

DLACZEGO POLSKA POTRZEBUJE ENERGETYKI JĄDROWEJ?

Mirosław Duda
Agencja Rynku Energii, Warszawa

PERSPEKTYWY ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W SKALI GLOBALNEJ

Dotychczas Polska stanowi białą plamę w zastosowaniu energii jądrowej do wytwarzania energii elektrycznej. Wobec postępującego procesu integracji na skalę europejską i również globalną, tego rodzaju izolacja nie da się utrzymać w dłuższej perspektywie. Prędzej czy później światowe trendy rozwoju technologii zaopatrzenia w energię obejmą również Polskę, gdyż problemy bezpieczeństwa dostaw paliw mają ten wymiar. Z tego względu w projekcjach rozwoju energetyki krajowej nieodzowne jest spojrzenie na świat w celu racjonalnego wykorzystania doświadczeń innych krajów.

A świat stoi obecnie wobec konfrontacji ciągle rosnącego zapotrzebowania na energię z wyczerpującymi się zasobami ropy i gazu oraz coraz bardziej odczuwalnymi wymogami ochrony środowiska, zwłaszcza związanymi z efektem cieplarnianym, za który w dużej części odpowiedzialne jest spalanie organicznych paliw kopalnych. Efekt cieplarniany utrudni wykorzystanie dużych jeszcze zasobów węgla kamiennego, gdyż w coraz większym stopniu jego spalanie obciążone będzie kosztami szkód w środowisku, spowodowanych emisją zanieczyszczeń do atmosfery, głównie CO₂.

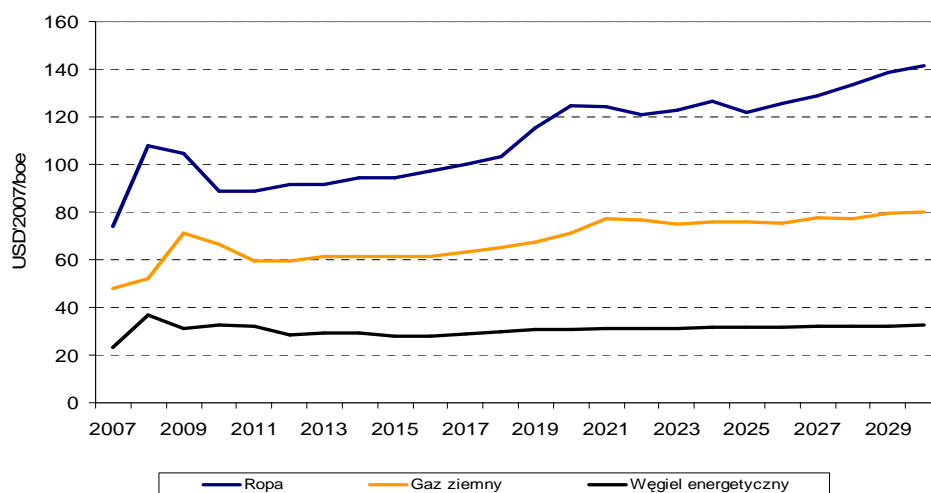
W świetle powyższego w wielu krajach wskazuje się na konieczność renesansu energetyki jądrowej. Owa konieczność była wielokrotnie podkreślana podczas obrad XX Światowego Kongresu Energetycznego w Rzymie. Ten renesans wymaga weryfikacji negatywnego stosunku do tej technologii, spowodowanego w dużym stopniu syndromem katastrofy czarnobylskiej, który w wielu krajach zahamował rozwój tej technologii. Niektóre kraje europejskie podjęły decyzje o stopniowym wycofywaniu elektrowni jądrowych z eksploatacji (np. Belgia, Niemcy, Szwecja), a w Austrii, w wyniku referendum doszło nawet do odstąpienia od uruchomienia elektrowni gotowej do eksploatacji. W USA, jeszcze przed katastrofą czarnobylską, po awarii w Three Mile Island w 1979 r., drastycznie wzrosły wymagania Jądrowej Komisji Regulacji. Spowodowało to wzrost kosztów budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych oraz wycofanie zleceń na nowe obiekty, również z powodu pojawienia się dostępu do tanich w owym czasie dostaw ropy i gazu. Nie uległ natomiast istotnemu spowolnieniu rozwój energetyki jądrowej w krajach Azji (Chinach, Japonii, Indii i Korei Południowej) oraz Rosji.

Mimo tych trudności rozwojowych energetyka jądrowa odgrywa znaczną rolę w zaopatrzeniu świata w energię. Obecnie w świecie w eksploatacji znajduje się 439 reaktorów energetycznych w 31 krajach, o łącznej mocy 372,2 GWe, które pokrywają około 16% globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. W budowie jest 39 jądrowych bloków energetycznych, o mocy 33 GWe [1]. Udział produkcji energii elektrycznej w EJ utrzymywał się przez ostatnie lata na podobnym poziomie, przede wszystkim dzięki temu, że przez ostatnie 15 lat stale wzrastała dyspozycyjność EJ (w 2005 roku wyniosła średnio 81%).

W prognozie rozwoju zaopatrzenia świata w energię, sporządzonej w 2006 r. przez Międzynarodową Agencję Energetyczną [3] przewiduje się, że globalne zapotrzebowanie na energię pierwotną

wzrośnie do roku 2030 w scenariuszu referencyjnym o 53 %, natomiast w scenariuszu alternatywnym (tzw. efektywnościowym), o 9.9 % mniej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w skali globalnej w scenariuszu referencyjnym ma wzrastać ze średniorocznym tempem 2.6%. W krajach rozwijających się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną ma być znacznie wyższy. Najszybciej zużycie energii elektrycznej ma wzrastać w Indiach (5.4%) i w Chinach (4.9%). W scenariuszu alternatywnym wzrost zapotrzebowania globalnego na energię elektryczną ma być niższy o 12.2% dzięki przedsięwzięciom stymulującym wzrost efektywności użytkowania tej energii. Średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w scenariuszu alternatywnym wyniesie 2.1%.

Ceny ropy naftowej i gazu na rynku światowym po odrogaowaniu spadkiem na duży wzrost sprzed kilku lat będą istotnie wzrastać (rys. 1).



Rys. 1. Historia i prognoza cen nośników energii pierwotnej importowanych do Europy wg EnergSys (2008).

W skali globalnej wskaźnik **zasobów ropy naftowej R/P**¹, wg renomowanych danych statystycznych BP [4] w ciągu ostatnich 30 lat utrzymywał się w granicach 27 – 43 lat. Obecnie wynosi on ok. 41 lat, co powinno być sygnałem ostrzegawczym, głównie dla polityków, zajmujących się zagadnieniami gospodarczymi. Międzynarodowa Agencja Energetyczna uspokaja wprawdzie, że nie powinno być problemów z dostawami ropy w perspektywie do 2030 r., gdyż przewidywany wzrost cen uruchomi środki na niezbędne inwestycje w tym zakresie. Poważnym problemem są jednak koszty pozyskania i ceny ropy w dłuższej perspektywie, gdyż wystąpi potrzeba sięgnięcia po znacznie trudniejsze i mniej wydajne złoża roponośne (piaski i łupki bitumiczne).

Dla **gazu ziemnego** wskaźniki R/P są korzystniejsze niż dla ropy naftowej, aczkolwiek w ciągu ostatnich pięciu lat wartość R/P obniżyła się z poziomu ok. 70 do ok. 64 lat. Należy wziąć pod uwagę konieczność ponoszenia ogromnych nakładów na uruchomienie nowych złóż oraz budowę gazociągów transportowych przede wszystkim z Rosji do Europy i Azji. W okresie 1970-2007 nastąpił bardzo wysoki, ponad 4-krotny wzrost światowych rezerw gazu ziemnego - do ok. 80 bln m³ w 1980 r. i ok. 180 bln m³ w 2007 r. Skupienie większości światowych rezerw gazu ziemnego w 2 regionach: Rosji (ok. 28%) i krajach OPEC (ok. 50%) stanowi poważne zagrożenie bezpieczeństwa dostaw tego nośnika dla państw, które nie mają wystarczających własnych rezerw i muszą zaspokajać swoje potrzeby importem tego nośnika.

¹Wskaźnik R/P wyraża stosunek zasobów do obecnej produkcji danego rodzaju paliwa, co również określa prawdopodobny okres eksploatacji tych zasobów w latach przy obecnym poziomie produkcji.

Zasoby światowe **węgla kamiennego** są jeszcze bardzo duże. Przy obecnym poziomie dostaw mogą wystarczyć na ok 133 lata. Największymi 224 letnimi wskaźnikami charakteryzują się regiony Ameryki Północnej oraz Europy z obszarami dawnego ZSRR: USA - 234 lata, Rosja - 500 lat, Ukraina - 444 lata, Kazachstan - 332 lata. Także Południowa Afryka i Australia posiadają większe zapasy, szacowane odpowiednio na 178 i 194 lata. Są one atrakcyjne ze względu na stosunkowo niskie koszty wydobycia ze złóż odkrywkowych.

Węgiel brunatny nie występuje w obrocie między narodowym i nie poddaje się ocenie poprzez wskaźnik globalny. Jego wykorzystanie zależne jest od lokalnych zasobów i charakterystyk złóż. W Polsce zasoby bilansowe węgla brunatnego na koniec 2006 r. wg Państwowego Instytutu Geologicznego wynosiły ok. 13,5 mld ton, w tym zasoby zagospodarowane 1, 8 mld ton. Znajdują się one głównie w trzech zagłębiach: bełchatowskim, turoszowkim i konińskim. Złoża dotychczas niezagospodarowane znajdują się w obszarach: legnickim, lubuskim, wielkopolskim i łódzkim. Spośród tych złóż najbardziej perspektywiczna jest eksploatacja złóż legnicko – gubińskich o zasobach bilansowych ok. 2 mld ton. Szacuje się, że przy obecnym rocznym wydobyciu węgla brunatnego (ok. 60 mln t), wystarczalność złóż obecnie zagospodarowanych wyniesie ok. 30 lat.

Potencjał **energii odnawialnej** w wymiarze globalnym jest teoretycznie ogromny, gdyż jest określony głównie zasobami energii słońca. Jest jednak bardzo rozproszony w świecie i jego wykorzystanie wiąże się z koniecznością koncentracji, co pociąga za sobą wysokie koszty. Wykorzystanie zasobów energii rzek, pozostałych jeszcze do zagospodarowania energetycznego, zwłaszcza w Chinach, Ameryce Południowej i Afryce, wiąże się z ogromnymi nakładami inwestycyjnymi oraz długimi okresami budowy, co stanowi o wysokim ryzyku i czyni tego rodzaju przedsięwzięcia mało atrakcyjnymi dla potencjalnych inwestorów prywatnych. Dla elektroenergetyki znacznie prostsze jest wykorzystanie energii wiatru i biomasy, a w przyszłości także źródeł fotowoltaicznych. Wymagane są jednak dalsze prace w tym zakresie, które doprowadzą do technologii przemysłowych o akceptowalnych kosztach. Z tych względów udział energii odnawialnej jest i będzie w najbliższych dekadach niewielki - nawet, jeśli będą realizowane ekologiczne scenariusze rozwoju.

Na rynku światowym **paliwo jądrowe** jest powszechnie dostępne, zarówno rudy uranowej, jak i zdolności przerobczych na sześciofluorek uranu (gaz) oraz zdolności zakładów wzbogacania a także produkcji elementów paliwowych do reaktorów.

W perspektywie dostępność energii zawartej w paliwie jądrowym zależy od rozwoju technologii reaktorów jądrowych. W ciągu 50 lat dotychczasowej eksploatacji EJ zużyto ok. 1500 kt uranu. Udokumentowane i perspektywiczne zasoby uranu pozwalają zaspokoić obecne i przyszłe potrzeby EJ z reaktorami termicznymi na 80 -120 lat zależnie od technologii. Wykorzystanie zasobów uranu w rudach fosfatowych i wodzie morskiej oraz toru umożliwią zaspokojenie potrzeb na paliwo jądrowe na wiele stuleci.

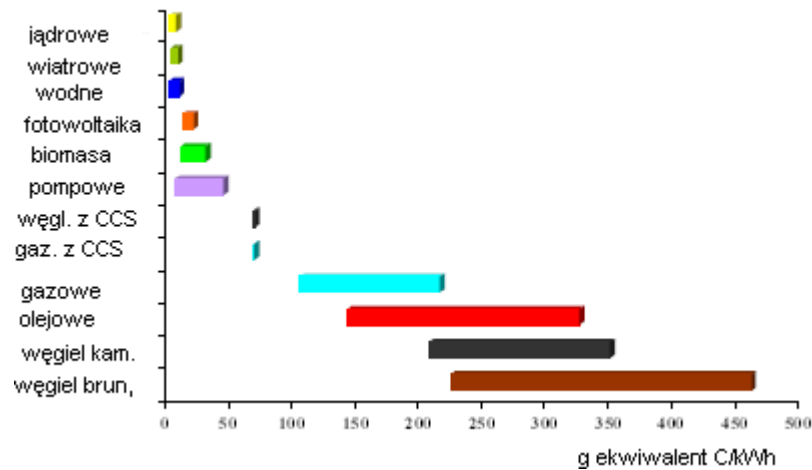
Wskaźniki wystarczalności paliwa uranowego są zależne od postępu w zakresie budowy reaktorów powielających w celu zamknięcia tzw. cyklu paliwowego (tab. 1).

Tabela 1. Wystarczalność globalnych zasobów paliwa uranowego wg danych IAEA.

Cykl paliwowy	Zasoby konwencjonalne potwierdzone	Całkowite zasoby konwencjonalne	Całkowite zasoby konwencjonalne i niekonwencjonalne
Cykl otwarty z wykorzystaniem tylko reaktorów termicznych	85	270	675
Cykl zamknięty z wykorzystaniem reaktorów powielających	Powyżej 5000		

Zamknięcie uranowego cyklu paliwowego z odzyskiwaniem z paliwa wypalonego, przede wszystkim plutonu 239, jako paliwa dla reaktorów termicznych, oraz z wykorzystaniem potem reaktorów powielających, umożliwi w skali światowej wydłużenie okresu wykorzystania elektrowni jądrowych na ponad tysiąc lat. Dodatkowo duże możliwości stwarza wykorzystanie toru jako paliwa jądrowego. Zasoby tego pierwiastka nie są jeszcze w pełni rozeznane. Paliwo jądrowe jest zatem jedynym paliwem o praktycznie nieograniczonych zasobach.

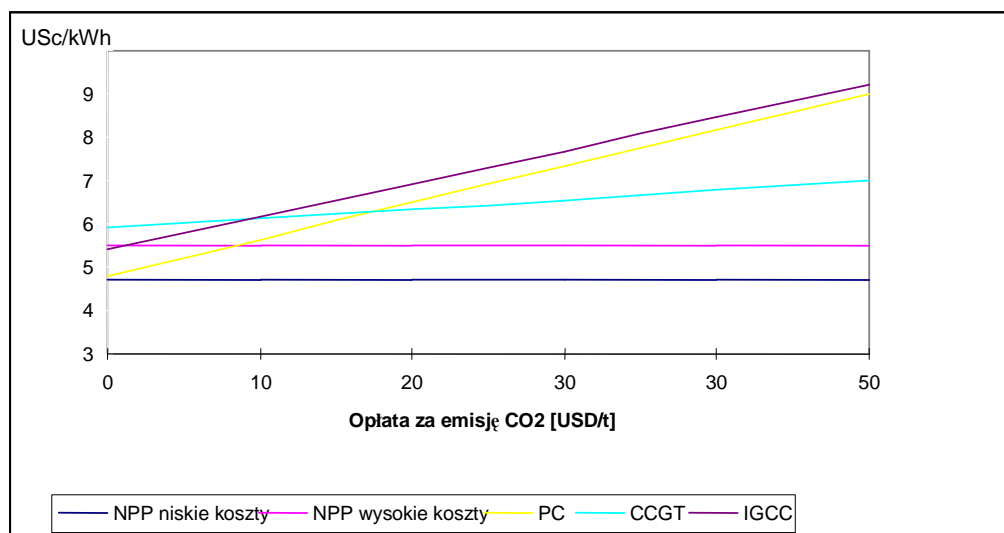
W świetle narastających obaw o skutki efektu cieplarnianego oraz konieczności rozwoju technologii o minimalnej emisji gazów cieplarnianych, przede wszystkim CO₂, energetyka jądrowa jawi się jako praktycznie jedyna technologia stabilnego i niezawodnego wytwarzania energii o praktycznie zerowej emisji gazów cieplarnianych (rys. 2).



Rys. 2. Porównanie jednostkowych emisji gazów cieplarnianych rozmaitych technologii wytwarzania energii elektrycznej[3].

W perspektywie do 2030 r. **koszty wytwarzania energii elektrycznej** będą zależeć od rodzaju źródeł energii elektrycznej, ich sprawności i przede wszystkim od rodzaju stosowanych paliw. Dla elektrowni opalanych organicznymi paliwami kopalnymi, w których udział kosztów paliwa wynosi od 50 % (elektrownie węglowe) do 70 % (elektrownie gazowe) decydujący wpływ będą mieć ceny paliw oraz ceny uprawnień do emisji CO₂.

Z porównania kosztów wytwarzania energii elektrycznej (rys. 3) wynika, że już dla opłat za uprawnienia do emisji CO₂ na poziomie 10 USD/t CO₂ energia z EJ jest najtańsza w odniesieniu do wszystkich innych technologii nawet przy założeniu wysokich kosztów wytwarzania w EJ.



Rys. 3. Zależność kosztów wytwarzania energii elektrycznej od wysokości opłat za emisję CO₂ [3] Oznaczenia: NPP- elektrownie jądrowe, PC- elektrownie węglowe z kotłami pyłowymi, CCGT – elektrownie parowo-gazowe, IGCC – elektrownie ze zgazowaniem węgla.

Oprócz kosztów wytwarzania energii ponoszonych przez elektrownie wprowadza się do porównań różnych opcji energetycznych pojęcie tzw. **kosztów zewnętrznych**, które obejmują koszty zdrowotne, koszty szkód w środowisku, w tym koszty powodowane przez efekt cieplarniany, oraz koszty możliwych awarii. Największy udział w kosztach zewnętrznych mają koszty zdrowotne. Wg ocen eksperckich [6] koszty zewnętrzne, powodowane przez energetykę węglową, nawet przy pominięciu kosztów zanieczyszczeń rzek przez ścieki z elektrowni węglowych i wodę zasoloną z kopalń węgla kamiennego, wynoszą dla Europy ok. 4,6 Euro/MWh. Dla energetyki jądrowej na przykładzie Francji, Wielkiej Brytanii i Szwecji koszty te są o dwa rzędy wielkości mniejsze.

Włączenie kosztów zewnętrznych do analiz porównawczych przez potencjalnych inwestorów będzie możliwe dopiero po ich internalizacji, a więc po wprowadzeniu stosownych opłat ekologicznych do ceny energii elektrycznej, co zostało zapoczątkowane przez wprowadzenie opłat za uprawnienia do emisji CO₂, których wysokość jest określana w Europie na rynku uprawnień do emisji CO₂.

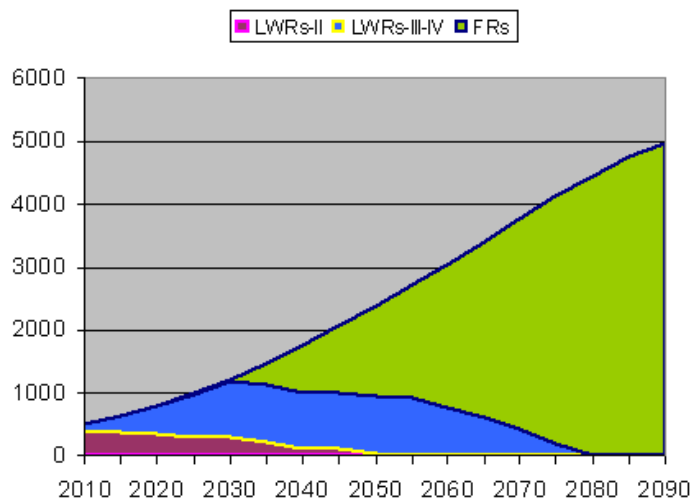
Charakterystyczną cechą energetyki jądrowej jest **niski udział kosztów paliwa** w całkowitych kosztach wytwarzania energii (do 15 %) **wysokie nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy** (2500 - 3000 USD/05/kW netto), co może ograniczać tempo budowy takich źródeł. Jednak wysokie nakłady inwestycyjne będą również dotyczyć elektrowni węglowych z technologią wychwytywania i składowania CO₂ (Carbon Capture and Storage – CCS). Ocenia się, że będą one porównywalne z nakładami na EJ.

PERSPEKTYWY ROZWOJU JĄDROWYCH TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII W SKALI GLOBALNEJ

W rozwoju technologii jądrowego wytwarzania energii w XXI wieku w skali globalnej można wyróżnić dwa etapy:

- etap otwartego cyklu paliwowego z dominacją reaktorów termicznych i kumulacją plutonu w paliwie wypalonym i jego stopniowym odzyskiwaniem w procesie przeróbki paliwa wypalonego;
- etap rozwoju reaktorów prędkich powielających, zapewniających paliwo jądrowe na długie lata eksploatacji EJ, co pozwoli na zastąpienie coraz trudniejszych do pozyskania organicznych paliw kopalnych.

Warunkiem rozwoju reaktorów prędkich (FBR – Fast Breeder Reactors) jest opanowanie ich bezpiecznej konstrukcji. W tym zakresie największe doświadczenia ma Rosja, Francja i Japonia. Analiza rozmaitych scenariuszy rozwoju jądrowego wytwarzania energii wykazuje [7] największe prawdopodobieństwo scenariusza z szybkim wzrostem EJ z FBR po 2030 r. (rys. 4), który zapewnia najwyższe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, najniższe koszty wytwarzania przy spełnieniu wymogów bezpieczeństwa ekologicznego.



Rys. 4. Przewidywana struktura rozwoju mocy EJ w GW w XXI wieku w skali globalnej [7] (LWR reaktory lekkowodne kolejnych generacji, FR – reaktory prędkie powielające).

Wielkie nadzieje w skali globalnej pokłada się w rozwoju przyszłościowej generacji technologii jądrowych wytwarzania energii, a mianowicie **reaktorów wykorzystujących zjawisko fuzji jąder pierwiastków lekkich**. Wiele krajów uczestniczy w projekcie ITER, którego celem jest zbudowanie eksperymentalnej jednostki wytwórczej energii elektrycznej i przygotowanie budowy konstrukcji pilotowej a następnie komercyjnej. Projekt realizowane jest w tej fazie w Cadarache (Francja), gdzie prowadzone są eksperymentalne prace nad opanowaniem przede wszystkim stabilnej plazmy w temperaturach umożliwiających zapoczątkowanie i utrzymywanie reakcji termojądrowej oraz

opracowanie i przetestowanie materiałów konstrukcyjnych wytrzymujących takie warunki. Uczestnikami badań są uczeni i inżynierowie z krajów Unii Europejskiej, reprezentowanej przez EUROATOM, Japonii, Chin, Indii, Korei, Rosji i USA. Ostrożnie przewiduje się, że komercyjna postać takiego reaktora powstanie pod koniec XXI wieku.

Pozostają jednak jeszcze do rozwiązania niektóre problemy energetyki jądrowej. Należą do nich zagadnienia bezpiecznego składowania paliwa wypalonego, odpadów wysoko aktywnych oraz obrony przed atakami terrorystycznymi, a także nieprolifracji materiałów jądrowych. Nie są to jednak problemy, które mogą na dłuższą metę powodować negatywne nastawienie do tej technologii, ponieważ trudność tych zagadnień jest często wyolbrzymiana.

ZAMIERZENIA ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W NIEKTÓRYCH KRAJACH

Od kilku lat rozpoczęły się w wielu krajach przygotowania do rewitalizacji energetyki jądrowej lub zintensyfikowania jej rozwoju. Znacząca zmiana polityki w odniesieniu do energetyki jądrowej ma miejsce w **USA**, gdzie w 2002 r. ogłoszono i podjęto realizację programu *Nuclear Power 2010*. Dla pierwszych EJ o sumarycznej mocy 6000 MW przewidziano tzw. kredyt podatkowy w wysokości 1.8 US\$/kWh na okres 8 lat i gwarancje rządowe dla kredytów inwestycyjnych do 80 %. Oprócz tego państwo będzie pokrywać okazywać pomoc publiczną na pokrycie ewentualnego wzrostu kosztów wynikających z przedłużenia planowanych okresów budowy. Niezależnie będą obowiązywać uproszczone procedury uzyskiwania licencji na przedłużenie eksploatacji istniejących EJ.

We **Francji** firma Electricite de France rozpoczęła budowę EJ Flamanville z reaktorem wodnym ciśnieniowym o nazwie EPR (European Pressurized Reactor) w oparciu o dostawy firmy Areva. Uruchomienie pierwszego bloku objętego nowym programem przewiduje się w 2012 r.

Chiny planują do roku 2020 wzrost łącznej mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych z 6,6 GW obecnie do 36 – 40 GW. Planuje się rozwój energetyki jądrowej w oparciu o reaktory wodne i ciężkowodne typu Candu z szerokim zastosowaniem standaryzacji produkcji urządzeń, co przy długich seriach produkcji reaktorów energetycznych może znacznie obniżyć koszty jednostkowe.

W **Rosji** planuje się w okresie do roku 2020 wzrost łącznej mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych o 18 – 23 GW. w oparciu o sprawdzone w eksploatacji reaktory WWER 1000 z perspektywą zwiększenia ich mocy do 1500 MW. Będą również rozwijane technologie reaktorów prędkich w oparciu o opanowany eksploatacyjnie typ reaktora BN 600. Rosja deklaruje przyjmowanie paliwa wypalonego z reaktorów termicznych bądź to na przerób bądź na długotrwałe przechowywanie w suchych przechowalnikach.

W **Indiach** zamierza się zwiększyć moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych z 2,5 GW do 27,5 GW. Przewiduje się kontynuowanie budowy rozwiniętych w Indiach termicznych reaktorów ciśnieniowych z uranem naturalnym, chłodzonych i moderowanych ciężką wodą oraz budowę reaktorów prędkich o mocy 500 MW. Pierwszy obiekt tego typu rozpoczął pracę w październiku 2004 roku. W przyszłości zamierza się włączyć do cyklu paliwowego wykorzystywanie toru, którego bogate zasoby geologiczne występują w Indiach w pokładach piasków monocytowych. W ten sposób Indie chcą zaspokoić potrzeby swego całego programu jądrowego, z ominięciem procesu wzbogacania uranu naturalnego.

Moc zainstalowana EJ w **Korei Południowej** wynosi obecnie 16,8 GW. Dostarczają one 40% energii elektrycznej. Do roku 2015 zamierza się oddać do użytku 6 nowych bloków o mocy jednostkowej 1000 MW oraz dwa bloki nowszej generacji o mocy jednostkowej 1400 MW.

W **Republice Południowej Afryki** na uwagę zasługuje intensywny program badawczo-rozwojowy realizowany w szerokiej współpracy międzynarodowej zmierzający do opanowania technologii elektrowni jądrowej z reaktorem wysokotemperaturowym z paliwem kulowym w łożu usypanym, chłodzonym helem, w EJ budowanej w modułach o mocy jednostkowej około 120 MW. Planuje się uruchomienie obiektu demonstracyjnego około roku 2010.

Na **Węgrzech** badania wskazały na możliwość przedłużenia bezpiecznej eksploatacji istniejących czterech bloków w EJ Paks o 20 lat, a parlament zatwierdził projekt budowy piątego bloku w tej elektrowni.

Na **Słowacji** rząd podjął decyzje o budowie bloków jądrowych Mochowce 3 i 4.

W **Rumunii** kończy się budowę drugiego bloku EJ Cernavoda. Obydwa bloki będą miały 18% udział w produkcji energii elektrycznej kraju. W roku 2004 rozpoczęto negocjacje z grupą potencjalnych inwestorów w sprawie dokończenia budowy trzeciego bloku.

Po zakończeniu dwuletnich prac studialnych rząd **Bułgarii** wyraził zgodę na wznowienie budowy bloku WWER 1000 w EJ Belene. Przewiduje się zakończenie budowy w roku 2011.

W roku 2004 rząd **Czech** przewiduje znaczny udział energetyki jądrowej w bilansie energetycznym kraju.

Narodowa strategia energetyczna **Litwy** zakłada, że zostanie ona krajem wykorzystującym paliwo jądrowe do produkcji energii elektrycznej mimo zamknięcia EJ z reaktorem RBMK (typu Czarnobylskiego) w Ignalinie. Trwają uzgodnienia dotyczące współpracy Polski, Łotwy i Estonii w budowie nowej EJ Ignalina.

POTRZEBA ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

Zmieniające się warunki zaopatrzenia w energię w skali globalnej zmuszają do nowego spojrzenia na problemy zaopatrzenia Polski w energię elektryczną, zwłaszcza w świetle nowych wymagań ekologicznych Unii Europejskiej. Szczególnie istotne są wymagania przedstawione w Pakiecie Energetycznym „3 x 20” oraz w Pakiecie Energetyczno-Klimatycznym.

Zgodnie z zapisami pakietu „3 x 20”, do 2020 roku Unia Europejska zamierza zredukować emisję gazów cieplarnianych o co najmniej 20 % w odniesieniu do poziomu z 1990 r., osiągnąć 20 % udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii oraz co najmniej 10 % udziału biopaliw w całkowitym ich zużyciu w transporcie a także zmniejszyć zużycie energii o 20 % w stosunku do dotychczasowych prognoz.

Pakiet Energetyczno-Klimatyczny obejmuje wydane w kwietniu 2009 r. dyrektywy zwiększające skuteczność ograniczania emisji gazów cieplarnianych w ramach europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji tych gazów (ETS). Ustanawiają one jednolity dla UE pułap emisji gazów cieplarnianych i jednolite tempo jego zmniejszania (1.74 % rocznie do roku 2020, aby wypełnić cel pakietu „3x20”). Dla obiektów energetycznych oznacza to zmianę funkcjonującego systemu przydziałów krajom członkowskim bezpłatnych kwot emisji gazów cieplarnianych i wprowadzenie od 2013 r. obowiązku nabywania na aukcjach całości uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (GHG - green house gases), głównie CO₂.

Polska, ze względu na dominujący udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła sieciowego (ponad 95 %), uzyskała pewne derogacje w wypełnianiu tego obowiązku, ale z warunkami, które będą bardzo trudne do spełnienia. Przede wszystkim chodzi o podjęcie inwestycji

ekologicznych o wartości co najmniej równej wartości zmniejszenia kosztów wytwarzania energii w wyniku zastosowania derogacji.

Wobec perspektywy intensywnego obniżania pułapu dozwolonej w UE emisji należy przewidywać duże zapotrzebowanie na uprawnienia i w związku z tym ich wysoką cenę, co szczególnie dla Polski stanowić będzie ogromne wyzwanie wobec istniejącej węglowej struktury nośników energii. **Przewiduje się, że ceny tych uprawnień mogą wzrosnąć do poziomu 60 €/tCO₂.** Może to doprowadzić do podwyższenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach węglowych o ok. 54 €/MWh, czyli prawie dwukrotnie w stosunku do obecnego poziomu. Ten poziom cen uprawnień ma wymusić zredukowanie udziału węgla do produkcji energii elektrycznej lub budowę źródeł węglowych z instalacjami sekwestracji CO₂ (wychwytu i składowania). **Nowe wymagania ekologiczne stanowią ogromne wyzwanie dla polskiej energetyki graniczące z poważnym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego kraju, jeśli nie będą podjęte stosowne działania na szczeblu państwa, w tym stworzenie warunków do radykalnej zmiany struktury źródeł energii elektrycznej.**

Obok względów ekologicznych, o potrzebie zmiany struktury źródeł energii elektrycznej w Polsce, świadczą również inne przesłanki, o charakterze globalnym i specyficznym dla naszego kraju. Do najważniejszych o charakterze globalnym należy zaliczyć opisane wyżej **zmniejszające się zasoby globalne ropy i gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych, i obserwowany już obecnie duży wzrost ich cen na rynku światowym oraz tendencje upolityczniania dostaw tych surowców.** Wprawdzie zasoby węgla są jeszcze duże, lecz ich użytkowanie będzie coraz trudniejsze ze względu na wymogi ekologiczne.

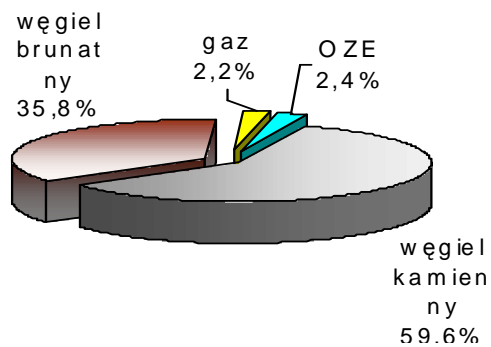
Do czynników specyficznych dla Polski należy zaliczyć przede wszystkim:

- wysokie zużycie energii pierwotnej i elektrycznej na jednostkę PKB oraz niskie zużycie energii pierwotnej i elektrycznej na mieszkańca w porównaniu z krajami „starej” Unii Europejskiej (tabela 2), co świadczy wprawdzie o możliwościach zwiększenia efektywności energetycznej naszej gospodarki, lecz jednocześnie o konieczności wzrostu zużycia energii finalnej, w tym zwłaszcza elektrycznej, jeśli Polska ma się rozwijać gospodarczo;
- absolutną dominację węgla (kamiennego i brunatnego) w produkcji energii elektrycznej i ciepła scentralizowanego, która, obok zagrożenia ekologicznego ze względu na emisję CO₂, stanowi zagrożenie bezpieczeństwa dostaw tej energii, wynikające z braku dywersyfikacji paliw (rys. 5);
- ograniczone zasoby operatywne rodzimego węgla kamiennego, których wystarczalność przy obecnym poziomie zużycia ocenia się na ok. 27 lat a zwiększenie możliwości wydobywania wymagać będzie ogromnych nakładów inwestycyjnych na nowe kopalnie²;
- ograniczony potencjał energii odnawialnej oraz ograniczone możliwe tempo jego wykorzystania, co powoduje, że w okresie do 2030 r. możemy liczyć maksymalnie na 22.5 TWh ze źródeł odnawialnych energii elektrycznej.

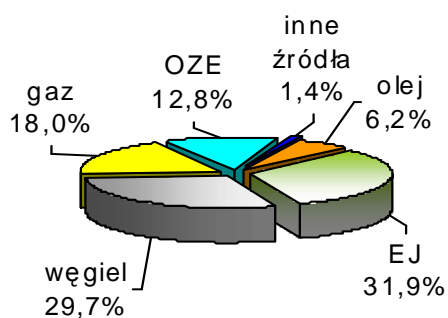
Tabela 2. Wskaźniki zużycia energii dla Polski i UE15 w 2004 r.

Wskaźnik	Polska	UE15
Zużycie energii pierwotnej na jednostkę PKB w kgoe/\$'00	0.48	0.18
Zużycie energii elektrycznej na jednostkę PKB w kWh/\$,00	0.7	0.31
Zużycie energii pierwotnej na mieszkańca w toe	2.40	4.01
Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w MWh	3.42	5.93

² Wg ocen Państwowego Instytutu Geologicznego z 2005 r. wystarczalność krajowych zasobów operatywnych, będących w eksploatacji i w budowie, wynosi ok. 27 lat, a wystarczalność całkowitych zasobów operatywnych ok. 40 lat (w tym przypadku niezbędna jest budowa całkowicie nowych poziomów wydobywczych).



POLSKA

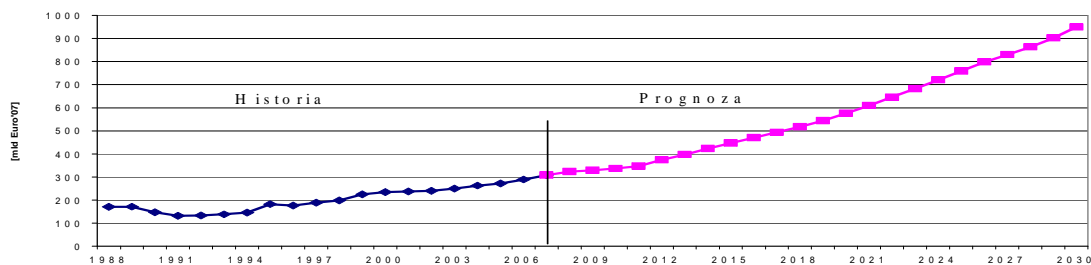


UE 15

Rys. 5. Struktura paliwowa źródeł energii elektrycznej Polsce i UE 15 w 2005 r.

PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA I OPTIMALNEJ STRUKTURY ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA POLSKI

W celu określenia zapotrzebowania na energię finalną, w tym energię elektryczną, przyjęto projekcję rozwoju gospodarczego do 2030 r. opracowaną przez Instytut Badań nad Gospodarką Rynkową w 2007 r., do której wprowadzono korektę, wynikającą z obecnego kryzysu finansowego i przewidywanego spowolnienia gospodarki w najbliższych latach (rys. 6).



Rys. 6. Prognoza makroekonomiczna – PKB.

W wyniku obliczeń modelowych określono prognozę wzrostu zużycia energii finalnej w horyzoncie prognozy (tab. 3). W odniesieniu do roku bazowego 2006 wzrost ten wyniesie ok. 29%, przy czym największy wzrost przewidywany jest w sektorze usług ok. 90% i w transporcie ok. 64%. W sektorze przemysłu ten wzrost wyniesie ok. 15% w gospodarstwach domowych tylko o 4%, natomiast w rolnictwie nastąpi spadek o ok. 4,5%. Tendencje te są zgodne z cywilizacyjnymi zmianami struktury zużycia energii finalnej.

Tabela 3. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na sektory gospodarki [Mtoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	21	18	19	21	23	24
Transport	14	16	17	19	21	23
Rolnictwo	4	5	5	5	5	4
Usługi	7	7	8	9	11	13
Gospodarstwa domowe	19	19	19	19	20	20
RAZEM	66	64	67	73	79	84

Przewiduje się wzrost finalnego zużycia energii elektrycznej o 55%, gazu o 29%, ciepła sieciowego o 50%, produktów naftowych o 27%, energii odnawialnej bezpośredniego zużycia o 60% (Tabela 4).

Tabela 4. Zapotrzebowanie na energię finalną w podziale na nośniki [Mtoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel zużywany bezpośrednio	12	11	10	10	10	11
Produkty naftowe	22	22	23	24	26	28
Gaz ziemny	10	10	10	11	12	13
Energia odnawialna zużywana bezpośrednio	4	5	5	6	6	7
Energia elektryczna	10	9	10	11	13	15
Ciepło sieciowe	7	7	8	9	10	11
Pozostałe paliwa, w tym odpady	1	1	1	1	1	1
RAZEM	66	64	67	73	79	84

W prognozie przewiduje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu ok. 111 TWh w 2006 r. do ok. 172 TWh w 2030 r., tzn. o ok. 55%, co jest spowodowane przewidywanym wykorzystaniem istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej i działań

efektywnościowych w gospodarce. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie z poziomu 23,5 MW w 2006 r. do ok. 34,5 MW w 2030 r.

W prognozie struktury pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną założono, że w krajowej elektroenergetyce będą odtwarzane jednostki wytwórcze energii elektrycznej, wycofywane z eksploatacji ze względu na przekroczenie ich ekonomicznej żywotności lub z powodów ekologicznych. Nowe moce będą budowane w celu zrównoważenia krajowego popytu i utrzymania niezbędnych rezerw mocy przy zachowaniu zasady minimalizacji zdyskontowanych kosztów wytwarzania, którą kierują się potencjalni inwestorzy na rynku.

Przyjęto, zgodnie z decyzją rządu z 13 stycznia 2009 r., że będzie przygotowywana infrastruktura dla energetyki jądrowej i zapewnieni się dogodne warunki potencjalnym inwestorom do wybudowania i uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej w 2020 r. Dla potrzeb prognozy uwzględniono wymaganie UE, sformułowane w dyrektywie 2005/89/WE, aby kraje członkowskie zapewniły w perspektywie długofalowej poziom rezerw mocy wytwórczych i przesyłowych w systemie, odpowiedni do aktualnego i prognozowanego zapotrzebowania. Wymaganie to oznacza, że w perspektywie długofalowej bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej nie może być uzależnione od importu energii elektrycznej.

Uwzględniono istotne dla prognozy cele polityki energetycznej w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej, w tym wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w bilansie energii finalnej do 15% w roku 2020, 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz utrzymanie tego poziomu w latach następnych. Założono, że istotnym kierunkiem działań w celu promocji rozwoju energetyki odnawialnej będzie utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych poprzez system świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów).

W prognozie uwzględniono główny cel polityki energetycznej w obszarze racjonalizacji poziomu cen energii, jakim jest zapewnienie sprawnego funkcjonowania rynków paliw poprzez rozwój mechanizmów konkurencji i regulacji rynku paliw i energii w sposób zapewniający równowagę interesów wszystkich uczestników tego rynku.

W obszarze ochrony środowiska w prognozie założono pełną realizację modernizacji technicznej i ekologicznej urządzeń wytwórczych energetyki zawodowej i przemysłowej dla dotrzymania przepisów w zakresie emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu. Uwzględniono okresy przejściowe uzyskane w wyniku negocjacji z Unią Europejską, zawarte w Traktacie Akcesyjnym oraz pałapy emisji dla wszystkich źródeł objętych Dyrektywą LCP.

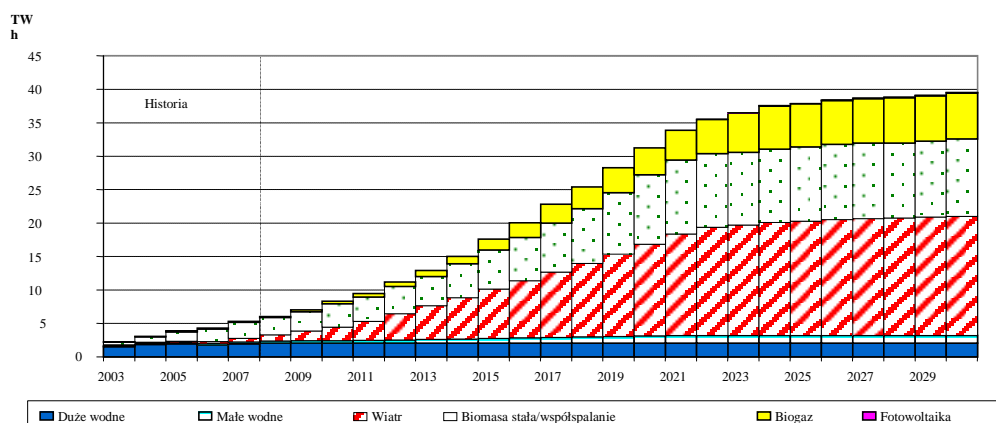
W odniesieniu do emisji CO₂ dla obiektów energetycznych objętych systemem ETS w okresie do 2012 r. przewidziano przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w zakresie określonym decyzją Komisji Europejskiej z dnia 26 marca 2007 r. i stosownym rozporządzeniem Rady Ministrów. W tym okresie przewidziano zakup brakujących uprawnień na rynku ETS po prognozowanej cenie w wysokości 25 €/tCO₂.

Dla okresu po 2013 r. - zgodnie z dyrektywami objętymi pakietem klimatyczno-energetycznym założono, że:

- dla źródeł energii elektrycznej istniejących i których budowę rozpoczęto przed końcem 2008 r., wystąpi stopniowo zwiększający się obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach od poziomu 30% w 2013 r. do 100% w 2020 r.;
- elektroenergetyka spełni warunki niezbędne do uzyskania zgody Komisji Europejskiej na odstępstwo od pełnego obowiązku zakupu uprawnień dla istniejących i budowanych źródeł realizując przedsięwzięcia zmniejszające emisję CO₂ o kosztach porównywalnych do wartości uprawnień, na które uzyskano derogację;

- dla nowych źródeł energii elektrycznej wystąpi obowiązek zakupu uprawnień na 100% emisji CO₂;

Założono, że po 2012 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach będą się kształtować na poziomie ok. 60 €/tCO₂. Alternatywnie w analizie wrażliwości założono ceny uprawnień w wysokości 40 €/tCO₂.



Rys. 7. Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w OZE.

W prognozie rozwoju wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii (OZE) dominującymi są energetyka wiatrowa i źródła spalające biomasę stałą oraz biogaz. Duży udział elektrowni wiatrowych w wytwarzaniu energii elektrycznej (rys. 7) może powodować problemy w systemie elektroenergetycznym. Ich opanowanie będzie zależać od zapewnienia stosownej rezerwy mocy w źródłach szczytowych lub rozwoju pojemności akumulacyjnych energii.

Ograniczenia potencjału energii odnawialnej i stosunkowo wysokie koszty wytwarzania energii w OZE czynią nierealnym osiągnięciu 20% udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej w 2030 r., co zakłada się w projekcie polityki energetycznej.

Przy przyjętych założeniach krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu ok. 151 TWh w 2006 r. do ok. 217 TWh w 2030 r. (tab. 6) Struktura paliw do produkcji energii elektrycznej w 2030 r. będzie bardziej zdywersyfikowana niż obecna (rys. 8), aczkolwiek udział energetyki jądrowej będzie jeszcze niewielki ze względu na naturalne ograniczenia tempa rozwoju tej technologii w Polsce.

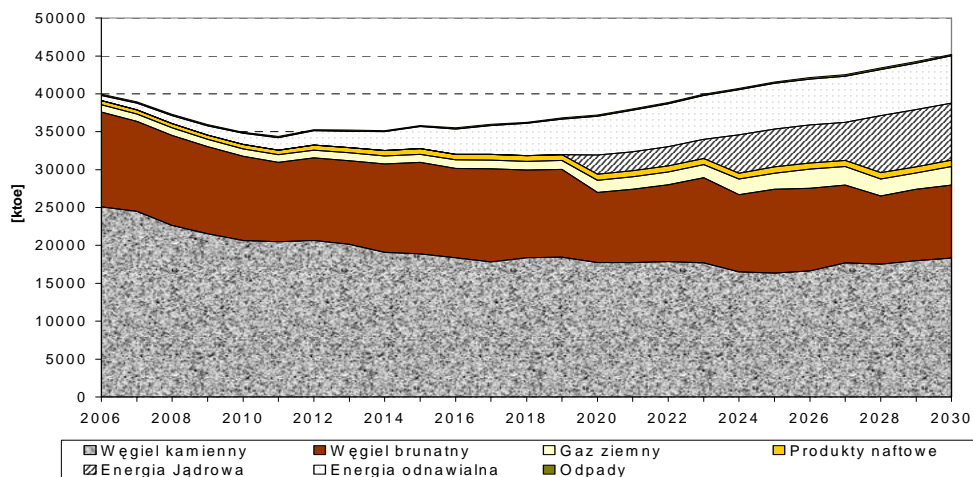
W prognozowanej strukturze koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrosną istotnie ze względu na wejście w życie obowiązków zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i wypełnienie unijnego obowiązku dotyczącego rozwoju znacznie droższej energii z OZE. Spowoduje to odpowiedni wzrost cen energii na rynku (rys. 9). Przy założonej cenie uprawnień na poziomie 60 €/tCO₂, należy się liczyć ze wzrostem cen dla przemysłu do ok. 470 zł/07/MWh w 2020 r. W przypadku gospodarstw domowych do ok. 605 zł/07/MWh. Po roku 2021 ceny energii elektrycznej będą się utrzymywać na osiągniętym poziomie lub lekko spadać dzięki wdrożeniu energetyki jądrowej.

Tabela 5. Prognozowana produkcja energii elektrycznej wg rodzaju źródeł [TWh].

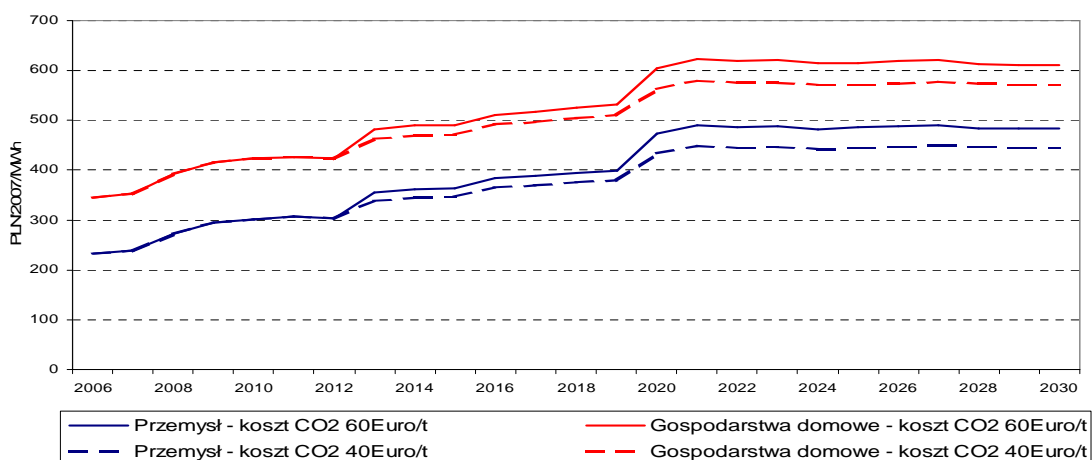
	2006	2010	2015	2020	2025	2030
El. Zawodowe - węgiel kamienny	65	48	42	43	37	49
El. Zawodowe - węgiel brunatny	50	45	51	40	49	42
El. Zawodowe - gaz	0	0	0	3	5	6
El. Jądrowe	0	0	0	11	21	32
El. Wodne	3	3	3	3	3	3
Ec. Zawodowe - węgiel kamienny	18	19	21	22	22	22
Ec. Zawodowe - gaz	4	4	4	5	5	6
Odnawialne (bez wody)	1	3	11	22	29	31
Ec. Przemysłowe	7	7	8	9	9	9
Lokalne - gaz	0	0	0	0	1	1
Potrzeby własne	14	12	13	13	14	16
Produkcja brutto	162	141	153	169	195	217
Export netto	11	0	0	0	0	0
Krajowe zapotrzebowanie brutto	151	141	153	169	195	217

Tabela 6. Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej w OZE [ktoe].

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Biomasa stała	159	299	503	892	953	995
Biogaz	14	31	141	345	556	593
Wiatr	22	174	632	1178	1470	1530
Woda	176	211	240	271	277	277
Fotowoltaika	-	-	-	0	1	2
Razem	371	715	1516	2687	3256	3396



Rys. 8. Prognozowana struktura zużycie paliw na produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.



Rys. 9. Prognoza cen energii elektrycznej dla krajowych odbiorców.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Wykonane dla Polski analizy wskazują, że nie uda się zapewnić *długofalowo* pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce *w sposób racjonalny bez uruchomienia elektrowni jądrowych*. Decydującym argumentem za rozwojem energetyki jądrowej są, obok wzrastających cen organicznych paliw kopalnych, zaostrzające się wymagania ekologiczne Unii Europejskiej dotyczące ograniczeń poziomu emisji CO₂.

Zgodnie z Uchwałą Rządu z 13 stycznia 2009 r. pierwsza moc jądrowa pojawia się w roku 2020. Do 2030 r. powinny pracować trzy bloki jądrowe o sumarycznej mocy netto 4500 MW. Należy wyraźnie podkreślić, że efekt stabilizacji cen energii elektrycznej lub ich obniżenie będzie zależeć od tempa rozwoju EJ.

Niepodjęcie budowy EJ w najbliższym okresie spowoduje późniejsze ich oddanie do eksploatacji i wywoła po 2020 r. nieodzowność szybkiej budowy źródeł gazowych o wysokich kosztach produkcji energii elektrycznej, które mogą zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu Polski.

Literatura

- [1] Energetyka jądrowa – perspektywy rozwoju w Polsce, PTN, 2009
- [2] H.H. Rogner, A. McDonald (International Atomic Energy Agency (IAEA)): *Nuclear Energy – Status and Outlook*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007
- [3] World Energy Outlook 2006, International Energy Agency
- [4] BP Statistical Review of World Energy, 2006
- [5] National Technical University of Athens, Draft Energy Forecast for European Union until 2030, European Commission, 2009
- [6] A. Strupczewski, U. Radović: *Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce*, Biuletyn Miesięczny PSE nr 1, 2006
- [7] E. Adamov, E. Muraviev, V. Orlov, N.A. Dollezhal (Research and Design Institute of Power Engineering, Russia): *Vision of Nuclear Power Options for XXI Century*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007
- [8] Yasuro Suzuki, Ryosuke Yoshii: *Current Status and Future Outlook of Nuclear Power Generation in Japan*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007
- [9] B. Spears, J. Hay (France): *The ITER project — the road to fusion power*, referat na XX Światowym Kongresie Energetycznym w Rzymie, 2007
- [10] Stan i tendencje rozwojowe energetyki jądrowej na świecie w latach 2003-2006, publikacja Państwowej Agencji Atomistyki, grudzień 2007