

**ZAOPATRZENIE KRAJU  
W SUROWCE ENERGETYCZNE I ENERGIE  
W PERSPEKTYWIE DŁUGOOKRESOWEJ**



## **I. WSTĘP**

Dokument Zaopatrzenie kraju w surowce energetyczne i energię w perspektywie długookresowej został opracowany w celu wykorzystania go do prac nad Narodowym Planem Rozwoju na lata 2007-2013. W skład zespołu analitycznego weszli pracownicy Departamentu Spraw Gospodarczych i Uwarunkowań Międzynarodowych oraz Departamentu Skutków Regulacji Rządowego Centrum Studiów Strategicznych.

6 maja 2004 r. na posiedzeniu Międzyresortowego Zespołu do przygotowania Narodowego Planu Rozwoju na lata 2007-2013 została zaprezentowana wstępna wersja tego dokumentu. Jednocześnie trwały dalsze prace nad jej aktualizacją, w oparciu o model makroekonomiczny opracowany przez Departament Analiz i Prognoz Ekonomiczny Ministerstwa Gospodarki i Pracy w konsultacji z Ministerstwem Finansów. W końcu września 2004 r. zakończono prace nad ostateczną wersją opracowania.

Niniejsza analiza studialna posłużyła ponadto jako materiał pomocniczy, do opracowania przez Międzyresortowy Zespół ds. Polityki Energetycznej, oceny pn. Polityka energetyczna Polski do 2025 r., którą Rada Ministrów przyjęła w dniu 4 stycznia 2005 r.

Opracowanie Rządowego Centrum Studiów Strategicznych sporządzone zostało przy wykorzystaniu danych: Głównego Urzędu Statystycznego, Ministerstwa Gospodarki i Pracy, Ministerstwa Środowiska, Urzędu Regulacji Energetyki, Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., Agencji Rynku Energii S.A., informacji i publikacji Unii Europejskiej i innych.

## **II. SYNTEZA**

Polska dysponuje znaczącymi w skali międzynarodowej zasobami paliw stałych – węgla kamiennego i brunatnego. Mniejsze są zasoby gazu ziemnego – ich eksploatacja pozwala ostatnio na pokrycie około jednej trzeciej zapotrzebowania krajowego. Niewielkie są natomiast zasoby ropy naftowej; łączna wielkość jej udokumentowanych zasobów jest niższa od rocznego przerobu ropy przez polskie rafinerie.

Zróżnicowane wyposażenie w zasoby poszczególnych surowców energetycznych sprawia, że Polska ma unikatową w skali europejskiej strukturę zużycia energii pierwotnej. Dominuje węgiel kamienny i brunatny (łącznie 61,4% zużycia energii pierwotnej w 2003 r.), przy relatywnie niewielkim udziale ropy naftowej (22,2%) i gazu ziemnego (12,3%). W ostatnich latach nastąpiły wyraźne zmiany w strukturze zużycia energii pierwotnej. Zmniejszył się udział węgla kamiennego i brunatnego, natomiast zwiększył się udział ropy naftowej. Na uwagę zasługuje niewielki tylko wzrost zużycia gazu ziemnego. W grupie paliw przetworzonych zaznacza się tendencja do szybkiego wzrostu udziału zużycia gazu płynnego (LPG), głównie do celów transportowych.

Gospodarkę polską charakteryzuje relatywnie wysoka energochłonność. Poza węglową strukturą bilansu energetycznego, na wysoką energochłonność polskiej gospodarki mają także wpływ: znaczny nadal udział tradycyjnych, energochłonnych działów produkcji, niższa niż w krajach zachodnich ogólna sprawność systemu energetycznego, stosowane nadal

w gospodarce i gospodarstwach domowych nieefektywne technologie oraz energochłonne maszyny i urządzenia, energochłonne budownictwo i stare, energochłonne systemy oświetleniowe.

We wszystkich tych dziedzinach następuje stopniowa poprawa. W latach 1991-2003 zużycie energii pierwotnej zmalało o 6,1% przy wzroście PKB o ponad 51%; oznacza to, że energochłonność gospodarki zmniejszyła się o prawie 38%. Mimo to była ona nadal znacznie (2,5-krotnie) wyższa niż w krajach Unii Europejskiej o zbliżonych warunkach klimatycznych. Jednocześnie w Polsce niskie jest zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca (około 2-krotnie niższe od średniego w UE). Wskaźniki te świadczą o skali różnicy między polskim sektorem energetycznym a poziomem rozwoju energetyki unijnej i o wyzwaniach, jakie stoją przed Polską w tym obszarze.

Warto jednak podkreślić, że zaletą węglowej struktury bilansu energetycznego jest bazowanie na nośnikach najtańszych. Świadczy o tym koszt pozyskania energii elektrycznej z poszczególnych surowców. Ponadto dominujący udział pozyskiwanych w kraju paliw stałych w strukturze zużycia energii pierwotnej i produkcji energii elektrycznej zapewnia bezpieczeństwo energetyczne na wysokim i stabilnym poziomie oraz ogranicza obciążenie bilansu handlowego kosztem importu nośników energii.

Oficjalną, długookresową wizję zmian bilansu energetycznego zawiera dokument Ministerstwa Gospodarki „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przyjęty przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r. Jego zapisy zostały poddane w 2002 r. średniookresowej korekcie, sięgającej 2005 r. („Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”). W 2003 r. Komisja Europejska opublikowała długookresową prognozę energetyczną dla poszerzonej Unii Europejskiej, zawierającą szczegółowe projekcje zmian bilansu energetycznego do 2030 r. dla dotychczasowych i przyszłych krajów członkowskich, w tym dla Polski (*European Energy and Transport, Trends to 2030*).

W „Założeniach polityki energetycznej” z 2000 r. przewidywano, że zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce w 2005 r. będzie niewiele tylko niższe niż w przyjętym za bazowy 1997 r., natomiast w latach 2006-2020 nastąpi jego wyraźny wzrost. W poszczególnych rozpatrywanych scenariuszach, wielkość zapotrzebowania na energię w 2020 r. miała wynieść: 112,2 milionów ton oleju umownego (Mtoe), według Scenariusza Przetwania (o 5% więcej niż w 1997 r.), 116,2 Mtoe, według Scenariusza Odniesienia (odpowiednio o 8% więcej) i 121,3 Mtoe, według Scenariusza Postępu-Plus (o 13% więcej). Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną był związany przede wszystkim z zakładanym znacznym wzrostem zużycia gazu ziemnego (z 12 mld m<sup>3</sup> w 1997 r. do 26-29,3 mld m<sup>3</sup> w 2020 r.) oraz ropy naftowej (odpowiednio z 18,6 mln t do 21,1-27,9 mln t). W rezultacie nastąpić miał istotny wzrost udziału paliw węglowodorowych w strukturze zużycia energii (gazu ziemnego z 9,1% do 18,6-20,7%, ropy naftowej z 17,3% do 18,9-20,7%), przy jednoczesnym spadku udziału węgla kamiennego (z 55,9% do 40,9-44,9%).

Podobny jak w programie rządowym kierunek zmian jest przewidywany w prognozie energetycznej Komisji Europejskiej z 2003 r. Zakłada ona silny wzrost zużycia gazu i ropy, a ogólna wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce 2020 r. (112,9 Mtoe) jest zbliżona do określonej w dolnej granicy programu rządowego.

Założenia makroekonomiczne rządowego programu energetycznego z 2000 r. można dziś uznać w znacznej mierze za zdezaktualizowane. Tegoroczna akcesja Polski do Unii

Europejskiej podważa podstawowe założenia scenariuszy Przetrwania i Odniesienia. Z kolei Scenariusz Postępu-Plus okazuje się jak na razie nazbyt optymistyczny. Nie nastąpiły zakładane w nim korzystne zmiany w otoczeniu zewnętrznym, a tempo wzrostu PKB na początku obecnej dekady było bliższe przyjmowanemu w ostrzegawczym Scenariuszu Przetrwania. Skutkowało to znacznie mniejszym od prognozowanego zużyciem paliw i energii. Znalazło to odzwierciedlenie w korekcie programu z 2002 r., w której prognozowaną wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną w 2005 r. zredukowano ze 103,7-106,4 Mtoe do 94,8 Mtoe w Wariancie Bazowym i 90,4 Mtoe w Wariancie Efektywności.

W tych warunkach długookresowa prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce wymaga zasadniczej rewizji. W prognozie do 2020 roku opracowanej przez RCSS, prezentowanej w niniejszym opracowaniu, przyjęto następujące założenia:

Punktem wyjścia jest wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną osiągnięta w 2003 roku w wysokości 91,6 Mtoe. W świetle kształtowania się zużycia energii w ostatnich latach, wydaje się, że założenie to stanowi dobrą podstawę prognozy długoterminowej, tym bardziej, że niewiele odbiega od wielkości przewidywanej w Wariancie Efektywności.

Założono, że tempo wzrostu PKB w latach 2005-2020 wyniesie średniorocznie 5,2%, w tym: 5,4% w latach 2005-2010, 5,1% w latach 2011-2015 i 5,0% w latach 2016-2020. Wielkości te można uznać za dość optymistyczne. Za stosunkowo szybkim wzrostem PKB w nadchodzących latach przemawiają zwłaszcza spodziewane korzystne efekty akcesji do UE, w tym związane z napływem funduszy strukturalnych.

Założono stopniowy wzrost wskaźnika elastyczności zużycia energii względem PKB – do 0,20 w latach 2005-2010, 0,25 w latach 2011-2015 i 0,30 w latach 2016-2020.

Przy powyższych założeniach zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce wzrastałoby w średnim rocznym tempie o 1,2% w latach 2005-2010, o 1,3% w latach 2011-2015 i o 1,5% w latach 2016-2020. Wielkość zapotrzebowania w 2020 r. wyniosłaby 114,6 Mtoe i byłaby o około 25% wyższa niż w 2003 r. (91,6 Mtoe). Byłaby ona tylko nieco wyższa od prognozy Komisji Europejskiej (112,9 Mtoe).

Przy zakładanym dynamicznym kształtowaniu się wolumenu PKB w latach 2005-2020 i prognozowanej przez RCSS skali wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną w tym okresie, energochłonność gospodarki obniżyłaby się niemal o połowę. Przybliżyłoby to nas w istotny sposób do standardów energochłonności, jakie osiągnęte są w krajach wysoko rozwiniętych.

Warunkiem realizacji takiego scenariusza jest dalszy, szybki postęp w zakresie restrukturyzacji polskiej gospodarki – ograniczanie roli tradycyjnych, energochłonnych gałęzi wytwarzania i oparcie przyszłego rozwoju kraju na produkcji wyrobów o wyższym stopniu przetworzenia, w tym zaawansowanych technologicznie oraz ekspansji sektorów usługowych, a także systematyczny wzrost efektywności zużycia energii w wyniku przebudowy technologicznej gospodarki.

W odniesieniu do zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii pierwotnej, główną różnicą w stosunku do dotychczasowych prognoz jest przewidywany przez RCSS nieco mniejszy przyrost popytu na gaz ziemny (do około 26,4 mld m<sup>3</sup> w 2020 r.). Jednocześnie

przewidujemy wzrost zużycia ropy naftowej i węgla brunatnego (odpowiednio do około 27,8 mln t i 65,5 mln t) oraz stabilizację krajowego zużycia węgla kamiennego (na poziomie około 85-86 mln t).

W prognozie do 2020 roku przyjęto założenie, że udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej będzie wzrastał. Można spodziewać się zwiększenia tego udziału, m.in. z uwagi na realizację unijnej dyrektywy o promocji energii ze źródeł odnawialnych. Dotychczasowy postęp w tym zakresie jest jednak umiarkowany, a długookresowe prognozy – silnie zróżnicowane (przewidują one, że udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej może się w 2020 r. kształtować w granicach 2,2-14%). Wzrost znaczenia źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania na energię zmniejszyłby zużycie tradycyjnych jej nośników w stosunku do obecnie zakładanego, a także przyczynił się do poprawy stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce jest również uzasadniony wieloma korzyściami społecznymi, gospodarczymi i ekologicznymi. Polska jest krajem bogatym w odnawialne zasoby energii, mogące służyć zarówno do produkcji energii elektrycznej, ciepła i paliw płynnych. Roczny potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii (1750 PJ) sięga połowy obecnego zapotrzebowania na paliwa i energię w Polsce. Obecne wykorzystanie odnawialnych zasobów energii nie przekracza 6-10% dostępnego potencjału technicznego i jest bardzo zróżnicowane w odniesieniu do poszczególnych rodzajów zasobów. Dynamika wzrostu nowoczesnych technologii energetyki odnawialnej w ostatnich latach stwarza umiarkowaną szansę na stopniowe zwiększenie roli energetyki odnawialnej w systemie zaopatrzenia kraju w paliwa i energię w najbliższych latach. Wstąpienie Polski w struktury UE umocni rolę energetyki odnawialnej oraz zapewni jej dodatkowe instrumenty wsparcia w postaci możliwości skorzystania z programów wspólnotowych.

Rozwój energetyki odnawialnej nie jest w odpowiedni sposób monitorowany i dokumentowany. Stwarzać to może problemy w definiowaniu polityki rozwoju energetyki odnawialnej oraz prognozowaniu i programowaniu jej rozwoju. Wraz ze wzrostem znaczenia energetyki odnawialnej w polityce państwa konieczne jest nadanie priorytetów i lepsze skoordynowanie prac badawczych i studiów służących ukształtowaniu optymalnego modelu wykorzystania odnawialnych zasobów energii w Polsce.

Zmniejszenie udziału nośników krajowych w pokryciu zapotrzebowania na energię pierwotną oznacza istotny spadek stopnia samowystarczalności energetycznej Polski. Nawet przy przyjętym w prognozie RCSS stosunkowo umiarkowanym wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny i ropę naftową w okresie do 2020 r., optymistycznych założeniach odnośnie do krajowej produkcji tych surowców (6 mld m<sup>3</sup> gazu i około 1 mln t ropy w 2020 r.), a także oparciu zużycia węgla kamiennego i brunatnego nadal na wydobyciu krajowym, udział importu netto w pokryciu zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce będzie się zwiększał. Wzrost ten będzie wynikać z przewidywanego zwiększenia zużycia ropy i gazu bazującego w decydującej mierze na dostawach z importu.

W kontekście długookresowego bezpieczeństwa energetycznego Polski istotne znaczenie ma dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny. Wydaje się, że kwestia bezpieczeństwa gazowego wymaga poważnej dyskusji i decyzji, które poprzedzić powinno opracowanie nowej, szczegółowej prognozy bilansu energetycznego, w tym realistycznej prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny i jego wydobycia krajowego. Gaz alternatywny wobec rosyjskiego byłby bowiem zapewne gazem droższym, a ponadto należałoby się liczyć

z koniecznością zaangażowania środków publicznych w realizację nowych projektów infrastrukturalnych, np. w formie gwarancji rządowych.

W świetle przewidywanego w perspektywie do 2020 r. rosnącego udziału importu w pokryciu zapotrzebowania na nośniki energii, istotne znaczenie mieć będzie przyszłe kształtowanie się cen surowców energetycznych na rynkach światowych. Wyniki prognoz opublikowanych ostatnio przez instytucje i organizacje międzynarodowe (m.in. Komisję Europejską, Departament Energii USA, Międzynarodową Agencję Energii) pozwalają na sformułowanie następujących wniosków:

W drugiej połowie obecnej dekady liczyć można na zmniejszenie obciążenia bilansu handlowego kosztami importu ropy naftowej wobec prognozowanego wyraźnego spadku jej notowań cenowych. Natomiast po 2010 roku obciążenie to będzie systematycznie wzrastać pod wpływem skumulowanego oddziaływania przewidywanego wzrostu wolumenu importu i prognozowanego wzrostu światowych cen ropy.

Wysoce niekorzystny jest przewidywany systematyczny, silny wzrost cen gazu ziemnego na rynku poszerzonej UE (w wyrażeniu realnym o 33% w latach 2000-2020 według prognozy Komisji Europejskiej). Sprawi on, że o ile gaz był w 2000 r. dwukrotnie droższy od węgla (w przeliczeniu kalorycznym), o tyle w 2020 r. będzie droższy blisko trzykrotnie. Stanowiąc to powinno dodatkowy czynnik skłaniający do ponownego przemyślenia koncepcji zakładających oparcie na tym nośniku przyszłego wzrostu zużycia energii pierwotnej i wzrostu produkcji energii elektrycznej w Polsce.

W warunkach prognozowanej w okresie do 2020 r. lekkiej spadkowej tendencji realnych światowych cen węgla kamiennego, kondycja tego sektora w Polsce i przyszłe znaczenie węgla w naszym bilansie energetycznym będą uzależnione w decydującej mierze od postępu w zakresie restrukturyzacji górnictwa.

Nowe wyzwania i zagrożenia dla krajowego sektora producentów energii stwarza akcesja do Unii Europejskiej. Chodzi tu zwłaszcza o konieczność dostosowania się producentów energii elektrycznej opartej na węglu do zaostrzonych wymogów ochrony środowiska, planowane zorganizowanie otwartego rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz o prawo dostępu do sieci przesyłowych dla wszystkich podmiotów sektora energii. W rezultacie krajowi producenci energii muszą się liczyć ze wzrostem kosztów wytwarzania i nasileniem konkurencji ze strony dostawców zewnętrznych.

### III. GŁÓWNE ELEMENTY BILANSU ENERGETYCZNEGO – STAN AKTUALNY

#### III.1. Zasoby bilansowe surowców energetycznych

W Polsce występują znaczne zasoby stałych surowców energetycznych.

*Tabela III-1. Zasoby bilansowe złóż kopalin (stan na 31 grudnia 2002 r.)*

Wyszczególnienie	Ilość złóż		Jednostka miary	Zasoby bilansowe	
	Ogółem	w tym zagospodarowane		Ogółem	w tym zagospodarowane
Surowce energetyczne	581	330	mln t	59 841	18 055
w tym: stałe	204	56	mln t	57 945	17 902
- węgiel kamienny	128	46	mln t	44 085	15 888
- węgiel brunatny	76	10	mln t	13 861	2 014
gaz ziemny	245	183	mld m <sup>3</sup>	149*	128,5
ropa naftowa	85	73	mln t	12,5*	12

\* - zasoby wydobywalne

Źródło: Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych (BZKiWP) w Polsce wg stanu na 31 XII.2002 r., PIG Warszawa październik 2003.

Wystarczalność zasobów **węgla kamiennego** szacuje się - według zasobów udostępnionych w czynnych kopalniach - na 28 lat; opierając się na zasobach udostępnionych i możliwych do udostępnienia w czynnych kopalniach - na 38 lat; przy zasobach przemysłowych ocenianych na około 7,4 mld t eksploatację można przedłużyć do 72 lat. Zdolności wydobywcze, które przed wdrożeniem programu restrukturyzacji kopalń węgla kamiennego określone były na około 140-145 mln t/r., obecnie ocenia się na około 105-110 mln t/r.

Pod względem posiadanych i nadających się do wykorzystania zasobów **węgla brunatnego** Polska należy do ścisłej czołówki światowej. Przy utrzymaniu wydobywania na poziomie około 60 mln t rocznie, zasobów w udokumentowanych złóżach wystarczy na ponad 200 lat. Zasoby w czynnych czterech kopalniach stanowią niespełna 15% udokumentowanych bilansowych zasobów tego paliwa. Pełne ich wykorzystanie może zapewnić utrzymanie wydobywania węgla na obecnym poziomie przez zaledwie około 20 lat, natomiast przez następne 20-25 lat następowałoby sukcesywne zmniejszanie wydobywania, aż do całkowitego jego zaniku<sup>29</sup>.

Największe pokłady lądowe **ropy naftowej** (9,3 mln t) znajdują się w złożu Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB). Pozytywne rezultaty dają efekty eksploatacji złóż na Szelfie Bałtyckim, gdzie - według Przedsiębiorstwa Poszukiwań i Eksploatacji Ropy i Gazu „Petrobaltic” - łączne udokumentowane zasoby wynoszą około 10,6 mln t (ich stan nie jest na razie uwzględniany w BZKiWP, stąd nie zostały one podane w Tabeli III-1). Całkowite zasoby ropy naftowej na Szelfie szacowane są na około 176,5 mln t. Szacuje się wzrost

<sup>29</sup> M. Olsza, *Ubywa zasobów i mocy – rośnie zapotrzebowanie. Węgiel górą!*, Energia Gigawat, listopad 2003.



wydobycia tego surowca na obszarze lądowym do około 600 tys. t/r., a na Szelfie - do 500-600 tys. t/r.<sup>30</sup>

Przy obecnym poziomie wydobycia zasoby **gazu ziemnego** wystarczą na około 30 lat. Udokumentowane złoża gazu ziemnego w Polsce oceniane są na około 120 mld m<sup>3</sup> (w przeliczeniu na gaz o wartości opałowej 34,3MJ/m<sup>3</sup>). Zakłada się, że wyczerpywanie istniejących zasobów będzie w przyszłości kompensowane nowo udokumentowanymi i zagospodarowanymi złożami, co ustabilizuje krajowe wydobycie na obecnym poziomie około 4 mld m<sup>3</sup>. Perspektywy odkrycia nowych zasobów istnieją przede wszystkim na Nizinie Polskiej (zasoby prognostyczne określa się tu na około 650 mld m<sup>3</sup>). Na tym samym obszarze, gdzie odkryto ropę naftową, tzn. na Szelfie Bałtyckim, według „Petrobaltic” rozpoznano złoża na około 10 mld m<sup>3</sup> (ich stan nie jest uwzględniany w BZKiWP). Całkowite zasoby na Szelfie szacowane są na około 100 mld m<sup>3</sup>.<sup>31</sup>

### III.2. Struktura pozyskania i zużycia energii pierwotnej oraz energo- i elektrochłonność gospodarki

Polska ma unikatową w skali międzynarodowej strukturę nośników energii pierwotnej, tworzących krajowy bilans paliwowy. Dominują w nim paliwa stałe (węgiel kamienny i brunatny), przy relatywnie niewielkim udziale paliw węglowodorowych (gaz ziemny i ropa naftowa)<sup>32</sup>.

**Tabela III-2. Pozyskanie energii pierwotnej**

Wyszczególnienie	1990	2003	2003	Struktura	
	PJ <sup>33</sup>		1990=100	1990	2003
Energia pierwotna ogółem, w tym:	4114,5	3302,8	80,3	100,0	100,0
węgiel kamienny	3390,0	2413,4	71,2	82,4	73,1
węgiel brunatny	564,9	521,8	92,4	13,7	15,8
ropa naftowa	6,6	30,3	459,1	0,2	0,9
gaz ziemny wysokometanowy (łącznie z gazem z odmetanowania kopalń)	38,2	68,1	178,3	0,9	2,1
gaz ziemny zaazotowany	61,4	83,1	135,3	1,5	2,5
energia odnawialna i odpadowa	53,4	186,1	348,5	1,3	5,6

*Źródło: Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003, ARE S.A. Warszawa, kwiecień 2004 r.*

<sup>30</sup> *Bilans gospodarki surowcami mineralnymi Polski i świata 1998-2002*, Kraków 2003, s. 696.

<sup>31</sup> *Ibidem*, s. 242.

<sup>32</sup> Wskaźnik energochłonności produktu krajowego brutto oznacza ilość energii zużytej dla pozyskania określonej wielkości PKB. Odwrotnością tego wskaźnika jest wskaźnik produktywności energii, który określa, jaki PKB można uzyskać ze zużycia jednostki energii pierwotnej, którą zazwyczaj jest 1 toe (tona oleju ekwiwalentnego). W celu dokonania porównań międzynarodowych odnośnie efektywności energetycznej, PKB powinien być liczony na podstawie parytetu siły nabywczej (PPP), a nie kursem walutowym.

<sup>33</sup> PJ=Petadzul (miara energii – równoważnik około 277,8 mln kWh).

**Tabela III-3. Zużycie energii pierwotnej**

Wyszczególnienie	1990	2003	2003	Struktura	
	PJ		1990=100	1990	2003
Energia pierwotna ogółem, w tym:	4217,0	3961,7	93,9	100,0	100,0
węgiel kamienny	2695,3	2025,6	75,2	63,9	51,1
węgiel brunatny	563,2	519,8	92,3	13,4	13,1
ropa naftowa	530,7	763,2	143,8	12,6	19,3
gaz ziemny wysokometanowy (łącznie z gazem z odmetanowania kopalń)	312,9	384,9	123,0	7,4	9,7
gaz ziemny zaazotowany	61,4	83,1	135,3	1,5	2,1
energia odnawialna i odpadowa	53,5	185,1	346,0	1,2	4,7

Źródło: Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003, ARE S.A. Warszawa, kwiecień 2004 r.

**W latach 1991-2003 zużycie energii pierwotnej w Polsce zmalało** z 4217 PJ do 3961,7 PJ, tj. o 6,1%. W tym okresie PKB zwiększył się o ponad 51%. Oznacza to, że energochłonność zmniejszyła się o prawie 38%. Mimo to była ona nadal znacznie (2,5-krotnie) wyższa niż w krajach UE, o zbliżonych warunkach klimatycznych. Jednocześnie w Polsce niskie jest zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca (około 2-krotnie niższe od średniego w UE). Wskaźniki te świadczą o skali różnicy między polskim sektorem energetycznym a standardami energetyki unijnej i o wyzwaniach, jakie stają przed Polską, by tym standardom sprostać.

Dotychczasowa poprawa efektywności energetycznej polegała głównie na wykorzystaniu rezerw prostych, związanych z marnotrawstwem energii. Efektywność polskich rozwiązań odbiega natomiast nadal od bardziej zaawansowanych modeli charakteryzujących kraje wysokorozwinięte, co wskazuje na dalsze potencjalne możliwości racjonalizacji w tym zakresie, o czym będzie mowa w części II opracowania.

**Tabela III-4. Zużycie energii elektrycznej (kWh) i PKB (w USD według parytetu siły nabywczej walut) na jednego mieszkańca**

Kraj	Zużycie energii elektrycznej		PKB
	1990	2001	
Austria	5594	6698	28224
Belgia	5819	7598	27699
Dania	5522	6019	29679
Finlandia	11826	14676	26538
Francja	5205	6900	26179
Grecja	2803	4575	16249
Hiszpania	3239	5231	21293
Irlandia	3386	5512	30002
Holandia	4920	6155	29248
Niemcy	5736	6150	26321
Portugalia	2379	4106	17987
Szwecja	14054	15194	25972
Wielka Brytania	4769	5759	26226
Włochy	3785	4984	26165
<b>UE</b>	<b>4983</b>	<b>7528</b>	<b>25200</b>
Polska	2525	3075	10309

*Źródło: Zużycie energii - Electricity Information 2002 with 2001 data, OECD/IEA, Paris 2002 oraz [http://www.nationmaster.com/graph-T/ene\\_ele\\_con\\_cap/EUR](http://www.nationmaster.com/graph-T/ene_ele_con_cap/EUR); PKB – Rocznik Statystyczny RP 2003, GUS, Warszawa 2003, s. 762.*

**Struktura zużycia surowców energetycznych** w Polsce znacząco odbiega od występującej w krajach UE. W 2001 r. zapotrzebowanie na energię w UE było pokrywane w 41% przez ropę naftową, w 22% przez gaz, w 16% przez węgiel kamienny, brunatny i torf, w 15% przez energię jądrową i w 6% przez odnawialne źródła energii. Natomiast energia elektryczna pochodziła w 35% z energii jądrowej, w 27% z paliw stałych, w 16% z gazu, w 15% z energii odnawialnej, a w 8% z ropy naftowej. W Polsce udział węgla w pozyskaniu energii elektrycznej wynosi 96%.

Poza strukturą zużycia nośników energetycznych (przemiany energetyczne oparte o węgiel są mniej efektywne niż o węglowodory) na dużą energochłonność polskiej gospodarki mają także wpływ:

- struktura gospodarki, w której nadal znaczny udział mają przemysły energochłonne (górnictwo, hutnictwo, ciężka chemia, przemysł materiałów budowlanych);
- niższa niż w krajach zachodnich ogólna sprawność systemu energetycznego (niedostateczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, przestarzała infrastruktura, generująca znaczne straty energii);
- nadal stosowane w różnych działach gospodarki i w gospodarstwach domowych nieefektywne technologie i energochłonne urządzenia oraz maszyny;
- energochłonne budownictwo z dawnych lat nieodpowiadające obowiązującym dziś normom współczynnika przenikania ciepła;
- stare energochłonne systemy oświetleniowe występujące zarówno w sektorze komunalno-mieszkaniowym, jak i w przemyśle.

We wszystkich tych dziedzinach następuje stopniowa poprawa, wpływająca na spadek energochłonności. Proces ten musi jednak potrwać szereg lat i wymaga nakładów. Intensywne inwestowanie w obniżenie energochłonności jest bowiem równoznaczne z inwestowaniem w unowocześnienie gospodarki i jej szybki rozwój.

W ostatnich latach zaobserwowano wyraźne **zmiany w strukturze zużycia energii pierwotnej**. Zmalał udział węgla kamiennego (z 64% w 1990 r. do 51% w 2003 r.), natomiast udział ropy naftowej zwiększył się (z około 13% do ponad 19%). Symptomatyczna jest stabilizacja udziału zużycia gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego). W 1990 r. wynosił on 8,9%, a w 2003 r. wzrósł do 11,8%, czyli zaledwie o około 3 pkt proc. Wynika to głównie z braku sieci gazowniczych, co uniemożliwia dostarczanie gazu odbiorcom na wielkich obszarach kraju i hamuje pożądany rozwój użytkowania tego nośnika energii.

W pozyskaniu niektórych nośników energii zwraca uwagę: nadpodaż węgla kamiennego, duża ilość zakontraktowanego gazu oraz - wynosząca około 40% - nadwyżka mocy osiągalnej elektrowni nad zapotrzebowaniem szczytowym.

Polska gospodarka bazuje w znacznym stopniu na węglu kamiennym, chociaż jego wydobyte i zużycie stale maleje.

**Tabela III-5. Bilans węgla kamiennego (w mln t)**

Pozycja bilansowa	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Pozyskanie krajowe	147,7	137,2	103,3	104,0	103,7	101,4
Import	0,6	1,5	1,5	1,9	2,7	2,5
Zmiana zapasów	0,3	-1,0	-1,8	-1,3	1,6	-0,9
Eksport	28,1	31,9	23,2	23,0	22,6	20,1
Zużycie globalne *)	119,9	107,8	83,4	84,1	82,3	84,7

\*- łącznie ze stratami i różnicami bilansowymi

Źródło: Roczniki Statystyczne GUS z odpowiednich lat oraz Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003, ARE S.A. Warszawa, kwiecień 2004 r.

W 2003 r. wydobyto ponad 101 mln t tego węgla, tj. o ponad 30% mniej niż w 1990 r.

Okolo 85% (w 2000 r.) węgla kamiennego sprzedawanego w kraju stanowi węgiel energetyczny, pozostałe 15% przypada na węgiel koksujący. Wśród krajowych odbiorców węgla kamiennego dominującą pozycję zajmuje sektor elektroenergetyki zawodowej z udziałem w krajowej sprzedaży na poziomie około 47%. Sprzedaż bezpośrednia węgla odbiorcom z tego sektora wynosiła w 2000 r. około 37 mln t, a sprzedaż koksownictwu - ponad 11 mln t, stanowiąc prawie 15% sprzedaży krajowej. Poziom tej sprzedaży determinowany jest głównie przez koniunkturę na krajowym i światowym rynku koksu oraz wyrobów hutniczych. Największą dynamikę spadku zapotrzebowania na węgiel kamienny notuje się w grupie pozostałych odbiorców krajowych. Przyczyny tego należy upatrywać głównie w głębokich przemianach strukturalnych gospodarki, wyrażających się ogólnym obniżeniem energochłonności produkcji przemysłowej oraz rozwojem energooszczędnych technologii w sferze budownictwa i eksploatacji zasobów mieszkaniowych. Ponadto w tej sferze najsilniej przejawiają się tendencje do zastępowania węgla innymi nośnikami energii - gazem ziemnym oraz produktami przetwórstwa ropy naftowej. Na ograniczenie zużycia węgla wpływa także wzrost cen energii oraz wymogi ochrony środowiska.

Wydobycie **węgla brunatnego** jest ściśle powiązane z produkcją energii elektrycznej, bazującej na tym surowcu. Na skutek spadku zapotrzebowania na energię elektryczną, zmalało również wydobycie węgla brunatnego z około 67,5 mln t w 1990 r. do 60 mln t w 2003 r.

W celu utrzymania wydobycia węgla brunatnego w przyszłości, rozważane jest uruchomienie nowego zagłębia górniczo-energetycznego, opierającego się na złożu Legnica. Przemawia za tym fakt, że energia elektryczna uzyskiwana z węgla brunatnego jest jedną z najtańszych, o czym świadczy koszt pozyskania energii elektrycznej z różnych surowców<sup>34</sup> (w 2000 r.):

- węgiel brunatny – 4,16 zł/GJ;
- węgiel kamienny – 7,41 zł/GJ;
- węgiel kamienny gruby – 13,44 zł/GJ;
- gaz ziemny – 24,55 zł/GJ;
- olej opałowy – 35,50 zł/GJ<sup>35</sup>.

Dominujący udział paliw stałych (ponad 64%) w krajowym bilansie paliw zapewnia bezpieczeństwo energetyczne na wysokim i stabilnym poziomie. W ostatnich latach nie występowały zakłócenia w dostawach tych paliw.

**Źródła energii odnawialnej** (wykorzystanie biomasy, energetyka wodna, wiatrowa, słoneczna oraz energia geotermalna) nie mają aktualnie większego znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego, jednak ich wykorzystanie wzmacnia bezpieczeństwo w skali lokalnej i przyczynia się do poprawy zaopatrzenia w energię, szczególnie na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

Zgodnie z przyjętą przez Rząd i Sejm RP „Strategią rozwoju energetyki odnawialnej” celem strategicznym jest zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii pierwotnej do 7,5% w 2010 roku i do 14% w 2020 roku<sup>36</sup>.

Zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie paliwowo-energetycznym kraju zawarte w „Strategii ...” zostały zapisane również w Traktacie Akcesyjnym UE<sup>37</sup>, a plany Polski w raporcie Światowego Funduszu na rzecz Przyrody (WWF) ocenione zostały na trzecim miejscu po Litwie oraz Czechach. Polska uzyskała 11 punktów w 20 punktowej skali ocen. Najniżej ocenione zostały: zasady dostępu do sieci przesyłowych, procedury i akty prawne oraz system finansowego wsparcia<sup>38</sup>.

„Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych” wyznacza cel osiągnięcia w 2010 r. 7,5%

---

<sup>34</sup> Podane wartości odnoszą się do energii chemicznej zawartej w paliwach, stanowiącej wkład do produkcji energii elektrycznej.

<sup>35</sup> J. Balcewicz, *Przyszłość polskiego węgla i energetyki węglowej. 9 mitów i fakty*. Energia Gigawat, sierpień 2002 r..

<sup>36</sup> Cele te są niższe w stosunku do dyrektywy Unii Europejskiej o promocji energii ze źródeł odnawialnych, nakładającej na kraje członkowskie wspólny obowiązek, aby do 2010 r. udział zielonej energii w bilansie zużycia energii elektrycznej w Unii wzrósł z obecnych 13,9% do 22% w 2010.

<sup>37</sup> Treaty to Accession of the European Union in 2003 Annex II, part 12, page EN 1802. Jednocześnie wśród państw kandydujących wyższe od Polski udziały energii ze źródeł odnawialnych zakładają Czechy 8%, Słowacja 31%, Słowenia 33,6%, Łotwa 49,3%.

<sup>38</sup> The Eastern Promise. Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries, January 2004, str. 8.

udziału OZE w bilansie energii elektrycznej kraju<sup>39</sup> (w 2001 r. - 2,4%, 2002 r. - 2,5%, 2003 r. - 2,65%, 2004 r. - 2,85%, 2005 r. - 3,1%, 2006 r. - 3,6, 2007 r. - 4,2%, 2008 r. - 5%, 2009 r. - 6%). Rozporządzenie to tworzy mechanizm zobowiązań ilościowych. Ideą jego jest stopniowe pobudzanie popytu na energię z OZE.

W 2001 r. udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w bilansie energii pierwotnej uzyskiwanej w kraju wynosił około 4,5% (174 PJ, w tym około 166 PJ przypadało na biomasę i biogaz).<sup>40</sup>

W 2002 r. produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wyniosła około 2,9 TWh i stanowiła 2,1% całkowitego zużycia energii elektrycznej w kraju (137 TWh)<sup>41</sup>.

W ostatnich latach nie odnotowano znaczącego wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Sektor tej energii rozwijał się, ale w tempie raczej umiarkowanym, które bez dodatkowych instrumentów wsparcia raczej nie wystarczy Polsce do spełnienia celów ilościowych, zapisanych w Strategii rozwoju energetyki odnawialnej, Traktacie Akcesyjnym oraz w przepisach wykonawczych do Prawa energetycznego, dotyczących obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych.

**Tabela III-6. Przyrost mocy wytwórczych wybranych rodzajów źródeł odnawialnych w latach 1999-2002<sup>42</sup>**

Rodzaj instalacji	Sumaryczna moc w 1999 r. [MW]	Sumaryczna moc w 2002 r. [MW]	Przyrost mocy [MW]
Ciepłownie na drewno	350	450	100
Ciepłownie na słomę	13	92	79
Kotły na słomę	7	23	16
Biogazownie komunalne	38,9	61,5	22,6
Biogazownie na gaz	9	15,4	6,4
Kolektory słoneczne	6,5	17	10,5
Geotermia	26,8	55,75	28,9
Energia wiatrowa	4	28,5	24,5
MEW	156	184,9	28,9
<b>Razem</b>	<b>611,2</b>	<b>928,05</b>	<b>316,8</b>

W bilansie energii odnawialnej dominuje tradycyjne użytkowanie biomasy, przede wszystkim w wiejskich gospodarstwach domowych, gdzie różnego rodzaju odpady drewna, słoma i biogazy stanowią substytut węgla kamiennego. Bardziej nowoczesne technologie wykorzystywane są w ciepłowniach spalających te paliwa oraz w elektrociepłowniach przemysłowych, bazujących na współspalaniu biomasy odpadowej i miazgi węglowej.

<sup>39</sup> Rozporządzenie odnosi jednak ten udział do sprzedaży energii odbiorcom końcowym (ok. 100 TWh), zaś Traktat do całkowitego zużycia tej energii w kraju (ok. 140 TWh).

<sup>40</sup> Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2001, 2002, GUS, Warszawa 2003.

<sup>41</sup> Dane Urzędu Regulacji Energetyki.

<sup>42</sup> Z uwagi na ograniczoną dokładność danych dla innych rodzajów źródeł energii odnawialnej, tabela pokazuje rozwój tylko niektórych technologii wykorzystania energii odnawialnej. Rola i znaczenie odnawialnych zasobów energii w zaopatrzeniu kraju w paliwa i energię w perspektywie średni- i długookresowej, EC-BREC, Warszawa 2004 r. str 5

Ogólne dane dotyczące instalacji wykorzystujących OZE oraz wielkość produkcji energii elektrycznej i ciepła z OZE w 2002 r. w Polsce przedstawia Tabela III-7.

**Tabela III-7. Instalacje wykorzystujące OZE oraz struktura produkcji energii odnawialnej w Polsce w 2002 r.**

Źródło energii	Wyszczególnienie	Liczba instalacji	Moc elektr. w MW <sub>e</sub>	Moc cieplna w MW <sub>t</sub>	Zużycie energii pierwotnej w TJ	Produkcja	
						energii elektrycznej w GWh	ciepła (sieciowego i niesieciowego) w TJ
	OGÓLEM	291168	728,6	11058	174051	2896	112913
Biomasa <sup>d)</sup>	Elektrociepłownie na odpady z przemysłu celulozowo-papierniczego i meblarskiego	5 <sup>a)</sup>	150,0 <sup>a)</sup>	450,0 <sup>a)</sup>		500,0 <sup>a)</sup>	5 000,0 <sup>a)</sup>
	Ciepłownie na drewno dużej mocy (>500 kW)	180 <sup>a)</sup>		450,0 <sup>a)</sup>	8 450,0	-	6 750,0 <sup>a)</sup>
	Ciepłownie na słomę dużej mocy (>500 kW)	65 <sup>a)</sup>		92,0 <sup>a)</sup>	1 150,0 <sup>a)</sup>	-	920,0 <sup>a)</sup>
	Kotły małej i średniej mocy na drewno (<500 kW)	110 000 <sup>a)</sup>		500,0 <sup>a)</sup>	5 79 200,0 <sup>a)</sup>	-	59 400,0 <sup>a)</sup>
	Paleniska małej mocy wykorzystywane do spalania drewna	175 000		4375,0 <sup>a)</sup>	65 650,0 <sup>a)</sup>	-	39 400,0 <sup>a)</sup>
	Kotły małej i średniej mocy na słomę (<500 kW)	150 <sup>a)</sup>		23,0 <sup>a)</sup>	307,5	-	230,0 <sup>a)</sup>
	Biogazownie komunalne	32	18,4	43,1	970,0 <sup>a)</sup>	38,0 <sup>a)</sup>	450,0 <sup>a)</sup>
	Biogazownie na gaz wysypiskowy	25 <sup>a)</sup>	7,5 <sup>a)</sup>	19,0 <sup>a)</sup>	300,0 <sup>a)</sup>	22,3 <sup>a)</sup>	200,0 <sup>a)</sup>
	Kolektory słoneczne <sup>b)</sup>	3 809		17,0 <sup>a)</sup>	37,2 <sup>a)</sup>	-	37,2 <sup>a)</sup>
	Prom. słoneczne	Systemy fotowoltaiczne	240 <sup>a)</sup>	0,08 <sup>a)</sup>		0,2 <sup>a)</sup>	0,05 <sup>a)</sup>
Geotermia	Ciepłownie geotermalne	4		55,75 <sup>c)</sup>	371,2	-	371,2 <sup>c)</sup>
	Pozostałe instalacje <sup>e)</sup>	1000 <sup>a)</sup>		33,4 <sup>a)</sup>	154,8 <sup>a)</sup>	-	150,0 <sup>a)</sup>
Wiatr	Elektrownie wiatrowe sieciowe	42	28,5		217,4	60,4	-
Woda	Elektrownie wodne <sup>*)</sup>	12 <sup>f)</sup>	339,2 <sup>f)</sup>		5680,8	1 578,0 <sup>g)</sup>	-
	Małe elektrownie wodne <sup>h)</sup>	604	184,9		2511,4	697,6	-

a) Dane szacunkowe, b) Łącznie kolektory wodne i powietrzne, c) Instalacje geotermalne bez mocy szczytowych, d) Bez wykorzystania biopaliw płynnych, e) Obejmuje instalacje balneologiczne, kąpieliska, instalacje do suszenia płodów rolnych, upraw szklarniowych oraz hodowli zwierząt, bez pomp ciepła, f) Obejmuje elektrownie wodne przepływowe o mocy powyżej 5 MW, g) Obejmuje produkcję energii elektrycznej z dopływu naturalnego ze wszystkich elektrowni wodnych o mocy powyżej 5 MW, h) Obejmuje elektrownie przepływowe o mocy zainstalowanej poniżej 5 MW  
\* - Moc osiągalna dotyczy tylko dużych elektrowni przepływowych, nie obejmuje elektrowni z członem pompowym

Źródło: Dane EC BREC - „Rola i znaczenie odnawialnych zasobów energii w zaopatrzeniu kraju w paliwa i energię w perspektywie średnio i długookresowej”, Warszawa, 2004 r.

W Polsce największe tradycje ma wykorzystywanie energetycznych zasobów wodnych. Ze względu na uwarunkowania geofizyczne, potencjalne zasoby hydroenergetyczne w Polsce są niewielkie - oszacowano, że wynoszą one około 24 mld kWh/rocznie, a ekonomicznie uzasadnione - około 12 mld kWh/rocznie. Łączna moc zaistalowana dużych elektrowni wodnych wraz ze szczytowo-pompowymi wynosi około 630 MW, a małych około 160 MW<sup>43</sup> i dotyczy ona elektrowni przepływowych, czyli tych, które dają faktyczny efekt energetyczny. Potencjał ten jest wykorzystywany zaledwie w 15%, wobec np. 49% w Austrii, 63% w Szwecji i Norwegii, 79% w Hiszpanii i 82% we Francji. Natomiast udział elektrowni wodnych w krajowej mocy energetycznej wynosi w Polsce 7,3% (obejmuje moc zarówno elektrowni przepływowych, jak i szczytowo-pompowych, łącznie ponad 2000 MW), podczas gdy we Włoszech - 31,5%, w Szwecji - 47,9%, Portugalii - 48%, Austrii - 66,7%, Norwegii - 99,8%.

Kolejnym źródłem energii odnawialnej jest energia słoneczna. Warunki meteorologiczne w Polsce charakteryzują się jednak bardzo zróżnicowanym rozkładem promieniowania w cyklu rocznym; około 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na 6-7 miesięcy sezonu wiosenno-letniego. W niewielkim stopniu upowszechnione jest stosowanie kolektorów słonecznych jako źródła energii do ogrzewania, zwłaszcza wody dla celów gospodarczych i przemysłowych, oraz do suszenia np. płodów rolnych.

Znaczący w strukturze potencjału energii odnawialnej jest udział energii geotermalnej. Może ona być używana do produkcji energii cieplnej, zwłaszcza w procesach wspomaganych innymi rodzajami energii.

Energia wiatrowa w Polsce zaczęła się rozwijać dopiero w ostatnich latach, głównie na Wybrzeżu Bałtyckim, w rejonach Suwalszczyzny i Podkarpacia. Z końcem 2002 r. opracowany został przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Operatora Systemu Przesyłowego dokument Problemy związane z rozwojem energetyki wiatrowej (EW) w krajowym systemie elektroenergetycznym, w którym przedstawiono sytuację w zakresie planowanych inwestycji w EW. Moc przyłączonych EW do sieci (marzec 2002 r.) wyniosła 28 MW, moc EW w ramach wydanych przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków ich przyłączenia - 872 MW, w ramach złożonych wniosków o przyłączenie - 2 629 MW, moc wynikająca z informacji o zamiarach inwestorów w tym zakresie wynosi 3 990 MW – zatem łącznie 7 519 MW. Autorzy dokumentu stwierdzają, że dynamiczny i żywiołowy rozwój energetyki wiatrowej stwarza poważne problemy ekonomiczne i techniczne dla systemu elektroenergetycznego oraz określają działania zaradcze.

Polska przy sprzyjającej relacji cen surowców energetycznych na rynku światowym, może utrzymać harmonijny rozwój sektora energii w warunkach węglowej monokultury krajowych zasobów energetycznych i jednocześnie odnieść istotne korzyści z postępującej liberalizacji międzynarodowych rynków energii, choć prawdopodobnie przyniesie to stopniowe obniżanie wskaźnika samowystarczalności energetycznej.

**Stopień dywersyfikacji zasilania energetycznego** (rośnie wraz ze wzrostem liczby wchodzących do bilansu nośników oraz przyjmuje wartość maksymalną dla równych udziałów tych nośników w bilansie) gospodarki polskiej w ostatnich latach poprawiał się sukcesywnie, kształtując się na zbliżonym jak w Unii Europejskiej poziomie. W 2000 r.

---

<sup>43</sup> Strategia rozwoju energetyki odnawialnej, wrzesień 2000 r. str. 8.



wynosił on 75,1% w Polsce i 74,9% w UE<sup>44</sup>. Trzeba przy tym odnotować, że w większości krajów UE użytkowana jest dodatkowo nie występująca w Polsce - energia jądrowa.

Wraz ze wzrostem stopnia dywersyfikacji, w wyniku importu, sukcesywnie zmniejszać się będzie samowystarczalność energetyczna kraju. W 2000 r. wartość tego wskaźnika w Polsce wynosiła 84% i przez wiele jeszcze lat będzie przewyższać średni poziom w krajach UE (w 2000 r. - prawie 50%)<sup>45</sup>.

### III.3. Inne aspekty sytuacji energetycznej

#### III.3.1. Import mediów

Pokrycie potrzeb paliwowych gospodarki wymaga importu mediów energetycznych. Dotyczy to szczególnie ropy naftowej i gazu ziemnego.

*Tabela III-8. Import energii pierwotnej*

Wyszczególnienie	1990	2003	2003	Struktura	
	PJ		1990=100	1990	2003
Energia pierwotna ogółem, w tym:	841,9	1121,1	133,2	100,0	100,0
węgiel kamienny	16,5	66,6	403,6	1,96	5,94
ropa naftowa	541,7	741,9	137,0	64,34	66,18
gaz ziemny wysokometanowy	283,6	312,1	110,5	33,69	27,84
energia odnawialna i odpadowa	0,1	0,5	500	0,01	0,04

*Źródło: Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003 ARE, Warszawa kwiecień 2004 r.*

Udział **ropy naftowej** w ogólnym imporcie paliw zwiększył się z 64,3% w 1990 r. do 66,2% w 2003 r. mimo wzrostu wydobycia krajowego, głównie z nowo odkrytych złóż, zlokalizowanych w północno-zachodniej części kraju i pod dnem Bałtyku. W strukturze geograficznej importu ropy do Polski dominuje Rosja (ponad 96% całego importu). Pozostałe dostawy pochodzą głównie z rejonów Morza Północnego.

Sytuacja taka nie stanowi jednak istotnego zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, ponieważ istniejąca infrastruktura rurociągową i portową pozwala na dość elastyczne kształtowanie struktury importu ropy do Polski. W wyniku wcześniejszych decyzji o budowie, a następnie rozbudowie Portu Północnego, zwiększyły się zdolności przeładunkowe portowych terminali naftowych, co stworzyło warunki do dywersyfikacji dostaw ropy i produktów naftowych. Istniejące zdolności przeładunkowe i transportowe przekraczają aktualne potrzeby polskich rafinerii. W przypadku wystąpienia trudności w pozyskiwaniu ropy rosyjskiej, możliwy jest szybki wzrost importu z pozostałych kierunków, a o dominacji importu rosyjskiego w ostatnich latach decydują raczej ceny i czynniki technologiczne, niż brak alternatywnych źródeł.

<sup>44</sup> Informacja o stanie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz działaniach podejmowanych przez Rząd w tym zakresie – Ministerstwo Gospodarki oraz Urząd Regulacji Energii – 2002 r.

<sup>45</sup> J.w.

Polski rynek produkcji i dystrybucji produktów naftowych charakteryzuje się deficytem paliw dla sektora transportowego, przy wzrastającym popycie. Deficyt produktów naftowych powoduje, że niezbędny jest ich import. Głównymi źródłami importu są kraje sąsiedzkie, posiadające znaczną nadwyżkę w zakresie produkcji benzyn, w szczególności Szwecja, Finlandia, Litwa, Słowacja oraz Niemcy (mimo deficytu własnego w wysokości około 3 mln t). Sytuacja w zakresie olejów napędowych jest podobna, jednakże poziom importu jest niższy.

Analizując sektor przerobu i dystrybucji **ropy naftowej** w Europie Środkowej należy wyodrębnić trzy bloki regionalne, które powinny być w Polsce brane pod uwagę. Są to: Skandynawia, kraje położone na wschód od Polski oraz kraje graniczące z Polską na zachodzie i południu. W całej Skandynawii (bez Danii) występuje nadwyżka produkcji benzyn oraz olejów napędowych, a ponadto w Szwecji znacząca nadwyżka olejów opałowych. Istnieć więc będzie presja na kierowanie tych nadwyżek na rynek polski.

Rafinerie w krajach graniczących z Polską od wschodu stanowią potencjalne źródło podaży, z uwagi na fakt istnienia co najmniej trzech dużych ośrodków przerobu ropy naftowej (odpowiednio 15, 16 i 25 mln t ropy rocznie). Jednakże z powodu niedoinwestowania oraz niedoborów w dostawach ropy, a także niskiej jakości produktów - aktualnie wykorzystują one tylko część swoich możliwości.

Regiony na zachód i południe od Polski są rynkami o szczególnym znaczeniu dla rynku paliw w Polsce. Główną tego przyczyną jest fakt, że większość rafinerii jest zaawansowana technologicznie i produkuje wyroby o wysokiej jakości. Warto zwrócić uwagę na dużą nadwyżkę w produkcji benzyn w Słowacji. Również pewna część nadwyżki produkcji benzyn z rafinerii w Schwedt (Niemcy) może być skierowana na zachodnie tereny Polski. W Słowacji i na Węgrzech występuje nadwyżka produkcji średnich destylatów. Należy się spodziewać, że część jej będzie eksportowana do Polski.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) wydobywa ropę w południowo-wschodniej i północno-zachodniej części Polski, a „Petrobaltic” posiada instalacje na szelfie Morza Bałtyckiego. Krajowe wydobycie ropy jest niewielkie (w 2003 r. wyniosło 712 tys. t) i pokrywa tylko około 4% zapotrzebowania.

W Polsce funkcjonuje 7 rafinerii, z czego dwie mają istotne znaczenie dla sektora naftowego. Największą jest Polski Koncern Naftowy „ORLEN” S.A., o łącznych zdolnościach przetwórczych rzędu 17,8 mln t ropy rocznie. Spółka kontroluje również 75% krajowej produkcji paliw ciekłych i zaspokaja 57% krajowych potrzeb. Drugim producentem jest Rafineria Gdańska S.A., której moce przerobowe wynoszą 4,5 mln t ropy naftowej rocznie. Kontroluje ona 20% rynku paliw i jest istotnym (25% udziału) dostawcą olejów bazowych i smarowych. Pozostałe rafinerie przetwarzają łącznie 9% ropy naftowej w kraju i zaspokajają około 2% zużycia krajowego.

W zakresie gotowych produktów naftowych uzależnienie Polski od importu nie jest już tak duże i w ostatnich latach malało, przynajmniej w zakresie głównych produktów. Import benzyn silnikowych spadł poniżej 20% zużycia krajowego z około 30% w drugiej połowie lat 90., oleju napędowego - do około 15% z ponad 20% w pierwszej połowie minionej dekady. Stało się tak dzięki realizacji programu inwestycyjnego w krajowych rafineriach, który przyniósł zarówno znaczny przyrost ilościowy mocy przerobowych, jak i zasadniczą poprawę jakości produktów. Rozbudowa i modernizacja rafinerii, przy stabilizacji wielkości zużycia

paliw, pozwoliły na ograniczenie importu paliw gotowych. Dalsze kształtowanie się wskaźnika zależności importowej dla produktów naftowych zależy będzie od zmian popytu. W perspektywie krótko- i średnioterminowej nie jest konieczny znaczący przyrost mocy przerobowych polskich rafinerii.

Spośród gotowych produktów naftowych wysoki udział importu dotyczy jedynie gazu ciekłego (około 80% zużycia krajowego tego produktu pochodzi z importu). Wynika to z dynamicznego wzrostu zużycia tego bardzo wygodnego i nisko opodatkowanego w latach 90. paliwa - nie tylko w transporcie, ale także w gospodarstwach domowych, które nie mają dostępu do gazu sieciowego. W 2002 r. wartość energetyczna wykorzystanego gazu ciekłego stanowiła już 16% wartości energetycznej gazu ziemnego<sup>46</sup>. W przypadku olejów opałowych Polska jest eksporterem netto, sprzedając za granicę około połowy krajowej produkcji ciężkiego oleju opałowego i importując tylko niewielkie ilości lekkiego oleju opałowego.

Od kilku lat zużycie gazu ziemnego w Polsce utrzymuje się na stałym poziomie 11 mld m<sup>3</sup> rocznie. Popyt na gaz zaspokajany jest obecnie przez dostawy pochodzące z importu (około 65% krajowego zużycia) i ze źródeł krajowych około 35%.

Struktura odbiorców **gazu ziemnego** jest zróżnicowana. Na rynku gazu jest ich około 6,2 mln, z czego około 97% stanowią gospodarstwa domowe, zużywające 34% całości dostarczanego gazu. Resztę wykorzystują przedsiębiorstwa przemysłowe.

Ograniczona podaż i zasoby gazu ze źródeł krajowych oraz występowanie jedynie kilku liczących się na rynku europejskim dostawców tego paliwa, powoduje daleko idące konsekwencje dla bezpieczeństwa dostaw. W związku z tym konieczne było zawarcie długoterminowych kontraktów na import gazu.

W Europie istnieją dwa główne źródła pozyskiwania gazu: Rosja i złoża Morza Północnego. Dostawy do Polski z Rosji stanowią 78% ogółu zaopatrzenia w gaz pochodzący z importu. Reguluje to porozumienie między Rządem RP a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągu dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Polski i dostawach rosyjskiego gazu do naszego kraju, podpisane 25 sierpnia 1993 r. Jego celem było stworzenie koncepcji Systemu Gazociągów Tranzytowych (SGT), który pozwoliłby na wykorzystanie tranzytowego położenia naszego kraju. Umowa ta zdecydowanie zwiększyła bezpieczeństwo energetyczne Polski. Zapewniła odbiór gazu z gazociągów tranzytowych prowadzących do Niemiec. Poprzednio gaz dostarczany był gazociągami, które kończyły się na przejściach granicznych z Białorusią i Ukrainą.

Porozumienie z 1993 r. uzupełnione zostało protokołem dodatkowym (uchwała Rady Ministrów z 4 lutego 2003 r.), mającym na celu zwiększenie efektywności współpracy obu krajów w sektorze gazowym. Dostawy rosyjskiego gazu do Polski w latach 2004-2005 będą realizowane w wysokości 7 mld m<sup>3</sup> rocznie. W następnych latach przewiduje się ich sukcesywny wzrost, aż do 9 mld m<sup>3</sup> w okresie 2021-2022.

### **III.3.2. Infrastruktura energetyczna**

Istotnym czynnikiem, wpływającym na bezpieczeństwo energetyczne kraju, jest stan techniczny i sprawność **obiektów przemian energetycznych oraz systemów transportu,**

---

<sup>46</sup> Dane Agencji Rozwoju Energetyki

**przesyłu i dystrybucji paliw i energii.** W końcu 2003 r. moc osiągalna w elektrowniach i elektrociepłowniach wynosiła 34,5 tys. MW i wzrosła, w porównaniu z 1990 r., o ponad 4 tys. MW. W tym samym okresie obciążenie szczytowe systemu elektroenergetycznego zmniejszyło się z 23,4 tys. MW do 21,3 tys. MW. Oznacza to, że polski sektor elektroenergetyczny dysponuje znaczną nadwyżką mocy osiągalnej nad zapotrzebowaniem szczytowym, podczas gdy w krajach Unii Europejskiej przyjmuje się za poziom uzasadniony 20-24% nadwyżki mocy.

Stan techniczny krajowej elektroenergetycznej sieci przesyłowej (o łącznej długości 12,7 tys. km), nie stanowi zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Wymaga jednak sukcesywnej modernizacji i przebudowy.

Również stan techniczny gazowych rurociągów przesyłowych należy ocenić jako dobry, a ich rozbudowa stworzyła możliwości przesyłania paliwa z różnych punktów systemu przesyłowego. Bardzo źle prezentuje się stan sieci dystrybucyjnych. Nie rozwijały się one w takim samym tempie, jak sieci przesyłowe i w rezultacie nadal wiele miejscowości w Polsce nie jest objętych systemem przewodowego dostarczania gazu. W 2002 r. na ogólną liczbę 884 miast 254 nie miało sieci gazowej. Na 6 061 tys. odbiorców gazu z sieci 5 362 tys. zamieszkuje miasta, a tylko 699 tys. (12%) znajduje się poza obszarami miejskimi. Długość sieci rozdzielczej w 2000 r. wynosiła 96,3 tys. km, w tym 69,7 tys. km sieci średniego ciśnienia. Niekorzystna jest również struktura wiekowa sieci. Gazociągi stalowe w wieku powyżej 25 lat i gazociągi żeliwne w wieku do 100 lat stanowią łącznie około 57% stanu sieci. Nowa sieć, głównie z polietylenu, w wieku do 20 lat, stanowi około 42% stanu sieci.

Moc cieplna osiągalna przedsiębiorstw ciepłowniczych wynosi dziś blisko 70 tys. MW, a łączna długość sieci ciepłowniczych w kraju przekracza 16 tys. km. Duża część sieci zbudowana jest przy zastosowaniu przestarzałych już technologii i materiałów izolacyjnych. Wpływa to na znaczne (oceniane na ponad 14% całej dostarczanej mocy cieplnej) straty ciepła podczas przesyłu. Obecnie stosowane nowoczesne technologie budowy sieci przy użyciu rur preizolowanych znacznie obniżają wielkość strat przesyłowych.

Kolejny czynnik wpływający na bezpieczeństwo energetyczne kraju, to stan zapasów paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw do odbiorców. Istniejący system tworzenia oraz finansowania zapasów paliw w elektrowniach i elektrociepłowniach powoduje, że w przypadku zakłóceń w dostawach paliw ze źródeł pierwotnych – rezerwa ta gwarantuje utrzymanie dostaw energii elektrycznej i cieplnej na poziomie wymaganym przez odbiorców. Zapasy węgla kamiennego energetycznego w elektrowniach w końcu lutego 2004 r. wynosiły prawie 5 mln t, co stanowiło 38-dniowy zapas. Wskaźniki charakteryzujące stan rezerwy paliw stałych w Polsce są obecnie zbliżone do wskaźników w Unii Europejskiej.

Sukcesywnie powiększane są zdolności magazynowania gazu ziemnego, jednak są one nadal znacznie mniejsze niż w większości krajów UE. Polskie magazyny gazu mają pojemność około 1,5 mld m<sup>3</sup>. Pojemność zbiorników w Polsce jest także mniejsza niż na Węgrzech, w Czechach czy w Słowacji, przy zbliżonym poziomie zużycia gazu.

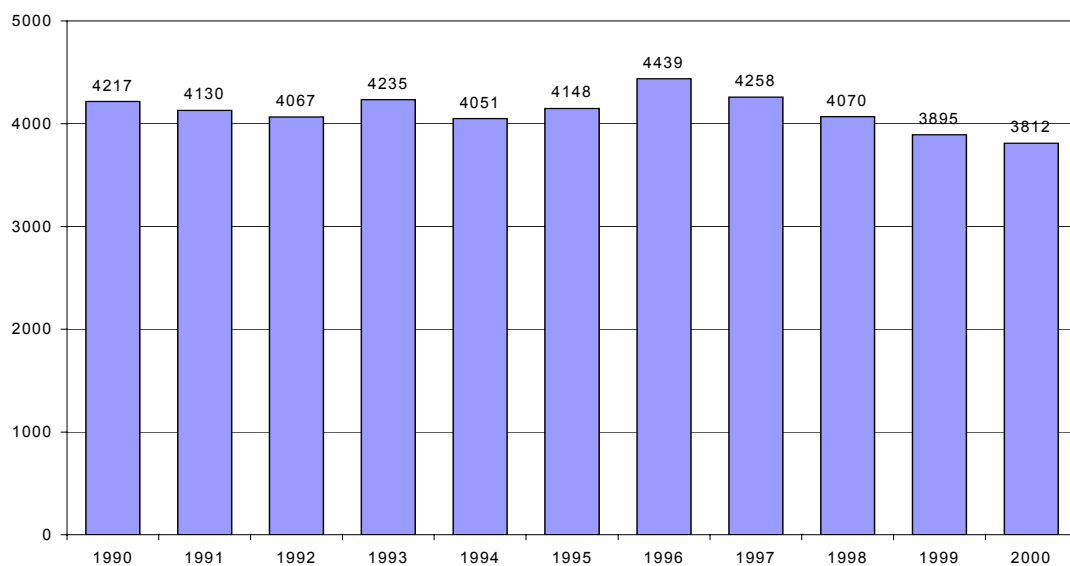
**Aneks do rozdziału III**

**Tabela A. Gospodarka surowcami energetycznymi i energią elektryczną**

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Zużycie krajowe	Wydobycie/produkcja	Eksport	Import	Dynamika zużycia Rok 1990 = 100
<b>1990</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	119926,0	147736,0	28065,0	560,3	100
Węgiel brunatny	tys. t	67391,0	67584,0	-	-	100
Ropa naftowa	tys. t	12846,0	160,0	-	13126,0	100
Gaz ziemny	PJ	374,2	99,6	-	283,6	100
Energia elektryczna	TWh	124,7	136,3	11,5	10,4	100
<b>1995</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	107823,0	137166,0	31868,0	1497,0	89,9
Węgiel brunatny	tys. t	63197,0	63547,0	-	-	93,7
Ropa naftowa	tys. t	13444,0	292,0	-	12957,0	104,6
Gaz ziemny	PJ	376,6	132,7	-	244,3	100,6
Energia elektryczna	TWh	118,1	139,0	7,2	4,4	94,7
<b>2000</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	83371,7	103330,6	23244,9	1452,4	69,5
Węgiel brunatny	tys. t	59487,2	59484,1	-	-	88,3
Ropa naftowa	tys. t	18080,3	652,7	-	18001,6	140,7
Gaz ziemny	PJ	452,4	138,7	-	278,0	120,9
Energia elektryczna	TWh	124,1	145,2	9,7	3,3	99,5
<b>2001</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	82841,0	103991,7	23029,0	1878,0	69,0
Węgiel brunatny	tys. t	59538,0	59552,0	-	-	88,3
Ropa naftowa	tys. t	18113,0	767,0	-	17558,0	141,0
Gaz ziemny	PJ	471,2	146,2	-	301,9	125,9
Energia elektryczna	TWh	124,7	145,6	11,0	4,3	100
<b>2002</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	82257,1	103705,0	22623,8	2737,3	68,5
Węgiel brunatny	tys. t	58167,6	58209,6	-	-	86,3
Ropa naftowa	tys. t	17878,0	727,9	-	17942,2	139,0
Gaz ziemny	PJ	458,3	149,4	-	281,2	122,4
Energia elektryczna	TWh	124,2	144,1	11,5	4,5	99,6
<b>2003</b>						
Węgiel kamienny	tys. t	84691,1	101391,9	20118,6	2516,3	70,6
Węgiel brunatny	tys. t	60657,7	60886,7	-	-	90,0
Ropa naftowa	tys. t	17946,7	712,0	-	17448,3	139,7
Gaz ziemny	PJ	468,0	151,2	-	312,1	125,0
Energia elektryczna	TWh	141,5	151,8	15,1	5,0	113,5

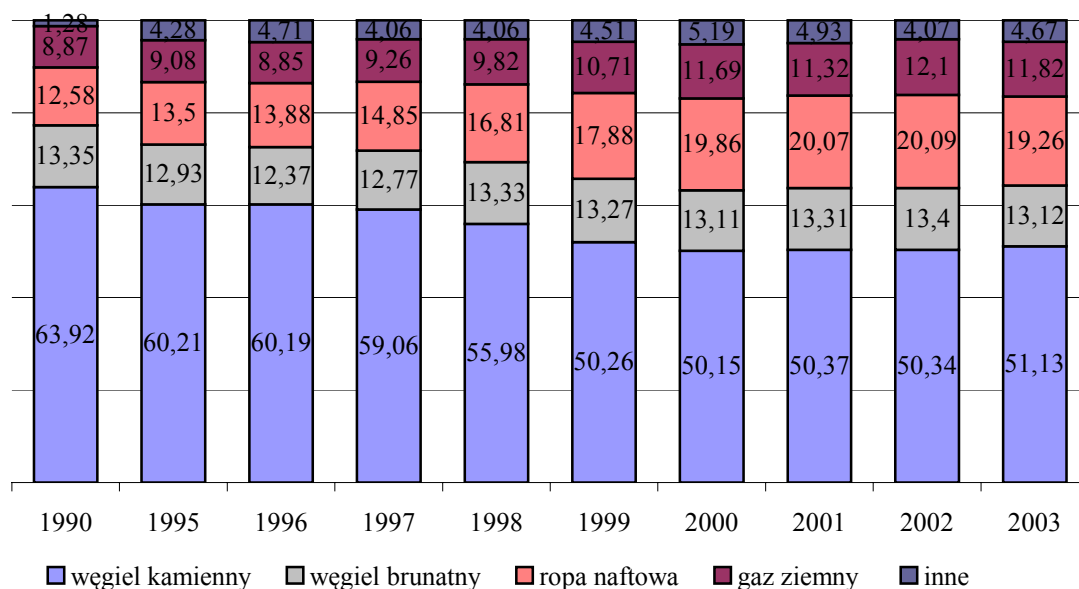
Źródło: GUS, Gospodarka paliwowo-energetyczna. Dane za 2003 rok – ARE.

**Rysunek A. Zużycie energii pierwotnej w latach 1990-2003 (PJ)**



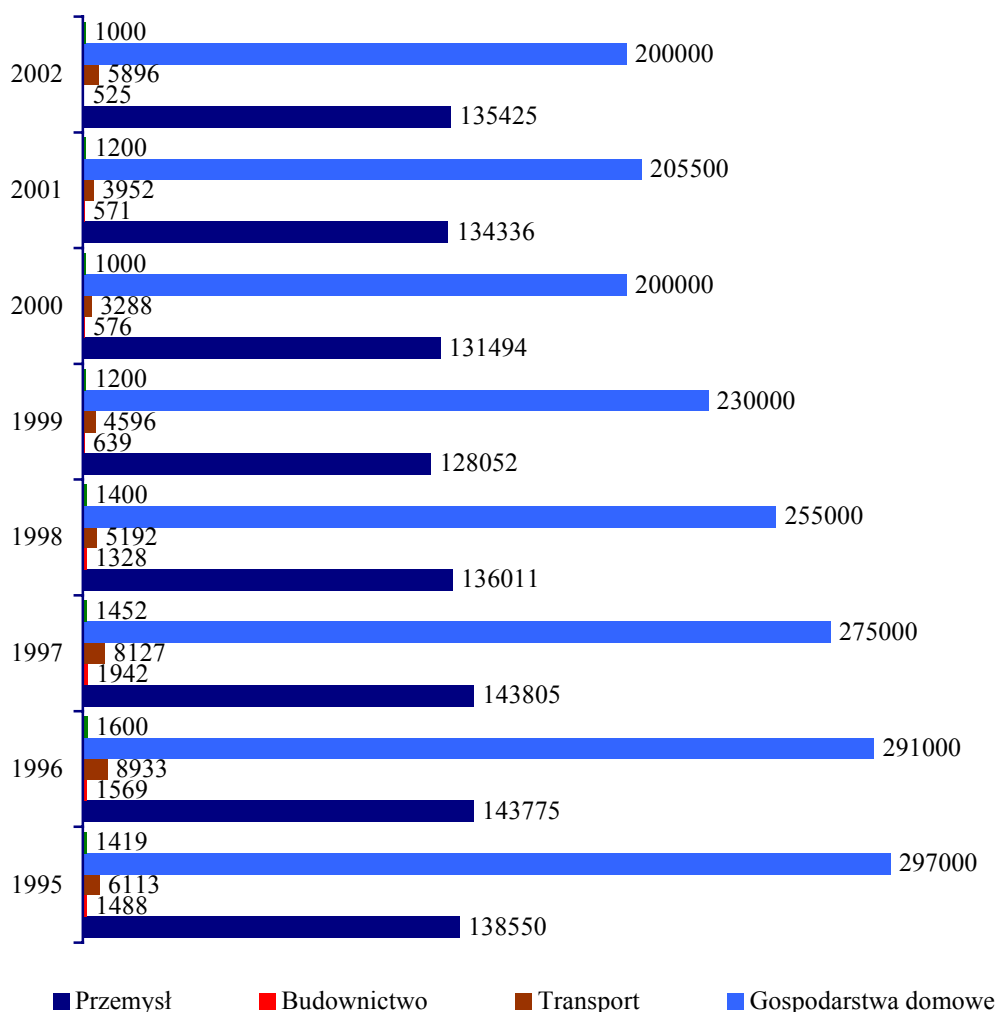
Źródło: GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna. Dane za rok 2003 – Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003*”, ARE S.A., Warszawa 2004, obliczenia RCSS.

**Rysunek B. Struktura zużycia energii pierwotnej w gospodarce narodowej według nośników (%)**



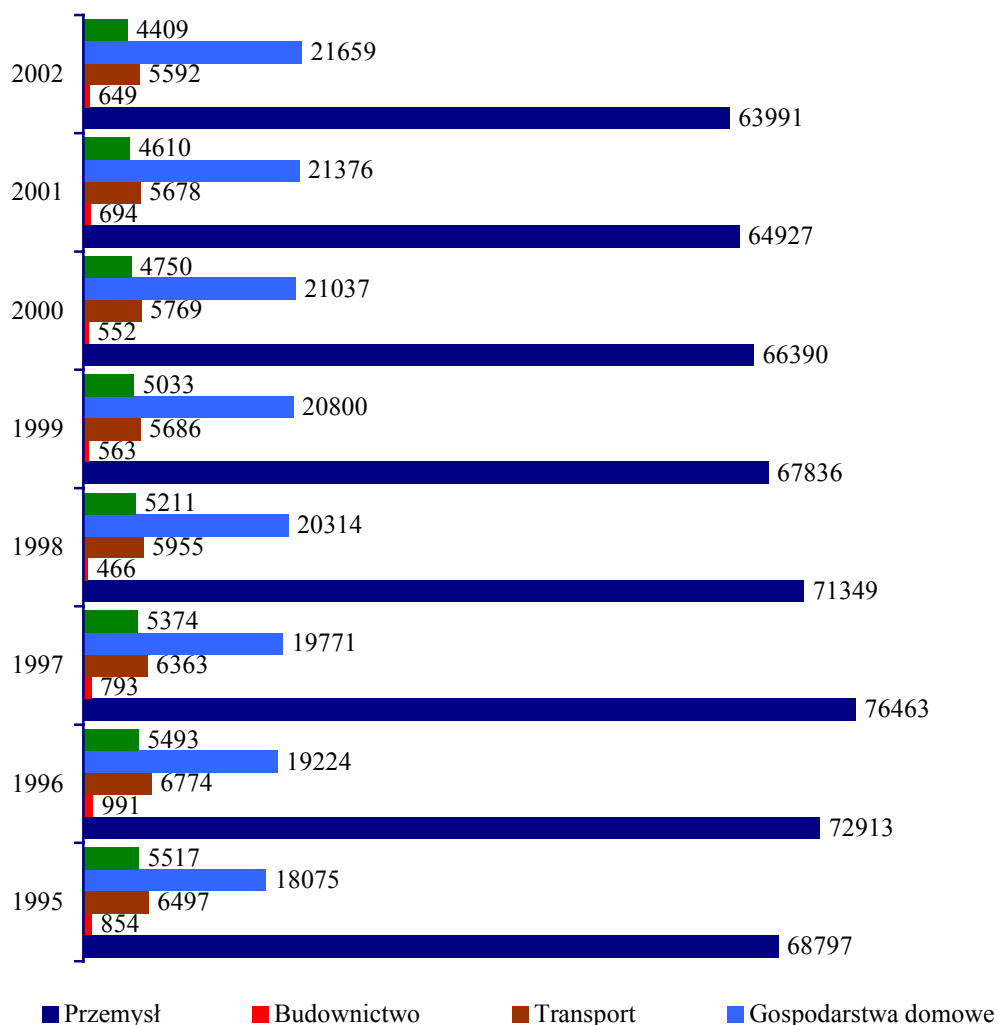
Źródło: GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna. Dane za rok 2003 – Bilans energii pierwotnej w latach 1990-2003*”, ARE S.A., Warszawa 2004, obliczenia RCSS.

Rysunek C. Zużycie bezpośrednie ciepła według odbiorców w latach 1995-2002 (TJ)



Źródło: GUS, Gospodarka paliwowo-energetyczna, obliczenia RCSS.

**Rysunek D. Żużycie bezpośrednie energii elektrycznej według odbiorców w latach 1995-2002 (GWh)**



Źródło: GUS, Gospodarka paliwowo-energetyczna, obliczenia RCSS.



## **IV. PROGNOZA POPYTU I PODAŻY SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH I ENERGII DO 2020 ROKU**

### **IV.1. Prognoza zapotrzebowania na energię do 2020 roku**

#### **IV.1.1. Makroekonomiczne uwarunkowania zapotrzebowania na paliwa i energię**

Długookresowe zmiany zapotrzebowania na energię są uzależnione od dynamiki wzrostu gospodarczego oraz od kształtowania się energochłonności PKB, odzwierciedlającego zmiany w strukturze gospodarki oraz w efektywności wykorzystania energii i poszczególnych jej nośników.

W przyjętym przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r. dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, przewidywane zmiany bilansu energetycznego są rozpatrywane dla trzech scenariuszy – Przetrwania, Odniesienia i Postępu-Plus, różniących się zakładanymi warunkami rozwoju gospodarczego kraju.

Scenariusz Przetrwania ma charakter ostrzegawczy. Byłby on realizowany w warunkach słabego światowego rozwoju, hamowanego przez wstrząsy polityczne. Jednocześnie polska polityka gospodarcza nie byłaby w stanie wygenerować trwałych podstaw rozwojowych. Zbyt mała byłaby akumulacja kapitału, utrwałaby się surowcowa struktura gospodarki. W tych warunkach średnioroczna stopa wzrostu PKB kształtowałyby się na poziomie około 2,3%, co nie pozwalałoby na odrobienie luki rozwojowej w stosunku do krajów wyżej rozwiniętych.

Scenariusz Odniesienia odbywałby się w warunkach politycznej stabilności i rozwoju otoczenia międzynarodowego. W gospodarce Polski miałyby miejsce stosunkowo powolne kontynuowanie procesu korzystnych przemian. Szybkie wyczerpanie prostych rezerw rozwoju skutkowałoby coraz niższym tempem wzrostu PKB; średniorocznie do 2020 r. wyniosłoby ono około 4%.

Scenariusz Postępu-Plus urzeczywistniany byłby w sprzyjających warunkach otoczenia międzynarodowego oraz przy założeniu aktywnej, skutecznej polityki proefektywnościowej rządu. Następowalaby głęboka i trwała restrukturyzacja gospodarki. Struktura tworzenia PKB zmieniałaby się na rzecz sektorów generujących wysokie wartości dodane przy spadku udziału rolnictwa i sektora energii. Istotnie zwiększałyby się społeczna wydajność pracy oraz ponad trzykrotnie wzrosłaby produktywność energii pierwotnej. Pozwalałoby to na utrzymanie wysokiego tempa wzrostu PKB, o około 5,5% rocznie. Polska stałaby się członkiem UE przed 2005 r., co ułatwiałoby kontynuację korzystnych tendencji rozwojowych, a nawet pewne ich przyspieszenie.

Przewidywana w poszczególnych scenariuszach dynamika PKB oraz zmiany w zakresie energochłonności gospodarki zostały zestawione w Tabeli IV-1.

**Tabela IV-1. Tempo wzrostu PKB i energochłonność gospodarki Polski do 2020 r. według założeń rządowego programu energetycznego z 2000 r.**

Wyszczególnienie		1997-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020
Średnioroczne tempo wzrostu PKB (w %)	Przetrwania	2,4	1,8	2,3	2,7
	Odniesienia	4,8	3,7	3,4	3,2
	Postępu-Plus	5,7	6,3	5,5	5,1
Energochłonność gospodarki *)	Przetrwania	0,253	0,237	0,216	0,193
	Odniesienia	0,212	0,181	0,158	0,140
	Postępu-Plus	0,199	0,155	0,124	0,102

\* - Zużycie energii pierwotnej w odniesieniu do wartości PKB, w kg oleju umownego/zł z 1995 r., w ostatnim roku okresu (w 1997 r. wynosiło 0,309)

Źródło: Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.

Obecnie, zaledwie w cztery lata od opracowania omawianego rządowego programu energetycznego, jego założenia makroekonomiczne uznać można za zdezaktualizowane. Wstąpienie Polski do Unii Europejskiej podważa podstawowe założenia scenariuszy Przetrwania i Odniesienia, w których założono między innymi przystąpienie do UE nie wcześniej niż w 2010 roku. Z kolei Scenariusz Postępu-Plus okazuje się jak na razie nazbyt optymistyczny. Nie nastąpiły zakładane w nim korzystne zmiany w otoczeniu zewnętrznym, a tempo wzrostu PKB na początku obecnej dekady było bliższe zakładanemu w Scenariuszu Przetrwania. Skutkowało to znacznie mniejszym od prognozowanego zużyciem paliw i energii.

Zgodnie z prognozą makroekonomiczną<sup>47</sup> na lata 2005-2020, średnioroczne tempo PKB wyniesie:

- 5,4% w latach 2005-2010;
- 5,1% w latach 2011-2015;
- 5,0% w latach 2016-2020.

Wielkości te można uznać za dość optymistyczne, lecz są one niższe niż zakładano w Scenariuszu Postępu-Plus.

Podstawowe wskaźniki prognozy makroekonomicznej przedstawiono w Tabeli IV-2.

<sup>47</sup>Prognoza opracowana przez Ministerstwo Gospodarki i Pracy i skonsultowana z Ministerstwem Finansów i Rządowym Centrum Studiów Strategicznych.

Tabela IV-2. Prognoza na lata 2005-2020 – podstawowe wskaźniki

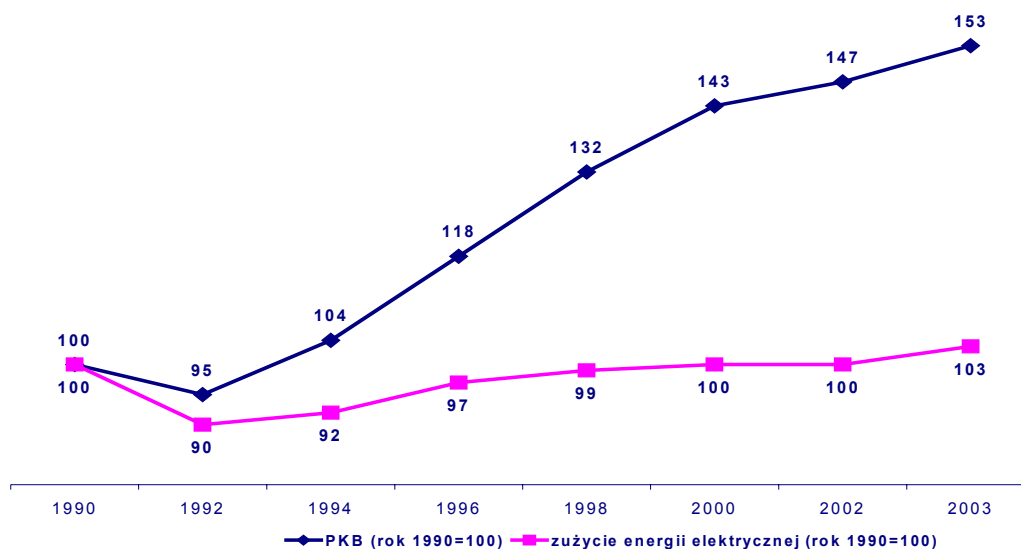
Rok	Konsumpcja	Inwestycje	Eksport	Import	Eksport netto	PKB	PKB Polski/PKB UE-15
		%			% PKB		%
2005	3,7	12,9	12,0	12,0	-1,7	5,0	45,5
2006	4,1	12,6	11,1	12,1	-1,8	4,8	46,5
2007	4,8	14,4	11,0	12,4	-2,3	5,6	47,9
2008	5,1	8,4	8,0	8,5	-3,0	5,2	49,2
2009	5,4	9,6	6,9	8,0	-3,3	5,6	50,7
2010	5,6	11,0	7,2	8,2	-3,8	6,1	52,4
2011	5,5	7,3	7,1	7,5	-4,3	5,6	54,0
2012	5,3	5,5	7,0	7,0	-4,5	5,2	55,5
2013	5,1	5,1	6,9	6,8	-4,6	5,0	56,8
2014	5,1	4,8	6,7	6,6	-4,5	4,9	58,2
2015	5,0	4,8	6,7	6,6	-4,6	5,0	59,5
2016	5,0	4,8	6,6	6,3	-4,6	5,0	61,0
2017	4,9	4,7	6,6	6,3	-4,6	5,0	62,5
2018	4,9	4,7	6,6	6,3	-4,7	5,0	64,1
2019	4,9	4,7	6,5	6,2	-4,6	5,0	65,6
2020	4,9	4,7	6,5	6,2	-4,5	5,0	67,1

Źródło: Prognoza makroekonomiczna na lata 2005-2020, MGiP.

#### IV.1.2. Średnio- i długookresowe zapotrzebowanie na energię w Polsce w świetle dotychczasowych tendencji, programów rządowych i prognoz

W latach 1990-2002 transformacja zachodząca w polskiej gospodarce nie spowodowała zwiększonego zużycia energii. W tym okresie wzrost PKB następował w zasadzie bez zwiększenia zużycia energii pierwotnej, jak również energii elektrycznej, co ilustruje Rysunek III-1.

Rysunek IV-1. Zużycie energii elektrycznej w Polsce w relacji do dynamiki wzrostu PKB w latach 1990-2003



Źródło: URE, GUS, RCSS.

W latach 1990-2002 PKB wzrósł o blisko 50% bez wzrostu zużycia energii elektrycznej. Zużycie energii pierwotnej zmalało w tym okresie o ponad 7%. Sytuacja zeroenergetycznego wzrostu PKB miała miejsce do 2002 r. Związana jest ona z obserwowanym, szczególnie od połowy lat dziewięćdziesiątych, wzrostem efektywności zużycia energii, na co miała wpływ transformacja gospodarki i wzrost efektywności procesów gospodarczych, zmniejszenie zapotrzebowania na energię przez różnego rodzaju sprzęty gospodarstwa domowego, elektronikę i transport samochodowy. Również badania w zakresie zużycia energii cieplnej wskazują na zmniejszenie zapotrzebowania, ze względu na docieplanie budynków mieszkalnych przez spółdzielnie mieszkaniowe, stosowanie nowoczesnych materiałów termoizolacyjnych w nowym budownictwie oraz czynnik pogodowy (od kilku lat zmiany warunków pogodowych na korzystniejsze). Wzrost zużycia energii elektrycznej o około 3% miał miejsce dopiero w 2003 r. i wiązał się z dynamicznym wzrostem PKB o 3,8%.

Tendencje te - wraz ze zmianą aktualnych i przewidywanych uwarunkowań makroekonomicznych - powodowały szybką dezaktualizację zapisów rządowych programów energetycznych.

W przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r. „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przewidywano, że zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce w 2005 r. będzie niewiele tylko niższe od odnotowanego w przyjętym za bazowy roku 1997, natomiast w latach 2006-2020 nastąpi jego wyraźny wzrost. Pokazuje to zestawienie zawarte w Tabeli IV-3.

**Tabela IV-3. Prognoza zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce do roku 2020 według założeń programu rządowego z 2000 r. (w mln ton oleju umownego)**

Scenariusz	1997	2005	2010	2015	2020
Przetwarzania	107,3 (100)	106,2 (99)	108,6 (101)	110,7 (103)	112,2 (105)
Odniesienia	107,3 (100)	106,4 (99)	109,1 (102)	112,4 (105)	116,2 (108)
Postępu-Plus	107,3 (100)	103,7 (97)	109,7 (102)	114,7 (107)	121,3 (113)

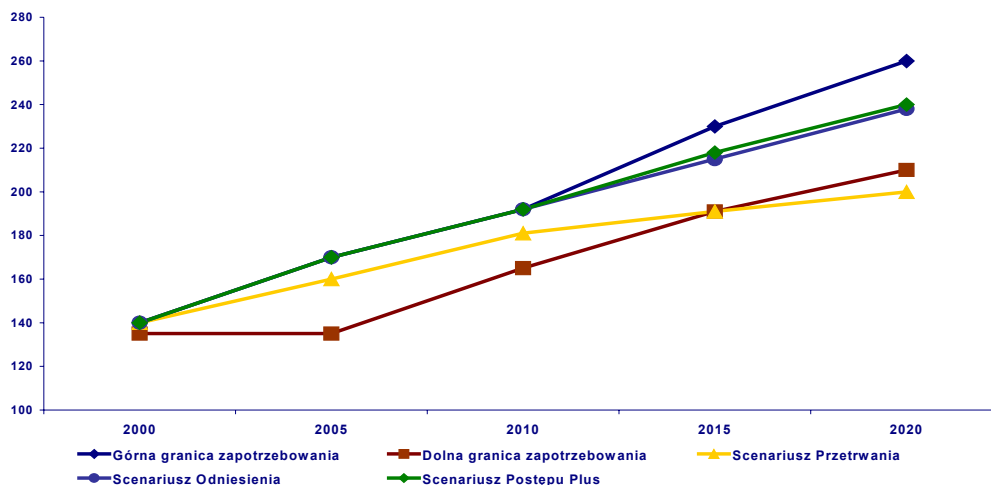
*Uwaga: W nawiasach wskaźniki dynamiki, rok 1997=100*

*Źródło: Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.*

Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną po roku 2005 był związany przede wszystkim z zakładanym znacznym wzrostem zużycia gazu ziemnego (z 12 mld m<sup>3</sup> w 1997 r. do 26-29,3 mld m<sup>3</sup> w 2020 r.) oraz ropy naftowej (odpowiednio z 18,6 mln t do 21,1-27,9 mln t). W rezultacie przewidywano istotny wzrost udziału paliw węglowodorowych w strukturze zużycia energii pierwotnej według nośników. Udział gazu ziemnego miał zwiększyć się z 9,1% w 1997 r. do 18,6-20,7% w 2020 r., a udział ropy naftowej z 17,3% do 18,9-23%, przy jednoczesnym spadku udziału węgla kamiennego z 55,9% do 40,9-44,9%.

Jeszcze większy niż w odniesieniu do energii pierwotnej był przewidywany w omawianym dokumencie przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Zapotrzebowanie to zwiększyć się miało ze 140,5 TWh w 1997 r. do 201,9-236,4 TWh w 2020 r., tj. o 44-68%. Tendencje w zakresie prognozowanego popytu na energię elektryczną przedstawia Rysunek III-2.

**Rysunek IV-2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną według „Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” (w TWh)**



Źródło: Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.

Wymogi ustawy Prawo energetyczne spowodowały konieczność sporządzania co 2 lata korekty bilansu popytu i podaży energii, co znalazło odzwierciedlenie w przyjętym w 2002 r. przez Rząd dokumencie pt. „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”. Jednocześnie zmiany, jakie zachodziły w okresie do 2002 r. w wykorzystaniu energii pierwotnej sprawiły, że korekta ta miała charakter znaczący.

W zawartej w dokumencie z 2002 r. prognozie średnioterminowej (do roku 2005) założono dalszy spadek zarówno energochłonności, jak i elektrochłonności gospodarki. Tempo tego spadku ma charakter malejący, głównie ze względu na wyczerpywanie się prostych rezerw w zapotrzebowaniu na energię pierwotną, energię elektryczną i ciepłą. Zakłada się, że spadek zużycia energii w okresie 2000-2005 r. będzie niższy niż w okresie 1995-2000 r. i wyniesie 0,32% rocznie przy średniorocznym obniżeniu się energochłonności o 2,94% i elektrochłonności o 2,38%. W sferze wytwórczej spadek ten będzie spowodowany zmianami w strukturze tworzenia PKB i wzrostu udziału sektorów rynkowych oraz zmniejszeniem energochłonności gałęzi wytwórczych i unowocześnianiem technologii w przemyśle ciężkim (hutnictwo, chemia podstawowa). Zmiany w zakresie efektywności użytkowania energii przedstawiono w Tabeli IV-4.

W prognozie do 2005 roku przyjęto, że gospodarstwach domowych nastąpi umiarkowany przyrost zużycia energii elektrycznej w wyniku poprawy wyposażenia mieszkań w urządzenia techniczne, stosownie do wzrostu zamożności społeczeństwa. Należy jednak podkreślić, że wskaźnik zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych na mieszkańca pozostanie nadal dwukrotnie niższy niż średnia w Unii Europejskiej.

**Tabela IV-4. Prognoza efektywności użytkowania energii do roku 2005**

Wyszczególnienie	Jednostka	2000*	2003	2005	Średnioroczne tempo zmian w okresie 2000-2005 [%]
Energochłonność (zużycie energii pierwotnej/PKB)	kgoe/zł'00	0,137	0,126	0,118	-2,94
Elektrochłonność (zużycie krajowe energii elektrycznej/PKB)	kWh/zł'00	0,203	0,187	0,179	-2,38
Zużycie finalne energii ogółem	toe/Ma	1,735	1,718	1,707	-0,32
Zużycie finalne energii elektrycznej	MWh/Ma	2,509	2,538	2,562	0,41
Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych razem **	MWh/Ma	0,657	0,672	0,699	1,22

\* - z uwzględnieniem poprawki pogodowej

\*\* - obejmuje gospodarstwa miejskie oraz zużycie na cele socjalne indywidualnych gospodarstw rolnych

Źródło: MG, Agencja Rynku Energii, GUS.

Średnioterminowa prognoza energetyczna do 2005 r. została sporządzona w dwóch wariantach - Bazowym i Efektywności. W Wariantcie Efektywności uwzględnione zostały zmiany w gospodarce narodowej związane z wejściem do Unii Europejskiej i następujące pod wpływem tendencji rozwojowych gospodarki światowej.

**Tabela IV-5. Zapotrzebowanie na energię finalną do 2005 roku**

Sektor (w PJ)	Wariant BAZOWY			Wariant EFEKTYWNOŚCI	
	2000	2003	2005	2003	2005
Przemysł	985,9	966,0	956,8	915,3	883,0
Rolnictwo	243,6	255,2	263,6	238,5	238,0
Transport	410,9	448,9	462,5	448,9	462,5
Usługi	215,4	214,0	214,1	206,7	203,6
Gospodarstwa domowe	950,8	895,5	864,4	843,1	789,9
<b>KRAJ ogółem</b>	<b>2806,6</b>	<b>2779,6</b>	<b>2761,4</b>	<b>2652,5</b>	<b>2577,0</b>
<b>Udział w zapotrzebowaniu krajowym:</b>					
węgla kamiennego		26,8	25,6	25,9	24,3
gazu ziemnego		13,5	13,8	13,4	13,5
energii elektrycznej		12,7	12,9	13,0	13,8

Źródło: „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”

Jak wynika z danych przedstawionych w Tabeli IV-5, zapotrzebowanie na energię finalną do 2005 roku w podziale według sektorów gospodarki oraz według wyróżnionych nośników energii, nie będzie się zwiększać, a nawet prawdopodobny jest jego spadek o około 8% (w Wariantcie Efektywności). Szczególnie znaczące spadki mogą wystąpić w sektorze gospodarstw domowych oraz w przemyśle. W sektorze gospodarstw domowych, spadek powodowany będzie nasilającym się przymusem ekonomicznym, wymuszającym oszczędzanie energii oraz postępującymi procesami termomodernizacji budynków.

Prognozowane zapotrzebowanie na energię pierwotną (por. Tabela IV-6) jest ściśle związane z przewidywanym poziomem i strukturą zużycia energii finalnej.

Ocenia się, że w okresie do 2005 r. nie będzie dużych zmian w zużyciu pierwotnych nośników energii. Zapotrzebowanie na energię pierwotną ogółem wzrośnie między rokiem 2000 i 2005 tylko o 1% w Wariantcie Bazowym, podczas gdy w Wariantcie Efektywności obniży się o 3%. W Wariantcie Efektywności przewiduje się zmniejszenie zapotrzebowania na węgiel kamienny o około 4 miliony ton.

**Tabela IV-6. Wariantowa prognoza krajowego zapotrzebowania na nośniki energii pierwotnej do roku 2005**

Wyszczególnienie	Jedn.	Wariant BAZOWY			Wariant EFEKTYWNOŚCI	
		2000*	2003	2005	2003	2005
Węgiel kamienny <sup>1</sup>	mln ton	84,2	85,8	84,6	83,1	80,3
Węgiel brunatny	mln ton	59,7	60,7	60,5	60,7	60,6
Ropa naftowa <sup>2</sup>	mln ton	19,9	18,8	19,4	18,4	18,8
Gaz ziemny <sup>3</sup>	mld m <sup>3</sup>	12,9	13,6	13,7	12,9	12,7
Energia odnawialna <sup>4</sup>	Mtoe	4,3	3,7	3,7	3,5	3,5
Zapotrzebowanie krajowe <sup>5</sup>	Mtoe	93,4	94,9	94,8	91,9	90,4

1) węgiel z saldem imp.-eksport. brykietów i koksu,

2) ropa naftowa z saldem imp.-eksport. nośników pochodnych,

3) gaz ziemny w przeliczeniu wg wartości opalowej  $Q=34,3$  MJ/m<sup>3</sup>,

4) energia wodna, wiatrowa, słoneczna, geotermalna, biomasa, biogaz,

5) wraz z saldem wymiany energii elektrycznej oraz stratami i różnicami bilansowymi

Źródło: „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”

Prognozy średnioterminowe wskazują, że w elektroenergetyce i ciepłownictwie istniejące technologie węglowe będą nadal dość skutecznie konkurowały w technologiach wykorzystujących inne nośniki energii – przynajmniej do końca roku 2005. Wzrastające wymagania Unii Europejskiej co do zakresu emisji zanieczyszczeń do środowiska spowodują konieczność bardziej radykalnych zmian struktury produkcyjnej sektora. Analizy, uwzględniające dyrektywy Unii Europejskiej, w szczególności dotyczące redukcji emisji CO<sup>2</sup> wskazują, że po 2008 r. może być konieczna głęboka substytucja bazy paliwowej dla elektroenergetyki i ciepłownictwa. Będzie się to wiązało między innymi z szerszym wykorzystaniem gazu ziemnego, którego obecne wykorzystywanie jest hamowane relatywnie wysokimi cenami, czyniącymi nieopłacalnym jego stosowanie w dużych elektrowniach.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną do roku 2005 charakteryzować się będzie niewielkim wzrostem, średniorocznie o około 1,2%. Wzrost ten wiąże się z rozwojem i unowocześnianiem gospodarki narodowej oraz przewidywanym wzrostem zamożności mieszkańców. Ma także zasadniczy wpływ na przewidywany popyt na paliwa pierwotne, głównie na węgiel kamienny i brunatny. Wyniki wariantowych prognoz krajowego bilansu produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną – z uwzględnieniem składników zapotrzebowania w przemianach oraz strat sieciowych – przedstawiono w Tabeli IV-7.

Różnice między wariantami prognozy w przypadku energii elektrycznej dotyczą potrzeb energetycznych gospodarki narodowej i gospodarstw domowych, gdyż Wariant Efektywności odnosi się głównie do poprawy efektywności procesów związanych z ogrzewaniem. Największy wzrost popytu przewidywany jest w sektorze usług (2,75% średniorocznie), gospodarstw domowych (1% średniorocznie), w przemyśle nieenergetycznym (0,85% średniorocznie) i transporcie (0,75% średniorocznie). Równocześnie może nastąpić pewien

spadek popytu na energię elektryczną w rolnictwie do celów produkcyjnych, ze względu na zakładaną poprawę efektywności jej użytkowania.

**Tabela IV-7. Prognozowany bilans energii elektrycznej do roku 2005**

Wyszczególnienie (w GWh/)	Wariant BAZOWY			Wariant EFEKTYWNOŚCI	
	2000	2003	2005	2003	2005
Produkcja krajowa	145183	147123	151143	146528	150269
Import	3290	3491	3491	3491	3491
Eksport	9663	9820	10528	9829	10566
Zapotrzebowanie krajowe, w tym:	124576	126448	129640	125971	128921
Potrzeby energetyczne przemian	12133	15695	15917	15315	15343
Przemysł (z budownictwem)	40454	39285	40157	39285	40157
Gospodarstwa domowe razem*	25424	25982	27008	25891	26893
Straty sieciowe	14234	14346	14465	14218	14274

\* - obejmuje gospodarstwa miejskie oraz zużycie na cele socjalne w indywidualnych gospodarstwach rolnych

Źródło: „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”

Wielkość strat sieciowych w prognozie utrzymuje się na zbliżonym poziomie w całym okresie, mimo przewidywanego wzrostu zużycia. Jest to efektem założonego zmniejszenia wskaźników strat sieciowych w sieciach średniego i niskiego napięcia, łącznie o około 10% do roku 2005.

Zapisy rządowego programu energetycznego warto skonfrontować z wynikami najnowszej długookresowej prognozy energetycznej Komisji Europejskiej, zawierającej przewidywane zmiany bilansu energetycznego w okresie do 2030 roku dla dotychczasowych i nowych krajów członkowskich UE. Prognozę Komisji w odniesieniu do Polski przedstawiono w Tabeli IV-8. Faktyczna wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną w 2003 r. (91,6 Mtoe) okazała się niemal identyczna, jak przewidywana w Wariancie Efektywności (91,9 Mtoe).

Przewidywana przez Komisję Europejską wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce w 2020 roku, wynosząca 112,9 mln oleju umownego (Mtoe) jest generalnie niższa od zakładanej w rządowym programie energetycznym z 2000 r. Pomimo przyjęcia przez Komisję prognozy średniorocznego tempa wzrostu PKB na dość wysokim poziomie 3,8% w obecnej i 4,3% w następnej dekadzie, jest ona zbliżona do przyjętej w „kryzysowym” Scenariuszu Przetrwania (112,2 Mtoe), a niższa niż w scenariuszach Odniesienia (116,2 Mtoe) i Postępu-Plus (121,3 Mtoe). Niemniej jednak prognoza Komisji, podobnie jak „Założenia polityki energetycznej” z 2000 r., przewiduje znaczny – niemal trzykrotny – wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce w latach 2000-2020 oraz istotne zwiększenie zużycia ropy naftowej – o ponad 50% w tym okresie. Mają być one związane m.in. z zakładanym rosnącym wykorzystaniem paliw węglowodorowych w polskiej elektroenergetyce.



**Tabela IV-8. Bilans energetyczny Polski w latach 2000-2030 według prognozy Komisji Europejskiej (scenariusz bazowy)**

Wyszczególnienie	mln ton oleju umownego						średnie roczne tempo wzrostu w %		
	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2000-2010	2010-2020	2020-2030
Produkcja energii pierwotnej	80,07	71,36	68,25	65,40	61,57	54,70	-1,6	-1,0	-1,2
w tym:									
paliwa stałe	71,31	62,02	58,92	56,00	51,91	43,66	-1,9	-1,3	-1,7
ropa naftowa	1,20	0,69	0,75	0,82	0,77	0,65	-4,6	0,3	-1,7
gaz ziemny	3,31	3,33	3,34	3,18	2,95	2,45	0,1	-1,2	-1,8
energia jądrowa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x
en. odnawialna	4,25	5,33	5,24	5,40	5,94	7,93	2,1	1,3	2,9
Import energii netto <sup>a</sup>	9,63	18,30	28,06	38,98	51,80	69,23	11,3	6,3	2,9
w tym:									
paliwa stałe	-16,31	-11,86	-10,21	-8,61	-4,72	1,23	x	x	x
ropa i produkty	19,88	21,16	23,60	26,94	31,24	38,00	1,7	2,8	2,0
- ropa surowa	18,39	19,66	21,22	23,56	26,40	29,46	1,4	2,2	1,1
- produkty naftowe	1,49	1,50	2,38	3,38	4,85	8,54	4,8	7,4	5,8
gaz ziemny	6,61	9,55	15,19	21,15	25,75	30,49	8,7	5,4	1,7
en. elektryczna	-0,55	-0,55	-0,52	-0,49	-0,47	-0,49	x	x	x
Zużycie energii pierwotnej <sup>b</sup>	89,99	89,35	95,94	103,94	112,88	123,29	0,6	1,6	0,9
w tym:									
paliwa stałe	56,33	50,16	48,71	47,38	47,19	44,89	-1,4	-0,3	-0,5
ropa naftowa	20,01	21,54	23,98	27,33	31,52	38,02	1,8	2,8	1,9
gaz ziemny	9,95	12,88	18,53	24,33	28,70	32,94	6,4	4,5	1,4
energia jądrowa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x
en. odnawialna	4,25	5,33	5,24	5,40	5,94	7,93	2,1	1,3	2,9
Udział nośników w %									
paliwa stałe	62,6	56,1	50,8	45,6	41,8	36,4			
ropa naftowa	22,2	24,1	25,0	26,3	27,9	30,8			
gaz ziemny	11,1	14,4	19,3	23,4	25,4	26,7			
energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
en. odnawialna	4,7	6,0	5,5	5,2	5,3	6,4			
Produkcja energii elektrycznej w TWh	143,17	154,19	182,90	218,71	261,02	327,18	2,5	3,6	2,3
w tym elektrownie:									
cieplne	141,06	150,37	177,20	210,07	248,29	308,65	2,3	3,4	2,2
wodne i wiatrowe	2,11	3,82	5,70	8,64	12,73	18,53	10,4	8,4	3,8
jądrowe	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	x	x	x
Zużycie paliwa w elektrowniach ciepłych	36,43	34,59	38,70	43,08	48,43	56,44	0,6	2,3	1,5
w tym:									
paliwa stałe	35,05	31,73	33,65	34,97	37,16	37,98	-0,4	1,0	0,2
ropa	0,43	0,46	0,78	1,49	2,55	6,36	6,0	12,6	9,6
gaz	0,78	2,10	3,81	5,91	7,69	10,09	17,1	7,3	2,7
biomasa i odpady	0,16	0,31	0,45	0,71	1,03	2,01	11,2	8,6	6,9

Uwagi : <sup>a</sup> Znak (-) oznacza eksport netto

<sup>b</sup> Obejmuje ponadto saldo eksportu i importu energii elektrycznej.

Źródło: European Energy and Transport, Trends to 2030, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Brussels, January 2003.

#### IV.1.3. Ocena przewidywanych tendencji zapotrzebowania na energię do 2020 r.

W prognozie do 2020 roku opracowanej przez RCSS przyjęto jako główne cele w zakresie polityki energetycznej kraju:

- bezpieczeństwo energetyczne Polski poprzez zapewnienie bieżącego i perspektywicznego pokrycia zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię;
- uczestnictwo Polski w Unii Europejskiej i wzrost konkurencyjności w zakresie możliwości produkcyjnych i zaopatrzenia w energię;
- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwoju nowych odnawialnych form energii, a także ochronę środowiska przed negatywnym oddziaływaniem procesów energetycznych.

Cele te są zbieżne z celami strategicznymi polityki energetycznej, określonymi w Traktacie Konstytucyjnym UE<sup>48</sup>.

W procesie opracowania prognozy do 2020 r. w zakresie zapotrzebowania na paliwa i energię uwzględniono m.in. takie elementy, jak:

- tempo wzrostu i zmiany strukturalne gospodarki;
- wpływ uwarunkowań zewnętrznych, między innymi: sytuacji w gospodarce światowej i na światowych rynkach surowców energetycznych;
- tendencje do dalszej poprawy efektywności wykorzystania paliw i energii w warunkach przebudowy technologicznej gospodarki, ze względu na dynamiczny rozwój nowych technologii energooszczędnych oraz produkcji nowych maszyn, urządzeń i pojazdów oraz sprzętu gospodarstwa domowego.

Przy opracowaniu prognozy przyjęto przedstawiony w Tabeli IV-2 oficjalny scenariusz rozwoju makroekonomicznego, charakteryzujący się tempem wzrostu PKB w okresie do 2020 roku średniorocznie o około 5,2%, w tym 5,4% w latach 2005-2010, 5,1% w latach 2011-2015 i 5,0% w latach 2016-2020 (punkt IV.1.1). Założono jednocześnie, stopniowy wzrost wskaźnika elastyczności zużycia energii względem PKB – do 0,2 w latach 2005-2010, 0,25 w latach 2011-2015 i 0,3 w latach 2016-2020. Przy tych założeniach, zapotrzebowanie na energię pierwotną w Polsce wzrastałoby w średnim rocznym tempie 1,2% w latach 2005-2010, 1,3% w latach 2011-2015 i 1,5% w latach 2016-2020. Wielkość zapotrzebowania w 2020 r. wyniosłaby 114,6 Mtoe, a więc byłaby nieco wyższa od dolnej granicy przyjmowanej w dotychczasowej długookresowej prognozie rządowej (112,2 Mtoe), a także nieco wyższa niż w przytoczonej w poprzednim punkcie prognozie Komisji Europejskiej (112,9 Mtoe).

Przy zakładanym ponad dwukrotnym wzroście wolumenu PKB w okresie 2005-2020 i prognozowanym przez RCSS w tym okresie wzroście zapotrzebowania na energię pierwotną o 22%, energochłonność gospodarki polskiej obniżyłaby się o 45%. Przybliżyłoby to nas, w istotnym stopniu, do standardów energochłonności, jakie osiągane są w krajach wysoko rozwiniętych.

Prognoza RCSS uwzględnia określone w strategii polityki energetycznej UE zawartej w Traktacie Konstytucyjnym i w „Zielonej Księdze”<sup>49</sup>, działania na rzecz oszczędności i racjonalnego zużycia energii do 2020 roku.

---

<sup>48</sup> Traktat Konstytucyjny UE, sekcja 10, art. III-256, Energetyka – Bruksela 2004 r.

<sup>49</sup> „Zielona Księga”, „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego” – listopad 2000 r.

Przewidywane wielkości zapotrzebowania w latach 2010, 2015 i 2020 w odniesieniu do energii pierwotnej ogółem i poszczególnych jej nośników przedstawiono w Tabelach IV-9 i IV-10.

**Tabela IV-9. Zapotrzebowanie na nośniki energii pierwotnej do 2020 roku (w Mtoe<sup>\*</sup>)**

Wyszczególnienie	2003 <sup>1)</sup>	2005 <sup>2)</sup>	2010 <sup>2)</sup>	2015 <sup>2)</sup>	2020 <sup>2)</sup>
Węgiel kamienny	43,9	44,4	44,6	45,6	45,0
Węgiel brunatny	12,3	12,4	12,8	13,2	13,4
Ropa naftowa	20,3	20,8	23,0	25,5	28,5
Gaz ziemny	11,3	12,0	14,3	16,5	21,6
Energia odnawialna	4,2	4,5	5,0	5,4	6,1
Energia pierwotna ogółem **	91,6	94,1	99,7	106,2	114,6

\* - Mtoe – miliony ton oleju umownego

\*\* - w tym wraz z paliwami odpadowymi oraz z saldem wymiany z zagranicą energii elektrycznej

Źródło: <sup>1)</sup> GUS,

<sup>2)</sup> Prognoza RCSS.

**Tabela IV-10. Zapotrzebowanie na nośniki energii pierwotnej do 2020 roku (w jednostkach naturalnych)**

Wyszczególnienie	Jednostki	2003 <sup>1)</sup>	2005 <sup>2)</sup>	2010 <sup>2)</sup>	2015 <sup>2)</sup>	2020 <sup>2)</sup>
Węgiel kamienny	mln ton	82,9	83,8	84,2	86,1	85,0
Węgiel brunatny	mln ton	60,9	60,6	62,5	64,5	65,5
Ropa naftowa	mln ton	19,8	20,3	22,4	24,9	27,8
Gaz ziemny	mld m <sup>3</sup>	13,8	14,6	17,5	20,1	26,4
Energia odnawialna	Mtoe <sup>*</sup>	4,2	4,5	5,0	5,4	6,1
Energia pierwotna ogółem **	Mtoe <sup>*</sup>	91,6	94,1	99,7	106,2	114,6

\* - Mtoe – miliony ton oleju umownego

\*\* - w tym wraz z paliwami odpadowymi oraz z saldem wymiany z zagranicą energii elektrycznej

Źródło: <sup>1)</sup> GUS,

<sup>2)</sup> Prognoza RCSS.

W odniesieniu do poszczególnych nośników energii pierwotnej, prognoza RCSS przewiduje do roku 2020 umiarkowany przyrost zapotrzebowania na ropę naftową do około 28 mln ton i gazu ziemnego do około 26 mld m<sup>3</sup>. Przewidujemy jednocześnie nieduży wzrost zapotrzebowania na węgiel brunatny do ponad 65 mln ton oraz tendencję do stabilizacji zużycia węgla kamiennego na poziomie około 84-86 mln ton.

W prognozie zakładamy, że udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej będzie wzrastał. Zwiększenia omawianego udziału należy się spodziewać, m.in. z uwagi na realizację unijnej dyrektywy o promocji tego źródła energii. Dotychczasowy postęp w tym zakresie jest jednak umiarkowany, a długookresowe prognozy – silnie zróżnicowane (przewidują one, że udział energii odnawialnej w zużyciu energii pierwotnej może w się 2020 r. kształtować w szerokich granicach 2,2-14%). Wzrost znaczenia źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania na energię zmniejszyłby zużycie tradycyjnych jej nośników w stosunku do obecnie zakładanego, a także przyczynił się do poprawy stanu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Warunkiem realizacji zapotrzebowania na energię przewidywanego przez RCSS scenariusza jest dalszy, szybki postęp w zakresie restrukturyzacji polskiej gospodarki – ograniczenie roli tradycyjnych, energochłonnych gałęzi wytwarzania i oparcie przyszłego rozwoju kraju na produkcji wyrobów o wyższym stopniu przetworzenia, w tym zaawansowanych technologicznie oraz ekspansji sektorów usługowych, a także systematyczny wzrost efektywności zużycia energii w wyniku przebudowy technologicznej gospodarki.

## **IV.2. Prognoza zaopatrzenia w surowce energetyczne i energię elektryczną do 2020 r.**

### **IV.2.1. Możliwości pokrycia zapotrzebowania na energię i jej nośniki ze źródeł krajowych oraz prognozy importu**

Gospodarkę Polski, jak była o tym mowa w rozdziale II, cechuje tradycyjnie wysoki stopień samowystarczalności energetycznej. W 2003 roku import stanowił około 35% zużycia energii pierwotnej. Dla porównania, w krajach Unii Europejskiej udział importu w zużyciu energii pierwotnej kształtuje się na poziomie około 50%. Korzystna w tym względzie sytuacja Polski jest związana z relatywnie dużą rolą węgla w strukturze zużycia energii pierwotnej (64,2% dla węgla kamiennego i brunatnego łącznie), którego jesteśmy znaczącym w skali międzynarodowej producentem i eksporterem netto. Przewaga eksportu nad importem występuje również w przypadku energii elektrycznej. Stosunkowo niewielkie są natomiast krajowe zasoby paliw węglowodorowych. W rezultacie własne wydobycie pokrywa tylko 4,0% zapotrzebowania na ropę naftową i 32,3% zapotrzebowania na gaz ziemny.<sup>50</sup>

W świetle zapisów „Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”, jak również prognozy RCSS (por. punkt III.1.3) i przytoczonej (por. punkt III.1.2) prognozy Komisji Europejskiej, w długim okresie liczyć się należy ze zmniejszeniem udziału nośników krajowych w pokryciu zapotrzebowania na energię, a więc ze spadkiem stopnia samowystarczalności energetycznej Polski. Wskazują na to zawarte w tych opracowaniach scenariusze w odniesieniu do podstawowych nośników energii. Nawet przy przyjętym w prognozie RCSS stosunkowo umiarkowanym wzroście zapotrzebowania na gaz ziemny i ropę naftową – niższym niż w pozostałych dwóch dokumentach, a także przy przyjęciu optymistycznych założeń odnośnie do przyszłej krajowej produkcji tych surowców, udział importu w pokryciu zapotrzebowania na energię pierwotną w Polsce zwiększyłby się z około 35% w 2003 r. do 40% w 2020 r.

#### **IV.2.1.1. Tradycyjne nośniki energii pierwotnej**

Polska dysponuje znacznymi zasobami węgla kamiennego, który jest i pozostanie podstawą naszego bilansu energetycznego. Dotychczasowe, długookresowe prognozy energetyczne, zarówno krajowe jak i zagraniczne, przewidują jednak systematyczny spadek poziomu jego wydobycia oraz udziału w strukturze zużycia energii pierwotnej. Jest to związane z przewidywanym, częściowym zastępowaniem węgla przez gaz ziemny i (w mniejszym stopniu) przez energię odnawialną w roli paliwa dla elektrowni i elektrociepłowni oraz gospodarstw domowych, a także ze stopniowym spadkiem eksportu węgla do roku 2020. Strategicznym celem wdrażanych od początku okresu transformacji kolejnych programów reformy górnictwa węgla kamiennego jest doprowadzenie sektora do bieżącej rentowności (poprzez eliminowanie nieefektywnych zdolności wydobywczych) i redukcja jego

---

<sup>50</sup> Obliczenia własne RCSS na podstawie danych GUS.

zobowiązań finansowych przy jednoczesnym łagodzeniu skutków restrukturyzacji zatrudnienia.

**Tabela IV-11. Prognoza bilansu węgla kamiennego do 2020 r. (mln t)**

Wyszczególnienie	2003 <sup>1)</sup>	2005 <sup>2)</sup>	2010 <sup>2)</sup>	2015 <sup>2)</sup>	2020 <sup>2)</sup>
Wydobycie	100,5	98,5	96,4	96,2	89,2
Import	2,5	4,0	3,8	3,4	3,2
Eksport	20,1	18,7	16,0	13,5	7,4
Zapotrzebowanie	82,9	83,8	84,2	86,1	85,0

Źródło: <sup>1)</sup> GUS,

<sup>2)</sup> Prognoza RCSS.

Zawarte w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” prognozy bilansu węgla kamiennego ulegały średniookresowym korektom w zweryfikowanej wersji programu z 2002 r. oraz w rządowych programach reformy górnictwa węgla kamiennego. W dokumencie „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” dokonano istotnej redukcji zakładanego na 2005 r. zapotrzebowania na węgiel kamienny w Polsce. Ma ono wynieść 84,6 mln t w wariacie bazowym lub 80,2 mln t w wariacie efektywności, a więc byłoby o 5-8 mln t niższe od przewidywanego na ten rok w pierwotnej wersji dokumentu z 2000 r.

Według prognozy RCSS, mając na uwadze wykonanie za 2003 rok, zapotrzebowanie na węgiel kamienny wyniosłoby w 2005 roku 83,8 mln t, natomiast 2020 roku 85,0 mln t. Przewidywana stabilizacja w dłuższym okresie, wynika z zakładanego zapotrzebowania na węgiel kamienny ze strony energetyki zawodowej, które będzie możliwe do realizacji przez zrestrukturyzowany krajowy sektor górnictwa węglowego. Przy zakładanym stopniowym spadku eksportu węgla kamiennego z 20,1 mln t w 2003 roku do 7,4 mln t w 2020 roku, jego wydobywanie zmniejszyłoby się odpowiednio ze 100,5 mln t do 89,2 mln t.

Najtańszym nośnikiem energii pierwotnej, wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej jest **węgiel brunatny**.

W roku 2003 węgiel brunatny dostarczał 13,1% zużywanej w kraju energii pierwotnej. Ponieważ nie jest on w zasadzie przedmiotem wymiany międzynarodowej (za wyjątkiem obrotu przygranicznego), wydobywanie węgla brunatnego jest ściśle powiązane z prognozowaną produkcją energii elektrycznej. Wszystkie trzy scenariusze „Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” przewidywały, że wydobywanie to kształtować się będzie na poziomie około 65 mln t rocznie, a więc nieco wyższym od obecnego; według prognozy RCSS wyniesie ono 65,5 mln t. Niemniej jednak udział węgla brunatnego w pokryciu zapotrzebowania na energię pierwotną zmaleje według „Założeń” (Scenariusz Odniesienia) z 12,5% w 1997 r. i 13,4% w 2002 r. do 11,6% w 2020 r. Według prognozy RCSS udział ten obniży się do 11,7%.

W przeciwieństwie do węgla kamiennego i brunatnego, zasoby ropy naftowej w Polsce są niewielkie. Ogólna wielkość zasobów bilansowych jest mniejsza od rocznego przerobu ropy przez polski przemysł rafineryjny. W rezultacie krajowe wydobywanie ropy naftowej pokrywa tylko znikomą część zapotrzebowania.

„Założenia polityki energetycznej” z 2000 r. przewidywały, że w okresie do 2020 r. wydobywanie ropy ze złóż krajowych może zwiększyć się 2-2,5 krotnie w stosunku do poziomu

z 1997 r. (350 tys. t), a więc do około 700-900 tys. t. Tym samym praktycznie cały przyrost zapotrzebowania (z 18,6 mln t w 1997 r. do 21,1-27,9 mln t w 2020 r., tj. o 13-50%) będzie pokrywany przez import. Dotyczy to również przyrostu zapotrzebowania zakładanego w prognozie RCSS (do 27,8 mln t w 2020 r.).

**Tabela IV-12. Prognoza bilansu gazu ziemnego do 2020 r. (mld m<sup>3</sup>)**

Wyszczególnienie	2003 <sup>1)</sup>	2005 <sup>2)</sup>	2010 <sup>2)</sup>	2015 <sup>2)</sup>	2020 <sup>2)</sup>
Wydobycie	4,4	5,0	6,0	6,0	6,0
Import	9,1	9,6	11,5	14,1	20,4
Eksport	0	0	0	0	0
Zapotrzebowanie	13,8	14,6	17,5	20,1	26,4

Źródło: <sup>1)</sup> GUS,

<sup>2)</sup> Prognoza RCSS.

Lepsze niż w przypadku ropy jest wyposażenie Polski w złoża **gazu ziemnego**. Krajowe wydobycie gazu (4,4 mld m<sup>3</sup> w 2003 r.) pokrywa ostatnio około jednej trzeciej zapotrzebowania. Jak pokazują dane zawarte w Tabeli IV-12., w okresie do roku 2020 r. odsetek ten zmniejszy się do około jednej czwartej i to pomimo zakładanego zwiększenia wydobycia krajowego z 5,0 mld m<sup>3</sup> w 2005 roku do 6,0 mld m<sup>3</sup> w 2020 roku. Przewidywany wzrost wydobycia krajowego jest jednak niewspółmierny do wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny do 2020 roku. W rezultacie udział importu gazu w pokryciu zapotrzebowania zwiększy się z około dwóch trzecich do trzech czwartych.

Wzrost dochodu narodowego w Polsce w okresie od 1990 r. odbywał się praktycznie przy zerowym wzroście zapotrzebowania na **energię elektryczną**. Trudno jednak liczyć, by sytuacja taka utrzymała się również i w przyszłości.

Mając na uwadze zakładane przez RCSS średnioroczne tempo wzrostu PKB w wysokości 5,3% w latach 2005-2020, przyjmując, że elastyczność zużycia energii elektrycznej względem PKB wyniesie 0,5 w okresie 2005-2020, prognozuje się następujące wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną (w TWh):

- 2005 r. – 149,8;
- 2010 r. – 172,8;
- 2015 r. – 196,0;
- 2020 r. – 216,8.

Tym samym w roku 2020 zapotrzebowanie na energię elektryczną byłoby o 44,7% wyższe niż w 2005 roku, natomiast w porównaniu do 2003 roku (141,5 TWh) wzrost wyniósłby 53,2%. Tak znaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, jaki może wystąpić do roku 2020 wymaga wyprzedzającego podjęcia działań w kierunku budowy nowych mocy wytwórczych, o ile chcemy, aby zapotrzebowanie było pokrywane przez krajowych wytwórców.

Dla przyszłej konkurencyjności sektora elektroenergetycznego zasadnicze znaczenie mieć będą wprowadzane w nim zmiany systemowe. Perspektywicznie rynek energii elektrycznej w Polsce powinien spełniać następujące warunki: równe prawa uczestników, swobodny dostęp do rynku ograniczony tylko warunkami technicznymi lub finansowymi oraz swobodne kształtowanie ceny energii elektrycznej w wyniku zrównoważenia popytu i podaży.

Równocześnie należy mieć na uwadze istniejące uwarunkowania, które trzeba uwzględnić w mechanizmie działania rynku energii elektrycznej. Należą do nich: integralność krajowego systemu elektroenergetycznego i powiązań międzynarodowych, stabilność pracy systemu elektroenergetycznego i niezawodność dostaw.

Generalnie należy stwierdzić, że całościowo rynek energii elektrycznej powinien zapewniać realizację strategicznych celów państwa: bezpieczeństwo energetyczne kraju, minimalizację kosztów dostaw dla odbiorców końcowych z uwzględnieniem mechanizmów konkurencji oraz zmniejszenia negatywnego oddziaływania elektroenergetyki na środowisko naturalne.

Celowe wydaje się podjęcie działań w kierunku zwiększenia udziału segmentu giełdowego w rynku energii elektrycznej (aktualnie osiągany obrót w wysokości 1% całej sprzedaży powoduje, iż ten segment rynku nie spełnia właściwej roli). Służyć temu ma między innymi planowane na rynku transakcji bieżących uruchomienie mechanizmu, który umożliwi zawieranie transakcji na kilka godzin przed fizyczną dostawą energii elektrycznej. Będzie to jednak możliwe po odpowiednim przygotowaniu systemu do przyjmowania informacji o zawartych transakcjach na kilka godzin przed dostawą. Dnia 1 października 2002 roku uruchomiono natomiast Rynek Terminowo-Finansowy z kontraktami finansowymi *futures*.

Ponadto, zarówno dla rynku kontraktów bilateralnych, jak i giełdy energii, uzupełnieniem stają się funkcjonujące od niedawna internetowe platformy obrotu energią elektryczną, działające na zasadzie tabeli ofert.

W przeciwieństwie do większości krajów europejskich Polska nie posiada elektrowni jądrowych. Wprowadzenie energetyki jądrowej byłoby celowe ze względu na potrzebę dywersyfikacji nośników energii pierwotnej oraz konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Niedostatecznie wykorzystaną szansą jest również pozyskanie energii ze źródeł odnawialnych.

#### **IV.2.1.2.      Rozwój energetyki odnawialnej**

Obecne tempo rozwoju sektora energii odnawialnej w Polsce, choć wysokie w porównaniu z innymi sektorami gospodarki, jest niewystarczające, aby spowodować przełom technologiczny oraz poprzez efekt krzywej uczenia, przejście do produkcji masowej i zdecydowanie obniżyć koszty. Istotne są więc prace rozwojowe w zakresie energetyki odnawialnej, jako alternatywnego źródła zasilania gospodarki w dalszej perspektywie, ze szczególnym uwzględnieniem rachunku efektywności, zarówno bezpośredniego, jak i ciążonego.

Ogólny potencjał techniczny odnawialnych zasobów energii w Polsce wynosi ok. 1750 PJ energii na rok, tj. ok. 47% krajowego globalnego zużycia energii w 2002 r. Pomimo, że w praktyce ze względu na szereg ograniczeń (ekonomicznych, rynkowych), nie jest możliwe pełne wykorzystanie potencjału technicznego, to jednak wielkość ta jest użyteczna w oszacowaniach, jako względnie stabilna w dłuższym okresie oraz związana z aktualnym rozwojem technologii.

**Tabela IV-13. Wielkość potencjału technicznego odnawialnych zasobów energii w ciągu roku w Polsce<sup>51</sup>**

<b>Źródło energii</b>	<b>Potencjał techniczny poszczególnych odnawialnych zasobów energii w Polsce<sup>52</sup>, [PJ/rok]</b>	<b>Udział poszczególnych rodzajów zasobów w całkowitym potencjale technicznym [%]</b>
Biomasa	755	43,1
Energia wodna	49	2,8
Zasoby geotermalne	220	12,6
Energia wiatru	281	16,1
Promieniowanie słoneczne	445	25,4
<b>Ogółem</b>	<b>1750</b>	<b>100,0</b>

Prognozy rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce przeprowadzone w ostatnich latach przez krajowe i zagraniczne ośrodki badawcze wskazują na możliwe bardzo duże różnice w tempie rozwoju tego sektora, w zależności od stworzenia mniej lub bardziej korzystnych warunków. Stworzenie korzystnych podstaw inwestowania w ten podsektor energetyki może dać w ciągu kilku lat bardzo znaczny wzrost udziału źródeł energii odnawialnej w ogólnym zużyciu nośników energetycznych oraz w produkcji energii elektrycznej, ciepła i paliw płynnych. Utrzymanie dotychczasowych, mało korzystnych warunków dla rozwoju tego sektora będzie oznaczać stagnację w tym zakresie. Obowiązujące cele ilościowe i przeprowadzone dla Polski prognozy dotyczące perspektyw rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce zestawiono w Tabeli IV-14.<sup>53</sup>

<sup>51</sup> Rola i znaczenie odnawialnych zasobów energii w zaopatrzeniu kraju w paliwa i energię w perspektywie średni i długookresowej, EC BREC, Warszawa, 2004r, str. 8.

<sup>52</sup> Potencjał techniczny poszczególnych odnawialnych zasobów energii oszacowany w połowie lat 90. i przyjęty jako referencyjny w *Strategii rozwoju energetyki odnawialnej z 2000 r.* wynosił odpowiednio: biomasa – 895 PJ, energia wodna – 43 PJ, energia geotermalna 200 PJ, promieniowanie słoneczne – 1340 PJ.

<sup>53</sup> *Rola i znaczenie odnawialnych zasobów energii w zaopatrzeniu kraju w paliwa i energię w perspektywie średni- i długookresowej*, EC-BREC, Warszawa 2004 r. str 9



**Tabela IV-14. Cele ilościowe i prognozy rozwoju energetyki odnawialnej dla lat 2010 i 2020 (w %)**

Dokumenty i opracowania	Energia pierwotna		Energia elektr.	
	2010	2020	2010	2020
<b>Cele ilościowe</b>				
Ministerstwo Środowiska, Strategia rozwoju energetyki odnawialnej, 2000	7,5	14,0	-	-
Ustawa Prawo energetyczne (z późniejszymi zmianami), 1997	-	-	7,5	-
Traktat o Przystąpieniu Republiki Czeskiej, Estonii, Cypru, Łotwy, Litwy, Węgier, Malty, Polski, Słowenii i Słowacji do Unii Europejskiej, 2003.	-	-	7,5	-
<b>Prognozy</b>				
EC BREC, ESD, Wykorzystanie programu SAFIRE do opracowania scenariuszy rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce do roku 2020, 2001	5,5-8,2	8,2-11,2	6,1-10,8	8,8-13,0
Komisja Europejska – DGXVII, TERES II Country Report. Poland, 1996	1,7-5,5	2,2-8,4	-	-
ARE S.A., Opracowanie scenariusza ekologicznego rozwoju krajowego sektora energetycznego, 2002	5,2-8,4	5,5-13,5	2,1-7,7	1,8-11,8
Fraunhofer ISI, EEG, KEMA, ECOFYS, REC, FORRES 2020: Analysis of the renewable energy's evolution up to 2020, 2003	-	-	8,2-10,7	7,6-14,3
Ministerstwo Gospodarki, Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020, 2000	5,1-5,7	5,3-6,3	-	-

Prognozy zawierają się w dużym przedziale zmienności wyników, w zależności od przyjętych założeń makroekonomicznych i politycznych oraz instrumentów prawnych wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej. Jednocześnie prognozy, choć opracowane przy różnych założeniach i w różnym czasie, zdają się potwierdzać, że przyjęte cele strategiczne są osiągalne, ale jednocześnie stanowią ambitne wyzwanie i stawiają duże wymagania instytucjom odpowiedzialnym za ich konsekwentne realizowanie i wdrożenie.

Według europejskiego modelu „Safire”<sup>54</sup> w Polsce do 2010 r. udział poszczególnych nośników energii przedstawiał się będzie następująco: biomasa (drewno i słoma) odpowiednio 46% i 9%, wiatr 29%, duże hydroelektrownie 8%, małe hydroelektrownie 4%, biogaz 4%<sup>55</sup>. Z analizy wielkości produkcji energii ze źródeł odnawialnych i celów zawartych w Traktacie Akcesyjnym (por. Tabela IV-15) wynika, że zarówno obecnie w Polsce udział energii ze źródeł odnawialnych jest ponad 3,3 razy mniejszy w porównaniu do ogółu produkcji energii elektrycznej z OZE w krajach kandydujących do Unii, a ponad 8 razy mniejszy od ogółu produkcji w 25 krajach UE.

<sup>54</sup> Model ten został m.in. wykorzystany do wyznaczenia celów ilościowych dla poszczególnych krajów członkowskich, jakie w efekcie modelowania zostały zawarte w Dyrektywie 2001/77/EC(2001) o promocji energii elektrycznej ze źródeł energii odnawialnej.

<sup>55</sup> The Eastern Promise. Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries, January 2004, str. 7.

**Tabela IV-15. Zakładany minimalny udział OZE w całkowitej produkcji energii elektrycznej w poszczególnych krajach UE**

Kraj członkowski	Produkcja roczna energii z OZE w 1999r. (w TWh)	Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 1999r. (w %)	Zakładany udział OZE w produkcji energii elektrycznej w 2010r. (w %)
Belgia	0,86	1,1	6,0
Dania	3,21	8,7	29,0
Niemcy	24,91	4,5	12,5
Grecja	3,94	8,6	20,1
Hiszpania	37,15	19,9	29,4
Francja	66,00	15,0	21,0
Irlandia	0,84	3,6	13,2
Włochy	46,46	16,0	26,0
Luksemburg	0,14	2,1	5,7
Holandia	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1
Portugalia	14,30	38,5	39,0
Finlandia	19,03	24,7	31,5
Szwecja	72,03	49,1	60,0
Wielka Brytania	7,04	1,7	10,0
<b>Razem</b>	<b>338,41</b>	<b>13,9</b>	<b>22,0</b>
Czechy	2,36	3,8	8,0
Estonia	0,02	0,2	5,1
Cypr	0,002	0,05	6,0
Łotwa	2,76	42,4	49,3
Litwa	0,33	3,3	7,0
Węgry	0,22	0,7	3,6
Malta	0,00	0,00	5,0
Polska	2,35	1,6	7,5
Słowenia	3,66	29,9	33,6
Słowacja	5,09	17,9	31,0
<b>Razem *</b>	<b>16,8</b>	<b>5,4</b>	<b>11,1</b>
<b>UE 25</b>	<b>355,21</b>	<b>12,9</b>	<b>22,0</b>

\* - Kraje wstępujące do UE w maju 2004 r.

Źródło: „The Eastern Promise. Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries” i „Dostosowanie polskiego prawa do prawa UE w zakresie wykorzystywania odnawialnych źródeł energii” – Europejskie Centrum Energii Odnawialnej EC BREC/IBMER ([www.ecbrec.waw.pl](http://www.ecbrec.waw.pl)).

Po zrealizowaniu celów roku 2010 w Polsce dystans ten ulegnie poprawie, lecz w dalszym ciągu będzie niekorzystny dla Polski i wynosił będzie odpowiednio 1,48 razy mniej w stosunku do ogółu produkcji krajów kandydujących oraz 2,9 razy mniejszy w stosunku do 25 krajów UE. Podczas gdy w tym samym czasie Słowacja, Słowenia i Łotwa produkować będą od 1,4 do 2,3 razy więcej energii ze źródeł odnawialnych niż średnio w 25 krajach Unii Europejskiej.

Zrealizowanie więc „Strategii rozwoju energetyki odnawialnej” nie spowoduje, że energia ta stanie się alternatywa dla dotychczasowych źródeł jej pozyskiwania. Może jednak stworzyć mechanizmy, które będą miały zasadnicze znaczenie dla uzyskiwania pozytywnych zmian

w zakresie: rynku energii, ochrony środowiska, rozwoju regionalnego, warunków inwestowania i zwalczania bezrobocia.

Rozwój energetyki odnawialnej zmniejsza zależność od importu paliw i może mieć wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju, które choć niezwykle ważne jako czynnik polityczny, trudno wycenić ilościowo w wąskich kategoriach ekonomicznych.

Wykorzystaniu odnawianych źródeł energii towarzyszą też inne znaczące korzyści ekologiczne, gospodarcze i społeczne. Warto zwrócić uwagę, że korzyści te są proporcjonalne do skali wdrożenia, ale jednocześnie niektóre z nich (np. rozwój krajowego przemysłu i poprawa konkurencyjności w kraju i zagranicą) nie ujawnią się w ogóle bez przekroczenia pewnej masy krytycznej skali inwestycji i rynku. Stąd też nie można ich analizować bez uwzględniania wysokości celów ilościowych i prognoz.

Zrealizowanie w pełni do 2010 r. celów ilościowych zawartych zarówno w „Strategii...” jak i Traktacie Akcesyjnym oznacza w 2010 r. ponad 14 TWh (tera watogodzin) energii elektrycznej z OZE.

Należy pamiętać, że jeżeli uznamy energię ze źródeł odnawialnych jako tę zastępująca powoli energię ze źródeł konwencjonalnych (opartych na węglu kamiennym i brunatnym), to wyprodukowanie 1 MWh energii elektrycznej z OZE oznacza uniknięcie wprowadzenia do środowiska ok. 7 kg SO<sup>2</sup>, czy prawie 1 tony CO<sup>2</sup>, pyłów i tlenków azotu. Całkowite skwantyfikowane korzyści środowiskowe związane z realizacją celów Strategii rozwoju energetyki odnawialnej przedstawiono w Tabeli IV-16.

**Tabela IV-16. Korzyści ekologiczne związane z ograniczeniem emisji zanieczyszczeń do atmosfery w wyniku wdrożenia Strategii rozwoju energetyki odnawialnej**

Skumulowane uniknięte emisje substancji w latach:		2005-2010	2011-2020
Dwutlenek węgla	mln ton	115	311
Dwutlenek siarki	tys. ton	641	1697
Pył zawieszony	tys. ton	124	289
Tlenki azotu	tys. ton	165	451

*Źródło: “Rola i znaczenie odnawialnych zasobów energii w zaopatrzeniu kraju w paliwa i energię w perspektywie średnio- i długookresowej” EC BREC, Warszawa, 2004 r. str. 10.*

Wśród korzyści finansowych z dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej wyróżnić można zwiększone możliwości absorpcji środków z programów celowych UE, takich jak: program energetyczny UE „Inteligentna Energia dla Europy” na lata 2003-2006 (ok. 80 mln Euro), Program Badań i Rozwoju na lata 2003-2006 (ok. 800 mln Euro) oraz funduszy strukturalnych i innych inicjatyw wspólnotowych. Biorąc pod uwagę szacunki, z których wynika, że ok. 2% dotychczasowych funduszy strukturalnych państwa członkowskie przeznaczały na energetykę odnawialną. Zastosowanie tej analogii dla Polski oznaczałoby pozyskanie na inwestycje w energetyce odnawialnej ok. 500 mln Euro ze środków zewnętrznych tylko do roku 2006<sup>56</sup>.

Ponieważ wdrażanie, w nowych państwach członkowskich, instrumentów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł wymaga dużych nakładów finansowych, UE przeznaczyła do

<sup>56</sup> Jednakże środki zewnętrzne będzie można pozyskać tylko wtedy, gdy energetyka odnawialna rozwija się w szybkim tempie, a jej rozwój ujęty jest w programy krajowe i regionalne pozwalające na generowanie projektów w priorytetowych dla państwa, gospodarki i przemysłu obszarach.

2020 r. na ten cel 18 mld Euro. Z pewnością Polska powinna w maksymalnym stopniu wykorzystać wszystkie unijne fundusze, gdyż zarówno z dotychczasowej analizy skuteczności wdrażania Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej jak i danych World Wide Found for Nature wynika, że w Polsce proces implementacji nie jest zadowalający. Niezbędne jest m.in. konsekwentne wprowadzanie w życie przedsięwzięć przewidzianych do realizacji w dokumencie „Polityka ekologiczna państwa na lata 2003-2006 z uwzględnieniem perspektywy na lata 2007-2020.

Generalnie technologie w zakresie odnawialnych źródeł energii generują znacznie więcej miejsc pracy niż energetyka konwencjonalna. W porównaniu z energetycznym wykorzystaniem konwencjonalnych źródeł energii technologie OZE wymagają większych nakładów osobowych (dla tradycyjnej elektrowni węglowej przyjmuje się wskaźnik 0,01÷0,1 miejsc pracy/GWh, podczas gdy dla technologii OZE wynosi on 0,1÷0,9 miejsc pracy/GWh). Z szacunków UE wynika, że do 2020 r. w 15 dotychczasowych krajach UE w przemyśle związanych z odnawialnymi źródłami energii powstanie ponad 900 tys. nowych miejsc pracy.

Przyszłe kraje członkowskie UE, dysponują ogromnym potencjałem zasobów energii odnawialnej - głównie drewna, odpadów rolniczych i energii wiatru. Potencjalnie moc zainstalowana urządzeń do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych może wynieść blisko 20 000 MW, co stanowi odpowiednik ok. 50 elektrowni węglowych. Oprócz tych zasobów, źródłem pozyskiwania surowca do produkcji energii odnawialnej w rozszerzonej Unii mogą być ogromne obszary ziemi uprawnej krajów akcesyjnych, które po włączeniu do UE, zwiększą unijny obszar rolny o ponad 20%. Tylko część tego obszaru będzie wykorzystywana na potrzeby produkcji żywności. Pozostała część mogłaby być przeznaczona pod uprawy roślin będących surowcem do produkcji biomasy i bio-komponentów.

Innym obszarem generowania dzięki energetyce odnawialnej długookresowych korzyści jest rozwój przedsiębiorczości i innowacji. Energetyka odnawialna oparta na nowoczesnych i przyszłościowych technologiach wpisuje się zarówno w budowę społeczeństwa opartego na wiedzy jak i w poprawę konkurencyjności krajowego przemysłu, w tym małych i średnich przedsiębiorstw. Tezę tę potwierdzają najnowsze dokumenty opracowane zarówno w Polsce jak i w UE. Najważniejszym dokumentem UE, który mówi o potrzebie rozwoju innowacji jest Strategia Lizbońska, zatwierdzona przez Radę Europy w marcu 2000 roku. Stawia sobie ona za cel wzmocnienie i unowocześnienie europejskiej gospodarki – uwzględniając aspekty ekonomiczne, społeczne i ochrony środowiska. Dokument Presidency Conclusions (2004)<sup>57</sup> oceniający wdrażanie Strategii Lizbońskiej stwierdza, że odnawialne źródła energii są konieczne do osiągnięcia celów ochrony środowiska oraz zwiększenia konkurencyjności europejskiej gospodarki. Jednym z działań prowadzących do osiągnięcia celów przyjętych w Strategii Lizbońskiej było przyjęcie dyrektyw o promocji energii ze źródeł odnawialnych i biopaliw.

#### **IV.2.2. Uwarunkowania i konsekwencje wzrostu zapotrzebowania na import surowców energetycznych i energii**

Jak wynika z prognoz przytoczonych w poprzednim punkcie, w okresie do 2020 roku pokrycie potrzeb energetycznych Polski będzie w coraz większym stopniu uzależnione od importu. Wynika to z przyjętego we wszystkich prognozach wyraźnego zmniejszenia udziału

---

<sup>57</sup> Presidency Conclusions 2004. European Council, 25/26 March 2004. URL: <http://ue.eu.int/pressData/en/ec/79696.pdf>

paliw stałych w zużyciu energii pierwotnej oraz z oparcia przewidywanego wzrostu zużycia ropy naftowej i gazu ziemnego praktycznie niemal wyłącznie na dostawach z importu.

Wprawdzie w świetle wyników z lat 2000-2003 oraz najnowszych prognoz (w tym prognozy RCSS), przewidywaną w „Założeniach polityki energetycznej” z 2000 r. dynamikę zużycia i importu gazu uznać należy za zdecydowaną, niemniej jednak tendencja do spadku stopnia samowystarczalności energetycznej Polski wydaje się w długim okresie nieunikniona.

Obok rosnącego importu gazu ziemnego złożyć się mogą na ten proces:

- zwiększenie zapotrzebowania na ropę naftową do 27,8 mln t w 2020 r. według prognozy RCSS, w porównaniu ze zużyciem 19,8 mln t w 2003 r. i przy braku szans na wzrost wydobycia krajowego do znaczących rozmiarów;
- możliwość znacznego napływu konkurencyjnego cenowo węgla kamiennego z importu, głównie z Rosji, Ukrainy, Kazachstanu i Czech, realna zwłaszcza w przypadku braku zasadniczego postępu w restrukturyzacji krajowego przemysłu węglowego (po akcesji do Unii Europejskiej Polska utraci możliwość stosowania autonomicznych środków ochrony rynku, hamujących import węgla w poprzednich latach);
- możliwość wzrostu importu energii elektrycznej kosztem produkcji krajowej w warunkach deregulacji i liberalizacji rynku unijnego oraz rozbudowy transeuropejskich sieci energetycznych;
- wobec spodziewanego wzrostu uzależnienia zużycia energii w Polsce od importu, coraz większego znaczenia będzie nabierać kwestia bezpieczeństwa energetycznego kraju, będącego w decydującej mierze funkcją możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw importowych, a także problem obciążenia bilansu handlowego kosztem zakupu paliw i zwiększenia podatności gospodarki na „szoki” zewnętrzne, związane ze skokowymi zmianami cen ropy i gazu na rynku światowym.

Problemy bezpieczeństwa energetycznego oraz dywersyfikacji źródeł zakupów są omawiane odrębnie. Dlatego też w tym miejscu ograniczymy się jedynie do kilku uwag o charakterze ogólnym.

Import ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski jest dziś zdominowany przez dostawy z Rosji. Wprawdzie udział importu w pokryciu zapotrzebowania krajowego jest i pozostanie znacznie wyższy w przypadku ropy niż gazu, jednak potencjalne niebezpieczeństwo związane z uzależnieniem od jednego dostawcy jest w odniesieniu do ropy relatywnie mniejsze. Oparcie przerobu ropy na surowcu rosyjskim jest motywowane przez polskie rafinerie względami ekonomicznymi i technologicznymi. Stan infrastruktury transportowej (zdolności przeładunkowe Portu Północnego, rurociąg Gdańsk – Płock) pozwala jednak w razie konieczności na zmianę kierunku zaopatrzenia, „globalny” charakter światowego rynku naftowego zapewnia możliwość swobodnego wyboru dostawcy, a koszt transportu ropy drogą morską nie stanowi – zwłaszcza w sytuacji zagrożenia – bariery dla dostaw ropy nawet z odległych regionów.

Odmiennie przedstawia się sytuacja w przypadku gazu ziemnego. Międzynarodowe obroty tym surowcem cechuje – w przeciwieństwie do ropy – bardzo wysoka „sztywność”, związana z układem infrastruktury transportowej i realizowaniem podstawowej części dostaw w oparciu o kontrakty długoterminowe, zobowiązujące importera do odbioru określonych ilości gazu w poszczególnych latach (zasada *take or pay*). Jednocześnie wysoki koszt budowy

gazociągów oraz przesyłu gazu sprawia, że międzynarodowe rynki gazu nie mają charakteru światowego, lecz charakter regionalny (kontynentalny); międzykontynentalny transport gazu skroplonego drogą morską spełnia funkcje wyłącznie uzupełniające (ze względu na położenie geograficzne, wyjątkiem pod tym względem jest jedynie Japonia). W tych warunkach decyzja o wyborze strategicznego dostawcy (dostawców) jest decyzją dokonywaną na lata i trudno się z niej wycofać bez poważnych konsekwencji finansowych.

W kontekście długookresowego bezpieczeństwa energetycznego Polski kwestia dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny ma niewątpliwie kluczowe znaczenie. Nie powiodły się podejmowane kilkakrotnie od początku okresu transformacji próby pozyskania znaczących ilości gazu z dna Morza Północnego poprzez budowę bezpośredniego połączenia gazociągowego. Rozbudowa połączeń między sieciami gazociągowymi Polski i Niemiec przyczynia się wprawdzie do poprawy stanu bezpieczeństwa, jednak nie eliminuje zagrożenia w przypadku ewentualnych poważnych i długotrwałych zakłóceń w dostawach gazu z Rosji do Polski i innych krajów europejskich. Wydaje się, że kwestia bezpieczeństwa gazowego wymaga poważnej dyskusji i decyzji, które poprzedzić powinno opracowanie nowej, zweryfikowanej i zaktualizowanej, długookresowej prognozy bilansu energetycznego, w tym prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny i jego wydobycia krajowego. Niezależnie od wyników takich prognoz pamiętać jednak trzeba, że dywersyfikacja źródeł importu gazu ma swoją cenę, niemożliwa jest bowiem jednoczesna minimalizacja kosztu zakupu gazu i maksymalizacja stanu bezpieczeństwa. Gaz alternatywny wobec rosyjskiego byłby zapewne gazem droższym; ponadto należałoby się liczyć z koniecznością zaangażowania środków publicznych w realizację odpowiednich projektów infrastrukturalnych, np. w formie gwarancji rządowych.

Niezależnie od ewentualnego przyszłego postępu w zakresie dywersyfikacji kierunków importu ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski, podstawowym źródłem zakupów pozostanie Rosja. Jednocześnie akcesja Polski do Unii Europejskiej sprawia, że problematykę tę trzeba będzie postrzegać w szerszym kontekście polityki energetycznej UE i jej wymiaru rosyjskiego. Kwestiom tym poświęcono odrębne opracowanie, zamieszczone w załączniku 3.

#### **IV.2.3. Koszty energii w Polsce w świetle prognoz światowych cen surowców energetycznych**

W świetle przewidywanego w perspektywie do 2020 r. rosnącego udziału importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię istotne znaczenie ma przyszłe kształtowanie się światowych cen surowców energetycznych. W wariantach podstawowych (bazowych) prognoz opublikowanych ostatnio przez instytucje i organizacje międzynarodowe (m.in. Komisję Europejską, Departament Energii USA, Międzynarodową Agencję Energii) nie przewiduje się w okresie do 2020-2030 roku zasadniczego wzrostu realnych cen ropy naftowej i węgla kamiennego w stosunku do poziomu z końca poprzedniej i początku obecnej dekady. Zwiększyć się mogą natomiast realne ceny gazu ziemnego w wyniku ich oderwania od cen paliw płynnych i wzrostu popytu światowego.

Z punktu widzenia przyszłych cenowych warunków dostaw surowców energetycznych do Polski na szczególną uwagę zasługuje prognoza Komisji Europejskiej (por. Tabela IV-17), gdyż odnosi się ona do cen na granicy poszerzonej UE.

**Tabela IV-17. Prognoza cen surowców energetycznych w imporcie do Unii Europejskiej w okresie do 2030 roku (ceny na granicy UE, w USD z 2000 r. za ekwiwalent baryłki ropy)**

Wyszczególnienie	2000	2010	2020	2030
Ropa naftowa	28,0 (100)	20,1 (72)	23,8 (85)	27,9 (100)
Gaz ziemny	15,5 (100)	16,8 (108)	20,6 (133)	23,3 (150)
Węgiel kamienny	7,4 (100)	7,2 (97)	7,0 (95)	7,0 (95)

Uwaga: W nawiasach wskaźnik zmiany ceny, 2000 r. = 100

Źródło: European Energy and Transport, Trends to 2030, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Brussels, January 2003.

Autorzy prognozy przewidują, że cena ropy (w dolarach USA o stałej sile nabywczej) obniży się z wysokiego poziomu na początku obecnej dekady o 28% w okresie do 2010 r., a następnie będzie stopniowo wzrastać w dwóch następnych dziesięcioleciach – aż do odzyskania w 2030 roku realnego poziomu z 2000 r. Wzrost ceny będzie wynikać ze zwiększającego się uzależnienia od dostaw ropy z rejonu Zatoki Perskiej oraz z rosnących kosztów wydobycia.

Ceny gazu będą się kształtować jako wypadkowa dwóch przeciwstawnych tendencji – z jednej strony niskiej emisji zanieczyszczeń i wysokiej wydajności energetycznej tego nośnika, pobudzających zapotrzebowanie na gaz i wzrost jego notowań cenowych, zaś z drugiej strony – rosnącej konkurencji między dostawcami gazu i coraz większej integracji rynków regionalnych, wpływających hamująco na wzrost cen. Niemniej jednak oddziaływanie pierwszej z tych tendencji będzie wyraźnie przeważać, jako że w okresie do 2030 r. realne ceny gazu w imporcie do UE mają zwiększyć się aż o 50%.

W przypadku węgla kamiennego prognoza Komisji Europejskiej zakłada natomiast niewielki spadek notowań cenowych w okresie do 2020 r. (o 5%) i ich stabilizację w następnej dekadzie.

Odniesienie prognozowanych długookresowych zmian światowych cen surowców energetycznych do przyszłych warunków polskich w kontekście spodziewanych zmian w strukturze zużycia nośników energii pierwotnej prowadzi do następujących wniosków:

W drugiej połowie obecnej dekady liczyć można na zmniejszenie obciążenia bilansu handlowego kosztem importu ropy naftowej wobec prognozowanego wyraźnego spadku jej notowań cenowych. Natomiast po 2010 roku obciążenie to będzie systematycznie wzrastać pod wpływem skumulowanego oddziaływania przewidywanego wzrostu wolumenu importu i wzrostu światowych cen ropy.

Wysoce niekorzystny jest prognozowany systematyczny, silny wzrost cen gazu ziemnego na rynku poszerzonej UE. Sprawí on, że o ile gaz był w 2000 r. dwukrotnie droższy od węgla (w przeliczeniu kalorycznym), o tyle w 2020 r. będzie droższy blisko trzykrotnie. Stanowić to powinno dodatkowy czynnik skłaniający do ponownego przemyślenia koncepcji zakładających podwojenie udziału tego nośnika w zużyciu energii pierwotnej w Polsce między rokiem 1997 i 2020 (por. Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r.).

W warunkach prognozowanej w okresie do 2020 r. spadkowej tendencji realnych światowych cen węgla kamiennego, kondycja tego sektora w Polsce i przyszłe znaczenie węgla w naszym bilansie energetycznym będą uzależnione w decydującej mierze od postępu w zakresie restrukturyzacji wydobywania. W dłuższym okresie polskie kopalnie nie będą mogły liczyć, tak jak obecnie, na podtrzymywanie rentowności wydobywania przez wysoce korzystne ceny na rynku światowym.

Pamiętać należy oczywiście, że długookresowe prognozy cenowe są obarczone znacznym stopniem ryzyka i w rzeczywistości sprawdzić się może nie ich wariant podstawowy, lecz jeden z wariantów alternatywnych, przewidujących – w zależności od przyjmowanych założeń – istotny spadek lub wzrost notowań cenowych. Na przykład prognoza Departamentu Energii USA ze stycznia 2004 r. przewiduje, że w roku 2020 cena ropy (w USD z 2002 r.) wyniesie 27 USD/bar. w wariantcie podstawowym (referencyjnym), 35 USD/bar. w wariantcie wysokim i tylko 17 USD/bar. w wariantcie niskim.<sup>58</sup> Ryzyko prognozy zwiększa notowany ostatnio przyspieszony proces przemian gospodarki światowej, obejmujący również strukturę i funkcjonowanie rynków surowców energetycznych i energii. Ponadto nawet ewentualna stabilizacja cen surowców energetycznych w długim okresie nie wyklucza silnych, krótkookresowych zmian notowań cenowych o charakterze koniunkturalnym, takich, jak obserwowane obecnie. Wywierają one mogą istotny wpływ na równowagę makroekonomiczną i dynamikę wzrostu gospodarczego w poszczególnych latach.

Kwestia wiarygodności przytoczonej w Tabeli IV-17 prognozy cenowej Komisji Europejskiej stała się szczególnie aktualna w świetle notowanych ostatnio rekordowo wysokich cen surowców energetycznych na rynku światowym - w sierpniu 2004 r. cena ropy zbliżyła się do 50 USD/bar. Napięcia polityczne w regionach naftowych, w tym zwłaszcza na Bliskim Wschodzie, narastające zagrożenie atakami terrorystycznymi oraz rosnący popyt na energię ze strony szybko rozwijających się gospodarek Chin i Indii - przy ograniczonych możliwościach szybkiego zwiększenia podaży - sprawiają, że wysokie ceny surowców energetycznych na rynku światowym mogą utrzymać się jeszcze przez pewien czas, a średnio - i długookresowe tendencje kształtowania się tych cen mogą okazać się bliższe przewidywanym dotychczas w wysokich scenariuszach prognoz (np. cytowanej prognozy Departamentu Energii USA) niż w scenariuszach bazowych. Niemniej jednak uznanie prezentowanej prognozy Komisji Europejskiej za zdezaktualizowaną wydaje się przedwczesne.

Trwałej stabilizacji cen surowców energetycznych na obecnym, wysokim poziomie powinno przeciwdziałać funkcjonowanie mechanizmu rynkowego. Ewentualne utrzymywanie się wysokich cen w okresie najbliższych kilku lat prowadziłoby bowiem, z jednej strony, do zwiększenia nakładów na poszukiwania i wydobywanie surowców energetycznych, a w efekcie do wzrostu ich podaży, a z drugiej strony - pobudzałoby działania na rzecz oszczędności i poprawy efektywności zużycia paliw i energii, co powodowałoby osłabienie dynamiki popytu. W rezultacie prawdopodobne byłoby powtórzenie scenariusza obserwowanego w przeszłości na rynku naftowym, gdy po fali podwyżek cen w latach 1973-1974 i na przełomie lat 70. i 80. nastąpiło ich gwałtowne załamanie w 1986 r. - niemal o połowę w stosunku do poziomu z poprzedniego roku.

Warto ponadto zwrócić uwagę, że ceny przewidywane w prognozie Komisji Europejskiej są cenami realnymi, wyrażonymi w dolarach USA o stałej sile nabywczej (z 2000 r.). Przy

---

<sup>58</sup> Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025, US Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, January 2004.



założeniu spadku siły nabywczej dolara o 2% średniorocznie w prognozowanym okresie, cena ropy naftowej w dolarach bieżących kształtowałaby się na poziomie 28 USD/bar. w 2000 r., 24,5 USD/bar. w 2010 r., 35,4 USD/bar. w 2020 r. i 50,5 USD/bar. w 2030 r.

Na ceny mediów energetycznych, poza notowaniami na rynkach światowych, istotny wpływ mają zróżnicowane stawki podatku akcyzowego oraz podatku od towarów i usług (VAT). Implementacja prawa unijnego, szczególnie w ramach harmonizacji akcyzy na paliwa płynne, gaz ziemny, węgiel i energię elektryczną, może spowodować wzrost ogólnego poziomu cen w Polsce jako efekt przenoszenia na odbiorców wzrostu cen mediów i energii elektrycznej przez przemysł, handel i usługi. Na wzrost kosztów produkcji energii będzie miało również wpływ przyjmowanie unijnych norm ochrony środowiska.

Do czynników ograniczających zakres przeliczania na konsumentów kosztów dostosowań do standardów UE w sektorze paliwowo – energetycznym zaliczyć można:

- długoterminowe kontrakty, którymi są związani dostawcy mediów i producenci energii, ograniczające możliwość zmian cen w okresie ich obowiązywania;
- liberalizację rynku energii elektrycznej w UE, która powinna wywoływać tendencję do obniżania cen na europejskim rynku energii;
- wzrost konkurencji na polskim rynku energii, co zmusi jej producentów do sukcesywnej obniżki kosztów.

## **V. ZAGROŻENIA I SZANSE W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO KRAJU**

W przyjętym przez Radę Ministrów 2 kwietnia 2002 r. dokumencie pt. „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” znalazło się sformułowanie, że aktualnie nie występuje zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz że brak jest symptomów, aby w najbliższych latach mogło ono realnie wystąpić. Podstawą dla takiego stwierdzenia jest fakt, że produkcja energii elektrycznej i ciepła opiera się głównie o surowce krajowe (węgiel kamienny i brunatny) oraz że istnieje nadmiar zainstalowanej mocy w zakładach energetycznych (w podsystemie wytwarzania). Również źródła krajowe oraz długookresowe umowy importowe nie stwarzają w zasadzie poważnego zagrożenia.

Jako potencjalne zagrożenie zdefiniowano możliwość utrwalania się niektórych niekorzystnych zjawisk w zakresie sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstw sektora energii. Dotyczy to zwłaszcza sytuacji w branży węgla kamiennego, zadłużenia PGNiG (przy niedostatecznych zmianach strukturalno-organizacyjnych) oraz niedostatecznych zmian w usprawnieniach i optymalizacji kosztów w niesprywatyzowanych jednostkach elektro-energetycznych.

Akcesja do UE, a także nowe dyrektywy Unii, zwłaszcza w zakresie dostosowania się producentów energii elektrycznej opartej na węglu do zaostrzonych wymogów ochrony środowiska, planowane zorganizowanie otwartego rynku tak energii elektrycznej jak i gazu, a także prawo dostępu do sieci przesyłowych dla wszystkich podmiotów sektora energii (zasada TPA – Third Party Access) stwarzają dla krajowego sektora producentów energii nowe wyzwania i zagrożenia.

Także sytuacja w kraju a zwłaszcza wyraźne przyspieszenie rozwoju gospodarczego i ponowny wzrost zapotrzebowania na takie surowce, jak węgiel koksujący i koks a także wyroby hutnicze i stal wymaga krytycznego spojrzenia na bilans energetyczny kraju.

### **V.1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła z uwzględnieniem wymogów UE**

Największe wyzwanie przed krajowymi producentami energii elektrycznej i ciepła stawia dyrektywa UE 2001/80/WE, która ustala wymagania emisyjne w zakresie  $SO_2$  i  $NO_x$  oraz pyłu, zgodnie z krajowymi programami redukcji emisji tak, aby do 1 stycznia 2008 roku osiągnąć znaczne redukcje poziomu emisji.

Dyrektywa nakłada największe obciążenia dostosowawcze na elektrownie, w których pracują źródła opalane węglem o mocy wprowadzonej w paliwie równej i większej niż 500 MWt. Dostosowanie się tych źródeł, poza likwidowanymi w okresie 2008-2015 r., w terminie do 1 stycznia 2008 r. do wymagań:  $SO_2$  – 400 mg/norm.  $m^3$ ,  $NO_x$  – 500 mg/norm.  $m^3$ , pył – 50 mg/norm.  $m^3$  oraz do 1 stycznia 2016 r. do normy emisji  $NO_x$  – 200 mg/norm.  $m^3$  będzie podstawowym problemem dla przedsiębiorstw wytwórczych energii elektrycznej wykorzystujących jako paliwo węgiel. Skala problemu wynika m.in. stąd, że moc elektryczna źródeł opalanych paliwami stałymi stanowi obecnie w Polsce około 92% mocy zainstalowanej. Źródła te są stosunkowo stare, podlegają kosztownym modernizacjom technologicznym i ekologicznym oraz procesom odtwarzania mocy.

Według wstępnych szacunków, biorąc pod uwagę obecne parametry istniejących źródeł oraz już realizowane lub przesądzone programy proekologiczne ich modernizacji – standardy emisji obowiązujące, zgodnie z dyrektywą 2001/80/WE, od 2008 r. wypełnią przy niewielkich dodatkowych kosztach źródła o mocy około 13 000 MWe w elektrowniach systemowych opalanych węglem kamiennym, 4980 MWe w elektrowniach systemowych opalanych węglem brunatnym i 1100 MWe w elektrociepłowniach, co stanowi w sumie 37,5% obecnie zainstalowanej mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Pozostałe około 17 000 MWe mocy zainstalowanej w źródłach ciepłych energetyki zawodowej powinno zostać przystosowane do wymogów dyrektywy 2001/80/WE. Przy założeniu, że wszystkie źródła muszą spełnić indywidualne wymagania emisyjne, należałoby to zrobić do końca 2007 r.

Po konsultacjach z Komisją Europejską i państwami członkowskimi UE Polska uzyskała na wdrożenie tej dyrektywy okres przejściowy: od 1 stycznia 2008 r. do 31 grudnia 2015 r. na emisję dwutlenku siarki, a od 1 stycznia 2008 r. do 31 grudnia 2017 r. na emisję pyłów i tlenków azotu dla wszystkich polskich elektrowni i elektrociepłowni, które znalazły się na liście załączonej do polskiego stanowiska negocjacyjnego dotyczącego tej dyrektywy.

Koszty wdrożenia dyrektywy 2001/80/WE w energetyce zawodowej szacuje się na około 35 mld zł.<sup>59</sup>

Ponieważ z 12 spółek wytwarzających energię elektryczną (w tym Południowy Koncern Energetyczny) oraz 19-tu najważniejszych zawodowych elektrociepłowni zostały sprywatyzowane dotychczas jedynie 4 elektrownie i 9 elektrociepłowni, większość inwestycji

---

<sup>59</sup> M. Zerka, *Rozwój rynku energii elektrycznej w Polsce*; w: XVI Konferencja z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej pt. *Przyszłość energetyczna Polski*, Polska Akademia Nauk, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią, Kraków 2002, s.23-42

koniecznych do przystosowania się ich do warunków unijnych będą stanowiły podmioty będące własnością Skarbu Państwa. Pomimo uzyskania okresu przejściowego można oczekiwać znacznych trudności w zgromadzeniu potrzebnego na tę modernizację kapitału inwestycyjnego.

Konieczność dostosowania krajowych zakładów energetycznych do norm unijnych stwarza jednak także szanse nie tylko na modernizację posiadanego potencjału wytwórczego, ale i przejścia na bardziej nowoczesne metody wytwarzania np. w technologii PF – na parametry nadkrytyczne. Pozwolą one na znaczny wzrost sprawności urządzeń wytwórczych z obecnej około 35% do ponad 50%. Istnieje również potrzeba intensyfikacji prac naukowo-badawczych, dotyczących metod i sposobów racjonalnego użytkowania węgla kamiennego i węgla brunatnych (np. ogniwa paliwowe, pyroliza, zgazowanie czy upłynnianie). Prace takie powinny być prowadzone w ramach projektów naukowo-badawczych ujętych w planach KBN a zespoły badawcze nie tylko powinny śledzić przebieg takich badań, jakie są prowadzone w Europie i na świecie, ale także próbować włączyć się do takiej tematyki w ramach zespołów międzynarodowych.

Celowość takiego działania, biorąc pod uwagę krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego, nie wymaga głębszego uzasadnienia.

## **V.2. Rynek energii i problemy finansowe sektora energetyki**

Podstawowe regulacje UE w zakresie elektroenergetyki zawarte są w dyrektywie 96/92/EC w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, dyrektywie 90/377/EEC w sprawie przejrzystości cen energii elektrycznej, dyrektywie 96/347/EEC w sprawie tranzytu energii elektrycznej sieciami elektroenergetycznymi, decyzji 1254/96/EC w sprawie wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych (TEN), decyzji 96/391/EC i decyzji 97/548/EC oraz 1047/97/EC w sprawie warunków dla rozwoju sieci transeuropejskich jak też rozporządzeniach Komisji i Rady 736/96/EC i 2386/96/EC w sprawie projektów inwestycyjnych.

Fundamentalne znaczenie dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego miało przyjęcie przez Radę Dyrektywy 96/92/WE z 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Celem dyrektywy jest stworzenie podstaw prawnych dla stopniowego tworzenia konkurencyjnego i nie dyskryminującego rynku elektroenergetycznego i tym samym urzeczywistnienie nieskrępowanego handlu energią, przynoszącego korzyści wszystkim odbiorcom.

Realizacja celów dyrektywy miała nastąpić na skutek wprowadzenia obowiązku rozdziału w prowadzeniu księgowości dla wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz innej działalności nie związanej z zaopatrzeniem w energię elektryczną. W większości przypadków sieci przesyłowe i dystrybucyjne w Europie były własnością pionowo zintegrowanych monopolii, zaangażowanych jednocześnie w produkcję oraz bardzo często w sprzedaż dla odbiorców końcowych.

Warunkiem rozwoju konkurencji jest niedyskryminacyjny dostęp do sieci, który zagwarantowany może być m.in. przez publikowanie cen usług przesyłowych oraz, co jest równie istotne, przez dokonanie rozdzielenia (co najmniej księgowego) działalności tak, aby taryfy przesyłowe nie zawierały dodatkowo kosztów wytwarzania czy też sprzedaży energii.

Polskie prawo energetyczne spełnia wymóg Dyrektywy, gdyż zawiera przepisy nakazujące realizację zasady TPA jako obowiązek świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe. Taryfy za świadczenie usług przesyłowych są regulowane (zatwierdzane przez Prezesa URE). Z chwilą przystąpienia Polski do UE, TPA będzie się odnosić do energii wytwarzanej w UE. Stwarza to określone wyzwania dla krajowych producentów energii elektrycznej, gdyż będą zmuszeni do konkutowania na rynku europejskim.

W Polsce przedsiębiorstwo PSE S.A. działa jako operator systemu przesyłowego. Formalnie działalność PSE w zakresie obrotu jest wydzielona, natomiast nadal istnieją przepływy finansowe (skróśne subsydiowanie) pomiędzy różnymi rodzajami działalności. Z chwilą akcesji owo subsydiowanie skróśne musi być zlikwidowane, co doprowadzi do poprawnych relacji cenowych.

W kraju brak jest wolnego rynku energii elektrycznej, odpowiadającego wymaganiom UE, gdyż większość produkowanej energii elektrycznej (ok. 60%) jest rozliczana w ramach kontraktów długoterminowych (KDT). Kontrakty te zawarte pomiędzy wytwórcami a PSE, powodują konieczność zakupu przez PSE po z góry określonej cenie energii od odbiorców, co jest sprzeczne z ideą wolnego rynku. Rozwiązanie KDT jest warunkiem utworzenia rynku energii, co jest tym bardziej istotne, że po przystąpieniu do UE będzie istniała teoretyczna możliwość importu tańszej energii z krajów Unii.

Obecny stan, w którym PSE zajmują się obrotem energią w ramach KDT, rynkiem bilansującym i jednocześnie mają być operatorem sieci przesyłowych musi zostać rozwiązany, gdyż – w przeciwnym wypadku - może to grozić karami unijnymi za nieprzestrzeganie ustawodawstwa UE.

Poważnym zagrożeniem dla elektroenergetyki są problemy ekonomiczne. Poza sprywatyzowanymi zakładami pozostałe nie dokonały dostatecznych zmian usprawniających i w zakresie optymalizacji kosztów. Produkowana więc w tych zakładach energia elektryczna jest stosunkowo droga i może nie być konkurencyjna w porównaniu z energią oferowaną w krajach UE. Ilustracją tego może być wskaźnik liczby zatrudnionych na MW mocy osiągnięty w 2002 r., który dla elektrowni sprywatyzowanych wynosi: Elektrownia Połaniec – 0,28, Elektrownia Rybnik – 0,49, dla BOT (Bełchatów- Opole – Turów) – 1,14, a PKE (Południowy Koncern Energetyczny) – 1,43. Wskaźniki te pokazują różnice występujące pomiędzy sprywatyzowanymi a nie sprywatyzowanymi wytwórcami energii elektrycznej, co ma swoje przełożenie na koszty wytwarzania energii.

Poważnym problemem sektora jest zdecydowanie niedostateczne przygotowanie do stawienia czoła konkurencji importowanej energii elektrycznej. Na najbliższym nam geograficznie rynku niemieckim ceny sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w roku 2000 wahały się (w przeliczeniu na polskie złote) w przedziale 60-70 zł/MWh. Dla porównania koszty zmienne większości polskich elektrowni zawierały się w granicach od 60 do 80 zł/MWh, a średnie ceny jednostkowe uzyskiwane przez polskich wytwórców wynosiły w tym samym czasie od 80 zł/MWh (Bełchatów) do 190 zł/MWh (Elektrownia Opole). Na giełdach europejskich ceny energii elektrycznej są 2-2,5 raza niższe od średniej ceny wytwórców i blisko 40% niższe niż ceny na polskiej giełdzie. Mimo narastania wśród kadry kierowniczej sektora przekonania o niekonkurencyjności krajowych przedsiębiorstw, ciągle brak jest poczucia rzeczywistego zagrożenia i wynikającego stąd przymusu podejmowania niezbędnych działań, bez czego nie jest możliwe zrealizowanie bardzo trudnych

i niepopularnych wśród pracowników, programów redukujących koszty funkcjonowania przedsiębiorstw.

Wnioskiem z tej skrótowej analizy jest konieczność rozwoju efektywnego mechanizmu konkurencji, który podda sektor rzeczywistej weryfikacji rynkowej i zrodzi w krajowych przedsiębiorstwach energetycznych bezwzględny, bo wynikający z realnego zagrożenia wyparcia z rynku, przymus redukcji kosztów i poprawy standardów obsługi. W przeciwnym wypadku grozi nam wypadnięcie znacznej części mocy wytwórczych (bankructwo) i grożą nam dalsze poważne kłopoty w sektorze węgla kamiennego, na którym to paliwie oparta jest krajowa elektroenergetyka.

Bardzo poważnym problemem są koszty węgla kamiennego zużywanego w elektrowniach. Ponieważ prawie wszystkie nasze kopalnie korzystają ze wsparcia ze środków publicznych, to zgodnie z rozporządzeniem Rady nr 1407/2002 z 23 lipca 2002 r. o pomocy państwa dla przemysłu węglowego, warunkiem uzyskania pomocy jest sprzedaż węgla po cenie co najmniej równej cenie węgla importowanego. Notyfikacje pomocy publicznej muszą być przygotowane zgodnie z warunkami Decyzji Komisji 2002/871/KE z 17 października 2002 r.

Cenę tego węgla ogłasza w specjalnym komunikacie Komisja na podstawie monitoringu cen węgla importowanego do krajów UE.

Z ostatnich danych, dotyczących drugiego półrocza 2003 r. wynika, że średnia cena węgla tzw. ekwiwalentnego wyniosła 40,751 euro/t, co według aktualnego kursu euro w Polsce (4,75) wynosi 193 zł/t.

W krajach Unii Europejskiej przelicza się wszystkie parametry na węgiel ekwiwalentny, którego wartość energetyczną ustalono na 29302 GJ/t. Węgiel dostarczany w kraju do zakładów elektroenergetycznych stanowią miały energetyczne o następujących parametrach:

- miały niewzbogacone (około 42% dostaw) – 20 853 GJ/t;
- miały wzbogacone (około 24% dostaw) – 24 960 GJ/t;
- miały uśrednione (około 34% dostaw) – 22 381 GJ/t.

Przeliczając z węgla ekwiwalentnego (29 302 GJ/t) cenę jednego GJ/t można określić w pewnym przybliżeniu ceny minimalne dla poszczególnych miałów energetycznych. I tak miały niewzbogacone powinny być dostarczane do zakładów elektroenergetycznych po cenie nie niższej niż 137,7 zł/t, miały wzbogacone – 162,9 zł/t, a miały uśrednione – 147,7 zł/t.

Tymczasem w warunkach krajowych ceny miałów węglowych osiągnęły za 2003 r. 128,15 zł/t. Dla energetyki zawodowej 127,23 zł/t a w grudniu 2003 r. 131,8 zł/t. Dla ciepłowni komunalnych ceny za grudzień 2003 r. osiągnęły poziom 140,92 zł/t i były to prawdopodobnie ceny za miały wzbogacone.

Porównanie cen minimalnych, określonych zgodnie z wymaganiami UE z faktycznie płaconymi obrazuje skalę problemów, przed jakimi stoi krajowa elektroenergetyka.

Konieczność podporządkowania się dyrektywom unijnym w zakresie cen węgla dostarczanego z kopalń korzystających z pomocy publicznej spowoduje więc zwiększenie kosztów paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach pracujących na węglu kamiennym.

### V.3. Dostawy gazu i rynek gazowy

Zużycie gazu w ostatnich latach utrzymywało się na poziomie przekraczającym nieco 11 mld m<sup>3</sup>/rok. Są to wielkości znacznie odbiegające od przyjętych w „Założeniach polityki energetycznej Polski do 2020 r.” (22.02.2000 r.) gdzie zakładano potrzeby w zakresie:

- do 2005 r. od 15,7 do 17,9 mld m<sup>3</sup>;
- do 2010 r. od 18,4 do 22,0 mld m<sup>3</sup>.

Faktyczne zużycie gazu jest również niższe od zakładanego w dokumencie „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski” (kwiecień 2002), w którym założono wielkość tego zużycia na 13,7 mld m<sup>3</sup> w roku 2005.

Taki znaczny spadek prognozowanych potrzeb ma swą podstawową przyczynę w bardzo znacznym wzroście cen gazu i przewidywanych w następnych latach dalszym ich wzroście. Paliwo to, planowane w użyciu w nowych blokach energetycznych, a zwłaszcza w elektrociepłowniach, stało się w warunkach polskich ekonomicznie nieopłacalne.

Dlatego też można przyjąć, że zużycie gazu w kraju będzie w najbliższych latach rosło bardzo umiarkowanie.

Potrzeby na gaz ziemny zaspakajane są importem, głównie z Federacji Rosyjskiej przez istniejące gazociągi (głównie jamalski), a także z wydobycia ze złóż krajowych (około 4 mld m<sup>3</sup>/r w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). Ostatnie odkrycia nowych złóż gazu ziemnego pozwalają na zwiększenie produkcji krajowej do około 6 mld m<sup>3</sup>/r, należy jednak rozważyć celowość przygotowania tych złóż do eksploatacji i pozostawienie ich jako rezerwy w przypadku zagrożeń losowych w dostawach gazu importowanego.

Poważnym problemem w zaopatrywaniu się w gaz z importu jest dywersyfikacja dostawców i kierunków dostaw. Rozważane w ubiegłych latach bezpośrednie połączenie Polski ze złożami norweskimi nie mogło być zrealizowane ze względu na brak możliwości odebrania przez Polskę minimalnych ilości gazu (około 8 mld m<sup>3</sup>/r), gwarantujących ekonomiczną efektywność takiego przedsięwzięcia.

W tych warunkach PGNiG i strona norweska uzgodniły odejście od poprzednich zamierzeń i zadeklarowały, że będą szukać możliwości realizacji dostaw z wykorzystaniem istniejących i alternatywnych gazociągów przesyłowych czy alternatywnych sposobów przesyłu gazu. Prowadzone są również rozmowy z duńskim koncernem DONG w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe i dostaw gazu z tych kierunków.

Interesująca wydaje się być koncepcja budowy stosunkowo krótkiego gazociągu Bernau-Szczecin, przez który można by sprowadzać gaz norweski, z uwzględnieniem istniejącej infrastruktury w Niemczech i Danii.

Ważnym zagadnieniem, stabilizującym rynek gazu, jest program rozbudowy podziemnych magazynów gazu. Obok zbudowanego w 2000 r. magazynu Husów rozbudowie ulegają pracujące już magazyny Wierzchowice i Mogilno, których pojemność robocza i moc odbioru zwiększy się łącznie z 700 mln m<sup>3</sup> na koniec 2001 r. do poziomu 1.345 mln m<sup>3</sup> w 2005 r.

W świecie a także w krajach Europy Zachodniej następuje szybki rozwój zużycia gazu skroplonego (LNG) i szereg krajów arabskich i afrykańskich inwestuje w instalacje

umożliwiający jego eksport. Import gazu skroplonego do krajów Europy Zachodniej ilustruje niżej zamieszczona tabela (stan na lipiec 2001 r.).

W związku z tym powstaje pytanie o celowość podjęcia i określenia technicznych oraz ekonomicznych uwarunkowań ewentualnego importu LNG do Polski w celu jego rozprężania i wprowadzenia w normalną sieć przesyłową dla gazu ziemnego.

**Tabela V-1. Import gazu skroplonego według źródeł pochodzenia ( w mld m<sup>3</sup> )**

	Trynidad i Tobago	Algeria	Libia	Nigeria	Katar	Zjed. Emiraty Arabskie	Oman	Razem
Europa Zachodnia	0,83	25,60	0,78	4,22	0,81	0,14	0,20	32,57
Belgia		4,61						4,61
Francja		10,34		0,25	0,08			10,67
Grecja		0,51						0,51
Włochy		2,81		2,20	0,04			5,05
Hiszpania	0,83	3,96	0,78	1,68	0,12	0,14	0,20	7,70
Turcja		3,38		0,08	0,57			4,03

*Źródło: Energy Information Administration Office, U.S. Department of Energy.*

### **Rynek gazu**

Rynek gazu w Polsce jest praktycznie w całości opanowany przez PGNiG, działające jako krajowy monopolista w tym w warunkach monopolu naturalnego (sieci przesyłowe, infrastruktura). Przystąpienie do UE wymusza na nas przystosowanie do prawodawstwa unijnego, dążącego głównie do stworzenia otwartego rynku gazu i integracji rynków w ramach UE oraz ograniczeniu pozycji monopolistycznych producentów i dostawców.

Dla deregulacji monopolu gazu ziemnego wdrożony został cały szereg mechanizmów skierowanych tylko na rynek wewnętrzny, m.in. w cytowanej dyrektywie 98/30/EC w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, dyrektywie 90/377/EEC (z późniejszymi zmianami) dotyczącej przejrzystości cen gazu i elektryczności płaconych przez końcowych odbiorców przemysłowych, dyrektywie o tranzycie gazu ziemnego sieciami (91/296/EEC z późniejszymi zmianami), a także szeroki zakres reguł dla obrotu ponad granicami Unii, w tym Traktat Karty Energetycznej wraz z protokołem dotyczącym efektywności energetycznej i związanych z nią aspektów ochrony środowiska, decyzja Parlamentu i Rady nr 1254/96/EC o transgranicznych sieciach energetycznych i inne.

Przy niewielkim uproszczeniu można więc przyjąć, że najważniejsze dla deregulacji monopolu gazowych, dla liberalizacji i harmonizacji wewnętrznego rynku gazu ziemnego w UE pozostają dwie zasady:

- swobodnego dostępu trzeciej strony (TPA) do sieci;
- rozdzielania w możliwie największym stopniu działalności dystrybucyjnej, przesyłowej i produkcyjnej (wydobywczej) – początkowo w drodze rozdzielania księgowego (*unbundling of accounts*), a docelowo w drodze fizycznego rozdzielania działalności.

Faktyczny postęp w otwieraniu i liberalizacji rynku gazu ziemnego Wspólnoty Europejskiej pozostaje w tyle zarówno za dwiema głównymi zasadami tworzenia wewnętrznego rynku Unii, jak i za deklaracjami poszczególnych państw. Konfrontacja deklarowanego przez poszczególne państwa członkowskie otwarcia rynku gazu ziemnego (przekraczającego zwykle minimalne progi wyznaczone w dyrektywie 98/30/EC) z wielkościami podawanymi w opracowaniach eksperckich pozwala oddzielić intencje rządów i regulatorów rynków od stanu faktycznego. Wynikające z takiego porównania różnice, w przypadku największych narodowych rynków gazu ziemnego UE (poza Wielką Brytanią), sięgają 90%. Istnieje kilka powodów tak ważnych różnic, bezsporny pozostaje jednak fakt skutecznej obrony zajmowanych pozycji rynkowych przez monopole gazowe z wykorzystaniem wszystkich dozwolonych wyjątków i odstępstw od reguł i mechanizmów przewidzianych w dorobku prawnym Unii Europejskiej. Ta niekorzystna dla konsumentów i sprzeczna z celem strategii lizbońskiej sytuacja zmienić się może jednak istotnie z upływem terminu pełnego otwarcia rynku tj. w chwili, kiedy wszyscy odbiorcy końcowi (włącznie z domowymi) uzyskają status odbiorcy uprawnionego do swobodnego wyboru dostawcy. Według projektu znowelizowanej dyrektywy otwarcie rynku dla wszystkich odbiorców przemysłowych nastąpić miało od 1 stycznia 2004 roku (co np. stanowi ok. 50% rynku w Polsce), a dla wszystkich pozostałych – od 1 stycznia 2005 roku.

Jednakże w dniu 25 listopada 2002 r. na spotkaniu ministrów UE właściwych ds. energetyki przesunięto terminy odpowiednio na 1 lipca 2005 r. i 1 lipca 2007 r.

Punktem odniesienia dla oceny pozycji wyjściowej krajowego przemysłu gazowniczego do konfrontacji konkurencyjnej z resztą Europy są dwa dokumenty:

- Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020 (wraz z jej korektą i oceną z kwietnia 2002 roku);
- Program restrukturyzacji PGNiG S.A. z końca 2002 r.

Polski rynek wewnętrzny jest rynkiem zmonopolizowanym przez jedną firmę – PGNiG – która nie ma wystarczającego doświadczenia w walce z konkurencją. Podjęte dotąd próby działań dostosowawczych nie mają ani rangi, ani znaczenia dla skutecznej amortyzacji ciśnienia konkurencji pod rządami przepisów otwierających rynek gazu ziemnego, ściśle przetransponowanych do prawa narodowego.

Rozpoczęty faktycznie w styczniu 2003 r. program restrukturyzacji kapitałowej PGNiG (łącznie z wydzieleniem 6-ciu spółek dystrybucyjnych) ciąży w kierunku utrwalenia monopolu – ze wszystkimi negatywnymi skutkami, jakie niesie dla odbiorców jego dominująca pozycja na rynku.

Wyzwaniem dla krajowego sektora gazu ziemnego pozostaje więc szereg działań dostosowawczych w kierunku: dywersyfikacji dostaw, liberalizacji rynku, wdrażania istniejących i kreowania nowych mechanizmów konkurencji.

Ze względu na krótki czas pozostały do zasadniczej zmiany warunków funkcjonowania energetyki w UE, we wszystkich trzech wymienionych kierunkach narodowy monopol musi podlegać bardzo uważnemu i profesjonalnemu nadzorowi ze strony właścicieli.

Osobnym wyzwaniem na okres pozostający do włączenia polskiego rynku gazu ziemnego do wewnętrznego rynku Unii Europejskiej jest wyraźna artikulacja potrzeby dialogu z UE i w jej strukturach o przyszłości tego rynku przynajmniej w perspektywie nakreślonej celem Strategii



Lizbońskiej. Dialog taki jest potrzebny nie tylko w sprawach ze sfery prawa, takich jak problem wspólnego regulatora, ale szczególnie w kwestiach ze sfery realnej – np. inwestycje UE o znaczeniu strategicznym dla polskiego rynku i sektora gazu. Należy tu przypomnieć projekt tzw. Gazociągu Północnego, zaplanowany do sfinansowania przez EBOR już od 2005 r., bez analizy wpływu na polski system gazowniczy. Wyraźnie brakuje krajowego uczestnika w programie „Northern Dimension”, a dialog energetyczny UE-Rosja obserwujemy z dystansu. PGNiG samodzielnie nie może uzyskać w takich sprawach podmiotowości na forach UE w okresie przedakcesyjnym. Konieczne jest tu wsparcie polityczne dla uprawnionego polskiego uczestnictwa w pracach bieżących i planistycznych UE nad: regulacjami, strategią wewnętrzną i współpracą zewnętrzną w dziedzinie energetyki, prowadzonymi dla zintegrowanego rynku wewnętrznego Unii Europejskiej.

#### **V.4. Paliwa ciekłe**

##### ***Ropa naftowa***

W „Założeniach do polityki energetycznej Polski do 2020 r.” prognozowano zużycie ropy naftowej w wielkościach:

- rok 2005 i 2010 - około 20 mln t;
- rok 2020 - od około 21 do 27 mln t.

W kolejnym dokumencie rządowym z kwietnia 2002 r. „Krótkoterminowa prognoza rozwoju sektora energetycznego kraju”, będącego załącznikiem do „Oceny realizacji i korekty założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.” skorygowano wielkość zużycia krajowego na 16,4 mln t w roku 2003 i 16,7 mln t w roku 2005.

Wyżej wymienione potrzeby miałyby być pokryte importem (15,3 mln t w roku 2003 i 15,75 mln t w roku 2005) oraz wydobyciem krajowym w wysokości około 1 mln t.

Import tego surowca w 2003 r. przekroczył wielkości prognozowane w krótkoterminowej prognozie rozwoju sektora energetycznego i wyniósł 17,5 mln t.

To dodatkowe zwiększenie importu może mieć swoją przyczynę również w gromadzeniu zapasów „tzw. 90-dniowych”, które Polska musi – zgodnie z ustawodawstwem unijnym – osiągnąć do 2008 r.

Import ropy dokonywany jest głównie przez rurociąg „Przyjaźń” (PERN) i przez Nafto port Gdańsk. Głównymi importerami są : PKN Orlen (10,38% udziałów Skarbu Państwa i 17,63% Nafta Polska S.A.), który przerabia około 13 mln t ropy i grupa kapitałowa „Lotos” (Rafineria Gdańska – Nafta Polska 75%, Skarb Państwa 10,1% udziałów) o przerobie 3,9 mln t.<sup>60</sup>

Biorąc pod uwagę dwie możliwości dostaw z importu: rurociąg „Przyjaźń” i Nafto port Gdańsk nie ma z technicznego punktu widzenia większego niebezpieczeństwa tych dostaw. Ponadto sytuacja byłaby jeszcze korzystniejsza, gdyby doszło do realizacji budowy rurociągu Brody-Płock-Gdańsk, gdyż stwarzałoby to szanse na większą dywersyfikację dostawców.

---

<sup>60</sup> Polska 2003. Raport o stanie przemysłu, Warszawa 2003, Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, s. 154-155.

Trzeba jednak pamiętać, że o fakcie znacznego uzależnienia od importu głównie z Rosji decydują również korzystne relacje ekonomiczne tych dostaw.

Rozpatrując problem zaopatrzenia kraju w paliwa ciekłe należałoby zwrócić uwagę na możliwości otrzymywania tego paliwa w procesie niskotemperaturowej pyrolizy węgla brunatnego, stosowanej w skojarzeniu z normalnym spalaniem węgla brunatnego w elektrowniach. W latach 1980-1990 były prowadzone w tym zakresie liczne prace naukowo-badawcze oraz uzyskano pozytywne wyniki z prób w skali laboratoryjnej. Ponieważ Polska wydobywa i zużywa znaczne ilości węgla brunatnego, wydaje się być celowe podjęcie tego tematu. Pozytywne zakończenie i wdrożenie wyników tych badań miałyby istotne znaczenie dla środowiska (eliminacja SO<sup>2</sup>) i mogłyby dać znaczące ilości paliw płynnych w granicach do 10% zużywanej masy węgla brunatnego.

### ***Gaz płynny***

W ostatnich latach obserwujemy szybki wzrost zużycia gazu płynnego (LPG). W roku 1993 jego zużycie wynosiło zaledwie 89 tys. t i wzrosło do roku 2003 do 1.770 tys. ton, czyli około 20-krotnie.

W roku 2003 sprzedaż tego gazu<sup>61</sup> w Polsce była o 14% wyższa niż w 2002 roku. Sprzedaż krajowych rafinerii wyniosła 277 tys. ton utrzymując się na niezmiennym poziomie, rośnie więc import, który obecnie pokrywa w 84% zapotrzebowanie krajowe.

Sprzedaż gazu płynnego należy podzielić na trzy zasadnicze segmenty: sprzedaż gazu luzem do celów grzewczych, sprzedaż gazu do napędu pojazdów, sprzedaż gazu płynnego w butlach.

Sprzedaż powyższa w roku 2003 wynosiła odpowiednio:

- luzem do celów grzewczych - 240 tys. ton;
- do napędu pojazdów - 1070 tys. ton;
- gazu płynnego w butlach – 465 tys. ton, w tym 115 tys. ton zostało napełnionych nielegalnie, głównie na stacjach autogazu.

Liczba zbiorników o pojemności do 10 m<sup>3</sup>, jaka została zamontowana w roku 2003 wyniosła 5,3 tys. szt., w tym 1,6 tys. szt. na stacjach autogazu. Łącznie liczba zamontowanych zbiorników na koniec 2003 roku wyniosła 48 tys. szt., w tym 8 tys. szt. na stacjach autogazu.

Liczba pojazdów z instalacją gazową zwiększyła się na drogach Polski w 2003 roku o 210 tys. szt., biorąc zaś pod uwagę pewną ilość pojazdów złomowanych, szacuje się łączną liczbę pojazdów poruszających się z instalacją gazową na 1100 tys. szt.

Wzrosła również liczba punktów, gdzie można tankować autogaz. Zbiorniki z gazem i dystrybutory do tankowania autogazem montują zarówno koncerny na swoich stacjach firmowych, jak również powstają nowe stacje przystosowane wyłącznie do tankowania autogazu. Łączną liczbę punktów tankowania autogazu szacuje się na 4,5 tys., o przeszło 1000 więcej w stosunku do roku poprzedniego. Jest to największy skok ilościowy w porównaniu do lat poprzednich.

---

<sup>61</sup> Dane źródłowe: Polska Organizacja Gazu Płynnego.

**Tabela V-2. Struktura dostaw i zużycia gazu płynnego**

<b>1 Struktura dostaw gazu płynnego</b>			
Pochodzenie gazu	Sprzedaż gazu płynnego w tonach		Dynamika
	2002	2003	
Z produkcji krajowej	261 000	277 000	6%
Z importu	1 289 000	1 493 000	16%
<b>Razem</b>	<b>1 550 000</b>	<b>1 770 000</b>	<b>14%</b>

<b>2 Struktura zużycia gazu płynnego wg typu gazu</b>			
Pochodzenie gazu	Sprzedaż gazu płynnego w tonach		Dynamika
	2002	2003	
Propan-butan i butan	1 445 000	1 662 000	15%
Propan	105 000	108 000	3%
<b>Razem</b>	<b>1 550 000</b>	<b>1 770 000</b>	<b>14%</b>

<b>3 Sprzedaż w poszczególnych sektorach rynku gazu płynnego</b>			
Sektor rynku	Sprzedaż gazu płynnego w tonach		Dynamika
	2002	2003	
Autogaz (zużycie w pojazdach)	860 000	1 070 000	24%
Butle napełnione na stacjach autogazu	110 000	115 000	5%
Gaz w butlach	355 000	350 000	-1%
Gaz w zbiornikach poza autogazem	225 000	235 000	4%
<b>Razem</b>	<b>1 550 000</b>	<b>1 770 000</b>	<b>14%</b>

<b>4 Zużycie gazu w podziale na sektory gospodarki</b>			
Zużycie na potrzeby	Sprzedaż gazu płynnego w tonach		Dynamika
	2002	2003	
Komunalne	453 000	450 000	-1%
Przemysłowe	107 000	118 000	10%
Rolnicze	52 000	56 000	8%
Autogazu	860 000	1 070 000	24%
Innych	78 000	76 000	-3%
<b>Razem</b>	<b>1 550 000</b>	<b>1 770 000</b>	<b>14%</b>

Źródło: Polska Agencja Gazu Płynnego.

## V.5. Polityka rosyjska w sferze surowców energetycznych<sup>62</sup>

Rola Rosji jako dostawcy surowców energetycznych dla Europy rodzi nowe wyzwania w związku z rosnącym zainteresowaniem strony rosyjskiej sektorami energetycznymi poszczególnych państw – odbiorców tych surowców, w tym Polski.

Państwa, które wstąpiły do UE w 2004 r., a w szczególności Słowacja i Polska, odgrywają kluczową rolę w tranzyście rosyjskich surowców energetycznych do Europy Zachodniej. Przechodzi przez nie tranzytem ponad 90% rosyjskiego eksportu gazu ziemnego (przez samą

<sup>62</sup> Opracowane na podstawie: *Rosyjska ropa naftowa i gaz ziemny w Europie Środkowej*, Raport opracowany przez Ośrodek Studiów Wschodnich, Departament Europy Ministerstwa Spraw Zagranicznych, Departament Bezpieczeństwa Energetycznego Ministerstwa Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej, Warszawa, styczeń 2004.

Słowację ok. 70%). Kraje, które wstąpiły do UE w 2004 r. stanowią także istotny rynek zbytu dla rosyjskich surowców.

Strona rosyjska stara się zmniejszyć swoją zależność od tranzytu surowców energetycznych przez terytoria państw, które wstąpiły w 2004 r. do UE. Temu celowi służy pozyskiwanie wpływu na poszczególne przedsiębiorstwa kontrolujące szlaki eksportowe, projektowanie/budowanie nowych tras eksportowych (projekt gazociągu transbałtyckiego) uruchamianie własnych terminali naftowych (Primorsk), przejmowanie zarządu nad terminalami bałtyckimi (Bultinge, Ventspils) i in. Projektowane nowe szlaki mają również służyć dywersyfikacji szlaków transportu surowców.

Rosyjskie inwestycje zagraniczne są skoncentrowane przede wszystkim w dwóch sektorach: gazowym i naftowo-petrochemicznym. Największymi rosyjskimi inwestorami w regionie Europy Środkowej, Wschodniej i Bałkanów są Gazprom i rosyjskie kompanie naftowe (przede wszystkim ŁUKoil i Jukos).

Liberalizacja rynku gazowego UE otwiera przed Gazpromem nowe perspektywy w postaci dostępu do zapewniającej wysoką dochodowość sieci dystrybucyjnej państw członkowskich.

Również przetwórstwo ropy naftowej w krajach, które wstąpiły do UE w 2004 r. jest obszarem zainteresowania rosyjskich inwestorów. Posiadanie pakietów akcji w rafineriach stanowi instrument pozwalający wpływać na regionalny rynek paliw. Rosyjskie kompanie naftowe, inwestując w przedsiębiorstwa zajmujące się przetwórstwem surowców oraz w sieci dystrybucji paliw w krajach przystępujących do Unii (ale także np. w Niemczech Wschodnich), tworzą sobie również „przyczółki” do zwiększenia obecności w UE.

Przykładem działań rosyjskich kompanii naftowych, zmierzających do zmniejszenia stopnia swojej zależności tranzytowej może być kupno przez Jukos w styczniu 2003 r. 49% udziałów słowackiego koncernu Transpetrol, specjalizującego się w transporcie ropy naftowej. Wejście do Transpetrolu umożliwi rosyjskiemu koncernowi efektywną kontrolę nad tranzytem rosyjskiej ropy via Słowacja i pozwala na ekspansję na nowe rynki. Szczególnie istotne w tym zakresie są projekty połączenia rurociągów Przyjaźń i Adria oraz budowy rurociągu z Bratysławy do Schwecht, umożliwiającego Jukosowi eksport ropy do Austrii.

W 2003 r. znacznie zmalał poziom rosyjskiej zależności od tranzytu ropy przez terminale państw, które wstąpiły do UE w 2004 roku. Zmniejszenie zależności FR od krajów bałtyckich nastąpiło głównie dzięki uruchomieniu rosyjskiego terminala w Primorsku. Według szacunków w 2003 r. prawie 60% rosyjskiego eksportu ropy (bez uwzględnienia transportu kolejowego) zostało skierowane przez Primorsk, a jedynie 35% przez terminale państw bałtyckich, co stanowi odwrócenie dotychczasowych proporcji.

Jednocześnie Rosjanie starają się uzyskać jak największe wpływy w terminalach bałtyckich. Kompania Jukos ma – od czasu przejścia litewskiej rafinerii w Możejkach – kontrolę nad terminalem naftowym w Butinge.

Z punktu widzenia polskich przedsiębiorców istotnym problemem może być rozwój produkcji w litewskiej rafinerii w Możejkach kontrolowanej przez Jukos. Rafineria ta - o projektowanej mocy przerobowej na poziomie 15 mln ton rocznie, może stać się perspektywnie jednym z najpoważniejszych producentów paliw spośród operujących na rynkach państw, które wstąpiły w 2004 roku do Unii Europejskiej. Z uwagi na stosunkowo niewielki popyt na

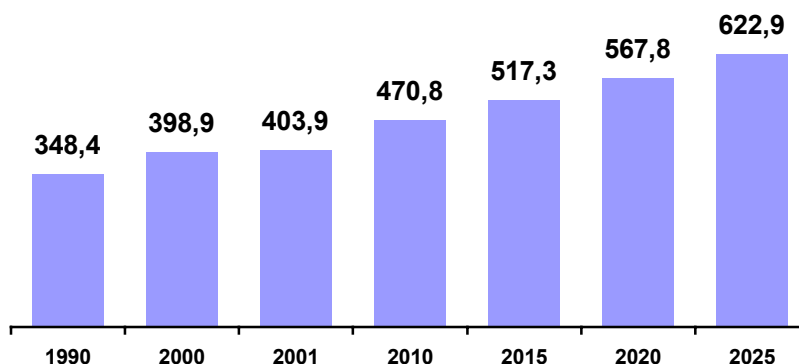
rynkach państw bałtyckich, naturalnym rynkiem zbytu dla rafinerii w Możejkach będzie rynek polski, a przy likwidacji barier celnych polskie rafinerie mogą nie być w stanie podjąć efektywnej konkurencji cenowej. Jediną poważną przeszkodą pozostaje natomiast kwestia transportu produktów naftowych z Możejek na rynek polski i dostęp do sieci dystrybucyjnej. Jeżeli jednak Jukos zdoła pokonać wspomnianą przeszkodę (np. poprzez transport drogą morską z Butinge do Gdańska), wówczas może uzyskać wpływ na polski rynek paliwowy.

## ZAŁĄCZNIK 1. ŚWIATOWY BILANS ENERGETYCZNY W LATACH 2001 – 2025<sup>63</sup>

### Zużycie energii

W okresie 2001-2025 światowa konsumpcja energii wzrośnie o 54% – z 404 biliardów<sup>64</sup> Btu<sup>65</sup> w 2001 r. do 623 biliardów Btu w 2025 r. (por. Rysunek A, Tabele A i B). W największym stopniu wzrost ten przypadnie na kraje rozwijające się, szczególnie azjatyckie. W regionie tym przewiduje się ponad dwukrotny wzrost popytu na energię, w tempie 3% średniorocznie – stanowi to prawie 40% całkowitego prognozowanego przyrostu światowej konsumpcji energii i 70% przyrostu w samych krajach rozwijających się. Natomiast w przypadku Ameryki Środkowej i Południowej oczekiwania wzrostu zostały obniżone w stosunku do poprzednich prognoz, ze względu na problemy polityczne i gospodarcze w tym regionie. Aktualna prognoza dla tego regionu przewiduje tempo wzrostu popytu na energię na poziomie 2,4% rocznie w okresie 2001-2025 (w 2002 r. prognozowano 3,8%). W krajach uprzemysłowionych w okresie lat 2001-2025 przewidywany jest wzrost konsumpcji energii w tempie 1,2% średnio rocznie.

### Rysunek A. Światowa konsumpcja energii, 1990-2025 (biliardy Btu)



Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

<sup>63</sup> Wszystkie dane statystyczne oraz prognozy pochodzą z publikacji Urzędu Informacji Energetycznej, podlegającego Departamentowi Energii USA: *International Energy Outlook 2003, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, 2003.* Jeśli nie jest to inaczej zaznaczone, prognozy dotyczą wariantu bazowego, w horyzoncie 2001-2025.

<sup>64</sup> Biliard = tysiąc bilionów,  $10^{15}$

<sup>65</sup> 1 Btu = 1,0548 kJ = 2,930 x  $10^{-4}$  kW·h.

**Tabela A. Światowa konsumpcja energii w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (biliardy Btu)**

Region	Prognoza				Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %			
	1990	2000	2001	2010		2015	2020	2025
Świat	348,4	398,9	403,9	470,8	517,3	567,8	622,9	1,8
Kraje uprzemysłowione	182,8	213,0	211,5	236,3	250,4	265,1	281,4	1,2
Europa Wschodnia*/ b.ZSRR	76,3	52,2	53,3	59,0	64,3	70,3	75,6	1,5
Kraje rozwijające się	89,3	133,8	139,2	175,5	202,5	232,4	265,9	2,7

\* - „Europa Wschodnia” obejmuje następujące kraje: Polskę, Czechy, Węgry, Słowację, Albanie, Bośnię i Hercegowinę, Bułgarię, Chorwację, Jugosławię, Macedonię, Rumunię i Słowenię

Źródło: International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.

**Tabela B. Światowa konsumpcja energii w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (milion toe\*)**

Region	Prognoza				Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %			
	1990	2000	2001	2010		2015	2020	2025
Świat	8779	10052	10179	11863	13036	14308	15697	1,8
Kraje uprzemysłowione	4606	5366	5329	5954	6311	6680	7091	1,2
Europa Wschodnia/b.ZSRR	1923	1314	1342	1487	1621	1771	1906	1,5
Kraje rozwijające się	2250	3371	3508	4422	5103	5856	6700	2,7

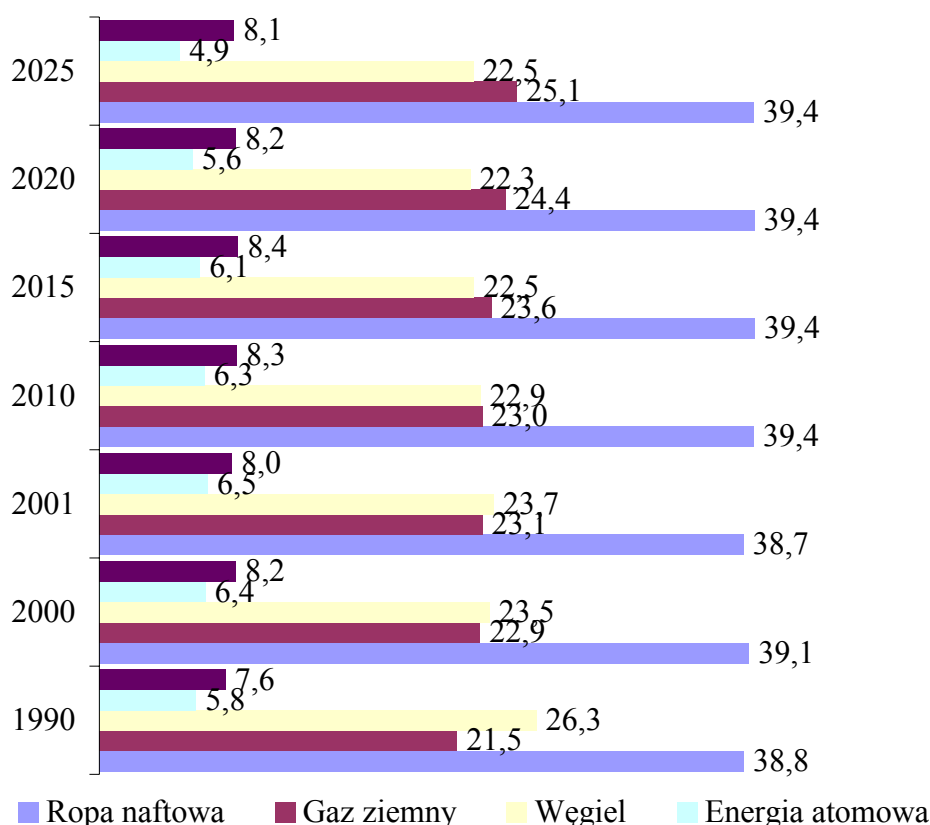
\* - Ekwivalent ropy, 1 toe = 10 x 10<sup>6</sup> kcal

Źródło: International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.

Po 2004 r. oczekuje się powrotu światowych cen ropy naftowej do średniookresowej ścieżki – pod koniec prognozowanego okresu cena za baryłkę wyniosłaby 27 USD (ceny z 2002 r., 51 USD za baryłkę w cenach nominalnych).

Przewiduje się, że w okresie prognozy zasoby surowców są wystarczające dla wzrastającego zużycia energii. Konsumpcja energii pierwotnej z każdego źródła zwiększy się. Największa część przyrostu popytu na energię przypadnie na paliwa kopalne (ropę naftową, gaz ziemny, węgiel), co wynika z przewidywań utrzymywania się relatywnie niskiego poziomu cen tych surowców oraz niekonkurencyjność wytwarzania energii z innych źródeł. Jednak istnieje możliwość, że wraz z wdrażaniem rządowych programów ekologicznych – w szczególności skoncentrowanych na redukcji gazów cieplarnianych – te perspektywy mogłyby się zmienić, a paliwa niekopalne (w tym energia atomowa oraz odnawialne źródła energii, takie jak energetyka wodna, geotermiczna, uzyskiwana z biomasy, solarna i wiatrowa) mogłyby stać się bardziej atrakcyjne (por. Rysunek B).

**Rysunek B. Światowa konsumpcja energii w rozbiu na źródła, 1990-2025 (biliard Btu, %)**



Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

### **Ropa naftowa**

W ciągu kilku poprzednich dziesięcioleci ropa była głównym źródłem konsumowanej energii pierwotnej i przewiduje się, że utrzyma ona tę wysoką pozycję w latach 2001-2025. W tym okresie **ropa pozostanie zatem dominującym źródłem energii**, z udziałem w światowej konsumpcji na poziomie 39%. Roczne tempo wzrostu światowej konsumpcji ropy wyniesie średnio 1,9%, z poziomu blisko 77 milionów baryłek dziennie w 2001 r. do około 121 milionów baryłek dziennie w 2025 r. (por. Tabela C). Ten wzrost w światowym zużyciu ropy wymagałby przyrostu o nieco więcej niż 44 miliony baryłek dziennie powyżej bieżących zdolności produkcyjnych. Producenci OPEC odnieśliby największe korzyści ze zwiększonego zapotrzebowania, chociaż oczekuje się, że podaż spoza OPEC-u pozostanie konkurencyjna (por. Tabela D), z głównym przyrostem podaży z szelfu w Basenie Kaspijskim i Ameryce Łacińskiej oraz z głębokich zasobów pod dnem morza w Afryce Zachodniej. Ogólnie, w skali świata przewiduje się dalsze prowadzenie badań i rozwój podjętych już przedsięwzięć związanych z głębokimi zasobami pod dnem morza, a szelfowe zasoby Basenu Atlantyckiego będą w przyszłości stanowiły główne źródło produkcji ropy, zarówno w Afryce, jak i Ameryce Łacińskiej.



**Tabela C. Światowa konsumpcja ropy naftowej w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (milion baryłek na dzień)**

Region				Prognoza				Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	66,1	76,9	77,1	91,4	100,5	110,3	120,9	1,9
Kraje uprzemysłowione	38,8	44,1	43,9	49,1	52,1	54,6	57,8	1,2
Europa Wschodnia/b.ZSRR	10	5,2	5,3	5,9	6,7	7,6	8,5	2,0
Kraje rozwijające się	17,3	27,6	27,9	36,4	41,8	48,1	54,5	2,8

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

**Tabela D. Światowe moce wytwórcze i produkcja ropy naftowej 1990-2025 (milion baryłek na dzień)**

Region	Szacunki		Prognoza			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
<b>Moce wytwórcze</b>						
Świat	69,4	79,3	95,1	104,7	114,9	126,1
OPEC	27,2	32,6	39,7	44,5	52,8	61,5
Poza OPEC	42,2	46,7	55,4	60,2	62,1	64,6
<b>Produkcja</b>						
Świat	66,7	75,7	88,1	95,7	104,9	115,5
OPEC	24,5	29,9	34,9	38,9	46,7	54,9
Poza OPEC	42,2	45,8	53,2	56,8	58,2	60,6

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

Pomimo przewidywań, że w wielu krajach nastąpi odejście od ropy w kierunku gazu ziemnego i innych paliw w produkcji energii elektrycznej i faktu rozprzestrzeniania się nowych technologii, takich jak paliwo wodorowe, ropa utrzyma swoją dominującą rolę w energetyce, ze względu na silny wzrost zużycia w transporcie – w przeważającej części napędzanym przez produkty ropopochodne.

Mimo, że kraje uprzemysłowione nadal używają więcej produktów ropopochodnych niż kraje rozwijające się, przewiduje się, że różnica ta zdecydowanie się zmniejszy w prognozowanym okresie. W 2001 r. konsumpcja ropy w krajach rozwijających się stanowiła około 2/3 (64%) zużycia w krajach uprzemysłowionych; do 2025 r. ta relacja wyniesie około 94%. W krajach uprzemysłowionych **wzrost zużycia ropy naftowej będzie dotyczył przede wszystkim sektora transportowego**, gdzie aktualnie brak innych paliw, które w znaczącym stopniu mogłyby konkurować z produktami ropopochodnymi. Przewidywany jest spadek znaczenia ropy w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, gdzie inne paliwa (szczególnie gaz ziemny) stanowią bardziej korzystną alternatywę dla generacji napędzanej ropą naftową. Natomiast w krajach rozwijających się wzrośnie konsumpcja ropy w przypadku wszystkich rodzajów użytkowników końcowych. Wraz z rozwojem infrastruktury energetycznej, ludność rezygnuje z tradycyjnych paliw, takich jak drewno opałowe, a rośnie popyt na surowce petrochemiczne. Z drugiej strony, w krajach rozwijających się nie rozwinęto wystarczającej infrastruktury energetyki gazu ziemnego, tak aby rosnące zużycie gazu ziemnego mogło pokryć rosnące potrzeby energetyczne.

### Gaz ziemny

Gaz ziemny będzie **najszybciej rozwijającym się źródłem energii pierwotnej** na świecie, w tempie 2,2% rocznie w okresie 2001-2025 (por. Tabela E). Prognozuje się wzrost konsumpcji gazu z 90 bilionów stóp sześciennych<sup>66</sup> w 2001 r. do 151 bilionów stóp sześciennych w 2025 r., głównie na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Przewiduje się, że zużycie gazu ziemnego przekroczy poziom zużycia węgla do 2010 r. (na bazie Btu), a do 2025 r. będzie przewyższało poziom zużycia węgla o 12%. Udział gazu ziemnego w całkowitej konsumpcji energii wzrośnie z 18% w 2001 r. do 25% w 2025 r.; przewiduje się, że gaz ziemny będzie największym źródłem wzrostu w produkcji elektryczności.

**Tabela E. Światowa konsumpcja gazu ziemnego w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (bilion stóp sześciennych)**

Region	Prognoza							Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	73,4	88,7	90,3	105,1	118,1	134,2	151,1	2,2
Kraje uprzemysłowione	35,2	46,4	45,6	52,6	57,4	63,6	69,5	1,8
Europa Wschodnia/b.ZSRR	28,1	23,0	23,5	27,3	30,9	35,3	39,0	2,1
Kraje rozwijające się	10,1	19,3	21,2	25,2	29,8	35,3	42,6	2,9

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

Duża część prognozowanego wzrostu konsumpcji gazu ziemnego na świecie jest odpowiedzią na rosnący popyt na gaz, który w coraz większym stopniu jest postrzegany jako pożądana opcja w produkcji elektryczności, uwzględniając wydajność turbin gazowych o połączonym cyklu w stosunku do wytwarzania energii z węgla czy ropy oraz walory ekologiczne (czystość) spalania gazu w porównaniu do węgla czy ropy, co jest szczególnie atrakcyjne dla krajów zainteresowanych redukcją emisji gazów cieplarnianych.

W krajach uprzemysłowionych wzrośnie udział gazu w rosnącym zużyciu energii, przede wszystkim w produkcji energii elektrycznej. W krajach rozwijających się silny wzrost zużycia gazu przełoży się na podaż zarówno dla produkcji energii elektrycznej dla ludności, jak i dla przemysłu. Tempo wzrostu zużycia w krajach rozwijających się wyniesie średnio 2,9% rocznie w okresie 2001-2025 – zarówno ze względu na rosnącą popularność tego paliwa, jak i przewidywania szybkiego rozwoju nierozwiniętych rynków gazu w nadchodzących latach.

### Węgiel

Światowe zużycie węgla cechował powolny wzrost od lat osiemdziesiątych; prognozuje się utrzymywanie się tego trendu w latach 2001-2025 (por. Tabela F). Powolny wzrost w konsumpcji węgla – średnio 1,5% rocznie (o 2,3 miliarda tzw. *short tons*<sup>67</sup>) w okresie 2001-2025 – oznacza, że **udział węgla w światowej konsumpcji energii będzie malał** (por. Tabela F). Udział węgla w światowej konsumpcji energii spadnie z 24% w 2001 r. do 23% do 2025 r.

<sup>66</sup> 1 m<sup>3</sup> = 35,31435 stóp sześciennych.

<sup>67</sup> *Short ton* = 0,972 tony.

**Tabela F. Światowa konsumpcja węgla w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (milion short tons)**

Region	Prognoza							Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	5307	5115	5263	5881	6335	6862	7574	1,5
Kraje uprzemysłowione	2095	2029	2034	2174	2242	2354	2547	0,9
Europa Wschodnia/b.ZSRR	1376	811	828	788	763	738	724	-0,6
Kraje rozwijające się	1835	2275	2401	2918	3330	3780	4303	2,5

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

Prawie 64% konsumowanego na świecie węgla wykorzystywane jest w produkcji energii elektrycznej. Przewiduje się, że w przyszłości węgiel będzie przede wszystkim wykorzystywany jako paliwo dla produkcji energii elektrycznej, a w drugiej kolejności – jako źródło energii w kilku sektorach przemysłu, takich jak hutnictwo stali. Stopniowo inne źródła energii będą wchodziły na ten rynek. Wyjątkiem są Chiny, gdzie węgiel jest nadal najczęściej używanym paliwem w szybko rozwijającym się sektorze przemysłowym, co jest odbiciem bogatych zasobów węgla tego kraju oraz ograniczonego dostępu do innych źródeł energii. Prognozuje się niewielki spadek zużycia węgla koksującego w większości regionów świata w wyniku zmian technologicznych w hutnictwie stali, wzrastającej produkcji pieców z łukiem elektrycznym oraz stałego zastępowania stali innymi materiałami w produkcji końcowej.

Znaczący spadek zużycia węgla jest przewidywany w przypadku Europy Zachodniej, Wschodniej i krajów byłego Związku Radzieckiego, gdzie gaz ziemny (oraz w przypadku Francji – energia atomowa) w coraz większym stopniu jest wykorzystywany w produkcji energii elektrycznej oraz w sektorach przemysłu i budownictwa. Gdyby nie prognozowany duży wzrost zużycia węgla w rozwijającej się Azji, szczególnie w Chinach i Indiach, gdzie węgiel nadal dominuje na rynku paliwowym – przewidywany spadek udziału węgla w światowym zużyciu energii byłby jeszcze większy. Prognozuje się, że Chiny i Indie – bardzo duże kraje, zarówno pod względem terytorium, jak i ludności, jak również posiadające duże krajowe zasoby węgla – w 70% przyczynią się do całkowitego przyrostu zużycia węgla na świecie i w 85% w grupie krajów rozwijających się.

### **Energia atomowa**

16% światowej podaży elektryczności w 2001 r. stanowiła energia atomowa. **Przewidywany jest spadek udziału energii atomowej** w produkcji energii elektrycznej do 12% do 2025 r., w związku z obecnym trendem odchodzenia od energii atomowej w większości krajów. Światowa konsumpcja elektryczności pochodzenia atomowego wzrośnie z 2521 miliardów kilowatogodzin w 2001 r. do 2906 miliardów kilowatogodzin w 2025 r. Na całym świecie wzrosną jądrowe moce wytwórcze z 353 gigawatów w 2001 r. do 407 gigawatów w 2015 r., a następnie spadną do 385 gigawatów w 2025 r. (por. Tabele G i H).

**Tabela G. Światowa konsumpcja energii atomowej w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (miliard kilowatogodzin)**

Region	Prognoza							Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	1905	2434	2521	2838	2994	3032	2906	0,6
Kraje uprzemysłowione	1544	1969	2029	2187	2223	2226	2095	0,1
Europa Wschodnia/b.ZSRR	256	270	282	312	316	288	262	-0,3
Kraje rozwijające się	105	195	209	339	455	518	549	4,1

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

**Tabela H. Światowe moce wytwórcze energii atomowej w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (megawaty)**

Region	Prognoza						
	2000	2001	2002	2010	2015	2020	2025
Świat	350331	352694	358220	391798	407140	400656	385355
Kraje uprzemysłowione	278409	278708	279167	291798	290730	279989	263413
Europa Wschodnia/b.ZSRR	44472	46334	46430	53401	56580	52245	48580
Kraje rozwijające się	27450	27652	32623	46598	59829	68422	73362

Źródło: *International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

Do niedawna spodziewano się ostrego spadku konsumpcji energii elektrycznej pochodzenia jądrowego pod koniec prognozowanego okresu. Pomimo zmniejszającego się udziału w światowej produkcji energii elektrycznej, energia atomowa pozostanie znaczącym źródłem energii elektrycznej. Niektóre kraje prawdopodobnie wybudują nowe elektrownie atomowe. Jednocześnie przewiduje się spadek nuklearnych mocy wytwórczych w większości krajów, które posiadają funkcjonujące elektrownie, z czasem, gdy się zużyją i zostaną zamknięte. W sensie ekonomicznym, produkcja energii atomowej wypada niekorzystnie w porównaniu z innymi dostępnymi technologiami, a obawy opinii publicznej o bezpieczeństwo elektrowni, utylizację odpadów radioaktywnych oraz produkcję broni jądrowej prawdopodobnie przyczynią się do spadku znaczenia energii atomowej w długim okresie. Dłuższy cykl życia elektrowni oraz poprawa mocy produkcyjnych zniwelują jednak część utraty mocy, wynikającą z zamykania starych elektrowni.

W wielu krajach uprzemysłowionych decyzja o przedłużeniu funkcjonowania elektrowni jądrowej jest pozostawiona właścicielowi, przez co jest głównie kwestią rentowności ekonomicznej. Największy wzrost w wytwarzaniu energii nuklearnej przewidywany jest w przypadku krajów rozwijających się, gdzie konsumpcja energii elektrycznej pochodzenia jądrowego będzie rosła w tempie 4,1% rocznie w okresie 2001-2025. W szczególności dotyczy to Azji, gdzie, według prognozy, Chiny, Indie, Japonia i Korea Południowa łącznie powiększą moce wytwórcze o 44 gigawaty w okresie 2001-2025. W lutym 2003 r. w rozwijających się krajach Azji znajdowało się 17 spośród 35 budowanych na świecie reaktorów jądrowych, w tym 8 w Indiach, 4 w Chinach, po 2 w Korei Południowej i na Tajwanie oraz 1 w Korei Północnej, obejmując 12 z 30 gigawatów obecnie budowanych.

### **Hydroenergetyka i odnawialne źródła energii**

Zgodnie z prognozami, konsumpcja elektryczności pochodzącej z elektrowni wodnych oraz innych źródeł odnawialnych **wzrośnie jedynie w stopniu umiarkowanym**, w tempie średnio 1,9% rocznie w okresie 2001-2025 (por. Tabela I). Przy utrzymywaniu się relatywnie niskiego poziomu cen paliw kopalnych, odnawialne źródła energii nie staną się konkurencyjne i, mimo wzrostu zużycia energii z tych źródeł, nie przewiduje się wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii ogółem – utrzyma się on na poziomie 8%.

**Tabela I. Światowa konsumpcja energii wodnej i z innych źródeł odnawialnych w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (bilard Btu)**

Region	Prognoza							Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	26,4	32,8	32,2	39,0	43,2	46,4	50,4	1,9
Kraje uprzemysłowione	15,6	18,2	17,1	20,2	21,7	23,0	24,4	1,5
Europa Wschodnia/b.ZSRR	2,8	3,0	3,2	3,6	4,0	4,1	4,4	1,3
Kraje rozwijające się	8,0	11,6	11,8	15,2	17,5	19,5	21,7	2,5

*Źródło: International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

Bez znaczącego poparcia ze strony rządu, zachęcającego do rozwoju tego typu energetyki, odnawialne źródła energii nie będą ekonomicznie konkurencyjne w stosunku do paliw kopalnych w perspektywie średniookresowej. Ponadto, pomimo prognoz szybkiego tempa rozwoju alternatywnych odnawialnych źródeł, takich jak wiatr w Europie Zachodniej czy geotermia w Stanach Zjednoczonych, większość wzrostu zużycia energii odnawialnej przypadnie w udziale wielkoskalowym projektom elektrowni wodnych w krajach rozwijających się, szczególnie Azji. Chiny, Indie, Malezja i Wietnam już budują lub planują ambitne hydroelektryczne inwestycje.

### **Energia elektryczna**

Prognozuje się **wzrost światowej konsumpcji energii elektrycznej netto w tempie średnio 2,3% rocznie**, z 13,3 bilionów kilowatogodzin w 2001 r. do 23,1 bilionów kilowatogodzin w 2025 r. (por. Tabela J). Przewiduje się silny wzrost zużycia energii elektrycznej w krajach rozwijających się, przede wszystkim azjatyckich, gdzie silny wzrost gospodarczy będzie powodował zwiększony popyt na energię elektryczną ze strony gospodarstw domowych. Niższy przyrost demograficzny, wolniejsze tempo wzrostu aktywności ekonomicznej, jak również nasycenie rynku i korzyści z wydajności w przypadku niektórych urządzeń elektronicznych wpłyną na niższą stopę wzrostu zużycia energii elektrycznej w krajach uprzemysłowionych – 1,6% rocznie.

**Tabela J. Światowa konsumpcja energii elektrycznej netto w rozbiciu na regiony, 1990-2025 (miliard kilowatogodzin)**

Region	Prognoza					Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	13290	16358	18453	20688	23072	2,3
Kraje uprzemysłowione	7513	8406	9173	9910	10697	1,6
Europa Wschodnia/b.ZSRR	1815	2181	2447	2706	2941	2,0
Kraje rozwijające się	4179	5721	6832	8072	9434	3,5

*Źródło: International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

### **Kwestie eksploatacji energii**

**Energochłonność.** Energochłonność w krajach uprzemysłowionych poprawi się (zmniejszy) w średnim tempie 1,2% rocznie w okresie 2001-2025 – nieco wolniej niż 1,4% średnio rocznie w okresie 1970-2000. Oczekuje się szybszej poprawy energochłonności w krajach rozwijających się – średnio o 1,8% rocznie – w wyniku poprawy standardu życia, towarzyszącej prognozowanemu rozwojowi gospodarstwu. Przez ponad trzy dekady kraje Europy Wschodniej i byłego Związku Radzieckiego cechowały się znacznie wyższą energochłonnością gospodarki niż kraje uprzemysłowione i kraje rozwijające się. W prognozowanym okresie energochłonność w tym regionie poprawi się – średnio o 2,5% rocznie, co związane jest z uzdrowieniem gospodarek po społecznej i gospodarczej zapaści z początku lat dziewięćdziesiątych. Jednak energochłonność tych gospodarek nadal będzie podwójnie wyższa niż krajów rozwijających się i pięciokrotnie wyższa niż krajów uprzemysłowionych.

Zużycie węgla w stosunku do wytworzonego produktu. Relacja zużycia węgla w stosunku do wytworzonego produktu poprawiła się (zmniejszyła się) znacząco w ciągu ostatnich trzech dziesięcioleci, spadając z 1100 ton na milion dolarów PKB (w cenach z 1997 r.) w 1970 r. do 739 ton na milion dolarów PKB (w cenach z 1997 r.) w 2001 r. Mimo że tempo to ulegnie spowolnieniu, to przewiduje się stały spadek tego zużycia w prognozowanym okresie – do 566 ton na milion dolarów PKB (w cenach z 1997 r.) w 2025 r.

W układzie regionalnym, najszybsze tempo poprawy prognozowane jest dla krajów transformujących się Europy Wschodniej i byłego Związku Radzieckiego oraz rozwijających się krajów azjatyckich, Chin i Indii. W przypadku krajów byłego Związku Radzieckiego przewiduje się w prognozowanym okresie kontynuację odbudowy gospodarek po zapaści z początku lat dziewięćdziesiątych. Ponadto, w przypadku tych krajów przewiduje się zastąpienie starych i nieefektywnych zasobów wytwórczych oraz coraz większą popularność gazowych elektrowni i zakładów energetycznych. W Europie Wschodniej tempo poprawy relacji zużycia węgla w stosunku do wytworzonego produktu wyniesie średnio 2,9% rocznie.

**Emisja dwutlenku węgla.** Światowe zużycie energii pojawiło się w centrum debaty na temat zmiany klimatu, ponieważ – zgodnie z szacunkami – około 80% całkowitej emisji dwutlenku węgla wywołanego działalnością człowieka pochodzi ze spalania paliw kopalnych. Światowa emisja dwutlenku węgla wzrośnie z 23,9 miliardów ton w 2001 r. do 27,7 miliardów w 2010 r. i do 37,1 miliardów w 2025 r. (por. Tabela K). Większość prognozowanego przyrostu emisji dwutlenku węgla przypadnie na kraje rozwijające się – 61%, towarzysząc wysokiemu wzrostowi zużycia energii w prężnie rozwijających się krajach z tej grupy. Duże uzależnienie

od węgla i paliw kopalnych w krajach rozwijających się spowoduje, że nawet w przypadku znaczących wysiłków krajów uprzemysłowionych w kierunku redukcji emisji CO<sup>2</sup>, nadal wystąpi znaczący wzrost emisji CO<sup>2</sup> na świecie w prognozowanym okresie.

**Tabela K. Światowe emisje dwutlenku węgla w rozbiciu na regiony, 1990-2025**  
(milion ton dwutlenku węgla)

Region	Prognoza							Średnie roczne tempo zmian, 2001-2025 w %
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
Świat	21563	23536	23899	27715	30435	33541	37124	1,9
Kraje uprzemysłowione	10462	11699	11634	12938	13708	14548	15643	1,2
Europa Wschodnia/b.ZSRR	4902	3094	3148	3397	3667	4006	4313	1,3
Kraje rozwijające się	6200	8744	9118	11379	13060	14987	17168	2,7

*Źródło: International Energy Outlook 2004, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington 2004.*

## ZAŁĄCZNIK 2. WYBRANE PROBLEMY POLITYKI ENERGETYCZNEJ UNII EUROPEJSKIEJ

### Stan, prognozy i problemy bilansu energetycznego UE

Zapotrzebowanie Unii Europejskiej na energię pokrywane jest (według danych z „Zielonej Księgi” Komisji Europejskiej z 2000 r.) przy wykorzystaniu: ropy naftowej (41%), gazu (22%), węgla (16%), energii jądrowej (15%) i źródeł odnawialnych (6%). Zbliżone dane (uzupełnione prognozą na 2010 r.) przedstawia Międzynarodowa Agencja Energii w Paryżu:

**Tabela A. Zużycie pierwotne energii w UE wg źródeł (Mtoe)**

	1973	1990	2000	2001	2001 (%)	2010 (prognoza)
Pierwotne zużycie energii ogółem, w tym	1158,34	1322,75	1460,28	1482,32	100,00	1617,37
Węgiel	292,82	299,40	212,23	212,24	14,40	183,91
Ropa naftowa	689,26	548,95	592,80	599,20	40,40	632,45
Gaz	121,69	223,33	338,74	346,53	23,40	457,75
Źródła atomowe	17,68	187,79	225,14	231,77	15,60	220,44
Źródła odnawialne	35,96	60,93	87,38	88,60	6,00	105,84
Import	0,94	2,35	3,64	2,65	0,10	4,70
Ciepło	-	-	0,37	0,34	0,02	-

Źródło: *Electricity Information 2002 with 2001 data, OECD/IEA, Paris 2002*,  
wg: *Energetyka w Unii Europejskiej, URE, Warszawa, grudzień 2003 r., s.15.*

Zgodnie z powyższymi danymi, zużycie energii w Unii Europejskiej ma stałą tendencję wzrostową. Przewiduje się, że w okresie 2000–2010 zużycie pierwotne energii w obecnych krajach Unii wzrośnie o 10,75%, przy czym najszybszą tendencję wzrostową będzie mieć zużycie gazu (+35,1%) oraz energii ze źródeł odnawialnych (+21,1%). Spadek o 13,3% dotyczy węgla, a wykorzystanie energii atomowej pozostaje praktycznie na tym samym poziomie.

W przypadku ropy naftowej przewidywany jest dalszy, umiarkowany wzrost zapotrzebowania (o 6,7%). Największy element niepewności, a więc potencjalne zagrożenie dla gospodarki, związany jest z wykorzystaniem ropy naftowej, gdzie ryzyko gwałtownych podwyżek cen niesie zagrożenie wzrostem inflacji i załamaniem rozwoju. Ryzyko związane z zapewnieniem ciągłości dostaw ropy naftowej po stabilnych cenach związane jest przede wszystkim z zagrożeniami stabilności politycznej w rejonach wydobywania tego surowca. Jako przykład podać można sytuację w Arabii Saudyjskiej, która ze względu na feudalne struktury władzy, działalność fundamentalistów religijnych, a także skutki szybkiego przyrostu liczby ludności oraz deficytu budżetowego, może w krótkim okresie czasu stracić dotychczasową pozycję wiarygodnego dostawcy ropy. Zagrożenia dostaw ropy związane być mogą również z bezpieczeństwem ich dróg transportowych. Źłóża ropy naftowej istnieją także w państwach UE (największe w Wlk. Brytanii – ok. 600 mln ton, Danii – ok.200 mln ton i Włoszech – ok. 100 mln ton), ale są one niewielkie w stosunku do jej zużycia, które w 2001 r. wyniosło w UE 598,9 mln ton. Należy tu dodać, że zgodnie z dyrektywą 68/414/EWG z 20 grudnia 1968 r. (zmodyfikowaną w 1998 r.) państwa członkowskie zostały zobowiązane do



utrzymywania własnych zapasów produktów ropopochodnych w wysokości 90- dniowego przeciętnego zużycia krajowego.

Ze względu na istniejącą korelację cen ropy naftowej i gazu ziemnego zagrożenie wzrostem cen dotyczy także gazu, ale jego istniejące europejskie zasoby łagodzą to zagrożenie.

Zmniejszenie przewidywanego wykorzystania węgla trzeba łączyć z wysokimi kosztami związanymi z ochroną środowiska, a energetyka atomowa jest przedmiotem protestów w wielu krajach, co stało się jednym z powodów ogłoszonego w większości krajów Unii moratorium na budowę nowych siłowni jądrowych.

Zgodnie z prognozami zawartymi w dokumencie Komisji Europejskiej „Europejskie trendy energetyczne i transportowe do roku 2030”, zależność od importu surowców energetycznych w 15 „starych” krajach UE będzie się pogłębiać, co ukazuje poniższa tabela.

**Tabela B. Zależność od importu surowców energetycznych w 15 krajach UE do roku 2030 (% importu do zużycia)**

	1990	2000	2010	2020	2030
Paliwa stałe	29,7	50,5	58,0	68,8	80,7
Paliwa płynne	79,5	75,1	80,0	85,0	87,4
Gaz ziemny	41,6	45,7	58,1	73,2	79,8

Źródło: Komisja Europejska, *European Energy and Transport Trends to 2030*, Styczeń 2003, s.46.

Dane te wskazują na **niewielką rolę własnych zasobów energetycznych UE**, a więc z jednej strony konieczność zwiększania pewności dostaw importowych, a z drugiej poszukiwania nowych, alternatywnych źródeł energii.

Prognozując zużycie energii należy brać pod uwagę jego związek z tempem wzrostu gospodarczego. Poniższa tabela (opracowana na podstawie danych z *International Energy Outlook 2004* wydanego przez Ministerstwo Energetyki USA) dotyczy całej Europy Zachodniej, ale nie zmienia to zasadniczo skali zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej. Różnica między prognozowanym zapotrzebowaniem w 2025 r. sięga - w zależności od przyjętego wariantu tempa rozwoju – ok. 15%. Szacunki zużycia energii ukazują więc, że szybsze tempo rozwoju oznacza zwiększenie ryzyka energetycznego.

**Tabela C. Całkowite zużycie energii w Europie Zachodniej w latach 1990 – 2025 (biliardy Btu)**

Tempo wzrostu gospodarczego	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	Zmiana	Zmiana
								średnioroczna zużycia 2001-2025 (%)	średnioroczna PKB 2001-2025 (%)
wysokie	59,9	66,8	68,2	73,1	77,1	80,6	84,7	0,9	2,5
średnie („referencyjne”)	59,9	66,8	68,2	71,2	73,8	76,7	79,7	0,7	2,0
niskie	59,9	66,8	68,2	69,1	70,4	71,8	73,3	0,3	1,5

Źródło: Zestawienie własne wg *International Energy Outlook 2004*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, April 2004.

Powyższe dane jednoznacznie wskazują, że **przewidywany wzrost gospodarczy Europy powinien mieć charakter energooszczędny**. Przy założeniu średniorocznego tempa wzrostu PKB w okresie 2001-2025 w wysokości 2,0% zużycie energii w Europie Zachodniej wzrastać będzie tylko o 0,7% rocznie, osiągając poziom 79,7 bld Btu wobec 68,2 bld Btu w roku 2001 (wzrost o ok. 17%). Szybki rozwój techniki nie zdołał dotąd uniezależnić rozwoju gospodarczego od zużycia energii. Dane zawarte w Tabeli C przekonują, że problem zaopatrzenia energetycznego będzie aktualny także w przyszłości, stąd też konieczne jest kontynuowanie działań zmierzających do stworzenia stabilnego europejskiego rynku energii. Dane o inwestycjach dokonywanych w sektorze energetycznym w państwach członkowskich UE gromadzone są przez Komisję Europejską na podstawie informacji składanych corocznie przez państwa członkowskie. Dane te dotyczą projektów inwestycyjnych obejmujących produkcję, transport, magazynowanie oraz dystrybucję ropy naftowej, gazu ziemnego i energii elektrycznej i umożliwiają Komisji przygotowywanie informacji i podsumowań dotyczących całego sektora.<sup>68</sup>

### ***Institucje i inicjatywy europejskie o charakterze regulacyjnym działające na rynku energii***

Przemysły energetyczne odgrywają ważną rolę w gospodarkach krajów obecnej Unii Europejskiej już od czasów rewolucji przemysłowej. Pierwsze elementy wspólnej europejskiej polityki energetycznej związane są z powstaniem Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali (1952) i organizacji Euratom (1957). Praktyczne formułowanie wspólnej polityki energetycznej rozpoczęto po wojnie arabsko - izraelskiej z 1973 r., kiedy to dostawy ropy naftowej z Bliskiego Wschodu zostały poważnie ograniczone. Pojawił się wtedy problem ceny energii (prawie czterokrotny wzrost cen ropy naftowej) i ograniczeń w jej dostawach, co postawiło przed Wspólnotą problem bezpieczeństwa energetycznego. W poszczególnych krajach Wspólnoty zapoczątkowano politykę zwiększania roli własnych źródeł energii (w tym energii atomowej), a także rozpoczęto działania w celu racjonalizacji jej zużycia.

Decyzje unijne dotyczące polityki energetycznej zapadają na poziomie Rady Unii Europejskiej. Ograniczony (kodecyczny) wpływ posiada Parlament Europejski. Formułowanie rozwiązań prawnych należy do Komisji Europejskiej, która zajmuje się także egzekwowaniem tego prawa przez poszczególne kraje. Komisja Europejska jest więc organem wyposażonym także w funkcje kontrolno-analityczne. Dobrym przykładem jest sprawdzanie przez Komisję stopnia implementacji poszczególnych dyrektyw w terminach w nich określonych, a także analiza pomocy państwowej dla sektora energii związanej z tzw. kosztami osieroconymi (*stranded costs*)<sup>69</sup> w poszczególnych państwach członkowskich.

Komisja Europejska współpracuje w zakresie tworzenia i implementacji polityki energetycznej z wieloma organizacjami branżowymi o charakterze międzynarodowym. Należą do nich:

- Rada Europejskich Regulatorów Energii CEER, powołana w marcu 2000r., reprezentująca regulatorów w kontaktach z KE, aktywnie działająca w „Forum Florenckim” i „Madryckim”, współpracująca z regulatorami z państw przystępujących do UE oraz z Ameryki Północnej;

---

<sup>68</sup> Informacje o projektach inwestycyjnych zbierane są na podstawie Rozporządzenia KE 736/96/WE.

<sup>69</sup> Składają się na nie poniesione w przeszłości przez regulowane monopole sieciowe nakłady inwestycyjne oraz koszty wynikające z zaciągniętych zobowiązań, które z chwilą deregulacji dostępu do rynku tracą swoje ekonomiczne uzasadnienie.

- „Karta Energetyczna”, zapoczątkowana w formie deklaracji UE o potrzebie stworzenia struktury porozumienia energetycznego między Wschodem a Zachodem, która przybrała następnie formę Traktatu. Konferencja Karty Energetycznej obraduje dwa razy w roku. Sekretariat Karty zajmuje się m.in. działaniami w zakresie koordynacji reform sektorów energetycznych, publikacją analiz i przewodników restrukturyzacyjnych;
- Międzynarodowa Agencja Energii (IEA), działająca przy OECD i stanowiąca główne źródło danych statystycznych o energetyce na świecie;
- „Forum Florenckie” – Europejskie Forum Regulatorów Sektora Energii Elektrycznej. Spotkaniom Forum przewodniczy przedstawiciel KE, a dotyczą one analizowania warunków i projektowania zasad działań ułatwiających międzynarodowy handel energią elektryczną w ramach wspólnego rynku;
- „Forum Madryckie” – odpowiednik Forum Florenckiego dla sektora gazowego;
- UCTE – Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej, w skład której wchodzi operatorzy sieci przesyłowych z 20 państw europejskich.

### ***Podstawy programowe polityki energetycznej UE***

W związku z procesami tworzenia Jednolitego Rynku UE w 1988 r. opublikowany został przez Komisję Europejską „Dokument roboczy na temat wewnętrznego rynku energetycznego”, który przyjmuje się za początek realizacji idei zintegrowanego europejskiego rynku energii. Komisja stwierdziła w nim m.in., że „konkurencja winna stać się głównym czynnikiem procesu integrowania rynku energetycznego opartego na stosowaniu ogólnych zasad prawa Wspólnoty”.

Ważną rolą tego dokumentu było określenie **potencjalnych problemów i sfer rozbieżności na drodze do stworzenia jednolitego rynku energetycznego**. Za najważniejsze z nich uznano:

- sprawy podatkowe i dostępu do rynków finansowych;
- problemy ze standaryzacją i ograniczeniami administracyjnymi;
- monopole i prawa wyłączne;
- problem cen i kosztów elektryczności;
- problemy z infrastrukturą.

Stworzenie zintegrowanego rynku energii ma według „Dokumentu” stanowić element bezpieczeństwa energetycznego Wspólnoty, wzmocnić jej integrację oraz konkurencyjność gospodarki, a także mieć pozytywny wpływ na poziom życia obywateli.

Etapowa realizacja polityki energetycznej UE polegała na stopniowym wdrażaniu niezbędnych regulacji prawnych i obserwowaniu ich skutków. Sformułowano także nowy cel tej polityki: **ochronę środowiska naturalnego** przed szkodliwymi efektami związanymi z wytwarzaniem i dostarczaniem energii (w opublikowanych w 1995 r. „Zielonej księdze” oraz „Białej księdze” zatytułowanych „Polityka energetyczna Unii Europejskiej”).

W latach 1996 i 1998 przyjęto dyrektywy dotyczące elektroenergetyki i gazownictwa, które wprowadziły m.in. fundamentalną dla liberalizacji rynku tzw. **zasadę TPA** (dostęp stron trzecich) do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Ważnym wydarzeniem stało się także powołanie w 1996 r. „Energetycznego Komitetu Konsultacyjnego”, którego zadaniem jest prowadzenie prac analityczno-konceptualnych dla Komisji Europejskiej.

Preferencje dla wykorzystywania odnawialnych źródeł energii zostały przedstawione przez Komisję Europejską w „Białej księdze” z grudnia 1997 r. pn. **„Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii”**. W tym dokumencie założono wzrost zużycia energii produkowanej ze źródeł odnawialnych w stosunku do zużycia energii brutto o 12% do roku 2010.

Kolejny etap europejskiej polityki energetycznej związany jest z postanowieniami szczytu Unii Europejskiej w Lizbonie w marcu 2000 roku. Przyjęta tam tzw. **„Strategia Lizbońska”** zakłada osiągnięcie do 2010 r. przez kraje UE pozycji najbardziej konkurencyjnej i dynamicznej gospodarki świata. Dorobek „Strategii Lizbońskiej” w dziedzinie energii jest potwierdzeniem woli politycznej liberalizacji i integracji rynków energetycznych.

Aktualne cele i założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej zawarte zostały w tzw. „Zielonej księdze” przyjętej przez Komisję Europejską w listopadzie 2000 roku. Dokument ten, zatytułowany **„Zielona księga – W kierunku europejskiej strategii bezpieczeństwa dostaw energii”** rozpoczyna się od stwierdzenia: „Unia Europejska zużywa coraz więcej energii i importuje coraz więcej produktów energetycznych. Produkcja unijna jest niewystarczająca w stosunku do unijnego zapotrzebowania. W rezultacie stale wzrasta zależność od źródeł zewnętrznych”.

Podstawowy problem polityki energetycznej UE to pogodzenie głównego celu ekonomicznego, jakim jest wzrost gospodarczy, z bezpieczeństwem energetycznym i ochroną środowiska. **„Zielona księga” określa zasady pożądanej polityki energetycznej**, zgodnie z którą:

- UE musi racjonalizować popyt na energię, co związane jest m.in. z ograniczoną możliwością wpływania na stronę podażową;
- należy dążyć do zmian w zachowaniu odbiorców (ograniczenia w zużyciu energii, lepsza ochrona środowiska), także przez odpowiednią politykę podatkową;
- po stronie podaży (produkcji energii) należy dążyć do ograniczenia efektu cieplarnianego, wykorzystując nowe i odnawialne źródła energii.

W przypadku, gdyby te zadania nie zostały wystarczająco zrealizowane, import energii do UE zwiększyłby się z ok. 50% całkowitego zapotrzebowania w czasie opracowywania raportu do 70% i więcej w latach 2020-2030.

„Zielona księga” poddana została pod publiczną dyskusję, która zakończyła się wydaniem ostatecznego raportu Komisji Europejskiej na jej temat w dniu 26 czerwca 2002 roku. Dyskusja na temat polityki energetycznej, przynajmniej w części wywołana przez „Zieloną księgę”, toczyła się także w innych krajach - USA (w czasie przygotowywania planu energetycznego Busha), Japonii, Rosji, Niemczech (tzw. Komisja Enquete).

Ramy obecnej polityki UE w sprawach energetyki tworzą przyjęte i realizowane cele, zasady i regulacje prawne (dyrektywy).

Wymogi ustawy Prawo energetyczne spowodowały konieczność sporządzania co 2 lata korekty bilansu popytu i podaży energii, co znalazło odzwierciedlenie w przyjętym w 2002 r. przez Rząd dokumencie pt. „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.”. Jednocześnie zmiany, jakie zachodziły w okresie do 2002 r. w wykorzystaniu energii pierwotnej sprawiły, że korekta ta miała charakter znaczący.

W praktyce istota wysiłków wewnętrznej polityki wspólnotowej w sprawach energii dotyczy: po pierwsze – otwierania krajowych rynków na konkurencję (kolejno dla wszystkich grup odbiorców łącznie z gospodarstwami domowymi) i po drugie – zwiększania możliwości międzynarodowego, wewnątrz unijnego handlu energią.<sup>70</sup>

Do głównych instrumentów prawnych UE, za pomocą których realizuje ona politykę energetyczną, należą dyrektywy dotyczące:

- przejrzystości cen gazu ziemnego i energii elektrycznej;
- tranzytu energii elektrycznej sieciami wysokiego napięcia;
- przesyłu gazu ziemnego sieciami;
- koncesji na poszukiwanie, badanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego.

### ***Wzmocnienie podstaw strategii działania UE w kwestiach energetycznych***

Stosunkowo niewielkie postępy, jakie mimo dyrektyw z 1996 r. i 1998 r. dokonały się do końca XX. wieku w zakresie liberalizacji europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu nie podważyły tezy, iż jest to jeden z najważniejszych elementów racjonalizacji tych rynków, a w rezultacie - wzrostu konkurencyjności przedsiębiorstw europejskich. Ministrowie właściwi do spraw energetyki krajów UE porozumieli się podczas spotkania w Brukseli w listopadzie 2002 r. w sprawie wydania nowych dyrektyw w tej sprawie. W dniu 26 czerwca 2003 r. wydane zostały dyrektywy: 2003/54/EC dotycząca rynku energii elektrycznej i 2003/55/EC dotycząca gazu ziemnego. Mają one doprowadzić do funkcjonowania jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu w całej Unii Europejskiej. Zgodnie z przyjętymi zasadami, europejskie przedsiębiorstwa mogą wybierać swych dostawców od 1 lipca 2004 r., a gospodarstwa domowe od 1 lipca 2007 roku.

W dniu 26 czerwca 2003 r. Parlament Europejski przyjął Decyzję Nr1230/2003/EC „Inteligentna energia dla Europy – program 2003–2006”. Program ten przewiduje możliwość wspierania finansowego (do łącznej kwoty 200 mln euro) lokalnych, regionalnych i narodowych inicjatyw dotyczących energii odnawialnej, oszczędzania energii, energii używanej w transporcie oraz promocji działań w tym zakresie w krajach rozwijających się.

Kolejne propozycje nowych aktów prawnych dotyczących zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i poprawy funkcjonowania rynku energii zostały przedstawione przez Komisję Europejską w dniu 10 grudnia 2003 roku. Jeden z projektów (projekt dyrektywy ws. efektywności wykorzystania energii i usług energetycznych) zawiera m.in. ustanowienie narodowych celów rocznych oszczędności w wysokości 1% średniorocznego finalnego zużycia energii w latach poprzednich.

Główny cel europejskiej polityki energetycznej, jakim jest zapewnienie wystarczających dostaw energii w niezawodny i tani sposób, pozostanie aktualny także w przyszłości. Zwłaszcza istniejące uzależnienie od importu ropy naftowej z objętego kryzysem politycznym rejonu Zatoki Perskiej stanowi znaczące ryzyko dla Unii Europejskiej. Minimalizacja ryzyka ograniczenia dostaw i poszukiwanie alternatywnych źródeł zaopatrzenia w energię są i będą podstawowym wyzwaniem dla europejskiego systemu energetycznego. Problemy te są wspólne dla wszystkich krajów europejskich i stąd rola Unii Europejskiej przy ich rozwiązywaniu musi być znacząca. Poza podstawowym problemem dostaw energii, coraz większe znaczenie mieć będą także zagadnienia związane z ochroną środowiska, w tym

---

<sup>70</sup> *Energetyka w UE*, op. cit., s.54.

zagrożenia dla klimatu związane z wykorzystywaniem kopalnianych źródeł energii i nasyceniem atmosfery dwutlenkiem węgla (efekt cieplarniany). Nadal ważne będą problemy związane są z wykorzystaniem energii jądrowej (ryzyko awarii, zagrożenia terrorystyczne, akceptacja społeczna). W tej sytuacji duże nadzieje wiązane są z nowymi technologiami, w tym przede wszystkim spalaniem wodoru, które stanie się być może źródłem energii XXI wieku.

Zagadnienia związane z energetyką znalazły swe miejsce także w projekcie Konstytucji Europejskiej. Zgodnie z tym projektem sprawy związane z energetyką i ochroną środowiska znajdują się w grupie tzw. kompetencji dzielonych, co oznacza wzrost roli organów Unii w tych obszarach i wskazuje na istotną rolę polityki energetycznej w rozszerzającej się Unii Europejskiej.

### ***Wnioski dla Polski***

Z analizy europejskiego rynku energii wynika kilka generalnych wniosków dla Polski, stanowiącej od niedawna pełnoprawną część europejskiego systemu energetycznego:

- Podstawowe zadanie polskiej polityki energetycznej jest tożsamy z unijnym: oznacza mianowicie zapewnianie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw dostępnej cenowo energii;
- Zasady dotyczące zalecanej polityki energetycznej, sformułowane przez Komisję Europejską w „Zielonej Księdze” z 2000 r., są zgodne z długofalowym interesem Polski;
- Europejski rynek energii jest ciągle na etapie tworzenia – poprzez wspólne regulacje, standardy i mechanizmy - jednolitej całości z krajowych systemów energetycznych. Polskie organy regulacyjne nie tylko przyjmują unijny dorobek w tym zakresie, ale mogą mieć także wpływ na ostateczny kształt tego rynku;
- Warunkowana również wymogami integracyjnymi z UE demonopolizacja polskiego rynku energii i jego pełne urynkowanie powinny doprowadzić do przejrzystości kosztowej i cenowej, a więc obniżenia cen energii dla dużych odbiorców i wzrostu konkurencyjności gospodarki;
- Umiedzynarodowienie rynku energii w Polsce zmusi polskie firmy działające w tej branży do racjonalizacji działań i obniżania kosztów, natomiast zaniechanie tych działań może doprowadzić do ich zniknięcia z rynku. Jednocześnie, prywatyzacja polskiego sektora energetycznego powinna być traktowana jako jedno z narzędzi ułatwiających racjonalizację jego działania;
- Istotnym problemem stojącym przed polskimi przedsiębiorstwami są dyrektywy związane z ochroną środowiska, na które UE zwraca szczególną uwagę. Dotyczy to zwłaszcza węgla kamiennego i brunatnego, które dominują w krajowym bilansie paliw. Spełnienie warunków odpowiednich regulacji wspólnotowych będzie również wymagać stałego wsparcia i koordynacji ze strony polskich władz państwowych;
- Wskazane są działania na rzecz obniżenia energochłonności PKB, która jest jeszcze w Polsce wyraźnie wyższa, niż w obecnych krajach członkowskich UE. Należałoby przeanalizować zagraniczne doświadczenia w tym zakresie, a wnioski powinny być uwzględnione w formułowaniu polityki energetycznej kraju w perspektywie średnio- i długookresowej.

## **ZAŁĄCZNIK 3. POLITYKA ENERGETYCZNA ROSJI I JEJ WYMIAR EUROPEJSKI**

### ***Potencjał i prognozy***

Sektor paliwowo-energetyczny Rosji zawsze odgrywał ważną rolę w gospodarce kraju. W okresie transformacji systemowej, w związku ze znacznym spadkiem produkcji w innych gałęziach gospodarki, jego rola jeszcze bardziej wzrosła. W ostatnich latach została przezwyciężona tendencja spadkowa i nastąpił wzrost wydobycia gazu ziemnego, ropy naftowej i węgla, produkcji energii elektrycznej oraz przetwórstwa ropy naftowej.

Sytuacja w sektorze paliwowo-energetycznym wpływa w zasadniczy sposób na stan i perspektywy gospodarki narodowej Rosji. Obecnie sektor ten wytwarza około 1/4 PKB, 1/3 produkcji przemysłowej, daje około 1/3 dochodów skonsolidowanego budżetu Rosji, prawie połowę dochodów budżetu federalnego, wpływów z eksportu i wpływów walutowych.

Rosja ma znaczącą pozycję w światowej produkcji surowców energetycznych. Jej udział w produkcji surowców energetycznych świata wynosi – 11,0%, węgla kamiennego – 4,4% (186 mln ton), ropy naftowej – 9,5% (348 mln ton), gazu ziemnego – 23,6% (22655 PJ), produkcji energii elektrycznej - 5,6% (888 tWh).<sup>71</sup> Zasoby energetyczne zapewniają Rosji wysoką pozycję w handlu światowym surowcami energetycznymi. Rosja jest aktualnie drugim, po Arabii Saudyjskiej, światowym eksporterem ropy naftowej i czołowym eksporterem gazu ziemnego (Rosja posiada około 35% światowych zasobów gazu ziemnego).

Przyjęte 28 sierpnia 2003 r. założenia „Strategii energetycznej Rosji na okres do 2020 roku” bazują na tym ogromnym potencjale i zakładają, iż w tym okresie Rosja pozostanie wielkim dostawcą surowców energetycznych za granicę.

„Strategia” zakłada również postępującą integrację ze „światową przestrzenią energetyczną”. Stwierdza, w szczególności, że integracja Rosji z gospodarką światową, perspektywy wstąpienia kraju do WTO, liberalizacja rynku gazu w Europie i przemiany, zachodzące na rynkach zagranicznych, będą wymagały dostosowania taktyki nie tylko poszczególnych rosyjskich kompanii energetycznych, ale państwa jako całości. Rozpatrywane są przy tym różne warianty rozwoju sytuacji.

Zgodnie z szacunkami, przy stabilizacji cen ropy naftowej w przedziale 18-20 USD za baryłkę, rosyjski eksport paliwa i energii elektrycznej zwiększy się (w stosunku do poziomu 2002 r.) o 23-25% do 2010 r. i o 25-30% do 2020 r., a przy wzroście cen do 30 USD za baryłkę - wzrost eksportu wszystkich rodzajów energii z Rosji wyniesie odpowiednio 30-35% i 45-50%. Jeśli natomiast ceny ropy naftowej w bieżącym dziesięcioleciu znajdą się w przedziale 13-15 USD za baryłkę, to eksport surowców energetycznych trzeba będzie zredukować o 10-15% w stosunku do osiągniętego poziomu. Zakłada się jednocześnie, że na skalę wywozu surowców węglowodorowych będzie wpływać również skala zaangażowania kapitału zagranicznego, a także warunki umów o podziale produkcji. Polityka eksportowa także powinna przewidywać ewentualne znaczne wahania cen ropy naftowej, a także możliwe obniżenie cen gazu w związku z liberalizacją rynku gazowego Europy.

---

<sup>71</sup> Rocznik Statystyczny RP, GUS, Warszawa 2003 r. (s. 722, 723, 724). Dane za rok 2001 dla wszystkich surowców, z wyjątkiem produkcji surowców energetycznych ogółem – 1999 r.

Nie należy przy tym wykluczyć, że w sytuacji gdyby ceny ropy naftowej na rynkach światowych utrzymywałyby się przez dłuższy czas na znacznie wyższym od założeń „Strategii...” poziomie, (w sierpniu 2004 r. osiągały one prawie 50 USD za baryłkę) Rosja może dążyć do zwiększenia jej wydobycia.

W celu utrzymania bezpieczeństwa gospodarczego ważne będzie dążenie do dywersyfikacji kierunków eksportu surowców energetycznych. Rozwinie się konstruktywny dialog w dziedzinie energetyki z krajami Europy, które obecnie są podstawowymi odbiorcami rosyjskich surowców energetycznych. Formy współpracy z europejskimi partnerami będą obejmować realizację wspólnych projektów inwestycyjnych, w pierwszym rzędzie w dziedzinie transportu energii, zaangażowanie inwestorów europejskich w projekty rozwoju wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na terytorium Rosji, współdziałanie w sferze oszczędzania energii. Zakłada się ponadto, że po 2010 r. możliwe będzie wyjście Rosji na światowy rynek skroplonego gazu ziemnego, a także rozpoczęcie eksportu syntetycznego paliwa silnikowego.

Rosja jest zainteresowana długookresowym i podejmowanym na wielką skalę zaangażowaniem we włączenie do swojego bilansu paliwowo-energetycznego zasobów węglowodorowych środkowo-azjatyckich krajów Wspólnoty Niepodległych Państw. Pozwoli to, jak się zakłada, zaoszczędzić zasoby północnych złóż gazowych Rosji dla przyszłych pokoleń i uniknąć konieczności dokonywania forsownych inwestycji celem ich zagospodarowania.

W interesie Rosji jest udział jej narodowych kompanii w projektach w zakresie rozbudowy infrastruktury zasobów energetycznych na terytorium krajów Wspólnoty Niepodległych Państw. Podstawowymi kierunkami współpracy będą: odbudowa i dalszy rozwój jednolitego systemu energetycznego, umocnienie bazy surowcowej, udział w rozpracowaniu i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu oraz w budowie obiektów energetycznych w krajach Wspólnoty Niepodległych Państw. Do strategicznych priorytetów zalicza się także rozwiązywanie problemów odnoszących się do basenu Morza Kaspijskiego, w tym przygotowanie konwencji odnośnie do statusu prawnego Morza Kaspijskiego. Zakłada się też wsparcie ze strony państwa dla rosyjskich kompanii biorących udział w zagranicznych projektach inwestycyjnych.

### ***Współpraca Rosja – Unia Europejska***

Z przytoczonych danych dotyczących potencjału energetycznego Rosji widać wyraźnie, że Unia Europejska nie może go nie uwzględniać w swojej polityce energetycznej. Aktualnie 21% importu ropy naftowej do UE pochodzi z Rosji, co stanowi 16% jej zużycia. W przypadku gazu ziemnego obecnie aż 41% importu do UE pochodzi z Rosji.<sup>72</sup> Stanowi to aktualnie 19% unijnego zapotrzebowania na to paliwo. W 2001 r. Rosja wyeksportowała 126,7 mld m<sup>3</sup> gazu do Europy, z tego na rynek UE trafiło blisko 60% (75 mld m<sup>3</sup>). Ten poziom został utrzymany również w 2002 roku.

O ile w przypadku ropy naftowej istnieją znaczne możliwości dywersyfikacji dostaw, to w odniesieniu do gazu ziemnego są one znacznie mniejsze. Unia Europejska nie jest w stanie samodzielnie zaspakajać swojego rosnącego popytu na gaz ziemny. Szacuje się, że jego relatywne znaczenie w gospodarce będzie rosnąć. Gaz ziemny charakteryzuje się bowiem

---

<sup>72</sup> Zob.: Urząd Regulacji Energetyki „Dialog energetyczny UE-Rosja”, opr. Piotr Seklecki, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)



wysoką sprawnością energetyczną, a system gazowniczy odznacza się dużą niezawodnością zasilania. Zwiększenie udziału gazu ziemnego w bilansie paliw pierwotnych wpływa na obniżenie energochłonności gospodarki, a także ma korzystny wpływ na środowisko naturalne. Udział gazu w konsumpcji energii pierwotnej wyniósł w 2002 r. 23,9%, natomiast prognozy Komisji Europejskiej na rok 2020 zakładają blisko 70%.<sup>73</sup> Świadczy to wymownie o randze problemu.

Dokonywane porównania wskazują, że obecnie na rynku gazowym UE jedynie gaz norweski jest w stanie konkurować z gazem rosyjskim, bowiem w perspektywie najbliższych dziesięcioleci wyczerpywać się będą złoża brytyjskie. Ze względu na kwestie bezpieczeństwa energetycznego UE będzie jednak podejmować wysiłki zmierzające do dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz. W każdym z możliwych wariantów rozwoju sytuacji udział Rosji będzie znaczący.

Jednym z ostatnich przykładów zacieśnienia współpracy na tym odcinku, obliczonej na dłuższą perspektywę, jest podpisanie w dniu 8.07.2004 r. między rosyjskim Gazpromem a niemieckim koncernem energetycznym E.ON umowy o wspólnych przedsięwzięciach w dziedzinie wydobycia gazu.

Zapowiedziana we wrześniu 2004 r. liberalizacja handlu akcjami Gazpromu może dodatkowo zachęcić duże koncerny, również z krajów UE, do poważnego, obliczonego na wiele lat, zaangażowania kapitałowego na terenie Rosji.

W tych warunkach UE będzie niewątpliwie zainteresowana kontynuowaniem dialogu energetycznego z Rosją. Z punktu widzenia Rosji, dla której sprzedaż ropy naftowej i gazu ziemnego stanowi podstawę wywozu przynosząc około 40% wpływów z eksportu, współpraca z UE w tej dziedzinie jest również żywotnie ważna, gwarantuje bowiem przewidywalny i ustabilizowany rynek zbytu dla tych surowców.

Zgodnie z przyjętymi niedawno założeniami polityki energetycznej dla poszerzonej Unii, krajów sąsiednich i partnerskich, celem UE jest stworzenie rynku wewnętrznego energii, obejmującego w/w państwa. W opinii Komisji głównymi problemami w tej dziedzinie są: rosnąca zależność energetyczna od zagranicy, konieczność rozwiązania problemów infrastruktury na poziomie regionalnym, dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia oraz rozszerzenie wymiany energetycznej kontynentu europejskiego z sąsiadami.

Zakłada się, że powstanie takiego poszerzonego rynku wewnętrznego umożliwi zwiększenie zdolności konkurencyjnych, obniżenie cen i zapewni generalnie większe bezpieczeństwo dostaw w skali całej Europy.

Projekt nowej polityki energetycznej scala różne inicjatywy regionalne we wspólną koncepcję, ponieważ zakres geograficzny tej polityki ma objąć nie tylko obecne i nowe państwa członkowskie, ale również państwa partnerskie UE usytuowane w Basenie Morza Śródziemnego. Przyjęcie założeń nowej polityki energetycznej UE zbiegło się w czasie z przyjęciem w 2003 r. w Federacji Rosyjskiej obszernej „Strategii energetycznej Rosji na okres do 2020 roku”.

---

<sup>73</sup> Zob. Energetyka w Unii Europejskiej; URE, Warszawa grudzień 2003 r., s. 29

Instytucjonalizacja dialogu Rosji z Unią Europejską nastąpiła wraz z podpisaniem w czerwcu 1994 r. Układu o Partnerstwie i współpracy z UE (PCA – Partnership and Cooperation Agreement). Za następny krok można uznać podpisanie w Lizbonie w grudniu 1994 r. Traktatu Karty Energetycznej – pierwszego porozumienia, którego sygnatariuszami zostały wszystkie kraje byłego Związku Radzieckiego, kraje Europy Środkowo-Wschodniej oraz członkowie Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Głównym celem tego porozumienia był i jest rozwój współpracy w dziedzinie paliw i energii. Strony Traktatu zobowiązały się m.in. do podjęcia niezbędnych kroków dla ułatwienia tranzytu surowców energetycznych, zgodnie z zasadami wolnego tranzytu i bez różnic z uwagi na ich pochodzenie, przeznaczenie lub prawo własności.

W ramach podjętego dialogu energetycznego UE-Rosja zapoczątkowano m.in. prace nad projektami inwestycyjnymi koncernów unijnych w zakresie wydobycia, przetwórstwa i transportu rosyjskich nośników energii w postaci tzw. projektów energetycznych wspólnego interesu, które uzyskują wsparcie władz UE i Rosji. Osiągnięto także porozumienie w sprawie uruchomienia komercyjnego funduszu gwarancyjnego, mającego wspierać realizację tych projektów energetycznych. Uzyskano znaczący postęp w dostosowaniu ram prawnych dla wytwarzania i transportu nośników energii. Opracowano model, określający wielkość wolumenu surowca (ropa, gaz) przypadającego na zachodniego inwestora w odniesieniu do jego wkładu w danym rejonie eksploatacji oraz uznano, że zapewnienie braku dyskryminacji w ramach systemu TPA (dostępu do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej) ma podstawowe znaczenie dla wzrostu inwestycji.

### ***Wybrane problemy w europejskiej polityce energetycznej Rosji***

Pewne zróżnicowanie stanowisk wystąpiło w kwestii długoterminowych kontraktów gazowych. Strona unijna i rosyjska uznały, że długoterminowe kontrakty gazowe odgrywały i nadal odgrywają ważną rolę w rozwoju europejskiego rynku gazu, zapewniają bowiem podział ryzyka pomiędzy dostawców i odbiorców. Z perspektywy rozszerzenia UE kwestia kontraktów długoterminowych ma zasadnicze znaczenie dla krajów kandydackich. Pojedynczy partnerzy nie mają wystarczającej siły przebicia w rozmowach ze stroną rosyjską, zwłaszcza jeśli chodzi o zmianę niekorzystnych warunków kontraktów opartych na zasadzie „take or pay”, polegających m.in. na niemożności odsprzedaży nadwyżek zakontraktowanego gazu. Dlatego też Komisja Europejska popiera dążenia, aby nowe kontrakty długoterminowe zawierały klauzulę zapewniającą producentom odbiór minimalnych ilości kupowanego gazu przez odbiorców. Ilość gazu objęta tą klauzulą powinna zapewniać producentom oraz firmom zajmującym się przesyłem gazu co najmniej zwrot kosztów inwestycji niezbędnych dla zapewnienia ciągłości dostaw do UE. Reszta gazu mogłaby być sprzedawana w ramach tzw. «spot gas trading». Takie reguły wprowadziłyby zasady konkurencji przy imporcie gazu do Unii.

Kolejne działania w ramach bilateralnej współpracy dotyczą bezpieczeństwa energetycznych sieci przesyłowych, wspólnej oceny rynku ropy naftowej oraz współpracy technologicznej w dziedzinie materiałów nuklearnych. W ramach bezpieczeństwa sieci przesyłowych planowana jest pomoc techniczna, ukierunkowana na wspólną ocenę potrzeb modernizacji sieci przesyłowych. UE zamierza współpracować z Rosją w zakresie monitorowania rynków ropy naftowej oraz uregulowania zasad handlu materiałami nuklearnymi zgodnie z prawem unijnym.

Z dotychczasowych rozmów w ramach dialogu energetycznego wynika, że strona rosyjska chciałaby, aby zawarte dotąd umowy zachowały swoją moc, dotyczy to w szczególności długoterminowych kontraktów gazowych. Drugim jej priorytetem jest zdobycie środków finansowych na inwestycje, zwłaszcza w infrastrukturę przesyłową. Rosja nie dopuszcza jak dotąd, możliwości wejścia na szerszą skalę inwestorów zagranicznych do jej sektora gazowego, ani w dziedzinie wydobycia gazu, ani jego transportu.

Potwierdzeniem takiej strategii jest brak zgody Rosji na ratyfikację Traktatu Karty Energetycznej. Rosja nie zgadza się – w negocjacjach Protokołu Tranzytowego – na rynkowe zasady tranzytu. W tej sprawie przedmiotem sporu jest prawo dostępu do sieci w przypadkach niewystarczającej zdolności przesyłowej. Zdaniem strony rosyjskiej pierwszeństwo ma firma, która wcześniej miała dostęp, zdaniem Komisji Europejskiej – firma, która najwięcej za tranzyt zapłaci.

Rosja uzyskała już od UE polityczne uznanie swej gospodarki za rynkową oraz oczekuje wsparcia na rzecz jej przyjęcia do WTO na szczególnych zasadach, tj. przy wybiórczym uwzględnieniu norm prawnych WTO. W szczególności chodzi tu o stosowany w Rosji system cen dla wewnętrznych odbiorców nośników energii, niższych od cen na rynkach światowych. Dla WTO jest to niedozwolone wspieranie konkurencyjności rosyjskich przedsiębiorstw, dla strony rosyjskiej jest to niezbędna pomoc dla ich utrzymania.

W najbliższym czasie wzrastać także będzie znaczenie Rosji jako ważnego kraju tranzytowego dla gazu z Azji Środkowej. Rosja dostrzega problem wyczerpywania się jej dotychczasowych głównych źródeł. Dlatego też stara się kupować gaz po niższej cenie np. z Turkmenistanu, dla zaspokojenia wewnętrznych potrzeb, a swój gaz - po wyższej cenie - eksportuje na rynek UE. Można się więc spodziewać, że w przyszłości narastać będzie zjawisko reeksportu przez Rosję gazu kupowanego w państwach Azji Środkowej. Ocenia się, że taka praktyka byłaby niekorzystna z punktu widzenia UE, bowiem dyskryminowałaby kraje Azji Środkowej uzależniając je jeszcze bardziej od Rosji. Prowadziłaby także do monopolizacji dostaw gazu do UE przez Rosję, co w efekcie mogłoby wpływać na pewne podniesienie ceny tego surowca w Unii Europejskiej. Z tego punktu widzenia ważne jest konsekwentne domaganie się przez UE stosowania przez Rosję zasad swobodnego tranzytu, zawartych w Protokole Tranzytowym Karty Energetycznej.

Stopniowe rozwiązywanie problemów pojawiających się w ramach dialogu energetycznego UE-Rosja jest pożądane i możliwe. Sprzyja mu stabilizacja polityczna, widoczna poprawa sytuacji gospodarczej w Rosji, a także dokonywane przez nią postępy w dziedzinie ugruntowywania zasad gospodarki rynkowej.

Strona rosyjska zainteresowana jest utrzymaniem swego znaczenia w polityce energetycznej UE i innych krajów Europy. Jednocześnie podejmuje działania na rzecz zmniejszenia zależności od tranzytu swych surowców energetycznych przez terytoria innych krajów. W związku z powyższym zwiększa zaangażowanie inwestycyjne na tych obszarach. Rosyjskie inwestycje zagraniczne są skoncentrowane przede wszystkim w dwóch sektorach: gazowym i naftowo-petrochemicznym. Największymi inwestorami w regionie Europy Środkowej, Wschodniej i Bałkanów są Gazprom i rosyjskie kompanie naftowe (przede wszystkim Lukoil i Jukos).

Inwestycje rosyjskich kompanii naftowych w europejskim sektorze naftowym i petrochemicznym skoncentrowane są w kilku najważniejszych dziedzinach, takich jak:

- systemy rurociągów;
- przetwórstwo;
- stacje benzynowe;
- zbiorniki do magazynowania ropy i paliw;
- terminale naftowe.
- 

W odniesieniu do gazu ziemnego inwestycje dotyczą:

- przedsiębiorstw handlujących gazem;
- transportu i tranzytu gazu;
- dystrybucji gazu.

Poza tym rosyjskie firmy inwestują w produkcję sprzętu do eksploatacji i przemysłu gazu oraz w przetwórstwo, marketing i techniczną obsługę przedsięwzięć gazowych.

Dla Polski przystępującej do UE i będącej importerem znacznych ilości surowców energetycznych z Rosji oraz mającej ważne znaczenie tranzytowe, możliwie szybkie włączenie się do dialogu energetycznego UE-Rosja ma istotne znaczenie. Skoordynowane poczynania w tej dziedzinie mogą zwiększyć wagę głosu Polski w tych kwestiach i skuteczniejszą obronę interesów gospodarczych w sferze wyjątkowo ważnej dla bezpieczeństwa i pomyślności obywateli.

## **Pojęcia i skróty występujące w opracowaniu**

**Bezpieczeństwo energetyczne państwa** – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu ciągłości i niezawodności dostaw; przy zapewnieniu odpowiednich parametrów jakościowych oraz warunków ochrony środowiska, po społecznie akceptowalnych cenach. Bezpieczeństwo energetyczne jest uzależnione od wielu czynników, m.in.: wielkości potencjału źródeł energii; stanu technicznego systemu zaopatrzenia i form własności jego infrastruktury; lokalizacji i stopnia dywersyfikacji oraz wykorzystania krajowych i zagranicznych źródeł zaopatrzenia (szczególnie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej); zróżnicowania bazy paliwowej dla elektroenergetyki i ciepłownictwa; możliwości magazynowania paliw; stopnia rozwoju i przepustowości krajowych i międzynarodowych połączeń systemów energetycznych; warunków wewnętrznej i międzynarodowej stabilności.

**Biomasa (w kategoriach energetycznych)** – wszelkie substancje organiczne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym przetworzone przez człowieka, które mają zastosowanie do pozyskania z nich energii.

**BOT** - grupa Bełchatów-Opole-Turów Górnictwo i Energetyka. W jej strukturach znajdują się elektrownie z Bełchatowa, Opola i Turowa oraz dwie kopalnie węgla brunatnego. Moc wytwórcza podmiotu wynosi 8 tys. MW.

**Elektrownie wodne szczytowo - pompowe** – to szczególny rodzaj elektrowni wodnych. Pełnią one funkcję "magazynu" energii elektrycznej. Elektrownie te w godzinach małego obciążenia systemu energetycznego pompują wodę ze zbiornika dolnego do zbiornika górnego, natomiast w okresach obciążenia szczytowego woda ze zbiornika górnego jest wykorzystywana do napędzania turbiny, która wprawia w ruch prądnicę wytwarzającą energię elektryczną. System ten pozwala na bardzo szybkie, szczególnie w zapotrzebowaniu szczytowym, uruchomienie produkcji prądu.

**Energetyka geotermalna** – czerpanie ciepła gorących, podziemnych wód dla celów grzewczych lub produkcji energii elektrycznej. Istnieje także możliwość wykorzystania ciepła zawartego w gorących i suchych skałach, znajdujących się zwłaszcza na terenie anomalii termicznych.

**Energetyka wiatrowa** – energetyka wykorzystująca ruchy powietrza spowodowane ruchem obrotowym Ziemi i zróżnicowanym nagrzewaniem przez Słońce obszarów powierzchni planety, co wynika m.in. z różnej absorpcji ciepła słonecznego przez lądy i oceany. Największą wadą energetyki wiatrowej jest niestabilność wytwarzania energii elektrycznej, która jest uzależniona od warunków atmosferycznych, co stanowi poważny problem dla sieci przesyłowych, a w konsekwencji dla rynku bilansującego.

**Energia finalna** – energia zaspokajająca potrzeby odbiorców ostatecznych, będąca przedmiotem zakupu – konsumpcji, używana bezpośrednio w odbiornikach lub służąca jako surowiec przemysłowy.

**Energia pierwotna** – jest to suma energii zawartej w pierwotnych nośnikach energii. Do nośników, które pozyskuje się bezpośrednio z natury, należą: węgiel kamienny energetyczny, węgiel kamienny koksowy, węgiel brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny wysokometanowy,

gaz ziemny zaazotowany, torf dla celów opałowych, drewno opałowe, paliwa odpadowe stałe roślinne i zwierzęce, odpady przemysłowe stałe i ciekłe, odpady komunalne, inne surowce wykorzystywane do celów energetycznych (np. metanol, etanol), energia wody, energia wiatru, energia słoneczna, energia geotermalna.

**Energia pochodna** – jest to suma pochodnych nośników energii. Są to nośniki, które uzyskuje się w procesach przemian energetycznych. Należą do nich: brykiety z węgla kamiennego, brykiety z węgla brunatnego, produkty procesów koksowania węgla (np. koks, gaz koksowniczy), produkty przerobu ropy naftowej w rafineriach, paliwa gazowe z procesów technologicznych (np. gaz wielkopieczowy), energia elektryczna i ciepła.

**Energia promieniowania słonecznego** – światło i ciepło emitowane przez Słońce mogą być wykorzystywane w celach energetycznych. Może to następować poprzez następujące technologie: kolektory słoneczne, w postaci instalacji stacjonarnych, wykorzystujące ciepło słońca do grzania wody użytkowej, do ogrzewania i w razie konieczności chłodzenia pomieszczeń mieszkalnych lub przemysłowych; instalacje wysokotemperaturowe umożliwiające przetwarzanie ciepła w energię mechaniczną np. jako napęd turbin wytwarzających energię elektryczną; instalacje fotowoltaniczne (fotoelektryczne) przetwarzające światło słoneczne bezpośrednio w energię elektryczną; technologie pasywne wykorzystujące konstrukcje budynków do bezpośredniego gromadzenia energii dla celów oświetleniowych, grzewczych i chłodniczych.

**IEA (International Energy Agency)** – Międzynarodowa Agencja Energii została założona w listopadzie 1974 r., jako organizacja afiliowana przy OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) w odpowiedzi na kryzys naftowy z lat siedemdziesiątych. Celem działania IEA jest szeroko pojęta współpraca zapewniająca bezpieczeństwo energetyczne oraz ochronę przed ewentualnymi kryzysami. Zadania IEA obejmują: dążenie do zmniejszenia uzależnienia gospodarki od ropy naftowej, poprzez dywersyfikację paliw i źródeł ich pochodzenia, oszczędzanie i efektywne użytkowanie energii, rozwój alternatywnych źródeł energii itp., podejmowanie współpracy z krajami wydobywającymi ropę naftową i gromadzenie informacji o międzynarodowych rynkach ropy naftowej, prowadzenie długofalowej polityki ochrony środowiska naturalnego przed skutkami zużycia energii, podejmowanie badań nad nowymi rodzajami energii i technologiami ich wykorzystania, dbałość o właściwy poziom cen energii umożliwiający prawidłowe funkcjonowanie rynku.

**Kolektor słoneczny** – urządzenie pochłaniające energię promieniowania słonecznego, służące do produkcji energii cieplnej niskich i średnich temperatur, z reguły dla potrzeb ogrzewania pomieszczeń lub wody użytkowej.

**LPG (Liquified Petroleum Gas)** – gaz skroplony; paliwo silnikowe będące mieszaniną propanu i butanu (w różnych proporcjach). Liczba oktanowa LPG wynosi 90-110 jednostek. Uzyskiwany jest jako produkt uboczny przy rafinacji ropy naftowej lub produkowany z gazu ziemnego. LPG stosowany jest głównie jako dodatkowe źródło zasilania silników benzynowych.

**Mała elektrownia wodna (MEW)** – elektrownia wykorzystująca do produkcji energii elektrycznej energię kinetyczną spadającej lub płynącej wody, o mocy zainstalowanej do 5 MW. MEW w odróżnieniu od dużych elektrowni wodnych charakteryzują się (z reguły) niewielką ingerencją w środowisko naturalne i większym stopniem bezpieczeństwa.

**Niekonwencjonalne źródło energii** – źródło, które nie wykorzystuje w procesie przetwarzania spalania organicznych paliw kopalnych. Pod tym pojęciem należy rozumieć wszelkie odnawialne źródła energii, jak również energię nuklearną.

**nTPA (negotiated Third Party Access)** – negocjowany dostęp do sieci przesyłowych, którego warunki strony określają w drodze indywidualnych negocjacji.

**Odnawialne źródło energii (OZE)** – źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię słoneczną występującą w rozmaitych postaciach, w szczególności promieniowania słonecznego, energii wiatru, czy biomasy, a także energię kinetyczną płynącej wody i wewnętrzne ciepło Ziemi. Do cech charakterystycznych OZE należy przede wszystkim to, że: są praktycznie niewyczerpalne, ich zasoby uzupełniane są nieustannie w procesach naturalnych, mogą dostarczać energii we wszystkich formach.

**Przemiana energetyczna** – jest to proces technologiczny, w którym jedna postać energii (na ogół nośniki energii pierwotnej) zmienia się na inną, pochodną postać energii.

**rTPA (regulated Third Party Access)** – regulowany, tj. wykonywany na podstawie zatwierdzonych taryf za usługi przesyłowe, dostęp stron trzecich do sieci.

**Sieci przesyłowe** – sieci służące do przesyłu energii elektrycznej o napięciu wyższym niż 110 kV (220 kV i 400 kV).

**Sprawność przemiany energetycznej brutto** – jest to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany (produkcja brutto) do energii zawartej we wsadzie i energii zużytej na potrzeby energetyczne przemiany (energii z zewnątrz i z produkcji własnej).

**Sprawność przemiany energetycznej netto** – jest to stosunek całkowitej ilości energii uzyskanej z przemiany, pomniejszonej o zużycie energii na wsad z produkcji własnej oraz o zużycie na potrzeby energetyczne energii pochodzącej z danej przemiany, do energii zawartej we wsadzie i energii doprowadzonej z zewnątrz procesu na potrzeby energetyczne przemiany.

**Tona oleju ekwiwalentnego (toe)** – jest to równoważnik jednej metrycznej tony ropy naftowej o wartości opałowej równej 10.000 kcal/kg. Jednostka stosowana w bilansach energetycznych.

**Tona paliwa umownego (tpu)** – jest to równoważnik jednej tony węgla kamiennego o wartości opałowej równej 7.000 kcal/kg. Jednostka stosowana w bilansach energetycznych.

**Wartość opałowa** – ciepło spalania zmniejszone o ciepło parowania wody powstałej z paliwa podczas jego spalania.

## Jednostki i przeliczniki stosowane w opracowaniu

### Jednostki mocy

kW = kilowat (1000 watów)  
MW = megawat (1000 kW)  
GW = gigawat (1.000.000 kW)  
TW = terawat (1.000.000.000 kW)

### Jednostki energii elektrycznej

kWh = kilowatogodzina  
MWh = megawatogodzina (1000 kWh)  
GWh = gigawatogodzina (1.000.000 kWh)  
TWh = terawatogodzina (1.000.000.000 kWh)

### Przeliczniki jednostek energetycznych

1 kcal = 4,1868 kJ  
1 kcal = 3,968 Btu  
1kJ = 0,2389 kcal  
1 kJ = 0,948 Btu  
1 Btu = 1,055 kJ  
1 Btu = 0,252 kcal  
1 lb = 0,4536 kg  
1 kg = 2,205 lb  
1 Btu/lb = 0,5556 kcal/kg  
1 Btu/lb = 2,3256 kJ/kg  
1 kcal/kg = 4,1868 kJ/kg  
1 kcal/kg = 1,80 Btu/lb  
1 kJ/kg = 0,2388 kcal/kg  
1 kJ/kg = 0,43 Btu/lb

### Paliwo umowne

ekwiwalent ropy – ton of oil equivalent (paliwo o kaloryczności 10000 kcal/kg)  
1 toe =  $10 \times 10^6$  kcal = 10 Gcal = 41,87 GJ/Mg  
ekwiwalent węgla – ton of coal equivalent (paliwo o kaloryczności 7000 kcal/kg)  
1 tce = 1 tpu =  $7 \times 10^6$  kcal = 7 Gcal = 0.7 toe = 29,308 GJ (NAR – Net As Received – netto w stanie roboczym)  
1 tpu = 0,7 toe  
1 toe = 1,4286 tpu (tce)  
1toe =  $41,85 \times 10^{-6}$  PJ (petadzuli)  
1 PJ = 23890 toe