

# Wkład w opracowanie nowej polskiej długoterminowej polityki energetycznej



## Wprowadzenie

Polska i jej rozwój gospodarczy – wzrost PKB, energochłonność, efektywność energetyczna i krajowe zużycie energii brutto

Energetyczne bogactwa naturalne i efektywne wykorzystanie krajowych zasobów

Przyszłe zapotrzebowanie na energię i stan polskiego sektora energetycznego

Wyzwania związane z ochroną środowiska

Wyzwania społeczne

Wizja przyszłej polityki energetycznej

Założenia i programy polityki energetycznej

Podsumowanie

Załącznik. Modelowanie wyników scenariuszy i ich wariantów



**Profesor Louis Jestin**  
Elektrociepłownia „KRAKÓW” SA  
ul. Ciepłownicza 1, Kraków-28  
tel.: +48 12 64 66 726  
e-mail: Louis.Jestin@eckrakow.pl

**Profesor Louis Jestin** jest od 2001 roku Dyrektorem ds. Strategii i Kontroli w *Elektrociepłowni Kraków SA*. Od listopada br. przejmie obowiązki Dyrektora Technicznego spółek *Grupy EDF* w Polsce, która posiada 8 spółek wytwórczych, ogółem 3014 MW zainstalowanej mocy elektrycznej, czyli 9% krajowych zdolności wytwórczych oraz 5000 MW, tj. 20% zainstalowanych mocy cieplnych w polskich elektrociepłowniach.

Louis Jestin swoją pracę habilitacyjną obronił na Politechnice w Marsylii w 1980 r. a następnie rozpoczął pracę w Instytucie Badań i Rozwoju *Grupy EDF* w Paryżu, gdzie prowadził szereg projektów w różnych sektorach przemysłu, między innymi w górnictwie, przetwórstwie stali, metalurgii, przemyśle cementowym, motoryzacyjnym i spożywczym. Zajmował się wdrażaniem dużego programu, w ramach którego badano produkcję energii ze szlamu węglowego przy zastosowaniu kotłów ze złożem fluidalnym typu CFB – Circulating Fluidized Bed Boilers – (125 MW) w Carling – Francja. W latach 90. pracował w Dziale Inżynieryjnym i Budowlanym *Grupy EDF* w Lyon, gdzie zajmował się opracowywaniem, projektowaniem, konstrukcją i eksploatacją wielu elektrowni zlokalizowanych zarówno we Francji jak i za granicą. Uczestniczył w wielu projektach dotyczących zastosowania gazu, węgla i energii jądrowej. Kierował działalnością w zakresie rozwoju Czystych Technologii Węglowych przy wykorzystaniu pyłu węglowego, CFB oraz Zintegrowanych Systemów Gazyfikacji. Szczególną rolę odegrał w opracowywaniu bardzo dużych kotłów typu CFB podczas budowy i rozruchu największego na świecie kotła CFB o mocy elektrycznej 250 MW w Gardanne we Francji, a następnie kierował opracowywaniem podstawowych projektów dla kotłów o mocy elektrycznej 600 MW.

Jest autorem około 50 prac naukowych i publikacji dotyczących między innymi transferów ciepła i przepływów dwufazowych w procesach przemysłowych, takich jak generatory plazmy, kotły itd. Od początku pobytu w Polsce jest zaangażowany w przygotowanie programu przystosowania urządzeń wytwórczych spółek *Grupy EDF* w Polsce do nowych norm środowiskowych związanych z wejściem Polski do UE.

### *Podziękowania*

*Przedstawiona synteza jest w wielu szczegółach oparta na założeniach raportu “Polska energetyka do roku 2030”. Szczególne podziękowania składamy Dr Marzenie Chodor, współpracownikowi Vertis Environmental Finance w Polsce za wstępne przygotowanie, redakcję w języku angielskim, a następnie przetłumaczenie na język polski tego artykułu. Guillaume’owi Wolfowi dziękujemy za przygotowanie dodatkowych modeli i wykresów, natomiast Jamesowi Atkinsowi, Partnerowi w firmie Vertis Environmental Finance, dziękujemy za cenny wkład w końcową redakcję tekstu.*

Podczas gdy w nadchodzących dziesięcioleciach polska gospodarka będzie zbliżała się do poziomu krajów dawnej Piętnastki, bez dodatkowego wysiłku, w zarządzaniu zapotrzebowaniem na energię pojawi się potrzeba ogromnych inwestycji w dziedzinie jej produkcji i przesyłu, koniecznych dla zaspokojenia przyszłego popytu. Artykuł przedstawia wizję pewnych zagadnień, które należy wziąć pod uwagę przy tworzeniu jasnych i transparentnych regulacji prawnych, mogących wpłynąć na poprawę klimatu inwestycyjnego na tyle, by przyciągnąć konieczne fundusze.

Polityka energetyczna jest zagadnieniem wysoce złożonym, dlatego też artykuł ten zaledwie podnosi pewne istotne problemy. Niektóre z ważnych pytań, na które należałoby odpowiedzieć obejmujące następujące kwestie:

- Jak w sposób ciągły racjonalizować konsumpcję energii w okresie spodziewanego długotrwałego wzrostu gospodarczego?
- Jakie źródło energii zastąpi w dłuższej perspektywie węgiel w roli głównego nośnika energii, w związku z jego rosnącymi do niebotycznych rozmiarów kosztami dla środowiska – czy połączenie gazu, importu i ograniczenia zużycia energii wystarczy, czy nieunikniony jest zwrot w stronę energii nuklearnej?
- Jak Polska może najlepiej wykorzystać swój potencjał energii odnawialnej, a przy tym zachować wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego?
- Jak nakłonić inwestorów do wniesienia dziesiątków miliardów euro do sektora energetycznego i jak zamienić nadwyżkę z Kioto na gotówkę, którą można z powrotem wprowadzić do sektora energetycznego?
- Co można zrobić dla usunięcia ubóstwa energetycznego (ang. energy poverty) i związanej z nim wrażliwości na ceny energii, a jednocześnie jak sprawić, by przeciętny obywatel był oszczędnym użytkownikiem energii?

Tak jak w przypadku dwóch scenariuszy omawianych w niniejszym artykule (Odniesienia i "European Energy and Transport, Trends to 2030" – EETT 2030 – por. ramka 1), opieramy nasze prognozy na rocznym wzroście produktu krajowego brutto (PKB) do 2030 roku na poziomie 3,9% (oczywiście, ten poziom wzrostu PKB to tylko założenie). Krajowe zużycie brutto (KZB) energii pierwotnej w Polsce powinno wzrosnąć między rokiem 2000 a 2030 z 90,2 Mtoe (tj. 2,4 toe/capita) do 107,3 Mtoe (tj. 2,9 toe/capita) w scenariuszu Odniesienia i do 123,7 Mtoe (tj. o.k. 3,5 toe/capita) w scenariuszu EETT 2030. Te liczby można porównać ze średnim zużyciem 3,8 toe na osobę w roku 2000 i z przewidywanym zużyciem 4,4 toe na osobę w roku 2030 dla krajów dawnej 15 UE.

Scenariusz Odniesienia wydaje się bardzo ambitny w założeniu rocznego spadku energochłonności w Polsce średnio o 3,2% dla okresu 2000–2030. Dla porównania, w latach 1990–2000 średnia energochłonność w krajach dawnej 15 UE spadała o 1,1% rocznie, a kraje odnoszące największe sukcesy na tym polu, takie jak Dania zdołały osiągnąć roczny spadek energochłonności o 2%. Szacując KZB w 2030, założenia scenariusza EETT 2030 mogą niedoceniać wysokości przyszłego zapotrzebowania na energię, szczególnie, jeśli weźmiemy pod uwagę, że Polska w roku 2030 w porównaniu z rokiem 2000 będzie miała ponad trzykrotnie wyższy PKB na osobę (wzrost z 5030 USD na mieszkańca do 16 800) i prawie osiągnie poziom PKB na osobę z roku 2000 dla krajów dawnej 15 UE.

Obecnie Polacy zużywają o wiele mniej elektryczności, żyją w mniejszych mieszkaniach i mniej podróżują niż mieszkańcy dawnej 15 UE.

Bez względu na wysokość ostatecznych wyliczeń, pierwsza część tego artykułu podkreśla, że zarządzanie popytem (ZP) i poprawa efektywności wykorzystania energii we wszystkich sektorach powinna stanowić podstawę przyszłej polityki energetycznej państwa, co pozwoli na uniknięcie zagrożenia dla rozwoju gospodarczego.

W odniesieniu do zasobów energetycznych przyjmujemy, że w roku 2030 zużycie krajowego węgla, ażeby zachować jego opłacalność, będzie musiało zostać ograniczone do około 30–50 milionów ton rocznie w porównaniu z 80 milionami ton zużywanymi dzisiaj. Zakładamy również, że przyjęcie jasno określonej polityki energetycznej oznacza możliwość rozwoju krajowych zasobów energii odnawialnej do poziomu około 10–15% KZB. Energia wiatrowa, wodna i biomasa mogłyby razem dostarczać 29 TWh. Przyjmujemy również, że wzrost zużycia gazu z 10 Mtoe w roku 2000 do 25–30 Mtoe w 2030, jak zakładają scenariusze Odniesienia i EETT 2030 najprawdopodobniej nie nastąpi, gdyż jego cena na rynkach międzynarodowych będzie zbyt wysoka w stosunku do cen węgla.

Zastanawiając się nad przyszłością energetyki przyjmujemy, że popyt na energię elektryczną wzrośnie z około 150 TWh obecnie do ponad 300 TWh w roku 2030. Będzie to oznaczało konieczność wzrostu potencjału produkcyjnego do 60–80 GW. Ponieważ ponad połowa 34 GW obecnie zainstalowanej mocy będzie wymagała całkowitego odtworzenia przed 2030 r., potrzeby inwestycyjne w dziedzinie produkcji i dystrybucji energii mogą sięgać od 110 do 130 mld euro. Elektrociepłownie produkujące energię w skojarzeniu (CHP), z których w 2001 r. pochodziło 18% energii, powinny być utrzymane i dalej rozwijane. Należy wziąć pod uwagę trzy ważne sposoby wsparcia inwestycji w kogenerację: a) modernizacja istniejących sieci grzewczych i poprawienie ich wydajności poprzez np. izolację; b) rozwój małej i średniej kogeneracji zasilanej węglem lub gazem, która zastąpi mało wydajne lokalne kotłownie węglowe, znacznie przyczyniające się do niskich emisji; c) poszerzenie zakresu wykorzystania dużych elektrociepłowni (ciepła woda użytkowa, klimatyzacja, magazynowanie energii) i zwiększenie liczby budynków podłączonych do sieci poprzez przyłączenie nowych osiedli mieszkaniowych.

Kolejne wyzwania wiążą się z ochroną środowiska i problemami społecznymi. W ostatnim dwudziestoleciu znacznie poprawiła się jakość powietrza. Całkowite emisje SO<sub>x</sub> zmalały z 4 mln ton rocznie w 1980 do obecnego poziomu około 1 mln ton. Duże Źródła Spalania (Large Combustion Plants – LCP) wydały około 8 mld euro, aby osiągnąć ten cel. Dzisiaj nowym wyzwaniem jest spełnienie wymagań Dyrektywy o Dużych Źródłach Spalania z 2001 r. zgodnie z ustaleniami Traktatu Akcesyjnego, co oznaczałoby zmniejszenie o połowę emisji SO<sub>x</sub> i jednocześnie utrzymanie emisji NO<sub>x</sub> w roku 2016 na poziomie zbliżonym do 2001 r. W tym czasie najprawdopodobniej wzrośnie znacząco produkcja energii, a zbyt krótki okres żywotności majątku wytwórczego sektora, wynikający z wieku istniejących źródeł, uniemożliwi zwrot z inwestycji koniecznych dla utrzymania emisji na wymaganym poziomie. Obok mechanizmów, takich jak Krajowy Plan Redukcji Emisji (KPRE) oraz polski system handlu emisjami SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub>, proponujemy przeprowadzenie dogłębnej analizy kosztów i korzyści dla wszystkich emitorów. Inwestycje w lokalne źródła energii lub kogenerację pozwolą na zoptymalizowanie pozytywnego wpływu zmian w energetyce na środowisko.

Warto to wszystko rozważyć w kontekście społecznym pamiętając, że część dochodów, jakie polski konsument wydaje na pokrycie rachunków za prąd i ciepło jest trzykrotnie wyższa niż wydatki na energię konsumenta w krajach dawnej 15 UE. Innym ważnym aspektem społecznym jest potrzeba dogłębnych zmian w dziedzinie edukacji i szkoleń, co pozwoli na zminimalizowanie negatywnego oddziaływania procesu odchodzenia gospodarki od węgla na wzrost bezrobocia. Wdrożenie zarządzania popytem na energię i rozwój energetyki odnawialnej, np. z wykorzystaniem biomasy, będzie również ogromnym wsparciem w tym zakresie.

Proponowane w artykule rozwiązania dotyczące wykorzystania zasobów energii pierwotnej różnią się od tych, które przedstawia scenariusz EETT 2030 (dalej określany jako WBZ-0) w celu zapewnienia produkcji energii elektrycznej na tym samym poziomie, tj. 327 TWh w roku 2030. W celu maksymalnego zwiększenia oszczędności w zakresie wykorzystania energii pierwotnej, priorytetem powinny się stać rozwój kogeneracji i oszczędzanie zasobów. W roku 2030 udział kogeneracji i energetyki odnawialnej w produkcji energii powinien osiągnąć poziom 10–20%, odpowiadając pełnemu wdrożeniu wszystkich modeli kogeneracji proponowanych poniżej, w tym dużych elektrociepłowni i wykorzystania biomasy w elektrociepłowniach średniej wielkości. Jeśli węgiel kamienny i brunatny będą nadal zapewniać 70+70 TWh (każde z tych źródeł zaspokajając w 2030 r. około 20% całkowitego zapotrzebowania na energię), wyprodukowanie pozostałej energii w całości lub w części (40–50% albo 120–160 TWh) przez polski sektor energetyczny będzie wymagało wykorzystania w jakimś połączeniu energii nuklearnej, gazu oraz importu. Proponujemy rozważenie opcji wykorzystania energii nuklearnej na tle analizy wykorzystania gazu, co zalecają scenariusze Odniesienia i EETT 2030. Następnie prezentujemy krótką analizę oszczędności w zakresie kredytów węglowych, jakie pojawią się przy realizacji obu tych opcji, w podsumowaniu przedstawiając argumenty na rzecz wyboru opcji nuklearnej.

## Ramka 1. Opis scenariuszy

### Scenariusz Odniesienia (REF)

Scenariusz Odniesienia jest określony dla lat 2000 i 2005 w dokumencie „Ocena realizacji i korekta założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku” opublikowanym przez Ministerstwo Gospodarki w 2002 roku. Dane za okres do 2030 roku zostały ekstrapolowane i uwzględniają trendy zużycia energii pierwotnej określone w dokumencie „Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku”, opublikowanym w 2000 r. Z trzech scenariuszy przedstawionych w „Założeniach” i dalej rozwiniętych w „Ocenie”, scenariusz Odniesienia, oparty na przyjętym rocznym wzroście PKB o 3,9%, został uznany za najbardziej prawdopodobny w długim okresie. Scenariusz Postępu-Plus, przyjmujący roczny wzrost PKB o 5,5%, dostęp do rynków finansowych, dobrą sytuację międzynarodową sprzyjającą wzrostowi gospodarki, szeroki napływ do Polski nowych technologii, dalszą transformację gospodarki i wzrost wydajności, został uznany za zbyt optymistyczny. Scenariusz Przetrwania, oparty na założeniu, że PKB będzie wzrastać o 2,3% rocznie, stał się rzeczywistością w latach 2000–2001. Obecnie Polska wróciła na ścieżkę wzrostu i w tym roku osiągnie rezultaty prognozowane dla scenariusza Postępu-Plus. W dłuższym okresie cykle ekonomiczne się zbilansują, średnio zbliżając się do wskaźników podanych w scenariuszu Odniesienia.

## Scenariusz EETT 2030 (WBZ-0)

Scenariusz UE „wszystko bez zmian” został przedstawiony w raporcie „Energetyka i transport w Unii Europejskiej – Tendencje do roku 2030” Komisji Europejskiej ze stycznia 2003 (<http://europa.eu.int/comm/energy>). Scenariusz prognozuje, jakie będzie zużycie energii i przedstawia sposoby jej wytwarzania w 25 krajach UE do roku 2030. Scenariusz ten zakłada rozwój zużycia energii przy założeniu WBZ<sup>1)</sup>, tzn., bez prowadzenia żadnej dodatkowej polityki zmniejszenia emisji lub zmniejszenia energochłonności.

Te dwa scenariusze zakładają, że w okresie 2000–2030 średni roczny wzrost PKB<sup>2)</sup> wyniesie 3,9%. Energochłonność<sup>3)</sup> zmniejsza się o -3,2% rocznie w scenariuszu Odniesienia i o -2,7% rocznie w scenariuszu EETT 2030. Należy podkreślić, że najbardziej skuteczne polityki w krajach rozwiniętych, np. w Danii, pozwoliły na osiągnięcie w latach 1990–2000 poziomu -2% rocznie. Średni spadek energochłonności w krajach dawnej 15 UE w latach 1990–2000 wyniósł -1,1% rocznie.

Niewielkie rozbieżności ( $\Delta = 1\text{--}3\%$ ) między tymi scenariuszami pojawiają się w odniesieniu do historycznych danych za rok 2000 w zakresie zużycia energii pierwotnej. W odniesieniu do obu scenariuszy uszczęgowaliśmy podział na zużycie węgla kamiennego przez elektrownie zawodowe, elektrociepłownie zawodowe<sup>4)</sup> i inne, zgodnie z danymi ARE<sup>5)</sup>.

## Wprowadzenie

Gospodarcze, społeczne i ekologiczne wyzwania, przed jakimi stoi Polska dzisiaj i w ciągu nadchodzących 20–30 lat, podkreślają najwyższą rangę zadania, jakim jest ustalenie nowej polityki energetycznej państwa. Polska nie tylko musi poradzić sobie z szeregiem trudności związanych z energetyką, lecz musi także odnieść się do nowych problemów, podążających za globalnymi, regionalnymi i wewnętrznymi zmianami. Ograniczenie zagrożenia dla konkurencyjności polskiej gospodarki wymaga od polityków dokonania zmian w polityce energetycznej i postawienia tej kwestii na czele politycznej agendy.

Poparcie dla działań koniecznych do wdrożenia polityki energetycznej państwa wymaga konsensusu różnych grup społecznych. Raport „Polska Energetyka do roku 2030”<sup>6)</sup> przedstawił wachlarz zagadnień, którymi powinna się zająć polityka energetyczna – społecznych, ekologicznych i ekonomicznych problemów, które zostały ukazane na szerokim tle europejskich i globalnych wyzwań. Ten artykuł podejmuje ponownie główne zagadnienia raportu i przedstawia ich podsumowanie.

W pierwszej części artykułu zawarta została ocena perspektyw gospodarczego rozwoju Polski do roku 2030 i związanej z nim energochłonności oraz zapotrzebowania na energię według dwóch różnych scenariuszy (por. ramka 1). Następnym krokiem jest analiza sytuacji sektora energetycznego w kontekście dostępności krajowych surowców energetycznych i różnorodności problemów, z którymi musi zmierzyć się sektor energii.

<sup>1)</sup> „Wszystko bez zmian”

<sup>2)</sup> Produkt Krajowy Brutto

<sup>3)</sup> Energochłonność oznacza energię potrzebną do wyprodukowania jednostki PKB

<sup>4)</sup> Produkujące energię w kogeneracji

<sup>5)</sup> Agencja Rynku Energii

<sup>6)</sup> „Polska energetyka do 2030 r. Zarys zintegrowanej polityki odpowiadającej potrzebom środowiska, gospodarki i społeczeństwa”. *Energetyka*, wydanie specjalne Nr IV (wrzesień 2004)

W tym kontekście koncentrujemy się na kwestii starzejącej się infrastruktury i konieczności przystosowania się sektora energii do nowych standardów w zakresie ochrony środowiska. Kontynuacją tej analizy jest omówienie kilku alternatywnych kierunków rozwoju (WBZ-1, WBZ-2, WBZ-3, i WBZ-4<sup>7)</sup>), wytyczonych na podstawie scenariusza EETT 2030, które można urzeczywistnić przy zastosowaniu innych kombinacji metod i środków produkcji w celu wygenerowania energii na poziomie wyznaczonym w scenariuszu WBZ-0. W rezultacie nasz artykuł zaleca środki, które umożliwią przekształcenie przeszkód w realizacji potrzeb energetycznych w ogólne korzyści dla Polski, zwłaszcza kiedy weźmiemy pod uwagę rynek emisji gazów cieplarnianych. Polski sektor energetyczny będzie potrzebował ogromnych inwestycji dla osiągnięcia mocy, która pozwoli mu zaspokoić przewidywane zapotrzebowanie na energię, a zarazem spełnić wymagania dyrektyw europejskich i zastąpić zużyty majątek produkcyjny. Inwestorzy kapitałowi, których zaangażowanie jest niezbędne dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski, będą oczekiwali odpowiedzialnych działań wdrażających politykę energetyczną – działań skonstruowanych na podstawie jasnych i opartych na konsensusie zasady, wspieranych przez stabilne i jasne regulacje.

Aby ta „wizja” sektora energetycznego stała się rzeczywistością, w ostatniej części artykułu przypominamy propozycje programów wdrażających politykę energetyczną, które zostały przedstawione w „Polskiej energetyce do roku 2030”. Ich wdrożenie poprzez odpowiednie uregulowania prawne, po ich uprzednim szerokim przedyskutowaniu przez wszystkie zainteresowane podmioty i autorów polityki, może zapewnić stabilne ramy dla przyszłego rozwoju.

### Polska i jej rozwój gospodarczy – wzrost PKB, energochłonność, efektywność energetyczna i krajowe zużycie energii brutto

Polska znajduje się dzisiaj w sytuacji pełnej sprzeczności. Z jednej strony, polska gospodarka zużywa ponad dwa i pół raza więcej energii na parytet siły nabywczej swojego PKB<sup>8)</sup> niż dawna 15 UE (462 wobec 170 toe na milion euro PKB w 2000 roku), co przypisuje się wysokiej energochłonności polskiego przemysłu. Tak wysoka energochłonność może być częściowo tłumaczona przez większy udział w wytwarzaniu dochodu narodowego energochłonnych sektorów przemysłu, których zużycie na mieszkańca w 2000 r. było zbliżone do zużycia w krajach dawnej 15 UE (por. tab. 1). Podczas gdy w krajach dawnej piętnastki sektory energochłonne wytwarzają 27,6% wartości dodanej w gospodarce, w Polsce te same sektory tworzą 36,8% wartości dodanej<sup>9)</sup>. Z drugiej strony, produkcja artykułów przemysłowych na głowę mieszkańca w Polsce jest niższa niż w tych krajach. Być może wysokie właściwe zużycie energii tłumaczą niski stopień wykorzystania majątku produkcyjnego i nadwyżki mocy w przemyśle.

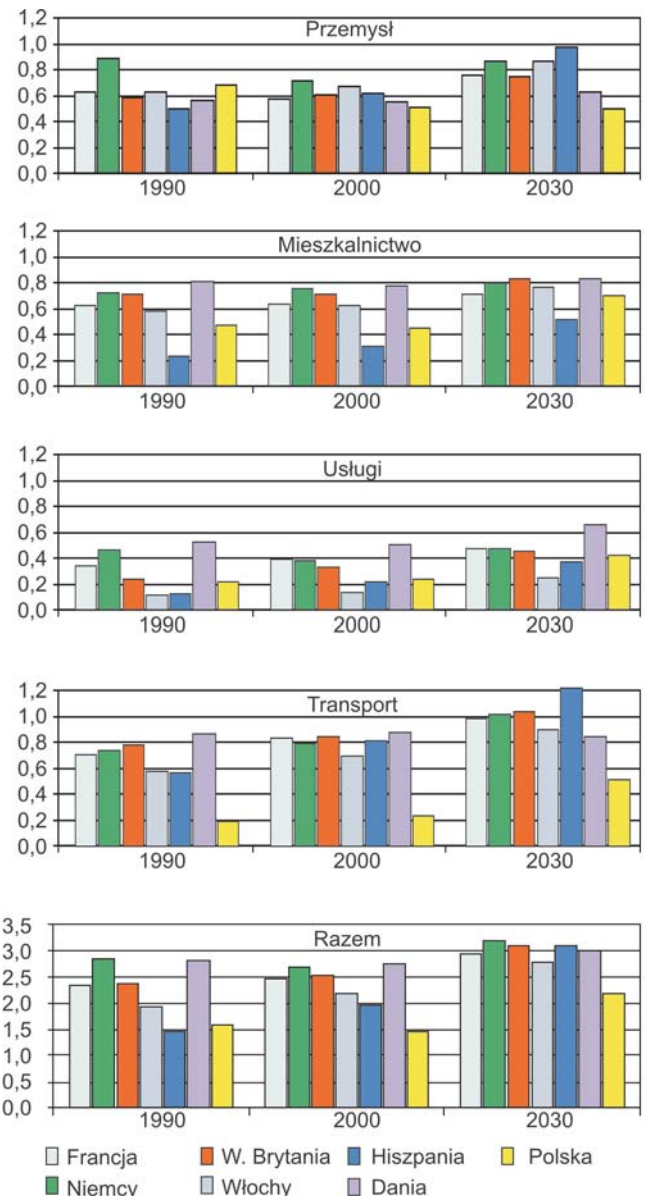
Jednocześnie (por. rys. 1) bezwzględne zużycie energii na mieszkańca w Polsce jest 40–50% mniejsze niż średnia w UE i poziom typowy dla krajów Europy Północnej, które mają zbliżone warunki klimatyczne, co oznacza, że Polska wyprzedza te kraje w zakresie niższej konsumpcji energii. Można to wytłumaczyć tym, że indywidualni odbiorcy zużywają mniej energii w Polsce niż w krajach dawnej 15 UE.

<sup>7)</sup> „Wszystko bez zmian”

<sup>8)</sup> PPP – parytet siły nabywczej: środek porównania walut odzwierciedlający równoważną siłę nabywczą tych walut na ich wewnętrznych rynkach. Faktyczna wartość walut w kontekście parytetu siły nabywczej może znacznie różnić się od oficjalnego kursu wymiany walut

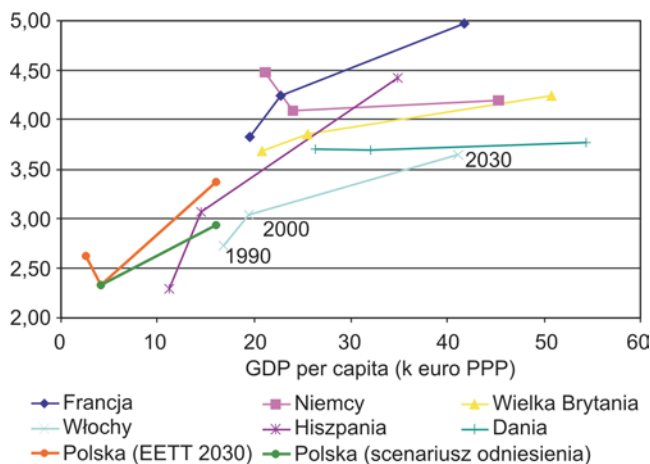
<sup>9)</sup> Tak wysoki procent polskiego PKB jest nadal niski w porównaniu z innymi krajami UE w kontekście bezwzględnego PKB

Tabela 1. Zapotrzebowanie na energię końcową w głównych krajach UE według sektorów działalności w przeliczeniu na toe/(capita\*rok) (źródło: EETT 2030)



Przyjmuje się, że wzrost PKB w przeliczeniu na mieszkańca przekłada się na skłonność do konsumowania większej ilości energii. Stały wzrost gospodarczy o 4% rocznie oznacza, że polski PKB podwoi się do połowy lat 20. tego stulecia. 5-procentowy wzrost oznaczałby więcej niż potrojenie PKB w tym samym okresie. Jeśli nie zostaną podjęte działania zapobiegawcze, Polska podąży szlakiem rozwoju podobnym do krajów zachodnioeuropejskich. W takim przypadku Polska mogłaby w 2030 roku zużywać o 60% więcej energii pierwotnej niż dzisiaj (por. rys. 1), więcej niż dwukrotność obecnie używanej elektryczności, i emitować przy tym jedną trzecią więcej CO<sub>2</sub>. Jednakże zapotrzebowanie na energię można oddzielić od wzrostu gospodarczego. Zamiast podążać śladami krajów członkowskich UE zużywających najwięcej energii, Polska może dążyć do naśladowania na przykład Danii, Niemiec, a nawet Francji i jej nowej polityki energetycznej, która zmierza do oddzielenia w przyszłości polityki energetycznej od wzrostu PKB<sup>10)</sup>.

<sup>10)</sup> Por. uwagi do rys. 1



Rys. 1. Historyczne (1990 i 2000 r.) i przewidywane (2030 r.) całkowite zużycie krajowe brutto (CZK w toe/(capita\*rok)) na tle PKB (źródło: EETT 2030 scenariusz bazowy)

Ten rysunek został przygotowany na podstawie danych z EETT 2030. CZK, zarówno historyczne w latach 1990 i 2000 jak i przewidywane do 2030 r. jest przedstawione na tle PKB. Wykresy zostały poprowadzone dla krajów UE o najwyższym zaludnieniu. Dla Polski uwzględniono scenariusz Odniesienia, który odpowiada Polskiej polityce energetycznej z "Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r." z 2001 r. (por. ramka 1). Warto zauważyć, że prognozowany wzrost PKB do 2030 r. w krajach takich, jak Niemcy, a nawet bardziej Dania zostałyby odłączony od wzrostu zapotrzebowania na energię, co jest jeszcze widoczne w części wykresu odpowiadającej sytuacji historycznej (od 1990 do 2000 r., oprócz Danii, gdzie to połączenie już nie występowało). Obliczenia zapożyczone z EETT 2030 są oparte na politykach energetycznych krajów UE z 2002 r. W przypadku Francji, nowe prawo energetyczne, bardziej ambitne niż poprzednie, weszło w życie w czerwcu 2004. Określa ono cele w zmniejszaniu energochłonności od -0,8% rocznie od połowy lat 80. do -2,0% w 2015 r. i -2,5% w 2030<sup>11)</sup>. Toteż w przypadku Francji zapotrzebowanie na energię w porównaniu z PKB powinno zostać skorygowane, a przebieg wykresu stanie się podobny do wykresu dla Niemiec i Danii, tj. linia stanie się bardziej horyzontalna.

Jak wynika z rysunku 1, taki sam wzrost PKB o około 3,9% rocznie dla dwóch scenariuszy (Odniesienia i EETT 2030) może prowadzić do zmiany o 30% zapotrzebowania na energię do roku 2030, w zależności od przyjętej polityki energetycznej.

Jeśli nie zostaną podjęte konkretne działania zapobiegające realizacji scenariusza EETT 2030, zapotrzebowanie na energię wymknie się spod kontroli, zwłaszcza w sektorze mieszkalnictwa, usług i transportu (por. tab. 1), podczas gdy przemysł nie będzie miał wystarczających bodźców do obniżania zużycia energii.

W rzeczywistości oceniamy, że zapotrzebowanie na energię w sektorze transportu, mieszkalnictwa i usług może w Polsce wzrosnąć nawet znacznie szybciej niż przewiduje to scenariusz EETT 2030 (co potwierdzają liczby w tabeli 1 dla roku 2030). Polski przemysł może również obniżyć zużycie energii znacznie wolniej niż przewiduje to EETT 2030. W 2000 roku 33% krajowego zużycia energii brutto przypadało na wytwarzanie ciepłej wody, ogrzewanie i przygotowanie posiłków w sektorze mieszkalnictwa i usług, podczas gdy 34% było zużywane do produkcji energii, a pozostałe zużycie przypadało na przemysł ciężki (23%) i transport (10%).

W porównaniu z obywatelami dawnej piętnastki w 2000 r. Polacy mniej podróżowali (5 865 km na osobę w roku w porównaniu z 12 174 w krajach 15 UE) i mieszkali w lokalach o połowę mniejszych (w m<sup>2</sup> na osobę) niż w dawnej 15 UE. Po rozbudowaniu infrastruktury drogowej transport może jeszcze szybciej się rozwijać. Polska wprowadziła po 1998 r. standardy izolacyjności w budownictwie w skali od 90 do 120 kWh/(m<sup>2</sup>\*rok). Jednak większość istniejących budynków mieszkalnych charakteryzuje współczynnik izolacyjności w granicach

150–350 kWh/m<sup>2</sup> rocznie. Prawdziwym wyzwaniem będzie ograniczenie w przyszłości zapotrzebowania na energię w budownictwie na poziomie 40 kWh/m<sup>2</sup> rocznie, do czego, w perspektywie roku 2050, zmierza Francja w polityce energetycznej z 2004 r. Tak więc zwłaszcza rozwój transportu i budownictwa mieszkaniowego może dramatycznie szybko zwiększyć zapotrzebowanie na energię. Niemniej jednak w tym artykule nie rozważamy takiego wariantu i ograniczamy się do dyskusji nad liczbami przedstawionymi w scenariuszu EETT 2030 (WBZ-0).

W tym kontekście celowe wydaje się myślenie o polityce sprawności energetycznej w dwóch aspektach: w jaki sposób zmniejszyć bezwzględną nieefektywność (np. nieefektywne zużycie energii w budownictwie, nieefektywność urządzeń wytwórczych i wysokie straty przy dystrybucji ciepła sieciowego, elektryczności, i gazu), a także, w jaki sposób zarządzać ogólnym wzrostem zużycia energii spowodowanym wzrostem konsumpcjonizmu i zmianami stylu życia związanymi z osiągnięciem przez gospodarkę poziomu zbliżonego do UE. W miarę jak gospodarka będzie nadal się rozwijała, niektóre pozytywne zmiany nastąpią w tym zakresie automatycznie, ale jednocześnie będzie rosła nieefektywność wykorzystania energii wraz z dążeniem do komfortu i wygody, które są celami społeczeństwa konsumenckiego.

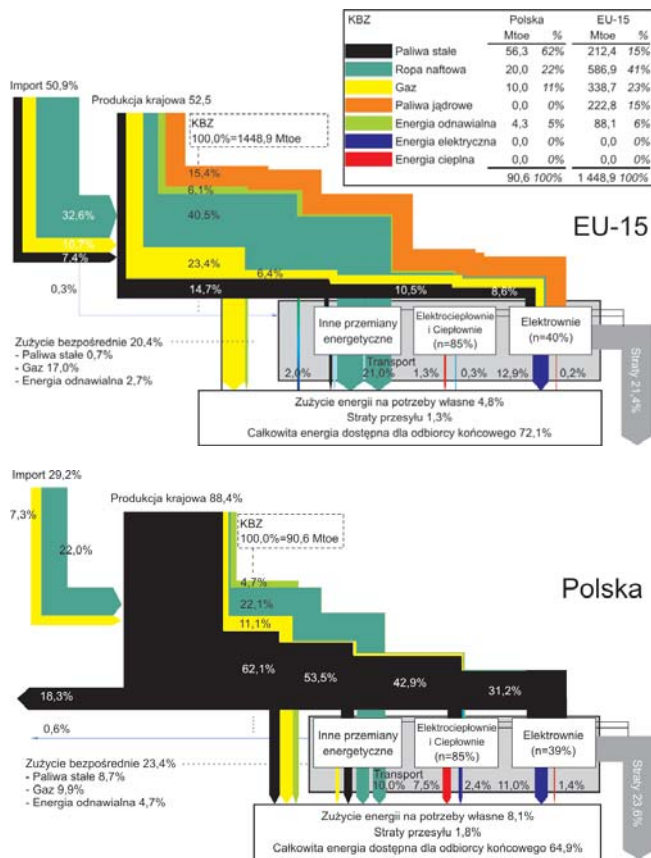
Efektywność wykorzystania energii jest istotnym zasobem energetycznym. Obecne zużycie energii brutto na mieszkańca w Polsce jest znacznie niższe niż w krajach dawnej piętnastki i tylko według scenariusza EETT 2030 do 2030 r. osiągnie poziom niektórych krajów członkowskich UE z 2000 r. (Włochy i Hiszpania, por. rys. 1). Osiągnięcie takiego poziomu energochłonności – w wyniku utrzymania dużego tempa wzrostu gospodarczego bez jednoczesnego ograniczenia zużycia energii – oznacza poważne konsekwencje dla gospodarki. Zanim jednak do tego dojdzie, rząd ma szansę na wprowadzenie efektywnej i proaktywnej polityki, która sprawi, że wzrost gospodarczy nastąpi zgodnie ze scenariuszem ograniczania energochłonności, wzrost PKB nie będzie oznaczał wzrostu konsumpcji energii per capita, a tempo spadku zużycia na jednostkę PKB będzie większe niż tempo wzrostu PKB. Rysunek 1 ilustruje tezę o podstawowym znaczeniu ostrożnej polityki energetycznej w okresie wzrostu gospodarczego.

*Odniesienie korzyści z niskiego poziomu zużycia krajowego brutto per capita – największego zasobu energetycznego Polski – i uniknięcie energochłonności wzrostu gospodarczego wymaga podjęcia działań zmierzających do ograniczenia konsumpcji energii w sektorach mieszkalnictwa, transportu i usług, z jednoczesnym wprowadzeniem systemu zachęt do ograniczania zużycia energii dla przemysłu.*

## Energetyczne bogactwa naturalne i efektywne wykorzystanie krajowych zasobów

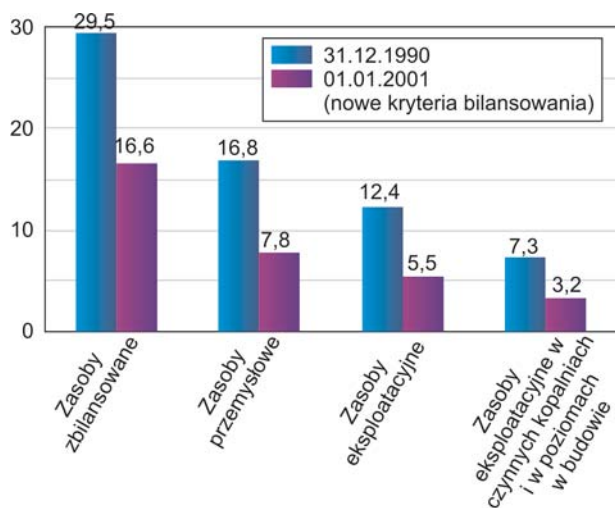
Rysunek 2 przedstawia różnicę między zasobami energetycznymi Polski i krajami piętnastki w 2000, która wynikała głównie z wielkości polskich rezerw węgla. Obecnie dzięki węglowi Polska charakteryzuje się ok. 88-procentową samowystarczalnością energetyczną (53% w UE-15), np. w 2000 r. Polska pozyskała 80,1 Mtoe z własnych zasobów energii, przy zapotrzebowaniu 90,6 Mtoe. Podczas gdy Polska używa prawie wyłącznie węgla do produkcji energii, powyższe wykresy demonstrowają stosunkowo wysoką wydajność charakterystycznego dla Polski scentralizowanego systemu produkcji energii i ciepła w skojarzeniu (52,2% w Polsce, w porównaniu z 45,8% w UE-15), co umożliwia dużą skalę produkcji elektryczności w kogeneracji.

<sup>11)</sup> "Une politique pour l'avenir", Industries No 97 (July/August 2004)



Rys. 2. Porównanie importowanych i krajowych źródeł energii w UE-15 i w Polsce w 2000 r. oraz wtórne zapotrzebowanie i podaż energii (Mtoe)

Powyższe dwa wykresy korzystają z danych za 2000 r. zawartych w EETT 2030. Dane dla Polski zostały porównane i uzupełnione o dane z polskich źródeł (ARE, GUS<sup>12)</sup> i EDF Polska). Przyjęte założenia opierają się na 100% poziomie krajowego zużycia brutto (KZB). Niektóre definicje przedstawione w EETT 2030 powinny zostać przedyskutowane w trakcie dalszej analizy danych. KZB uwzględnia krajową produkcję, eksport/import, a także zapasy, które nie zostały przedstawione na wykresach powyżej (to wyjaśnia, dlaczego KZB nie jest dokładnie równe produkcji krajowej plus import netto – różnica to zapasy)



Rys. 3. Polskie zasoby węgla, mld ton (źródła: EDF Polska, GIG<sup>13)</sup>)

Wykres przedstawia analizę polskich zasobów węgla. 3,2 mld ton jest dostępne w czynnych kopalniach, pozostałe zasoby nie mogą być jeszcze wykorzystywane gospodarczo. Bez nowych technologii ich eksploatacja będzie wymagała ogromnych nakładów kapitałowych, co może znacznie podnieść koszt wydobycia.

<sup>12)</sup> Główny Urząd Statystyczny

<sup>13)</sup> Główny Instytut Górnictwa

Należy pamiętać, że w Polsce duże ilości węgla są przeznaczane do bezpośredniego zużycia i bezpośrednio wykorzystywane przez przemysł (np. 17,5 Mtoe w 2000 r.).

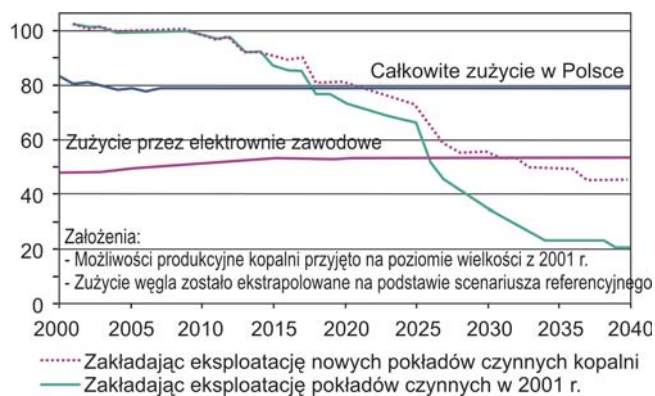
### Paliwa stałe

Całkowite zasoby węgla w Polsce wynoszą blisko 30 000 mln ton, z czego zaledwie około 3000–4000 mln ton są lub mogą być w krótkim czasie dostępne. Węgiel kamienny jest głównym źródłem energii pierwotnej, zaspokajając zapotrzebowanie w ok. 52%, podczas gdy węgiel brunatny zapewnia dalsze 13%. Zasoby węgla brunatnego szacowane są na około 4800 mln ton<sup>14)</sup>.

### Malejące zasoby węgla

Przy obecnym poziomie wydobycia, wynoszącym ok. 100 mln ton rocznie (z czego w kraju zużywa się ok. 80 mln ton), dostępne zasoby węgla w czynnych i obecnie budowanych kopalniach wyczerpią się za jakieś 30–40 lat. Co więcej, koszty produkcji węgla w Polsce wzrosną szybciej niż koszty wydobycia zagranicznych konkurentów, takich jak Australia, Południowa Afryka, Chiny i USA, które mają ogromne i tanie w eksploatacji rezerwy tego surowca. Konkurencyjność krajowego węgla będzie więc malała. Nowe technologie, które mogą się pojawić umożliwiłyby wykorzystanie obecnie niedostępnych złóż krajowego węgla, ale nie sposób na to liczyć. Zasoby węgla brunatnego powinny wystarczyć Polsce do połowy lat 80. tego stulecia, przy wydobyciu na poziomie około 60 mln ton rocznie i po uruchomieniu nowych kopalni. Można przyjąć, że w 2030 r. Polska może liczyć na zużycie krajowego węgla kamiennego na poziomie od 30 do 50 mln ton, co oznacza zaspokojenie około połowy obecnego zapotrzebowania (por. rys. 4).

Możliwość wyczerpania w ciągu nadchodzących dziesięcioleci dostępnych zasobów krajowego węgla przy utrzymaniu obecnego poziomu wydobycia oznacza, że będzie można łatwiej podjąć decyzje polityczne pozwalające na zaplanowanie rozwoju sektora energetycznego w kierunku bardziej niezależnym od węgla i/lub wykorzystującym węgiel w sposób bardziej efektywny.



Rys. 4. Krajowa moc produkcyjna węgla kamiennego na tle krajowego zużycia węgla, mln ton (źródła: EDF Polska, GIG i PARG<sup>15)</sup>)

Wykres porównuje krajowe zużycie węgla kamiennego z krajowym wydobyciem. Do połowy lat 20. pojawi się deficyt węgla. Wyczerpanie dostępnych rezerw w istniejących kopalniach nie oznacza, że znajdują się środki na uruchomienie rezerw, zwłaszcza przy wzrastającym nacisku na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych.

<sup>14)</sup> Z. Kozłowski / Applied Energy 74 (2003)

<sup>15)</sup> Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa

Jednocześnie pojawi się konieczność rozwoju innych zasobów energii, wśród których odnawialne źródła energii są obecnie niemal niewykorzystane.

### Paliwa ciekłe i odnawialne źródła energii

Polska ma własne rezerwy energii innej niż węgiel – krajowe zasoby gazu, zasoby wiatru wzdłuż wybrzeży Bałtyku, biomasę pochodzenia rolniczego i leśnego. Zasoby geotermalne również nie są wykorzystywane. Obecna polityka energetyczna Polski, która stanowi scenariusz Odniesienia dla naszych rozważań, opiera się na zestawie długoterminowych prognoz zapotrzebowania na energię i jej produkcji. Przyjmują one dalsze wykorzystywanie węgla, w połączeniu z dramatycznym wzrostem zużycia gazu (importowanego i krajowego). Biorąc pod uwagę aktualne uwarunkowania, taki wzrost raczej nie nastąpi. Z jednej strony, ceny gazu, przy światowych rezerwach ocenianych na około 70 lat dalszego wydobycia, będą gwałtownie rosły wraz ze wzrostem zapotrzebowania (zwłaszcza na Dalekim Wschodzie, w Chinach, UE i USA). Niepokój na Bliskim Wschodzie i w Centralnej Azji podnosi ryzyko inwestowania w moce produkcyjne i systemy transportu gazu w tych rejonach świata, co pogarsza perspektywy dostępu do nowych rezerw paliw ciekłych.

Polska ma około 150 Gm<sup>3</sup> gazu ziemnego, co stanowi równoważność około 10 lat zużycia na obecnym poziomie, a także 15 mln ton rezerw ropy naftowej. Stosunkowo skromne zasoby własne oznaczają, że w zakresie paliw ciekłych Polska jest zależna od importu. Krajowa produkcja ropy jest niewielka – 0,9 Mt, natomiast import zaspokaja 92–93% potrzeb, przy czym ponad połowa importowanych paliw pochodzi z Rosji. Aktualna produkcja gazu ziemnego pokrywa 38% zapotrzebowania, a pozostały gaz jest importowany głównie z Rosji. Łączne zapotrzebowanie sektora mieszkalnictwa i sektora usług wynosi 44% krajowego zapotrzebowania na gaz<sup>16)</sup>. Udział zużycia gazu bezpośrednio w produkcji energii jest obecnie niewielki – wynosi ok. 5%. Ponieważ światowe ceny gazu będą rosły szybciej niż ceny węgla i ponieważ bezpieczeństwo dostaw jest wątpliwe, rozwój produkcji energii opartej na gazie obciążony jest dużymi ograniczeniami.

Odnawialne źródła energii mogłyby zapewnić częściowo moc produkcyjną, która stanowi alternatywę dla gazu. Potencjalna 4,5 GW moc energetyki wiatrowej z farm osadzonych na morzu, przyjmując ich wydajność na poziomie 40%, mogłaby dostarczyć 10% dzisiejszej produkcji energii. Gdyby 10% obecnego arealu upraw, tj. 1,8 mln ha przeznaczyć pod uprawy energetycznych surowców, produkcja biomasy wyniosłaby 20–40 Mt rocznie, zastępując około 15–30 Mt węgla czystszy i ekologicznie zrównoważony paliwem. Chociaż ceny biomasy są obecnie wyższe niż długoterminowe prognozowane ceny węgla, biomasa może okazać się konkurencyjna cenowo, jeśli weźmiemy pod uwagę koszty związane z emisją dwutlenku węgla i wyższe ceny zielonej energii elektrycznej.

Idąc za przykładem Brazylii, która już zaspokaja 35% zapotrzebowania na paliwo transportowe z krajowej produkcji biopaliw, UE zaplanowała osiągnięcie poziomu produkcji biopaliw na 2,0% w roku 2005, 5,75% w roku 2010, dążąc do 10–20% w roku 2020. Nowe termochemiczne (gazyfikacja) lub biochemiczne (hydroliza enzymatyczna) metody pozwalające na produkcję paliw kompatybilnych z silnikami Diesla lub benzynowymi są bliskie komercjalizacji. Ceny ropy naftowej, które ostatnio wzrosły do poziomu ok. 50 USD za baryłkę, mogą skłonić do jeszcze ściślejszej współpracy przemysł i sektor

rolny w UE w celu przyspieszenia działań w tym zakresie; brakuje tylko uregulowań podatkowych dla różnych produktów, które pozwoliłyby na pokonanie ostatnich barier regulacyjnych. Nie należy zapominać, że pojawi się konkurencja w dążeniu do wykorzystania cennego surowca, jakim jest biomasa albo do produkcji paliw bądź do produkcji energii. Promocja zastosowania biomasy powinna zachęcać przede wszystkim do najcenniejszych i najbardziej wydajnych sposobów jej wykorzystania.

Chociaż współspalanie biomasy w istniejących elektrowniach jest jedynym szybkim sposobem podniesienia udziału energii odnawialnej w całkowitej produkowanej energii w roku 2010 do poziomu uzgodnionego z UE (7,5%), należy zastanowić się nad celowością zużywania cennych biozasobów do produkcji elektryczności z wydajnością poniżej 40%. Bardziej efektywnie byłoby wykorzystywać biomasę do skrajzonej produkcji ciepła i elektryczności w elektrociepłowniach, które charakteryzują się wydajnością na poziomie powyżej 70%. Najlepszym rozwiązaniem byłoby natomiast wykorzystanie biomasy do produkcji ciepła, elektryczności i biopaliw poprzez trójgenerację, wykorzystując do tego, na przykład, instalacje gazyfikacyjne. Wykorzystanie tych bardziej zaawansowanych technologii podniesie, oczywiście, koszty inwestycyjne i powinno być wspierane poprzez dedykowane programy, umożliwiające osiągnięcie przez nie konkurencyjności.

Wykorzystanie potencjału związanego z wiatrem i zasobami biomasy będzie wymagało niezwykle wysokiego stopnia integracji polityki energetycznej, transportowej, badań i rozwoju, polityki rolnej, polityki rozwoju obszarów wiejskich i polityki ochrony środowiska. Promocja zapotrzebowania na odnawialną energię może nie być wystarczającym czynnikiem uruchomienia energetyki odnawialnej. Znaczące bariery logistyczne uniemożliwiają, na przykład, rozwój systemów dostaw biomasy. Zachęty dla sektora produkcji biomasy powinny towarzyszyć wsparciu dla rozwoju rynku energetyki odnawialnej. Niezbędny jest przy tym wysoki poziom współpracy między administracją, lasami państwowymi, sektorem transportu, przemysłem przetwórczym, certyfikatorami i sieciami stacji paliw.

Przed wszystkim jednak trzeba uwolnić ducha przedsiębiorczości w sektorze energetycznym, niezbędnego do wsparcia wzrostu wykorzystania paliw odnawialnych, gdyż przedsiębiorstwa energetyczne z udziałem skarbu państwa mają mniejszą skłonność do ryzyka i mniejszą żywotność, bez której trudno o rozwój tego rodzącego się przemysłu. Wdrożenie śmiałych rozwiązań poprzez politykę energetyczną państwa może podnieść udział odnawialnej energii w krajowym zużyciu brutto z dzisiejszego poziomu około 5%<sup>17)</sup> do bardziej ambitnego poziomu od 10 do 15% w 2030 r.

### Energia jądrowa

Brak energii jądrowej różni Polskę od innych krajów Europy Środkowej. Podczas gdy szereg krajów boryka się z problemami zagospodarowania odpadów nuklearnych, ich brak może się wydawać błogosławieństwem. Ale w związku z neutralnym wpływem energetyki nuklearnej na emisji gazów cieplarnianych i poszukiwaniem alternatywy dla importowanych surowców energetycznych, debata wokół energetyki jądrowej może ponownie się ożywić.

Jak wynika z dyskusji w ramach IV Międzynarodowego Forum Energetycznego na temat energii nuklearnej<sup>18)</sup>, zastąpienie obecnie

<sup>17)</sup> Powyższe 5% energii odnawialnej zawiera 2,4% odnawialnej energii elektrycznej wyprodukowanej w 2001 r.

<sup>18)</sup> Science et Vie (No hors série 225) – Décembre 2003. Dossier 2003–2100 «Le siècle du nucléaire» (see especially pages 114–127)

<sup>16)</sup> GUS (2003)



działających elektrowni jądrowych II generacji elektrowniami IV generacji nie będzie możliwe co najmniej do 2035 r. Technologie aspirujące do wykorzystania w elektrowniach IV generacji przyniosą przełom, między innymi, w zakresie: zużycia paliwa, typu i jakości generowanych odpadów nuklearnych, bezpieczeństwa, itd. W okresie pomiędzy końcem żywotności elektrowni II generacji i przygotowaniem do wdrożenia IV generacji, możliwe będzie wykorzystywanie Europejskiego Reaktora (Pressurized Water Reactor – EPR) III generacji. Pierwsza taka elektrownia powstająca w Finlandii<sup>19)</sup> charakteryzował się będzie m.in. niższym kosztem produkcji mocy, dłuższą żywotnością, większym bezpieczeństwem, wyższą wydajnością i zmniejszeniem ilości odpadów w porównaniu z reaktorami II generacji.

Obawa przed awariami nuklearnymi i problem z odpadami, pomimo pozytywnych zmian w tym zakresie, są całkowicie zrozumiałe; dlatego też zmiana nastawienia do energii nuklearnej wymaga czasu i wytrwałości. Rozpatrywanie tych zagadnień powinno trwać i debata na ten czasami kontrowersyjny temat powinna być prowadzona w sposób wyważony i otwarty. Dobrze poinformowane społeczeństwo może w sposób odpowiedzialny podejmować decyzje dotyczące możliwości wprowadzenia technologii nuklearnych w Polsce.

### Import

Import energii może być rozważany jako jeszcze jedno alternatywne rozwiązanie problemu zasobów energetycznych i konieczności inwestowania w sektor energii. Modernizacja sieci przesyłu i dystrybucji energii umożliwiłaby wzrost importu energii i zaniechanie znacznej części inwestycji w moc produkcyjną. Import energii z Rosji i Ukrainy jest z pewnością nie bardziej ryzykowny od importu surowców energetycznych z tych krajów i z Bliskiego Wschodu.

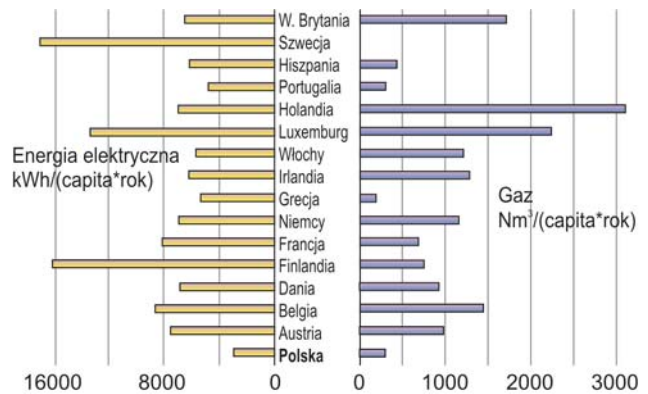
*Polska ma znaczące rezerwy węgla, które mogą uspić czujność polityków, zapewniając im fałszywe poczucie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Tymczasem dostępne zasoby węgla gwałtownie się wyczerpują, węgiel importowany będzie zmniejszał konkurencyjność krajowego wydobycia, a problemy związane z pochodzącą ze spalania węgla chmurą zanieczyszczeń nie znikną samoistnie. Polska musi już teraz szukać alternatywnych krajowych zasobów surowców energetycznych, na przykład inwestując w energię odnawialną, która pozwoli Polsce zachować bezpieczeństwo dostaw i nie odejść zbyt drastycznie od obecnego poziomu samowystarczalności w 88%. Energetyka jądrowa i wzrost mocy przesyłowych umożliwiających import energii nie rozwiążą problemu bezpieczeństwa energetycznego, ale mogą stać się alternatywą dla uzależnienia od węgla.*

## Przyszłe zapotrzebowanie na energię i stan polskiego sektora energetycznego

### Zapotrzebowanie na energię

Do roku 2030, kiedy PKB zbliży się do poziomu UE, zużycie energii elektrycznej w Polsce może wzrosnąć 2,5-krotnie w porównaniu ze stanem obecnym (por. rys. 5).

<sup>19)</sup> Fińskie przedsiębiorstwo energetyczne TVO podpisało kontrakt z konsorcjum Framatome ANP i Siemens na budowę EPR w Olkiluoto. Wartość kontraktu to 3 miliarda euro. Nowa elektrownia powinna działać z wydajnością netto na poziomie około 37%, a produkcja energii netto wyniesie około 1 600 MW. Urochomienie elektrowni jest planowane w 2009 r. (źródło: Modern Power Systems, August 2004)



Rys. 5. Roczne zużycie energii elektrycznej i gazu na osobę w 2001 r. (źródło: Enerdata 2001)

Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię, konieczne staną się inwestycje w nową moc wytwórczą. Różnica rzędu 100 TWh w zapotrzebowaniu rocznym wskazuje na konieczność zwiększenia mocy wytwórczych sektora o 20–25 GW, w zależności od przyjętych wskaźników obciążenia, które z kolei zależą od wykorzystanych technologii i kształtu krzywej zapotrzebowania podstawowego, szczytowego i pośredniego. Tak jak w przypadku zapotrzebowania na energię pierwotną, sukces lub niepowodzenie polityki zarządzania popytem ma poważne konsekwencje dla poziomu koniecznych inwestycji w moce wytwórcze (i odpowiadające im inwestycje w moce przesyłowe).

W porównaniu z zapotrzebowaniem szczytowym, polski sektor energetyczny nie ma mocy zainstalowanej. Obecnie odpowiada to marginesowi mocy szczytowej do mocy zainstalowanej w krajach dawnej 15 UE<sup>20)</sup> (por. komentarz do rys. 7). Jeśli ten problem nie zostanie rozwiązany, wzrost zapotrzebowania przewyższy znacząco krajową produkcję energii, co pociągnie za sobą szereg problemów dla gospodarki.

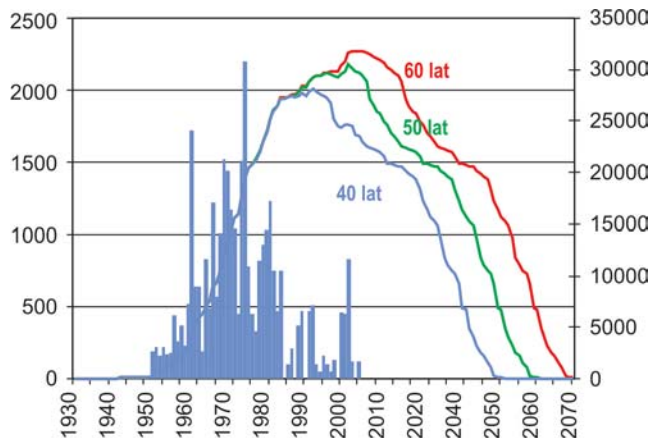
### Starzenie się sektora energetycznego

Moce wytwórcze polskiego sektora energetycznego starzeją się i wkrótce powinny zostać zastąpione przez nową generację (por. rys. 6). Większość obecnie działających elektrowni i elektrociepłowni, razem około 30 GW zainstalowanej mocy, będzie musiała zostać całkowicie odtworzona w ciągu nadchodzących 20–30 lat. Jak pokazuje rysunek 6, nowa moc produkcyjna dodana do istniejącej od połowy lat 80. utrzymuje się na tym samym poziomie w porównaniu z poprzednim 30-leciem.

Zasadniczym dla przyszłości sektora pytaniem jest: w jaki sposób moc produkcyjna zostanie odnowiona i z wykorzystaniem jakich technologii? Ponieważ okres żywotności majątku produkcyjnego wynosi co najmniej 30–40 lat, a w przypadku energetyki jądrowej może to być nawet 60 lat, poważne błędy, popełnione w okresie nadchodzących dziesięciu lat, będą trudne do naprawienia przed 2025 rokiem. Ponieważ majątek produkcyjny musi zostać odtworzony w znacznej części, pojawia się znakomita okazja przyjęcia najlepszych dostępnych technologii i zajęcia przez Polskę czołowego miejsca w zakresie efektywności energetycznej, dzięki nowoczesnemu i czystemu sektorowi energetycznemu.

Niedostateczny poziom inwestycji w ochronę środowiska był jednym z czynników, które powstrzymywały rozwój sektora energii odnawialnej w Polsce.

<sup>20)</sup> L'Énergie 1999/2000, Ministère Français de l'Économie



Rys. 6. Moc produkcyjna sektora energetycznego, MW

Wykres ilustruje historię budowy obecnie wykorzystywanych jednostek produkcyjnych (lewa strona). Przedstawia wszystkie elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i tylko część przemysłowych elektrociepłowni i ciepłowni miejskich. Trzy krzywe przedstawiające skumulowaną nominalną moc brutto (prawa strona) tych jednostek produkcyjnych zostały wytyczone z uwzględnieniem różnych okresów funkcjonowania mocy wytwórczych (40, 50 lub 60 lat). Okres funkcjonowania większości jednostek wyposażonych w systemy odsiarczania w latach 1995–2005 został wydłużony o 15 lat dzięki poważnym inwestycjom. Typowy okres działania dla elementów grubościennych dużych elektrowni (o mocy elektrycznej >100 MW), takich jak walczak, korpusy części wysokoprężnych turbin parowych, rurociągi wysokociśnieniowe, wynosi od 200 000 do 300 000 godzin, w zależności od stanu odkształcenia i zużycia metalu, który z kolei zależy od rodzaju prowadzonej pracy jednostki, metalu użytego w konstrukcji, warunków projektowych... Bez przeprowadzenia gruntownego remontu, który do tej pory nie został zrealizowany ani zaplanowany, z wyjątkiem niektórych elektrowni, np. *El. Turów* bloki 1–6, jednostki pracujące w podstawie obciążenia będą wyłączone z eksploatacji po czterdziestu latach (40 lat \* 5000 godz./rok = 200 000 godzin lub 40 lat \* 7000 godz./rok = 280 000 godzin).

Do 2010 roku, Polska zobowiązała się do osiągnięcia poziomu produkcji 7,5% energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii<sup>21)</sup>. Lista udanych projektów z zakresu energetyki odnawialnej w ostatnich 8–10 latach jest niezbyt długa, a większość produkowanej obecnie na poziomie 2,4% „zielonej” elektryczności pochodzi z dużych elektrowni wodnych<sup>22)</sup>. Polska może mieć trudności z osiągnięciem zaplanowanych celów polityki rządu bez dodatkowych zachęt i wsparcia dla bezpośrednich inwestycji zagranicznych, zwłaszcza w okresie do 2010 r.

Przyjmując pewne założenia co do potrzeb w zakresie wytwarzania energii, polityki w zakresie dostaw paliw i preferencji wytwórczych (np. odnawialne źródła energii, kogeneracja, energia nuklearna, gaz, import elektryczności) wpłyną na portfolio majątku wytwórczego. To z kolei wpływa na zapotrzebowanie na energię pierwotną ze strony sektora energetycznego.

### Efektywny sektor energetyczny oparty na kogeneracji

Jedną z godnych pochwały cech polskiego sektora energetycznego jest zakres kogeneracji. W przeciwieństwie do niektórych krajów UE, Polska posiada już dzisiaj duży udział kogeneracji w mocy produkcyjnej sektora, w postaci dużych elektrociepłowni połączonych z sieciami ciepłowniczymi miast. Elektrociepłownie te są opalane głównie węglem kamiennym, a ich wydajność przekracza 75% (por. tab. 2). Chociaż obecny system dystrybucji i zużycia końcowego nie jest tak wydajny, jak można by sobie tego życzyć, elektrociepłownie przyłączone do sieci ciepłowniczych to majątek, który należy

<sup>21)</sup> 2,4% w 2002, URE (2003)

<sup>22)</sup> Moc zainstalowana dużych elektrowni wodnych wynosi 705,3 MW (lub około 630 MW bez elektrowni szczytowo-pompowych), podczas gdy moc zainstalowana małych elektrowni wodnych wynosi 160 MW. Duże elektrownie wodne wyprodukowały w 2002 r. 3 903 GWh – cf. GUS (2003)

chronić, efektywnie wykorzystywać i ciągle rozwijać. Dyrektywa 2004/8/EC dotycząca promocji kogeneracji pomoże w osiągnięciu tych celów. W innych krajach UE małe elektrociepłownie wykorzystywane są głównie przez przemysł.

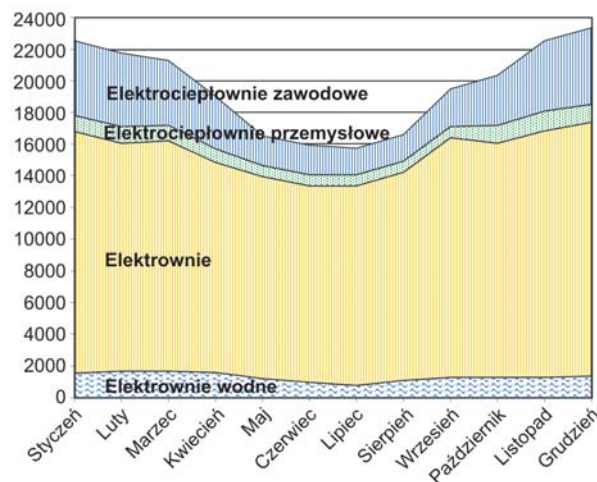
Tabela 2. Porównanie wydajności produkcji ciepła i energii, 2001 r. (źródło: EDF Polska, Warsztat Ochrony Środowiska)

	Elektrownie		Elektrociepłownie			Ciepłownie miejskie		Razem
	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Zawod.	Przemys.	Razem			
PJ wejście	512	601	303	132	435	24	1 572	
Straty	324	364	60	16	76	5	769	
PJe wyjście	182	221	69	17	86	0	489	
% całości	37,2%	45,2%	14,1%	3,5%	17,6%	0,0%	100,0%	
PJth wyjście	6	16	174	99	273	19	314	
Sprawność	37%	39%	80%	88%	83%	79%	51%	

Jak ukazuje tabela 2, elektrociepłownie produkują ok. 17,6% elektryczności. Pozwala to na zaoszczędzenie ponad 9 mln ton węgla w porównaniu z produkcją takiej samej ilości elektryczności i ciepła oddzielnie. Jednocześnie umożliwia to zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> o ok. 18 mln ton i emisji SO<sub>2</sub> o ok. 140 000 ton.

Trzeba również wziąć pod uwagę oszczędności kosztów inwestycji, jakie umożliwiają elektrociepłownie, zastępując elektrownie pracujące średnio po ok. 3000–4000 godz. rocznie, które byłyby potrzebne, gdyby nie było elektrociepłowni. Jak pokazuje rysunek 7, krzywa obciążenia zawodowych elektrociepłowni, nawet jeśli ich głównym zadaniem jest produkcja ciepła, doskonale pomaga wypełnić lukę w mocy między zapotrzebowaniem na elektryczność a produkcją z elektrowni wodnych, elektrowni i przemysłowych elektrociepłowni.

Wzrost zapotrzebowania na energię oznacza również potrzebę większej elastyczności w jej użytkowaniu i produkcji. Rozwój rozproszonych systemów CHP i średniej wielkości elektrociepłowni może przyczynić się do zmniejszenia zapotrzebowania na inwestycje w sektorze energetycznym i sektorze dystrybucji.



Rys. 7. Typowa polska krzywa obciążenia szczytowego, MW (źródło: ARE 2001)

Miesięczne obciążenie szczytowe dla przemysłowych, wodnych i wszystkich zawodowych elektrowni podaje ARE. Dodatkowy podział na elektrociepłownie i elektrownie został ustalony przez *EDF Polska*. Definiujemy margines mocy szczytowej jako: (moc zainstalowana – obciążenie szczytowe)/(moc zainstalowana). Należy zauważyć, że margines mocy szczytowej dla Polski w 2001 r. (wynoszący (34 642–23 324)/34 642, tj. 32,7%) sytuuje Polskę pomiędzy państwami, które już doświadczyły awarii (Włochy, z 24%) i tymi o wyższym stopniu bezpieczeństwa, jak Niemcy i Francja (odpowiednio 38% i 40%). Moc ta powinna być szczegółowo przeanalizowana w zależności od typu jednostek produkcyjnych – szczególnie energetyka wiatrowa charakteryzuje się zmienną gotowością produkcyjną. Zgodnie z naszymi danymi, wrażliwość mocy na zmiany temperatury zewnętrznej jest podobna w Polsce, Niemczech, W. Brytanii i Włoszech – Francja jest 4–5-krotnie mniej wrażliwa ze względu na duże wykorzystanie elektryczności do ogrzewania.

## Potrzeby inwestycyjne w sektorze produkcji skojarzonej

Chociaż sprawność obecnie eksploatowanych elektrociepłowni jest stosunkowo wysoka, można jeszcze ją zwiększyć w tym sektorze. Znaczącą poprawę sprawności istniejących sieci ciepłowniczych może przynieść izolowanie rur, co pozwoliłoby na zmniejszenie strat ciepła w zimie. W sezonie grzewczym synchronizacja w czasie produkcji ciepła i elektryczności przez elektrociepłownie prowadziłaby do dalszego podniesienia poziomu sprawności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Taka synchronizacja mogłaby mieć miejsce wtedy, gdy na przykład znajdują się sposoby magazynowania ciepła w ciągu dnia (kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wysokie) w sieci dystrybucyjnej oraz wyprowadzenia jej w ciągu nocy.

Kolejnym sposobem rozwoju produkcji istniejących elektrociepłowni w lecie byłoby wykorzystanie ciepła do produkcji zimnej wody poprzez pompy ciepła. Ograniczyłoby to zapotrzebowanie na elektryczność do celów klimatyzacji, które będzie wzrastać wraz z rozwojem sektora usług. Tego typu zmiany oznaczają możliwość wysokiego poziomu wykorzystania bardziej sprawnych elektrociepłowni przez cały rok. Polityka rządu może odegrać znaczącą rolę w ukierunkowaniu prac badawczo-rozwojowych na te zagadnienia i w podnoszeniu poziomu wiedzy społeczeństwa o potencjalnych korzyściach kogeneracji dla gospodarstw domowych, jak również płynących stąd korzyściach dla środowiska.

Sieci ciepłownicze powinny być modernizowane i rozbudowywane. Można jeszcze wiele zrobić dla wsparcia lokalnych sieci ciepłowniczych, potrzebna jest również polityka wsparcia rozwoju ciepłownictwa w małych miejscowościach. Nowe osiedla powinny być planowane z podłączeniem do miejskich bądź lokalnych sieci. Rozproszenie produkcji ciepła przez indywidualnych użytkowników decydujących się na własne ogrzewanie budynków mieszkalnych, choć istnieje możliwość podłączenia do ciepła sieciowego, może prowadzić do obniżenia sprawności całego systemu. W sytuacji utrzymywania się tego trendu pogarsza się ekonomika całego lokalnego systemu grzewczego, co odbija się zarówno na producentach ciepła, dystrybutorach i odbiorcach końcowych. Nowe bloki i osiedla powinny być przyłączane do sieci ciepłowniczej, a ten pożądany trend powinien być wspierany przez system zachęt kierowanych do właścicieli nieruchomości i deweloperów. Społeczne kampanie informacyjne podniosłyby poziom wiedzy deweloperów i klientów indywidualnych na temat korzyści, jakie daje kogeneracja. Gdyby zanieczyszczające powietrze stare kotłownie węglowe podłączone do miejskich systemów grzewczych zastąpić przez systemy kogeneracji opalane gazem lub biomasą, wygrana zostałaby duża batalia z niskimi źródłami emisji. Można zastąpić tego typu elektrociepłowniami kotłownie zużywające rocznie około 10–15 mln ton węgla. Jest to równoważne produkcji 15–20 TWh rocznie, przy bardzo dobrym wykorzystaniu energii pierwotnej. Pomimo iż moc, która może być wyprodukowana przez wspomniane elektrociepłownie o niskiej mocy cieplnej jest nieznaczna w porównaniu z ogólnym zapotrzebowaniem, produkcja ta powinna być brana pod uwagę ze względu na możliwość dokonania ulepszeń w zakresie ochrony środowiska oraz obszaru socjalnego.

Połączenie kogeneracji i wykorzystania biomasy pozwala na osiągnięcie jeszcze wyższego poziomu sprawności. Wykorzystanie 17 mln ton biomasy w rozproszonej kogeneracji pozwoliłoby na zastąpienie 10 mln ton węgla wykorzystywanego obecnie do produkcji tej samej ilości ciepła, tj. 16 TWh. Należy podkreślić, iż problemy z transportem biomasy byłyby zminimalizowane, gdyby biomasa była wykorzystywana w rozproszonych systemach grzewczych.

Podsumowując należy podkreślić, że ponad dwukrotny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu nadchodzących 30 lat (tj. z ok. 150 TWh do ponad 300 TWh w roku 2030), stawia Polskę przed koniecznością maksymalnego zwiększenia sprawności sektora energetycznego przez utrzymanie i dalszy rozwój kogeneracji. Ponieważ większa część obecnie zainstalowanej mocy produkcyjnej jest bardzo wiekowa (por. rys. 6), wyzwaniem będzie utrzymanie obecnego poziomu produkcji i jednocześnie dalsze zwiększenie udziału kogeneracji w wytwarzaniu energii. Należy również określić, jakie typy paliwa, poczynając od gazu (naturalnego, biogazu lub gazu syn) przez biomasę do węgla najlepiej odpowiadają różnym typom jednostek kogeneracyjnych. Rozwój standaryzowanych jednostek kogeneracyjnych najlepiej przystosowanych do polskich warunków z pewnością przyczyniłby się do obniżenia kosztów inwestycji i tworzenia nowych miejsc pracy. Urzeczywistnienie tych zamierzeń wymaga zapoczątkowania pracy nad takimi rozwiązaniami w sektorze badań i rozwoju, inżynieryjnym i budowlanym.

Autorzy polityki energetycznej powinni dokładnie przyjrzeć się problemowi zwiększenia sprawności istniejącego sektora kogeneracji i potrzebie budowy nowych elektrociepłowni, biorąc pod uwagę korzyści dla gospodarki narodowej i środowiska, a także korzyści końcowych odbiorców energii.

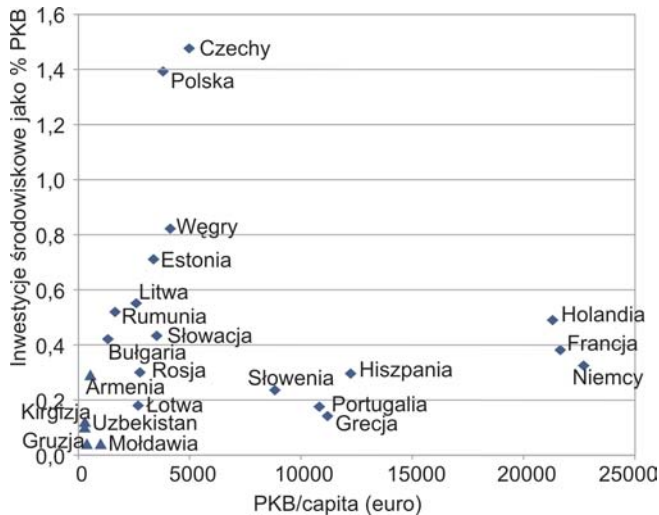
*Ponieważ 40% całkowitej energii pierwotnej jest zużywane przez sektor energetyczny, sprawność tego sektora ma decydujące znaczenie dla polskiego przemysłu energetycznego, zarówno w zakresie produkcji, dystrybucji, jak i zużycia energii elektrycznej. Polska charakteryzuje się jednakże dużym udziałem kogeneracji w produkcji energii, i polityka energetyczna powinna zmierzać do wprowadzania kogeneracji w miarę modernizacji starzejącego się przemysłu energetycznego.*

*Należy rozważyć trzy istotne działania wspierające inwestycje w kogenerację: a) poprawienie sprawności istniejących sieci i ich modernizacja poprzez, np. izolowanie rur; b) rozwój małych i średnich lokalnych elektrociepłowni opalanych gazem lub biomasą, które zastąpią kotłownie węglowe, przyczyniające się w dużym stopniu do zanieczyszczenia powietrza; c) zwiększenie stopnia wykorzystania obecnie istniejących dużych elektrociepłowni (woda do celów grzewczych, klimatyzacja, magazynowanie energii) i zwiększanie liczby budynków przyłączonych do sieci poprzez planowanie przyłączeń nowych osiedli mieszkaniowych.*

*Większość istniejących obecnie elektrowni musi być zmodernizowana w ciągu nadchodzących 20–30 lat. Stwarza to doskonałą okazję odejścia od tradycyjnego modelu produkcji opartego prawie wyłącznie na węglu w kierunku bardziej zróżnicowanych źródeł energii.*

## Wyzwania związane z ochroną środowiska

Jedną z negatywnych stron uzależnienia od węgla jest zanieczyszczenie powietrza pochodzące z procesu jego spalania oraz towarzyszące mu koszty społeczne i koszty dla środowiska. Polska jest największym emitentem  $SO_x$  w Europie. Na początku lat 80. emisje  $SO_x$  sięgały średnio 4 mln ton rocznie, przekształcając Śląsk w jedno z najbardziej zanieczyszczonych miejsc na świecie. Od tego czasu poczyniono ogromny postęp w ograniczaniu tych emisji kosztem blisko 8 mld euro (por. rys. 8).

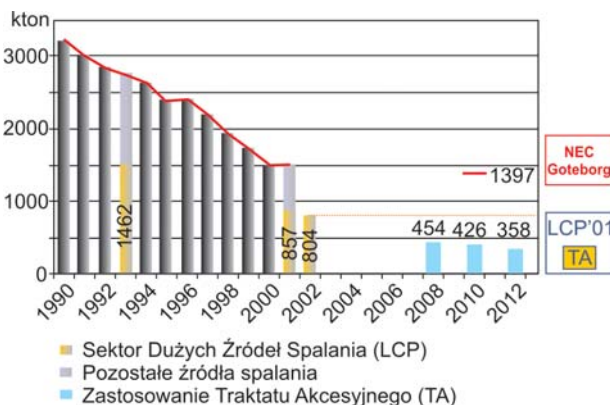


Rys. 8. Wydatki na ograniczanie emisji w Dużych Źródłach Spalania (źródło: OECD<sup>23)</sup>)

W latach 90. i wczesnych latach 2000 Polska i Czechy przeznaczyły ogromną część swojego PKB na ochronę środowiska. Należy podkreślić, że te kraje, o PKB wielkości 1 PKB Niemiec, Francji lub Holandii, wydatki na cele związane z ochroną środowiska trzy i półkrotnie więcej...

Pomimo tego postępu UE podniosła poprzeczkę wprowadzając w roku 2001 dyrektywę LCP24 i NEC25. Zobowiązania przyjęte przez Polskę w ramach Traktatu Akcesyjnego (TA) w odniesieniu do dużych źródeł spalania (LCP) są bardzo poważnym obciążeniem. Emisje SO<sub>x</sub> z elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni miejskich o mocy powyżej 50 MW muszą zostać obniżone z poziomu ok. 860 000 ton rocznie w roku 2001 do poziomu 454 000 ton w 2008 r. i 358 000 ton w 2012 r. (por. rys. 9).

Koszt ograniczenia emisji SO<sub>x</sub> i NO<sub>x</sub> pochodzących z tego sektora ocenia się na ponad 10 mld euro do roku 2015. Od 2001 roku sektor energetyczny wspólnie z Ministerstwem Środowiska poszukuje najlepszego rozwiązania, pozwalającego na obniżenie kosztów redukcji emisji poprzez wprowadzenie Krajowego Planu Redukcji Emisji (KPRE) i systemu handlu emisjami dla SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, a nawet pyłów.



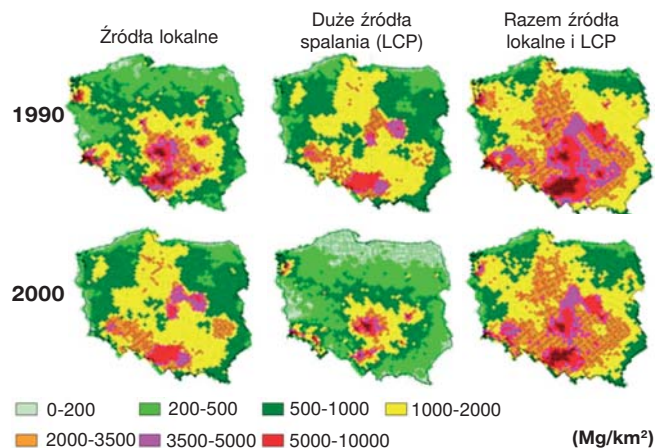
Rys. 9. Historyczne dane dotyczące emisji SO<sub>x</sub> w Polsce i cele wyznaczone przez Dyrektywę LCP i NEC

<sup>23)</sup> Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju  
<sup>24)</sup> Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from Large Combustion Plants (LCP)  
<sup>25)</sup> Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on National Emission Ceilings (NEC) for certain atmospheric pollutants

Skupienie się tylko na wypełnieniu przez Polskę zobowiązań Traktatu Akcesyjnego nie musi doprowadzić do zminimalizowania kosztów redukcji emisji SO<sub>x</sub>, nawet w przypadku zastosowania rynkowego narzędzia regulacyjnego, jakim jest handel emisjami. Wkrótce po przetłomowych pod względem ograniczenia emisji SO<sub>x</sub> latach 2008 i 2010, znaczna część instalacji wytwórczych będzie musiała być zmodernizowana. Jako że pozostała żywotność zakładów, które mają być zlikwidowane jest krótsza niż czas wymagany, aby poniesione koszty inwestycyjne mogły się zwrócić, lepszym rozwiązaniem byłoby zastąpienie tych starych zakładów (o mocy ok. 10 GW) nowymi dopiero wtedy, gdy osiągną wiek pozwalający na ich likwidację, jak uzgodniono w trakcie negocjowania Traktatu Akcesyjnego. Oznacza to pozwolenie na ich działanie do ok. 2015–2020 i pogodzenie się z emisjami SO<sub>x</sub> na poziomie około 200 000 ton rocznie powyżej poziomu określonego w Traktacie Akcesyjnym (por. rys. 9). Nie ma wątpliwości, że stały spadek emisji SO<sub>x</sub> będzie miał miejsce w okresie likwidacji przestarzałych zakładów. Emisje zostaną zredukowane z poziomu ok. 900 000 ton SO<sub>x</sub> w 2000 r. do ok. 300 000–400 000 ton w 2020 r. Zostanie opracowany kolejny dokument poświęcony tej problematyce.

Zobowiązania nałożone na duże źródła spalania powinny być rozpatrzone w kontekście stanowiska Polski w sprawie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> i poprawy sprawności energetycznej, gdyż pomiędzy emisjami SO<sub>x</sub> i CO<sub>2</sub> zachodzi ścisły związek. Gdyby polityka energetyczna skupiła się na ograniczeniu zapotrzebowania na energię i wdrożeniu technologii ograniczających emisję CO<sub>2</sub> (wykorzystanie kogeneracji, odnawialnych źródeł energii, nadkrytycznych technologii czystego węgla, energii nuklearnej, a później na wyodrębnianiu pierwiastka węgla), które bezpośrednio zastąpiłyby produkcję ciepła i energii elektrycznej z emitujących SO<sub>x</sub> elektrowni, oznaczałoby to nie tylko postęp w kierunku wdrożenia Dyrektywy LCP, ale również powiększenie nadwyżki kredytów węglowych, którymi dysponuje Polska. Uzyskane w ten sposób środki mogłyby ponownie zostać skierowane do sektora energetycznego w postaci inwestycji.

Rysunek 9 ilustruje wielkość emisji z lokalnych źródeł spalania, a rysunek 10 wielkość emisji z tych źródeł na tle emisji z dużych źródeł spalania. Emisje lokalne przewyższają emisje z dużych źródeł spalania.



Rys. 10. Opady SO<sub>2</sub> w Polsce, 1990 i 2000 (źródło: PSE<sup>26)</sup> i Instytut Ochrony Środowiska)

Wykres przedstawia opady SO<sub>2</sub> w Polsce według źródeł pochodzenia dla lat 1990 i 2000 – w podziale na lokalne źródła i duże źródła spalania (LCP). Obniżenie o połowę emisji z dużych źródeł spalania do 2008 roku zgodnie z obowiązującymi wytycznymi wymaga zainwestowania około 10 mld euro.

<sup>26)</sup> Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Ograniczenie emisji z dużych elektrowni nie spowoduje ogólnego spadku poziomu zanieczyszczeń, jeśli jednocześnie nie zostanie ograniczona emisja z lokalnych źródeł. Można to osiągnąć poprzez zastosowanie szeregu rozwiązań polityki energetycznej, promocję rozwoju lokalnych systemów grzewczych, które zastąpią indywidualne ogrzewanie budynków mieszkalnych węglem i innymi paliwami stanowiącymi źródło zanieczyszczeń, jak np. olej opałowy. Jak wspomniano już, w miejscowościach wyposażonych w sieci ciepłownicze kotłownie opalane węglem mogłyby zostać zastąpione ciepłowniami zasilanymi gazem lub spalającymi biomasę. Wsparcie dla produkcji pelet i innych typów paliwa z biomasy byłoby bodźcem wspierającym przekształcenia we właściwym kierunku. Wsparcie dla zmiany paliwa pozwoli na ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów.

Do dodatkowych korzyści można zaliczyć rozwój upraw energetycznych i powstanie nowych miejsc pracy w obszarach wiejskich. Chcąc zrealizować ten cel, wszystkie te źródła powinny zostać włączone do systemu handlu emisjami (ETS), nie tylko na rynku CO<sub>2</sub> UE, ale także na przyszły polski rynek tradycyjnych zanieczyszczeń (SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> i pyły). Tak więc instalacjom tym powinny zostać przyznane pozwolenia na emisje, w sposób bezpośredni na rynku emisjami lub poprzez np. wspólne wdrożenie (ang. Joint Implementation). Powołanie następnie Oficjalnej Agencji Akredytowanej będzie konieczne do monitorowania oraz obliczania redukcji emisji zrealizowanych we wspomnianych źródłach lokalnych i w ramach rynku emisjami.

*Ze względu na strukturę sektora energetycznego Polska jest największym emitorem SO<sub>x</sub> w Europie. Sytuację pogarszają emisje z lokalnych źródeł, których łączny wolumen przewyższa emisje z dużych źródeł spalania. Połączenie zobowiązań wynikających z Dyrektywy LCP i zobowiązań przyjętych przez Polskę w Traktacie Akcesyjnym stwarza obciążenie nie do udźwignięcia przez polski sektor energetyczny, mimo że ma on duże osiągnięcia w ograniczaniu zanieczyszczeń. W związku z koniecznością zastąpienia większości mocy produkcyjnych nowymi w nadchodzącym dziesięcioleciu, niemożliwe byłoby zamortyzowanie kosztów poniesionych na dostosowanie sektora do Dyrektywy LCP. Najlepszym możliwym rozwiązaniem byłoby umożliwienie starym elektrowniom działania po 2012 roku i zastępowania ich zgodnie z planem w miarę zmniejszania się ich żywotności. Wprowadzanie technologii sprzyjających niskim emisjom CO<sub>2</sub> przyczyni się również do obniżenia emisji SO<sub>x</sub>, a przy tym zwiększy nadwyżkę CO<sub>2</sub>, jaką dysponuje Polska.*

## Wyzwania społeczne

Według scenariusza EETT 2030 za 25 lat zużycie energii w sektorach mieszkalnictwa i usług w Polsce może osiągnąć poziom innych krajów europejskich. Jednym z problemów związanych ze wzrostem zapotrzebowania będzie wzrost cen energii. Dopuszczenie do gwałtownego wzrostu cen energii i ciepła będzie prowadziło do dalszego rozwarstwienia społeczeństwa w kraju, w którym wiele osób osiąga dochody stanowiące ułamek średniej dochodów mieszkańców innych krajów UE. Miałoby to poważne polityczne konsekwencje. Jeśli wierzymy w to, że równowaga społeczna nakazuje zapewnienie ludziom ubogim możliwości korzystania z energii i ciepła, mechanizmy rynkowe mogą okazać się niewystarczające do kontrolowania podaży i popytu w sektorze energii.

Energia jest czymś więcej niż usługą czy produktem. Jest także podstawowym warunkiem przetrwania, do którego prawo mają wszyscy ludzie. Koszt energii dla końcowego odbiorcy jest równie ważny dla społecznej polityki państwa, jak koszt energii dla przemysłu w planowaniu strategii gospodarczej.

	Odbiorca przemysłowy (USD/kWh)	Gospodarstwo domowe (USD/kWh)
<b>Polska</b>	<b>0,045</b>	<b>0,17</b>
Japonia	0,143	0,148
Niemcy	0,141	0,138
Portugalia	0,066	0,2
Słowacja	0,043	0,209
Szwecja	...	...
Wielka Brytania	0,048	0,108
OECD Europa	0,052	0,134
OECD	0,047	0,107
Cena w Polsce/OECD Europa, %	71	115
Cena w Polsce/OECD, %	79	144

Rys. 11. Porównanie cen elektryczności w UE-15 i w OECD, 2001

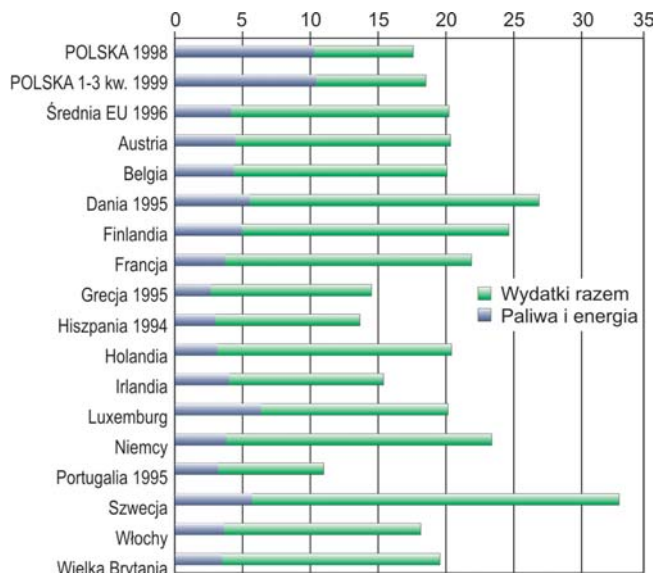
Koszt energii i ogrzewania dla odbiorców indywidualnych jest wyższy w Polsce niż średnio w Europie. W Polsce 10,4% dochodów gospodarstwa domowego jest przeznaczana na energię (opał, prąd i ogrzewanie), podczas gdy w krajach dawnej piętnastki tylko ok. 3% (por. rys. 12). Cena detaliczna energii w Polsce w relacji do dochodów gospodarstwa domowego przewyższa średnią cenę energii w UE o 15% wg parytetu siły nabywczej<sup>27)</sup>. Poniżej przedstawiamy różnicę w kosztach energii dla wybranych krajów UE w porównaniu ze średnią dla OECD.

Według standardów zachodnich, większość polskiego społeczeństwa cierpi na ubóstwo energetyczne, zdefiniowane jako zbyt wysoki udział wydatków na ogrzewanie i energię w wydatkach na utrzymanie gospodarstwa domowego<sup>28)</sup>. Rozwarstwienie dochodów w Polsce pogłębiło się w latach 90., podobnie jak w innych krajach przechodzących transformację. Toteż szybszy niż wzrost dochodów wzrost cen energii miałby negatywne skutki dla większości społeczeństwa.

Rozwiązaniem tego problemu może okazać się ograniczenie zużycia energii na poziomie indywidualnych gospodarstw domowych poprzez jej lepsze i bardziej efektywne wykorzystanie. W dłuższym okresie, najbardziej efektywnym narzędziem prowadzącym do czystego i sprawnego sektora energetycznego, i wspierającym rozwój nowych technologii może okazać się edukacja. Przyszli wyedukowani konsumenci będą dokonywać właściwych wyborów, preferując czystą energię i urządzenia domowe zużywające mało energii. Będą również dążyć do ograniczenia nadmiernej konsumpcji energii. Pośrednim skutkiem wprowadzenia programów edukacyjnych w tym obszarze będzie rozwój badań nad energią i wzrost liczby naukowców zajmujących się tą problematyką. Społeczne kampanie informacyjne powinny adresować swoje przesłanie dotyczące oszczędzania energii do osób znajdujących się poza systemem szkolnictwa, co pomoże w wypełnieniu luki generacyjnej w tej dziedzinie. Zgodnie z zasadą zaangażowania społeczeństwa, długookresowa i jasno określona polityka edukacyjna w zakresie efektywności wykorzystania energii mogłaby okazać się jedną z inwestycji o najwyższym stopie zwrotu, jakie rząd może podjąć w tym obszarze.

<sup>27)</sup> OECD/IEA

<sup>28)</sup> W Wielkiej Brytanii ubóstwo energetyczne (ang. fuel poverty) określa się jako wydatki na energię powyżej 10% budżetu gospodarstwa domowego



Rys. 12. Udział (%) wydatków gospodarstw domowych na czynsz i energię w Polsce i w krajach UE-15 w 1996 r.

(Źródło: Założenia polityki energetycznej państwa do 2020 r.)

Wykres ilustruje udział wydatków na czynsz, opał i prąd w budżetach gospodarstw domowych w Polsce i w UE w roku 1996.

Odchodzenie od węgla jako głównego surowca energetycznego będzie prowadziło do dalszego wzrostu bezrobocia i koncentracji ubóstwa w górniczych społecznościach. Z drugiej jednak strony, polityka wspierania rozwoju energetyki odnawialnej stworzy nowe miejsca pracy, związane z produkcją upraw energetycznych i rozwojem usług na obszarach wiejskich.

Technologie energetyki odnawialnej, z wyjątkiem energetyki wiatrowej, która tworzy głównie tymczasowe miejsca pracy, potrzebują większej ilości rąk do pracy niż energetyka tradycyjna. Zgodnie z szacunkami, osiągnięcie przez Polskę do roku 2010 7,5% udziału energii odnawialnej w ogóle produkowanej energii pozwoli na stworzenie dodatkowych 30 000 miejsc pracy w sektorze energetyki odnawialnej<sup>29)</sup>.

Podczas gdy zmiany w każdym przemyśle czasami oznaczają utratę miejsc pracy, rozwój energetyki odnawialnej i wdrożenie nowych technologii w sektorze energii doprowadzi do powstania kolejnych nowych miejsc pracy. Równocześnie szkolenia mogą zarówno ułatwić odejście od pracy w kopalni do innych zawodów, jak i wspomóc rozwój obszarów zagrożonych wykluczeniem społecznym.

*Wzrost zużycia energii i rozwój technologii przyjaznych środowisku w dziedzinie produkcji i dystrybucji energii doprowadzi do wzrostu cen energii. Jednakże polskie rodziny wydają już nieproporcjonalnie dużo na opał i elektryczność. Istnieje niebezpieczeństwo, że sytuacja się pogorszy, jeśli pozwolimy, by działały wyłącznie prawa rynku. Główne społeczne wyzwania polityki energetycznej to nadmierny wzrost kosztów energii w stosunku do dochodów indywidualnych konsumentów, wzrost bezrobocia oraz społeczne koszty modernizacji sektora energetycznego i odejścia od wykorzystania węgla w produkcji energii, a także konieczność podjęcia działań w zakresie edukacji społeczeństwa na temat właściwego użytkowania energii, kosztów energii i efektywności wykorzystania energii.*

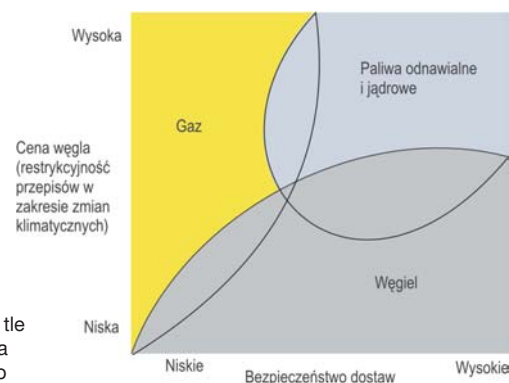
<sup>29)</sup> The Impact of Structural Changes in the Energy Sector of CEE Countries on the Creation of Sustainable Energy Path, CEU, 2003

*Niektóre rozwiązania tych problemów przyniesie rozwój energetyki odnawialnej, który pozwoli na stworzenie w Polsce do 2010 r. około 30 000 miejsc pracy, przy założeniu, że osiągnięty zostanie poziom 7,5% udziału zielonej energii w energii produkowanej w Polsce. Inne działania, które powinny zostać uwzględnione w polityce energetycznej to edukacja konsumentów i wsparcie dla badań i rozwoju. W realizację tych zadań powinny zostać włączone szkoły i uniwersytety, opracowując programy edukacyjne wspierające cele zrównoważonego rozwoju.*

## Wizja przyszłej polityki energetycznej

### Założenia ogólne

Zużycie surowców energetycznych jest funkcją zapotrzebowania na energię i typu technologii wykorzystywanych do zaspokojenia tego zapotrzebowania. Główne pytania dotyczące wyboru surowców energetycznych w długim okresie wiążą się z bezpieczeństwem energetycznym i ryzykiem dla środowiska. Te dwa czynniki wzajemnie oddziałują, tworząc preferencje dotyczące surowców energetycznych, co pokazuje rysunek 13.



Rys. 13. Cena węgla na tle bezpieczeństwa energetycznego

Jeśli zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw są niewielkie, a ceny węgla niskie, występuje skłonność do wykorzystania gazu lub węgla, a w Polsce – szczególnie węgla. W miarę zaostrzania się regulacji dotyczących zmian klimatycznych wzrastać będzie skłonność do wyboru gazu kosztem węgla. Gaz jest droższy od paliw stałych, ale nie wymaga środków transportu, takich jak ciężarówka czy pociąg, co podkreśla jego walory przyjazne środowisku (obniżenie poziomu  $SO_x$ , pyłów i  $CO_2$  oraz obniżenie hałasu). Jeśli ceny węgla i obawy o bezpieczeństwo dostaw wzrastają, wybór pada na odnawialne źródła energii i energię jądrową. W każdym przypadku rządy muszą dążyć do ograniczenia zużycia i konserwacji energii. Z ekonomicznego punktu widzenia, oszczędzanie energii przynosi wyższe korzyści niż inne formy produkcji energii, ale niewiele rządów ma odwagę, by konsekwentnie do tego dążyć.

Zważywszy, że w 2030 r. będzie możliwe pokrycie zapotrzebowania na energię ze źródeł odnawialnych w 10–15%, pojawia się pytanie, jak zaspokoić pozostałe 85–90% zapotrzebowania na energię.

Pośród innych surowców energetycznych w Polsce pierwszy wybór pada na węgiel. Węgiel jest surowcem krajowym, lecz – jak wspominaliśmy – wyczerpanie zasobów węgla zmusi Polskę do szukania alternatywnych paliw, takich jak węgiel z importu, importowany gaz, energia nuklearna lub po prostu importowana energia elektryczna.

Gdyby podjęto decyzję o wykorzystaniu importowanego węgla, nowe elektrownie powinny powstać na północy Polski, bliżej wybrzeża Bałtyku, co pozwoli na rozwiązanie problemów z transportem wewnętrznym. Lokalizacja elektrowni na Śląsku jest sensownym rozwiązaniem dzisiaj, gdy działają kopalnie. Z drugiej strony, biorąc pod uwagę problemy z rosnącymi emisjami CO<sub>2</sub> i konieczność dostosowania się do przyjętych międzynarodowych zobowiązań w tym zakresie, wykorzystanie głównie węgla mogłoby zostać utrzymane tylko w przypadku zastosowania technologii czystego węgla, takich jak jednostki pracujące na parametrach nadkrytycznych, a w przyszłości być może metod wychwytywania i wydzielania emisji CO<sub>2</sub>. Rozwój takich technologii wymaga już obecnie wsparcia badań i rozwoju w tym obszarze.

Ponieważ gaz ziemny wykorzystywany w Polsce jest głównie importowany, w związku z dużym zapotrzebowaniem na świecie, będzie on coraz droższy. W przeciwieństwie do prognoz zawartych w scenariuszach Odniesienia i EETT 2030 nie wydaje się, by gaz mógł być alternatywą dla węgla w produkcji energii. Dlatego też należy rozważyć opcję nuklearną, która pozwoli na zaspokojenie części zapotrzebowania na energię.

Import energii może odegrać kluczową rolę w zaspokojeniu niedoboru energii przy zapotrzebowaniu przewyższającym produkcję krajową i może nawet zastąpić długoterminowo niewystarczające moce produkcyjne. Toteż import energii powinien zostać starannie rozważony jako jedna z alternatyw w trakcie opracowania polityki energetycznej.

### Przyszłe źródła energii

*Wstępne uwagi na temat scenariuszy Odniesienia i EETT 2030.* Analiza scenariusza Odniesienia i EETT 2030 nasuwa pewne uwagi.

Scenariusz Odniesienia przyjmuje utrzymanie zależności od węgla, w połączeniu z dramatycznym wzrostem zużycia gazu (importowanego i krajowego). Jednakże sądzimy, że wzrost ten raczej nie nastąpi, biorąc pod uwagę obecne gospodarcze i geopolityczne uwarunkowania. Trudno też zrozumieć, w jaki sposób zostałyby osiągnięty tak wielki postęp w produkcji elektryczności ze źródeł rozproszonych (16,5% do 2020 r.). Jednocześnie przyszłe zapotrzebowanie na energię zostało przyjęte na minimalnym poziomie. Ponadto, wysoki poziom ograniczenia energochłonności przewidywany do 2020 r. wydaje się nierealistyczny w świetle obecnie przyjętej polityki.

W odniesieniu do EETT 2030 (tzw. scenariusza WBZ-0), dane za 2000 r. zostały trochę zmodyfikowane, by odpowiadały danym historycznym (por. Załącznik). Wysoki poziom produkcji elektryczności z kogeneracji (46% elektryczności wyprodukowanej przez CHP w roku 2000!) i wysoki poziom zainstalowanej mocy produkcyjnej w 2030 r. (99 GW) są dla nas niespodzianką i powinny być przedyskutowane z autorami tego scenariusza.

Ponadto skorygowaliśmy podany zbyt niski poziom emisji CO<sub>2</sub> w 2000 r. tak, aby odpowiadał danym historycznym. Scenariusz WBZ-0 opiera się również na wykorzystaniu paliw stałych, zwłaszcza węgla kamiennego, z założeniem spadku zużycia węgla brunatnego (co raczej nie nastąpi, biorąc pod uwagę polskie złoża i niski koszt ich wydobywania, oczywiście jeśli nowe technologie pozwolą na ograniczenie kosztów węgla brunatnego dla środowiska) i nierealistycznym wzrostem zużycia gazu.

Warto podkreślić, że w obu scenariuszach energia odnawialna stanowić będzie ważny wkład w produkcję elektryczności (9% w 2030 roku).

Biorąc pod uwagę wymienione zastrzeżenia, poniżej proponujemy 4 wersje oparte na scenariuszu WBZ-0, przyjmując 4 różne kombinacje źródeł energii pierwotnej, pozwalające na produkcję energii elektrycznej na poziomie planowanym w scenariuszu WBZ-0. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii pozostanie na takim poziomie, jak proponowane w WBZ-0, chociaż biorąc pod uwagę dzisiejsze polityki i instrumenty ich wdrażania, jest to ambitne założenie.

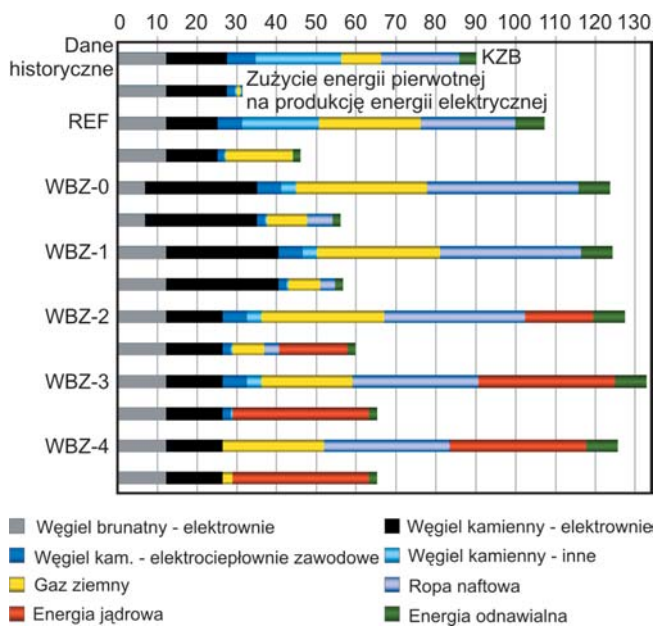
**WBZ-1** – przyjmuje, że wykorzystanie węgla brunatnego w okresie do 2030 r. pozostanie na poziomie z 2000 r., przy dodatkowej produkcji energii elektrycznej związanej z lepszą sprawnością. W porównaniu z WBZ-0, maleje produkcja energii z gazu i oleju opałowego.

**WBZ-2** – jak WBZ-1, z tym, że 69,6 TWh produkowane w WBZ-1 do 2030 r. z węgla kamiennego będzie pochodziło w WBZ-2 z energii nuklearnej<sup>30</sup>.

**WBZ-3** – jak w WBZ-2, z tym, że 69,6 TWh produkowane w WBZ-2 do 2030 z gazu i ropy naftowej będzie pochodziło w WBZ-3 z energii nuklearnej.

**WBZ-4** – jak w WBZ-3, z tym, że 25,3 TWh pochodzące w WBZ-3 z zawodowych elektrociepłowni opartych na węglu będzie pochodziło w WBZ-4 z gazu.

Wyniki tych symulacji<sup>31</sup> różnych wariantów wykorzystania surowców energetycznych do zaspokojenia krajowego zapotrzebowania brutto i zapotrzebowania na energię zostały przedstawione na rysunku 14, a w odniesieniu do rodzajów środków produkcji i uzależnienia od energii są przedstawione w tabeli 3. Szczegółowe dane są przedstawione w Załączniku.



Rys. 14. Historyczne dane za 2000 r. i prognozy zapotrzebowania na energię pierwotną do 2030 dla scenariuszy Odniesienia i WBZ-0 do WBZ-4 (Mtoe)

Wykres ilustruje różne scenariusze i warianty zużycia energii pierwotnej w Polsce dla historycznych danych z 2000 r. oraz dla całkowitego zapotrzebowania krajowego i produkcji elektryczności. Nasze warianty (WBZ-1 do WBZ-4) proponują kilka różnych połączeń energii pierwotnej pozwalających na zaspokojenie zapotrzebowania na tym samym poziomie, co w scenariuszu EETT 2030 (tzw. WBZ-0). Zmiany proponowane między WBZ-0 a WBZ-4 pozwalają na zmniejszanie emisji CO<sub>2</sub> i zmniejszanie zależności od paliw pochodzących spoza UE (większe wykorzystanie zasobów krajowych, rozwój energetyki nuklearnej ...).

<sup>30</sup> Przyjmujemy, że 69,6 TWh będzie produkowane przez sześć reaktorów EPR, każdy o mocy 1 600 MW, pracujący 7250 godzin rocznie

<sup>31</sup> Dane dotyczące scenariuszy i ich wariantów pochodzą z modelu liczbowego opracowanego przez warsztat ochrony środowiska EDF Polska

Tabela 3. Historyczne dane za 2000 r. i prognozy do 2030 r. dotyczące produkcji elektryczności (TWh/rok) oraz samowystarczalność energetyczna dla dwóch scenariuszy i czterech wariantów

	Dane						
	historyczne	REF	WBZ-0	WBZ-1	WBZ-2	WBZ-3	WBZ-4
	2000	2030	2030	2030	2030	2030	2030
Energia odnawialna, w tym:	2,7	26,2	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0
- Elektrownie wiatrowe i wodne	2,1	N.A.	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
- Biomasa i spalanie śmieci*	0,5	N.A.	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
EC zawodowe (węgiel lub gaz)	25,3	20,4	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
EL - węgiel kamienny	63,0	61,8	141,6	141,6	72,0	72,0	72,0
EL - węgiel brunatny	49,3	47,6	34,1	61,7	61,7	61,7	61,7
EL - gaz i ropa naftowa	2,9	106,0	97,1	69,6	69,6	0,0	0,0
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	69,6	139,2	139,2
	143,2	261,9	327,2	327,2	327,2	327,2	327,2
Niezależność energetyczna	88%	46%	36%	41%	53%	64%	67%

\* Zarówno jako współspalanie w elektrowniach i/lub w elektrociepłowniach lub zużywane w mniejszych elektrociepłowniach, które powinny być rozwijane zastępując węglowe kotły wodne,

Obliczenia dotyczące energetycznej samowystarczalności Polski w 2030 r. zakładają że węgiel brunatny, odnawialne źródła energii, 50 Mt węgla kamiennego i 3,5 mld m<sup>3</sup> gazu będzie produkowane w Polsce. Paliwo jądrowe jest dostarczane z innych krajów UE.

Poszerzenie zakresu analizy wymagałoby określenia dodatkowych wariantów, z wykorzystaniem innych liczb dotyczących sprawności energetycznej i z uwzględnieniem innych możliwych polityk energetycznych.

### Ocena potrzeb inwestycyjnych

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną ze 140 TWh w 2000 roku do więcej niż 327 TWh w roku 2030 będzie wymagał zwiększenia mocy produkcyjnych brutto z dzisiejszych 34 GW do około 60–80 GW – poprzez rozbudowę istniejących lokalizacji i budowę nowych. Przebudowa lub wymiana większości z istniejących 34 GW jednostek produkcyjnych, łącznie z nowymi jednostkami o mocy 30–50 GW, które zostaną zbudowane będzie się wiązała z inwestycjami rzędu 50–70 mld euro.

Wraz ze wzrostem produkcji elektryczności przez rozproszone źródła energii, które obejmują zarówno energetykę odnawialną, jak i jednostki o mocy poniżej 10 MW zasilane gazem lub węglem, wzrosną obciążenia systemu dystrybucji i przesyłu energii. Inwestycje w zakresie sieci przesyłowej i połączeń z sąsiednimi systemami będą wprawdzie obowiązkiem PSE i innych dystrybutorów, ale niedoinwestowanie systemu przesyłowego mogłoby prowadzić do problemów, jakie były udziałem innych krajów, np. USA. Według IEA<sup>32)</sup> potrzeby inwestycyjne w zakresie przesyłu energii w Polsce są równie wielkie, jak potrzeby inwestycyjne w zakresie produkcji energii, i w ciągu najbliższych 25 lat osiągną poziom 60 mld euro (średnio blisko 2,5 mld euro rocznie).

Tabela 4 przedstawia prognozy dotyczące poziomu zainstalowanej mocy niezbędnej do wygenerowania energii elektrycznej zgodnie z założeniami scenariuszy odniesienia i WBZ-0, a także ich wariantów, które przedstawiliśmy powyżej. Jednocześnie przedstawia poziom łącznej nowej lub zmodernizowanej mocy wytwórczej wraz z oceną poziomu niezbędnych inwestycji kapitałowych.

Zachęcenie inwestorów, by wyłożyli środki tego rządu jest wyzwaniem dla polityków. Inwestorzy muszą wiedzieć, w jakim kierunku będzie zmierzał rynek energii i powinni być przekonani, że rząd będzie utrzymywał ten kierunek bez zmian.

<sup>32)</sup> Międzynarodowa Agencja Energii

Rząd musi znaleźć równowagę między potrzebą wskazywania pewnych kierunków rozwoju rynku i pozostawieniem przestrzeni do działania jego aktorów. Jeśli ręka państwa okaże się zbyt ciężka, innowacyjność, podejmowanie ryzyka, przedsiębiorczość, umiejętność zarządzania i przywództwo zostaną ograniczone, a inwestycje odpłyną.

Tabela 4. Prognozy dotyczące poziomu zainstalowanej mocy elektrycznej i ocena poziomu związanych z tym inwestycji kapitałowych

Moc zainstalowana (GW)	2000	2030
REF	B.D.	B.D.
WBZ-0	33,1	99,1
WBZ-1	33,1	74,3
WBZ-2	33,1	71,5
WBZ-3	33,1	71,5
WBZ-4	33,1	68,9
Inwestycje (mld euro)	2000	2030
REF	B.D.	B.D.
WBZ-0	B.D.	B.D.
WBZ-1	0	54
WBZ-2	0	56
WBZ-3	0	65
WBZ-4	0	61
Moc zainstalowana na mieszkańca (We/capita)	2000	2030
REF	B.D.	B.D.
WBZ-0	856	2 706
WBZ-1	856	2 030
WBZ-2	856	1 952
WBZ-3	856	1 952
WBZ-4	856	1 882
Francja	1 897	2 628
Niemcy	1 474	2 039
Wielka Brytania	1 327	2 514
Włochy	1 192	1 822
Hiszpania	1 233	2 818
Dania	2 464	3 087

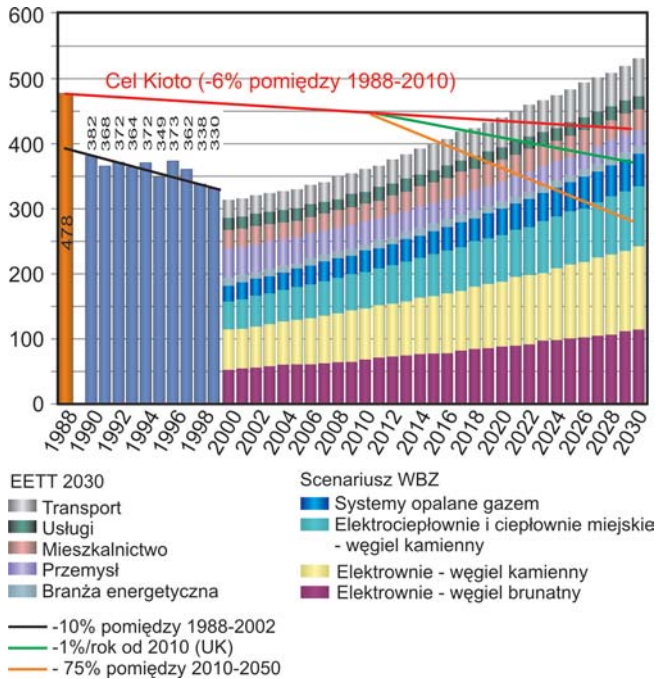
Scenariusz Odniesienia nie odnosi się do mocy zainstalowanej i odpowiadającego jej poziomu inwestycji kapitałowych. Również scenariusz EETT 2030 (WBZ-0) nie precyzuje poziomu inwestycji kapitałowych koniecznych do uzyskania 99,1 GW zainstalowanej mocy elektrycznej. Dla istniejących mocy produkcyjnych przyjęto okres eksploatacji rzędu 40 lat. W rezultacie, jak pokazuje rysunek 6, nominalna moc starych elektrowni, które będą wciąż działały w 2030 r. wyniesie 16 GW.

### Emisje dwutlenku węgla i rynek emisji

Nawet gdyby Protokół z Kioto nie został ratyfikowany, każdy z krajów członkowskich UE będzie musiał osiągnąć swój cel w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub> określony w Kioto w ramach Europejskiego systemu handlu emisjami (ETS), który wchodzi w życie 1 stycznia 2005 r. Druga faza ETS rozpocznie się 1 stycznia 2008 r., zbiegając się z pierwszym okresem Protokołu z Kioto. Rządy poszczególnych państw będą oczekiwały, że przemysł przyjmie na siebie realizację części wynikających stąd zobowiązań. Przedsiębiorstwa, którym się nie uda ograniczenie emisji do określonego z góry poziomu będą płacić kary od 40 do 100 euro za tonę CO<sub>2</sub>, odpowiednio w pierwszym i drugim okresie obowiązywania ETS.

Szczegółowa analiza potencjalnego wzrostu emisji CO<sub>2</sub> w Polsce przedstawiona na rysunku 15, pokazuje emisje z poszczególnych sektorów. Wykres ten uwzględnia 3-procentowy roczny wzrost zapotrzebowania na energię (produkcja energii jest w tym przykładzie oparta o te same źródła energii pierwotnej, co w 2001 r.), w połączeniu z zapożyczonymi z EETT 2030 prognozami wzrostu emisji spoza sektora energii. W zależności od rozwoju sytuacji po 2012 r. (koniec I okresu obowiązywania Protokołu z Kioto) nadwyżka uprawnień do emisji, jaka była udziałem Polski znika gdzieś między 2015 i 2018 rokiem.

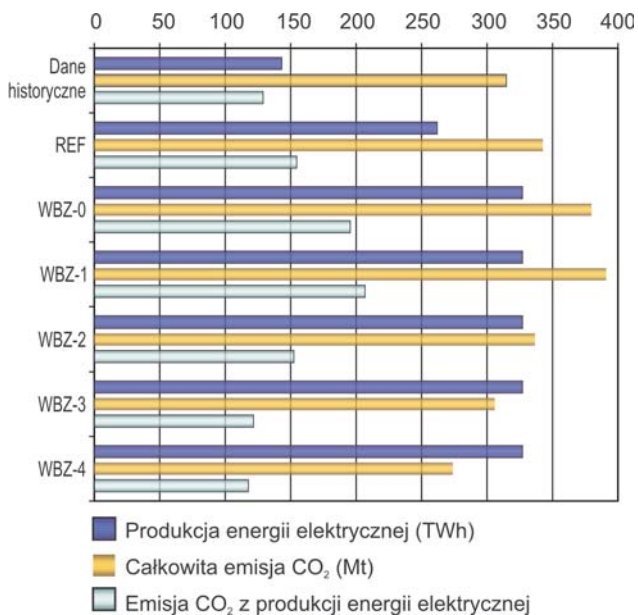




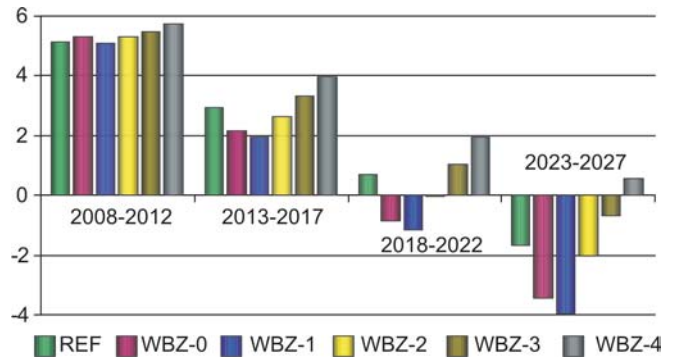
Rys. 15. Historyczne dane dotyczące emisji CO<sub>2</sub> w Polsce i prognozy do 2030 r. (źródła: Warsztat Ochrony Środowiska EDF Polska, EETT 2030)

Wykres przedstawia zobowiązania Polski w ramach Protokołu z Kioto (ograniczenie emisji o -0,273% rocznie, tj. -6% między 1988 i 2010 r.) oraz trzy potencjalne limity dla dalszych okresów redukcji: a) kontynuacja trendu wg limitu z Kioto; b) -1% rocznie, podobnie jak w W. Brytanii w ramach Krajowego Planu Redukcji Emisji przyjętego dla ETS; c) -1,85% rocznie (albo -75% między 2010 i 2050 r.) w celu ograniczenia ryzyka zmian klimatycznych do 2100 r., jak postulują niezależni eksperci.

Niższe zużycie paliw, niższa zawartość CO<sub>2</sub> w używanych paliwach i niskowęglowe technologie umożliwią obniżenie emisji gazów cieplarnianych proporcjonalnie do ich wykorzystania. Prognozowany poziom emisji dla omawianych w tym artykule scenariuszy i ich wariantów przedstawia rysunek 16.



Rys. 16. Produkcja energii elektrycznej i emisje CO<sub>2</sub> dla poszczególnych scenariuszy i ich wariantów



Rys. 17. Nadwyżka/deficyt w odniesieniu do zobowiązań z Kioto (mld euro)

Rysunek 17 ilustruje nadwyżkę lub deficyt jednostek redukcji emisji, przedstawioną dla poszczególnych scenariuszy i ich wariantów w odniesieniu do zobowiązań z Kioto według okresów zobowiązań, przy przyjętej cenie 10 euro za tonę CO<sub>2</sub>.

Nawet przy znacznie niższej produkcji energii w scenariuszu Odniesienia w porównaniu z prognozowanymi dla scenariuszy WBZ, nie ma większych różnic w analizie kosztów i korzyści dla I okresu Protokołu z Kioto, z powodu dużego udziału węgla i węgla brunatnego w energii pierwotnej (to oznacza, że scenariusz Odniesienia jest scenariuszem o większej intensywności emisji niż pozostałe).

Różnice między scenariuszami pojawiają się po upływie I okresu Protokołu z Kioto. Emisje CO<sub>2</sub> w scenariuszu Odniesienia przekraczają limit przyznany Polsce w Kioto w trzecim okresie obowiązywania Protokołu, a do czwartego okresu osiągają poziom nadwyżek emisji, który wiązał się będzie ze zobowiązaniami rządu 2,5 mld euro. Spełnienie się scenariuszy WBZ-0 lub WBZ-1 oznaczałoby poważne koszty dla Polski już w trakcie obowiązywania trzeciego okresu Protokołu z Kioto.

Natomiast scenariusze WBZ-3 i WBZ-4 wygenerowałyby nadwyżkę rządu 1,5–3 mld euro w trzecim okresie zobowiązań. WBZ-4 charakteryzuje się nadwyżką 1 mld euro jeszcze w czwartym okresie zobowiązań, dzięki wykorzystaniu energii nuklearnej, która nie emituje CO<sub>2</sub>. W trakcie każdego 5-letniego okresu Protokołu z Kioto, sześć reaktorów EPR umożliwi zaoszczędzenie od 250 do 400 mln ton emisji CO<sub>2</sub>, w zależności od tego czy zastąpią one produkcję energii z gazu, czy z węgla.

W obu tych przypadkach oszczędności rządu 10 euro za tonę CO<sub>2</sub> umożliwiłyby zwrot z inwestycji w krótszym czasie niż okres funkcjonowania tych jednostek.

Powyższe kalkulacje ilustrują stawkę, o jaką będzie chodziło, jeśli Protokół z Kioto wejdzie w życie, a Polska zdoła dobrze zarządzać swoimi emisjami gazów cieplarnianych – i potencjalne koszty złego zarządzania energią.

Zobowiązania przyjęte przez Polskę w ramach Protokołu z Kioto nie będą mogły być wypełnione, jeśli polska gospodarka nie stanie się gospodarką niskowęglową i jeśli nic nie zostanie zrobione dla ograniczenia zapotrzebowania na energię. Toteż nadwyżka wynikająca z Kioto, którą Polska teraz dysponuje w ramach pierwszego okresu zobowiązań, powinna stać się źródłem finansowania inwestycji umożliwiających osiągnięcie tych celów, zwłaszcza jeśli zostanie podjęta decyzja o budowie elektrowni jądrowych w ciągu nadchodzących dziesięciu lat.

Potrzebna jest tu jasno określona polityka rządu.

Z punktu widzenia sektora energetycznego pragniemy w podsumowaniu przedstawić poniżej podane wnioski.

- Zarządzanie Zapotrzebowaniem na Energię (DSM)<sup>33)</sup> we wszystkich sektorach (energia, przemysł, usługi, mieszkalnictwo) jest najbardziej efektywną i najtańszą drogą do spełnienia wymagań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw, ochrony środowiska, z jednoczesnym utrzymaniem rozwoju gospodarczego. W trakcie głębokiej transformacji czekającej nas w nadchodzących dziesięcioleciach, naśladowanie najlepszych przykładów opanowania energochłonności, których dostarczają kraje UE, jest prawdziwą szansą, którą Polska powinna wykorzystać.

- Zwiększenie udziału energii odnawialnej w poprawie bezpieczeństwa dostaw energii, obniżeniu wpływu na środowisko, jaki ma produkcja i zużycie energii, oraz utworzeniu nowych miejsc pracy będzie wymagało szerokiej współpracy różnych sektorów, na przykład sektora energii, rolnictwa i transportu w zakresie zapewnienia dostaw biomasy.

- Produkcja energii w kogeneracji pomoże w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii i w ochronie środowiska. Jest to prawdziwy kapitał, który Polska musi chronić i rozwijać (przez nowe przyłączenia do sieci ciepłowniczych, produkcję ciepłej wody, wykorzystanie w klimatyzacji, magazynowanie ciepła...).

- Małe i średniej wielkości miasta powinny być zachęcane do korzystania z lokalnych zasobów energii – np. do modernizacji małych kotłowni węglowych i zastępowania ich kogeneracją z wykorzystaniem biomasy.

- Majątek produkcyjny polskiego sektora energetycznego starzeje się i musi zostać zmodernizowany. W związku z tym wdrożenie Dyrektywy o dużych źródłach spalania w celu wypełnienia zobowiązań akcesyjnych powinno zostać szczegółowo przeanalizowane w celu uniknięcia zmartrowienia kapitału i drastycznego wzrostu detalicznych cen energii.

- Ponieważ zapotrzebowanie na energię zwiększy się ponad dwukrotnie do 2030 r., do jego zaspokojenia potrzebne będą nowe moce produkcyjne rzędu 30–50 GW. Wyczerpywanie się krajowych zasobów węgla oznacza, że zaspokojenie 30–50% zapotrzebowania na energię w 2030 r. będzie możliwe tylko poprzez realizację jednego z trzech wariantów, z wykorzystaniem: importu węgla, importu gazu, zastosowania energii nuklearnej lub importu elektryczności. Kierunki polityki energetycznej powinny zostać jasno określone w tym zakresie. Należy również wziąć pod uwagę cykl życia elektrowni – co oznacza, że w wypadku elektrowni nuklearnych rozpatrywany horyzont czasowy wydłuży się niemalże do końca stulecia.

- Rozbieżności między scenariuszem EETT 2030 i polską polityką energetyczną wskazują na potrzebę usprawnienia komunikacji między polskimi twórcami polityki a Komisją Europejską. Europejska polityka energetyczna będzie miała znaczący wpływ na polską politykę energetyczną, ponieważ Polska jest już członkiem UE. Brak zrozumienia szczególnych warunków, jakie mają wpływy na polską gospodarkę, społeczeństwo i polski sektor energetyczny może stać się poważną przeszkodą w spełnianiu oczekiwań wobec Polski i polskiej energetyki, stawianych przez twórców europejskiej polityki energetycznej.

<sup>33)</sup> Demand Side Management

*Podczas, gdy bezpieczeństwo energetyczne i ryzyko związane z ochroną środowiska pozostaną zasadniczymi kwestiami wpływającymi na przyszły wybór źródeł energii pierwotnej, na wybór ten wpływały będą także inne czynniki, takie jak dostępność krajowych źródeł energii, rozwój technologii, ekonomiczne i polityczne koszty importu. W przyszłości źródła energii pierwotnej mogą obejmować węgiel, energię odnawialną i importowany gaz, przy czym energia nuklearna może się okazać poważną alternatywą.*

*Koszty inwestycji potrzebnych do przeprowadzenia modernizacji i restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego mogą zostać uzupełnione poprzez sprzedaż kredytów węglowych, którymi Polska dysponuje w ramach Protokołu z Kioto. Jednakże dokonanie niewłaściwego wyboru w zakresie polityki energetycznej może doprowadzić do zniknięcia tego kapitału lub nawet przekształcenia go w koszt dla polskiej gospodarki, jeśli nie zostanie nic uczynione w celu jej przekształcenia w gospodarkę niskowęglową i niskoenergetyczną.*

## Założenia i programy polityki energetycznej

Pełny raport "Polska energetyka do roku 2030" omawia szereg kluczowych założeń polityki energetycznej oraz programy pozwalające na jej wdrożenie i osiągnięcie przedstawionych powyżej celów.

Raport zaleca pięć zasad, które wyznaczają szersze ramy niż proponowane przez obecną politykę energetyczną państwa.

Są to:

- bezpieczeństwo dostaw,
- efektywność ekonomiczna,
- skuteczność w ochronie środowiska,
- zaangażowanie społeczne,
- doskonałość technologiczna.

Zasady polityki określają długoterminowe ramy polityki, które z kolei muszą być uzupełnione przez określone działania i programy.

Szereg takich programów zostało omówionych w pięciu rozdziałach raportu, określonych jako:

- niskie zapotrzebowanie,
- polityka niskowęglowa,
- gospodarka i finanse,
- społeczeństwo,
- innowacyjność.

*Polityka energetyczna powinna być ukierunkowana na osiągnięcie celów gospodarki niskowęglowej i niskoenergetycznej poprzez podejmowanie działań zmniejszających zapotrzebowanie na energię i dalsze ograniczanie emisji CO<sub>2</sub>.*

*Można to osiągnąć poprzez wprowadzenie stabilnych ram prawnych i otoczenia gospodarczego sprzyjającego inwestycjom, wsparcie badań i rozwoju w zakresie nowych technologii i sprawności energetycznej oraz kształcenia użytkowników energii.*

*Jednocześnie rząd powinien zająć się ubóstwem energetycznym, problemami społecznymi i biedą spowodowaną odchodzeniem gospodarki od węgla.*

# Załącznik

## Modelowanie wyników scenariuszy i ich wariantów

### Dane makroekonomiczne

	REF			WBZ-0			WBZ-1			WBZ-2			WBZ-3			WBZ-4		
	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030
	95-00	00-05	25-30	95-00	00-05	25-30	95-00	00-05	25-30	95-00	00-05	25-30	95-00	00-05	25-30	95-00	00-05	25-30
PKB (bn Euro'00 PPS)	345,9	416,8	1 091,5	345,9	416,8	1 091,5	345,9	416,8	1 091,5	345,9	416,8	1 091,5	345,9	416,8	1 091,5	345,9	416,8	1 091,5
Wzrost PKB (%/rok)	3,7	3,8	3,6	3,7	3,8	3,6	3,7	3,8	3,6	3,7	3,8	3,6	3,7	3,8	3,6	3,7	3,8	3,6
Krajowe Zużycie Brutto (Mtoe)	90,2	94,9	107,3	90,2	89,9	123,7	90,2	90,0	124,3	90,2	90,0	127,5	90,2	90,0	132,9	90,2	90,0	125,7
Roczna zmiana (%/rok)	-2,03	1,02	0,71	-2,03	-0,05	0,77	-2,03	-0,03	0,75	-2,03	-0,03	0,99	-2,03	-0,03	1,16	-2,03	-0,03	0,71
Energochłonność (Mtoe / mld Euro'00 PPS)	0,261	0,228	0,098	0,261	0,216	0,113	0,261	0,216	0,114	0,261	0,216	0,117	0,261	0,216	0,122	0,261	0,216	0,115
Roczna zmiana (%/rok)	-5,50	-2,68	-2,82	-5,50	-3,71	-2,77	-5,50	-3,69	-2,79	-5,50	-3,69	-2,55	-5,50	-3,69	-2,40	-5,50	-3,69	-2,83

### Krajowe Zużycie Brutto (Mtoe)

	REF			WBZ-0			WBZ-1			WBZ-2			WBZ-3			WBZ-4		
	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030
	Energia odnawialna	4,3	4,8	7,3	4,3	5,3	7,9	4,3	5,3	7,9	4,3	5,3	7,9	4,3	5,3	7,9	4,3	5,3
Ropa naftowa	19,7	20,1	23,7	19,7	21,5	38,0	19,7	21,5	35,4	19,7	21,5	35,4	19,7	21,5	31,7	19,7	21,5	31,7
Gaz ziemny	10,0	11,2	25,6	10,0	12,9	32,9	10,0	12,4	30,7	10,0	12,4	30,7	10,0	12,4	22,9	10,0	12,4	25,4
Węgiel kamienny - inne	21,5	23,1	19,3	21,5	14,0	3,6	21,5	14,0	3,6	21,5	14,0	3,6	21,5	14,0	3,6	21,5	14,0	0,0
Węgiel kamienny - EC zawodowe	7,2	7,4	6,2	7,2	7,0	6,1	7,2	7,0	6,1	7,2	7,0	6,1	7,2	7,0	6,1	7,2	7,0	0,0
Węgiel kamienny - elektrownie	15,5	15,8	13,2	15,5	17,7	28,4	15,5	17,7	28,4	15,5	17,7	14,5	15,5	17,7	14,5	15,5	17,7	14,5
Węgiel brunatny - elektrownie	12,1	12,4	12,0	12,1	11,5	6,7	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,1	0,0	0,0	34,2	0,0	0,0	34,2
<b>Razem</b>	<b>90,2</b>	<b>94,9</b>	<b>107,3</b>	<b>90,2</b>	<b>89,9</b>	<b>123,7</b>	<b>90,2</b>	<b>90,0</b>	<b>124,3</b>	<b>90,2</b>	<b>90,0</b>	<b>127,5</b>	<b>90,2</b>	<b>90,0</b>	<b>132,9</b>	<b>90,2</b>	<b>90,0</b>	<b>125,7</b>

### Zużycie energii pierwotnej na produkcję energii elektrycznej (Mtoe)

	REF			WBZ-0			WBZ-1			WBZ-2			WBZ-3			WBZ-4		
	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030
	Energia odnawialna, w tym:	0,2	0,3	1,8	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3
- Elektrownie wiatrowe i wodne	0,0	B.D.	B.D.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Biomasa i spalarnie śmieci	0,2	B.D.	B.D.	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,3	2,0
Ropa naftowa	0,4	0,4	0,1	0,4	0,5	6,4	0,4	0,5	3,8	0,4	0,5	3,8	0,4	0,5	0,0	0,4	0,5	0,0
Gaz ziemny	0,8	0,4	16,8	0,8	2,1	10,1	0,8	1,6	7,9	0,8	1,6	7,9	0,8	1,6	0,0	0,8	1,6	2,5
Węgiel kamienny - EC przemysłowe	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0
Węgiel kamienny - EC zawodowe	2,1	2,0	1,7	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	0,0
Węgiel kamienny - elektrownie	15,5	15,8	13,2	15,5	17,7	28,4	15,5	17,7	28,4	15,5	17,7	14,5	15,5	17,7	14,5	15,5	17,7	14,5
Węgiel brunatny - elektrownie	12,1	12,4	12,0	12,1	11,4	6,7	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,1	0,0	0,0	34,2	0,0	0,0	34,2
<b>Razem</b>	<b>31,5</b>	<b>31,7</b>	<b>46,0</b>	<b>31,5</b>	<b>34,4</b>	<b>56,1</b>	<b>31,5</b>	<b>34,6</b>	<b>56,7</b>	<b>31,5</b>	<b>34,6</b>	<b>59,8</b>	<b>31,5</b>	<b>34,6</b>	<b>65,3</b>	<b>31,5</b>	<b>34,6</b>	<b>65,2</b>

### Produkcja energii elektrycznej (TWh)

	REF			WBZ-0			WBZ-1			WBZ-2			WBZ-3			WBZ-4		
	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030
	Energia odnawialna, w tym:	2,7	4,8	26,2	2,7	5,2	29,0	2,7	5,2	29,0	2,7	5,2	29,0	2,7	5,2	29,0	2,7	5,2
- Elektrownie wiatrowe i wodne	2,1	B.D.	B.D.	2,1	3,8	18,3	2,1	3,8	18,3	2,1	3,8	18,3	2,1	3,8	18,3	2,1	3,8	18,3
- Biomasa i spalarnie śmieci	0,5	B.D.	B.D.	0,5	1,3	10,7	0,5	1,3	10,7	0,5	1,3	10,7	0,5	1,3	10,7	0,5	1,3	10,7
Ropa naftowa	1,9	1,6	0,8	1,9	2,1	34,0	1,9	2,1	20,2	1,9	2,1	20,2	1,9	2,1	0,0	1,9	2,1	0,0
Gaz ziemny	1,0	2,2	105,3	1,0	12,2	63,1	1,0	9,3	49,4	1,0	9,3	49,4	1,0	9,3	0,0	1,0	9,3	25,3
Węgiel kamienny - EC	25,3	24,4	20,4	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	0,0
Węgiel kamienny - elektrownie	63,0	62,8	61,8	63,0	62,2	141,6	63,0	62,2	141,6	63,0	62,2	72,0	63,0	62,2	72,0	63,0	62,2	72,0
Węgiel brunatny - elektrownie	49,3	49,0	47,6	49,3	47,3	34,1	49,3	50,2	61,7	49,3	50,2	61,7	49,3	50,2	61,7	49,3	50,2	61,7
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	69,6	0,0	0,0	139,2	0,0	0,0	139,2
<b>Razem</b>	<b>143,2</b>	<b>144,9</b>	<b>261,9</b>	<b>143,2</b>	<b>154,2</b>	<b>327,2</b>	<b>143,2</b>	<b>154,2</b>	<b>327,2</b>	<b>143,2</b>	<b>154,2</b>	<b>327,2</b>	<b>143,2</b>	<b>154,2</b>	<b>327,2</b>	<b>143,2</b>	<b>154,2</b>	<b>327,2</b>

### Emisje CO<sub>2</sub> (Mt)

	REF			WBZ-0			WBZ-1			WBZ-2			WBZ-3			WBZ-4		
	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030	2000	2005	2030
	Emisje CO <sub>2</sub> z produkcji energii elektrycznej	129,0	130,2	154,6	129,0	137,3	195,6	129,0	139,4	206,9	129,0	139,4	152,4	129,0	139,4	121,6	129,0	139,4
Emisje CO <sub>2</sub> z innych źródeł	185,8	198,7	188,1	185,8	166,1	184,3	185,8	165,7	184,2	185,8	165,7	184,2	185,8	165,7	184,2	185,8	165,7	156,1
<b>Całkowita emisja CO<sub>2</sub></b>	<b>314,8</b>	<b>328,9</b>	<b>342,7</b>	<b>314,8</b>	<b>303,4</b>	<b>379,8</b>	<b>314,8</b>	<b>305,1</b>	<b>391,0</b>	<b>314,8</b>	<b>305,1</b>	<b>336,6</b>	<b>314,8</b>	<b>305,1</b>	<b>305,8</b>	<b>314,8</b>	<b>305,1</b>	<b>273,8</b>

