

INSTYTUT NA RZECZ EKOROZWOJU

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI

DEKLARACJE I RZECZYWISTOŚĆ

Autorzy

doc. dr hab. inż. Krzysztof Żmijewski
Politechnika Warszawska
przy współpracy
dr. Andrzeja Kassenberga
Instytut na rzecz Ekorozwoju

Pracę wykonano na zlecenie
Fundacji Heinricha Bölla, a jej wydanie zostało sfinansowane
przez Fundację Rozwoju Gminy Kleszczów
oraz uzyskało wsparcie firm ELNORD S.A. i Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o.

Warszawa
wrzesień 2006

Wydawca:

Instytut na rzecz Ekorozwoju
ul. Nabelaka 15 lok. 1, 00-743 Warszawa
tel. 22 851 04 02 do 04, fax 22 851 04 00
www.ine-isd.org.pl
e-mail: ine@ine-isd.org.pl

Redakcja techniczna:

Meetings Management
ul. Omulewska 24 lok. 6, 04-128 Warszawa
tel. 22 810 86 89, fax 22 810 89 08
www.meetingspoland.pl
e-mail: meetings@meetingspoland.pl

© Copyright by Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2006

ISBN 83-89495-01-5
ISBN 978-83-90495-01-3

Wydrukowano na papierze ekologicznym

SPIS TREŚCI

WPROWADZENIE	5
PODSTAWOWE PROBLEMY POLSKIEJ ENERGETYKI	5
POLSKA ENERGETYKA NA DRODZE OD CENTRALNEGO PLANOWANIA DO GOSPODARKI RYNKOWEJ	9
STAN I PERSPEKTYWY ROZWOJU SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W POLSCE	11
STAN I PERSPEKTYWY ROZWOJU SEKTORA GAZOWNICZEGO W POLSCE	13
INFRASTRUKTURA TECHNICZNA ELEKTROENERGETYKI	15
POLITYKA ENERGETYCZNA ORAZ JEJ STABILNOŚĆ W KONTEKŚCIE EUROPEJSKIM	17
ENERGETYKA ODNAWIALNA W POLSCE	20
POLITYKA ENERGETYCZNA A PROTOKÓŁ Z KIOTO	24
ENERGETYKA JĄDROWA	26
OGÓLNA OCENA ENERGOCHŁONNOŚCI GOSPODARKI POLSKIEJ	28
WPŁYW POLITYKI ENERGETYCZNEJ NA ROZWÓJ PRZEMYSŁU W POLSCE	29
GOSPODARSTWA DOMOWE	31
TRANSPORT	33
WNIOSKI I PROPONOWANE ROZWIĄZANIA DLA POLITYKI ENERGETYCZNEJ	35

SPIS TABEL

- Tabela 1.** Porównanie efektywności zatrudnienia w energetyce między Polską a koncernem E.ON w roku 2004
- Tabela 2.** Zużycie pierwotnych nośników energii i jego struktura w latach 1950 — 2001
- Tabela 3.** Struktura nośników do produkcji energii elektrycznej w Polsce, krajach OECD i UE, 2000
- Tabela 4.** Udział OZE w zużyciu pierwotnych nośników energii
- Tabela 5.** Moc zainstalowana w OZE na dzień 1 marca 2006 (dane URE)
- Tabela 6.** Produkcja energii elektrycznej w OZE w roku 2005 (dane URE)
- Tabela 7.** Opłacalność produkcji energii elektrycznej z poszczególnych OZE w obecnym systemie
- Tabela 8.** Porównanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej w poszczególnych OZE przy zwrocie kapitału gwarantującym opłacalność inwestycji (IRR 12%, IRR 15%) z maksymalną ceną zielonej energii uzyskiwaną przez producentów w roku 2005
- Tabela 9.** Całkowita emisja gazów cieplarnianych
- Tabela 10.** Całkowita emisja gazów cieplarnianych wg energetycznych źródeł emisji
- Tabela 11.** Zmiany struktury wytwarzania PKB pod względem udziału sektorów o różnej energochłonności wytwarzania PKB w latach 1988-2002
- Tabela 12.** Ogrzewanie mieszkań
- Tabela 13.** Zużycie energii na cele pracy przewozowej w transporcie w latach 1990, 1995 i 2000
- Tabela 14.** Polityka efektywności energetycznej Polsce - środki
- Tabela 15.** Ocena potencjału zmniejszenia zużycia energii w Polsce – przemysł

SPIS RYSUNKÓW

- Rysunek 1.** Zmiana struktury zużycia energii końcowej
- Rysunek 2.** Proces starzenia się bloków energetycznych
- Rysunek 3.** Ubytek mocy w systemie
- Rysunek 4.** Zbiorczy wykres prognozy cenowej.
- Rysunek 5.** Porównanie struktury zużycia energii w OECD, UE i Polsce
- Rysunek 6.** Tempo zmian energochłonności pierwotnej PKB i finalnej PKB wybranych krajów w latach 1996-2001
- Rysunek 7.** Tempo zmian energochłonności przemysłu w latach 1996 – 2001
- Rysunek 8.** Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu
- Rysunek 9.** Energochłonność przemysłu przetwórczego na tle wybranych krajów
- Rysunek 10.** Energochłonność gospodarki wybranych krajów
- Rysunek 11.** Stopień akceptacji społeczeństwa polskiego dla wykorzystania energii jądrowej do zaspokajania potrzeb energetycznych kraju w latach 1989–2004
- Rysunek 12.** Porównanie struktury zużycia energii w Polsce z UE i wybranymi krajami europejskimi – 2000
- Rysunek 13.** Dynamika intensywności energetycznej gospodarki
- Rysunek 14.** Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych
- Rysunek 15.** Zmiany wskaźnika zużycia energii w gospodarstwach domowych w przeliczeniu na 1 mieszkanie
- Rysunek 16.** Zmiany wskaźnika zużycia paliw w przeliczeniu na 1 samochód
- Rysunek 17.** Dynamika zużycia energii na cele przewozowe wg typów transportu, 2000/1990

WPROWADZENIE

Zaopatrzenie gospodarki i poszczególnych obywateli w energię stają się dzisiaj – w sytuacji rosnących cen ropy naftowej i występujących na świecie konfliktów oraz wyzwań ekologicznych, jakimi są np. zmiany klimatyczne – jednym z najważniejszych zadań państwa. Ma to czworaki wymiar: polityczny, gospodarczy, społeczny i ekologiczny. Jak pogodzić bezpieczeństwo energetyczne z niskimi cenami energii dla przedsiębiorstw i jej dostępnością dla szerokich rzesz społeczeństwa oraz wypełnieniem zobowiązań ekologicznych, takich jak np. Protokół z Kioto? Nie inaczej wygląda to w Polsce, w kraju o znacznych zasobach węgla, ale importującego ropę i gaz, o ciągle istniejących znacznych możliwościach oszczędzania energii i wzrostu efektywności energetycznej oraz posiadającego szanse na znaczny rozwój energetyki odnawialnej. Ciągłe pozostaje otwartym dylemat, w jakim kierunku ma iść polityka energetyczna państwa. Czy ma być odwzorowaniem potrzeb sektora zwłaszcza dużych przedsiębiorstw energetycznych, czy też ma być zbudowana w filozofii zrównoważonego rozwoju z uwzględnieniem interesu przyszłych pokoleń? Na dziś wyraźnie zarysowuje się dominacja dużych przedsiębiorstw w kształtowaniu polityki energetycznej państwa. Budowana jest ona z ich pozycji, a nie z pozycji obywatela czy interesu ogólnospołecznego, czego dowodem jest Polityka energetyczna Polski do roku 2025.

Celem niniejszego opracowania jest z jednej strony pokazanie jakie występują rozbieżności pomiędzy deklaracjami w zakresie polityki energetycznej w Polsce a rzeczywistością. Opracowanie koncentruje się na omówieniu podstawowych problemów sektora energetycznego w Polsce w rozbiciu na poszczególne jego elementy. Zawiera ono omówienie sytuacji odnawialnych źródeł energii oraz działań służących ochronie klimatu globalnego. W zakończeniu prezentowane są wnioski, co do potrzeby zmiany polityki energetycznej.

Instytut na rzecz Ekorozwoju serdecznie dziękuje za udzielone wsparcie ze strony: Fundacji Heinricha Bölla w przygotowaniu tego materiału i Fundacji Rozwoju Gminy Kleszczów za sfinansowanie niniejszej publikacji, jak i także firmom: ELNORD S.A. i Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o. Zawarte w tej publikacji treści wyrażają jedynie poglądy autorów i Instytutu.

PODSTAWOWE PROBLEMY POLSKIEJ ENERGETYKI

I. Głównym i podstawowym problemem polskiej energetyki jest jej niska wydajność (produktywność) na co nakłada się niska efektywność wykorzystania (użytkowania) energii.

- zużycie energii na mieszkańca jest w Polsce 2 razy mniejsze niż w UE;
- zużycie energii na jednostkę PKB jest w Polsce 2 razy większe niż w UE;
- sprawność elektrowni w Polsce 36.5%, a w UE 46.5%.

Tabela 1. Porównanie efektywności zatrudnienia w energetyce między Polską a koncernem E.ON w roku 2004

	E.ON	Polska
Zatrudnienie	39.5 tys.	120 tys.
Moc zainstalowana	34 GW	34 GW
Sprzedaż *	318 TWh	106 TWh

* E.ON sprzedaje ponad to 95 TWh gazu i ponad 200 mln m³ wody.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Raportu Rocznego za rok 2004 firmy E.ON i Rocznika Statystycznego GUS. 2005.

II. W polskiej energetyce istnieją ogromne dysproporcje techniczne, tzn. jej techniczna struktura nie jest odpowiednio dopasowana do potrzeb funkcjonalnych i wymagań odbiorców.

Elektroenergetyka

- nadmiar czynnych mocy zainstalowanych 34 GW wobec 25 GW niezbędnych mocy szczytowych tzn. 155% przy wymaganiach UCTE¹ 125% i trendach europejskich w kierunku 110%, a jednocześnie ogromna część tej nadwyżki jest nie tylko moralnie, ale i technologicznie zużyta;
- nieprawidłowa topologia sieci przesyłowej 400 kV – brak zamknięcia pętli północno-wschodniej (Olsztyn/Mątki – Ełk – Białystok/Narew) i północno-zachodniej (Szczecin/Krajnik – Poznań/Plewiska – Ostrów Wlkp.);
- słaba topologia generacji, brak źródeł na Północy, koncentracja na Południu;
- brak zapasowego systemu pomiarowego na przepływach pomiędzy Zakładami Energetycznymi na sieciach 110 kV;
- otwarta topologia sieci dystrybucyjnych 15 i 3 kV, a co za tym idzie bardzo słabe zasilanie regionów wiejskich (duże spadki napięcia nawet do 170 V, częste przerwy w dostawach, niestabilność napięcia);
- zła gospodarka mocą bierną w systemie, deficyt mocy biernej szczególnie na północnym-wschodzie.

Gazownictwo

- jednostronne kontrakty handlowe, brak dywersyfikacji – jednostronność zasilania sieci (praktycznie tylko ze Wschodu);
- niedostateczna wydolność połączeń granicznych;
- brak polskiej suwerenności nad „polskim” odcinkiem rurociągu jamalskiego (np. brak technicznego dostępu do pierwszej nitki – jest tylko jedno! przyłącze), co oznacza że praktycznie rurociąg ten jest eksterytorialnym korytarzem gazowym;
- zgoda na rezygnację z budowy drugiej nitki gazociągu jamalskiego przez Polskę pomimo, że Polska zapłaciła za to w kontrakcie typu „take or pay”;
- niedostateczny rozwój sieci dystrybucyjnych (niskociśnieniowych) – białe plamy na mapie zasilania w gaz;
- zdaniem polskich techników niedostateczna jest retencja systemu, brak zbiorników gazu, a co za tym idzie brak odpowiedniej rezerwy - ta niedogodność mogła by być wyeliminowana przez dobre kontrakty, ale te które mamy są złe.

Ciepłownictwo

- sieci ciepłownicze mają strukturę (technologię, potencjał i topologię) z okresu zwiększonego zapotrzebowania na ciepło oraz dawnych miejskich programów inwestycyjnych, nie zawsze zrealizowanych do końca;
- brak możliwości doboru poprawnej regulacji zwiększa straty ciepła;
- prędkości przepływu odbiegają znacznie od projektowanych, co sprzyja stratom ciepła;
- sprawna regulacja jakościowo-ilościowa jest rzadkością;
- zaledwie 20% sieci ma już rury wymienione na preizolowane;

¹ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

- źródła szczytowe oraz własne źródła skojarzone stanowią rzadkość;
- sprawność źródeł ciepła 50–93% (w UE 75–93%);
- ubytki wody w sieciach ciepłowniczych - 7 wymian/rok (w UE 1–3 wymian/rok);
- sprawność systemów ciepłowniczych 50–86% (w UE 70–91%).

III . Polska energetyka znajduje się w poważnym kryzysie ekonomicznym.

Elektroenergetyka

- wewnętrzna (krajowa) cena elektryczności jest wyższa od cen funkcjonujących w państwach sąsiadujących od wschodu (wpływa na to koszt utrzymania mocy nieproduktywnych i wysoka cena energii z KDT²);
- eksport jest możliwy tylko po cenach wynikających z kosztów marginalnych elektroenergetyki i górnictwa co rodzić będzie oskarżenia o dumping;
- możliwy napływ tańszej energii z zagranicy do ok. 20 TWh/a;
- rentowność kapitału w elektroenergetyce nie osiąga nawet minimalnych 7%;
- taryfy regulowane są głównie socjalnie;
- nie działa wolny rynek, na którym mogli by wygrać lepsi. Konkurencję blokuje twardy mechanizm rynku bilansującego (obsługuje on system a nie rynek) oraz duży udział energii z KDT;
- niska efektywność zatrudnienia, konieczny outplacement co najmniej 60–80% pracowników.

Gazownictwo

- krajowy koszt gazu np. dla chemii ciężkiej lub dla elektroenergetyki jest wysoki (uwzględniając niską efektywność energetyczną);
- rynek, a więc i konkurencja nie istnieją;
- PGNiG jest „mocne” wobec odbiorców krajowych i „słabe” wobec zagranicznego dostawcy.

Ciepłownictwo

- trwały trend ucieczki klientów od ciepła sieciowego;
- wysokie obciążenie budżetów domowych kosztami energii a szczególnie ogrzewania, udział kosztu energii w tych budżetach to ok. 10% (w UE 3–5%);
- bardzo niska rentowność kapitału;
- brak środków na inwestycje modernizacyjne i odtworzeniowe a i istniejące środki (amortyzacja + zysk) nie zawsze są w pełni wykorzystywane;
- słaba dywersyfikacja źródeł przychodów (około 5%);
- konieczny outplacement co najmniej 50% zatrudnionych.

² KDT - Kontrakty długoterminowe.

Górnictwo

- wysokie zadłużenie;
- tylko część kopalni odnotowuje zyski na działalności operacyjnej;
- zerowa lub ujemna rentowność;
- cena krajowa (loco porty) wyższa niż cena węgla z zagranicy.

IV. Polska energetyka stoi wobec wielkich wyzwań związanych z potrzebą dostosowania się do wymagań ochrony środowiska (pochodne Protokołów z Kioto, siarkowego i legislacji UE).

- niedopracowany do końca system zielonych certyfikatów np. zgoda na tzw. współspalanie drewna rębego kupowanego głównie w Lasach Państwowych;
- konserwatywne systemy podatkowe (brak podatku węglowo/energetycznego);
- duże opóźnienie we wdrażaniu mechanizmów handlu emisjami;
- brak mechanizmów wspierających BAT;
- nie funkcjonują dobrowolne zobowiązania, ani żadne inne podobne mechanizmy;
- firmy typu ESCO (realizujące TPF) są dyskryminowane.

V. Niefunkcjonująca lub niepełna legislacja utrudnia funkcjonowanie sektora, część rozwiązań jest wybitnie niedokończona, niektórych rozwiązań brak.

Planowanie energetyczne w gminach	<u>obowiązuje, ale nie działa;</u>
Zasada TPA w sieciach elektrycznych, gazowych i ciepłych	<u>obowiązuje, ale nie działa</u>
Kodeksy sieciowe – wprowadzane były kuchennymi drzwiami (poza prawem)	<u>nie obowiązując, działały blokując rynek, a obecnie częściowo pod kontrolą URE</u>
Rynek bilansujący	<u>istnieje ale rynek „intra day” nie działa, natomiast dla gazu nie istnieje</u>
Giełda energii	<u>istnieje ale prawie nie działa, natomiast dla gazu nie istnieje</u>
DSM, ESCO	<u>istnieją – nie działają</u>
Koszty osierocone – kontrakty długoterminowe	<u>problem ciągle nierozwiązany</u>
Transparentność regulacji	<u>nie istnieje</u>
Mechanizmy wspierania efektywności energetycznej	<u>nie istnieją bądź nie działają</u>
Etykiety i certyfikaty energetyczne	<u>nie działają w pełni lub nie istnieją</u>
Nowoczesne systemy zarządzania energią w budynkach i przemyśle	<u>nie istnieją</u>
Prawo regulujące inwestycje liniowe	<u>nie istnieje</u>

VI. W sektorze energetycznym, szczególnie w jego części sieciowej, w dalszym ciągu funkcjonuje kultura monopolu, a nawet urzędu.

- przedsiębiorstwa energetyczne nie są zorientowane na klienta;
- nie dokonano rozdzielania dystrybucji od obrotu;
- nie istnieją lub nie działają służby i techniki marketingowe, takie jak Customer Relation Management, Call Centre, Key Account Managers, etc;
- brak segmentowanej oferty uwzględniającej oczekiwania klientów; istniejąca segmentacja zależy wyłącznie od wolumenu odbioru i napięcia (ciśnienia) na przyłączeniu;
- nie funkcjonują programy lojalnościowe i promocyjne.

VII. Sektor energetyczny nie ma określonej strategii działania tzn. rozwoju, restrukturyzacji i prywatyzacji, a co za tym idzie żadnej takiej strategii nie realizuje lub realizuje wiele różnych - co na jedno wychodzi.

Z powyższych sześciu punktów wynika, że polska energetyka nie ma spolegliwego gospodarza, który dbał by o jej kondycję, tak aby mogła spełniać swoją podstawową funkcję – bycia krwioobiegiem gospodarki kraju. Niezależnie od rodzaju panującej opcji politycznej Państwo okazuje się niezdolne (w polskich warunkach) do sprawnego pełnienia funkcji właścicielskiej wykorzystując ją do osiągnięcia bieżących, krótkozasięgowych celów poza gospodarczych o horyzoncie nieprzekraczającym terminu nadchodzących wyborów.

Niestety także proces prywatyzacji nie uwzględnia wymogów strategii – co oczywiste, z uwagi na jej brak. Dla ustalenia uwagi przypomnieć należy, że strategia powinna identyfikować cele/problemy i wskazywać na sposoby ich osiągnięcia/rozwiązania – strategią nie są hasła o zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa i o ochronie uzasadnionego interesu odbiorców, jeżeli nie wspierają ich opisy dróg dojścia do tych, niewątpliwie słusznych, celów.

Polityka energetyczna nie jest zintegrowana z polityką gospodarczą, a także polityką ekologiczną, w tym dotyczącą ochrony klimatu globalnego.

POLSKA ENERGETYKA

NA DRODZE OD CENTRALNEGO PLANOWANIA

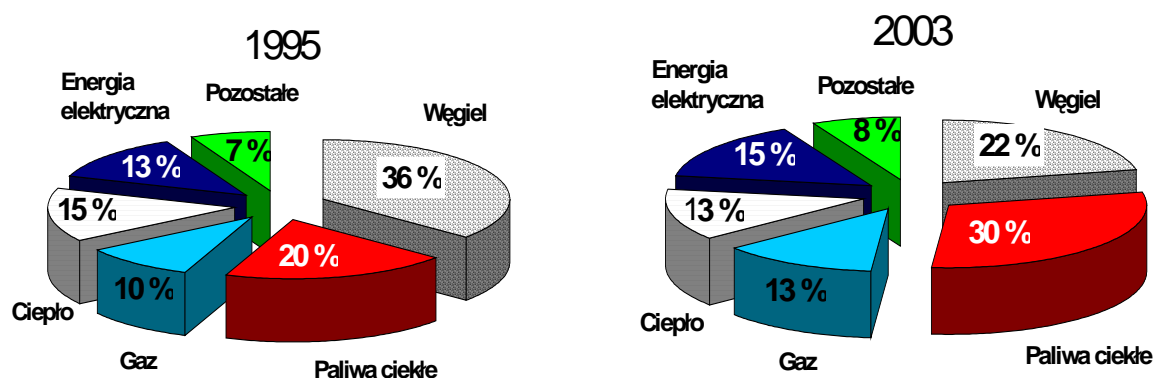
DO GOSPODARKI RYNKOWEJ

Sytuację energetyczną Polski można przedstawić jako stan przejściowy pomiędzy gospodarką centralnie planowaną, charakteryzującą się niską efektywnością energetyczną, wysoką energochłonnością, wysoką emisyjnością, monokulturą węglową i państwowym monopolem, a wysoko rozwiniętą gospodarką wolnorynkową, w której występuje wysoka efektywność energetyczna, niska energochłonność, niska emisyjność, dywersyfikacja paliw i źródeł energii oraz rozwinięty rynek energii z wieloma, głównie prywatnymi, podmiotami.

Miejsce Polski w procesie transformacji symbolicznie przedstawia analiza współczynnika intensywności energetycznej gospodarki. W 1990 r. wyniósł on 0,5 koe/€PKB, a w roku 2004 osiągnął 0,29 koe/€PKB czyli znacznie spadł, ale w dalszym ciągu jest prawie dwukrotnie wyższy od średniej europejskiej wynoszącej 0,15 koe/€PKB. Energetyka polska w dalszym ciągu oparta jest o krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, aczkolwiek w bilansie zużycia energii końcowej udział węgla spadł z 36% w roku 1995 do 22% w roku 2003 (Rys. 1).

Jednocześnie udział węgla w bilansie energii pierwotnej jest w dalszym ciągu wysoki, a to głównie w wyniku dominacji tego paliwa w sektorze elektroenergetyki (93%) i ciepłownictwie (80%).

Rysunek 1. Zmiana struktury zużycia energii końcowej



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G. *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Z tego właśnie powodu udział węgla w bilansie energii pierwotnej zmniejszył się z 73,1% w 1995 r. do 62,3% w 2001 r. (Tab. 2). Dla porównania, w tym samym 2001 r. udział węgla w bilansie energii pierwotnej krajów EU-15 wyniósł 15,5%.

Tabela 2. Zużycie pierwotnych nośników energii i jego struktura w latach 1950 — 2001

Nośniki energii	Lata																	
	1950		1960		1970		1980		1988		1990		1995		2000		2001	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Węgiel kamienny	1163,0	97,3	2117,7	92,9	2712,9	76,4	3789,9	73,3	3628,6	68,5	2695,3	63,9	2497,6	60,2	1941,1	50,9	1933,1	49,3
Węgiel brunatny	-	-	35,6	1,6	247,6	6,9	277,9	5,4	592,3	11,2	563,1	13,4	536,5	12,9	507,6	13,3	510,8	13,0
Ropa naftowa	22,2	1,9	95,0	4,2	316,2	8,9	678,5	13,1	618,7	11,7	530,7	12,6	560,0	13,5	768,5	20,2	770,2	19,6
Gaz ziemny	9,2	0,7	27,6	1,2	217,6	6,2	367,2	7,0	406,0	7,6	374,2	8,8	376,6	9,1	416,7	10,9	471,4	12,0
Energia odnawialna *)	1,3	0,1	3,3	0,1	55,4	1,6	59,7	1,2	53,5	1,0	53,7	1,3	177,7	4,3	178,5	4,7	239,7	6,1
Razem	1195,7	100,0	2279,2	100,0	3549,7	100,0	5173,1	100,0	5299,1	100,0	4217,0	100,0	4148,4	100,0	3812,4	100,0	3925,2	100,0

*) Łącznie z energią odpadową

Źródło: Opracowanie Zespołu ekspertów powołanego 30 stycznia 2003 r. przez Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej

Obecne władze deklarują chęć dywersyfikacji rodzajów paliw i źródeł dostaw, jednakże projektowane działania obiektywnie hamowane są przez rosnące światowe ceny ropy i gazu oraz przez

szczególną politykę energetyczną głównego dostawcy gazu dla Polski tzn. Rosji (używanie tzw. „broni gazowej” jako argumentu politycznego i wspomagająca to działanie budowa gazociągu po dnie Bałtyku – znacznie droższa od zarzuconego projektu Jamał II przez tereny wykupione w Polsce).

Na fizyczno-ekonomiczną strukturę paliw nakłada się prawno-własnościowa struktura rynku. Po symbolicznej prywatyzacji polskiego potentata gazowego PGNiG – 15,25% akcji w rękach rozproszonego akcjonariatu – firma ta w dalszym ciągu monopolizuje wydobywanie krajowe, obrót międzynarodowy i praktycznie dystrybucję do klientów końcowych. Przesył gazu jest w 100% w rękach państwowej firmy Gaz System.

W tej sytuacji formalnie obowiązujące w Polsce regulacje europejskiej Dyrektywy Gazowej w praktyce nie mają żadnego znaczenia, ponieważ odbiorca końcowy „może” wybrać pomiędzy dostawą od jednej lub od drugiej spółki-córki PGNiG. Tak skonstruowany „rynek” regulowany jest przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Ostatnie regulacje w zakresie obowiązku posiadania przez importerów odpowiednich rezerw magazynowych oddały władzę nad importem w ręce jedyne go posiadacza magazynów tzn. PGNiG SA.

W sektorze elektroenergetyki proces realnych zmian był znacznie bardziej zaawansowany. Rzeczywistej prywatyzacji uległy elektrociepłownie i kilka elektrowni systemowych, jak również dwie spółki dystrybucyjne. Sektor był też dość głęboko rozprzęgnięty (*unboundled*) tzn. funkcjonuje niezależnie wytwarzanie, przesył oraz obrót wraz z dystrybucją.

Aktualne projekty po przeprowadzeniu znacznej konsolidacji poziomej doprowadziły do sytuacji, w której w dystrybucji z 29 zakładów utworzono 5 oraz w wytwarzaniu stworzono 2 silne grupy wytwórcze, które mają obejmować – BOT 35-40% a PKE 12% produkcji. Po przeprowadzeniu integracji pionowej firmy te obejmą odpowiednio BOT 49-61 %, a PKE 19-26% dystrybucji. Tego rodzaju reforma oznacza zmianę aktualnej wartości indeksu Herfindahla-Hirschmana opisującego poziom koncentracji rynku w zakresie wytwarzania do wartości 1800-2000, a w zakresie dystrybucji do wartości 3200-4800, co oznacza w praktyce duopol (obecnie HHI dla wytwarzania jest równy ok. 1700 a dla dystrybucji 1384).³

Polska teoretycznie przygotowuje się do wymogów pełnego otwarcia rynku z dniem 1 lipca 2007 r., ale praktycznie żadne konkretne przedsięwzięcie w tym zakresie nie zostały jeszcze zrealizowane, a mianowicie nie rozdzielono m.in. spółek obrotu od spółek dystrybucyjnych – czego wymaga Dyrektywa Elektryczna. Nie rozwiązano kwestii procedury zmiany dostawcy, a w szczególności sposobu odczytywania liczników energii. Nie rozwiązano również kwestii bilansowania dostaw energii dla odbiorców chcących zmieniać dostawców. Rynek bilansujący, podobnie jak rynki giełdowe, zatrzymał się na etapie tzw. rynku dnia następnego, rynek dnia bieżącego (*intra day*) nie został uruchomiony. Dla porządku trzeba stwierdzić, że w przypadku rynku gazu nie ma ani obrotu giełdowego ani rynku bilansującego.

STAN I PERSPEKTYWY ROZWOJU

SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W POLSCE

Przyjęty w marcu 2006 r. „Program dla elektroenergetyki” zasygnalizował niektóre, ważne dla elektroenergetyki, problemy jednakże w swojej części konstruktywnej ograniczył się do poziomu ogólnych koncepcji narzędziowych (typu konsolidacja pionowa) i haseł (likwidacja kontraktów długoterminowych).

³ Na podstawie „Programu dla elektroenergetyki” oraz prezentacji KPMG dla Ministerstwa Skarbu.

Istotną słabością „Programu...” jest brak jasno sprecyzowanych celów, a w szczególności wpisania ich w szerszy zamysł rozwoju gospodarczego Polski. Zdaniem recenzentów niezależnych „Program...” koncentruje się bardziej na oczekiwaniach sektora niż na potrzebach kraju. Niewątpliwie poważnym problemem jest narastająca depresja inwestycyjna w sektorze. Depresja ta dotyczy nie tylko podsektora wytwarzania (potrzeby inwestycyjne rządu 20 mld € wg szacunków stowarzyszeń branżowych), lecz również przesyłu (słaba topologia sieci i brak połączeń transgranicznych), a przede wszystkim dystrybucji (potrzeby rządu 15 mld € wg szacunku PTPiREE). Właśnie sytuacja w tym ostatnim podsektorze definiuje stan bezpieczeństwa energetycznego kraju w odczuciu finalnego odbiorcy. Niestety, poza ogólnym stwierdzeniem o konieczności rozwoju sieci dystrybucyjnych „Program...” żadnych rozwiązań nie prezentuje. W szczególności nie odpowiada na dwa ważne pytania:

- Jak budować infrastrukturę w rejonach zapóźnionych w rozwoju, gdzie technika „*project finance*” nie zdaje egzaminu z powodu zbyt mało intensywnego odbioru?
- Jak dostosować infrastrukturę do wymagań funkcjonowania powszechnie dostępnego rynku energii elektrycznej?

Jest oczywiste, że taki rynek wymaga zasadniczej zmiany rozliczania dostaw z masowym odbiorcą końcowym. Docelowo rozwiązaniem jest stosowanie zdalnego odczytu, przejściowo oparcie rozliczeń o tzw. profile odbioru (wyznaczone przy pomocy metod statystycznych). Taki sposób postępowania zdał egzamin w Danii, w Polsce sprawa nie wykroczyła poza fazę specjalistycznych dyskusji.

Drugi problem strategiczny to całkowity niedorozwój rynku. W zakresie obrotu handlowego rynek w dalszym ciągu zdominowany jest przez kontrakty długoterminowe z PSE (ok. 33 %) oraz krótkoterminowe (do 1 roku) kontrakty spółek dystrybucyjnych z wytwórcami. Udział giełdy w obrocie hurtowym jest marginalny i nie przekracza 1,8%. Bałagan w zakresie regulacji obrazuje fakt, iż równoległe z giełdą i na podobnym poziomie obrotów aczkolwiek niezgodnie z prawem, bo bez koniecznego pozwolenia Ministra Finansów, funkcjonuje Platforma Obrotu Energią. Na jej działanie rząd i KPWiG patrzy przez palce.

O ile rynek hurtowy funkcjonuje słabo, to rynek detaliczny praktycznie nie funkcjonuje wcale. Na ok. 3,5 mln uprawnionych do swobodnego wyboru dostawcy z prawa tego mogło skorzystać zaledwie 70 (wg URE). Przyczyna nie leży w braku chęci, lecz w wielu, często pozaprawnych, utrudnieniach stawianych przed chcącym zmienić źródło dostawy – jednym z nich jest wymóg zmiany systemów pomiarowych na lepsze (i droższe), wymóg nieobowiązujący w przypadku dostaw od „starego” dostawcy.

Trzeci wreszcie problem, o wymiarze obejmującym całą gospodarkę, to bardzo niska efektywność energetyczna i elektroenergetyczna Polski. Nawet po uwzględnieniu przelicznika PPP (*Purchase Power Parity* – ok. 2,2) na wyprodukowanie jednego € Produktu Krajowego Brutto potrzebujemy ok. 2,5 razy więcej prądu niż kraje starej unijnej piętnastki. I jest tak pomimo spadku elektrochłonności w wielu elektro-intensywnych gałęziach przemysłu (pozytywna korelacja z prywatyzacją jest tu bardzo silnie widoczna). Pomimo pewnej poprawy w dalszym ciągu nie osiągamy europejskiego poziomu jednostkowej efektywności elektroenergetycznej procesów technologicznych (*Best Available Technology* - BAT), struktura gospodarki przechylona jest na stronę przemysłów ciężkich przy niedorozwoju gałęzi hi-tech i usług. Również efektywność wykorzystania energii w sektorze komunalno-bytowym odstaje od standardów unijnych, i to często dość znacznie. Na niską efektywność użytkowania nakłada się niska efektywność produkcji netto.

Niska wydajność przekłada się bezpośrednio na wysoką emisyjność polskiej elektroenergetyki. Według stanu na dziś krytyczne jest osiągnięcie limitów emisji SO₂ przyjętych przez nas w Traktacie Akcesyjnym. Na horyzoncie znajdują się problemy z emisją NO_x, a w przypadku szybszego rozwoju gospodarki również CO₂. Już dziś można oczekiwać dyskutowania ceny prawa do emisji (ok. 16,5 €/t CO₂)⁴ w cenie energii (ok. 25 €/MWh) – proces ten wyraźnie widoczny jest w krajach UE-15.

⁴ Cena z 13 lipca 2006 r.

Przy braku pomysłów na rozwiązywanie problemów istotnych dla polskiej gospodarki i jej konkurencyjności na rynkach globalnych rząd skoncentrował się na problemie organizacyjnym tzn. na przeprowadzeniu konsolidacji pionowej. Konsolidacja ta posłużyć ma jako narzędzie przeprowadzenia brutalnej akumulacji kapitału w drodze drastycznych podwyżek cen – oczekiwać można wzrostu hurtowych cen prądu o ok. 50% podobnie jak w Czechach, gdzie w ubiegłym roku przeprowadzono podobną operację. „Program...” nie odnosi się do innych pomysłów na akwizycję kapitału – np. do koncepcji „tęczowej certyfikacji energii” zezwalającej na podobny rezultat z niższym ryzykiem i niższym kosztem.

Z punktu widzenia konsumenta lista fundamentalnych problemów wygląda nieco inaczej. Na pierwszym miejscu znajduje się zagrożenie drastycznym wzrostem cen wyzwolonym przez konsolidację. Punkt drugi to niska jakość i niepewność dostaw na obszarach słabej zurbanizowanych (wsie i miasteczka). Punkt trzeci to monopolistyczne podejście do konsumenta, a przede wszystkim brak możliwości wyboru produktu/marki/dostawcy, choćby takiego jak w „sąsiedniej” telekomunikacji. Jedną z możliwości jest rozwój lokalnej energetyki rozproszonej – z wykorzystaniem potencjału gmin, środków unijnych, lokalnego biznesu i lokalnych banków (np. spółdzielczych). Rząd nie proponuje narzędzi wspierających ten kierunek rozwoju, lecz zamiast tego chce przekonać społeczeństwo do budowy niezwykle kosztownych elektrowni jądrowych. Jedyna realna w polskich warunkach alternatywa – tzn. technologie czystego węgla – nie jest wspierana poprzez nakłady na badania i wdrożenia.

Słabość polskiej elektroenergetyki to w dużym stopniu efekt słabej legislacji i regulacji. Poprawy wymagają zasady funkcjonowania rynku bilansującego (np. wprowadzenie rynku *intra-day*, tzn. dnia bieżącego), zasady budowy przyłączy, zasady opomiarowania, transparentność rynku (obecnie określana na zaledwie 51% wg oceny Komisji Europejskiej), stosowanie *benchmarkingu* w regulacji. Jednym z głównych zadań jest sprawne i szybkie przeprowadzenie *unbundlingu*, czyli rozdzielenia obrotu i dystrybucji, bez czego nie ma najmniejszych szans na śladowe choćby zadziaływanie konkurencyjnego rynku detalicznego.

Do wymienionego dotychczas katalogu spraw do zrobienia dodać trzeba przeprowadzenie rzeczywistej restrukturyzacji sektora (w tym restrukturyzacji zatrudnienia) oraz dokończenie jego prywatyzacji. Decyzji politycznej wymaga wybór kolejności działań przy pełnej świadomości, że jeśli łatwiej, to taniej (sprzedamy), a jeśli drożej, to trudniej (zrestrukturyzować), czyli odpowiedzi na pytanie czy państwo potrafi skutecznie zrestrukturyzować sektor. Dotychczasowa odpowiedź jest wysoce negatywna. Przytoczone w Tabl. 1. porównanie obrazuje wyższą efektywność pracy, jak i znacznie wyższą płynność niemieckiego rynku.

Wszystko wskazuje na to, że brak działań lub prowadzone w ich zastępstwie działania maskujące doprowadzą do silnego kryzysu w sektorze, w tym do skoku cen, w latach 2008-2010. Efektem będzie m.in. upadek energochłonnych gałęzi polskiego przemysłu i spadek konkurencyjności wielu pozostałych.

STAN I PERSPEKTYWY ROZWOJU **SEKTORA GAZOWNICZEGO W POLSCE**

Istotnym problemem polskiej energetyki jest słaba kondycja jej infrastruktury technicznej. W sektorze gazowym borykać się musimy z jednostronnością kierunku dostaw (tylko ze Wschodu), brakiem terminali LNG, niezagospodarowaniem wielu lokalnych źródeł gazu tzw. pozasystemowego (szczególnie zaazotowanego). Ponad to na gazowej mapie Polski w dalszym ciągu istnieją białe plamy, na których nie ma sieci średnich i niskich ciśnień (dystrybucyjnej). Praktycznie nie istnieje elektroenergetyka gazowa (zaledwie ok. 3% w bilansie elektroenergetycznym kraju). Stwierdzenie to szczególnie dotyczy elektroenergetyki rozproszonej tzn. źródeł dołączonych do sieci średnich i niskich napięć.

Przyjęty 5.10.2004 roku „Program restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” nie przedstawia jednoznacznego celu i formy organizacyjnej do jakiej mają doprowadzić główną firmę sektora gazowego działania restrukturyzacyjne i prywatyzacyjne w latach 2004-2006. Działania prowadzące do dostosowania sektora do Dyrektywy 55/03/WE spowodowały wydzielenie Operatora Systemu Przesyłowego, który obecnie jest 100% spółką skarbu państwa po nazwę OGP GAZ-SYSTEM Sp. z o.o. W chwili obecnej Spółka ta przejęła w postaci majątku od PGNiG SA ok. 10% gazociągów przesyłowych, a pozostałe użytkuje w formie leasingu.

PGNiG S.A. obecnie odpowiada za krajowe wydobycie ropy i gazu ziemnego, zakup gazu z importu, sprzedaż gazu do odbiorców przemysłowych oraz odpowiada za jego dystrybucję do pozostałych grup odbiorców poprzez swoje spółki-córki. Na terenie Polski działa jeszcze kilkanaście prywatnych lokalnych spółek zajmujących się dystrybucją gazu ziemnego, jednakże w większości gaz ten kupowany jest od PGNiG S.A. (gaz sieciowy wysokometanowy, ale częściej gaz zaazotowany ze złóż w zachodniej Polsce). Równoległe do wydzielenia Operatora Systemu Przesyłowego, w strukturach sześciu spółek dystrybucyjnych wydzielono oddziały zajmujące się wydzieleniem operatorów systemu dystrybucyjnego.

W kwietniu 2006 roku, po prawie pięciomiesięcznym okresie działalności PGNiG S.A. bez prezesa, podjęto decyzję stawiającą pod znakiem zapytania działania prowadzone od 2004 roku w zakresie wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych. Zaproponowano wydzielenie obrotu ze spółek dystrybucyjnych i scentralizowanie go w ramach działalności Centrali PGNiG S.A.. Zasada wydzielenia obrotu posiada logiczne uzasadnienie i jest znacznie łatwiejsza od wydzielenia operatora systemu dystrybucyjnego, m.in. z uwagi na sprawy podatkowe. Proponowane włączenie wydzielonego obrotu do wspólnych działań Centrali PGNiG S.A. stawia znaki zapytania przed przeprowadzeniem tego rodzaju operacji. Pozostawienie podstawowej działalności, jaka jest obsługa systemu dystrybucyjnego, w rękach wydzielonych spółek dystrybucyjnych pozwala pozostawić majątek, zasoby kadrowe oraz działające obecnie struktury bez zmian, jakie musiałyby powodować wydzielenie ze spółki niezależnego operatora. Wydzielenie obrotu, które wynika z zapisów Prawa Energetycznego w ślad za Dyrektywą 55/03/WE jest znacznie łatwiejsze, ponieważ wymaga przekazania co najwyżej niewielkiego majątku umożliwiającego dalszą ciągłą obsługę klientów otrzymujących gaz z sieci dystrybucyjnej. Jednakże scentralizowanie obrotu gazem w jednej ogólnopolskiej spółce spowoduje cofnięcie się w działaniach konkurencyjnych, do jakich zmuszone byłyby oddzielne podmioty konkurujące cenowo, a działające początkowo w sześciu regionach Polski. Działanie takie jest obroną monopolistycznej pozycji na rynku przed konkurencją i powrotem do ujednoczenia cen za gaz ziemny, które mogą w następstwie różnić się tylko wielkością stawki przesyłowej w poszczególnych regionach działalności wydzielonych operatorów.

W 2006 r. zgodnie z „Programem restrukturyzacji...” powinna zostać przeprowadzona analiza zasadności wydzielenia części poszukiwawczo wydobywczej. Wydzielenie tej działalności jako spółki doprowadzi do zrównania kosztów zakupu gazu z zagranicy i z wydobycia własnego, co oznaczać będzie znaczny wzrost cen, bo do chwili obecnej niższa cena dostaw krajowych umożliwiała ograniczenie drastycznych podwyżek cen gazu.

Wydaje się, że niezależnie od analiz ekonomicznych właściwym byłoby jednoznaczne określenie, czy i za co ma odpowiadać największa spółka sektora i jaki cel ma realizować w polskim sektorze energetycznym, zwłaszcza w sytuacji rozwijającej się konkurencji na europejskim, liberalizującym się rynku oraz tworzeniu się bardzo silnych, ponad narodowych struktur energetycznych, takich jak E.ON, RWE, Gaz de France, Suez itp. Zasadnymi do zadania są następujące pytania: Jaki byłby cel wydzielenia spółki poszukiwawczo-wydobywczej? Co oprócz ewentualnego celu prywatyzacyjnego można by osiągnąć? Czy opłacalne w dalszej perspektywie byłoby wydzielenie tego sektora?

Pozostawiając w PGNiG S.A. poszukiwania i wydobycie wraz z obsługą zakupów gazu z zagranicy, można by w oparciu o te elementy doprowadzić do zaistnienia spółki na rynku zagranicznym, nie tylko europejskim, z chwilą rozwinięcia działalności w zakresie poszukiwania i wydobycia ropy i gazu w innych krajach, takich jak Afryka Północna lub kraje WNP.

Rozwijanie własnego wydobycia do wielkości 5,5-6 mld m³ oraz uzyskanie możliwości wydobycia gazu za granicą będzie jedną z najskuteczniejszych form dywersyfikacji dostaw przy

jednoczesnym wyjaśnieniu ekonomicznych i handlowych podstaw do dostarczania gazu skroplonego na wybrzeże Morza Bałtyckiego. W chwili obecnej trudne do oceny są projekty dostaw gazu z Norwegii gazociągami bezpośrednimi.

Sieć przesyłowa jest tylko w jednym punkcie połączona z niemiecką siecią przesyłową z możliwością dostaw do Polski w rejonie Zgorzelca, co umożliwia dostawę ok. 1 mld m³ gazu rocznie. W lutym br. Zarząd PGNiG SA podjął kontrowersyjną decyzję o wstrzymaniu budowy połączenia z niemieckim systemem gazowniczym na wysokości Szczecina, które miało zapewnić możliwość przesyłania gazu do Polski, jak i z Polski do Niemiec. W uzasadnieniu podano, że najpierw muszą zostać zrealizowane projekty dywersyfikacji dostaw, a dopiero później połączenia z systemem europejskim. Nie znajduje to logicznego uzasadnienia (zwłaszcza w przypadku mechanizmu solidarnego wspierania kryzysów w Unii Europejskiej zaproponowanego w „Pakcie Trzech Muszkieterów” lansowanym przez Rząd RP). W chwili obecnej niezbędne dla dalszego rozwoju gazownictwa polskiego jest uzyskanie jak największej liczby połączeń z siecią gazowniczą krajów Unii Europejskiej, co umożliwi kreowanie konkurencyjnego rynku, zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego.

Kolejną sprawą, która może mieć wpływ na dalsze funkcjonowanie sektora, jest sprawa akcji dla pracowników, wynikająca z przywilejów zawartych w ustawie o komercjalizacji przedsiębiorstw państwowych. Uzgodnienia, jakie zapadły pomiędzy przedstawicielami Rządu RP w roku 2005 i 2006 wskazują na sprzedaż pierwszej akcji PGNiG S.A. (nie chodzi tu o podwyższenie kapitału, co miało miejsce 23.09.2005 r.) nie później jak na przełomie 2006 i 2007 roku tak, aby pracownicy mogli objąć akcje w pierwszym kwartale 2007. Wstrzymywanie tej operacji może doprowadzić do konfliktu ze związkami zawodowymi.

INFRASTRUKTURA TECHNICZNA ELEKTROENERGETYKI

W sektorze elektroenergetycznym problemy zapóźnienia energetycznego występują zarówno w sektorze dystrybucji i przesyłu, jak i w sektorze wytwarzania.

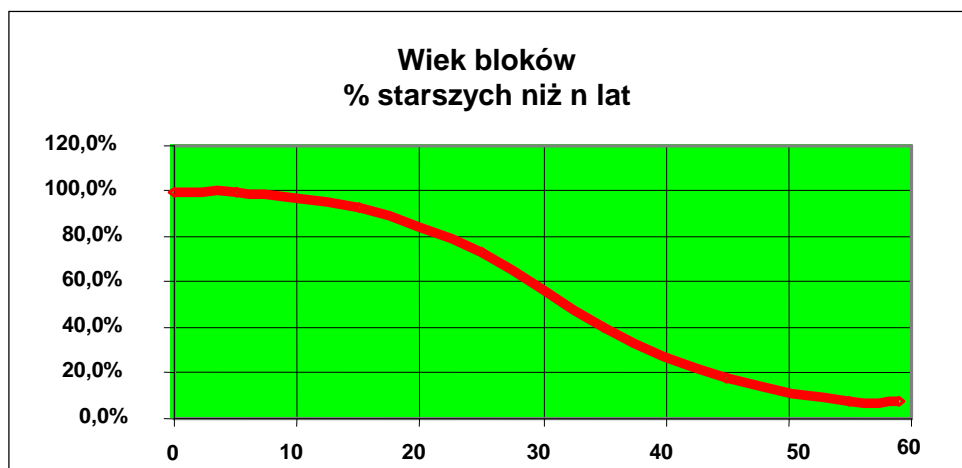
Potrzeby inwestycyjne dystrybucji oceniane są na ok. 15 mld PLN (5 mld €) potrzebne na domykanie sieci średnich napięć, które w dalszym ciągu często mają charakter promieniowy oraz na modernizację sieci niskonapięciowych, gdzie zdarza się, że napięcie spada poniżej 190V. Jak już wspomniano wcześniej, sieci lokalne nie są wspierane przez rozproszone, lokalne źródła energii (w tym odnawialne).

Sieci przesyłowe wymagają strategicznego domknięcia pętli Północ-Wschód i pętli Północ-Zachód. Potrzebna jest budowa linii równoleżnikowej wzdłuż autostrady A2, a przede wszystkim budowa połączeń transgranicznych zarówno Polska-Wschód (Litwa, Ukraina), jak i Polska-Zachód (Niemcy, Czechy). Budowa tych połączeń jest warunkiem koniecznym energetycznej integracji Polski z Unią w ramach Europejskiego Zjednoczonego Rynku Energetycznego. Inwestycje w przesył wymagają środków rzędu 1,5 - 2 mld €.

Osobnym problemem jest konieczność odbudowy sektora wytwarzania. Pomimo „papierowego” nadmiaru mocy, wynoszących prawie 35 tys. MW mocy zainstalowanej wobec oryginalnej mocy szczytowej równej prawie 25 tys. MW, okazuje się, że część 10 tys. MW nadmiaru mocy jest rezerwą fikcyjną, praktycznie nie do uruchomienia. Wartość tej ciemnej liczby stale rośnie w miarę starzenia się bloków energetycznych instalowanych 40, 30 lat temu. Zjawisko to zilustrowane jest na Rys. 2. i Rys. 3. *Brownout* (prawie *Blackout*) z czerwca 2006 roku i kryzysy z lipca tego samego roku w dramatyczny sposób ujawniły praktyczne konsekwencje takiej sytuacji.

We wstępnej fazie budowy znajduje się tylko 1 blok – 464 MW w Pątnowie II, a w zaawansowanym przygotowaniu dwa bloki 460 MW Łagisza i 833 MW Bełchatów II – łącznie daje to zaledwie 1757 MW nowej mocy, wobec potrzebnych 3000 do 5000 MWe.

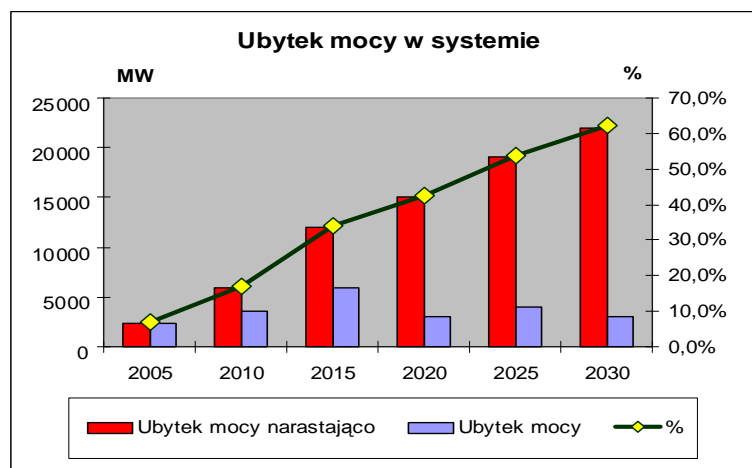
Rysunek 2. Proces starzenia się bloków energetycznych



Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy*. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University

Rys. 3. pokazuje, że już dzisiaj 40% bloków na ponad 35 lat, co jest energetyczną emeryturą, a 10% ma ponad 50 lat (co jest równoważne ich technicznej śmierci). Należy podkreślić, że proces starzenia się materiału i związane z nim zjawiska (pełzanie, odkształcenia reologiczne itp.) mają charakter fizyczny, a więc obiektywny i nie dają się zatrzymać lub zniwelować np. za pomocą generalnego remontu.

Rysunek 3. Ubytek mocy w systemie



Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy*. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University

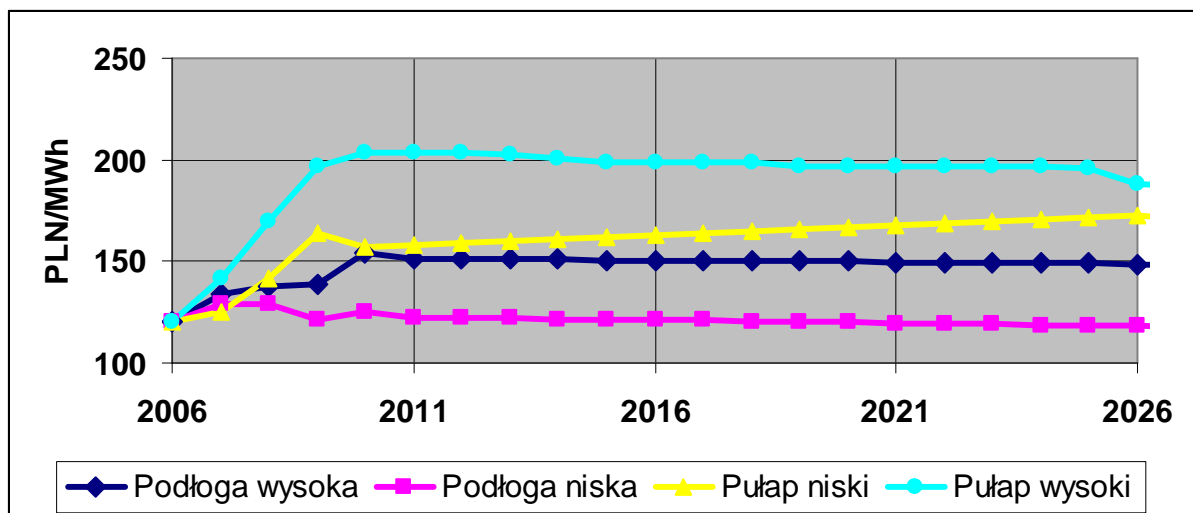
Braki energii na rynku bilansującym mogą się pojawiać po spadku mocy dyspozycyjnej do poziomu 1,1 mocy szczytowej (tzn. ok. 27,5 tys. MW), tzn. najpóźniej w 2013 roku, a braki mocy w systemie (zagrożenie wyłączeniami) po spadku mocy do poziomu szczytowego (25 MW), tzn. dwa lata później. Jest bardzo możliwe, że kryzys mocy może pojawić się wcześniej, jeżeli wzrost gospodarczy wywoła większy niż 1% wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

Niewielka korekta rzeczywistego ubytku mocy w chwili obecnej (tzn. początek 2006 r.) tzn. wzrost z 2500 MW do 5000 MW przesuną daty krytyczne z roku 2011 na rok 2008 (kryzys energii) i z 2013 r. na 2010 (kryzys mocy).

Istotny problem w sektorze pojawi się, gdy nastąpi synergiczna zbieżność obu opisanych zjawisk, czyli gdy na uwarunkowany prawami fizyki proces wypadania bloków z obiegu nałoży się, uwarunkowany prawami biznesu, proces wycofywania się z produkcji. Jeśli działania takie podejmą tylko całkowicie niezależne od Skarbu Państwa Elektrownie Rybnik i Połaniec to z systemu wypadnie ~3360 MW, a jeśli dodatkowo PAK, to łącznie ~6000 MW. W tym scenariuszu kryzys energetyczny nastąpić może już w 2007 r., a kryzys mocy w roku 2009.

Rys. 4 ilustruje dynamikę hurtowych cen energii elektrycznej na wolnym rynku w czterech różnych wariantach. Prognozy te otrzymane zostały metodami kosztowymi (podłoga niska i wysoka) oraz rynkowymi (pułap niski i wysoki). Poziomym odniesieniem jest aktualna średnia cena na rynku hurtowym wynosząca ok. 120 PLN/MWh (z akcyzą). Linia „podłoga niska” przedstawia poziom cen 113 PLN/MWh, poniżej którego bardziej opłacalnym staje się zaniechanie produkcji i sprzedaż uprawnień do emisji (tzn. w kategoriach ekonomicznych produkcja jest całkowicie nieopłacalna). Wartość średnia tych prognoz kształtuje się na poziomie 157-158 PLN/MWh, co oznacza podwyżkę o ok. 30%. Realizacja Programu może się skończyć wejściem na ścieżkę „pułapu wysokiego”.

Rysunek 4. Zbiorczy wykres prognozy cenowej



Źródło: K. Żmijewski. *Security through Efficiency a demand for Energy Policy*. Presentation on Conference. The Future of European Energy Security. Organized by Tischner European University.

POLITYKA ENERGETYCZNA ORAZ JEJ STABILNOŚĆ W KONTEKŚCIE EUROPEJSKIM

Europejska polityka energetyczna rozwija się w dwóch, w dużym stopniu przeciwstawnych, kierunkach. Kierunek oficjalny to kierunek liberalizacji rynków energii i budowa jednolitego europejskiego rynku energii. Kierunek ten rzeczywiście realizowany jest w niektórych państwach europejskich (Wielka Brytania, Skandynawia). W większości pozostałych regulacje europejskie wprowadzane są na poziomie formalnym tzn. absorbowane przez krajową regulację, natomiast na

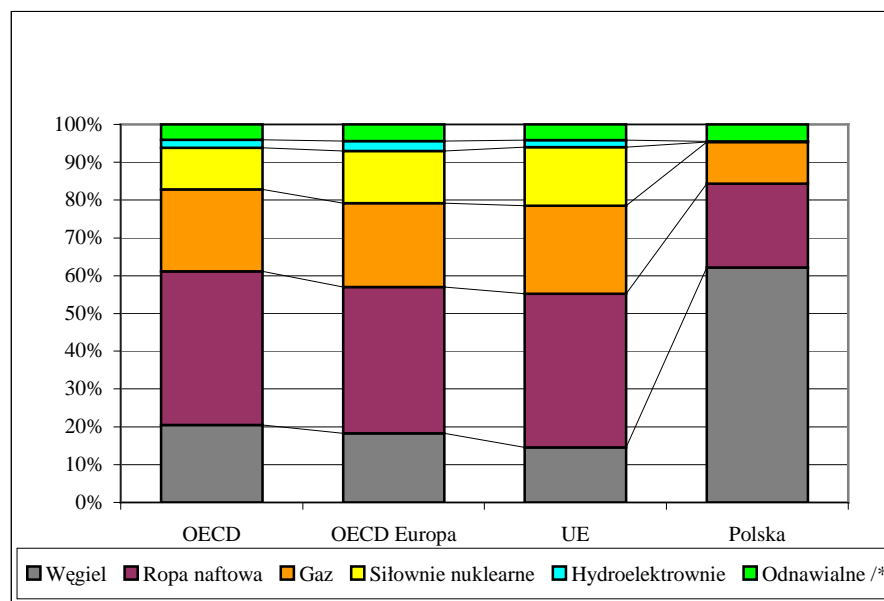
poziomie faktycznym liberalizacją, rozumiana jako realne prawo wyborcy do wyboru dostawcy, blokowana jest przez utrzymywanie (jak np. we Francji) lub tworzenie (jak w Czechach) tzw. narodowych championów dominujących swoje rynki narodowe. Taką właśnie sytuację mamy w Polsce.

Polityka europejska, o ile będzie konsekwentnie realizowana, może wpłynąć na wzrost konkurencyjności europejskiego przemysłu poprzez wzrost jego efektywności, w tym efektywności energetycznej. Drugi element to optymalizacja kosztów ochrony środowiska i szansa na paneuropejską optymalizację kosztów bezpieczeństwa energetycznego. Szanse te zostaną zrealizowane tylko wtedy, gdy Europejski Jednolity Rynek Energii rzeczywiście, fizycznie powstanie. Ogólnoeuropejska niechęć do budowy połączeń transgranicznych szansie tej rokuje nienajlepiej. Wyjątkiem jest tu Skandynawia.

Stosunki na wschodniej flance Europy mogą mieć istotne znaczenie nie tylko dla sytuacji energetycznej Europy, lecz również dla wpłynąć mogą na wewnętrzne relacje pomiędzy członkami Unii. Jedynym realnym sposobem minimalizacji takich zagrożeń jest dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw. Dla stabilizacji Europy Wschodniej konieczne jest ścisła współpraca Europa-Ukraina. Przy okazji trzeba wspomnieć o pozostającej w planach energetycznej integracji Państw Bałtyckich. Deklaracja prezydentów Polski i Litwy z września 2006 r. zapala tu niewielkie światełko nadziei.

Rysunki od 5 do 9 oraz tablica 3 obrazują sytuację Polski na tle innych krajów w zakresie: zużycia energii, jej produkcji oraz energochłonności.

Rysunek 5. Porównanie struktury zużycia energii w OECD, UE i Polsce



*/ - w kategorii odnawialne ujęto energię: geotermalną, słoneczną, wiatrową, spalane paliwa odnawialne i odzyskiwane ciepło odpadowe

Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA 2002.

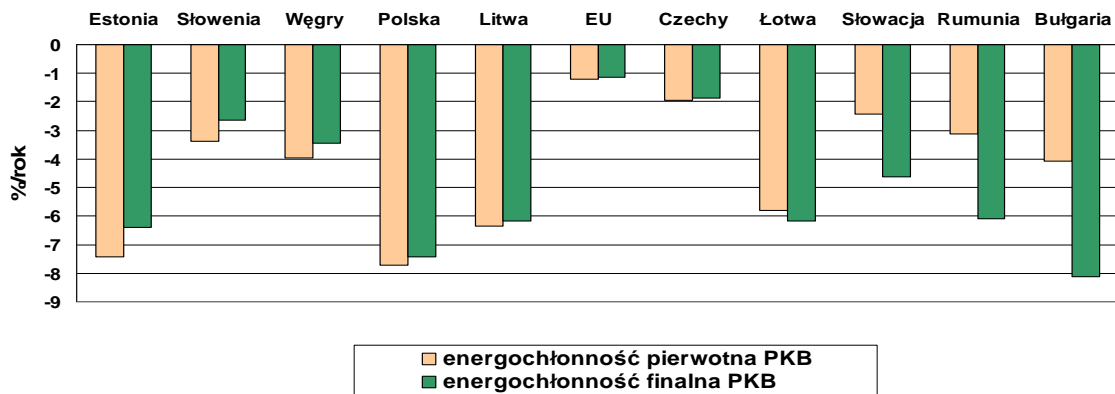
Tabela 3. Struktura nośników do produkcji energii elektrycznej w Polsce, krajach OECD i UE, 2000

Organizacja /Kraj	Jedn.	Prod. Całkowi a	Węgiel	Ropa naftowa	Gaz	Siłownie nuklearne	Hydro- elektrownie	Odnawialne */
OECD	GWh	9629305	3738487	601689	1516937	2246349	1315461	210382
	%	100%	38,8%	6,2%	15,8%	23,3%	13,7%	2,2%
OECD Europa	GWh	3194778	948995	178421	509892	934411	543008	80051
	%	100%	29,7%	5,6%	16,0%	29,2%	17,0%	2,5%
UE	GWh	2572348	704425	161009	449426	863901	318575	75012
	%	100%	27,4%	6,3%	17,5%	33,6%	12,4%	2,9%
Polska	GWh	143173	137580	1905	1029	0	2105	554
	%	100%	96,1%	1,3%	0,7%	0,0%	1,5%	0,4%

*/ - w kategorii odnawialne ujęto energie geotermalną, słoneczną, wiatrową, spalane paliwa odnawialne i odzyskiwane ciepło odpadowe

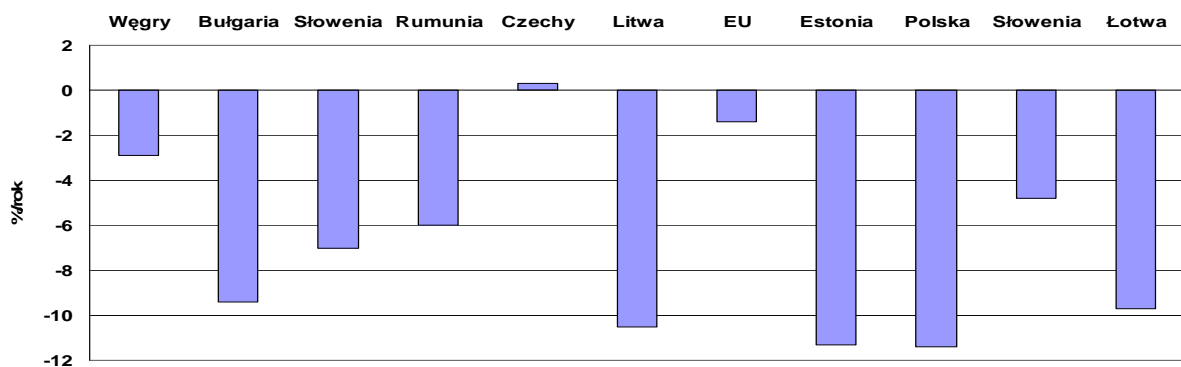
Źródło: Energy Balances of OECD Countries, IEA 2002.

Rysunek 6. Tempo zmian energochłonności pierwotnej PKB i finalnej PKB wybranych krajów w latach 1996-2001



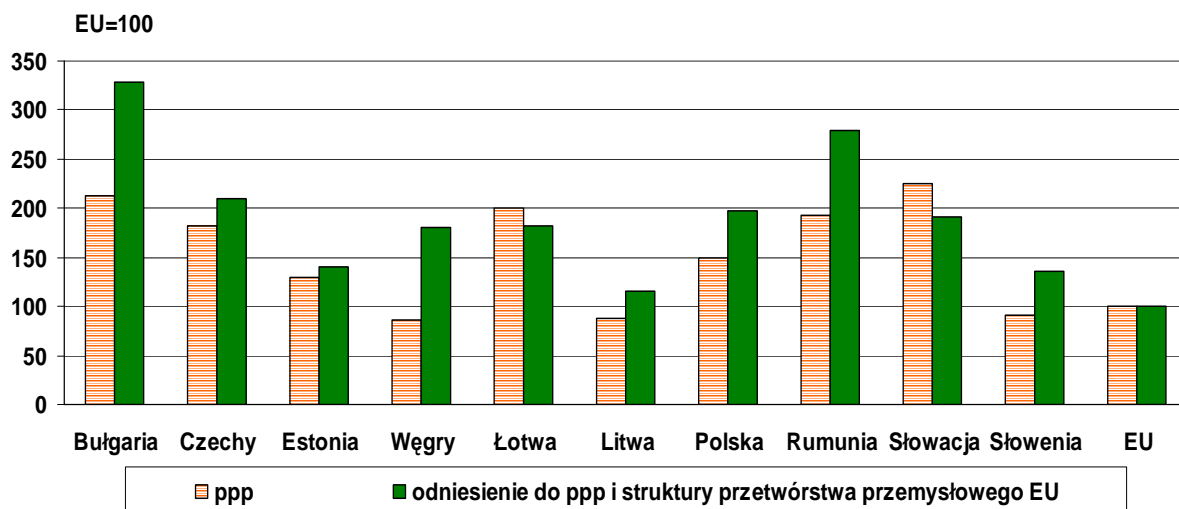
Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Rysunek 7. Tempo zmian energochłonności przemysłu w latach 1996 - 2001



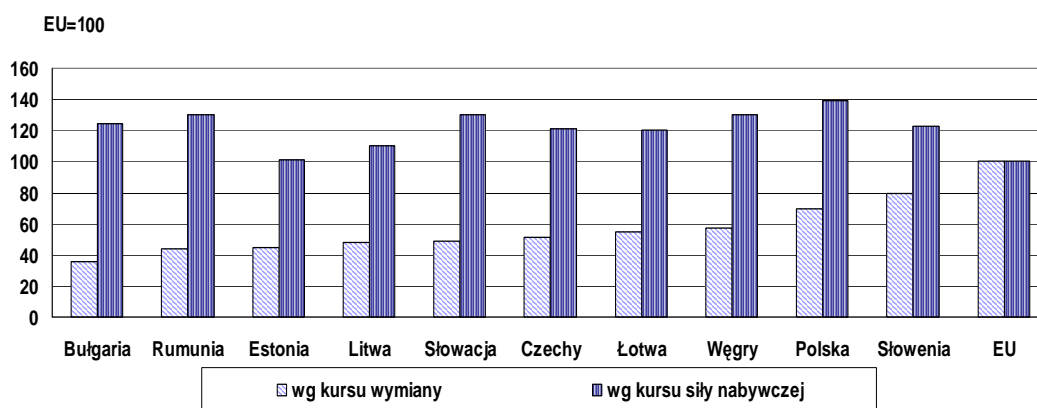
Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Rysunek 8. Energochłonność przemysłu przetwórczego na tle wybranych krajów



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Rysunek 9. Energochłonność gospodarki wybranych krajów



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

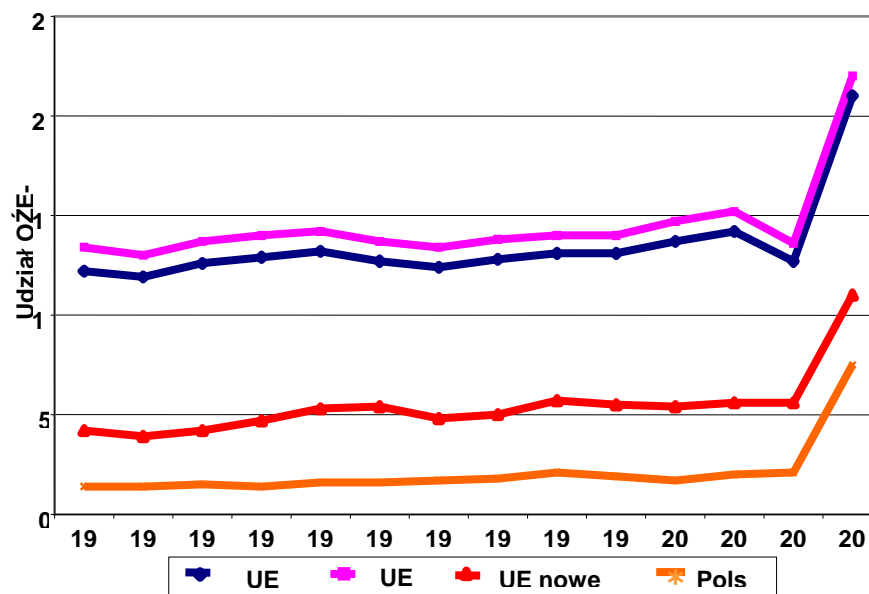
ENERGETYKA ODNAWIALNA W POLSCE⁵

Według oceny ekspertów techniczne możliwości wykorzystania energii odnawialnej w Polsce wynoszą 1750 PJ tj. 47% udziału obecnego zużyciu nośników energii pierwotnej, a rozkłada się to na 43% biomasy, 28% energetyka wodna, 25% energetyka słoneczna, 13% energia geotermalna i 16% energetyka wiatrowa. Natomiast w zakresie produkcji energii elektrycznej techniczne możliwości w 2025 r. wynoszą 20,4 TWh, z tego 8 TWh/a przypada na energetykę wodną, 7,8 TWh/a na wiatrową, a 4 TWh/a na

⁵ Przygotowano w oparciu o materiały Europejskiego Centrum Energetyki Odnawialnej i Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii.

biomasę. W roku 2004 udział energetyki odnawialnej wynosił jedynie 4.71% udziału w zużyciu nośników energii pierwotnej, a udział jej w produkcji energii elektrycznej wynosił ok. 2%. Poniżej zestawienia obrazujące moc zainstalowaną w OZE w zużyciu nośników pierwotnych w latach 2000–2004 oraz zainstalowaną moc i produkcję energii ze źródeł odnawialnych w 2004 r (Rys. 10, Tabl. 4-6).

Rysunek 10. Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Tabela 4. Udział OZE w zużyciu pierwotnych nośników energii

	2000	2001	2002	2003	2004
	tysiące toe				
Zużycie pierwotnych nośników	90 050	90 039	89 185	93 189	91 705
OZE	3 801	4 076	4 139	4 157	4 315
W tym :					
Geotermalna	3	3	6	7	8
Biomasa	3 587	3 830	3 901	3 929	4 062
Wiatr	0,5	1,0	5,0	11,0	12,0
Wodna	181	200	196	144	179
Udział OZE ogółem	4,2%	4,5%	4,6%	4,5%	4,7%

Tabela 5. Moc zainstalowana w OZE na dzień 1 marca 2006 (dane URE)

Rodzaj źródła OZE	Moc zainstalowana [MW]	Procentowy udział mocy
Woda	1002,6	77%
Wiatr	83,2	15%
Biogaz	31,97	2%
Biomasa	189,8	6%

Pod koniec lat 90 nastąpiły zmiany, które przyczyniły się do tworzenia podstaw do rozwoju energetyki odnawialnej. Przyjęta została w 2000 przez Sejm „Strategia rozwoju energetyki odnawialnej”, która określiła cele ilościowe dla tego sektora – 7,5% udziału w zużyciu nośników energii pierwotnej do roku 2010 i 14% do roku 2020.

Tabela 6. Produkcja energii elektrycznej w OZE w roku 2005 (dane URE)

Rodzaj źródła OZE	Energia [MWh]	Procentowy udział produkcji	Liczba świadectw
El. na biomasę	467 018,483	12%	225
El. na biogaz	103 120, 614	3%	319
El. wiatrowe	135 043,313	4%	282
El. wodne	2 175 060,244	58%	4 097
Współspalanie	877 000,321	23%	299
Łącznie	3 757 251,975	100%	5 222

Natomiast w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE przyjęty cel wynosi 9%. Prawo energetyczne stworzyło warunki do rozwoju rynku „zielonej” elektryczności przez obligatoryjne kwoty jej wytwarzania, dostarczania oraz system zielonych certyfikatów wraz ze świadectwami pochodzenia. Zgodnie ze zmianami wytwórcy-odbiorcy „zielonej” energii są zobowiązani do nabycia i następnie umorzenia przez Urząd Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia. Nie wypełnienie zobowiązania wiąże się z karą w wysokości 130% ceny zakupu i jest ona przekazywana do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i może jedynie być wykorzystana na wpieranie energetyki odnawialnej. W roku 2005 wynosiła ona 240 zł/MWh.

Powoli otwiera się rynek na biopaliwa ale wiele jeszcze jest do zrobienia. Sejm przyjął ustawę o biopaliwach. Szacuje się, że w roku 2010 można będzie osiągnąć 5% udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw w transporcie.

Ilość energii elektrycznej z OZE sprzedanej odbiorcom końcowym w roku 2005 wyniosła 107 000 000 MWh, co stanowiło 3,51% udziału w całkowitej ilości energii sprzedanej odbiorcom końcowym, przy poziomie obowiązku określonym rozporządzeniem Ministra Gospodarki wynoszącym 3,1 %. Obowiązek został, więc wykonany z nadwyżką, a udział energii z OZE zbliżył się do poziomu przewidzianego na rok 2006 (3,6%).

Jednocześnie w roku 2005 oddano zaledwie 9 MW nowych mocy energetycznych wykorzystujących OZE. W roku 2006 zostanie na pewno oddana do użytku farma wiatrowa w Tymieniu o mocy 50 MW, co pozwoli na wypełnienie obowiązku na rok 2006. Inne większe nowe moce OZE w roku 2006 raczej nie zostaną ukończone.

Zgodnie z przyjętą Strategią w okresie 1999-2010 przewidywano wydanie na nowe instalacje OZE rocznie 327-436 mln euro. W dokumencie przewidywano wsparcie ze środków publicznych rządu 57-78 mln euro rocznie, a w efekcie w okresie 2000-2004 uzyskano wsparcie 4 razy mniejsze. Wsparcie finansowe rozwojowi energetyki odnawialnej udzielane jest poprzez:

- polskie źródła takie jak: system funduszy ekologicznych, EkoFundusz, Bank Ochrony Środowiska i Fundacja Rozwoju Polskiego Rolnictwa;
- unijne źródła jak: zintegrowany regionalny program operacyjny, sektorowy program operacyjny, jak w ramach INTEREG-u.

W nowej perspektywie finansowej przewiduje się wsparcie dla OZE zarówno w ramach Programu Operacyjnego „Infrastruktura i Środowisko” i Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich, jak i w ramach regionalnych programów operacyjnych.

Główną siłą sprawczą rozwoju OZE jest w Polsce Dyrektywa 2001/77/EC i jej przetransponowanie do Prawa Energetycznego. Przyjęte cele w zakresie rozwoju OZE są niższe niż w całej UE, ale i tak wydają się bardzo ambitne, a bez wprowadzenie dodatkowego wsparcia nie możliwe do osiągnięcia. Liberalizacja rynku energii elektrycznej nie sprzyja rozwojowi OZE. W roku 2005 cena energii elektrycznej na rynku wynosiła 117,5 zł/MWh, a ze źródeł odnawialnych 239 zł/MWh.

Największy potencjał w rozwoju energetyki odnawialnej posiada współspalanie rzędu 4% do roku 2010, chociaż budzi ono poważne kontrowersje. Dotyczą one przede wszystkim ograniczonej ilości drewna (pogorszenie warunków funkcjonowania przemysłu meblarskiego i papierniczego), jak i kosztów energetycznych transportu, a także upraw monokulturowych ze stosowaniem chemicznych środków ochrony roślin i znaczna presją na zasoby wodne. Duży potencjał reprezentuje duża energetyka wodna, która napotyka na poważne obawy ze strony organizacji ekologicznych. W miarę rozwija się energetyka wiatrowa, choć w niektórych miejscach może budzić kontrowersje ze względów krajobrazowych i ochrony przyrody zwłaszcza ptaków. Obecnie większą uwagę przywiązuje się do rozwoju produkcji energii elektrycznej z OZE, niż ciepła. Zaczyna brakować biomasy na rynku a zwycięzcami są wielkie firmy energetyczne, które przyczyniają się do upadku małych instalacji. Pewnym rozwiązaniem mogłoby być wsparcie z środków publicznych produkcji roślin energetycznych, ale jest ono zdecydowanie niewystarczające. Rozwój OZE, a specjalnie wytwarzanie biomasy, produkcja nowych technologii i urządzeń mogą mieć pozytywny wpływ na rozwój regionalny. Potrzebny jest rozwój metodologii, a następnie jej wdrażanie w zakresie regionalnych i lokalnych planów zaopatrzenia w energię w powiązaniu z polityką ekologiczną (Tab. 7, 8).

Tabela 7. Opłacalność produkcji energii elektrycznej z poszczególnych OZE w obecnym systemie

Technologia OZE	Cena rynkowa energii elektrycznej [PLN/MWh]	Dopłata = koszt uzasadniany wg URE = minimalna nadwyżka ceny sprzedaży energii zielonej [PLN/MWh]	Dopłata = cena giełdowa certyfikatu = maksymalna nadwyżka ceny sprzedaży energii zielonej [PLN/MW]	Cena "zielonej" energii elektrycznej [PLN/MWh]		IRR kapitału własnego [%]	
				dolna 118+154	górną 118+190	przy cenie dolnej	przy cenie górnej
Mała elektrownia wodna	118	154	190	272	308	4,02%	6,18%
Elektrownia wiatrowa	118	154	190	272	308	8,13%	10,79%
Duża elektrownia wodna	118	154	190	272	308	7,90%	10,17%
Elektrociepłownia opalana biomasą	118	154	190	272	308	19,15%	22,82%
Współspalanie biomasy elektrowni kondensacyjnej	118	154	190	272	308	80,08%	100,33%

Tabela 8. Porównanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej w poszczególnych OZE przy zwrocie kapitału gwarantującym opłacalność inwestycji (IRR 12%, IRR 15%) z maksymalną ceną zielonej energii uzyskiwaną przez producentów w roku 2005

Technologia OZE	Cena IRR =12% [PL/MW]	Cena IRR =15% [PL/MW]	Cena górna 118+190	Różnica [PL/MW]	
				IRR 12%	IRR 15%
Mała elektrownia wodna	411,63	466,33	308	-103,63	-158,33
Elektrownia wiatrowa	324,76	367,03	308	-16,76	-59,03
Duża elektrownia wodna	338,15	389,49	308	-30,15	-81,49
Elektrociepłownia opalana biomasą	252,99	231,87	308	55,01	76,13
Współspalanie biomasy	182,62	185,49	308	125,38	122,51

Niezbędne jest zabezpieczenie, co najmniej 1,5 mld Euro na wsparcie OZE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Taka ilość środków pozwoli na dofinansowanie w wysokości 20-30% inwestycji w nowe moce OZE w tych latach, co urealniałoby budowę 3000 MW nowej mocy OZE, niezbędnych do wywiązania się z obowiązku 9% udziału zielonej energii w bilansie energii produkowanej w roku 2010. Całkowity koszt tych inwestycji to ok. 5 mld Euro. Na dziś wydaje się, że MRR nie rozumie skali potrzeb w zakresie OZE, ani specyfiki tej rodzącej się branży, co może skutkować zmarginalizowaniem jej podczas prac na Narodową Strategią Spójności na lata 2007-2013.

POLITYKA ENERGETYCZNA A PROTOKÓŁ Z KIOTO

W Polsce od roku 1988 do roku 2003 nastąpił znaczący spadek emisji gazów cieplarnianych wyrażonych w ekwiwalencie CO₂, bo o 32,3%, kiedy zobowiązania Polski wynikające z Protokołu z Kioto wynoszą tylko 6%. Udział sektora energetycznego w roku 2003 w emisji CO₂ wyniósł 96,2%, w tym 57,1% z przemysłu energetycznego, 13,5% przemysłu wytwórczego i budownictwa oraz 9,6% z transportu. Poniżej tabele 9 i 10 szczegółowo o tym informujące.

Zgodnie z przyjętą przez rząd polityką klimatyczną, cel redukcyjny w roku 2020 w stosunku do roku 1988 (rok bazowy dla Polski) wynosi 40%. Jednak prognoza wykonana na potrzeby przyjętego przez rząd Krajowego Planu Rozdysponowania Uprawnień do Handlu Emisją CO₂ wskazuje, że między rokiem 2001 a 2015 nastąpi wzrost emisji o 24%, co w konsekwencji spowoduje, że emisja w roku 2015 będzie tylko o 16% niższa niż w roku bazowym. Pod dużym znakiem zapytania stoi możliwość osiągnięcia celu strategicznego w roku 2020. Wymagałoby to redukcji o ponad 110 mln t CO₂ w ciągu 5 lat, co wydaje się niemożliwe.

Istotną kwestią jest nie jasna sytuacja w zakresie włączenia nowych krajów UE we wspólną politykę klimatyczną UE, gdyż jak do tej pory kraje te nie są częścią wspólnej tzw. bańki i posiadają własne cele zapisane w Protokole z Kioto. Podstawowa kwestią jest - w przypadku dokonywania przyszłych uzgodnień post-Kioto - jak będzie wyglądało rozdzielanie obowiązku pomiędzy poszczególne

kraje UE. Istnieje obawa ze strony nowych członków czy będzie to rozdział sprawiedliwy. Czy wypracowane przez te kraje nadwyżki nie zostaną wykorzystane przez stare kraje UE do pokrycia ich własnych zobowiązań?

Tabela 9. Całkowita emisja gazów cieplarnianych⁶

WYSZCZEGÓLNIENIE	1988	1990	1995	2000	2001	2002	2003
	w gigagramach						
Dwutlenek węgla	477584	381482	348926	314812	317844	308277	319082
Metan	3141	2801	2457	2183	1849	1800	1795
Podtlenek azotu ⁷	70	63	54	77	77	73	77
WYRAŻONA W EKWIWALENCIE CO ₂							
Ogółem	565245	459833	418108	386152	38790	370284	382584
Dwutlenek węgla	477584	381482	348926	314812	317844	308277	319082
Metan	65961	58821	51597	45843	38820	37800	37695
Podtlenek azotu ⁸	21700	19530	16740	23870	23495	22630	23870
Chlorowcowęglowodory:							
HFC _s			22,46	889,70	1282,56	1256,94	1655,31
PFC _s			820,39	720,00	881,16	266,04	263,06
SF ₆			2,39	17,10	17,56	18,38	18,79

Źródło: Dla lat 1988-1995 – III Raport rządowy dla Konferencji Stron Ramowej konwencji NZ w sprawie zmian klimatu Warszawa 2001; dla lat 2000-2003 – dane Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji, zatwierdzone przez Min. Środowiska.

⁶ Dane szacunkowe opracowane zgodnie z metodologią IPCC.

⁷ W tym oszacowana po raz pierwszy w 1999r. emisja z odchodów zwierzęcych.

⁸ Jak wyżej.

Tabela 10. Całkowita emisja gazów cieplarnianych⁹ wg energetycznych źródeł emisji w 2003 r.

WYSZCZEGÓLNIENIE	Dwutlenek węgla	Metan	Podtlenek azotu
	w gigagramach		
Ogółem	319082,4¹⁰	1794,6	77,2
Energia łącznie	307099,8	845,1	7,5
Spalanie paliw.....	306887,1	50,2	7,5
w tym: przemysł energetyczny	182213,3	1,8	2,6
przemysł przetwórczy	43188,9	3,1	0,9
transport.....	30490,2	4,6	2,0
Emisja lotna z paliw.....	212,7	794,9	--

Źródło: – dane Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji, zatwierdzone przez Min. Środowiska.

ENERGETYKA JĄDROWA

W ostatnim czasie w Polsce daje się zauważyć nasilającą się kampanie prowadzoną na rzecz rozwoju energetyki jądrowej. W kampanii tej dość skutecznie stosowane są zróżnicowane metody manipulowania opinią publiczną. W rezultacie tych działań po raz pierwszy w historii demokratycznej Polski w roku 2005 ankieta Instytutu Badania Opinii i Rynku PENTOR SA wykazała niewielką przewagę zwolenników energetyki nuklearnej nad jej przeciwnikami. Badanie było przeprowadzone na zlecenie Polskiej Agencji Atomistyki, a pytanie miało charakter naprowadzający: *Czy w związku z tym, że energetyka jądrowa nie powoduje emisji CO₂ należy tę formę wytwarzania energii – podobnie jak odnawialne źródła energii – szczególnie preferować?*

Jednocześnie w oficjalnym dokumencie, jakim jest rządowa Polityka Energetyczna Polski, pojawiły się zapisy o konieczności wdrażania opcji nuklearnej w perspektywie roku 2020 z jednoczesnym stwierdzeniem potrzeby włożenia wysiłku w przekonanie społeczeństwa do tej opcji. To ostatnie wynika z faktu, że w/w badanie stwierdziło w dalszym ciągu silny efekt NIMBY – powyżej 50% (pomimo tego, niektóre władze samorządowe już zadeklarowały gotowość goszczenia u siebie atomowej inwestycji).

Oczywiste działania sektora naukowo-technicznego związanego z fizyką jądrową i energetyką atomową wspierane są przez część sektora elektroenergetycznego, a szczególnie przez dotychczasowe kierownictwo PSE S.A. – właściciela Operatora Systemu Przesyłowego PSE Operator. Jedną z przesłanek ogłoszonego ostatnio przez rząd, w Programie dla Elektroenergetyki, projektu pionowej integracji wytwarzania, dystrybucji i obrotu jest konieczność przyspieszonej akumulacji na nowe inwestycje w podsektorze wytwarzania z uwzględnieniem potrzeb opcji elektrowni jądrowych. Całkiem ostatnio w popularnej prasie został mocno nagłośniony raport ekspertów OECD jako „nakazujący” Polsce inwestycje w energetykę nuklearną.

⁹ Dane szacunkowe opracowane zgodnie z metodologią IPCC.

¹⁰ Emisja netto, tj. z uwzględnieniem emisji i pochłaniania z sektora „zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo” wynosi 293 177,8 Gg.

Stosowane przez lobbystów nuklearnych argumenty dość skutecznie trafiają do opinii publicznej i dlatego wymagają krytycznej analizy i odpowiedzi.

Argumentem podstawowym jest prognozowany m.in. przez Agencję Rynku Energii intensywny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W różnych wariantach scenariuszy pokazuje on w 2025 r. często zapotrzebowanie dwukrotnie wyższe niż obecne. Eksperti ARE przyjmują w tej prognozie dwa podstawowe, wyjściowe założenia, po pierwsze wzrost PKB musi oznaczać wzrost konsumpcji energii w relacji 1% wzrostu PKB powoduje 0,4-0,8% wzrostu zużycia energii elektrycznej. Założenie to oznacza, że rozwój gospodarczy musi się odbywać na ścieżce energochłonnej pomimo, iż fakty wskazują, że nie jest to prawdą. Drugie założenie to przyjęcie, że celem rozwoju gospodarki w Polsce winno być osiągnięcie europejskiego poziomu zużycia energii elektrycznej na głowę mieszkańca, a więc jego podwojenie. Oba te założenia abstrahują od niskiego poziomu produktywności energetycznej w Polsce – dwukrotnie niższego niż w EU-15. Gdyby jednak jako cel fundamentalny przyjmować osiągnięcie europejskiego poziomu efektywności energetycznej w 2025 roku, to wzrost produkcji energii byłby całkowicie zbyteczny.

Drugim przytaczanym jest argumentem niskich kosztów zmiennych energii elektrycznej z elektrowni atomowych rozciągany często również na niskie koszty stałe. To ostatnie jest już manipulacją osiągniętą m. in. przez zwiększenie rocznej liczby godzin pracy użytecznej do ok. 8000 h/rok, podczas gdy statystyczna średnia liczba godzin pracy bloków w Polsce to ok. 4000 h/rok, a po uwzględnieniu bloków „martwych” 5000-5500h/rok, dodatkowo w lobbystycznych analizach koszty inwestycyjne rozkłada się na 60 lat czasu pracy nie biorąc pod uwagę ani technicznej ani finansowej realności tej liczby (tzn. możliwości uzyskania 60-letniego finansowania). W argumentacji wykorzystuje się również fakt realizacji inwestycji uwarunkowanych czynnikami politycznymi (np. w Finlandii) przedstawiając je, jako materialny dowód ekonomicznej opłacalności.

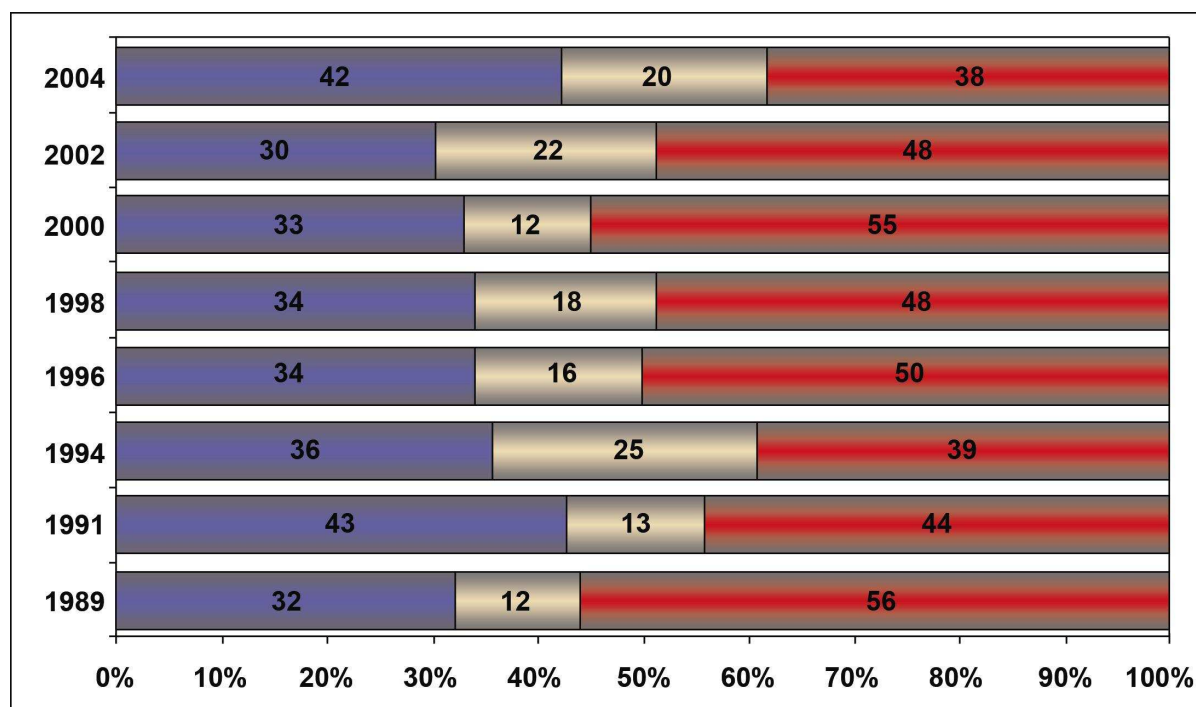
Kolejny przytaczany argument wykorzystuje szeroko rozwiniętą kampanię ostrzegającą przed zgubnymi skutkami globalnego ocieplenia, kwaśnych deszczy i innych, niszczących środowisko emisji. Ten „ekologiczny” nurt argumentacji zazwyczaj powołuje się na ustalenia międzynarodowych konferencji i Konwencji Klimatycznej i Protokołu z Kioto na czele. Bagatelizowane są zagrożenia związane z atakami terrorystycznymi, transportem i przechowywaniem odpadów i awariami technologicznymi. Przede wszystkim zaś, ignorowany jest fakt zupełnie innego charakteru zagrożenia, jaki generuje energetyka jądrowa, a mianowicie zagrożenie dla genotypu ludzkiego. W ramach tego nurtu argumentacji negowane są skutki dotychczasowych awarii z Czarnobyłem włącznie. Nurt ten, jako oparty na półprawdach, jest szczególnie niebezpieczny.

Czwarty pakiet argumentów ma charakter makro-społeczny i wskazuje na rozwój naukowo-techniczny, wzrost zatrudnienia, poprawę bezpieczeństwa energetycznego oraz wzrost prestiżu międzynarodowego z racji przynależności do atomowego klubu. Wspomina się też często o międzynarodowym trendzie i o historycznej konieczności. Podkreślany jest też fakt, że Polska otoczona jest elektrowniami nuklearnymi, a więc i tak nie da się uciec od ewentualnego zagrożenia (jeśli by było, ale i tak go nie ma itp.itd.). Argumenty te nie są zazwyczaj wspierane krytycznymi analizami i przeglądem danych, ponieważ adresowane są do emocjonalnej części opinii publicznej, która często się im poddaje.

Poziom świadomości społeczeństwa o zakresie zagrożeń związanych z energią atomową jest dość niski, społeczeństwo nie będąc w tym zakresie kształcone jest bardzo podatne na argumenty w postaci: „energia jądrowa jest tania, bo paliwo prawie nic nie kosztuje” (Rys. 11).

Prawdziwe dane o kosztach utylizacji, składowania i demontażu urządzeń są pomijane lub manipulowane. To samo dotyczy informacji o prawdziwej skali kosztów inwestycyjnych. Poziom manipulacji obrazuje fakt, że niektórzy eksperci jądrowi obiecują wzrost zatrudnienia wywołany budową elektrowni jądrowej.

Rysunek 11. Stopień akceptacji społeczeństwa polskiego dla wykorzystania energii jądrowej do zaspokajania potrzeb energetycznych kraju w latach 1989–2004



Źródło: S. Latek. *Stopień akceptacji społeczeństwa polskiego dla wykorzystania energii jądrowej do zaspokajania potrzeb energetycznych kraju w latach 1989–2004*, Państwowa Agencja Atomistyki, Energetyka i Ekologia 10.2005

OGÓLNA OCENA ENERGOCHŁONNOŚCI GOSPODARKI POLSKIEJ

Zużycie energii pierwotnej w latach 1990-1997 utrzymywało się na stałym poziomie (około 4 200 PJ). Wyjątkiem był tu rok 1996, w którym w następstwie surowej zimy odnotowano wzrost zużycia energii o około 7%. W latach 1997-2000 spadło ono o około 10% do poziomu 3780 PJ i w latach 2000-2004 na tym poziomie się ustabilizowało.

Udział węgla w całkowitym bilansie energii pierwotnej w Polsce wynosi ponad 75% i jest ponad 3-krotnie wyższy niż w krajach OECD i ok. 4-krotnie wyższy niż w krajach UE. Struktura taka jest bardzo niekorzystna z punktu widzenia ochrony środowiska, z uwagi na bardzo wysokie wskaźniki emisji zanieczyszczeń w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii, znacznie wyższe niż w przypadku paliw ropopochodnych i gazowych.

Wydobycie węgla kamiennego w latach 1995-1997 utrzymywało się na poziomie około 138 mln ton rocznie, natomiast od 1998 r. zmniejszało się z poziomu 116 mln ton rocznie do około 102 mln ton w latach 2000-2003 i do 99 mln ton w roku 2004. Eksport węgla w latach 1996-1997 wynosił 29 mln ton i był o 3 mln ton mniejszy niż w 1995 r. Eksport ten spadł w roku 2004 do 19,6 mln ton.

Zarówno struktura wytwarzania energii elektrycznej (Tabela 2), jak i ciepła w Polsce bazuje w ponad 90% na węglu. Udział węgla w wytwarzaniu tych nośników jest średnio o ok. 3-krotnie większy zarówno w stosunku do krajów OECD i UE.

Wykorzystanie węgla do celów energetycznych charakteryzuje się niską sprawnością procesów cieplnych oraz relatywnie dużą emisją gazów i pyłów do środowiska naturalnego. Powoduje to również,

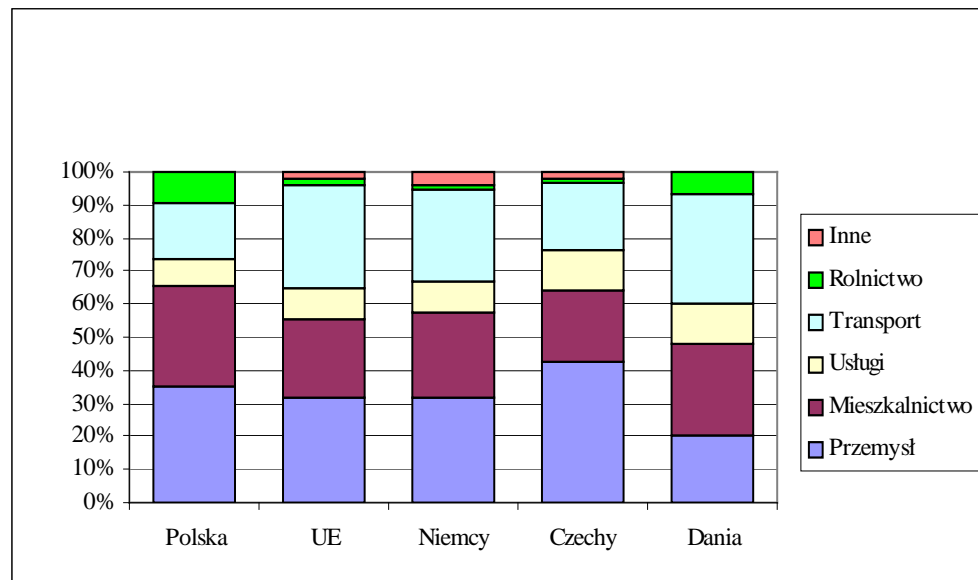
że w porównaniu z krajami o wysoko rozwiniętej gospodarce, przy jakościowo zbliżonej strukturze zużycia energii w podziale na sektory gospodarki (Rys. 12.), Polska posiada znacznie gorszy wskaźnik zużycia energii w przeliczeniu na jednostkę dochodu narodowego brutto PKB (GDP). Wskaźnik ten jest jednak obecnie ok. 5-krotnie większy niż w Danii, 4-krotnie większy niż w Niemczech, ponad 3-krotnie większy w porównaniu z krajami OECD i wskazuje na bardzo duży potencjał działań w zakresie ograniczania energochłonności polskiej gospodarki. Potencjał ten w szczególności dotyczy przemysłu i budownictwa.

WPLYW POLITYKI ENERGETYCZNEJ NA ROZWÓJ PRZEMYSŁU W POLSCE

Pomimo podpisania i ratyfikowania Traktatu Europejskiej Karty Energetycznej, Polska nie dorobiła się żadnej, oficjalnie lub nieoficjalnie obowiązującej Polityki Efektywności Energetycznej w Gospodarce. Natomiast opracowany w 1996 roku dokument „Założenia Racjonalizacji Gospodarowania Energią w Sektorze Komunalno-Bytowym” od dawna jest martwy.

Pomimo znacznej redukcji zużycia energochłonność krajowej produkcji przemysłowej jest ok. dwukrotnie wyższa od uzyskiwanej w krajach unijnej 15. Przyczyna leży w nadmiernej materiałochłonności i dużej liczbie przemian cieplnych w procesach przemysłowych, złym stanie technicznym maszyn i urządzeń, niewystarczającym poziomie ich obsługi i niewłaściwej organizacji procesów przemysłowych. Przyczyna pierwotna tkwi w marginalizowaniu i deprecjonowaniu problematyki prawidłowego zarządzania energią w zakładach przemysłowych (Rys. 12).

Rysunek 12. Porównanie struktury zużycia energii w Polsce z UE i wybranymi krajami europejskimi – 2000



Źródło: *Energy Balances of OECD Countries*, IEA 2002.

Rysująca się wyraźnie tendencja drastycznego wzrostu cen paliw (szczególnie ropy i gazu) i energii (szczególnie elektrycznej i ciepła) zmusza do podjęcia natychmiastowych kroków zmierzających do obniżenia kosztów energetycznych gospodarki, co osiągnąć można jedynie przez mitygujący ceny rozwój rynku i mitygujący zużycie obniżenie energochłonności.

Celem strategicznym jest stworzenie warunków organizacyjnych, handlowych i inwestycyjnych sprzyjających obniżeniu energochłonności polskiego przemysłu o 30%, a w dalszym horyzoncie do poziomu średniej krajów Unii Europejskiej. Harmonogram osiągnięcia tego ambitnego celu w perspektywie roku 2025 jest możliwy do realizacji, ponieważ sam potencjał zero- i niskonakładowych przedsięwzięć energooszczędnych w Polsce jest szacowany przez ekspertów z Japan Energy Efficiency Institute i z Krajowej Agencji Poszanowania Energii na 5-10% całego zużycia energii w kraju.

Niepokój musi budzić fakt, że korzystny trend poprawy efektywności energetycznej gospodarki, obserwowany w latach 1994-2000, został w ostatnim okresie 2001-2004 wyhamowany i zatrzymał się na poziomie 0,30-0,29 koe/€PKB, znacznie wyższym niż średnia europejska równa 0,15 koe/€PKB (Tab. 11, Rys. 13).

Tabela 11. Zmiany struktury wytwarzania PKB pod względem udziału sektorów o różnej energochłonności wytwarzania PKB w latach 1988-2002^{1/}

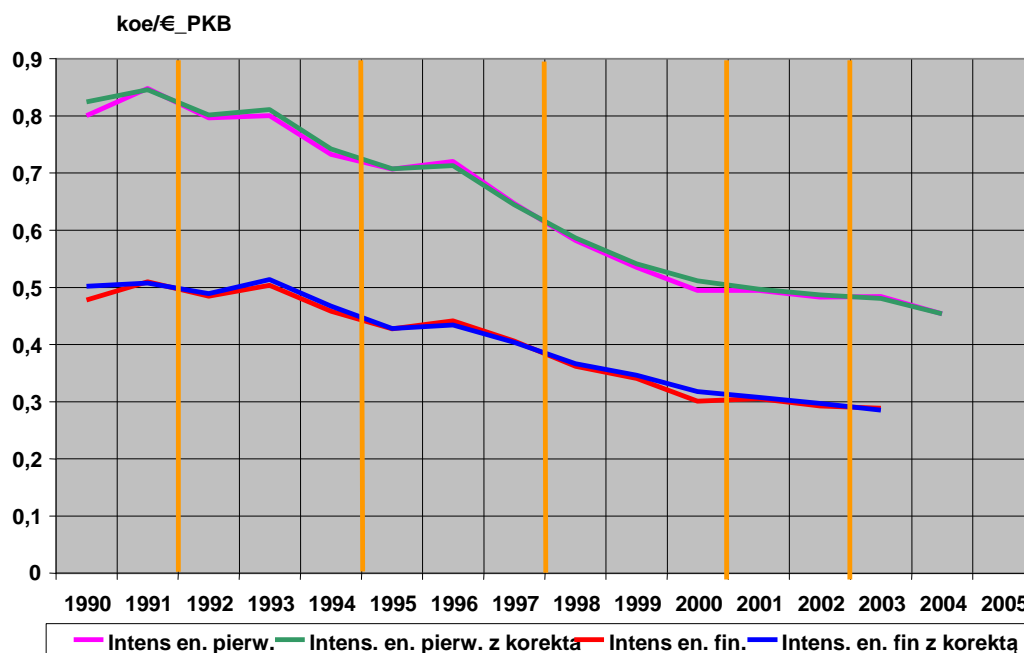
Grupa	1988 ^{2/}	1990 ^{2/}	1995	2000	2002
A- sektory bardzo wysoko energochłonne	4,1	5,3	2,3	1,4	0,8
B - sektory wysoko energochłonne	4,2	4,9	4,3	3,4	3,2
C - sektory średnio energochłonne	25,8	21,0	23,0	16,6	17,5
D - sektory nisko energochłonne	65,9	68,7	70,4	78,6	78,5
Polska ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

^{1/} struktura PKB w cenach bieżących

^{2/} szacunek w obrębie gałęzi przemysłowych, z wykorzystaniem porównania danych dla roku 1993 wg dwóch układów klasyfikacyjnych (dawna Klasyfikacja Gospodarki Narodowej i układ PKD)

Źródło: Obliczenia własne na podstawie Roczników Statystycznych GUS oraz Roczników Statystycznych Przemysłu GUS.

Rysunek 13. Dynamika intensywności energetycznej gospodarki



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

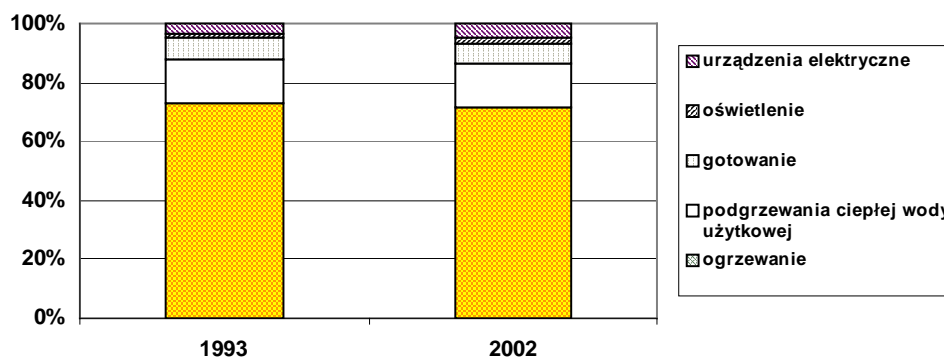
W Polsce służby energetyczne, jeśli istnieją, zajmują się głównie tzw. utrzymaniem ruchu. W Japonii, gdzie dla większych konsumentów służby te i audyty energetyczne są obowiązkowe, służby zajmują się głównie zarządzaniem energią, tzn. optymalizacją kosztów energetycznych – państwo motywuje takie działania zezwalając na przyspieszoną amortyzację inwestycji energooszczędnych i pro-efektywnościowych. Europejski system VA (dobrowolnych zobowiązań) ma dwie istotne, a trudne do zrealizowania w Polsce, cechy. Po pierwsze funkcjonuje publicznie, co oznacza, że wszystkie dokumenty systemowe są ogólnie dostępne – zobowiązania, rezultaty, benchmarki. Po drugi opiera się na nienaruszalnej (w wyniku zmiany opcji, koncepcji lub koalicji) deklaracji rządu (w imieniu państwa) o zamrożeniu adekwatnych regulacji prawnych na czas ważności zobowiązania np. trzech lat. Oznacza to funkcjonowanie odpowiednio wysokiej kultury politycznej.

GOSPODARSTWA DOMOWE

Udział zużycia energii w gospodarstwach domowych w finalnym zużyciu energii wynosi równy ok. 32-33% i wykazuje nieznaczną tendencję rosnącą. Struktura zużycia wg poszczególnych kierunków użytkowania, wynikająca z badań ankietowych wykonanych przez GUS w 1993 r. i Agencję Rynku Energii w 2002 r. przedstawiono na Rys. 14. Malejący udział zużycia energii na ogrzewanie i przygotowanie posiłków jest związany z zastępowaniem niskosprawnych pieców węglowych nowoczesnymi urządzeniami gazowymi i elektrycznymi. Wzrost zużycia energii elektrycznej jest związany z coraz bogatszym wyposażeniem mieszkań w urządzenia elektryczne i zmianami zachowań użytkowników (np. zmiany w intensywności wykorzystania urządzeń – pralek, zmywarek, TV, komputerów).

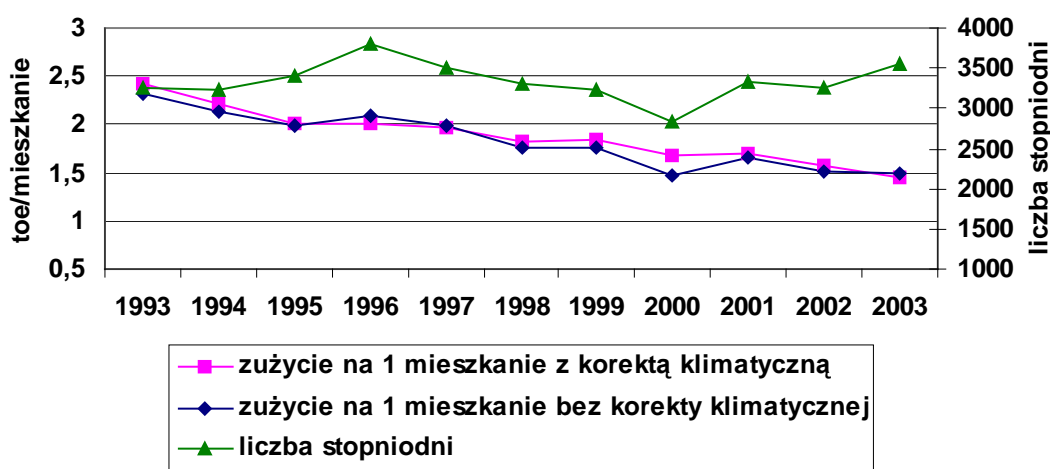
Na Rys. 15 przedstawiono zmiany wskaźników zużycia energii w przeliczeniu na 1 mieszkanie. Jak widać wskaźnik z uwzględnieniem korekty klimatycznej ma trend malejący, przy rocznym tempie spadku 4,69%. Spadek jednostkowego zużycia energii w mieszkaniach jest związany z realizacją programu termomodernizacji budynków, redukcją strat w sieciach ciepłowniczych, poprawą sprawności nowo instalowanych urządzeń.

Rysunek 14. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Rysunek 15. Zmiany wskaźnika zużycia energii w gospodarstwach domowych w przeliczeniu na 1 mieszkanie



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

W roku 2002 ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych wyrażone w €₂₀₀₀ spadły, ale już w roku 2003 – wyraźnie wzrosły, pomimo osłabienia złotówki względem waluty europejskiej. Zmiana cen w ostatnim rozpatrywanym okresie związana jest z obciążeniem energii elektrycznej podatkiem akcyzowym. Podatek ten został wprowadzony pod koniec I kwartału 2002 r., a więc obowiązywał tylko przez część roku, natomiast w roku 2003 - już przez pełne 12 miesięcy. Obserwuje się również wpływ wzrostu ceny na zużycie energii elektrycznej na 1 mieszkanie.

Istotny udział w budżetach rodziny ma koszt ogrzewania. W Polsce efektywność ogrzewania mieszkań jest od 1,3 do 2,1 gorsza niż w krajach Europy zachodniej o podobnym klimacie (por. Tab. 12), i to pomimo, iż mieszkania w Polsce są bardziej „skompaktowane”.

Tabela 12. Ogrzewanie mieszkań

	Dania 1995	Francja 1995	Niemcy 1995	Holandia 1995	UK 1995	Polska 1998
Energia w kJ na ogrzewanie 1m ² z uwzględnieniem klimatu	151	247	250	256	180	318
Powierzchnia mieszkania w m ² na osobę	51,2	33,1	35,5	45,6	32,7	18,5
Procentowy udział ogrzewania % w wydatkach domowych	2,6	1,6	2,0	1,4	1,5	5,3

Źródło: OB_R Gospodarki Energetycznej, Instytut techniki Budowlanej, Duński Instytut Technologii, Agencja Energii i Środowiska, KAPE SA, „EnergSys”; Warszawa 2001.

TRANSPORT

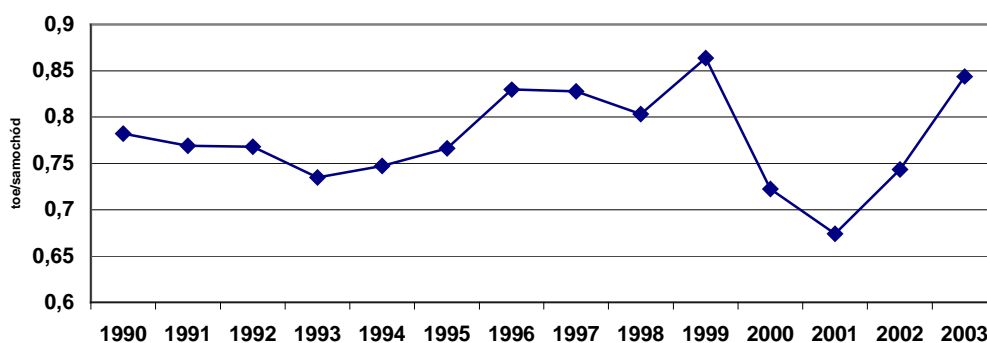
W Polsce transport drogowy zużywa ok. 89% popytu na energię w transporcie a transport kolejowy ok. 5,6%. Pozostałą energię zużywają transport lotniczy oraz śladowo żegluga śródlądowa i przybrzeżna. W latach 1990-2003 obserwowany był stały wzrost zużycia paliw w transporcie drogowym (w tempie ok. 2,5%/rok) przy jednoczesnym wyraźnym spadku zużycia energii w transporcie kolejowym.¹¹

Rys. 16 przedstawia zmiany wskaźnika jednostkowego zużycia paliw w przeliczeniu na jeden samochód. Na wartość wskaźnika wpływa głównie profil zakupu samochodów. Boom zakupowy końca lat 90. i początku XXI wieku, ujawnia rosnącą efektywność nowych samochodów. Od roku 2004 widoczny jest wzmożony import samochodów używanych.

W Tabl. 13 i na Rys. 17 przedstawiono zmiany zużycia paliw i energii elektrycznej w transporcie drogowym, kolejowym i miejskim w okresie 1990-2000 wg typów transportu i rodzaju paliw/energii na cele pracy przewozowej. Przedstawione wyniki pokazują ogrom zmian, jakie nastąpiły w poziomie i strukturze zużycia energii, a mianowicie:

- znaczący wzrost zużycia paliw występuje jedynie w grupie samochodów osobowych – wzrost o prawie 100%;
- zużycie paliw w transporcie drogowym pozostaje stabilne, przy wzroście liczby przewiezionych tonokilometrów o ok. 80% i zmniejszeniu liczby pasażerokilometrów o ok. 30% co wskazuje na postęp w obniżaniu energochłonności przewozów;
- w transporcie kolejowym następuje wyraźne przesunięcie zużycia na rzecz energii elektrycznej kosztem paliw ciekłych (spadek odpowiednio o ok. 20% i o blisko 80%);
- częściowo jest to związane z szybszym spadkiem poziomu regionalnych przewozów pasażerskich obsługiwanych przez zespoły spalinowe, w dalszym horyzoncie zmiany te będą musiały ulec wyhamowaniu;
- w trakcji miejskiej zużycie energii elektrycznej spadło niewiele – jedynie o ok. 5%, przy zmniejszeniu taboru tramwajów i trolejbusów o ok. 8% i zmniejszeniu łącznych przewozów pasażerskich w całej komunikacji miejskiej o ok. 25%. Wskazuje to na potencjalne znaczenie substytucji przewozów autobusowych i transportem indywidualnym przez sieć tramwajową i metro.

Rysunek 16. Zmiany wskaźnika zużycia paliw w przeliczeniu na 1 samochód



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

¹¹ Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

Tabela 13. Zużycie energii na cele pracy przewozowej w transporcie w latach 1990, 1995 i 2000

Wyszczególnienie	Zużycie energii			Struktura zużycia			Dynamika
	1990	1995	2000	1990	1995	2000	2000/1990
	PJ	PJ	PJ	%	%	%	%
Układ wg sektorów transportu							
Transport ogółem (bez bunkra)	418,2	406,8	443,8	100,0	100,0	100,0	1,06
w tym:							
Transport kolejowy, drogowy i miejski	361,6	398,4	435,9	86,5	97,9	98,2	1,21
Transport drogowy	290,5	359,9	402,0	69,5	88,5	90,6	1,38
- Transport zarobkowy ^{1/}	176,4	163,3	178,0	42,2	40,2	40,1	1,01
- Samochody osobowe ^{2/}	114,1	196,6	224,0	27,3	48,3	50,5	1,96
Transport kolejowy	44,5	22,0	19,4	10,7	5,4	4,4	0,44
- Paliwa ciekłe	27,8	7,7	6,2	6,6	1,9	1,4	0,22
- Energia elektryczna	16,7	14,2	13,2	4,0	3,5	3,0	0,79
Transport miejski – trakcja elektr.	9,0	8,1	8,4	2,2	2,0	1,9	0,94
Pozostały transport pozadrogowy	17,5	8,4	6,1	4,2	2,1	1,4	0,35
Układ wg rodzajów paliw i energii							
Transport ogółem (bez bunkra)	418,2	406,8	443,9	100,0	100,0	100,0	1,06
w tym:							
Transport kolejowy, drogowy i miejski	361,6	398,4	436,0	86,5	97,9	98,2	1,21
z tego:							
Paliwa ciekłe	325,6	375,9	414,2	77,9	92,4	93,3	1,27
- Benzyny	142,8	207,9	223,9	34,2	51,1	50,4	1,57
- Olej napędowy	182,8	161,0	170,2	43,7	39,6	38,3	0,93
- Ciekły gaz	0,0	7,0	20,1	0,0	1,7	4,5	2,88 ^{3/}
Węgiel kamienny	10,2	0,2	0,1	2,4	0,0	0,0	0,01
Energia elektryczna	25,8	22,3	21,7	6,2	5,5	4,9	0,84

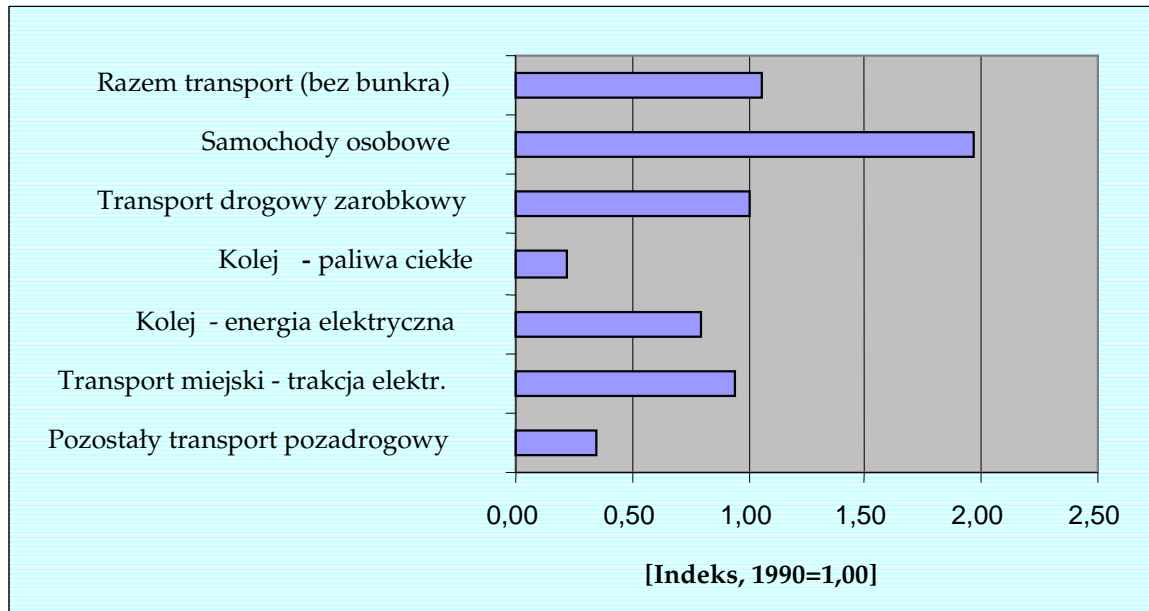
^{1/} samochody dostawcze, ciężarowe, autobusy w ruchu miejskim i zamiejscowym, ciągniki rolnicze

^{2/} razem z motocyklami i motorowerami

^{3/} indeks 2000/1995

Źródło: obliczenia na podstawie inwentaryzacji IPPC 1990, 1995 i 2000, tabl. A.3 oraz rocznika ARE Statystyka Elektroenergetyki Polskiej.

Rysunek 17. Dynamika zużycia energii na cele przewozowe wg typów transportu, 2000/1990



Źródło: Wnuk R., zespół pracowników GUS pod kierownictwem Beret-Kowalskiej G., *Efektywność wykorzystania energii w latach 1993-2003*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2005.

WNIOSKI I PROPONOWANE ROZWIĄZANIA

DLA POLITYKI ENERGETYCZNEJ

Pomimo istotnej poprawy efektywności energetycznej polskiej gospodarki (szczególnie znacznej w latach 1993-2000, gdy nastąpił spadek energochłonności PKB o 37,5% w zakresie energii pierwotnej i o 40 % w zakresie energii końcowej) ostatecznie osiągnięty poziom intensywności energetycznej gospodarki jest dwukrotnie gorszy niż średnia europejska. Jest to wynikiem zarówno bardziej energochłonnej struktury gospodarki – 36,8% udziału branż energochłonnych w uzyskaniu wartości dodanej, podczas gdy w Europie tylko 27,6% – jak również wyższej energochłonności poszczególnych branż, procesów i produktów, czego przykładem jest choćby ogrzewanie budynków.

Tak duży dystans w zakresie efektywności energetycznej upoważnia do sformułowania pytania, jakie priorytety powinny obowiązywać w polskiej polityce energetycznej i gospodarczej – czy należy położyć nacisk na zwiększenie dostaw paliw i produkcji energii czy też przestawić priorytety na zdecydowane obniżenie energochłonności gospodarki tak, aby w 2025 roku osiągnąć dzisiejszy poziom Unijnej „piętnastki”. Byłby to model wzrostu gospodarczego zbliżony do „zero energetycznej” ścieżki wzrostu realizowanej np. w Danii a planowanej w Niemczech i we Francji. Innymi słowy rozstrzygnięcia wymaga pytanie, czy Polska zamierza kontynuować korzystny trend z lat 1993-2000 czy też, po wyczerpaniu rezerw prostych, zrezygnuje z pościgu za swoimi europejskimi (i nie tylko) konkurentami.

Gdyby wybrany został wariant proefektywnościowy, to w pierwszej kolejności należałoby opracować i przyjąć dokument zatytułowany „Polityka Poszanowania Energii w Polsce”, a następnie na jego podstawie stworzyć „Prawo Poszanowania Energii”. Prawo takie mogło by stworzyć podstawy

prawne do wprowadzenia zróżnicowanych mechanizmów proefektywnościowych, z których wiele stosowanych jest w różnych krajach świata.

I tak na przykład, w Wielkiej Brytanii i we Włoszech stosowany jest system tzw. białych certyfikatów, które mają prawo emitować przedsiębiorstwa inwestujące w przedsięwzięcia wymiennie oszczędzające energię, a które skupować i umarzać mają obowiązek przedsiębiorstwa energetyczne (np. dystrybucyjne lub handlowe). System białych certyfikatów zapowiadany jest w europejskiej: „Zielonej Księdze Efektywności Energetycznej”.

Jednym z ciekawych rozwiązań jest przyjęcie możliwości stosowania przyspieszonej amortyzacji dla inwestycji proefektywnościowych. Z pozytywnymi skutkami schemat taki od dawna funkcjonuje w Japonii.

Stosunkowo prostym rozwiązaniem jest rozszerzenie zakresu funkcjonowania istniejącego w BGK Funduszu Termomodernizacji. Rozszerzenie to powinno z jednej strony objąć budynki należące do Skarbu Państwa (np. rządowe, uniwersyteckie, wojskowe) a z drugiej dopuścić do przedsięwzięć termomodernizacyjnych firmy typu ESCO stosujące technikę finansowania przez stronę trzecią (schemat podobny do Partnerstwa Publiczno-Prywatnego). Uproszczenia wymaga korzystanie z Funduszu przy niewielkich inwestycjach (np. poniżej 25000 złotych, szczególnie w domach jednorodzinnych).

Na wzór funduszu termomodernizacji można by utworzyć „Fundusz Efektywności Energetycznej” przeznaczony o wspierania inwestycji proefektywnościowych w sektorze małych i średnich przedsiębiorstw.

Kolejne działanie to wprowadzenie i wspieranie przez Państwo idei „dobrowolnych zobowiązań” w przemyśle. Istotą tej idei jest coroczny, wewnętrzny audyt energetyczny. Na jego podstawie przedsiębiorstwa określają ile uda im się zaoszczędzić stosując wynikające z audytu zalecenia. W Irlandii i w Holandii system ten umożliwił 20% poprawę efektywności energetycznej w przemyśle. W rozwiązaniu tym Państwo ze swojej strony zobowiązuje się do okresowej stabilizacji stanu prawno-regulacyjnego.

Zapowiedź napływu do Polski w latach 2007-2013 środków na ochronę środowiska z Funduszu Spójności i funduszy strukturalnych Unii Europejskiej pozwala na realizację wielu zadań przewidzianych w ramach Zrównoważonej Polityki Energetycznej. Dlatego też polski rząd powinien zapewnić odpowiednie środki na inwestycje w zakresie wzrostu efektywności energetycznej sektora publicznego poprzez odpowiednie zapisy w regionalnych programach operacyjnych oraz w Programie Operacyjnym „Infrastruktura i Środowisko”. Celowym wydaje się również stworzenie systemu finansowania polskiej części w innych programach Unii Europejskiej mających na celu realizację działań zwiększających efektywność energetyczną gospodarki i wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (np. Program Inteligentna Energia – Europa lub 7. PR.)

Szybkie wdrożenie Dyrektywy w sprawie końcowego użytkowania energii i usług energetycznych powinno wpłynąć na znaczące obniżenie energochłonności polskiej gospodarki - większe, niż zakładany w tej dyrektywie jednoprocentowy roczny spadek zużycia energii. Celowym wydaje się również wprowadzenie do procedur zamówień publicznych kryteriów uwzględniających klasę energetyczną urządzeń zakupywanych oraz poziom oddziaływania na środowisko nowo wznoszonych obiektów, szczególnie pod względem emisji do środowiska.

Należy rozważyć możliwość powołania silnej rządowej struktury realizującej zrównoważoną politykę energetyczną. Obecne rozwiązania nie gwarantują możliwości szybkiego wykorzystania potencjału, jaki Polska posiada w zakresie wzrostu efektywności energetycznej i powodują opóźnienia we wdrażaniu prawa wspólnotowego, czego przykładem jest Dyrektywa 2002/91/WE dotycząca charakterystyki energetycznej budynków, która powinna funkcjonować od czwartego stycznia 2006 roku a odpowiednie projekty dokumentów do dnia dzisiejszego nie opuściły Ministerstwa Budownictwa.

Obecnie obowiązujący system wsparcia wykorzystania odnawialnych źródeł energii, co do kierunków i głównych założeń, jest rozwiązaniem dobrym i dającym podstawy do długofalowego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce. Jednak z punktu widzenia obowiązków ciążących na Polsce,

bez przyspieszenia efektów działania nowego prawa, ponad dwukrotne zwiększenie produkcji energii z OZE do roku 2010 nie będzie możliwe. Zaniepokojenie budzi przede wszystkim wypełnienie obowiązku w zakresie ilości zielonej energii w bilansie energii sprzedanej odbiorcom końcowym już w pierwszym roku obowiązywania systemu, przy jednoczesnym braku znaczących przyrostów nowych mocy energetycznych, oraz niemal pewne wypełnienie tego obowiązku w roku 2006. Oznacza to, bowiem, że wartość praw majątkowych ze świadectw pochodzenia nie będzie rosła, a tym samym inwestycje w energetyce wodnej, wiatrowej i biomasowej będą wciąż balansowały na granicy opłacalności. Ponadto do NFOŚiGW nie wpłyną do roku 2007 żadne środki z opłaty zastępczej i kar za niewywiązanie się z obowiązku, a pierwsze fundusze na wsparcie wykorzystania OZE, wygenerowane przez system, będą dostępne dla przedsiębiorców dopiero w roku 2009.

Zdecydowany sprzeciw wywołuje ponadto fakt, iż głównymi beneficjentami systemu są elektrownie współpalące biomasę (drewno rębne) w starych kotłach kondensacyjnych o dużych mocach. Wątpliwości budzi też objęcie systemem wsparcia starych zdekapitalizowanych obiektów energetycznych o ogromnych mocach. Powoduje to nadpodaż zielonych certyfikatów na rynku, a więc i obniżenie ich wartości. Jednocześnie środki, mające zgodnie z ideą systemu wspierać rozwój nowych mocy energetycznych, płyną szerokim strumieniem do podmiotów, które nie są zobligowane do zainwestowania tych środków w nowe moce, czy też chociażby do utrzymania obecnego potencjału w dłuższej perspektywie czasowej. Ma to bez wątpienia negatywny wpływ na efektywność systemu.

Biorąc powyższe pod uwagę rząd powinien podjąć pilne działania, mające na celu:

- utrzymanie głównych założeń i mechanizmów systemu wspierania OZE podczas prac nad nowym prawem energetycznym;
- wyłączenie z systemu wsparcia lub ograniczenie zakresu wsparcia dla współpalania biomasy w kotłach kondensacyjnych dużych mocy;
- zwiększenie progów obowiązku udziału zielonej energii w bilansie energii sprzedanej odbiorcom końcowym w latach 2007-2008;
- ograniczenie wsparcia w ramach systemu dla zdekapitalizowanych obiektów nie inwestujących w nowe moce produkcji energii z OZE;
- szeroką analizę możliwości i potrzeb różnicowania wielkości wsparcia produkcji energii w odnawialnych źródłach w zależności od wysokości kosztów inwestycyjnych w przeliczeniu na produkcję 1 MWh energii, w celu pełnego wykorzystania potencjału krajowych zasobów OZE.

Niezwykle ważnym problemem, mogącym uniemożliwić rozwój energetyki wiatrowej w Polsce, która wedle wszelkich planów i ocen powinna ponieść największy ciężar wzrostu produkcji zielonej energii elektrycznej do roku 2010, jest zobowiązanie inwestorów do stosowania ustawy prawo zamówień publicznych na zasadach przewidzianych dla zamówień sektorowych. W sytuacji nadwyżki popytu nad podażą turbin wiatrowych na rynku światowym producenci turbin nie tylko nie są zainteresowani udziałem w jakichkolwiek przetargach na dostawę turbin wiatrowych, ale wręcz wymagają wpłacenia zaliczki na poczet gwarancji dostawy urządzeń na dwa lata przed terminem realizacji inwestycji. Bez zmiany stanowiska Prezesa UZP w tym względzie w najbliższych kilku latach żaden krajowy inwestor nie będzie w stanie pozyskać turbin wiatrowych na rynek krajowy.

Aby przeciwdziałać niebezpiecznym trendom niezbędne staje się zintegrowanie polityki klimatycznej ze strategią gospodarczego rozwoju kraju, jej uaktywnienie oraz poszerzenie zestawu instrumentów służących redukcji gazów szklarniowych. Dotyczyć to powinno przede wszystkim:

- promowania oszczędzania energii z wykorzystaniem w szerszym zakresie mechanizmów rynkowych;
- tworzenia bardziej zdecydowanych i trwałych zachęt do rozwoju energetyki odnawialnej, zwłaszcza w powiązaniu z rozwojem lokalnych systemów zaopatrzenia w energię elektryczną, gaz i ciepło;
- tworzenia dalszych zachęt do rozwoju kogeneracji;

- restrukturyzacji przemysłu węglowego i energetyki konwencjonalnej służącej zmniejszaniu roli węgla jako surowca energetycznego, w tych obszarach gdzie dostępne są bardziej przyjazne środowisku nośniki energii przy równoczesnym wspieraniu „czystszych” technologii węglowych;
- popierania konwersji paliw, a także technologii przyszłości opartych na wykorzystaniu wodoru i ogniw paliwowych;
- promowania takich rozwiązań projektowych, technologii i działań organizacyjnych w przemyśle oraz usługach, które przyczynią się do znacznego zmniejszenia zużycia surowców i energii na jednostkę produkcji czy usługi;
- oddziaływań na zmianę zachowań społecznych w kierunku bardziej zrównoważonej i przyjaznej dla środowiska konsumpcji (np. wzmacnianie pozycji transportu zbiorowego, w tym kolei).

Szersze zastosowanie instrumentów wzmacniających wdrażanie polityki klimatycznej służyć będzie modernizacji, promocji innowacyjności, a w konsekwencji wzrostowi konkurencyjności polskiej gospodarki w dłuższym horyzoncie czasu. Uaktywnieniu polityki klimatycznej służyć powinno włączanie kosztów zewnętrznych do cen paliw i energii, zastosowanie ekologicznej reformy podatkowej, wycofywanie się z antyekologicznych subsydiów w gospodarce. Konieczne jest też szerokie i uzasadnione naszą sytuacją gospodarczą wykorzystanie mechanizmów elastycznych Protokołu z Kioto czy też mechanizmu środowiskowego inwestowania (*Green Investments Scheme*).

Kierunki możliwych działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej i praktycznego wdrażania zrównoważonego rozwoju przedstawiono w Tabl. 14, a rezultaty możliwe do osiągnięcia w przemyśle w Tabl. 15. Wspierane winny być działania na rzecz:

- proefektywnościowej i proekologicznej polityki energetycznej;
- wzrostu obywatelskiej świadomości energetycznej, ekologicznej i ekonomicznej;
- współpracy i wymiany informacji pomiędzy członkami UE-10, UE-15 oraz ich najbliższymi sąsiadami.

Tabela 14. Polityka efektywności energetycznej Polsce - środki

ŚRODEK	Tak	Nie	Częściowo
Środki instytucjonalne			X
Ceny energii			X
Akty prawne i standardy techniczne			
Standardy techniczne			X
Regulacje obowiązkowe			X
Zobowiązania dobrowolne/celowe		X	
Etykiety energetyczne			X
Audyty energetyczne			X
Zarządzanie energią		X	
Menedżerowie zarządzania energią		X	
Raporty na temat zużycia energii		X	
Plany oszczędzania energii		X	
Utrzymanie urządzeń w sprawności energ.			X
Opomiarowanie instalacji ciepłych	X		

Środki ekonomiczne i fiskalne			
Zachęty ekonomiczne		X	
Ulgi inwestycyjne, subsydia		X	
Kredyty preferencyjne			X
Dofinansowanie audytów		X	
Zachęty fiskalne			
Ulgi podatkowe			X
Przyśpieszona amortyzacja		X	
Ulgi podatkowe przy zakupie urządzeń energooszczędnych		X	
Inne środki			
Kampanie informacyjne			X
Umowy branżowe		X	
Dofinansowanie sfery R&D			X

Źródło: KAPE S.A.

Tabela 15. Ocena potencjału zmniejszenia zużycia energii w Polsce - przemysł

l.p.	Opis przedsięwzięć modernizacyjnych	Paliwa (nośniki energii)	Energia elektryczna /*	Razem
1	Działania beznakładowe Wdrożenie lub usprawnienie procesu zarządzania energią Wzmocnienie procesu kontroli operacji technologicznych Reorganizacja procesu produkcji	1,852	0,414	2,266
2	Działania niskonakładowe (3–4 lata zwrot nakładów) Zastosowanie dodatkowego i wymiana części istniejącego wyposażenia i urządzeń	1,571	0,585	2,156
3	Działania wysokonakładowe Modernizacja procesu technologicznego	1,621	0,135	1,756
Razem		5,044	1,134	6,178

/* - energia pierwotna z uwzględnieniem skojarzenia, strat przesyłu, potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni
Źródło: KAPE S.A.

PUBLIKACJE I OPRACOWANIA INSTYTUTU NA RZECZ EKOROZWOJU

Wybór

Polityka ekologiczna

- Rola organizacji pozarządowych w kształtowaniu proekologicznych wzorców konsumpcji. Raport 1/2002.
- Kompas Rio + 10 czyli społeczna realizacja przez Polskę dokumentów przyjętych na konferencji ONZ „Środowisko i Rozwój” w czerwcu 1992 r. w Rio de Janeiro. Raport 2/2002.
- Głos organizacji pozarządowych w sprawie strategii zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej. 2002.
- Ekologiczna reforma fiskalna – uwarunkowania i możliwości wdrożenia w Polsce. 2004.
- Opracowanie nt. oceny działań zawartych w Planie Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2004-2006 dla Polski z rekomendacjami dla przyszłego programu rozwoju obszarów wiejskich na lata 2007-2013.

Rynek pracy

- „Zazielenianie lokalnych rynków pracy w Polsce – wykorzystanie doświadczeń Unii Europejskiej”. 2003.

Informator o integracji polityki zatrudnieniowej z ekologiczną w Unii Europejskiej i w Polsce.

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - gospodarka energią

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - ochrona przyrody i leśnictwo

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - ochrona środowiska

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - rolnictwo

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - transport

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - turystyka

Przyjazne środowisku miejsca pracy: - społeczne przedsięwzięcia

ABC „zielonego” miejsca pracy.

Gospodarka energią

- Energetyka a ochrona środowiska w Unii Europejskiej. Materiały szkoleniowe. 1999.
- Przyjazne środowisku miejsca pracy. Gospodarka Energią. 2002.
- Polska polityka energetyczna. Deklaracje i rzeczywistość. Warszawa 2006.

Ochrona klimatu

- Capacity for Climate Protection in Central and Eastern Europe. Activities Implemented Jointly (AIJ). Hungary, 2000.
- „Polska wobec postanowień Konwencji Klimatycznej”. Raport 2/2000.
- Nasza gmina chroni klimat czyli jak lokalny samorząd może się włączyć do globalnych działań na rzecz ochrony środowiska. Poradnik dla władz samorządowych. 2000.
- Dostęp do informacji i udział społeczny w działaniach na rzecz ochrony klimatu. 2002.
- „Good practices in Policies and Measures for Climate change Mitigation. A Central and Eastern European Perspective” Hungary 2002.
- „Aarhus Meets Kyoto. National Case Studies in Central and Eastern Europe on Public Participation in Climate Change Related Decision Making” Hungary. 2003.

Ochrona środowiska

- 10 lat transformacji w Polsce – ochrona środowiska. Diagnoza stanu środowiska i realizacji „Polityki Ekologicznej Państwa”. Raport 1/1999.
- Polityka Unii Europejskiej w zakresie gospodarki odpadami. Materiały szkoleniowe. 1999.
- Polityka wodna Unii Europejskiej. 2001.
- Partnerstwo dla efektywności ekologicznej. 2006.
- Ocena efektywności edukacji na rzecz zrównoważonego rozwoju – sposoby podejścia i strategie wdrażania. 2006.
- Jakie środowisko dla środowiska? PZS, InE, Instytut Ekonomii Środowiska, WWF Polska. 2006.

Transport

- Polityka transportowa Unii Europejskiej – wybrane aspekty środowiskowe. Materiały szkoleniowe. 1998.
- Alternatywna polityka transportowa w Polsce według zasad ekorozwoju. Raport 4/1999.
- Przyjazne środowisku miejsca pracy. Transport. 2002.
- Subsydiowanie transportu – doświadczenia węgierskie. Warszawa 2004.
- Ja, mój samochód, ale nasz klimat (na zlecenie BankWatch, w przygotowaniu).

Prognozy oddziaływania na środowisko dokumentów strategicznych

- Strategia rozwoju turystyki na lata 2007 – 2013. Warszawa 2005-2006.
- Narodowa strategia rozwoju regionalnego na lata 2007 – 2013. Warszawa 2005.
- Krajowy plan strategiczny rozwoju obszarów wiejskich do 2015 i Program rozwoju obszarów wiejskich na lata 2007 – 2013 (razem z firmą Agrotec, w przygotowaniu).
- Program Operacyjny „Rozwój Polskich Wschodniej” (razem z Instytutem Ochrony Środowiska, w przygotowaniu).