

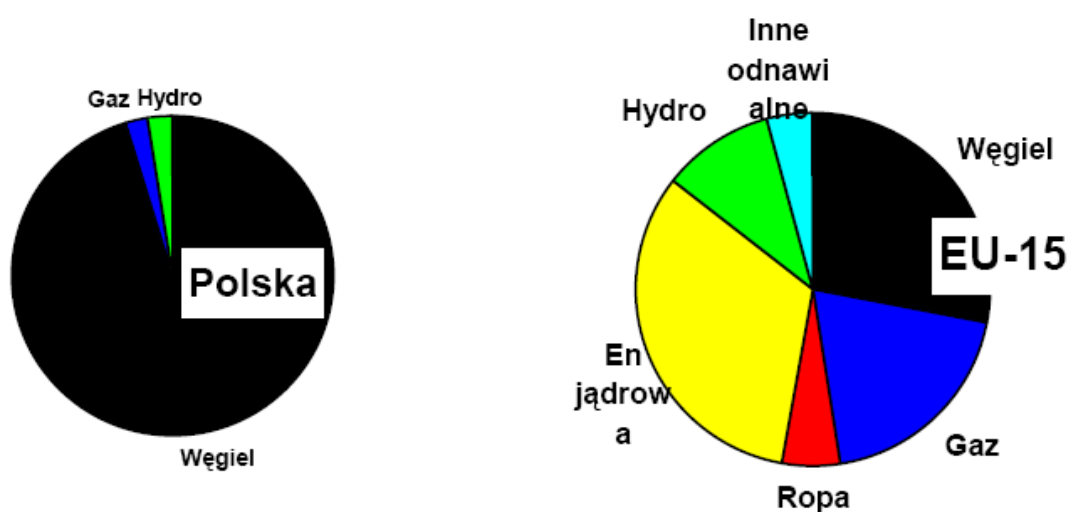
Biuletyn Miesięczny PSE, 04/07, s. 4-15, (2007)

CZEMU POTRZEBUJEMY ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

A. Strupczewski*, K. Jaworska**, A. Patrycy**, G. Saniewski**
 * Instytut Energii Atomowej, Świerk, **BSiPE Energoprojekt, Warszawa

1. Struktura zasobów energetycznych w Polsce i w UE

W Polsce ponad 94% energii elektrycznej uzyskuje się z elektrowni spalających węgiel kamienny lub brunatny. W Unii Europejskiej dominującym źródłem energii elektrycznej jest energetyka jądrowa, która w 2004 roku pokrywała niemal 32% ogólnego zapotrzebowania. Węgiel był w UE źródłem 29.7% energii elektrycznej, a gaz ziemny 18% [1].



Rys. 1 Struktura zasobów energetycznych w Polsce i w Unii Europejskiej

Każdy z krajów Unii Europejskiej podejmuje indywidualnie decyzję, czy chce budować energetykę jądrową, ale trend ostatnich lat jest jasny. Nowe elektrownie jądrowe już powstają we Francji, Finlandii, Rumunii i Bułgarii, a Holandia, Szwecja, Czechy, Litwa, Łotwa, Estonia, Słowacja i W. Brytania wznowiły dyskusję nad planami rozbudowy elektrowni jądrowych. W UE-27 pracują obecnie 152 reaktory energetyczne, dostarczające ponad 30% energii elektrycznej w UE. Chociaż jeszcze niedawno planowano w niektórych krajach Unii stopniowe wycofywanie się z energetyki jądrowej, dziś widać, że jej udział musi być znacznie zwiększony, zarówno ze względu na ograniczanie emisji gazów cieplarnianych jak i dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego UE.

W chwili obecnej Unia importuje ponad 50% potrzebnych jej surowców energetycznych i jeśli nie będzie istotnych zmian w polityce energetycznej Unii, to import ten w 2030 roku przekroczy 70% [2].

Tak wielki import surowców energetycznych, szczególnie gazu dostarczanego przez Rosję, oznaczałby uzależnienie gospodarcze, a co za tym idzie również i polityczne uzależnienie Unii od Rosji. Zdając sobie sprawę z tego zagrożenia, Komisja Europejska popiera obecnie rozwój energetyki jądrowej.

Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

Zwiększenie generacji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych stanowi także jedną z tanich możliwości ograniczenia efektu cieplarnianego, bo praca EJ nie powoduje emisji CO₂. Zastąpienie elektrowni węglowych przez EJ o mocy 1000 MW daje rocznie zmniejszenie emisji CO₂ o 5,6 mln ton !

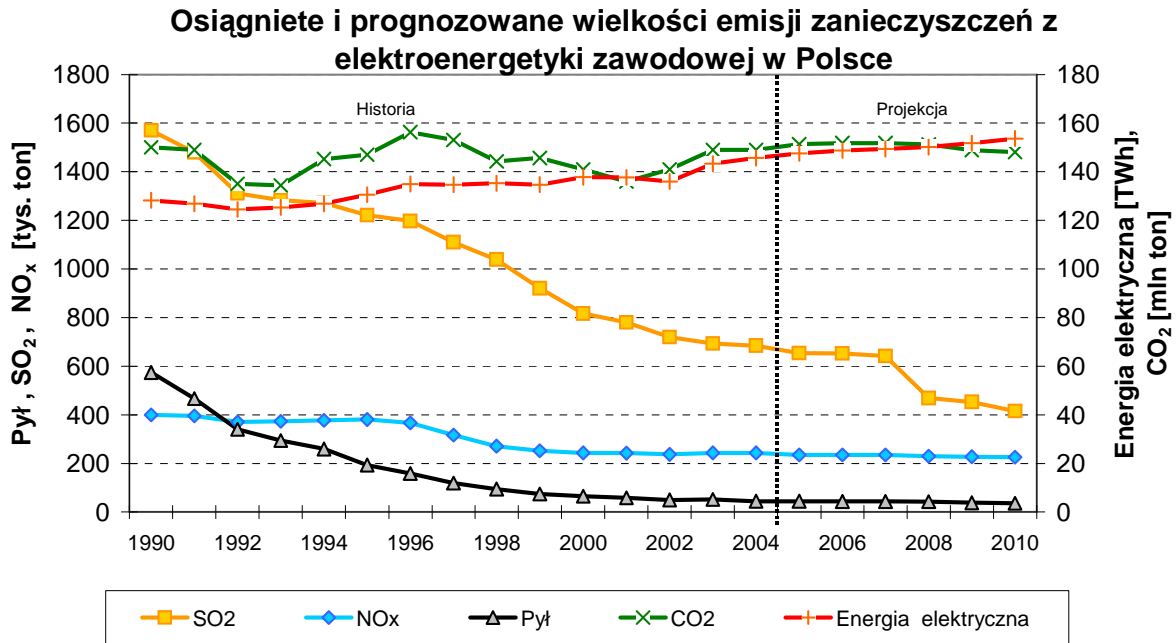
W ramach protokołu podpisanego w 1997 roku w Kioto, 39 krajów uprzemysłowionych zobowiązało się zmniejszyć emisję 6 gazów cieplarnianych o 5,2% poniżej poziomu w 1990 roku w okresie 2008-2012 r. Unia Europejska jest zdecydowana realizować postanowienia traktatu z Kioto i gra wiodącą rolę we wprowadzaniu ograniczeń emisji gazów cieplarnianych. Niezbędne do tego jest rozwijanie energetyki jądrowej. Dostrzegają to nawet państwa, które dawniej zamierzały wyeliminować energię jądrową. Na przykład w styczniu 2007 r. minister gospodarki Niemiec Michał Glos oświadczył, że Unia Europejska nie zdoła osiągnąć celów określonych w traktacie z Kioto, jeśli Niemcy i inne państwa Unii nie wznowią budowy energetyki jądrowej. Wprowadzone przez Komisję Europejską zezwolenia na emisję CO₂, których cena wynosi obecnie (maj 2007) około 22 Euro za tonę, są silnym bodźcem przeciwdziałającym budowie nowych elektrowni na paliwa organiczne i praktycznie zapewniają konkurencyjność elektrowni jądrowych nawet przy wysokich kosztach inwestycyjnych i wysokim oprocentowaniu kapitału. Niezależnie od tego, przemysł jądrowy dokonał wielkiego postępu na drodze do obniżenia kosztów inwestycyjnych i skrócenia czasu budowy, tak by zredukować koszt kapitału inwestycyjnego.

Elektrownia jądrowa wymaga nakładów inwestycyjnych wynoszących od 2 do 3 mld €. Są to nakłady wyższe niż dla elektrowni opalanych węglem, bo w EJ wszystkie systemy bezpieczeństwa i urządzenia do redukcji emisji promieniotwórczych instaluje się już na etapie jej budowy. Dzięki temu właśnie EJ jest bezpieczna i czysta, przyjazna dla otoczenia, a systemy zabezpieczeń i powstrzymania emisji pracują niezawodnie. Ale koszty inwestycyjne są wysokie. Natomiast koszty paliwa są niskie i elektrownia jądrowa jest bardzo mało czuła na zmiany cen surowców, a niewielka ilość uranu wystarcza do pokrycia potrzeb paliwowych EJ przez kilkadziesiąt lat. Dlatego w większości krajów uprzemysłowionych nowe elektrownie jądrowe stwarzają możliwość wytwarzania elektryczności potrzebnej do pokrycia obciążenia podstawowego po niskich cenach.

Przemysł jądrowy dokonał znacznych inwestycji od czasu podpisania protokołu w Kioto w 1997 roku. Komisja Europejska zdaje sobie sprawę z wagi utrzymania przodującej roli w technologii energetyki jądrowej i popiera dalsze doskonalenie zaawansowanych typów reaktorów oraz technik potrzebnych do ich fizycznego zabezpieczenia¹, unieszkodliwiania odpadów i likwidacji elektrowni. Od chwili zawarcia Traktatu o utworzeniu Euratomu sprawy bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej należą do głównych kierunków działania Unii Europejskiej.

I tak, w Unii Europejskiej główne źródło elektryczności to EJ, czyste, bezpieczne, nie powodujące efektu cieplarnianego i dające taną elektryczność, Polska natomiast wciąż spala węgiel – zmniejszyliśmy emisje zanieczyszczeń, takich jak pyły, SO₂ i NO_x, ale mimo to produkty spalania zanieczyszczają atmosferę jak widać na rys. 2.

¹ *Zabezpieczenie fizyczne* to termin oznaczający ochronę obiektu przed atakami terrorystów



Rys. 2 Emisje zanieczyszczeń z elektroenergetyki w Polsce [3].

2 Dostępność paliw rodzimych w Polsce

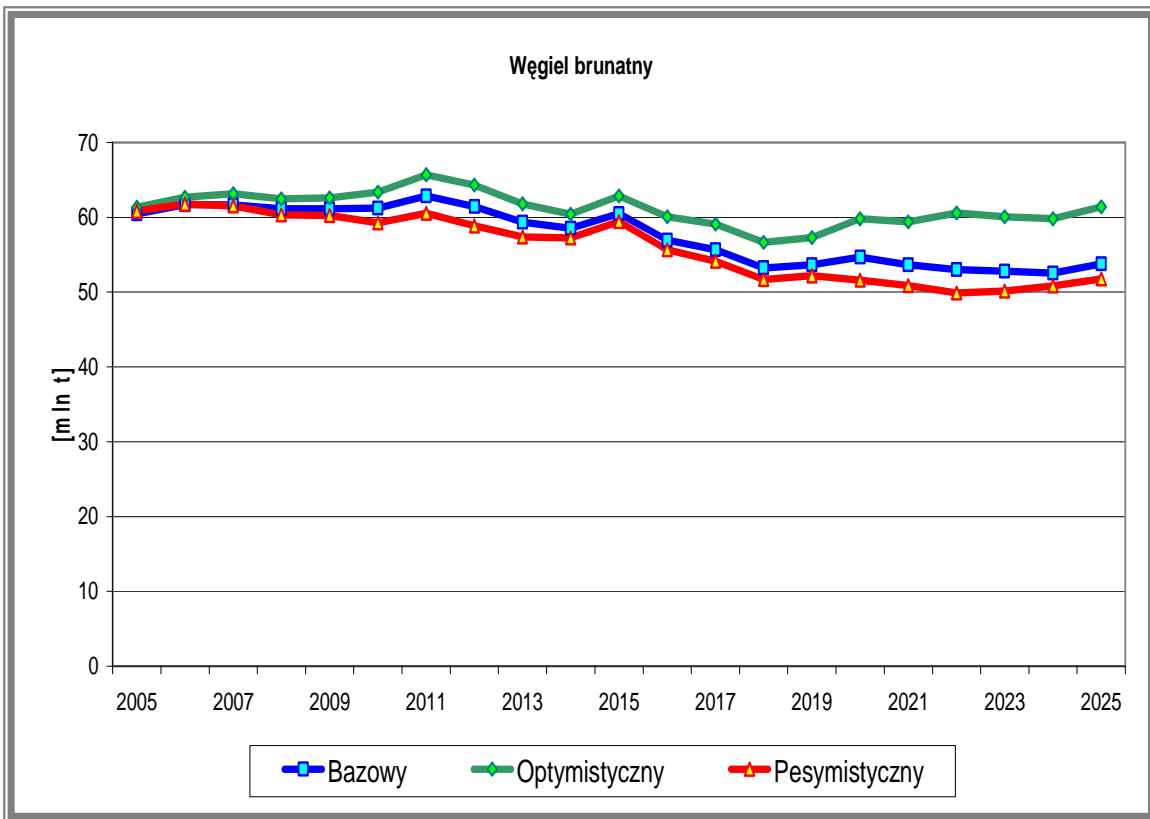
Zasoby węgla w dotychczas pracujących kopalniach zaczną się wyczerpywać w połowie lat 30., a budowa nowych kopalni by eksploatować złoża położone na większych głębokościach i trudniejsze do wydobycia, będzie znacznie bardziej kosztowna.

Węgiel kamienny. Zasoby operatywne istniejących kopalń w Polsce wystarczą na ok. 38 - 40 lat, a w przypadku budowy nowych kopalń – na ok. 100 lat, jednak o znacznie wyższych kosztach wydobycia. Zasoby światowe wystarczą na ok. 200 lat.

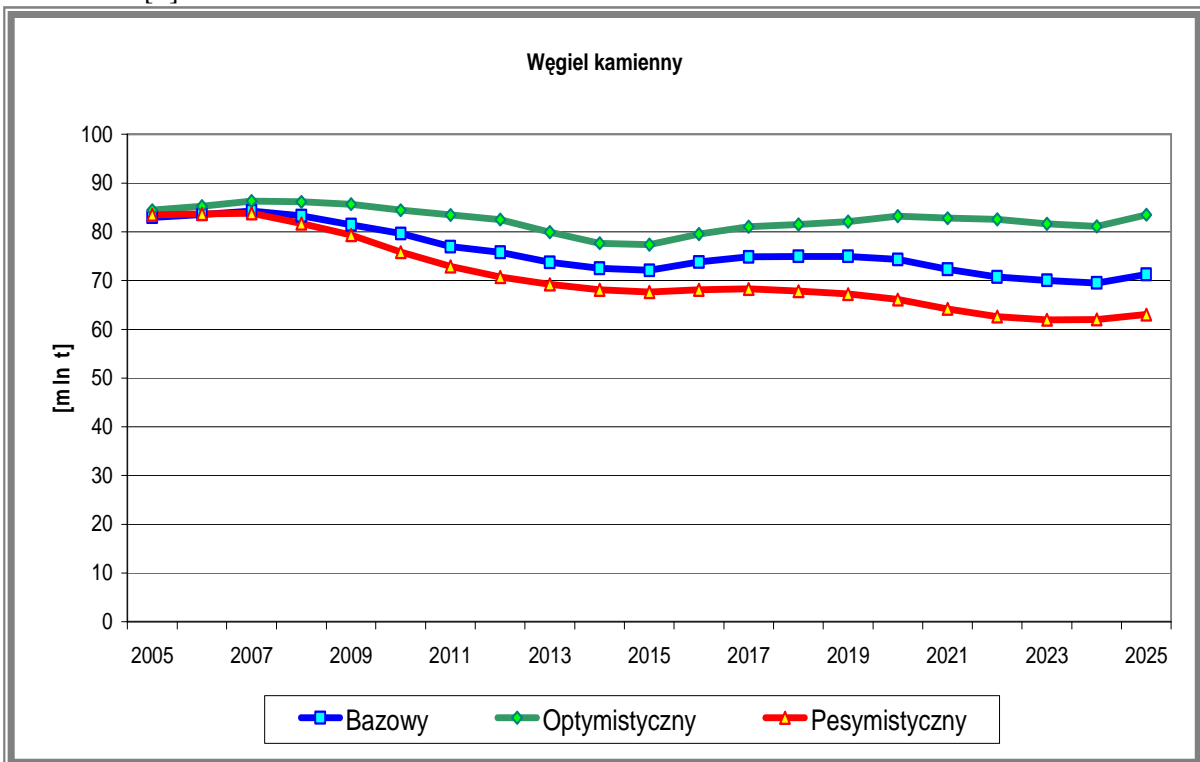
Węgiel brunatny. Zasoby w istniejących kopalniach wystarczą na ok. 30 lat. Możliwe jest pozyskanie nowych złóż węgla brunatnego, budowa nowych kopalń odkrywkowych, co pozwoli na wydłużenie okresu eksploatacji do ok. 100 lat. Nowe kopalnie odkrywkowe, to wzrost cen paliwa oraz widoczna degradacja środowiska naturalnego.

Gaz ziemny. Zasoby krajowe gazu nie wystarczają na pokrycie dotychczasowego zapotrzebowania. Mają znaczenie dla krótkoterminowego bezpieczeństwa dostaw. Na rynku światowym przy obecnym poziomie dostaw gazu wystarczy na około 67 lat. Dla Polski wymagana jest jednak kosztowna dywersyfikacja kierunków dostaw. Przewidywane możliwości wydobycia węgla brunatnego, kamiennego, uzyskania gazu ziemnego oceniono w studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa.[4].

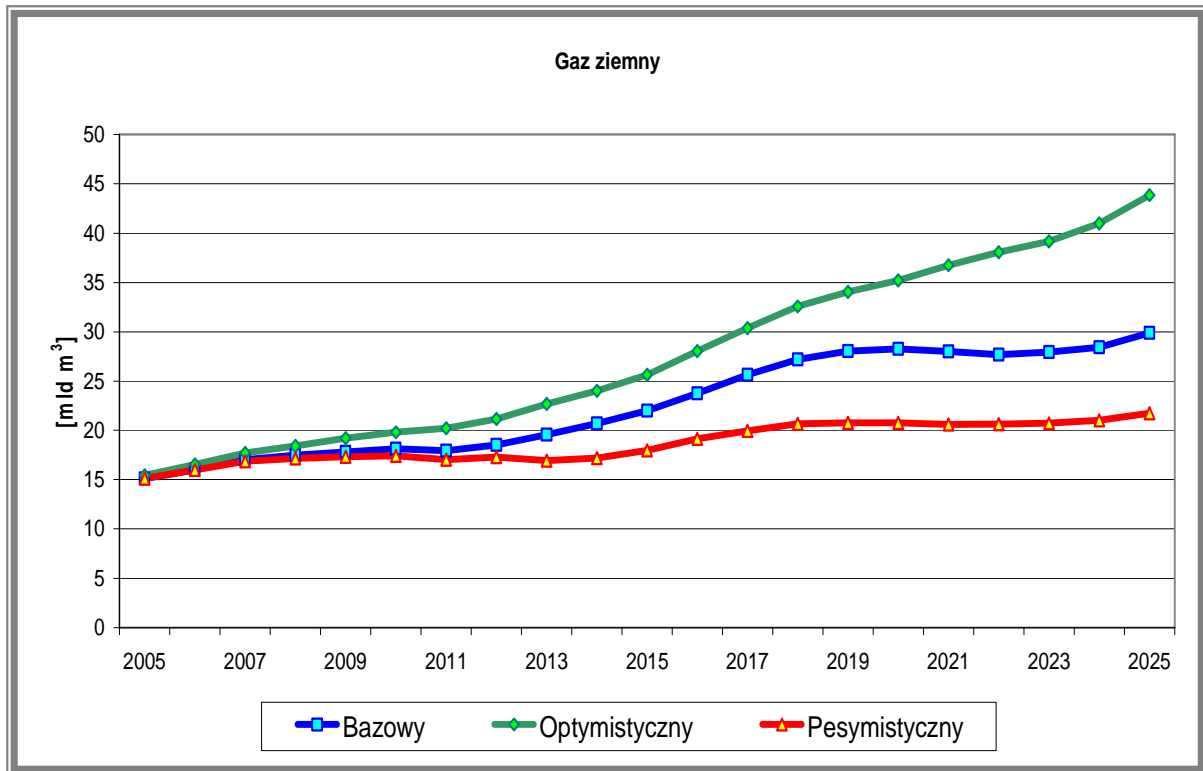
Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce



Rys. 3 Przewidywane wydobycie węgla brunatnego (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4]).



Rys. 4 Przewidywane wydobycie węgla kamiennego (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4]).



Rys. 5 Przewidywane dostawy gazu ziemnego (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4])

3. Odnawialne źródła energii (OZE) w Polsce

Podstawowym kryterium porównawczym różnych opcji elektroenergetyki jest porównanie średnich, jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Obecnie w kosztach tych uwzględnia się również tzw. koszty zewnętrzne (ekologiczne). Koszty zewnętrzne dotyczą wpływu emisji na środowisko i człowieka i mogą być uwzględnione jako ewentualne kary lub np. konieczność zakupu zezwoleń na emisję CO₂. Dokonując wyboru różnych opcji elektroenergetyki należy uwzględnić średnie koszty wytwarzania w całym przyszłym okresie eksploatacji, tj. np. 40 lat dla elektrowni węglowych i 60 lat dla elektrowni jądrowych. Jeżeli pominąć inflację, to tak zdefiniowane koszty wytwarzania głównych dla Polski obecnie opcji, są następujące:

- Energetyka węglowa-okolo 8 euroc/ kWh (w tym 5 euroc/kWh - koszty zewnętrzne)
- Energetyka jądrowa-okolo 4 euroc/kWh

Energia odnawialna jest droższa od węglowej i jądrowej. Aby producentom opłacało się rozwijać odnawialne źródła energii (OZE), trzeba im dopłacać, i to dużo. Według zaleceń Komisji Europejskiej, dopłaty do energii odnawialnej powinny być ograniczone tak, by koszt energii z OZE nie przekraczał kosztu produkcji ze źródeł konwencjonalnych plus koszty zewnętrzne ponoszone przy użyciu tych źródeł [5]. Wobec tego, że w Polsce sumaryczny koszt energii elektrycznej z elektrowni węglowych wraz z kosztami zewnętrznymi płaconymi przez całe społeczeństwo wynosi około 8 euroc/kWh, w tym 5 euroc/kWh kosztów zewnętrznych, przewidywana dopłata około 50 Euro/MWh do cen rynkowych dla energii odnawialnej wydaje się rozsądną wielkością graniczną. Rzeczywiste koszty energii odnawialnej są jednak większe.

Wielkość zasobów energii odnawialnej możliwej do uzyskania w Polsce oceniana jest różnie przez różnych specjalistów, zależnie od tego, czy patrzą przez pryzmat kosztów i dobrobytu społeczeństwa, czy też stawiają jako nadrzędny cel maksymalizację udziału OZE. Wg krytycznej oceny R. Trechcińskiego [6] zasoby te przedstawiają się następująco:

Woda

Obecnie uzyskiwana energia z elektrowni wodnych a także ewentualnie z inwestycji w zakresie Małej Energetyki Wodnej (MEW) wynosi nieco mniej niż 4 TWh rocznie. Uzyskanie jeszcze kilku TWh byłoby możliwe, gdyby zrealizowano inwestycję Dolnej Wisły. Jednakże koszt wytwarzania energii elektrycznej z tej elektrowni byłby zbyt wysoki. Kilkanaście lat temu oceniano ten koszt na 7 euroc/kWh, co już wtedy było znacznie więcej niż 3 euroc/kWh z ówczesnych elektrowni węglowych. Obecnie koszt ten byłby oceniany na około 8 euroc/kWh.

Wiatr

W naszym systemie elektroenergetycznym można by zainstalować nawet około 5 GW w elektrowniach wiatrowych, np. 2000 wiatraków o mocy 2,5 MW. Oczywiście elektrownie te musiałyby mieć rezerwowe zasilanie (zapewniające dostawy energii do sieci, kiedy nie wieje wiatr). Wg studium niemieckiego [7] przy średniej prędkości wiatru 5.5 m/s oczekiwana moc średnia elektrowni wiatrowej wynosi 18% mocy nominalnej. W razie zainstalowania siłowni wiatrowych o mocy 1000 MWe, ich średnia moc wyniesie więc 180 MW, i moc sieci można zmniejszyć tylko o owe 180 MWe. Potrzebna moc rezerwowa w sieci zapewniająca stabilność napięcia mimo wahań prędkości wiatru jest bardzo duża. Budowa siłowni wiatrowych oznacza więc duże obciążenie dla sieci. Ponadto, jeśli moc rezerwową zapewniają elektrownie konwencjonalne, które emitują duże ilości zanieczyszczeń, to wynikowe obciążenia środowiska zanieczyszczenia dla układu wiatrak + elektrownia konwencjonalna są dużo większe niż dla elektrowni jądrowej.

Główny problem siłowni wiatrowych polega jednak na ich wysokich kosztach wytwarzania energii. Koszt ten oceniany jest na około 12 euroc/kWh dla takich krajów jak Hiszpania, Anglia, Holandia, Dania gdzie średnia moc uzyskiwana z wiatraka wynosi prawie 40% mocy znamionowej. Natomiast przyjmowanie tych samych wielkości dla Niemiec i Polski wydaje się niemożliwe (średnia moc około 20% mocy znamionowej). Polskie dopłaty obejmują:

- urzędową dopłatę
- kredyt preferencyjny
- zielone certyfikaty
- subwencje dla samorządów (w tym np. dokumentacja)
- zwolnienie całkowite lub częściowe (50%) z różnych opłat.

Łącznie rzeczywisty koszt dopłat do energii wiatraków jest wyższy niż podawany w ocenach krajów o dużej sile wiatru.

Koszty wprowadzania energii odnawialnych pokrywane są przez odbiorców, czyli wszystkich obywateli. W artykule R. Trechcińskiego [6] podano proste przeliczenie obrazujące jak różnica kosztów wytwarzania np. pomiędzy 6 Euro c/kWh a 4 Euro c/kWh wpłynie na poziom życia obywateli. Obliczenie to jest bardzo proste:

200 TWh rocznie należy pomnożyć przez 2 Euro c/kWh. Rezultat to tracone 4 mld Euro rocznie. Jeżeli rozłożymy te dodatkowe koszty równo na całą naszą populację, to łatwo można uzyskać wniosek końcowy: każda czteroosobowa rodzina będzie rocznie obciążona kwotą około 1500 zł.

Biomasa

Korzystanie z biomasy możliwe jest w 2-ch wariantach. Pierwszy to spalanie lub współspalanie drzewa pochodzącego głównie z oferty lasów państwowych. Z tego źródła energii można liczyć na około 2 TWh rocznie. Drugi wariant to uprawy roślin energetycznych jak

wierzba krzewiasta (wiklina), ślazier pensylwański, miskantus i inne. Przykładem takiej hodowli energetycznej może być ślazier pensylwański, który staje się coraz bardziej popularny wśród roślin energetycznych. Zapewnia on wydajność spalania: 100 000-300 000 MJ/ha i ciepło spalania 11-18 MJ/kg .

Do spalania używa się sprasowanej masy lub zrębków, lub masy granulowanej w postaci peletów. Z 1-go kg ślazierca można uzyskać około 1,4 kWh. Dla uzyskania 2 TWh rocznie energii elektrycznej należy korzystać z około 140 000 ha. Chociaż koszt wyhodowania biomasy jest mniejszy od 1 euroc/kWh, to jednak trzeba go powiększyć o koszt transportu i przeróbki biomasy. Łączne koszty szczególnie dla niewielkich elektrociepłowni są rzędu 8 euroc/kWh, czyli mieszczą się w kosztach zalecanych przez UE dla OZE.

Ilość energii, jaką można uzyskać w Polsce z upraw energetycznych, nie jest łatwa do ścisłego określenia, gdyż zależy od rodzaju gleby, kosztów transportu biomasy, który może być zróżnicowany w zależności od warunków lokalnych a także od możliwości przeznaczenia odpowiedniego arealu na uprawy energetyczne. Orientacyjnie jest to od 2 do 4 TWh rocznie (powyżej 2 TWh rocznie koszty wytwarzania byłyby już większe). Średnio 3 TWh rocznie. Razem z biomasą z lasów państwowych daje to około 5 TWh rocznie.

Porównanie biomasy i wiatraków wykazuje, że: .

- Koszt wytwarzania energii elektrycznej jest znacznie wyższy dla siłowni wiatrowych
- Biomasa jest znacznie korzystniejsza ze względu na zmniejszenie bezrobocia
- Biomasa nie wymaga buforowego zasilania.
- Beneficjentami wiatraków są inwestorzy zagraniczni i zagraniczni producenci wiatraków

Łączna ilość energii, jaką możemy uzyskać z OZE w 2010 r., jeżeli nie będziemy instalowali elektrowni wiatrowych, wynosi więc około 5 TWh rocznie z biomasy i 4 TWh rocznie z elektrowni wodnych.

Mimo zastrzeżeń ekonomicznych i ograniczeń fizycznych utrudniających rozwój energii wiatrowej i biomasy w Polsce, wobec braku elektrowni jądrowych musimy starać się o rozwój odnawialnych źródeł energii z uwagi na nasze zobowiązania traktatowe i dyrektywy Komisji Europejskiej.

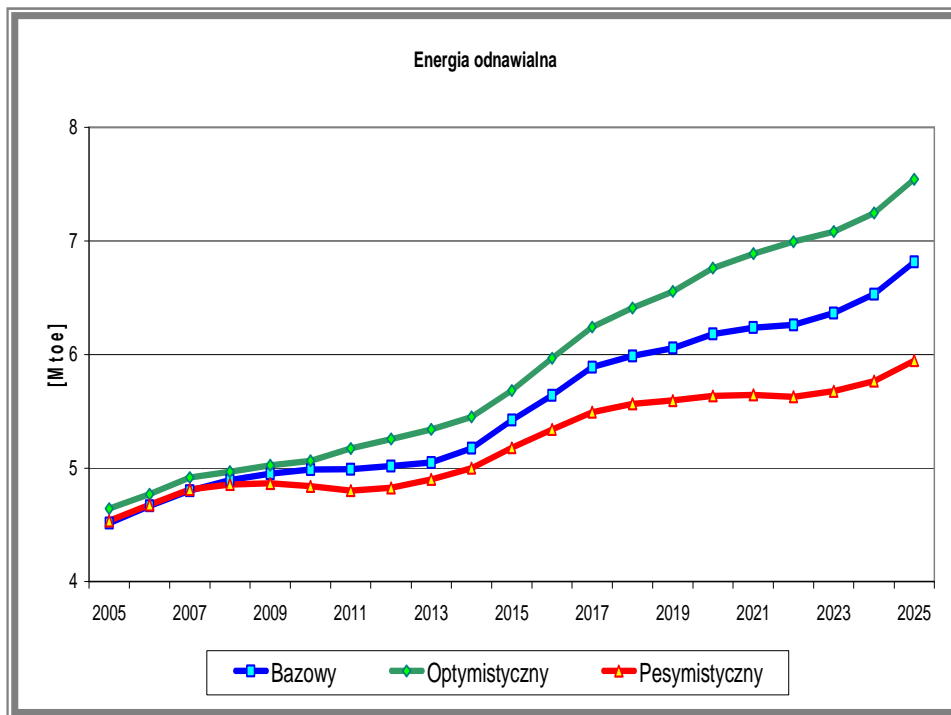
W perspektywie roku 2025 ilości energii z OZE są większe i po uwzględnieniu także energii wiatru wg Mareckiego i Dudy [8] wynoszą około 20,4 TWh rocznie, w tym:

- ok. 8 TWh w energetyce wodnej (z nowymi inwestycjami na Wiśle),
- ok. 2,1 TWh z maksymalnie dostępnych zasobów biomasy z lasów,
- ok. 2,5 TWh z upraw energetycznych,
- ok. 7,8 TWh z elektrowni wiatrowych.

Inne rodzaje energii odnawialnej (geotermia, fotowoltaika) będą możliwe w szerszym zakresie po 2030 r. Tymczasem jak wynika z dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.” [9] już za 15 lat nasze zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wynosić około 220 TWh rocznie. Jak widać, nawet przy maksymalnym wykorzystaniu naszych możliwości udział energii odnawialnej nie przekroczy 9 % rocznej produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Przewidywany wzrost mocy ze źródeł energii odnawialnej przedstawiono na rys. 6

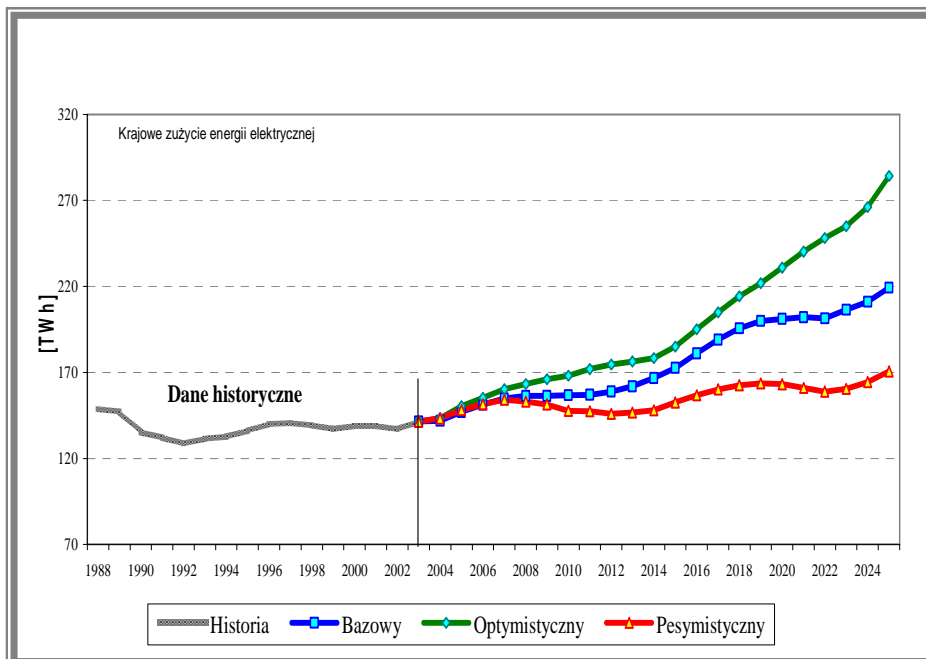
Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce



Rys. 6 Przewidywany rozwój energii odnawialnej (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4])

4 Bilans energetyczny Polski do r. 2025

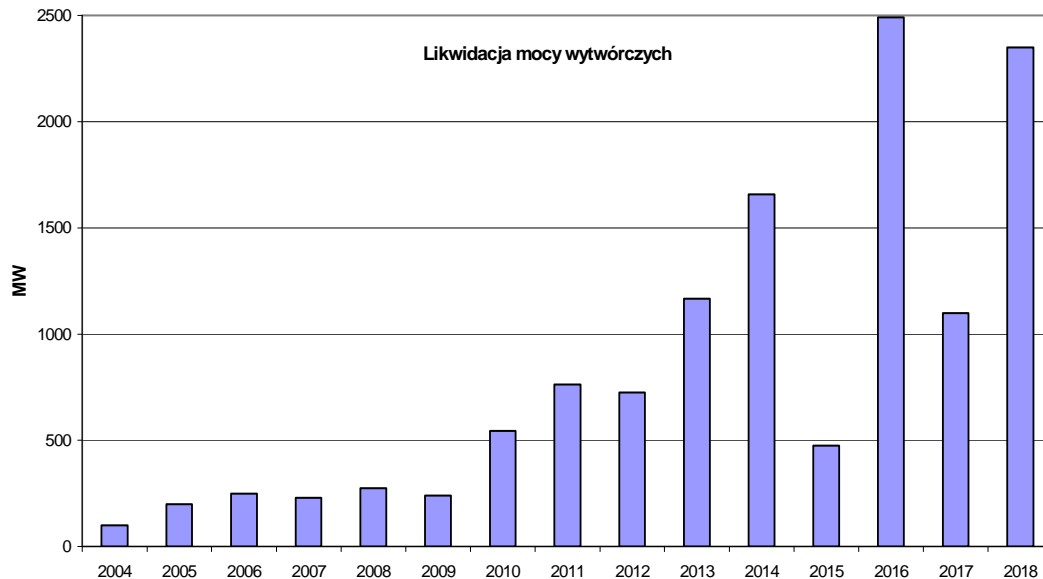
Nawet przy najbardziej optymistycznym wariantcie pozyskania mocy ze wszystkich źródeł nie wystarczy ono do pokrycia zapotrzebowania elektryczności w Polsce, które w wariantcie bazowym wyniesie 220 TWh w 2025 r. (patrz rys. 7).



Rys. 7 Krajowe zużycie energii elektrycznej (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4])

Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

Konieczność budowy nowych elektrowni wynika też z likwidacji istniejących mocy wytwórczych, które z powodu wieku muszą przerwać pracę (rys. .8)



Rys. 8 Likwidacja mocy wytwórczych w Polsce (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4])

5 Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce obliczone metodą ExternE wynoszą od 36 do 44 (mEuro/kWh) [10] , nawet bez uwzględnienia emisji gazów cieplarnianych:

Tabl. 1 Koszty zewnętrzne dla węgla brunatnego i kamiennego w wybranych elektrowniach w Polsce.

Zanieczyszczenie	Bełchatów (węgiel brunatny)		Kozienice (węgiel kamienny)	
	€/t	m€/kWh	€/t	m€/kWh
Pył	8766	0.8	7591	1.8
SO ₂	6066	41.6	5948	31.8
NO _x	1169	1.7	1581	2.5
	Łącznie	44.1	Łącznie	36.2

Podobne wyniki dla całej elektroenergetyki w Polsce przedstawiono w pracy Mareckiego i Dudy [8] , którzy dla elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w Polsce 2004 r. podali całkowite koszty zewnętrzne równe 46.5 mEuro/kWh.

Tymczasem koszty zewnętrzne dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR w Wielkiej Brytanii wyniosły 0,46 mEuro/kWh, a więc były 100 razy mniejsze [11]

Dla nowych elektrowni jądrowych budowanych w Polsce koszty zewnętrzne będą mniejsze niż dla zbudowanej przed 15 laty elektrowni brytyjskiej. Korzyści zdrowotne i środowiskowe z wprowadzenia w Polsce elektrowni jądrowych są więc niewątpliwe.

6 Analiza lokalizacji i bezpieczeństwa elektrowni jądrowych w Polsce.

W studium porównawczym dla Polski BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa S.A. [4], wykonało własne prace studialne zakończone w połowie 2006 r. Obejmowały one następujące analizy

- potrzeby EJ dla Polski,
- bezpieczeństwa EJ nowej generacji,
- lokalizacji EJ
- analizy ekonomiczne

W analizach ekonomicznych BSiPE Energoprojekt porównało

- EJ z reaktorem lekkowodnym ciśnieniowym (np. EPR)
- EW na parametry nadkrytyczne opalaną węglem brunatnym
- EW na parametry nadkrytyczne opalaną węglem kamiennym
- Elektrownię gazowo-parową.

W studium lokalizacyjnym BSiPE Energoprojekt –Warszawa SA analizowało

1. Wpływ otoczenia na EJ

- Zagrożenia sejsmiczne
- Powodzie
- Zjawiska meteorologiczne
- Zagrożenia powodowane przez człowieka

2. Wpływ EJ na człowieka i środowisko

- Czy małe dawki promieniowania są groźne?
- Redukcja emisji i dawki wokół EJ
- Względne zagrożenia od EJ i innych zakładów przemysłowych
- Strefa ochronna
- Planowanie działań awaryjnych poza EJ

3. Stan przepisów i prac lokalizacyjnych w Polsce

Przy rozpatrywaniu możliwych lokalizacji EJ w Polsce uwzględniano okoliczności sprzyjające lokalizacji EJ, do których należą:

- Niezawodne zasilanie wodne
- Pewne zasilanie elektryczne
- Łatwe odprowadzanie ciepła bez szkody dla środowiska (ochrona fauny i flory przed ujemnymi skutkami podgrzewu wód zrzutowych).
- Korzystne warunki meteorologiczne i hydrologiczne (przy czym należy pamiętać, że dobra szczelność obudowy bezpieczeństwa może skompensować niekorzystne warunki meteorologiczne
- Niska gęstość zaludnienia (odległość od miast, ośrodków).

Dawniej obowiązywały minimalne odległości od miast lub promienie strefy ochronnej, np. 3 km do osiedli ludzkich. Przy lokalizacji EJ w Żarnowcu nasuwało to pewne trudności, bo osiedle w Nadolu po drugiej stronie jeziora Żarnowieckiego znajdowało się w odległości około kilometra. Obecnie uwolnienia z reaktorów są tak małe, że za minimalną odległość uznaje się promień działki reaktora czyli około 800 m zgodnie ze standardami przemysłu jądrowego w Unii Europejskiej (EUR) [12]. Lokalizacja EJ w Żarnowcu nie wiąże się więc z żadnymi uciążliwościami dla ludności.

Wielką zaletą lokalizacji w Żarnowcu jest umiejscowienie EJ pracującej przy obciążeniu podstawowym w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni pompowo-szczytowej nad jeziorem Żarnowieckim. Umożliwi ta pracę ciągłą EJ na obciążenie podstawowe. W nocy, gdy aglomeracja gdańska potrzebuje mniej energii elektrycznej, EJ dostarcza energię do elektrowni pompowo-szczytowej do pompowania wody do zbiornika górnego, a w godzinach szczytu, gdy potrzeby mocy większe niż moc EJ, elektrownia szczytowo- pompowa

wspomaga ją pozwalając wodzie spływać do zbiornika dolnego, co generuje potrzebną energię elektryczną. Lokalizacja ta została wszechstronnie przebadana, istnieje odpowiednia infrastruktura, gotowe są sieci przesyłowe dużej mocy a ludność okoliczna popiera budowę elektrowni jądrowej.

Lokalizacja w Klempiczu, gdzie planowano budowę 4 bloków po 1000 MWe, jest również bardzo korzystna. Inne dogodne lokalizacje to Kopań w sąsiedztwie Koszalina, Nowe Miasto, na północ od Warszawy oraz Małkinia, Wyszaków, Chodcza i Gościeradów we wschodniej części Polski. Do budowy pierwszej EJ najbardziej jednak nadaje się Żarnowiec, zarówno ze względu na skojarzenie z elektrownią szczytowo- pompową jak i na fakt, że lokalizacja ta została wszechstronnie przebadana i udokumentowano jej pełną przydatność dla elektrowni jądrowej.

Dla określenia, jak daleko ma sięgać planowanie działań awaryjnych poza EJ, należy uwzględnić charakterystyki techniczne budowanej EJ. W Polsce mogą być budowane tylko nowoczesne elektrownie spełniające obecne wymagania bezpieczeństwa sformułowane przez przemysł jądrowy Unii Europejskiej w dokumencie EUR [12]. Granice obszaru ograniczonego użytkowania będą określone przez Ministra Środowiska przy uwzględnieniu charakterystyki EJ, możliwych sytuacji awaryjnych i rozkładu dawek na zewnątrz obszaru ograniczonego użytkowania.

Do osiągnięć społeczności międzynarodowej należy zaliczyć jednoznaczne ustalenie dawek, przy których prowadzi się działania interwencyjne. Ustalenia te przyjęto również w Polsce. W zależności od dawki, której można uniknąć dzięki działaniom interwencyjnym, zaleca się następujące działania:

- 100 mSv/ 7 dni - Ewakuacja:
- 10 mSv / 2 dni – pozostanie w ukryciu
- 100 mGy na tarczycę podanie jodu stabilnego
- 10 mSv przez 30 dni po 2 latach od awarii- stałe przesiedlenie ludności
- 1000 mSv / całe życie – stałe przesiedlenie ludności

Jak widać, gdyby te zalecenia stosowano po awarii w Czarnobylu, uniknięto by niepotrzebnej ewakuacji setek tysięcy ludzi, dla których dawki uniknięte wynoszą od 300 do 20 mSv w ciągu całego życia.

Niezależnie od tej uwagi należy jednak pamiętać, że w reaktorach budowanych zgodnie z wymaganiami EUR awarie takie jak w Czarnobylu są po prostu fizycznie niemożliwe, bo w warunkach awaryjnych ich moc maleje i reaktor wyłącza się, podczas gdy w Czarnobylu moc reaktora gwałtownie rosła aż do zniszczenia elektrowni.

Studium Energoprojektu potwierdziło, że reaktory planowane dla Polski będą bezpieczne.

7. Wyniki ekonomiczne dla Polski wg studium BSiPE-ENERGPROJEKT

W założeniach studium przyjęto, że elektrownie pracują jako podstawowe, a ich czas pracy 7000 - 8000 h wynika z możliwości technicznych.

Dla elektrowni węglowych i gazowych przyjęto, że spełniają one normy ochrony środowiska, mają instalacje odsiarczania, palniki niskoemisyjne, instalację odazotowania, wysokosprawne elektrofiltry. Wielkości dopuszczalnej emisji przyjęto zgodnie z wymaganiami norm, a mianowicie:

- Emisje pyłu <30 mg/Nm³
- Emisje NO_x, SO₂ < 200 mg/Nm³

Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

- Emisje CO₂: 50% pokryje przyznany limit, a 50% - zakup uprawnień. Jest to założenie korzystne dla węgla i gazu, bo przyznanie uprawnień przysługuje tylko dla elektrowni istniejących, zaś elektrownie nowe powinny opłacać pełne koszty emisji CO₂.

Przy rozpatrywaniu elektrowni jądrowych przyjęto, że będą to EJ najnowszej generacji, spełniające wymagania EUR. Są one wyposażone w środki bezpieczeństwa technicznego, dzięki którym prawdopodobieństwo ciężkiej awarii wynosi poniżej raz na milion lat, a nawet po ciężkiej awarii nie potrzeba działań poza obszarem samej elektrowni (800 m).

Moce elektrowni przyjęto równe łącznie około 1600 MWe, z tym że EJ pracuje z jednym reaktorem o tej mocy, a dla elektrowni węglowych i gazowych potrzeba więcej bloków zgodnie z możliwościami technicznymi.

Uwzględniane koszty obejmują:

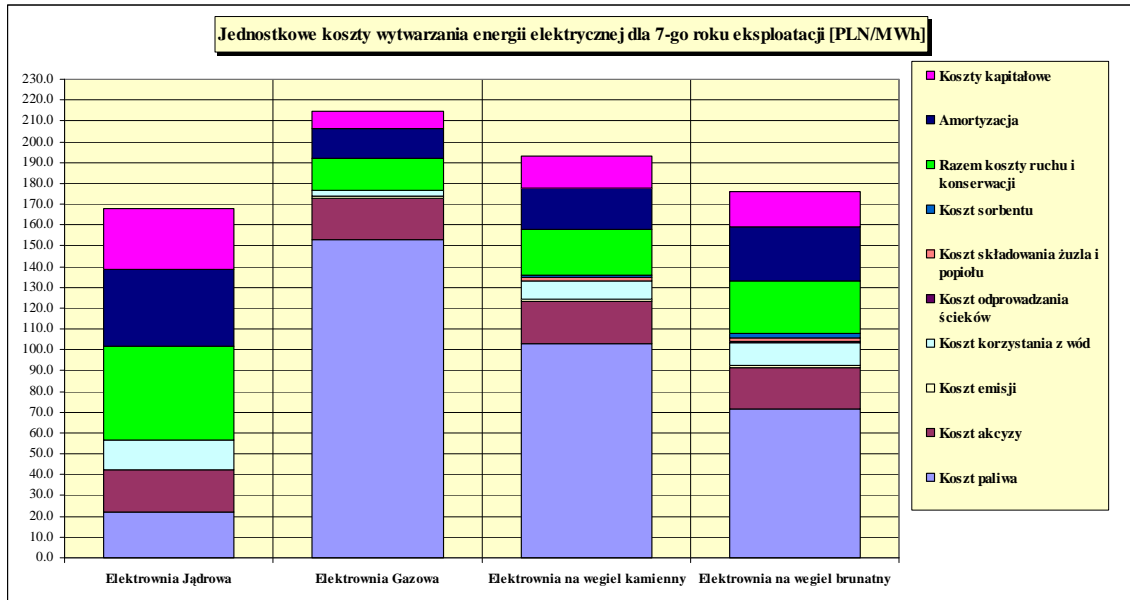
- Koszty kapitałowe (amortyzacja, koszty finansowe)
- Koszty ruchu i konserwacji (łącznie z kosztami likwidacji)
- Koszty paliwowe
- Opłaty za emisje
- Opłaty za wodę i gospodarkę odpadami

Rozważano dwa scenariusze wzrostu kosztu energii elektrycznej:

- Inflacyjny wzrost ceny energii (w 2005 – 120 PLN/MWh)
- Ponad inflacyjny wzrost cen energii (30%)

Ceny paliw przyjęto stałe, co także jest korzystne dla węgla a szczególnie dla gazu. Możliwe zmiany uwzględniano w analizie wrażliwości

Wyniki przedstawione są na rys. 9



Rys. 9 Struktura kosztów energii elektrycznej (studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa [4])

8. Wyniki wg studium Energoprojektu Katowice

Wyniki innego studium, opracowanego przez Energoprojekt Katowice [13] (EPK), są jakościowo podobne.

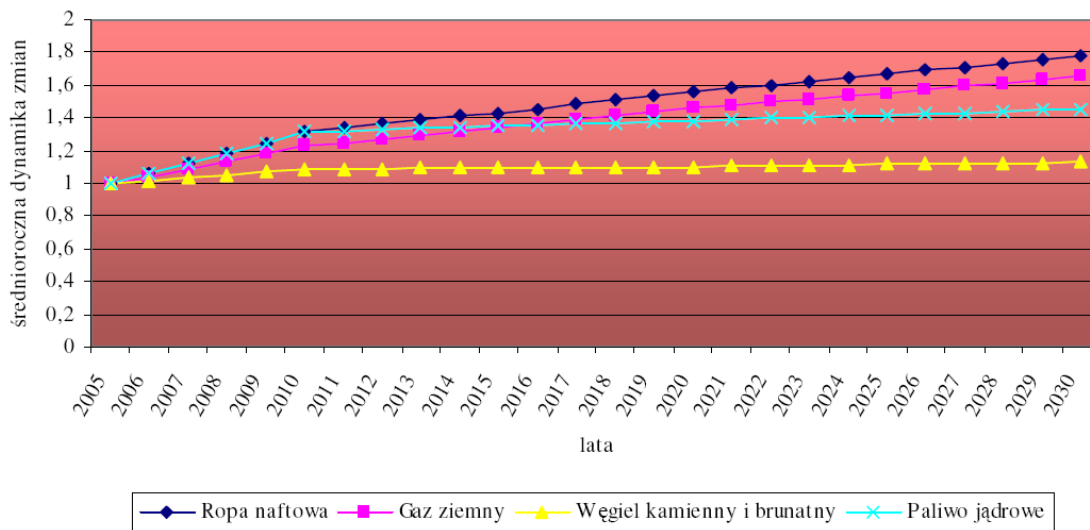
Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

W ramach studium EPK przeanalizowano dwa typy elektrowni jądrowej:

- elektrownie atomowe z reaktorem III generacji EPR (European Pressurized Water Reactor) opracowanym przez NPI (Nuclear Power International), spółkę utworzoną przez koncern francuski Framatome oraz niemiecką firmę Siemens,
- elektrownie atomowe z reaktorem AP1000 - pierwszym reaktorem generacji III+, który został zatwierdzony przez Komisję Dozoru Jądrowego w USA. Jest on zmodernizowaną wersją reaktora AP600 o mocy 600 MWe firmy Westinghouse.

Zmiany cen paliw przyjęte w studium EPK pokazano na rys. 10.

Tendencje zmian cen paliw pierwotnych wg EPK



Rys. 10 Zmiany cen paliw przyjęte w studium EPK [13]

Inne założenia studium EPK przedstawiają się następująco:

Przyjęto jednakową dla wszystkich wariantów roczną sprzedaż energii elektrycznej na poziomie odpowiadającym mocy elektrycznej netto 1600 MW (moc ta odpowiada zainstalowaniu jednego bloku energetycznego w technologii jądrowej z reaktorem EPR). Dla technologii, w których nie jest możliwe zainstalowanie jednego bloku energetycznego o mocy netto 1600 MW, określono liczbę (wielokrotność) zainstalowanych jednostek mniejszych odpowiednio ujmując ten fakt w nakładach inwestycyjnych i obliczeniach wielkości operacyjnych.

Analizę wykonano dla okresu 60 lat. Przyjęto, że będzie to okres eksploatacji bloku atomowego, ponieważ jest on najdłuższy. Dla pozostałych technologii założono okresowe odtwarzanie mocy zainstalowanej ujmując ten fakt odpowiednio w sześćdziesięcioletnim harmonogramie nakładów inwestycyjnych.

Dla technologii węglowych wykonano analizę dla dwóch opcji ze względu na możliwy postęp technologiczny w perspektywie 15÷20 lat:

- opcja 1 – według obecnego stanu rozwoju technologii i najlepszej wiedzy autorów,
- opcja 2 – dla przewidywanego stanu rozwoju technologii (wzrost sprawności).

Obliczenia ekonomiczne wykonano dla trzech przyjętych czasów wykorzystania mocy – minimalnego (przyjętego jako dolna granica dla porównywanych technologii), maksymalnego (przyjętego jako górna granica dla porównywanych technologii), „realnego” – przyjętego w oparciu o historyczne dane eksploatacyjne. Dla potrzeb wykonania uniwersalnej analizy porównawczej dla różnorodnych rozwiązań technologicznych przyjęto, że minimalny czas

wykorzystania mocy w ciągu roku to 6500 godzin, a maksymalny to 8000 godzin (współczynnik obciążenia 91%). Dla technologii, dla których nie jest możliwe osiągnięcie tych czasów, zwiększa się liczbę zainstalowanych jednostek, podnosząc odpowiednio wielkość zainstalowanej mocy.

Dla każdej z rozpatrywanych technologii przewidziano konieczność poniesienia wydatków na likwidację obiektu,

Każda z elektrowni spełnia wymogi ochrony środowiska i bezpieczeństwa.

Ekonomiczne porównanie przedmiotowych rozwiązań zostało przeprowadzone w układzie wariantowym:

- z pominięciem handlu uprawnieniami do emisji CO₂,
- z uwzględnieniem handlu uprawnieniami do emisji CO₂,

przy wykorzystaniu średniego zdyskontowanego jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej netto wyliczanego wg metodyki wykorzystywanej m.in. przez UNIPED/ EURELECTRIC, IEA, IAEA i NEA, a także stosowanego do porównania alternatywnych rozwiązań technologicznych przy wyborze wariantu,

Analizę przeprowadzono dla pełnych lat w cenach stałych dla roku 2005 z uwzględnieniem eskalacji zarówno wydatków inwestycyjnych jak i poszczególnych składowych kosztów produkcji energii elektrycznej, a mianowicie:

- składowej kapitałowej,
- składowej operacyjnej,
- składowej paliwowej.

W obliczeniach uwzględniono zmianę poziomu kosztów eksploatacyjnych (eskalację) w przyjętym okresie obliczeniowym w oparciu o długoterminowe prognozy cen paliw pierwotnych oraz kosztów wynagrodzenia, natomiast wysokość nakładów inwestycyjnych na rok „zerowy” 2020, została urealniona poprzez zastosowaną stopę kapitalizacji i dyskonta ($r = 5\%$) oraz przyjętą eskalację.

Analizie wrażliwości poddano zmiany następujących czynników:

- nakłady inwestycyjne
- $\pm 10\%$ dla wszystkich technologii
- $+ 20\%$ dla elektrowni jądrowej z reaktorem EPR
- $+ 33\%$ wzrost do kwoty 3200 mln euro dla elektrowni jądrowej z reaktorem EPR
- ceny zakupu surowca podstawowego $\pm 10\%$ dla wszystkich technologii
- koszty operacyjne (z wyłączeniem kosztów paliwa) $\pm 10\%$ dla wszystkich technologii
- ceny zakupu limitów CO₂ – przyjęto dolną granicę w wysokości 15 euro/t CO₂ oraz górną w wysokości 30 euro/t CO₂
- wzrost stopy dyskonta – do 7 i 10%
- czas pracy jednostki – praca przy 6500 h/rok i 8000 h/rok

Koszty inwestycyjne związane z budową elektrowni jądrowej z reaktorem AP1000 przyjęto w oparciu o publikowane informacje firmy Westinghouse z USA. Do celów wykonania analizy porównawczej zwiększono koszty inwestycyjne o ok. 15% z uwagi na transfer technologii z USA na rynek europejski i koszty z tym związane.

Koszty inwestycyjne związane z budową elektrowni jądrowej z reaktorem EPR przyjęto w oparciu o hipotezę, wg której w przypadku budowy w krótkim okresie czasu serii 10 bloków atomowych z reaktorem EPR, koszty inwestycyjne powinny obniżyć się o około jedną trzecią w porównaniu do inwestycji prototypowej w Olkiluoto 3 w Finlandii. Do celów wykonania analizy porównawczej przyjęto jednostkowy bazowy koszt inwestycyjny na poziomie 1500 euro/MW.

Przeprowadzona analiza porównawcza kosztów produkcji energii elektrycznej dla obszernej grupy różnorodnych technologii możliwych do zastosowania w Polsce w horyzoncie 2020 roku, pozwoliła na wyciągnięcie następujących wniosków [13]:

- Najlepsze efekty ekonomiczne osiągają elektrownie opalane paliwem jądrowym. Uzyskują one średnie jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w wysokości :

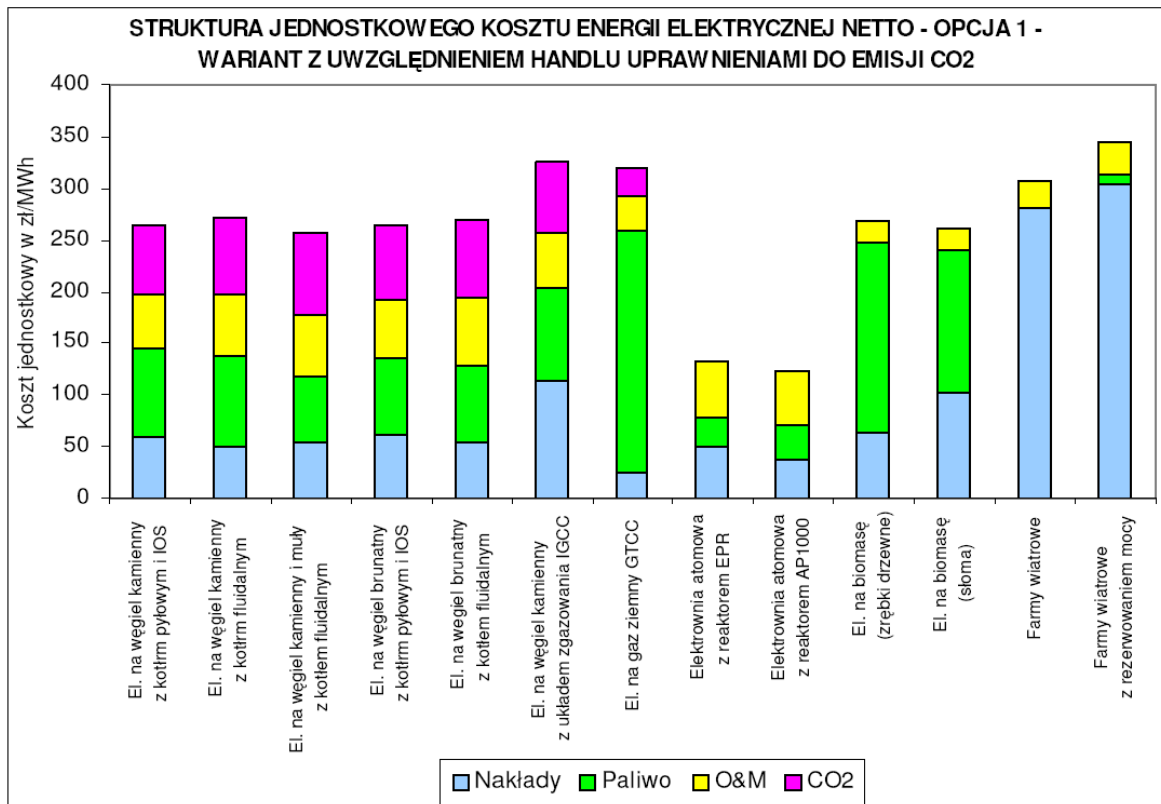
- 123 zł/MWh - elektrownia z reaktorem AP1000,
- 132 zł/MWh - elektrownia z reaktorem EPR.
- Drugą grupę stanowią obiekty opalane węglem brunatnym i kamiennym, z których najkorzystniejsze wyniki wykazuje technologia zakładająca współspalanie węgla kamiennego i mułów w kotle fluidalnym – koszt jednostkowy w wys. 177 zł/MWh.
- Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej przy spalaniu biomasy wynoszą 259 zł/MWh w przypadku spalania słomy i 267/zł/MWh dla spalanych zrębków drewna. Podobny poziom kosztów osiąga technologia zgazowania węgla (IGCC) – 258 zł/MWh. Mniej korzystne wyniki niż w przypadku technologii węglowych spowodowane są głównie wyższymi nakładami inwestycyjnymi (IGCC, słoma) oraz wyższymi kosztami paliwa podstawowego (zrębki drewna i słoma). Niekorzystna różnica w kosztach paliwa w obiektach opalanych zrębkami drewna w porównaniu z obiektami na słomę wynika z wyższych kosztów paliwa oraz gorszej sprawności układu.
- Najwyższy jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej spośród technologii wykorzystujących paliwa kopalne uzyskała elektrownia opalana gazem ziemnym (GTCC) – 292 zł/MWh. Jest to uwarunkowane aktualnie najwyższymi z analizowanych kosztami paliwa oraz niekorzystnym trendem zmian cen gazu - prognozowane tendencje wzrostowe w horyzoncie 2020 r.
- Farmy wiatrowe charakteryzują się najwyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi na 1 MW zainstalowanej mocy elektrycznej netto (ponad 4 mln euro/MW) oraz krótszymi niż w przypadku pozostałych technologii ekonomicznymi czasami życia układów. O ile czas życia elektrowni jądrowej wynosi 60 lat, a węglowej 30-40 lat, to dla siłowni wiatrowej należy przyjąć 15 lat. Konieczne jest zatem 4-krotne pokrycie kosztów inwestycyjnych w cyklu 60 lat pracy siłowni wiatrowych, zakładanym w analizie [13]. Jednostkowy koszt wytwarzania wynosi 307 zł/MWh w przypadku farm wiatrowych oraz 345 zł/MWh w przypadku dodatkowego rezerwowania mocy.
- Konieczność zakupu limitów emisji CO₂ (wariant z uwzględnieniem zakupu emisji CO₂) podnosi znacząco jednostkowe koszty wytwarzania w technologiach opartych na paliwach kopalnych i emitujących duże ilości dwutlenku węgla. Dla elektrowni węglowych jest to wzrost o ok. 67 do 79 zł/MWh przy zakładanej cenie zakupu limitów CO₂ w wysokości 22 euro/t CO₂. W przypadku elektrowni na gaz ziemny przyrost kosztu wynosi ok. 29 zł/MWh.

Przeprowadzona analiza wrażliwości przedmiotowych technologii wytwarzania energii elektrycznej możliwych do zastosowania w Polsce w horyzoncie 2020 roku pozwala na wyciągnięcie następujących wniosków:

- Z przeprowadzonych wyliczeń wynika, iż najbardziej wrażliwymi elementami analizy wpływającymi na wyniki są: ceny zakupu paliwa podstawowego, nakłady inwestycyjne oraz stopa dyskonta. Zmiany tych parametrów powodują największe wahania jednostkowego kosztu o:
 - ± 23 zł/MWh (w technologii GTCC) przy zmianie kosztów paliwa, co stanowi wzrost/spadek jednostkowego kosztu energii elektrycznej o ok. 8%. W przypadku technologii z reaktorem EPR przy wrażliwości na koszt paliwa, zmiana jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej netto wynosi ok. 2,2% (dla AP1000 – 2,6%)
 - ± 28-30 zł/MWh czyli wzrost/spadek o ok. 9% w elektrowniach wiatrowych – przy zmianie nakładów inwestycyjnych o 10%. Dla elektrowni jądrowych wrażliwość na zmianę nakładów inwestycyjnych jest niewielka – zmiana o ±10% skutkuje wzrostem jednostkowego kosztu o ok. 3,5%. Wzrost nakładów o 33% dla EPR (do 3200 mln euro) generuje jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej netto w wysokości 149 zł/MWh (wzrost o ok. 13% względem kosztu bazowego)
- Zmiany kosztów operacyjnych oraz czasu pracy elektrowni w ciągu roku nie wpływają zasadniczo na wyniki analizy. Jedynie wydłużenie czasu wykorzystania mocy do 8000 h daje większe możliwości obniżenia jednostkowego kosztu wytwarzania. Wzrost i spadek kosztów operacyjnych o ±10% skutkuje zmianą jednostkowych kosztów energii elektrycznej o ok. 1 do

Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

4%, zależnie od technologii. Dla elektrowni jądrowych jest to zmiana o $\pm 4\%$, czyli wzrost (spadek) kosztu o 5 zł/MWh



Rys. 11 Porównanie kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej w Polsce przy użyciu różnych technologii wg studium EPK [13]

- Jednoczesny wzrost cen zakupu paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych w technologii jądrowej o 10%, wywołuje przyrost jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla elektrowni jądrowej:
 - z reaktorem EPR - do poziomu 145 zł/MWh (wzrost o 10%);
 - z reaktorem AP1000 - do poziomu 135 zł/MWh (wzrost również o 10%)
- Zmiana podstawowych parametrów kosztowych, a mianowicie : cen zakupu paliwa, nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych - nawet w stosunkowo szerokich granicach - nie zagraża atrakcyjności ekonomicznej elektrowni atomowych w stosunku do pozostałych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

9. Wnioski

Wnioski ze studium BSiPE-ENERGPROJEKT Warszawa są następujące [4]:

- Budowa w Polsce Elektrowni Jądrowej (EJ) jest korzystna ekonomicznie.
- Na drugim miejscu po EJ znajduje się EW z węglem brunatnym ze złóż legnickich, Inne złoża mogą być droższe.
- W warunkach ekonomicznych z końca 2004 r. budowa elektrowni opalanej gazem ziemnym jest nieopłacalna. Od tej pory ceny gazu wzrosły znacznie.
- Budowa EJ w Polsce jest przedsięwzięciem opłacalnym i koniecznym (ograniczone zasoby węgla brunatnego, nieprzewidywalna cena gazu ziemnego – tendencja wzrostu,

Czemu potrzebujemy energetyki jądrowej w Polsce

dywersyfikacja dla bezpieczeństwa energetycznego, normy ochrony środowiska, ekonomika).

- Uwzględnienie kosztów zewnętrznych powiększa przewagę EJ nad innymi źródłami energii.

Wnioski przedstawione w referacie J. Mareckiego i M. Dudy [8], oparte na studium EPK i na analizach Komitetu Energetyki PAN, są zbieżne z wnioskami BSiPE Energoprojekt Warszawa pod względem ekonomicznym i określają bliżej postulowane terminy rozwoju EJ w Polsce. Brzmia one następująco:

1. Budowa EJ w Polsce jest konieczna. Uzasadniają to:
 - względy energetyczne
 - względy ekonomiczne
 - względy ekologiczne
2. Uzasadnione jest rozpoczęcie eksploatacji pierwszej EJ w roku **2021**
3. Do **2030** r. powinny być uruchomione 3 bloki jądrowe po **1500 MW**
4. Brakujące moce z tytułu ograniczeń inwestycyjnych mogą być zastąpione przez elektrownie na węgiel kamienny
5. Rozwój EJ w Polsce spowoduje znaczne zmniejszenie zagrożeń zdrowotnych wynikających ze spalania paliw organicznych

Literatura

1	J. Marecki, M. Duda, Aspekty techniczne, ekonomiczne i ekologiczne rozwoju elektrowni jądrowych, „Energetyka 2006” – Politechnika Wrocławska; Wrocław 8-10 11.2006
2	'Economic Brief: The Uneasy Russia-E.U. Energy Relationship' 17 Nov 2006 http://www.pinr.com/report.php?ac=view_report&report_id=584&language_id=1
3	A. Patrycy, A. Strupczewski: Możliwości budowy Elektrowni Jądrowej w Polsce, „Energetyka 2006” – Politechnika Wrocławska; 8 – 10 listopada 2006 r.
4	Studium BSiPE Energoprojekt Warszawa, Porównawcza analiza ekonomiczna budowy nowych źródeł energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem aspektów strategicznych Marzec 2006.
5	Rossetti-di-Valdalbero D.: The development of renewable energy sources for electricity production in the European Union, Strategia Elektroenergetyki w XXI wieku, Warszawa 1-3 października 2003
6	R. Trechciński: OZE a energetyka jądrowa. Kryterium porównawcze, Warszawa, dnia 2006-11-07, http://www.cyf.gov.pl/pdf/rej/rej5.pdf
7	¹ T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 74, August 2000
8	J. Marecki, M. Duda: Dlaczego istnieje w Polsce konieczność budowy elektrowni jądrowych? NPPP 2006, Warszawa 1-2 czerwca 2006
9	Polityka energetyczna Polski do 2025 roku. <i>Monitor Polski</i> z 2005, nr 42, poz. 562
10	Strupczewski A. Radovic U.: Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Biuletyn PSE, Styczeń 2006
11	Strupczewski A., Borysiewicz M., Radovic U., Tarkowski S.: Ocena wpływu wytwarzania energii elektrycznej na zdrowie człowieka i środowisko i analiza porównawcza dla różnych źródeł energii, in: International Conference, Ecological Aspects of Electric Power Generation, EAE 2001, Warsaw, 14-16 Nov. 2001.
12	European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants, Volume 1 &2, Rev. C April 2001
13	K Musiał, Porównanie Technologii Wytwarzania Energii Elektrycznej w Polsce, “Energoprojekt Katowice” S.A.