnia otwarcia rynku energii elektrycznej**.

**3. Zmiany na polskim rynku energii elektrycznej** powinny zmierzać (ze względu na kryterium bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności sektora) do **stworzenia silnych ekonomicznie przedsiębiorstw**, które mogłyby zapewnić **zrównoważony rozwój potencjału energetycznego**. Celem zmian, które powinny być dokonane przed otwarciem rynku powinno być bezpieczeństwo energetyczne kraju dzięki inwestycjom powiększającym możliwości wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne oraz związana z tym niezawodność dostaw. Zmiany rynku mają przyczynić się do minimalizacji kosztów i konsolidacji sektora

---

ekonomicznym. W przypadku płynnego i przejrzystego rynku informacja o remoncie zbiornika w elektrowni szczytowo-pompowej „Żarnowiec”, przyczyniłaby się do zmiany harmonogramu pracy całego systemu. Utrzymujący się w lipcu 2009 stan zagrożenia ograniczeniami dostaw energii ujawnił wady w konstrukcji samego rynku energii. Brak płynnego rynku hurtowego, na którym kształtowałaby się cena znaczącego wolumenu energii, przenoszona następnie częściowo na odbiorców hurtowych i detalicznych doprowadził do sytuacji całkowitej wyprzedazy wyprodukowanej energii elektrycznej znacznie wcześniej po stałych cenach. Zaburzenia w funkcjonowaniu rynku energii nie pociągnęły za sobą zwiększenia podaży czy zmniejszenia popytu z powodu braku opłacalności.

<sup>378</sup> Przeciętny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych w energetyce szacuje się na ponad 30 lat. Ponadto nie ma możliwości zbycia wytworzonych aktywów, a zmiana ich lokalizacji jest niemożliwa. Koszt wytworzenia jest tak wysoki, że nie ma sensu, z ekonomicznego punktu widzenia, powielanie inwestycji.

energetycznego. Minimalizacja kosztów jako cel polityki energetycznej niesie ze sobą zwiększenie efektywności firm energetycznych, które powinno być stymulowane przez odpowiednią politykę regulacyjną. Konsolidacja spowoduje wykorzystanie efektów skali i synergii na tymże rynku, co doprowadzi do obniżenia kosztów produkcji energii. Rezultatem tych działań będzie wzrost konkurencyjności polskich firm na otwierającym się rynku energii elektrycznej i aktywny udział naszego sektora energetycznego w rozwoju międzynarodowego handlu energią elektryczną. W efekcie odbiorca końcowy otrzyma produkt dobrej jakości po korzystnej cenie. Zwiększenie konkurencji powinno odbywać się poprzez podjęcie działań w kierunku dekoncentracji, czyli jeszcze większego rozdzielenia działalności wytwórczej, przesyłowej i handlowej w celu uniknięcia możliwości subsydiowania skrośnego.

4. Ze względu na wzrost konkurencyjności sektora i bardziej transparentne tworzenie cen należy doprowadzić do **udrożnienia przepływu energii (handlu) ponad granicami** tak, żeby mogła zaistnieć presja konkurencyjna na rynku europejskim. Skutkiem tego działania będzie obniżenie cen energii dla odbiorców indywidualnych oraz hurtowych. Zrozumiałym jest, że wolny rynek energii będzie wywoływał zmiany mechanizmu kształtowania cen. W tym ogniwie procesu produkcji i dostarczania energii decydująca jednak rolę winna pełnić rolę instytucja nadzoru i kontroli cenowej. Wydaje się zatem celowe połączenie korzyści wynikających z mechanizmu rynkowego ze szczególną dbałością o interes konsumenta. Jest to bowiem kwestia szczególnej natury ze społecznego punktu widzenia.

5. W kontekście wykorzystania energii pierwotnej istotne jest **kontynuowanie reformy górnictwa węgla kamiennego** w celu zmniejszania udziału kosztu paliwa w całkowitym koszcie wytworzenia energii elektrycznej. Dotyczy to także obniżenia wysokich kosztów transportu węgla. Zatem, w przypadku Polski, warto jest zastanowić się nad wariantem kompleksów paliwowo-energetycznych (kopalnia + elektrownia). Taki przykład konsolidacji pionowej firm energetycznych powinien odbywać się na kilku poziomach: począwszy od zabezpieczenia surowca do produkcji energii, aż po firmy dostarczające energię odbiorcy. Niestety konsolidacja pionowa ograniczona jest przez dalekie praktyce gospodarczej regulacji związane z pojęciem unbundlingu<sup>379</sup>. Nieporozumienie wynika ze

---

<sup>379</sup> Rozdział działalności dystrybucyjnej od produkcji i obrotu. Według danych Komisji Europejskiej, w latach 1998-2006 w krajach UE, gdzie wprowadzono unbundling własnościowy, średni wzrost cen energii dla



zjawiska nieuczciwej i zbiurokratyzowanej prywatyzacji i opanowania sfery wydobycia przez wąskie grupy interesu. Ważniejsza zatem wydaje się **konsolidacja pozioma** (także poza granicami kraju), która **zabezpiecza dywersyfikację źródeł energii** (węgiel, gaz, ropa). Ekspansja przestrzenna jest z jednej strony próbą zmonopolizowania rynku, natomiast z drugiej strony ma **zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne** kraju przy pomocy obcych (zagranicznych) firm<sup>380</sup>. Przewiduje się, że konsolidacja w Europie będzie postępowała w obu kierunkach – pionowym i poziomym, a firmy będą starały się umacniać swoją pozycję na rynku. Sprzyja temu wprowadzenie przez Unię Europejską strategii „3 x 20%” (Strategic Energy Technology - Plan Strategiczny w zakresie Technologii w Energetyce), która wymaga olbrzymich nakładów finansowych. W Europie inwestycje te mogą być sfinansowane dzięki **konsolidacji przedsiębiorstw sektora**. W Polsce jest to jeden z podstawowych problemów sektora. Rola Urzędu Regulacji Energetyki powinna się zatem sprowadzać się do opiekuna rynku elektroenerгии, dbającego o interesy klientów końcowych i kreowania wspólnego, wolnego rynku. Autor ma cały czas na uwadze racjonalny pogląd o primacie krajowych źródeł energii w stosunku do technologii opartych na źródłach zewnętrznych. Dlatego preferuje **wykorzystanie technologii opartych na źródłach krajowych**.

Zakładając, że konsolidacja w Polsce jest prowadzona we właściwym kierunku, a jednym z celów tworzenia Polskiej Grupy Energetycznej ma być zapewnienie zdolności finansowania inwestycji, to w praktyce, jak dotąd, nie udało się jednak zdobyć wystarczających środków na inwestycje. Stąd można zaobserwować intensywne wejście kapitału obcego w tę dziedzinę.

**Dla przykładu w skali Europy planowane są w najbliższych 15 latach inwestycje na poziomie 1 biliona 800 miliardów euro w energetyce, z czego 1 bilion 400 miliardów**

---

gospodarstw domowych wyniósł 3 procent, a w przypadku odbiorców przemysłowych ceny spadły o 6 procent. W tych krajach, gdzie unbundlingu własnościowego nie wprowadzono, ceny energii dla gospodarstw domowych wzrosły o 28 procent a dla odbiorców przemysłowych o 12 procent. W krajach, gdzie dokonano unbundlingu własnościowego wartość inwestycji w sieci przesyłowe była większa niż w tych krajach, gdzie takiego rozwiązania nie wprowadzono.

<sup>380</sup> Zob. próbę przejęcia firmy ENDESA (Hiszpania) przez EON (Niemcy) w 2007 roku. Ostatecznie przejęcia dokonała włoska firma ENEL wraz z hiszpańską firmą ACCIONA ENERGIA. Wartość transakcji osiągnęła prawie 50 mld euro. Innym przykładem jest utworzenie duetu francusko-belgijskiego GdF – SueF. Wartość tej transakcji wyniosła prawie 60 mld euro. Trzecią największą transakcją ponad granicami było przejęcie Scottish Power przez hiszpańską Iberdrolę (działającą, nota bene, jako Iberdrola Energia Odnawialna). Wartość transakcji to 20 mld euro.

**euro zostanie skierowany do sektora elektroenergii (65% tych inwestycji ma być przeznaczony na wytwarzanie).**

Porównując te dane do wielkości inwestycji o realizowanych w Polsce oraz do rosnącego popytu na energię elektryczną, a także popytu z rynków wschodnich (Indie, Chiny) na wyposażenie elektrowni (zamówienia na kotły, turbiny itd. mają 5-8 letnie terminy realizacji) można użyć nawet sformułowania, że w najbliższym czasie grozi nam „**zawał**” **energetyczny**. Nasuwa się zatem wniosek, że ze względu na rosnący popyt, planowanie nowych inwestycji powinno odbywać się w Polsce w perspektywie 5-8 lat. Jeżeli nowe inwestycje będą planowane dopiero za 3 lata to ich realizacja odsunie się w czasie. W tym okresie wzrasta zagrożenie niedoboru energii i uzależnienia od dostaw z zewnątrz<sup>381</sup>. Nowo powstałe firmy energetyczne muszą przyjąć **strategię wzrostu inwestycji** w najbliższych latach. Jest to istotne choćby z tego względu, że **brak** jest w Polsce **transgranicznych przejść energetycznych** i stąd możliwość importu energii z zagranicy jest bardzo ograniczona (istniejące przejścia pozwalają na import 5-10% mocy wykorzystywanej w kraju). W sytuacji kryzysu, w Polsce nie można opierać się jednak na imporcie energii. Oznacza to, że rząd musi wspierać budowę transgranicznych mocy przesyłowych choćby ze względu na stworzenie presji konkurencyjnej dla wytwórców.

**6. Z punktu widzenia polityki właścicielskiej 4 podmioty<sup>382</sup> – grupy<sup>383</sup> działające na polskim rynku nie mogą ze sobą efektywnie konkurować, ponieważ są w rękach jednego właściciela. **Dywersyfikacja właścicielska** podniosłaby efektywność funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych.**

---

<sup>381</sup> W Polsce największe moce energetyczne były zainstalowane w latach 70-tych (10 GW). W latach 80-tych zainstalowano już tylko 6 GW mocy. W latach 90-tych zainstalowana moc miała wartość 2,6 GW. W pierwszej dekadzie XXI wieku zaplanowano realizację trzech projektów: Bełchatów (ponad 800 MW mocy), PKE (ponad 450 MW), PAK II (464 MW).

<sup>382</sup> a. Polska Grupa Energetyczna (PGE),

b. Tauron Polska Energia (Grupa Energetyka Południe),

c. Grupa Energetyczna Centrum – ENEA, Grupa Energetyczna ENEA,

d. Grupa Energetyczna Północ – Grupa Energetyczna ENERGA

<sup>383</sup> Grupy energetyczne w Polsce to grupy kapitałowe powstałe w wyniku konsolidacji polskiego rynku energetycznego na mocy rządowego programu ( Program dla elektroenergetyki; Ministerstwo Gospodarki). Celem programu jest m.in. utworzenie silnych ekonomicznie przedsiębiorstw, będących w stanie ponieść koszty inwestycji, stanowić konkurencję i równoważyć rynek energetyczny. Pierwszym krokiem, zgodnie z dyrektywą EC/54/2003, było wydzielenie Operatora Systemu Przesyłowego ze struktur PSE (PSE Operator) oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (m.in. z zakładów energetycznych np. ZKE Dystrybucja, RWE Stoen Operator itd.) jako niezależnych podmiotów prawnych. Operator Systemu Przesyłowego wraz z siecią przesyłową przekazany zostanie Skarbowi Państwa, samo PSE połączone ma zostać z Polską Grupą Energetyczną, jedną z czterech grup energetycznych[1], w jakie nastąpi konsolidacja rynku.

Nie można pominąć kwestii odbiorców końcowych (strony popytowej), dla których ważna jest racjonalizacja zużycia energii elektrycznej, ograniczanie coraz bardziej rosnącego zapotrzebowania. Jest to jednak obszerne zagadnienie, stanowiące odrębne pole badawcze.

7. W kontekście rozwoju rynku konkurencyjnego należy **uporządkować i znowelizować prawo energetyczne i mechanizmy regulacji**. Naczelna zasadą powinno być **zastąpienie regulacji taryf** na usługi dystrybucyjne i przesyłowe **regulacją mechanizmów stanowienia taryf**<sup>384</sup>. Deregulacją powinien być również objęty rynek bilansujący. Jego usprawnienie powinno skupić się na szybkości i dokładności transakcji na tym rynku. W chwili obecnej brak jest transparentności przepisów określających obowiązki i uprawnienia sprzedawców z urzędu. Problem dotyczy w szczególności współpracy z wydzielonymi operatorami systemów dystrybucyjnych. Pionowa integracja kapitałowa wytwórców i dystrybutorów z jednej strony konsoliduje siły krajowych przedsiębiorstw do stawienia czoła konkurencji zagranicznej, a z drugiej strony staje się realnym zagrożeniem dla konkurencji na rynku energii w Polsce. Postęp integracji pionowej dowodzi, że deregulacja ujawniła **zbyt niski poziom istniejących zdolności przesyłowych** do efektywnego rozwoju konkurencji. W związku z tym ważną sprawą jest odseparowanie działalności operatorów systemów dystrybucyjnych od działalności w zakresie obrotu energią. Rozwiązania wymagają też zagadnienia nowych inwestycji w sektorze i zwiększenia mocy linii przesyłowych, decydujących o konkurencyjności rynków regionalnych, pozwalając przy tym na efektywne wykorzystanie źródeł energii, oraz minimalizację ryzyka. Restrukturyzacja, musi nieść za sobą integrację systemów przesyłowych z tworzeniem konkurencyjnego rynku energii.

Dla efektywnego funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii, najważniejsze jest przygotowanie otoczenia w którym możliwy będzie rozwój konkurencji pomiędzy dużymi, uwolnionymi od regulacji spółkami infrastrukturalnymi.

Nie wolno zapominać, że deregulacja ma również swoje drugie oblicze. Wymuszone otwieranie rynków energii Unii Europejskiej i wprowadzenie cen negocjowanych to działania mające na celu ułatwienie wejścia na rynek nowych podmiotów z konkurencyjnymi technologiami. Nie zawsze jednak odnoszą one zamierzony skutek. Jak wynika z doświadczeń naszych sąsiadów, w wyniku podjętych wcześniej działań ceny energii elektrycznej początkowo spadały, jednakże po kilku miesiącach, w wyniku redukcji

---

<sup>384</sup> Taki mechanizm sugeruje Dyrektywa UE 2003/54/WE.

nadmiaru mocy wytwórczych, drastycznie się podnosiły. Energia elektryczna nie posiada substytutów, więc w warunkach niedoboru podaży zabrakło mechanizmu ograniczającego eksplozję cen.

8. Jednym z celów stawianych przed regulatorem rynku energii jest **promowanie konkurencji**. Konkurencyjność rynku energii powinna być oceniana wyłącznie przez pryzmat **korzyści odbiorcy końcowego**. Jednym z mierników rozwoju rynku konkurencyjnego może być liczba zmian sprzedawcy w ciągu roku. Porównując świadomość konsumentów Wielkiej Brytanii (ilość dokonanych zmian sprzedawcy) okazuje się, że wykorzystanie zasady TPA jest w naszym kraju dopiero w fazie rozwoju. Dlatego też Wzmacnianie jego pozycji oraz **prowadzenie polityki „prokonsumenckiej”** musi stać się dla regulatora podstawowym celem.

9. **Stymulowanie polityki energetycznej** musi być skorelowane z zapewnieniem przez państwo właściwej polityki finansowej. Wiąże się to z kompleksowym przygotowaniem **systemu finansowania inwestycji energetycznych**. Powinien on zająć się w szczególności kwestią współfinansowania nowych inwestycji z zysku przedsiębiorstw energetycznych, w czym mogłyby pomóc dedykowane temu celowi następujące instrumenty:

- długoterminowe kredyty preferencyjne na inwestycje energetyczne;
- gwarancje państwowe na udzielane kredyty;
- specjalne stawki amortyzacyjne i wydłużone okresy zwrotu;
- właściwa polityka celna dla importowanych i eksportowanych nośników energii;
- pomoc (udział) administracji państwowej w wykorzystaniu środków unijnych przeznaczonych na rozbudowę infrastruktury energetycznej i rozwój ekologii oraz na prace badawczo-rozwojowe (R+D);
- uproszczenia procedur dla inwestycji energetycznych.

10. Efektywne funkcjonowanie rynku energii nie jest możliwe bez **zabezpieczenia sprawnej infrastruktury technicznej**. Jej najważniejszym elementem są systemy pomiarowo-rozliczeniowe, systemy telekomunikacyjne i systemy informatyczne. Inteligentne systemy pomiarowe zapewniają zdalne przekazywanie informacji o zużyciu do

przedsiębiorstwa energetycznego. Na podstawie zdalnie zbieranych danych można określać profile odbiorców. W ten sposób możliwa jest optymalizacja usług związanych z dostawą energii. Elektroniczne liczniki ze zdalną transmisją danych umożliwią odbiorcom zaoszczędzenie nawet 10% obecnie wykorzystywanej energii. Dla przeciętnego gospodarstwa domowego, uwzględniając dzisiejszy poziom cen, może przynieść to oszczędności rzędu 100-200 złotych rocznie. Pełne zarządzanie poziomem zużycia energii przełoży się na korzyści zarówno dla odbiorców, jak i sprzedawców energii elektrycznej. Wprowadzenie tego rozwiązania umożliwi **sporządzenie oferty do indywidualnego profilu odbiorcy końcowego**, ograniczy straty sieciowe, zmniejszy ryzyko powstania blackoutów, ułatwi zmianę sprzedawcy, obniży koszt zakupu energii elektrycznej i poprawi efektywność jej zużycia.

**11.** Biorąc pod uwagę pojawiające się nowe uwarunkowania w międzynarodowym handlu surowcami energetycznymi i prognozę rozwoju ekonomicznego Polski nie wolno pominąć rozwoju energetyki jądrowej. **Elektrownie jądrowe powinny zastąpić wyeksploatowane węglowe bloki energetyczne** nie spełniające wymogów ochrony środowiska, bilansując wzrost zapotrzebowania kraju na energię elektryczną. Ponadto energetyka jądrowa, a w szczególności wykorzystanie jądrowych reaktorów wysokotemperaturowych jako źródła energii cieplnej, umożliwi wykorzystanie węgla do wytwarzania paliw gazowych i ciekłych poprzez jego przerób chemiczny. Ważną kwestią jest również **rozbudowa bazy badawczej i szkoleniowej w zakresie energii jądrowej w Polsce**. Umożliwi ona bezpieczną eksploatację obiektów jądrowych, budowę nowych reaktorów wysokotemperaturowych, a także obsługę procesów wytwarzania energii w reaktorach IV generacji.

Energetyka jądrowa jest jednym ze sposobów dywersyfikacji źródeł energii, a jej wykorzystanie pozwoli krajowi zmniejszyć uzależnienie od eksporterów gazu i paliw płynnych. Rozwój tego podsektora pozwoli na rozwinięcie działań gospodarki opartej na wiedzy, co przyczyni się do wzrostu zatrudnienia i intensywnego rozwoju gospodarczego. Ponieważ realizacja inwestycji podsektora wymaga czasu, koniecznym warunkiem realizacji celów jest natychmiastowe podjęcie działań na rzecz energetyki jądrowej w zakresie wdrożenia nowych technologii, rozpoczęcia cyklu inwestycyjnego oraz działań badawczo-rozwojowych (R+D) obejmujących perspektywiczne technologie energetyki jądrowej.

Powyższe uwagi z pewnością nie wyczerpują istoty zagadnienia liberalizacji rynku elektroenergii. Ponadto niektóre z nich mogą wydawać się kontrowersyjne. Rynek energii elektrycznej jest mechanizmem dynamicznym i wymaga ciągłych korekt, jednakże nie wolno zapominać, że celem i podmiotem działań musi być zawsze odbiorca końcowy.

# Bibliografia

## Pozycje źródłowe

Application of Competition Policy to the Electricity Sector. Series Roundtables on Competition Policy, OECD/GD(97)132, Raport Narodowy Wielkiej Brytanii, 1997.

Application of Competition Policy to the Electricity Sector. Series Roundtables on Competition Policy, OECD/GD(97)132, Raport Narodowy Niemiec, 1997.

Demonopolizacja i prywatyzacja elektroenergetyki, Materiał przyjęty przez Radę Ministrów 17.09.1996r., Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 1996.

Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC”, Official Journal of the European Union, Nr L 176, 15.07.2003

Draft Directive of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (COM (2003) 740.

Draft Decision of the European Parliament and of the Council laying down guidelines for trans – European energy networks and repealing Decisions no 96/391/EC and No 1229/2003/EC (COM (2003) 742.

Draft Regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks (COM (2003) 741.

Draft Directive of the European Parliament and of the Council on Energy End-Use Efficiency and Energy Services (COM (2003) 739.

Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG

Dyrektywa nr 96/92/EC z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej

Dyrektywa nr 98/30/EC z dnia 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

Komunikat Komisji Europejskiej do Rady i Parlamentu Europejskiego. Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej {SEC(2005)1448}, Komisja Wspólnot Europejskich. COM(2005) 568 końcowy. Bruksela, 15 listopada 2005 r. wraz z korektą z dnia 12 stycznia 2006 r.

Narodowy Plan Rozwoju 2004-2006, Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 14 stycznia 2003r., Warszawa 2003.

Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku, projekt z 19.02.2002, opracowany przy udziale Agencji Rynku Energii, Warszawa 2002.

Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22.07.2005

Polityka energetyczna Polski do 2025 roku, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa, 22.12.2004 r.

Polityka Energetyczna Polski do 2025 roku, Obwieszczenie Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r., Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Wersja 3.2 z 10.09.2007 r., projekt Ministra Gospodarki, Warszawa 2007.

Raport końcowy PHARE, Harmonizacja polskiego prawa energetycznego, wrzesień 2000.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej transponujące Dyrektywy Nowego Podejścia wydane na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. nr 166/2003, poz. 1360, z późniejszymi zmianami).

The Programme for Improving Energy Efficiency Act (2004:1196), Szwedzka Agencja Energii, 2004

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 i Nr 104, poz. 708.

Ustawa z dnia 30 maja 1996 r. o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw. Tekst jednolity. (Dz. U. z 2003 r., Nr 24, poz.197) oraz Ustawa z dnia 1 lipca 2005 r. o zmianie ustawy o rezerwach państwowych oraz zapasach obowiązkowych paliw (Dz. U. z 2005 r., Nr 143, poz.1201.

Uzasadnienie, Dokument uzupełniający do Projektu Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 8.12.2006 r.

Założenia Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013 (NPR), przyjęte przez Radę Ministrów w dniu 30 kwietnia 2004 r., Warszawa 2004.

Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku, Dokument rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 17.10.1995 r., Ministerstwo Przemysłu i Handlu (obecnie Ministerstwo Gospodarki).



## Pozycje zwarte

Aktualizacja Programu Wprowadzania Konkurencyjnego Rynku Energii Elektrycznej w Polsce, Zespół do Spraw Rynku Energii Elektrycznej i Rynku Gazu Ziemnego, Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, Warszawa 2003.

Albinowski S., Energochłonność gospodarki – zmiany w okresie transformacji i projekcie do 2020 r., Warszawa 1999.

Annual Report and Accounts 2006-2007, Department of Trade and Industry, Londyn, 2007.

Baehr J., Stawicki E., Antczak J., Prawo Energetyczne, Komentarz, Zakamycze 2003.

Baumol, W, J., Microtheory: Applications and Origins. Cambridge, MA, USA, MIT Press, 1985

Baumol W., Panzar J., Willig R., Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, Nowy Jork 1982

Bicki Z.; Stan elektroenergetyki polskiej i podstawowe problemy rozwojowe, Warszawa 1999.

Bilans energii pierwotnej Polski w latach 1989 – 2000 (dane wstępne), Warszawa 2001.

Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1950 – 1992, Warszawa 1993.

Bilanse energii pierwotnej Polski w latach 1971 – 2000, Warszawa 2001.

Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych Polski, Warszawa 1998.

Chamberlin E.H., The Theory of Monopolistic Competition, Harvard 1933.

Campbell R. McConnell, Stanley L. Brue, Microeconomics, McGraw-Hill Companies, 2005,

Carlton D.W., Perloff J.M., Modern Industrial Organisation, Londyn 1990.

Czarny E., Nojszewska E., Mikroekonomia, Warszawa 1997.

Czarny B., Rapacki R., Podstawy ekonomii, Warszawa 2002.

Czekaj J., .Kontrakty długoterminowe a rynek energii elektrycznej w Polsce, Warszawa 2001

Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zaleski B., Regulacja energetyki w Polsce, Warszawa-Toruń 2001.

Efektywność wykorzystania energii w latach 1995-2005, GUS, Warszawa 2007.

Electricity Information. IEA, Paris 2001.

- Electricity Prices & Taxes, IEA 2002/III, Paryż 2002.
- Encyklopedia popularna PWN, Warszawa 1982.
- Energetyka rejonu łódzkiego, Łódź 1966.
- Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu, Praca zbiorowa pod red. A. Dobroczyńskiej, Warszawa 2003.
- Energy Balances of NON-OECD Countries 1997-1998, IEA, Paryż 2000.
- Energy Balances of Non-OECD Countries 1999–2000, 2002 Edition, Paryż 2002.
- Energy Balances of OECD Countries, IEA, Paryż 1994.
- Energy Balances of OECD Countries 1998-1999, IEA, Paryż 2001.
- Energy for Tomorrow's World – Acting Now, WEC Statement, London 2000.
- Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Paryż 2004.
- EU Energy and Transport in Figures. Statistical Book 2007/2008, Luxemburg 2009.
- EU Energy and Transport in Figures, Luxemburg 2008.
- Evans R., Property Rights, Markets and Competition in Electricity Supply, Privatisation and Competition. A Market Prospectus, Paryż 1989.
- Friedman M., Monopoly and the Social Responsibility of Business and Labor, Capitalism and Freedom (40th anniversary edition ed.). The University of Chicago Press.
- Gilecki R. i zespół, Bilans energii pierwotnej 1990-2005, Warszawa 2005.
- Górnictwo i Energetyka w 40-leciu PRL, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki, Warszawa 1985.
- Hall R., Taylor J., Makroekonomia, Warszawa 2002.
- Historia elektryki polskiej, t.2, Warszawa 1992.
- International Energy Annual 2008, Short Term Energy Outlook, EIA, Waszyngton 2009.
- Jankiewicz S., Tarajkowski J., Urbaniak M.. Wybrane zagadnienia polityki gospodarczej. Pojęcie, cele, podstawy polityki budżetowej i pieniężnej, MD 144, Poznań 2004.

- Jasiński P., Skoczny T., Elektroenergetyka. Studia nad integracją europejską, Warszawa 1996.
- Kahn A.E., The Economics of Regulation. Principles and Institutions., tom I, Cambridge-London, 1991
- Kaja J., Polityka gospodarcza. Wstęp do teorii, Warszawa 1999.
- Kalecki M., Centralistyczne tworzenie cen, 1958, w Dziełach Zebranych,t.3, Warszawa 1980
- Kalecki M., Podział dochodu narodowego, 1938, w Dzieła Zebrane, Warszawa 1980
- Kalecki M., Walka klas a podział dochodu narodowego, 1971, w Dziełach Zebranych, Warszawa 1980.
- Kamińska T., Społeczne koszty monopolu w warunkach polskich, Wybrane problemy współczesnej gospodarki rynkowej, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2002.
- Kątownski T., Podstawowy wykład z mikroekonomii, Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2005.
- Key World Energy Statistics 2008; IEA, Paryż 2008
- Kumanowski M., Gilecki R., Elektroenergetyka polska 1946-1993, Warszawa 1994
- Littlechild S.C., Regulation of British Telecommunications Profitability, Londyn 1983.
- Mały Rocznik Statystyczny 1939, Warszawa 1939. /Reprint/.
- Materiały programowe i informacyjne, opinie i stanowiska z 2007 roku i początku 2008 roku., Polskie Lobby Przemysłowe im. E. Kwiatkowskiego, Publikacja nr 18, Warszawa, marzec 2008r.
- Meeting the Energy Challenge. A White Paper on Energy. May 2007, Departament Handlu i Przemysłu Wielkiej Brytanii, 2007.
- Model rynku energii elektrycznej. Etap I. Kierunki zmian w rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Materiał opracowany przez Zespół ds. Modelu Rynku Energii Elektrycznej Komitetu Rynek Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Wersja 1.3, Warszawa, luty 2008.
- Mueller, M. L., Competition, Interconnection, and Monopoly in the Making of the American Telephone System, American Enterprise Institute. AEI Press, 1998
- Newbery D.M., Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, Cambridge-Massachusetts-London 2000.
- OECD-IEA. Key World Energy Statistics. 2002 Edition, Paryż 2002.

- Okólski M., Jaki model rynku energii?, Warszawa, grudzień 2001.
- Parkin M., Microeconomics, Pearson Education, 2007.
- Penc J., Leksykon biznesu, Warszawa 1997.
- Philips L., The Economics of Price Discrimination, Cambridge University Press, 1983.
- Pigou A.C., Aslanbeigui N., The Economics of Welfare, Transaction Publishers, 2002.
- Piłatowicz J., Dzieje elektryfikacji Warszawy, Warszawa 1984.
- Porter, M. E.: Strategia konkurencji. Metody analizy sektorów i konkurentów, Warszawa 1992.
- Raport: Sektor energii – Świat i Polska. Rozwój 1971-2000. Perspektywy do 2030 r. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej; Warszawa 2000.
- Ratajczak M., Infrastruktura a międzynarodowa współpraca gospodarcza w Europie, Warszawa 1990
- Renewable Energy Targets, WEC Statement, London 2003.
- Robinson J., The Economic of Imperfect Competition, London 1933.
- Rules of Procedure of the Gas and Electricity Markets Authority, Interpretation, DTI, Londyn, marzec 2005.
- Samuelson P.A., Nordhaus W., Ekonomia 1, Warszawa 1995
- Sektorowe programy restrukturyzacji i prywatyzacja majątku państwowego, wybór ekspertyz, Zespół Zadaniowy ds. Polityki Strukturalnej w Polsce, Praca zbiorowa pod redakcją H. Bochniarz i S. Krajewskiego. Warszawa 1997.
- Sharkey W.W., The Theory of Natural Monopoly, Cambridge 1982.
- Social and Environmental Guidance to the Gas and Electricity Markets Authority, DTI, Londyn, 2000.
- Social Action Plan, DTI, Londyn, 2000.
- Soliński J., Energetyka świata i Polski. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 r., Warszawa 2007.
- Soliński J., Sektor energii. Świat i Polska. Rozwój 1971-2000, perspektywy do 2030., Warszawa 2007.
- Sprawozdanie z działalności prezesa URE – 2004, Biuletyn URE, nr 3/2005.

- Spulber D.F., Regulation and Markets, Cambridge 1989.
- Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, Warszawa 2004.
- Strategia rozwoju Polski do roku 2020 - Tom I, Diagnoza ogólnych uwarunkowań rozwojowych - oprac. Zbiorowe, Warszawa 2000.
- Sullivan A., Sheffrin S.M., Economics: Principles in action. Upper Saddle River, Pearson Prentice Hall, 2003
- Surowce mineralne Polski. Surowce energetyczne. Pod redakcją Romana Neya, Kraków 1996.
- Szargut J., Ziębnik A., Podstawy energetyki cieplnej, Warszawa 1998.
- The Danish Strategy 2025. Perspectives to 2025. Draft action plan for the future electricity infrastructure., The Danish Ministry of Transport and Energy, Kopenhaga 2005.
- Towards a European Energy Strategy, Green Paper, European Communities 2001.
- Towards a National Energy Strategy, USEA February 2001.
- Triffin R., Monopolistic Competition and General Equilibrium Theory, Cambridge 1941
- Vickers J., Yarrow G., Privatization and the Natural Monopolies, London 1985
- Viscusi W. K., Vernon J., Harrington J., Economics of Regulation and Antitrust, Wyd.3, Cambridge 2000.
- Vattenfall's Views on the Electricity Market 2005, Vattenfall, Sztokholm, 2005.
- World Energy Outlook, OECD/IEA, Paris 2000.
- World Market for Hard Coal, RWE, Wrzesień 2002.

## **Artykuły i rozprawy**

- Analysis of the 2007-2008 Auction, *PJM Market Monitoring Unit*, 16 sierpień 2007 r.
- Application of Competition Policy to the Electricity Sector". *Series Roundtables on Competition Policy*, Paryż 1997.
- Balcewicz J., Energetyczna suwerenność Europy i Polski zagrożona! Węgiel na czarną godzinę, *Energetyka*, nr 09/2002.

Biedrzycki J., Janiszewska Z., Kozak M., Seklecki P., Europejski rynek energii elektrycznej i gazu – projekty nowych uregulowań Komisji Europejskiej, *Biuletyn URE* nr 2 (34) z 1 marca 2004 r.

Biuletyn URE, Nr 1 styczeń 1999 r.

Blinder, A. S, Baumol W.J., Gale C.J. (June 2001). Monopoly (paperback). *Microeconomics: Principles and Policy*. Thomson South-Western.

Brandt T. Liberalization, privatization and regulation in the German electricity sector., Dusseldorf, 2006.

Brukenkreeft G., Twelemaan S., Regulating the Electricity Supply Industry in Germany, European Energy Liberalization, *The Energy Journal Special Issue*, Int. Ass. For Energy Economics, kwiecień 2005.

Clifford W., *Journal of Economic Literature*, September 1993

Crampes C., Fabra N., The Spanish Electricity Industry: Plus ça Change..., Newbery D. European Energy Liberalization, *The Energy Journal Special Issue*, Int. Ass. For Energy Economics, Kwiecień 2005.

Dobroczyńska A., Janiszewska Z., Od krajowego regulatora energetyki do paneuropejskiego?, *Biuletyn URE* 1/2004, Warszawa 2004

Duda M., Stan obecny i perspektywy rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce, *Materiały XII konferencji Naukowo technicznej Rynek energii elektrycznej: Dylematy rozwoju rynku.*, Kazimierz Dolny, 24-26 kwietnia 2006r.

Electricity and energy policy: French specificities and challenges in the European context, *Biuletyn Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, Observatoire de l'énergie*, November 2006.

Energy Information Administration, *International Energy Annual 2005*, May-July 2007.

Evans A., The German Energy Market: Strategies For Success In Europe's Largest Energy Market, *Reuters Business Insight*, 2001.

Evans D.S., Heckman J.J., A Test for Subadditivity of the Cost Function with an Application to the Bell System, *The American Economic Review*, Vol. 74, Nr 4, wrzesień 1984.

Gadomski W., Najlepsze bezpieczeństwo daje rynek, *Gazeta Wyborcza*, 3.08.2006 r.

Giermek K., Godzisz K., Liberalizacja sektora elektroenergetycznego. *Biuletyn URE* Nr 4/99.

Giermek K., Grodzisz K., Restrukturyzacja elektroenergetyki a rozwój rynku konkurencyjnego, *Biuletyn URE* Nr 1/2002, Warszawa 2002.

Glachant J.M., Finon D., A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of France, Newbery D. European Energy Liberalization, *The Energy Journal Special Issue*, Int. Ass. For Energy Economics, Kwiecień 2005

Głowacki K.; Czyja energetyka?, *Nafta, Gaz i Biznes*; listopad 1998.

Green R., Newbery D., Competition in the Electricity Industry in England and Wales, *Oxford Review of Economic Policy* 1997, t. 13, nr.1. /DGES – Director General of Electricity Supply/.

Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez rząd w tym zakresie rozpatrzona przez Radę Ministrów w dniu 22 stycznia 2002r., Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki, styczeń 2002r.

Jaczewski M.; 80 lat wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, *Przegląd Elektrotechniczny* 1999, z. 6.

Jaczewski M.: Rozwój sektora energii w Polsce w drugiej połowie XX wieku, *Energetyka* 2002 z. 2.

Jasiński P., Yarrow G., Restrukturyzacja i regulacja elektroenergetyki w Wielkiej Brytanii.  
w: *Elektroenergetyka. Studia nad integracją europejską*. red. P. Jasiński, T. Skoczny, Warszawa 1996.

Jeziński G., O energii inaczej, *Energia* 40/1998.

Juchniewicz L., Kto i dlaczego potrzebuje konkurencji w energetyce, Ulepszamy rynek energii, *dodatek do Rzeczypospolitej* z 20.12.2005.

Juszczuk M., Odbiorca detaliczny na rynku energii. Doświadczenia brytyjskie wyzwaniem dla Polski., *Biuletyn URE*, Nr 1, styczeń 2005.

Kahn A.E., The Economics of Regulation. Principles and Institutions., tom I, The MIT Press, Cambridge-London, 1991

Kawala J.R., Czy deregulacja elektroenergetyki zapewnia proefektywnościową restrukturyzację sektora?, *Rynek Energii*, Nr 1 (32)/2001

Kay J. A., Thompson D. J., Privatization: a Policy in Search of a Rationale, *Economic Journal*, t. 96.

Lerner A.P., The Concept of Monopoly and the Measurement of Monopoly Power, *The Review of Economic Studies*, Vol. 1, Nr 3 (Czerwiec 1934).

Littlechild S.C., A Review of UK Electricity Regulation 1999-2000+, *Electricity Competition Review*, February/March 1999. /Research Study Conducted by MORI for OFFER London, OFGEM – 16.03.2004 r./

Loi relative a la modernisation et au developpement du Service public leelectricite, *Journal Officiel* 10.02.2000, 2000 -108

Malko J., Europejski rynek energii elektrycznej, Rynek energii elektrycznej. Dylematy rozwoju rynku. Materiały konferencyjne., Politechnika Lubelska, kwiecień 2006.

Michalik M. Założenia polityki ekologicznej Polski do 2025; Referat na konferencję *Zadania polskiego sektora energii związane z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej*, Zakopane 2000.

Narodowy Plan Rozwoju 2004-2006, Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 14 stycznia 2003r.

N. Henrik von der Fehr, Amundsen E.S., Bergman L., The Nordic Market: Sign of Stress; European Energy Liberalization, *The Energy Journal Special Issue*, Int. Association for Energy Economics, kwiecień 2005.

Problemy kształtowania ekonomicznie uzasadnionych cen energii elektrycznej do roku 2010, *Biuletyn miesięczny PSE S.A.*, Warszawa 1996.

Renz T., Vom Monopol zum Wettbewerb. Die Liberalisierung der deutschen Stromwirtschaft, Opladen, 2001.

Sen, A., Markets and Freedom: Achievements and Limitations of the Market Mechanism in Promoting Individual Freedoms, *Oxford Economic Papers*, 1993, No 45(4).

Silvennoinen A., Praktyczne aspekty działania rynków energii w krajach europejskich, *Materiały IX Konferencji Naukowo – Technicznej RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ: OSIĄGNIĘCIA, DOŚWIADCZENIA, WYZWANIA*, Kazimierz Dolny, 13-15 maja 2002r. Tom I, Politechnika Lubelska, Aktualizacja autora: styczeń 2008 r.

Skoczkowski T., Potencjał efektywności energetycznej gospodarki Polski i sposób jego wykorzystania, *Wiadomości elektrotechniczne*, Nr 8, 2007.

Social Action Plan, *Annual Review 2004*, Ofgem, Wielka Brytania 2004.

Spulber D.F., *Regulation and Markets*, The MIT Press, Cambridge 1989.

Stigler G., The Theory of Economic Regulation, *Bell Journal of Economics and Management Science*, Spring. 1971.

Sweezy P.M., On The Definition Of Monopoly, *Quarterly Journal of Economics*, LI, 1937

Sytuacja ekonomiczno-finansowa elektroenergetyki Nr 4(11) *kwartalnik RE*, Warszawa 2000r.

Szablewski S., Elementy neoklasycznej krytyki teorii naturalnego monopolu, *Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej*, nr 658, Organizacja i Zarządzanie, Łódź 1993



Szczygieł L., Regulacje prawne na rynku energii elektrycznej – Prawo Energetyczne, rozporządzenia wykonawcze. Materiały wykładowe, Studium Podyplomowe Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej, *Rynki energii elektrycznej*, Łódź 1999- 2000.

Wójcik W., Warunki i stan liberalizacji rynku, Prezentacja na Seminarium – Poprawa efektywności wykorzystania energii, Tomaszowice, 15.05.2008.

Yarrow G., Vertical Supply Arrangements Issues and Applications in the Energy Industries, *Oxford Review of Economic Policy*, t. 7, nr. 2,

## **Inne dokumenty online**

Act on the Supply of Electricity and Gas – Energiewirtschaftsgesetz, Dostępne na: <http://www.energielaw.de/bto.htm> [20.10.2007].

Berg S., Suggestions for Improving Regulatory Practice and Sector Performance, ADERASA Conference, Santa Cruz, Bolivia, Dostępne na: <http://bear.cba.ufl.edu/centers/purc/primary/berg/suggest.pdf> [12.09.2007]

Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt), vom 18. Dezember 1989, Dostępne na: <http://www.energielaw.de/bto.htm> [16.10.2007].

Coal generated 51 pct of German electricity in 2002, *Reuters News Service 2003*, czerwiec 2003, Dostępne na: <http://www.planetark.com/avantgo/dailynewsstory.cfm?newsid=21029> [30.01.2008].

Customer Transfer Programme, Dostępne na: [www.energy-retail.org.uk/chngingsuppliers.html](http://www.energy-retail.org.uk/chngingsuppliers.html), [15.12.2006].

Dane o rynku elektroenergii w Wielkiej Brytanii, Dostępne na: <http://www.ofcom.org.uk>, [20.06.2004]

Definicje pojęć, Główny Urząd Statystyczny, Dostępne na: [http://www.stat.gov.pl/gus/definicje\\_PLK\\_HTML.htm?id=POJ-840.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/definicje_PLK_HTML.htm?id=POJ-840.htm) [12.05.2007]

Deregulacja, dostępne na: <http://pl.wikipedia.org/wiki/Deregulacja>, [15.11.2006 r.]

Electricity Deregulation Report oraz Energy Competition Working for Customers, Dostępne na: [www.ofgem.gov.uk/ofgem/press/fact-sheets.jsp](http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/press/fact-sheets.jsp), [12.12.2006 r.]

Energywatch, Dostępne na: [www.energywatch.org.uk](http://www.energywatch.org.uk)

EURELECTRIC, Conference press release, Dostępne na: <http://www2.eurelectric.org/DocShareNoFrame/Docs/2/LPBAKABDGJPOLIIDCJOFPFAKPDBY9DAD9D2YW3W71KM/Eurelectric/docs/DLS/2001-030-0521-1.pdf> [12.09.2001].

Eurostat na: <http://www.energy.eu/#energy-focus>, [30.01.2008].

Eurostat na: <http://www.zarz.agh.edu.pl/bsolinsk/bilans.pdf>, [12.12.2007].

German Renewable Energy Fact Sheet, Dostępne na: [www.energy.eu/#energy-focus](http://www.energy.eu/#energy-focus), [31.01.2008].

Główny Urząd Statystyczny, Warszawa; Dostępny na: [http://www.stat.gov.pl/gus/definicje\\_PLK\\_HTML.htm?id=POJ-840.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/definicje_PLK_HTML.htm?id=POJ-840.htm) [12.05.2007].

<http://www.berr.gov.uk/files/file10719.pdf>, [20.10.2008].

<http://www.berr.gov.uk/files/file39387.pdf>, [20.10.2008].

Informacje korporacyjne Nord Pool, Dostępne na: <http://www.nordpool.com> [24.11.2007].

Kontrakty długoterminowe, Dostępne na: <http://www.cire.pl/item,20653,7.html> [20.12.2006].

Kontrakty długoterminowe, Dostępne na: [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty\\_dlugoterminowe\\_w\\_polskiej\\_elektr\\_oenergetyce\\_8211\\_geneza\\_stan\\_obecny\\_pe.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/16/1627/Kontrakty_dlugoterminowe_w_polskiej_elektr_oenergetyce_8211_geneza_stan_obecny_pe.html) [15.09.2006 r.]

Koszty osierocone, Dostępne na: [http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty\\_osierocone\\_stranded\\_costs.html](http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1070/Koszty_osierocone_stranded_costs.html) [18.09.2006]

Medema S. G. Mill, Sidgwick, and the Evolution of the Theory of Market Failure, University of Colorado, 2004, <http://www.utilitarian.net/sidgwick/about/2004070102.pdf/> [20.08.2007]

Mesures d'Utilisation Rationelle de l'Energie, Dostępne na: [www.mure2.com](http://www.mure2.com) [16.06.2007]

Misja CRE na <http://www.cre.fr/fr/presentation/missions> [10.02.2008].

Prognoza ludności na lata 2008-2035, GUS: [http://www.stat.gov.pl/gus/45\\_4514\\_PLK\\_HTML.htm](http://www.stat.gov.pl/gus/45_4514_PLK_HTML.htm) [1.11.2008].

Redukcja emisji CO<sub>2</sub> – Restytucja mocy, Dostępne na: <http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,5156989.html>; [30.04.2008]

Rynek energii, Dostępne na: <http://www.cire.pl/rynekenergii/ze.php?smid=201> [20.03.2008r.]

Schnichels D., Preliminary Report – Electricity, (<http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/elecpres.pdf>, slajd 2, [16.10.2008].

Słownik CIRE, Dostępne na: <http://sloownik.cire.pl/?id=769>, [16.04.2007].

Słownik energetyka, Vattenfall Poland SA, Dostępne na: [http://www.vattenfall.pl/www/vf\\_pl/vf\\_pl/199544vatte/235760przew/236063sxown/index.jsp](http://www.vattenfall.pl/www/vf_pl/vf_pl/199544vatte/235760przew/236063sxown/index.jsp) [23.06.2007].

Słownik Urzędu Regulacji Energetyki, Dostępne na: <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=37&id=1016&search=334> [12.12.2006 r.].

Statistics Nowary, [http://www.ssb.no/elektrisitet\\_en/arkiv/tab-2008-11-11-01-en.html](http://www.ssb.no/elektrisitet_en/arkiv/tab-2008-11-11-01-en.html) [22.102008].

Status der Bundesnetzagentur, [http://www.bundesnetzagentur.de/enid/7ea4f9f572d2ee89ad8438d4536fcf6c,0/Die\\_Bundesnetzagentur/Ueber\\_die\\_Agentur\\_sa.html](http://www.bundesnetzagentur.de/enid/7ea4f9f572d2ee89ad8438d4536fcf6c,0/Die_Bundesnetzagentur/Ueber_die_Agentur_sa.html), [15.12.2008].

Vattenfall Annual Report – Germany ([http://www.vattenfall.com/annual-reports/vf\\_com/2006/filter.asp?filename=page\\_019.html](http://www.vattenfall.com/annual-reports/vf_com/2006/filter.asp?filename=page_019.html)); [20.11.2008].

Webster's Online Dictionary, Dostępne na: <http://www.merriam-webster.com/dictionary/energy> [12.10.2006]

Wskaźniki elektroenergii, Dostępne na: [www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org) [15.06.2007r.]

[www.odyssee-indicators.org](http://www.odyssee-indicators.org) [15.06.2007r.]

Wypowiedź Ministra Gospodarki i Pracy - Jacka Piechoty, na 102 posiedzeniu Sejmu, dnia 5.05.2005r.; Stenogram dostępny na: <http://ks.sejm.gov.pl:8009/kad4/102/41022209.htm> [6.06.2006r.]

Wypowiedź wiceministra gospodarki - Tomasza Wilczaka podczas konferencji „Energetyka: inwestycje w sektorze elektroenergetycznym w Polsce” zorganizowanym przez Polskie Towarzystwo Wspierania Przedsiębiorczości. Warszawa, 29.11.2006., Dostępne na: [http://www.mgip.gov.pl/Wiadomosci/Energetyka/inwestycje\\_elekroenergetyka.htm](http://www.mgip.gov.pl/Wiadomosci/Energetyka/inwestycje_elekroenergetyka.htm) [20.12.2006]

Wypowiedź Z. Murasa – dyrektora Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych w URE podczas debaty: REDUKCJA EMISJI CO2 – RESTYTUCJA MOCY, 25 kwietnia 2008, Polska Agencja Prasowa, ul. Bracka 6/8, Warszawa; Dostępne na: (<http://gospodarka.gazeta.pl/gospodarka/1,33207,5156989.html>); [30.04.2008].

Zimny J., Konieczna zmiana polityki energetycznej Polski, Raport Fundacji Polska Droga, Dostępne na: <http://www.polska-droga.pl/print.php?what=article&id=50> [10.12.2006 r.]

Zimny J., Polska może być samowystarczalna energetycznie. Konieczna nowa wizja rozwoju społeczno-gospodarczego., Dostępne na: [http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J\\_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm](http://www.ojczyzna.pl/OP/ZIMNY-J_Polska-moze-byc-samowystarczalna.htm) [12.09.2007]

## SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1. Struktura organizacji sektora energetyki.....	35
Rysunek 2. Schemat powiązań uczestników rynku energii elektrycznej w kontekście wprowadzenia zasady TPA.....	45
Rysunek 3. Podmiotowy zakres funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki.....	53
Rysunek 3. Schemat systemu regulacyjnego Wielkiej Brytanii.....	111
Rysunek 4. Schemat systemu regulacji sektora energii w Norwegii.....	119
Rysunek 5. Schemat systemu regulacji w Danii.....	122
Rysunek 6. Schemat systemu regulacyjnego w Szwecji.....	125
Rysunek 7. Schemat struktury organów o uprawnieniach regulacyjnych w Niemczech.....	138
Rysunek 8. Schemat struktury modelu regulacji w Hiszpanii.....	143
Rysunek 9. Schemat struktury administracji kształtującej politykę energetyczną w Hiszpanii .....	144
Rysunek 10. Schemat systemu regulacyjnego we Francji.....	150
Rysunek 11. Obieg i funkcjonowanie środków finansowych.....	187
Rysunek 12. Sposób pozyskiwania opłat w okresie realizacji ustawy.....	188
Rysunek 13. Wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej.....	228

## **SPIS MAP**

Mapa 1. Schemat sieci przesyłowej w Polsce.....	225
Mapa 2. Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w Polsce.....	229