

Biuletyn Miesięczny PSE, 7-8/06 2006, s. 21-32

ASPEKTY EKONOMICZNE ENERGETYKI JĄDROWEJ

dr inż. A. Strupczewski

Materiały przedstawione w poprzednich artykułach wykazały, że energia jądrowa jest bezpieczna, że nie ma powodu obawiać się promieniowania podczas jej normalnej pracy a środki techniczne i konstrukcje oparte na zjawiskach naturalnych pozwalają wyeliminować ryzyko awarii. Nawet problem gospodarki odpadami radioaktywnymi można uważać za rozwiązany. Ale - czy to wszystko nam się oplaca? Może koszty energii elektrycznej z elektrowni jądrowych są tak wysokie jak z ogniw słonecznych i nikt nie chce ich budować bez dotacji państwowych? Może te wszystkie kraje, które budują elektrownie jądrowe, robią to ze względów prestiżowych i militarnych? Czy elektrownie jądrowe są konkurencyjne ekonomicznie?

1. Renesans rozwoju energetyki jądrowej.

Konkurencyjność ekonomiczna zawsze była zasadniczym powodem wyboru opcji elektroenergetycznych, a od czasu wprowadzenia wolnego rynku jej znaczenie jeszcze bardziej wzrosło. Ocena konkurencyjności ekonomicznej jest zasadniczym elementem polityki zarówno na poziomie rządów jak i na poziomie inwestorów prywatnych.

Ostatnie lata przyniosły renesans w rozwoju energetyki jądrowej. Wielkie kraje takie jak Rosja, Ukraina, Japonia, Chiny, i Indie prowadzą intensywną rozbudowę energetyki jądrowej, Francja i Finlandia budują nowe elektrownie jądrowe dużej mocy, a wznowienie rozwoju energetyki jądrowej zapowiedziały już USA, W. Brytania, Czechy, Słowacja, Rumunia, Bułgaria i wiele innych krajów.

Obecnie pracujące elektrownie jądrowe produkują więcej energii niż przed kilku laty. W 2000 r. łączna energia elektryczna wytworzona przez EJ wyniosła 2447 miliardy kWh, co stanowiło wzrost o 15% w stosunku do stanu o 6 lat wcześniej. Wzrost wyprodukowanej energii o 317 TWh równy jest produkcji z ponad 30 reaktorów dużej mocy, chociaż w latach 1995-2000 liczba reaktorów wzrosła tylko o pięć bloków, a łączna moc EJ o 3%. Reszta przyrostu produkcji energii wynikała z polepszenia parametrów eksploatacyjnych istniejących reaktorów energetycznych.

Głębokość wypalenia paliwa w reaktorach PWR wzrosła o 50% (na bazie cieplnej, nie elektrycznej), z 30 MWd/kg U w 1974 roku do 45 MWd/kg U w 1998 roku i nadal rośnie. W przypadku reaktorów z wodą wrzącą (BWR) wypalenie wzrosło w tym samym okresie z 23 do 40 MWd/kg U, a fizyczna niezawodność paliwa również została zwiększona.

Współczynniki obciążenia EJ przekraczają 75% w dwóch trzecich EJ poza Rosją i Ukrainą, w porównaniu z tylko 39% osiagającymi ten poziom w 1990 r. W ciągu ostatnich 15 lat fińskie reaktory energetyczne znajdowały się na szczycie tablicy osiągnięć eksploatacyjnych, a obecnie ich skumulowane współczynniki obciążenia wynoszą około 92%. Reaktory w Belgii, Czechach, Japonii, Niemczech, Południowej Korei, Hiszpanii, Szwajcarii, na Węgrzech, w USA i na Tajwanie mają współczynniki obciążenia od 92 do 80 %.

Amerykańskie EJ wykazują stałą poprawę dyspozycyjności w ciągu ostatniej dekady. Średni współczynnik obciążenia, który w 1990 roku wynosił 65%, wzrósł w 2000 r do 85%. Dla nowych elektrowni jądrowych przyjmuje się obecnie jako punkt odniesienia współczynnik obciążenia równy 90%, co odpowiada aktualnym osiągnięciom energetyki jądrowej na świecie. [1]. Już od kilku lat nie ulega wątpliwości, że budowa elektrowni jądrowych jest przedsięwzięciem gwarantującym długotrwałe dostawy taniej energii elektrycznej, a obecne

podwyżki cen ropy i gazu ziemnego podnoszą jeszcze bardziej atrakcyjność ekonomiczną energii jądrowej.

Porównania dokonywane w ostatnich latach XX wieku wskazywały, że konkurencyjność energii jądrowej zależy od stopy oprocentowania kapitału. W krajach, gdzie stopa ta wynosiła 5%, elektrownie jądrowe były najtańszym źródłem energii elektrycznej, zaś w krajach o wysokiej stopie procentowanej- rzędu 10 % - tańsze były elektrownie gazowe lub opalane ropą, których nakłady inwestycyjne były stosunkowo dużo mniejsze, a czas zamrożenia kapitału podczas budowy znacznie krótszy. Jednakże po polepszeniu parametrów eksploatacyjnych EJ w ciągu ostatniej dekady sytuacja zmieniła się zdecydowanie na korzyść EJ. Co więcej, firmy reaktorowe opracowały nowe udoskonalone typy reaktorów, takie jak reaktor AP 600 lub AP 1000 w USA lub EPR w Unii Europejskiej. Dzięki starannemu przygotowaniu budowy i wprowadzeniu systemu prefabrykacji elementów EJ, czas jej budowy może być znacznie skrócony, np. do 36 miesięcy w przypadku reaktora AP 1000. Jednocześnie znacznie zmniejszono ilość potrzebnych dla EJ układów bezpieczeństwa i ich składników, a dzięki wykorzystaniu sił naturalnych takich jak siła grawitacji lub konwekcja naturalna wyeliminowano kosztowne układy zasilania awaryjnego, np. generatory diesla i ich układy pomocnicze zaopatrujące te generatory w wodę, paliwo i smary.

Wątpliwości co do konkurencyjności ekonomicznej elektrowni jądrowych rozwiąły się po opublikowaniu wyników szeregu wielkich studiów przeprowadzonych na początku XXI wieku. W 2000 r. Finlandia przeprowadziła analizę porównawczą kosztów wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach [2], a w następnych latach wykonano takie analizy w USA [3], w W. Brytanii [4] a ostatnio w krajach OECD [5, 6]. Dały one podobne wyniki, wskazujące, że energia jądrowa jest najtańszym źródłem energii elektrycznej z nowych elektrowni. Wyniki tych analiz omówimy poniżej, szczególną uwagę poświęcając studium fińskiemu, które posłużyło za podstawę do zamówienia elektrowni jądrowej dla Finlandii, a także przyczyniło się niewątpliwie do tego, że parlament fiński podjął słynną uchwałę mówiącą, że „*energetyka jądrowa jest rozwijana w Finlandii dla dobra społeczeństwa*”.

2. Ocena ekonomiczna opracowana w Finlandii

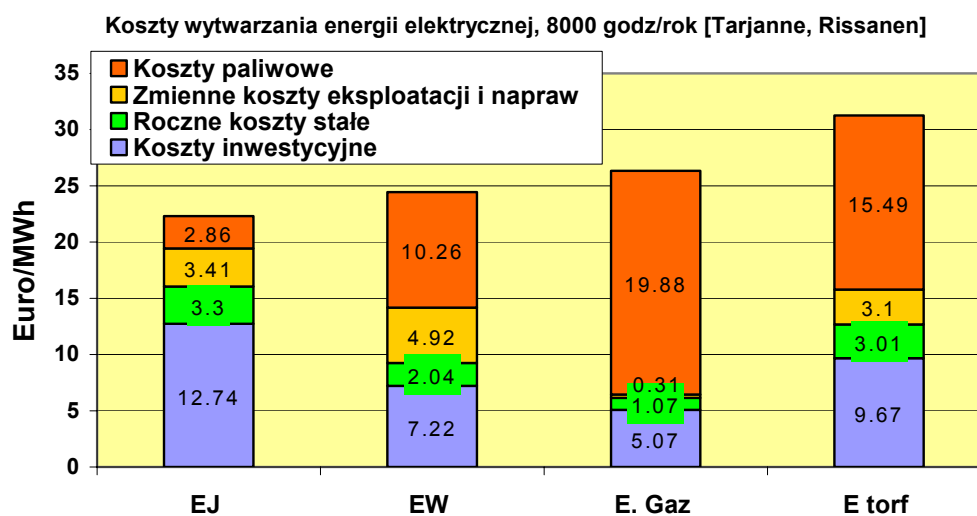
Studium fińskie, oparte na szczegółowych analizach ekonomicznych uwzględniających aktualne osiągi elektrowni jądrowych na świecie i w Finlandii [2] przedstawia porównanie czterech możliwych źródeł energii, mianowicie energii jądrowej (EJ), elektrowni węglowej kondensacyjnej (EW), elektrowni gazowej z cyklem połączonym (EG) i elektrowni opalanej torfem (ET). Zasadnicze parametry i dane kosztowe dla tych elektrowni przedstawione są w tablicy 2.1. Wszystkie koszty wyrażone są w Euro (€) przy przeliczniku 1 € = 0,9 USD. Jako elektrownię odniesienia w cyklu węglowym przyjęto istniejącą w Finlandii elektrownię Meri-Pori o mocy 560 MWe opalaną pyłem węglowym, a w przypadku torfu rozpatrywano spalanie w złożu fluidalnym. Dane dla elektrowni gazowej przyjęto zgodnie z najnowszymi osiągnięciami technicznymi w praktyce międzynarodowej. Moc EW i EG wybrano dostatecznie duże by zrealizować korzyści skali. Elektrownia węglowa byłaby zlokalizowana na wybrzeżu morskim. Wielkość elektrowni torfowej ograniczono do 150 MWe, ponieważ przy większej mocy transport paliwa stałby się zbyt dużym obciążeniem.

Przy ocenie kosztów produkcji energii elektrycznej przyjęto stopę procentową 5% rocznie i ustalony poziom cen z lutego 2000 roku. Czas budowy EJ przyjęto równy 5 lat. Wszystkie wydatki na gospodarke odpadami radioaktywnymi (łącznie z paliwem wypalonym) i likwidację elektrowni są ujęte w zmiennych kosztach eksploatacji i napraw poprzez coroczne wpłaty do funduszu odpadów jądrowych.

Tabl. 2.1 Charakterystyka ogólna i koszty dla nowych elektrowni pracujących na obciążeniu podstawowym w Finlandii [2]

	EJ	EW	EG	ET
Moc elektryczna (MWe)	1250	500	400	150
Sprawność netto (%)	35	41	55	38
Nakłady inwestycyjne (miliony €)	2186	407	229	145
Koszty inwestycyjne na jednostkę mocy (€/kWe)	1749	814	572	964
Cena paliwa (€/MWh _f)	1.00	4.20	10.93	5.89
Koszty paliwowe (€/MWh _e)	2.86	10.26	19.88	15.49
Roczne koszty stałe i eksploatacyjne (frakcja kosztów inwestycyjnych) %	1.5	2.0	1.5	2.5
Roczne koszty stałe (€/MWh _e)	3.30	2.04	1.07	3.01
Zmienne koszty eksploatacji i napraw (€/MWh _e)	3.41	4.92	0.31	3.10
Koszty inwestycyjne (€/MWh _e)	12.74	7.22	5.07	9.67
Projektowy okres pracy (lat)	40	25	25	20
Stopa procentowa (%)	5.0	5.0	5.0	5.0
Współczynnik opłat rocznych (%)	5.828	7.095	7.095	8.024
Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej* (€/MWh)	22.31	24.43	26.33	31.27

*) Przy 8000 godzin pracy rocznie

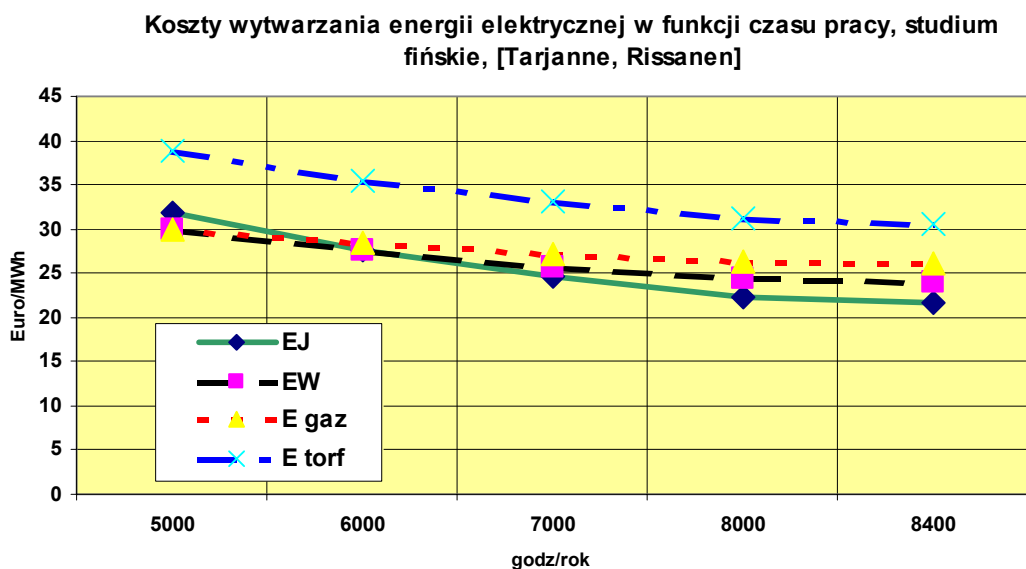


Rys. 2.1 Koszty wytwarzania energii elektrycznej przy pracy przez 8000 godzin /rok wg studium fińskiego [2]

Koszty wytwarzania energii elektrycznej przy rocznej pracy przez 8000 godzin na pełnej mocy (co odpowiada współczynnikowi obciążenia 91%) pokazano na rys. 2.1. Koszt energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowni jądrowej wynosi 22,3 €/MWh, w elektrowni węglowej 24,4 €/MWh, a w elektrowni gazowej 26,3 €/MWh [2]. Dominującą składową kosztów w przypadku elektrowni jądrowej są nakłady inwestycyjne, natomiast koszt paliwa jądrowego jest niski. W przypadku innych źródeł energii dominującą składową stanowi koszt paliwa.

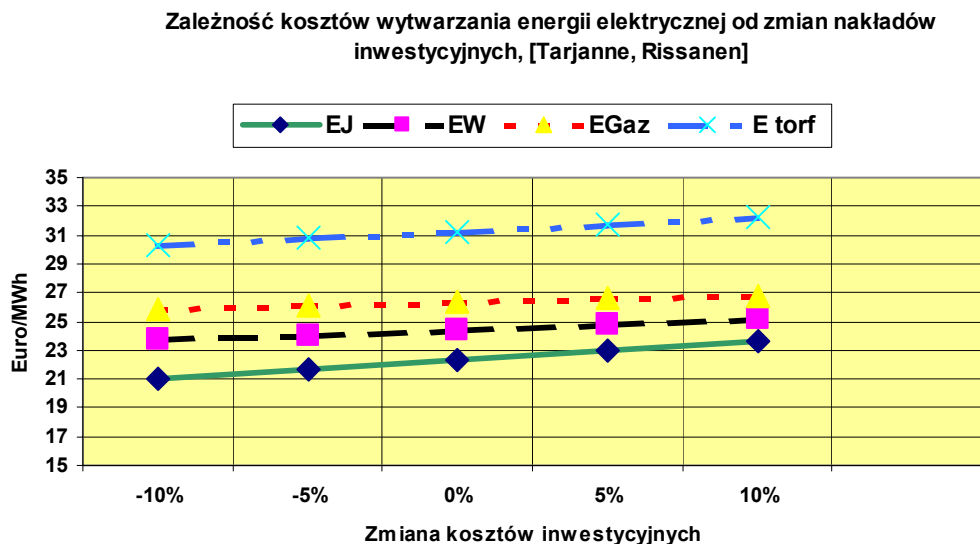
Elektrownia jądrowa wymaga znacznie wyższych nakładów inwestycyjnych niż pozostałe źródła energii – 1749 €/kW łącznie z kosztem pierwszego wsadu paliwowego do rdzenia, co stanowi jednostkowe nakłady inwestycyjne trzykrotnie wyższe niż dla elektrowni gazowej. Ale koszty paliwowe są znacznie niższe i przy współczynniku obciążenia powyżej 70% energia jądrowa staje się najtańszym źródłem energii [2]. Przy współczynniku obciążenia 80% koszty paliwowe wynoszą dla cyklu jądrowego 2,36 c€/kWh, dla węgla 2,54, dla gazu 2,69 i dla torfu 3,26 c€/kWh. Przy współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej równym 90% (co w Finlandii stanowi wartość odniesienia dla EJ) przewaga energii jądrowej wzrasta, bo koszty paliwa jądrowego wynoszą tylko 2,15 c€/kWh, podczas gdy dla węgla są one równe 2,41 i dla gazu 2,61 c€/kWh. Gaz jest najtańszy tylko przy współczynnikach obciążenia poniżej 55%. [1]

Na rys. 2.2 pokazano koszty wytwarzania energii dla czterech wybranych źródeł energii w funkcji rocznego czasu pracy elektrowni na pełnej mocy.



Rys. 2.2 Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla czterech podstawowych źródeł energii w funkcji liczby godzin pracy na pełnej mocy rocznie [2]

Wpływ zmian w danej wejściowych badano w ramach analizy czułości. Za każdym razem zmieniano jeden parametr, podczas gdy inne dane pozostawały bez zmian w stosunku do wariantu bazowego, z 8000 godzin pracy na pełnej mocy rocznie. Zmieniano wartość kosztów inwestycyjnych, paliwowych, stopy procentowej i okresu użytecznej pracy elektrowni.



Rys. 2.3 Zależność kosztów wytwarzania energii elektrycznej od zmian nakładów inwestycyjnych, czas pracy elektrowni 8000 godzin rocznie, [2]

Na rys. 2.3 pokazano koszty wytwarzania energii elektrycznej przy pracy w podstawie obciążenia w przypadku zmiany nakładów inwestycyjnych o 10%. Wpływ tej zmiany jest większy dla energii jądrowej niż dla węgla i gazu. Jednakże nawet duża zmiana nakładów inwestycyjnych nie zmienia pozycji energii jądrowej jako najtańszego źródła energii.

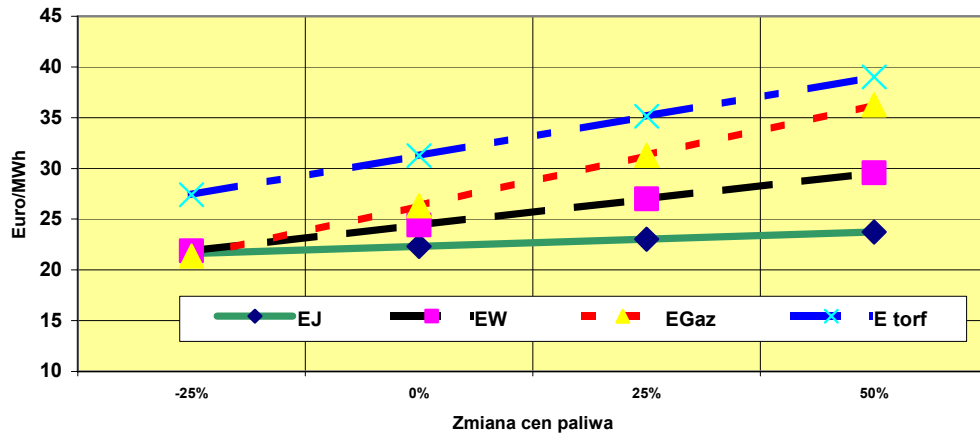
Wobec wznowienia rozbudowy energetyki jądrowej aktualne staje się pytanie, na jak długo wystarczy paliwa dla elektrowni jądrowych i jakie będą konsekwencje wyczerpywania zasobów rudy uranowej.

Ruda uranowa to z definicji minerały, z których można odzyskać metal przy kosztach opłacalnych ekonomicznie. Definicja rudy jest więc zależna od kosztów uzyskania uranu i jego ceny rynkowej. W chwili obecnej wydobycie uranu nie jest opłacalne ani z wody morskiej ani z granitu, ale może stać się opłacalne, jeżeli cena uranu wystarczająco wzrośnie.

Obecnie opłacalne do wydobycia zasoby uranu na świecie wynoszą 3 miliony ton U_3O_8 , z czego w Australii znajduje się 27%, w Kazachstanie 17%, i w Kanadzie 15% [7]. Znane zasoby uranu w najniższej kategorii kosztów i wykorzystywane tylko w reaktorach konwencjonalnych (bez recyklicacji plutonu) wystarczą na ponad 45 lat pracy energetyki jądrowej. Jest to poziom zasobów wyższy niż zwykle spotykany dla większości minerałów. Dalsze poszukiwania i wzrost cen z pewnością pozwolą wykryć dalsze zasoby w miarę wyczerpywania obecnie istniejących. Podwojenie ceny uranu w stosunku do obecnego poziomu może przynieść dziesięciokrotny wzrost zasobów uranu.

Wpływ wzrostu cen rudy uranowej prowadzi do wzrostu cen paliwa jądrowego, aczkolwiek cena paliwa rośnie wolniej niż cena rudy, bo na koszt paliwa składa się także koszt wielu procesów technologicznych następujących już po wydobyciu rudy uranowej.

Zależność kosztów wytwarzania energii elektrycznej od zmian cen paliwa
[Tarjanne, Rissanen]



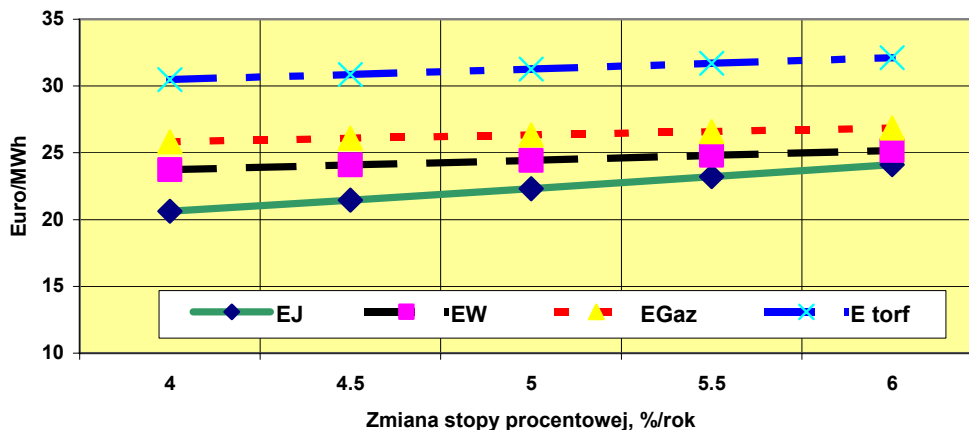
Rys. 2.4 Wpływ kosztów paliwowych na koszty wytwarzania energii elektrycznej [2]

Wpływ zmian cen paliwa na koszt energii elektrycznej pokazano na rys. 2.4. Nie jest on znaczący dla energii jądrowej natomiast koszty wytwarzania elektryczności w elektrowni gazowej zależą silnie od cen gazu.

Z uwagi na duże nakłady inwestycyjne istotną rolę w kosztach energii elektrycznej z EJ gra stopa oprocentowania kapitału, a także czas trwania budowy elektrowni, bo od kapitału uwięzionego w budowanych budynkach i urządzeniach trzeba płacić odsetki. Wpływ stopy procentowej pokazano na rys. 2.5. Jest on umiarkowany we wszystkich wariantach.

Analiza czułości wykazała, że przewaga energii jądrowej nie zależy od zmian w parametrach wejściowych. Na przykład duży wzrost kosztu uranu powoduje tylko niewielki wzrost kosztów elektryczności z elektrowni jądrowej, natomiast w przypadku gazu ziemnego wzrost cen gazu odbija się silnie na cenie elektryczności.

Wpływ stopy procentowej na koszty wytwarzania energii elektrycznej [Tarjanne, Rissanen]



Rys. 2.5 Wpływ stopy dyskonta na koszty wytwarzania energii elektrycznej [2].

Podwojenie ceny paliwa spowodowałoby wzrost ceny energii elektrycznej w przypadku energii jądrowej o 9%, dla węgla o 31% i dla gazu o 66%. Są to wielkości podobne do wyników otrzymanych w studium OECD, które wskazało, że budowa EJ zapewnia stabilizację cen energii elektrycznej niemal niezależnie od cen uranu. Zmiana o 100% ceny uranu naturalnego powoduje zmianę kosztu wytwarzania energii elektrycznej o mniej niż 10%. Natomiast zmiana o 100% cen gazu ziemnego powoduje zmianę kosztu energii elektrycznej o ponad 60% [8]. Jest to szczególnie ważne ze względu na oczekiwany wzrost cen gazu ziemnego w miarę wyczerpywania się jego zasobów, a także w odpowiedzi na różne wydarzenia mogące powodować niepokoje na rynku nośników energii-

Dodatkowym czynnikiem przemawiającym na korzyść energii jądrowej jest brak emisji CO₂. Przy mocy nowej EJ równej 1500 MWe i produkcji 12 TWh rocznie można uniknąć emisji 10 milionów ton CO₂ w stosunku do elektrowni węglowej. W stosunku do elektrowni gazowej, EJ pozwala zaoszczędzić 4.4 mln ton CO₂. Oznacza to istotny wkład w realizację postanowień układu z Kyoto.

3. Oceny ekonomiczne z USA, Niemiec, Francji.

Sytuacja w USA

Podniesienie współczynnika obciążenia EJ i obniżenie ich kosztów eksploatacyjnych spowodowało zdecydowany wzrost opłacalności produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Komentatorzy amerykańscy podkreślają, że w ciągu ostatnich lat wystąpił duży wzrost wytwarzania energii elektrycznej rocznie mimo niewielkich zmian w ogólnej mocy nominalnej elektrowni jądrowych w USA. Zbudowane dawniej elektrownie jądrowe przynoszą obecnie duże zyski i ich wartość rynkowa znacznie wzrosła.

Nowe elektrownie jądrowe będą oparte na projektach nowych reaktorów, zwanych reaktorami III generacji. Przykładem takich reaktorów jest reaktor AP 1000, opisany w jednym z poprzednich artykułów [09]. Charakteryzuje się on konstrukcją, w której bezpieczeństwo osiągnięto dzięki wykorzystaniu sił przyrody, przy znacznej redukcji układów mechanicznych i elektronicznych wymagających dopływu energii z zewnątrz.

Dzięki redukcji ilości wyposażenia układów bezpieczeństwa w reaktorze AP 1000 nakłady inwestycyjne są w nim niższe niż w innych reaktorach energetycznych [10]. Łączne nakłady bezpośrednie i pośrednie na blok w EJ z dwoma reaktorami AP 600 wynoszą 1650 mln USD, a koszty inwestora 205 mln USD. Łącznie jednostkowe bezpośrednie nakłady inwestycyjne wyniosą 1520 USD/kWe [11]. W przypadku AP 1000 zwiększenie rozmiarów urządzeń EJ spowoduje wzrost kosztów o 11%, a wzrost mocy wynosi 66%, dlatego eksperci firmy Westinghouse oceniają, że wynikowe jednostkowe nakłady inwestycyjne wyniosą około 1000 USD/kWe.

Czas budowy AP 1000 od wylania betonu na płytę fundamentową do załadunku paliwa oceniono na 36 miesięcy [11].

Dyspozycyjność AP1000 oceniono na 90%, co może być wartością zbyt niską, biorąc pod uwagę, że obecnie średni współczynnik wykorzystania mocy EJ w Belgii, Finlandii, Korei, Holandii, Słowenii, Hiszpanii, Szwajcarii i USA przekracza już 90%, a dla nowych elektrowni współczynnik dyspozycyjności powyżej 92% jest uważany za normalny.

Firma Westinghouse będąca twórcą reaktora AP 1000 wykonała szereg ocen ekonomicznych, które wskazują, że EJ z reaktorem AP 1000 będą dostarczać energię elektryczną taniej niż inne elektrownie jądrowe i konwencjonalne. W USA cały szereg towarzystw energetycznych zgłosił już wnioski o zezwolenie na budowę tego reaktora. Gdy US NRC udzieli odpowiednich zezwoleń, co oczekiwane jest w ciągu 2 lat, okaże się, w jakim stopniu analizy firmy Westinghouse są trafne.

Oceny ekonomiczne dla energetyki w Niemczech

Niemcy są jednym z największych na świecie konsumentów energii elektrycznej a wśród krajów należących do G-7 są na trzecim miejscu pod względem emisji CO₂. Od ponad 10 lat Niemcy prowadzą intensywny program rozwoju energetyki odnawialnej i zamierzają zwiększyć jej udział do 20% do roku 2020.

W 2003 r. produkcja energii elektrycznej była oparta głównie na EW z turbinami parowymi (50.1%) i na EJ (27.9%), a gaz ziemny służył do wytworzenia 9,8% energii elektrycznej. Udział hydroelektrowni wyniósł 4,5%, elektrowni wiatrowych 3,4% a innych odnawialnych 1,2 %. Analizy porównawcze dla nowych elektrowni wykazały, że koszty wytwarzania energii elektrycznej przy stopie dyskonta 5% będą najniższe dla EJ i równe 23,8 €/MWh (reaktor EPR, wsp. obc. 85%) a najwyższe są dla elektrowni fotowoltaicznej z panelami dachowymi, równe 356 €/MWh. W przypadku podatku za emisję CO₂ wynoszącego 20 €/t CO₂ koszty elektryczności z WB wzrosną o 63% z 25,4 do 41,4 €/MWh, a dla WK o 48% z 30,2 do 44,8 €/MWh.

W 1999 roku firma Siemens (obecnie Framatome ANP) opublikowała wyniki analiz ekonomicznych porównujących elektrownie z kombinowanym cyklem gazowym i elektrownie jądrowe z reaktorami nowego pokolenia, z Europejskim Reaktorem Ciśnieniowym EPR i wodnym reaktorem wrzącym SWR-1000 włącznie. Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla tych reaktorów o mocy odpowiednio 1750 i 1000 MWe wynosiły 1250 €/kW, podczas gdy dla wersji reaktora EPR o mocy 1550 MWe wyniosły one 1375 €/kW i dla wersji 1350 MWe udoskonalonego reaktora z wodą wrzącą ABWR 1500 €/kW. Dwa reaktory ABWR pracują obecnie w Japonii.

Elektrownie jądrowe z reaktorami Konvoi obecnej generacji pracujące w Niemczech dostarczają energię elektryczną przy kosztach 3 c€/kWh w czasie amortyzowania pełnych nakładów inwestycyjnych, a 1,5 c€/kWh, gdy deprecjacja elektrowni zostanie w pełni przeprowadzona. Obecnie Niemcy nie prowadzą analiz dla nowych EJ, ale zaprojektowany przez nich wspólnie z Francją reaktor EPR [12] jest konkurencyjny ekonomicznie, czego dowiodły cytowane powyżej analizy fińskie.

Sytuacja ekonomiczna EJ we Francji

Przeciwnicy energetyki jądrowej przed 15 laty twierdzili, że budowa elektrowni jądrowych we Francji spowodowała zadłużenie Electricite de France (EdF) i stanowi wielki ciężar dla gospodarki francuskiej. W rzeczywistości, realizacja francuskiego programu rozwoju energetyki jądrowej kosztowała około 400 miliardów franków francuskich (FF) w cenach 1993 r. poza oprocentowaniem kapitału w czasie budowy. Połowa tej sumy została sfinansowana przez Electricite de France, 8% (32 mld FF) zainwestował rząd francuski, a 42% (168 mld FF) pokryły pożyczki komercyjne. W 1988 roku długi średnio i długoterminowe wynosiły 233 mld FF, co stanowiło 180% dochodów EDF ze sprzedaży energii elektrycznej. Jednakże w końcu 1998 r. EdF zredukowała to zadłużenie do 122 mld FF, co stanowiło około dwóch trzecich dochodu ze sprzedaży (185 mld FF) i było wielkością trzykrotnie mniejszą od rocznego obrotu gotówkowego. Oprocentowanie długu spadło do 7,7 mld FF (4.18% sprzedaży) w 1998 r. [1].

Z importera netto energii elektrycznej w latach 70-tych, Francja przekształciła się w jej eksportera. Eksport ten stale rośnie. W 1998 roku wyniósł on 57 TWh, a wartość tego eksportu wyniosła 2,3 mld €. Francja jest obecnie największym eksporterem energii elektrycznej na świecie. W efekcie ceny energii elektrycznej we Francji należą do najniższych w Europie, a eksport przynosi ogromne korzyści. Konkurencyjność ekonomiczna francuskich EJ jest tak duża, że kupują od nich prąd nie tylko Szwajcarzy, Włosi, Hiszpanie, Holendrzy i Niemcy, ale nawet i Austriacy, choć powoduje to gwałtowne polemiki w prasie austriackiej, oskarżającej władze o kupowanie „złego” prądu pochodzenia nuklearnego. Mimo ataków organizacji antynuklearnych oskarżających rządu prowincji o zdradę ideałów, Austria zakupuje od Francji około 20% potrzebnej jej energii elektrycznej – konkurencyjność ekonomiczna jest najsilniejszym argumentem w każdej polemice!

Należy dodać, że reaktory francuskie należą do najlepszych na świecie. Na podstawie ich parametrów bezpieczeństwa sformułowano wymagania energetyki Unii Europejskiej wobec nowych reaktorów [13], które stały się podstawą do przyjęcia rozwiązań układów bezpieczeństwa w najnowszym reaktorze EPR.

4 Koszty wytwarzania energii elektrycznej według ocen brytyjskiej Królewskiej Akademii Inżynierii [4]

Istotną cechą tego studium jest opracowanie metodologii pozwalającej na porównanie kosztów energii wytwarzanej w źródłach o przerywanym czasie działania z bardziej niezawodnymi źródłami energii pracującymi w podstawie obciążenia. Według definicji zastosowanej w studium RAE za koszt energii uważa się koszt energii dostarczonej w sposób niezawodny. W przypadku źródeł o przerywanym czasie działania, takich jak wiatr, włączono w koszty dodatkowy składnik kosztów pokrywający koszt generacji elektryczności rezerwowej.

Energia odnawialna wiąże się z wyższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej niż źródła konwencjonalne. Studium RAE podkreśla, że powodem tego jest nie tylko wysoki koszt samych urządzeń związanych z energią odnawialną, ale przede wszystkim przerywany charakter pracy tych urządzeń. Aby źródła energii odnawialnej mogły pracować w systemie energetycznym konieczne jest posiadanie mocy rezerwowej.

- Z perspektywy operacyjnej, trzeba utrzymywać wystarczającą rezerwę wirującą, aby zapewnić stabilność systemu mimo ciągłych fluktuacji zapotrzebowania i podaży energii.

- Z perspektywy planowania, trzeba zapewnić wystarczającą statyczną moc rezerwową, by można było zaspokoić zapotrzebowanie, gdy inne elektrownie zostaną wyłączone w celu napraw i konserwacji.

Po przeglądzie szeregu opublikowanych prac w studium RAE wybrano założenie, że przy małych poziomach penetracji rynku energii przez turbiny wiatrowe potrzebna dodatkowa „niezawodna” moc rezerwowa w systemie równa jest 35% mocy zainstalowanej turbin wiatrowych, jak wynika z publikacji [14]. W studium RAE przeanalizowano także dodatkowy koszt zapewnienia mocy rezerwowej by zapewnić wsparcie dla pozostałych 65% mocy turbin wiatrowych o przerywanym charakterze pracy, a więc dla mocy, która nie musi być uważana za „niezawodną”.

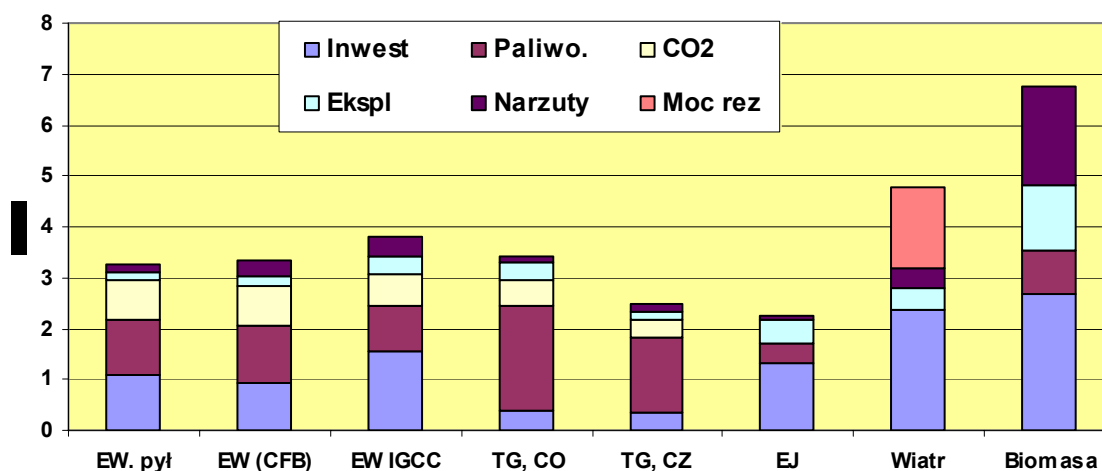
W systemie energetycznym o dużym stopniu dojrzałości, z rezerwą mocy taką jak w W. Brytanii, najtańszym sposobem uzyskania mocy rezerwowej jest wykorzystania istniejących elektrowni ciepłych i wodnych o spłaconych już kosztach inwestycyjnych. Jednakże ze względu na charakter studium RAE, w którym rozpatruje się wprowadzenie nowych mocy do systemu energetycznego, autorzy studium uznali, że właściwsze jest stosowanie jako źródła zastępczego dla generacji mocy rezerwowej turbiny gazowej pracującej w cyklu otwartym (OCGT) stanowiącej opcję najtańszą inwestycyjnie.

Koszt mocy rezerwowej obliczono na podstawie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych dla turbin gazowych w cyklu otwartym pracujących w W. Brytanii.

Autorzy studium [4] uważają, że stosunek ceny gazu ziemnego do węgla w przyszłości wzrośnie w miarę wyczerpywania zasobów brytyjskich i W. Brytania będzie musiała polegać na dostawach gazu do Unii Europejskiej. Dlatego w studium RAE nie oparto cen gazu na danych historycznych w W. Brytanii, ale na średniej cenie skroplonego gazu ziemnego dostarczanego do krajów członkowskich UE w 2002 r. z dodatkiem na koszt powtórnej gazyfikacji gazu skroplonego. Słuszność tych przewidywań została potwierdzona przez ostatnie oświadczenie premiera Tony Blaira, który stwierdził, że w braku energii jądrowej W. Brytania będzie musiała importować 80% potrzebnego jej gazu ziemnego.

W studium RAE oceniono koszty wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni pracujących na obciążeniu podstawowym zarówno budowanych przy zużyciu technologii dostępnych obecnie jak i technologii które będą opanowane w przyszłości. Względne wielkości nakładów dla różnych źródeł energii układają się dość podobnie. Wyniki dla technologii dostępnych w przyszłości pokazano na rys. 4.1

Koszty wytwarzania energii elektrycznej przy wykorzystaniu technologii dostępnych w przyszłości wg RAE 04



Rys 4.1 Koszty wytwarzania energii elektrycznej w przyszłych elektrowniach wg [4] (EW pył , EW /CFB, EW IGCC – elektrownie węglowe z kotłem pyłowym, obiegowym złożem fluidalnym, i z zintegrowaną gazyfikacją węgla w cyklu kombinowanym, TG CO, TG CZ – turbiny gazowe w cyklu otwartym i cyklu zamkniętym).

W studium RAE omówiono kontrakt, jaki w grudniu 2003 roku fińska firma TVO podpisała z konsorcjum AREVA na budowę pod klucz reaktora EPR o mocy 1600 MWe za sumę 3 miliardów €. Odpowiada to jednostkowym nakładom inwestycyjnym w wysokości 1250 Ł/kW. Według studium Akademii Królewskiej [4] koszt ten jest tak wysoki dlatego, że jest to pierwszy kontrakt tego typu i w przyszłości można będzie obniżyć te koszty dzięki budowie kilku EJ z reaktorami tego samego typu i wspólnym procesem zatwierdzania projektu i licencjonowania.

W oparciu o te przesłanki, w studium brytyjskim przyjęto, że jednostkowe nakłady inwestycyjne proponowane w studium amerykańskim [3] równe 1150 Ł/kW są prawidłowe. Wielkość podana przez MIT nie obejmuje oprocentowania kapitału w czasie budowy, ale obejmuje koszty likwidacji elektrowni. Eksperci brytyjscy sądzą, że niepewność w określeniu nakładów inwestycyjnych wynosi około 25% [4].

W tabelicy 4.1 podsumowano główne charakterystyki elektrowni jądrowej rozpatrywanej w studium brytyjskim [4]. W ramach analizy czułości przedstawiono oceny kosztu wytwarzania energii elektrycznej przy założeniu, że czas użytecznej pracy EJ wynosi 25 lat zamiast podstawowego okresu 40 lat.

Tablica 4.1 Parametry i koszty wytwarzania energii elektrycznej z EJ w wariacie podstawowym i analiza czułości dla 25 lat pracy [4]

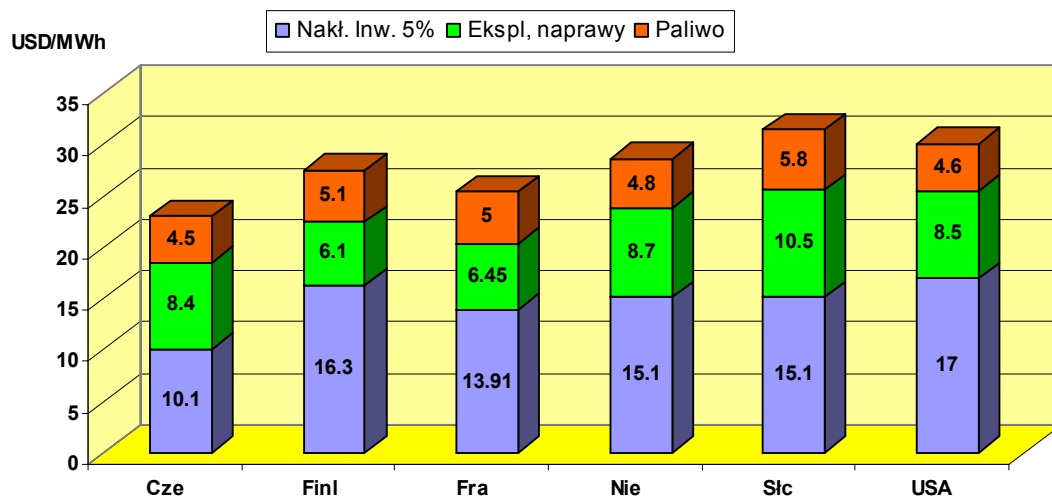
Parametr	Analiza podstawowa	Analiza czułości
Moc EJ MWe	1000	
Czas pracy użytecznej, lat	40	25

Okres budowy, lat	5	
Sprawność	Nie podana	
Nakłady inwestycyjne obejmujące koszty likwidacji EJ, Ł/kW	1150	
Roczne koszty eksploatacji i napraw, Ł/kWh	41	
Koszty inwestycyjne, pensy/kWh	1,32	1,50
Paliwo pensy/kWh	0,40	0,40
Emisje dwutlenku węgla, pensy/kWh	0	0
Eksploatacji i naprawy,	0,45	0,46
Narzuty ogólne, pensy/kWh	0,08	0,08
Niezbędne moce rezerwowe, pensy/kWh	0	0
Suma, pensy/kWh	2,26	2,44

Według danych fińskich z sierpnia 2003 koszty wytwarzania energii elektrycznej wyniosłyby w przypadku EJ 23,7 €/MWh, dla EW 28,1 €/MWh i dla gazu ziemnego 32,3 €/MWh (przy założeniu współczynnika obciążenia 91%, stopie procentowej 5% i 40 lat pracy użytecznej elektrowni). Jak widać, są to wielkości bardzo bliskie wielkości przewidywanych w studium z 2000 r., a relacje względne energii jądrowe, węgla i gazu pozostają zgodne z pierwotnymi przewidywaniami. Przy wprowadzeniu handlu emisjami CO₂ w wysokości 20 €/t CO₂ koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej i gazowej wzrosłyby odpowiednio do 44,3 i 39,2 €/MWh [4].

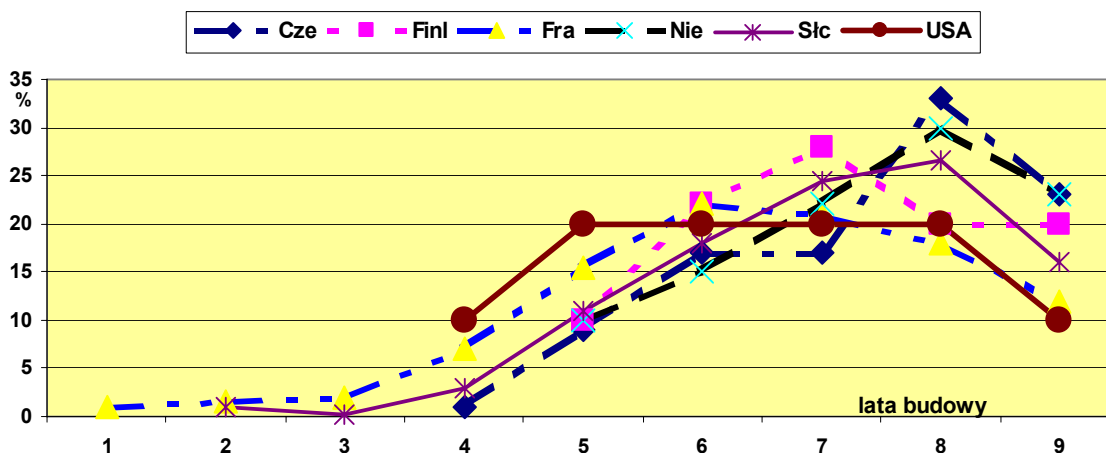
5 Oceny ekonomiczne w ramach studium OECD

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ [OECD 04]



Rys. 5.1 Koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ w krajach UE i w USA przy stopie procentowej 5%, dane zaczerpnięte z [5]

Rozkład kosztów inwestycyjnych w czasie budowy EJ [OECD 04]



Rys. 5.2 Rozkład kosztów inwestycyjnych w czasie budowy EJ wg danych [5].

W studium przeprowadzonym przez OECD w 2005 r. [6] uwzględniono dane ekonomiczne i charakterystyki techniczne elektrowni z 21 krajów, obejmujące ponad 130 bloków, w tym 27 elektrowni węglowych, 23 elektrownie gazowe, 13 EJ, 35 elektrownie oparte na wykorzystaniu źródeł odnawialnych pracujących w sposób przerywany, 24 elektrociepłownie z różnymi rodzajami paliwa i 10 elektrowni opartych na innych rodzajach paliw i technologii.

Oceny ekonomiczne oparto na integrowaniu wartości finansowych w ciągu życia elektrowni poprzez wprowadzenie stopy dyskonta. Uwzględniano dwie stopy dyskonta – 5 i 10%. Uwzględniano wszystkie koszty ponoszone przez producenta energii elektrycznej z wyjątkiem podatków i kosztów zezwoleń na emisję CO₂, które jeszcze nie były w pełni określone w czasie wykonywania studium. Dla wszystkich bloków przyjęto czas użytecznej pracy 40 lat, a współczynnik obciążenia równy 85%.

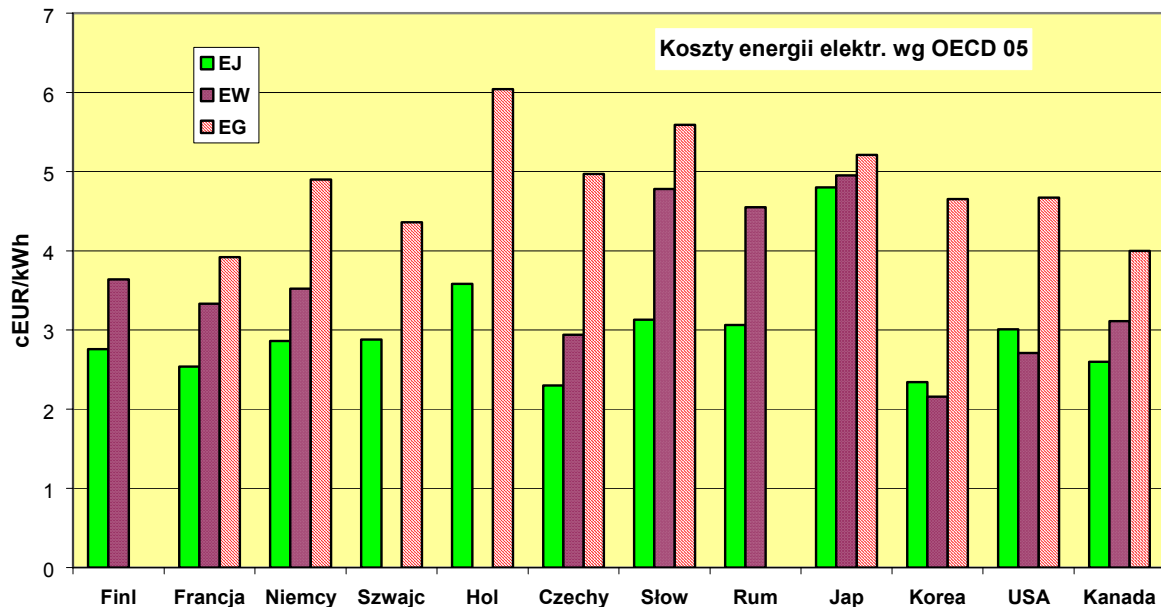
Według danych przekazanych przez państwa uczestniczące w programie OECD, czas budowy bloków opalanych węglem wynosił około 4 lat, gazem – około 3 lat, a w przypadku energii jądrowej od 5 do 10 lat. Niemal we wszystkich krajach 90% nakładów inwestycyjnych na EJ przypadało na ostatnie 5 lat budowy. Koszty likwidacji elektrowni wliczono do wydatków eksploatacyjnych, ponieważ fundusz na ten cel tworzony jest na drodze składek rocznych.

Dominującym elementem kosztów dla EJ są koszty nakładów inwestycyjnych, które stanowią ponad połowę kosztu produkcji energii elektrycznej przy stopie dyskonta 5%, a ponad 65% przy stopie dyskonta 10%. Natomiast koszty energii elektrycznej z EJ nie są czułe na wzrost kosztów uranu lub usług w cyklu paliwowym.

W przypadku elektrowni opartych na ogniwach fotowoltaicznych współczynniki dyspozycyjności/ obciążenia wahały się od 9% do 24%. Przy wyższych współczynnikach koszty produkcji energii elektrycznej sięgały około 150 USD/MWh przy stopie dyskonta 5% a przekraczały 200 USD/MWh przy stopie dyskonta 10%. Przy niższych współczynnikach obciążenia koszty elektryczności z elektrowni słonecznych sięgały lub przekraczały znacznie 300 USD/MWh. [6].

Wyniki tego najnowszego studium OECD okazały się jeszcze bardziej korzystne dla EJ niż poprzedniego. Energia jądrowa jest tańsza niż węgiel w 7 krajach zarówno przy stopie

dyskonta 5% jak i 9%, a tańsza niż gaz w 9 lub 8 krajach przy stopie dyskonta odpowiednio 5% i 10%.



Rys. 5.3 Porównanie kosztu energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (EJ), opalanych węglem (EW) i gazem ziemnym (EG), wg studium OECD z 2005 roku. Dane z [6]

Należy pamiętać, że dane cenowe do studium OECD zbierano przed ponad rokiem. W owym czasie przewidywano, że ceny gazu ziemnego będą do 2025 roku pozostawały na poziomie około 3.8 USD/MMBtu [7]. Tymczasem ceny te wzrosły i w maju 2006 r. wynosiły około 6,3 USD/MMBtu, a więc o około 60% więcej niż przyjmowano w analizach. Biorąc pod uwagę silny wpływ cen gazu na ceny energii elektrycznej z elektrowni gazowych konkurencyjność ekonomiczna energii jądrowej jest obecnie jeszcze lepsza. Uwzględnienie kosztów zewnętrznych, obejmujących koszty emisji CO₂ a także koszty strat zdrowia społeczeństwa powodowane przez emisje zanieczyszczeń z elektrowni zapewnia energii jądrowej zdecydowanie wiodącą pozycję ekonomiczną.

Porównanie wyników niedawnych studiów ekonomicznych wskazuje, że wielkość jednostkowych nakładów inwestycyjnych kształtuje się w nich podobnie i wynosi około 1400 €/kW mocy zainstalowanej, natomiast w zakresie kosztów wytwarzania energii występują duże różnice, od 1,7 c€/kWh do 5 c€/kWh. Różnice te są głównie spowodowane przez stopę zwrotu kapitału, jakiej wymaga inwestor, zależną od postrzeganego stopnia ryzyka. W przypadku postrzeganego wyższego ryzyka, związanego z niepewnością odnośnie dochodów lub terminowego zakończenia budowy potrzebne są wyższe stopy zwrotu.

W Stanach Zjednoczonych, gdzie w latach 80-tych budowa wielu EJ uległa opóźnieniu, istnieją obawy odzwierciedlone w studiach z Chicago i MIT. Natomiast w studium fińskim przyjęto niską stopę zwrotu w związku z wysokim poziomem ufności w energetykę jądrową i zawarciu bezpiecznych długoterminowych umów na dostawy energii elektrycznej.

Tabl. 5.1 Porównanie wskaźników ekonomicznych określonych w ostatnio opracowanych studiach konkurencyjności energetyki jądrowej

	MIT 2003 [3]	Chicago 2004 [7]	RAE 2004 [4]	DGEMP 2003 [15]	Tarjanne 2003 [2]	OECD 2005 [6]
Koszty wytwarzania energii elektrycznej, p/kWh	3,9-4,0	3,1-3,6	2,26-2,44	2,0	1,7	1,3-1,9 1,8-3,0
Stopa zwrotu % (rate of return)	11,5	12,5	7,5	8		
Koszty inwestycyjne /kW	\$ 2000	\$1500	\$2000	€ 1413	€1900	\$1000- \$2000
Współczynnik obciążenia	85%	85%	>90%	>90%	>90%	85%
Okres amortyzacji, lat	15	15	25&40	35-50	40	40
Czas budowy, lat	5	5-7	5	5	5	4-6

6. Koszty likwidacji elektrowni jądrowej

Zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju, energetyka jądrowa przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych uwzględnia nie tylko budowę i eksploatację, ale i likwidację elektrowni jądrowych. Doświadczenie w likwidacji obiektów jądrowych jest już duże. Zamknięto już kilkaset cywilnych instalacji jądrowych, w tym około 120 EJ, 285 reaktorów badawczych i około 100 innych instalacji, takich jak zakłady produkcji paliwa jądrowego i przerobu wypalonego paliwa [16], a przeprowadzono likwidację 17 elektrowni jądrowych. Wiadomo już, że mamy do dyspozycji środki techniczne wystarczające do pełnej likwidacji aż do osiągnięcia stanu czystości lepszego niż przed zbudowaniem elektrowni [17]. Koszty likwidacji zależą od tego, jak bardzo się nam spieszy. Jeśli chcemy przeprowadzić likwidację wkrótce po zatrzymaniu reaktora, to koszt jej będzie wyższy, jeśli możemy poczekać, to większość produktów radioaktywnych ulegnie samoczynnemu rozpadowi trudności techniczne zmniejszą, a wraz z nimi zmniejszą też i koszty.

Dla przykładu zapoznajmy się z dokumentem technicznym MAEA [18], który podaje koszty likwidacji elektrowni z reaktorami WWER 440 w dwóch zasadniczych wariantach, mianowicie natychmiastowej likwidacji (z demontażem urządzeń) po zakończeniu okresu pracy użytecznej i bezpiecznego ogrodzenia tj. opóźnionej likwidacji.

Działania potrzebne dla przeprowadzenia likwidacji zostały podzielone na 11 grup:

01. Działania przed likwidacją EJ
02. Działania związane z wyłączeniem EJ
03. Dostawy ogólnego wyposażenia i materiałów
04. Demontaż
05. Gospodarka odpadami, przechowywanie i usuwanie odpadów
06. Bezpieczeństwo na terenie EJ, nadzór i konserwacja

07. Przywrócenie terenu do stanu używalności, oczyszczenie i przywrócenie walorów krajobrazowych.

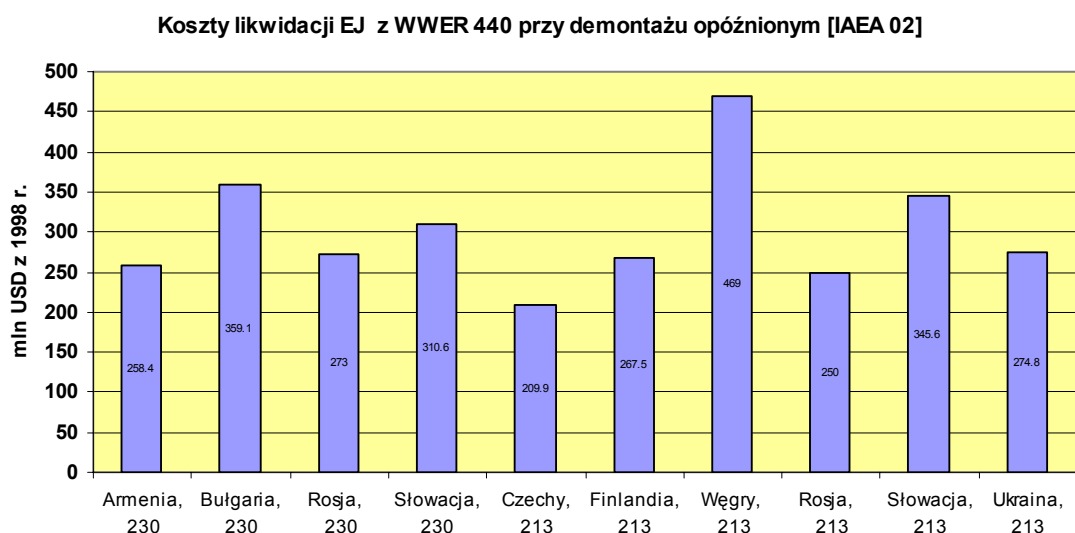
08. Kierownictwo projektu, prace inżynierskie i pomocnicze.

09. Badania i doskonalenie.

10. Paliwo i materiały jądrowe.

11. Inne koszty.

Jako zakres likwidacji elektrowni rozpatrywano demontaż EJ z podwójnym blokiem z dwoma reaktorami WWER 440 mający na celu przywrócenia lokalizacji do stanu „zielonego pola” (nadającego się do pełnego wykorzystania) lub „szarego pola” (budynki, które nie są skażone nie muszą być rozbierane).



Rys. 6.1 Koszty likwidacji EJ o mocy 880 MWe z dwoma blokami typu WWER 440 (Dane z [18])

Jak widać z rysunku powyżej, koszty likwidacji EJ z dwoma blokami WWER o łącznej mocy elektrycznej 880 MWe w zależności od kraju wynoszą od 210 do 350 mln USD (tylko Węgry wyceniły te koszty na 470 mln USD), a więc od 0,25 do 0,4 mln USD/MWe mocy zainstalowanej. Należy dodać, że w studium tym rozważano bloki starego typu, przy projektowaniu których nie zwracano specjalnej uwagi na problemy demontażu. W przypadku nowych EJ już od pierwszych faz projektu zapewnia się możliwości łatwego demontażu ich elementów. Można więc oczekiwać, że koszty demontażu w przypadku nowych EJ będą mniejsze. Według ocen US DOE, przewidywane koszty likwidacji EJ z reaktorami PWR wynoszą 300 mln USD/1000 MWe [16].

Dla rachunku ekonomicznego ważne jest, że koszty demontażu ponosi się po długim okresie czasu od chwili uruchomienia elektrowni. W studium opracowanym dla reaktora PWR w EJ Krsko [19] przyjęto stopę procentową 3,5% i czas od chwili wyłączenia EJ do zakończenia jej likwidacji równy 96 lat. Odłożenie 20 USD/MWe w chwili zakończenia eksploatacji pozwoli po 96 latach uzyskać 540 USD/MWe - a więc sumę najzupełniej wystarczającą na pokrycie kosztów likwidacji. Gdybyśmy wymagali wczesnej likwidacji EJ, np. w ciągu 10 lat od chwili zakończenia jej pracy, to przy okresie pracy użytecznej EJ równym 60 lat okaże się, że zwiększenie nakładów inwestycyjnych o 30 USD/MWe da po 70 latach około 330 USD/MWe. Biorąc pod uwagę, że jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę EJ wynoszą

około 1000-1400 USD/MWe widać, że koszty przyszłej likwidacji EJ nie mają istotnego wpływu na wielkość wydatków inwestycyjnych.

W praktyce fundusz na likwidację EJ, a także na zagospodarowanie odpadów radioaktywnych jest tworzony systematycznie w czasie eksploatacji EJ, przez odkładanie na fundusz docelowy części opłat przekazywanych do EJ przez odbiorców energii elektrycznej. W odniesieniu do ceny energii są to kwoty niewielkie, nie mające istotnego wpływu na cenę kWh, ale gromadzone w sposób systematyczny dają w efekcie wielkie sumy. W USA środki te są pod kontrolą państwa, w krajach UE pozostają one własnością towarzystw energetycznych, ale nie można ich wydawać na inne cele niż likwidacja EJ i usuwania odpadów radioaktywnych. Daje to gwarancję, że nawet po najdłuższym okresie pracy EJ będą do dyspozycji środki finansowe na likwidację EJ i zagospodarowanie odpadów radioaktywnych.

Ilustracją kosztów takiej gospodarki może być sytuacja w fińskich elektrowniach jądrowych.

7. Koszty gospodarki odpadami z reaktorów fińskich.

W EJ Olkiluoto basen przechowywania wypalonego paliwa o pojemności 1270 ton pracuje od 1987 roku. Jego koszt wyniósł 31 mln €. Jest on przeznaczony do przechowywania wypalonego paliwa przez 50 lat, przed ostatecznym usunięciem go do głębokiego składowiska geologicznego. Wybudowanie tego basenu przechowawczego trwało dwa lata.

W EJ Loviisa rozszerzony basen przechowawczy, który stał się niezbędny po wygaśnięciu umowy z Rosją, został oddany do eksploatacji w roku 2000. Koszt jego wyniósł 7 mln €.

W 1995 utworzono firmę Posiva Oy, jako wspólną firmę fińską mającą prowadzić głębokie składowanie wypalonego paliwa z reaktorów firmy TVO i Fortum [20]. W maju 2001 r. fiński parlament zatwierdził budowę składowiska podziemnego uznając, że jest to działanie mające na celu dobro publiczne. Proponowane składowisko zostało także przyjęte bardzo pozytywnie przez społeczność miejscową, czego wyrazem było głosowanie w radzie gminy Eurajoki, które dało wynik 20:7 na korzyść składowiska. [20].

Obecnie budowane jest w Eurajoki laboratorium podziemne na głębokości 500 m w skale – ONKALO- mające na celu przeprowadzenie w ciągu następnych kilku lat weryfikacji wybranej lokalizacji. Około 2010 r. firma Posiva będzie starała się o uzyskanie licencji na budowę składowiska i zakładu hermetyzacji paliwa. Rozpoczęcie składowania planuje się na rok 2020.

Hermetyzacja paliwa będzie następowała przez wprowadzenie 12 zestawów paliwowych do kanistra ze stali z domieszką boru i zamknięcie go w szczelnej kapsule miedzianej. Każda kapsuła będzie umieszczona we własnym otworze w składowisku, po czym otwór zostanie wypełniony gliną bentonitową. Dostęp do otworów będzie zachowany i paliwo można będzie w przyszłości odzyskać [20].

Według oceny fińskich, usunięcie 2600 ton paliwa wypalonego z czterech pracujących obecnie reaktorów w ciągu 40 lat ich eksploatacji będzie kosztować około 818 mln €, w tym koszt budowy wyniesie 228 mln €, a koszt hermetyzacji i koszty eksploatacyjne razem 538 mln €. Po oddaniu do eksploatacji piątego reaktora ilość składowanego paliwa wzrośnie do 6500 ton.

W końcu 2003 r. w funduszu państwowym na gospodarkę odpadami radioaktywnymi nagromadziło się 1,3 miliarda € z opłat nałożonych na sprzedaż energii elektrycznej. Opłaty te są ustalane co roku przez rząd i obejmują także fundusz na koszty likwidacji elektrowni. Są one ustalane zgodnie z zobowiązaniami płatniczymi każdej firmy – do 2003 roku 732 mln € dla TVO i 545 mln € dla Fortum. Łączne koszty gospodarki odpadami radioaktywnymi, wraz

z likwidacją EJ, oceniono na 0,23 € centa/kWh bez uwzględnienia dyskonta – co odpowiada około 10% całkowitych kosztów wytwarzania energii [20].

Podziemne składowisko w Olkiluoto na nisko i średnio aktywne odpady promieniotwórcze pracuje od 1992 roku. Budowa tego składowiska trwała 3 lata i kosztowała 15 mln €. Zostało ono zaprojektowane tak by można je było rozbudować dla składowania ewentualnych odpadów z likwidacji elektrowni. Podobne składowisko w Loviisa EJ pracuje od 1998 r.

Za likwidację elektrowni odpowiedzialne są dwie firmy energetyczne prowadzące ich eksploatację, a plany są aktualizowane co pięć lat [20].

8. Wpływ kosztów zewnętrznych

Stosunek kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowych, gazowych i jądrowych zmienia się silnie w zależności od lokalizacji elektrowni. Węgiel jest i prawdopodobnie pozostanie atrakcyjny ekonomicznie w takich krajach jak Australia i rejony Chin i USA obfitujące w złoża łatwo dostępnego węgla. Gaz jest, albo niedawno jeszcze był, konkurencyjny przy produkcji energii elektrycznej w podstawie obciążenia w wielu rejonach, szczególnie przy użyciu elektrowni o cyklu kombinowanym.

Energia jądrowa jest w wielu rejonach konkurencyjna w stosunku do paliw organicznych przy produkcji energii elektrycznej pomimo stosunkowo wysokich nakładów inwestycyjnych i konieczności pokrycia kosztów związanych z usuwaniem odpadów i likwidacji elektrowni, co w przypadku innych źródeł energii stanowi zwykle koszty zewnętrzne, pokrywane przez społeczeństwo. Gdy koszty te, to jest koszty społeczne, zdrowotne i środowiskowe zostaną uwzględnione, energia jądrowa jest bezkonkurencyjnie najtańsza.

Komisja Europejska rozpoczęła projekt oceny kosztów zewnętrznych przy wytwarzaniu energii zwany „ExternE” w 1991 r., we współpracy z amerykańskim Departamentem Energii i był to pierwszy projekt tego rodzaju mający „określić wiarygodne oceny finansowe szkód wynikających z wytwarzania energii elektrycznej w całej Unii Europejskiej”. Metodologia studium ExternE uwzględnia emisje, rozpraszanie i ostateczny wpływ zanieczyszczeń na zdrowie człowieka i środowisko. W przypadku energii jądrowej ryzyko awarii jest włączone do bilansu, podobnie jak wysokie oceny skutków zagrożenia radiologicznego powodowanego przez odpady z wydobycia uranu (koszty gospodarki odpadami i likwidacji elektrowni są już wliczone w koszty wytwarzania energii elektrycznej). W 2001 r. opublikowano wyniki wielkiego studium krajów Unii Europejskiej finansowanego przez Komisję Europejską a mającego ocenić koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł, przede wszystkim z węgla, gazu ziemnego i energii jądrowej. Studium to pokazało w jednoznacznych wielkościach finansowych, że koszty zewnętrzne energii jądrowej są mniejsze niż jedna dziesiąta kosztów zewnętrznych przy spalaniu węgla. Koszty zewnętrzne zostały w tym studium zdefiniowane jako koszty związane z utratą zdrowia, skróceniem życia i szkodami w środowisku, wycenianymi w jednostkach monetarnych, ale nie opłacane przez operatora elektrowni, a uiszczane przez społeczeństwo. Gdyby koszty te zostały włączone w cenę energii elektrycznej, to cena energii wytwarzanej ze spalania węgla byłaby podwojona, a z gazu – wzrosłaby o 30%. Wielkości te nie obejmują kosztów związanych z efektem cieplarnianym.

Dalsze badania prowadzone przez ekspertów ze wszystkich krajów Unii Europejskiej doprowadziły do opublikowania w 2005 roku najnowszych wyników uwzględniających efekt cieplarniany poprzez wprowadzenie ceny zezwoleń na emisję CO₂ do ocen kosztów zewnętrznych. Wykazały one, że koszt zewnętrzny dla elektrowni opalanych węglem kamiennym z turbinami gazowymi wynosi w zależności od kraju (a więc głównie w funkcji gęstości zaludnienia wokoło elektrowni) od 23 m€/kWh dla Hiszpanii poprzez 28 dla Polski,

29 dla Niemiec, 31 dla Francji do 32 m€/kWh dla Belgii. [21]. Dla warunków niemieckich – które są dość bliskie warunków w Polsce – najniższe koszty zewnętrzne wystąpiły dla energii wiatru, hydroenergii i EJ (1-2 m€/kWh), średnie dla ogniw fotowoltaicznych i gazu (4 do 12 m€/kWh) i najwyższe dla węgla i ropy (25-32 m€/kWh) [21].

Są to wyniki bliskie rezultatów uzyskanych w studium kosztów zewnętrznych dla Polski (dla węgla od 35 do 55 m€/kWh) i opublikowanych w biuletynie PSE z grudnia 2005 [22]. Koszty te należy dodać do konwencjonalnie ocenianych kosztów wytwarzania energii elektrycznej płaconych przez odbiorcę. Energia jądrowa, która na dłuższą metę jest najtańszym źródłem energii nawet wtedy, gdy uwzględnia się tylko koszty producenta, po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych wykazuje ogromną przewagę nad innymi źródłami energii.

W związku z propozycjami wychwytywania i składowania dwutlenku węgla emitowanego z elektrowni opalanych węglem warto dodać, że według aktualnych studiów podsumowanych w [7] koszty te wyniosą od 20 do 44 USD/MWh dla cyklu IGCC (*Integrated gasification combined cycle* – scalony cykl gazyfikacji węgla) od 34 do 65 dla PCC (*Pulverized coal combustion*

- spalanie pyłu węglowego) i od 17 do 29 w GTCC (*Gas Turbine Combined Cycle* – Cykl kombinowany z turbiną gazową). Są to wielkości w znaczący sposób podwyższające (od 50% do 100%) koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach na paliwa organiczne.

9. Podsumowanie

W sumie można bez cienia wątpliwości stwierdzić, że energia jądrowa jest opłacalna, a uwzględnienie kosztów zewnętrznych – czyli po prostu strat zdrowia społeczeństwa związanych z całym cyklem wytwarzania energii – i kosztów sekwestracji CO₂ znacznie powiększa przewagę energii jądrowej nad paliwami organicznymi. Jedynym problemem są wysokie nakłady inwestycyjne, na które trzeba się zdobyć, by mieć później tanią energię elektryczną. Los okazuje się niesprawiedliwy – bogaci, których stać na zbudowanie EJ, będą później jeszcze bogatsi dzięki obfitości taniej energii elektrycznej, biedni, których nie stać na budowę EJ, będą później biedniejsi płacąc słono za import energii lub gazu ziemnego. Taką sytuację widzimy obecnie na przykładzie Francji i Włoch – te ostatnie, wyrzekając się energii jądrowej, skazały się na import energii elektrycznej z elektrowni jądrowych we Francji, i muszą ponosić tego koszty – mają one dziś dużo wyższe ceny energii elektrycznej niż sąsiednie kraje korzystające z własnych EJ.

Jak będzie w Polsce? Czy zdobędziemy się na wysiłek przekonania społeczeństwa, że warto budować elektrownie jądrowe? I czy zdobędziemy na ten cel pieniądze? Na spotkaniu z przedstawicielami banków polskich usłyszałem odpowiedź ludzi biznesu – TAK! Oczywiście !

Środowisko techniczne zajęło równie zdecydowaną pozytywną postawę. Polskie Sieci Energetyczne i Stowarzyszenie Elektryków Polskich już działają w tym kierunku. Współdziała z nimi Polska Akademia Nauk, Energoprojekt, Politechnika Warszawska, Gdańska, Gliwicka i inne, instytuty naukowe takie jak Instytut Energii Atomowej, Instytut Energetyki itd. a także zakłady i okręgi energetyczne w Polsce. Miejmy nadzieję, że to zdecydowanie pozytywne stanowisko energetyków przyniesie rezultaty i skłoni rząd do rychłego działania.

LITERATURA

01	The Long Term Sustainability of Nuclear Energy, WNA Submission to UK Energy Review, http://www.world-nuclear.org/wgs/wnasubs/energyreviewq/index.htm
02	Tarjanne R, Rissanen S, :Nuclear Power: Least Cost Option for Baseload Electricity in

	Finland, The Uranium Institute, 25-th Annual Internat. Symp. 2000
03	Massachusetts Institute of Technology. The Future of Nuclear Power - An Interdisciplinary Study, 2003.
04	The Royal Academy of Engineering. The Costs of Generating Electricity, March 2004
05	OECD: Projected Costs of Generating Electricity, 2004
06	OECD Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update) http://www.iea.org/textbase/npsum/ElecCostSUM.pdf
07	University of Chicago Study, The Economic Future of Nuclear Power, August 2004
08	OECD, NEA and IAEA: Uranium, resources, Production and demand, July 2000
09	Strupczewski A. A jeśli jednak dojdzie do ciężkiej awarii w elektrowni jądrowej – co wtedy? Biuletyn PSE, w druku
10	Winters J.W., Corletti M.M., AP1000 Construction and operating costs, ICONE 9552, Proc. Of ICONE 9, 9th Internat. Conf. on Nuclear Eng., April 8-12, 2001, Nice, France
11	Winters J.W., AP1000 Construction Schedule, ICONE 9553, Proc. Of ICONE 9, 9th Internat. Conf. on Nuclear Engineering, April 8-12, 2001, Nice, France
12	AREVA: Olkiluoto 3 – A Turnkey EPR Project, (European Pressurized Water Reactor), charles.hufnagel@arevagroup.com , 2002
13	European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants, Volume 1 &2, Rev. C April 2001
14	Milborrow D. Renewables – are the fears overegged? Power UK, 2002
15	General Directorate for Energy & Raw Materials of the French Ministry of the Economy, Finance and Industry, 2003
16	Sierra: Problems of decommissioning nuclear facilities, WISE News Communique Jan. 23, 1998
17	Wald M. Dismantling Nuclear Reactors, Scientific American, March 2003, 33-41
18	International Atomic Energy Agency: Decommissioning costs of WWER-440 nuclear power plants, IAEA-TECDOC-1322, Vienna Nov. 2002
19	Dejan Škanata, Saša Medaković, Nenad Debrecin: Krško NPP Decommissioning Costs, Book of Abstracts, Internat. Conf. Nuclear Energy in Central Europe, Bled, Slovenia, Sept. 11-14, 2000, © 2000, Nuclear Society of Slovenia
20	Nuclear Energy in Finland, UIC Briefing paper No 76, June 2004, http://www.uic.com.au/nip76.htm
21	Friedrich R. ExternE : Methodology and results, Brussels 2005 www.ExternE.info
22	Strupczewski A. Radovic U.: Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Biuletyn PSE, Styczeń 2006