

Spis treści

Przedmowa.....	5
Wstęp do wydania polskiego	7

Rozdział 1 O zagrożeniach związanych z energią jądrową i jej perspektywach w przyszłości

Gerd Rosenkranz

1 Wstęp.....	13
2 Dla przypomnienia: powracające ryzyko zapomnienia	14
3 Bezpieczeństwo: kluczowa kwestia w przypadku energii jądrowej	15
4 Zamachy samobójcze: nowy wymiar zagrożenia.....	24
5 Elektrownie jądrowe: cele nuklearne w konwencjonalnej wojnie.....	27
6 Bliźniaki syjamskie: cywilne i militarne zastosowanie energii jądrowej	29
7 Cykl otwarty: przeciek na początku i na końcu.....	34
8 Energia jądrowa zatrzyma globalne ocieplenie: fałszywa obietnica.....	42
9 Tania energia jądrowa: o ile państwo płaci rachunek.....	48
10 Podsumowanie: Renesans obietnic.....	59
Bibliografia.....	65

Rozdział 2 Zagrożenia związane z reaktorami jądrowymi

Antony Froggatt

1 Wstęp.....	69
2 Typy reaktorów komercyjnych oraz ich wady.....	70
3 Starzenie się, przedłużenie czasu eksploatacji i bezpieczeństwo	95
4 Zagrożenia terrorystyczne.....	119
Bibliografia.....	129
Dodatkowe informacje	133

Rozdział 3 Cykl Paliwowy

Jürgen Kreusch, Wolfgang Neumann, Detlef Appel, Peter Diehl

1 Wstęp.....	137
2 Wydobywanie uranu	138
3 Gospodarka odpadami	169
Piśmiennictwo.....	209

Rozdział 4 Energia atomowa i rozprzestrzenianie broni jądrowej

Otfried Nassauer

1 Wstęp.....	215
2 Przegląd cywilnych obiektów nuklearnych.....	218

3	Zagrożenia rozprzestrzeniania broni jądrowej	222
4	Instrumenty kontrolujące i zapobiegające procesowi rozprzestrzeniania broni jądrowej	239
5	Świat w poszukiwaniu energii	255
6	Dodatkowe informacje	258
	Ważniejsze oficjalne dokumenty:	259

Rozdział 5 Ekonomika energetyki jądrowej

Steve Thomas

1	Wstęp.....	265
2	Światowy rynek elektrowni jądrowych: bieżące zamówienia i perspektywy	266
3	Bieżące projekty	273
4	Główne czynniki warunkujące ekonomikę energetyki	281
5	Najnowsze opracowania dotyczące kosztów oraz dlaczego one się różnią	299
6	Zapotrzebowanie na środki publiczne i zakres subwencjonowania z tych środków	306
7	Wnioski	308
	Załącznik 1: Dyskontowanie, koszt kapitału oraz wymagana stopa zwrotu	315
	Załącznik 2: Technologie reaktorów jądrowych	318
	Załącznik 3 :Producenci reaktorów jądrowych	320
	Załącznik 4:Likwidacja elektrowni.....	323

Rozdział 6 Energia atomowa a zmiana klimatu

Felix Chr. Matthes

1	Wstęp.....	331
2	Wyzwanie zmian klimatu	333
3	Dotychczasowy scenariusz postępowania (business as usual, BAU).....	338
4	Zagrożenia o skomplikowanej strukturze	344
5	Sposoby ograniczenia emisji CO ₂	350
6	Kluczowe strategie: studium przypadku - Niemcy	376
7	Wnioski	381
	Bibliografia.....	384
	Skróty	386
	Fundacja im. Heinricha Bölla.....	387
	O Autorach	388

Przedmowa

Debata nt. energii jądrowej została na nowo rozpalona po dziesięcioleciach cichego starzenia się przemysłu jądrowego. W nowych krajach uprzemysłowionych, cierpiących na niedostatek źródeł energii, takich jak Chiny czy Indie, rosnące ceny ropy naftowej, niepewność dotycząca ilości („peak oil”) i bezpieczeństwa dostaw energii oraz bardzo szybko postępujące zmiany klimatyczne są wymieniane jako czynniki przemawiające na korzyść energii atomowej. Lobby atomowe dostrzega swoją szansę, mówi się o come backu energii atomowej.

Jak do tej pory, ten „nuklearny renesans” nie ma jednak pokrycia w faktach. Udział energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach jądrowych w ogólnym zużyciu energii na całym świecie szybko się kurczy. Kilka nowo powstałych reaktorów w Azji, czy jeden w Europie (Finlandia), nie zmieniają tego ogólnego trendu. Również przemysłowi nie spieszy się w tej kwestii - domaga się on znacznego wsparcia oraz zabezpieczeń ze strony państwa, zanim rozpocznie ryzykowną przygodę z elektrownią jądrową. Ostateczne składowanie odpadów jądrowych stanowi nadal „pięć Achilleśa” tej technologii.

Zmieniony krajobraz polityki energetycznej oraz ofensywa zwolenników energii jądrowej są wystarczającym powodem, by znów intensywniej zająć się kwestią energii jądrowej. Fundacja im. Heinricha Bölla, fundacja polityczna związana z Partią Zielonych w Niemczech, wydała publikację pod tytułem *Energia jądrowa: mit i rzeczywistość*. Jest to zbiór materiałów zawierających nowe i aktualne analizy oraz informacje na temat głównych kwestii dotyczących energii jądrowej, takich jak:

1. *Bezpieczeństwo reaktorów*: jakie specyficzne kwestie dotyczące bezpieczeństwa wynikają ze starzenia się elektrowni jądrowych i jakie są potencjalne korzyści z elektrowni „następnej generacji”? Jakie problemy związane z przedłużaniem okresu życia istniejących elektrowni są obecnie przedmiotem dyskusji?
2. *Paliwa jądrowe*: jak długo możemy wykorzystywać światowe zasoby paliwa jądrowego? Jakie specyficzne ryzyko wiąże się z wydobywaniem uranu? Jakie są koncepcje na ostateczne składowiska odpadów jądrowych?

3. *Rozprzestrzenianie broni jądrowej*: Jak bardzo powiązane są ze sobą militarne i cywilne wykorzystanie energii nuklearnej? Czy można je naprawdę w ogóle od siebie oddzielić? Jakie są skutki dla „wojny z terroryzmem” wynikające z proponowanego rozprzestrzenienia technologii jądrowej poza kraje obecnie ją wykorzystujące? Czy elektrownie jądrowe mogą być zabezpieczone przed atakami terrorystycznymi?
4. *Ekonomika*: czy rzeczywiście stać nas na energię jądrową? Jakie niepewności wkalkulowuje się w obliczenia kosztów? Jaką część tych kosztów będzie ponosić społeczeństwo?
5. *Zmiany klimatyczne*: Czy energia jądrowa jest rzeczywiście odpowiedzią na wyzwania wynikające ze zmian klimatycznych? Na ile realistyczny jest scenariusz wykorzystania energii jądrowej, jeżeli energie odnawialne zostaną zastosowane na globalną skalę?

Wznowienie dyskusji na temat energii jądrowej to globalny fenomen - jest ona prowadzona nie tylko w Niemczech, ale również w innych krajach partnerskich Fundacji im. Heinricha Bölla. Dlatego też problemy poruszane we wspomnianych artykułach należy, ze względu na te kraje, postrzegać przede wszystkim w kontekście międzynarodowym, nie zaś tylko w odniesieniu do specyficznej sytuacji w Niemczech. W przygotowaniu są wersje w różnych językach (m.in. angielska, niemiecka, francuska, ukraińska, portugalska).

Młode pokolenie nie pamięta już katastrof elektrowni jądrowych w Harrisburgu i Czarnobylu. Obecny publiczny dyskurs jest zdominowany przez efekty zmian klimatycznych i szybko rosnące ceny paliw kopalnych. Z tego właśnie powodu pragniemy odświeżyć wiedzę dla wsparcia krytycznej dyskusji na temat energii jądrowej oraz wskazania alternatyw dla tej formy dostaw energii.

Dziękujemy autorom, w szczególności Felixowi Christnowi Matthesowi z Öko-Institut w Niemczech, będącemu naukowym koordynatorem tego projektu. Jörg Hass (HBS Berlin) i Stefan Cramer (HBS Johannesburg) koordynowali wydanie tej publikacji.

Berlin, styczeń 2006

Ralf Fücks oraz Barbara Unmüßig
Zarząd Fundacji im. Heinricha Bölla

Wstęp do wydania polskiego

26 kwietnia 1986 roku w Czarnobylu na Ukrainie miała miejsce jedna z największych katastrof w historii pokojowego zastosowania energii nuklearnej. Skutki awarii reaktora – bezpośrednie ofiary w ludziach oraz zwiększenie zachorowalności m.in. na raka tarczycy na skażonych terenach – odczuwalne są do dziś. Po katastrofie w biznesie atomowym nastąpił okres „przywołania do porządku”, zaczęto zwracać uwagę na kwestię bezpieczeństwa elektrowni jądrowych i wiele państw rozpoczęło wycofywanie się z tego rodzaju energii.

Dwadzieścia lat po katastrofie w Czarnobylu zastosowanie energii nuklearnej znowu staje się przedmiotem globalnej debaty. Rosnące zapotrzebowanie na energię i co za tym idzie ceny ropy naftowej i gazu, zależność krajów uprzemysłowionych od niepewnych dostaw konwencjonalnych surowców energetycznych oraz szybko postępujące zmiany klimatyczne wymagające redukcji emisji CO₂, wykorzystywane są przez lobby nuklearne jako argumenty w ofensywnym promowaniu energii atomowej.

Debata o zastosowaniu energii jądrowej dzieli Europę. Podczas gdy Niemcy podjęły decyzję o całkowitym wycofaniu się z energii nuklearnej do 2021 roku, Szwecja, Włochy, Holandia i Belgia zdecydowały się na stopniowe zamykanie swoich elektrowni. Francja, która pozyskuje 75% energii elektrycznej z elektrowni jądrowych planuje w roku 2007 budowę kolejnego reaktora atomowego, zaś w Finlandii trwają już prace nad budową nowego, piątego reaktora w elektrowni atomowej Olkiluoto. Również „nowe” kraje członkowskie Unii: Węgry, Czechy, Słowacja, Słowenia i Litwa nie chcą wycofać się z produkcji energii atomowej, nawet jeśli niektóre z reaktorów zbudowanych jeszcze w czasach ZSRR zostaną zamknięte do 2009 roku z powodów bezpieczeństwa.

Polska, podobnie jak Portugalia, Austria, Dania i Irlandia, czy też Estonia i Łotwa, jest krajem bez energetyki jądrowej. Katastrofa w Czarnobylu w 1986 roku oraz protesty społeczne, narastające szczególnie pod koniec lat 80., spowodowały odstąpienie od pomysłu budowy pierwszej elektrowni atomowej w Żarnowcu. Piętnaście lat później, na początku 2005 roku, ówczesny polski rząd przedstawił dokument „Polityka energetyczna do 2025 roku”, w którym po raz pierwszy oficjalnie pojawiły się plany budowy elektrowni jądrowej w Polsce. W lipcu bieżącego roku premier nowego rządu Jarosław Kaczyński, podkreślił w swoim exposé potrzebę budowy elektrowni jądrowej w Polsce, powołując się na konieczność

zabezpieczenia dostaw energetycznych, a także na międzynarodowe zobowiązania Polski podjęte w celu przeciwdziałania zmianom klimatu. Wobec negatywnego nastawienia społeczeństwa polskiego do budowy elektrowni atomowej (według badań CBOS z lipca 2006 roku 58% obywateli przeciwna jest budowie) rząd zapowiedział kampanię informacyjną, poświęconą zagadnieniom energii atomowej. Wiele też wskazuje na to, że Polska włączy się w finansowanie budowy nowej elektrowni atomowej w litewskim Ignalinie.

Aktualnie problematyka energii atomowej jest tematem coraz częściej podejmowanym przez polskie media. Dyskusja wydaje się jednak być bardzo jednostronna, przeważają głosy zwolenników energetyki jądrowej, pomijane są aspekty społeczne, długoterminowe zagrożenia ekologiczne oraz niektóre kwestie ekonomiczne związane z planowanym wytwarzaniem energii w elektrowniach jądrowych.

Publikacja Fundacji im. Heinricha Bölla „Energia jądrowa – mit i rzeczywistość” podejmuje polemikę ze zwolennikami energii atomowej. Artykuły, oparte na aktualnych badaniach odnoszą się do dzielących środowiska eksperckie punktów spornych, związanych z produkcją i wykorzystaniem energii nuklearnej: bezpieczeństwa technicznego reaktorów atomowych, składowania odpadów jądrowych, czy też efektywności ekonomicznej energii atomowej. Autorzy publikacji zwracają uwagę na zagrożenia związane z wykorzystaniem energii nuklearnej do celów militarnych i terrorystycznych, a także rozważają, na ile energia atomowa jest odpowiedzią na aktualne globalne wyzwania związane ze zmianami klimatycznymi.

Niniejsza publikacja ma być głosem zmierzającym w stronę zrównoważonej debaty publicznej o przyszłości energetycznej Polski i Europy - debaty, która powinna opierać się na rzeczowej i otwartej dyskusji uwzględniającej argumenty nie tylko przychylnej energii jądrowej części polityków i przedstawicieli lobby nuklearnego, lecz także polityków i ekspertów krytycznie oceniających energię atomową oraz przedstawicieli organizacji społecznych i świata biznesu. Mamy nadzieję, że nasza publikacja będzie impulsem dla niezbędnej obiektywnej dyskusji.

Warszawa, grudzień 2006

Agnieszka Rochon
Dyrektorka Przedstawicielstwa
Fundacji im. Heinricha Bölla w Polsce



Furmanka przejeżdżająca obok bloków numer 5 i 6 elektrowni jądrowej Kozłoduju (należącej do Atomna Elektrocentrala AEC) w Bułgarii.

© Peter Dammann/Greenpeace



ROZDZIAŁ 1

O ZAGROŻENIACH ZWIĄZANYCH Z ENERGIĄ JĄDROWĄ I JEJ PERSPEKTYWACH W PRZYSZŁOŚCI

Gerd Rosenkranz



Elektrownia jądrowa w Biblis w Hesji (Niemcy). Kopuła obudowy bezpieczeństwa reaktora i wieże chłodnicze

© Martin Storz/graffiti/Greenpeace

1 Wstęp

Zasadniczy konflikt wokół energii jądrowej liczy sobie prawie tyle lat, ile jej komercyjne wykorzystanie. Dawne wielkie nadzieje jej orędowników już wygasły, duży stopień zagrożenia pozostał – podobnie, jak niebezpieczeństwo militarnego jej nadużycia. Zagrożenie terrorystyczne dramatycznie wzrosło. Ocieplenie klimatu oraz nieodnawialność paliw kopalnych nie mogą odsunąć na drugi plan kwestii bezpieczeństwa energii jądrowej. Od dziesiątków lat reaktor „odporny na katastrofę” jest tylko mglistą obietnicą.

Przeciwdziałanie globalnemu ocieplaniu klimatu, spowodowanemu przez działalność człowieka, jest bez wątpienia jednym z największych wyzwań XXI wieku. Istnieją jednak mniej niebezpieczne metody radzenia sobie z tym problemem, niż wykorzystywanie energii jądrowej. Energia jądrowa nie jest trwała (*sustainable*), ponieważ materiały rozszczepialne, tak samo jak paliwa kopalne – węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny – nie są odnawialne. Ponadto czas, w którym radioaktywne odpady powstające w energetyce jądrowej muszą być izolowane od biosfery jest dla człowieka niewyobrażalnie długi.

Energia jądrowa jest technologią wysokiego ryzyka, nie tylko ze względu na bezpieczeństwo, ale także z uwagi na finansowanie inwestycji. Bez subwencji z budżetu państwa, nie ma ona szans w gospodarce rynkowej. Mimo to nadal będą istniały przedsiębiorstwa, które w ramach specjalnych, ustalonych przez państwo warunków brzegowych, będą osiągać zyski z energii jądrowej. Przedłużenie czasu działania starych reaktorów może być, w sensie ekonomicznym, atrakcyjne dla ich operatorów, lecz jednocześnie nieproporcjonalnie zwiększa ryzyko ciężkiego wypadku. Ponadto zawsze możemy mieć do czynienia z politycznymi reżimami, które będą traktowały cywilne wykorzystanie rozszczepiania jądra atomowego przede wszystkim, jako jeden z etapów na drodze do budowy bomby atomowej oraz będą tym rozwojem tak sterowały, aby swój cel osiągnąć. Ponadto, co jest bezsporne, co najmniej od 11 września 2001, elektrownie jądrowe, jako narażone na ataki i niebezpieczne instalacje, stanowią dodatkowy cel dla pozbawionych skrupułów i stosujących przemoc sił niepaństwowych. Także i z tego powodu energia jądrowa, dopóki będzie wykorzystywana, dopóty będzie dzielić opinię publiczną.

2 Dla przypomnienia: powracające ryzyko zapomnienia

To, co rozegrało się późnym wieczorem 10 kwietnia 2003 roku w zbiorniku z kasetą paliwową w węgierskiej elektrowni jądrowej w Paks, bardzo przypomina dwa wydarzenia, które od dziesiątków lat towarzyszą, jako złowieszczy znak, historii cywilnego wykorzystania energii jądrowej – katastrofę reaktora w amerykańskim mieście Harrisburg w marcu 1979 roku oraz w Czarnobylu na Ukrainie w kwietniu 1986 roku.

Niewybaczalne błędy konstrukcyjne, niedbały nadzór, błędne instrukcje obsługi, błędne oceny sytuacji pod wpływem stresu, jak również i naiwna wiara w możliwości wysoce czułej techniki – te wszystkie kwestie pojawiały się już przed owym czwartkowym wieczorem na Węgrzech. Błędy te były już znane nie tylko z Harrisburga i Czarnobyla – popełniano je również w zakładzie przerobu paliwa jądrowego w brytyjskim Sellafield, w japońskim reaktorze powielającym Monju i zakładzie przerobu zużytego paliwa w Tokaimura, czy w niemieckiej elektrowni jądrowej Brunsbüttel nad Elbą. Tam gdzie pracują ludzie, pojawiają się błędy. Można mówić o szczęściu, że nie każda awaria, za każdym razem opisywana jako „niewytłumaczalny” splot popełnionych błędów, jest tak brzemenna w skutkach, jak katastrofa z 1986 roku dla Ukrainy i dla państw z nią sąsiadujących. W bloku numer 2 elektrowni jądrowej w Paks, położonej 115 km na południe od stolicy kraju – Budapesztu, skończyło się na przegrzaniu i zniszczeniu 30 wysoko radioaktywnych elementów paliwowych, które zamieniły się w stertę promieniującego pyłu na dnie wypełnionego wodą stalowego kotła. Nastąpiło masowe uwolnienie radioaktywnych gazów szlachetnych, które w wysokim stężeniu przedostały się do opuszczonej w panice hali reaktora, a następnie zostały wypompowane na zewnątrz do atmosfery przez wentylatory pracujące pełne 14 godzin na najwyższych obrotach, aby hala stała się dostępna dla personelu w kombinezonach chroniących przed promieniowaniem radioaktywnym.

Nazwa Paks jest symbolem najpoważniejszego wypadku w europejskim reaktorze jądrowym od czasów Czarnobyla. Ponadto przegrzanie wysoko radioaktywnych materiałów nastąpiło poza betonowym zbiornikiem ochronnym reaktora. Jednak świat poza granicami Węgier praktycznie w ogóle nie zainteresował się nuklearnym piekłem, jakie mogło się rozpętać we wnętrzu rucho-

mego urządzenia czyszczącego elementy paliwowe. Specjaliści z Węgier i z zagranicy, którzy rekonstruowali później przebieg wydarzeń tamtej nocy, stwierdzili z przerażeniem, że cała sprawa mogła skończyć się o wiele gorzej. Nowością była nie tylko spokojna reakcja międzynarodowej opinii publicznej. Także pod innym względem awaria w Paks stanowiła *novum*. Po raz pierwszy zachodnio- i wschodnio-europejskie załogi reaktorów, przez beztroskę, błędy w zarządzaniu oraz popadnięcie w rutynę, doprowadziły wspólnie i konsekwentnie do poważnej awarii. Mowa tu o inżynierach konstruktorach i operatorach z niemiecko-francuskiego koncernu jądrowego Framatome-ANP (przedsiębiorstwo filialne koncernów: francuskiego Areva i niemieckiego Siemens), załodze wybudowanej w technologii radzieckiej elektrowni jądrowej w Paks oraz specjalistach z węgierskiego urzędu nadzorczego ds. energii jądrowej w Budapeszcie. Wszyscy oni są częściowo za tę awarię odpowiedzialni, a jednak wyszli z tej sytuacji bezkarnie.

30 elementów paliwowych, które stanowią około jednej dziesiątej pełnego załadowania rdzenia reaktora, po chemicznym czyszczeniu nie zostało dostatecznie schłodzonych, co spowodowało, że najpierw doprowadziły one wodę chłodniczą w kotle czyszczącym do wrzenia, później gotowały się a następnie, po wyparowaniu całej wody, rozgrzały się do temperatury 1200 °C, aż w końcu rozpadły się jak porcelana, gdy przeciążeni obowiązkami pracownicy elektrowni, po panicznych próbach zapobiegnięcia katastrofie, wylali na nie ogromny strumień zimnej wody. W tym momencie, według fizyków jądrowych, eksplozja jądrowa, a więc ograniczona, ale niekontrolowana reakcja łańcuchowa, mogła nastąpić. Miałoby to katastrofalne skutki - nie tylko dla najbliższego otoczenia elektrowni jądrowej w Paks.

3 Bezpieczeństwo:

kluczowa kwestia w przypadku energii jądrowej

Orędownicy energii jądrowej w państwach uprzemysłowionych z wyraźnym zadowoleniem obserwują spokojniejszy przebieg dyskusji na temat energii jądrowej, w rosnącej liczbie krajów. W obliczu zmian klimatycznych oraz eksplozji cen ropy naftowej, ton dyskusji stał się „bardziej rzeczowy i spokojniejszy”. Zwolennicy produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem technologii jądrowej cieszą się przede wszystkim z jednego: dyskusja odsunęła

się od fundamentalnych kwestii bezpieczeństwa techniki jądrowej, w stronę kwestii ekonomicznych, ochrony środowiska czy też oszczędzania surowców naturalnych. Energia jądrowa ma stać się w odczuciu opinii publicznej jedną z wielu technik pozyskiwania energii, a jej użytkowanie kwestią kalkulacji, tak, jak wybieranie pomiędzy elektrownią węglową a wiatrakiem. Energia pochodząca z rozszczepienia jądra atomowego ma być wpisana w trójkąt, którego ekonomiści używają dla wyznaczenia obszaru debaty publicznej na temat polityki energetycznej, mianowicie: ekonomicznej wykonalności, niezawodności dostaw energii oraz małej szkodliwości dla środowiska. To, że nawet w tak zakreślonych ramach mieści się wiele pytań, dotyczących sensu stosowania energii jądrowej, nie przeszkadza jej zwolennikom. Są zadowoleni. W ich oczach decydujące jest to, że coraz częściej za całą gamą argumentów, które odwracają uwagę od zasadniczej kwestii bezpieczeństwa, udaje się ukryć fakt, że technika jądrowa ma unikalny potencjał doprowadzenia do katastrofy. Taki rozwój wypadków nie jest przypadkowy. Jest on wynikiem strategii, która przez wiele lat była prowadzona z uporczywą wytrwałością oraz rozmyślnie forsonowana przez przedsiębiorstwa energetyczne i producentów elektrowni jądrowych w krajach wykorzystujących energię jądrową.

Nawet, jeżeli skuteczne odwrócenie uwagi od kwestii bezpieczeństwa złagodziło przebieg debaty publicznej, nie zmniejsza to prawdopodobieństwa wielkiej katastrofy. Niebezpieczeństwo dojścia do awarii, która byłaby większa niż największa przewidywana awaria w elektrowni jądrowej, na jaką przygotowany jest system bezpieczeństwa elektrowni oraz fakt, że taka awaria nie może nigdy zostać wykluczona, były i są praprzyczyną podstawowego konfliktu wokół energii jądrowej. Właśnie na kwestii niebezpieczeństwa, z którą wiąże się eksploataowanie elektrowni jądrowych, bazują ostatecznie wszystkie argumenty przeciwko tej formie wytwarzania energii. To ta kwestia decyduje o poparciu lub jego braku dla energii jądrowej – w skali regionalnej, krajowej czy globalnej. Od czasów Harrisburga, a jeszcze bardziej Czarnobyła, reaktor atomowy odporny na katastrofę, był obietnicą, z którą przemysł jądrowy wiązał nadzieję na odzyskanie publicznej akceptacji dla tej technologii. Čwierć wieku temu producenci złożyli wielką obietnicę stworzenia „w pełni bezpiecznej elektrowni atomowej”. Amerykanie nazwali taką przyszłościową elektrownię, reaktorem

„walk-away”, w którym stopienie się rdzenia lub inne, porównywalnie ciężkie wypadki byłyby fizycznie wykluczone. „Nawet przy najcięższej z możliwych awarii” – mówił wtedy rozentuzjasmowany wiceprezes amerykańskiego przedsiębiorstwa produkującego reaktory – „mogą Państwo iść do domu, zjeść obiad, uciąć sobie drzemkę i w końcu wrócić, by się wszystkim zająć – bez najmniejszego niepokoju, bez paniki.”¹ Ta pyszałkowata wypowiedź pozostała do dziś tym, czym była wtedy – niemożliwą do zrealizowania obietnicą na przyszłość. Już w 1986 roku niemiecki historyk techniki, Joachim Radkau, sugerował, że reaktor nie narażony na katastrofę jest „pobożnym życzeniem powstającym w czasach kryzysu, które nigdy nie zostało zrealizowane.”²

Tymczasem Europejska Wspólnota Energii Atomowej (Euratom) oraz dziesięć państw, które posiadają elektrownie jądrowe mówią, wypowiadając się na temat przyszłości technologii jądrowej, o elektrowniach „IV generacji”. O reaktorach kolejnej serii, wyposażonych w innowacyjne zabezpieczenia, nie mówi się już jako o „odpornych na idiotów”, jak w wyżej opisanej wizji. Będą za to bardziej rentowne, mniejsze, mniej podatne na militarne nadużycia, a co za tym idzie, będą bardziej akceptowalne przez opinię publiczną. Pierwsze z tych reaktorów mają dostarczać energię już około roku 2030. To jest wersja oficjalna. Nieoficjalnie, nawet niektórzy z gorących zwolenników takich reaktorów, liczą się z tym, że ich komercyjne zastosowanie nie nastąpi wcześniej niż „przed rokiem 2040 lub 2045.”³ Ta obietnica na przyszłość w fatalny sposób przypomina obietnicę składaną przez badaczy syntezy jądrowej. W 1970 mówiono o syntezie jądrowej, czyli kontrolowanej fuzji atomów wodoru, takiej do jakiej dochodzi wewnątrz Słońca, że w roku 2000 będzie można tę metodę stosować do wytwarzania energii elektrycznej. Dziś nikt nie liczy na komercyjne wykorzystanie fuzji jądrowej przed połową XXI wieku – jeżeli w ogóle.

Przemysł jądrowy, swoją obietnicą reaktorów czwartej generacji bez *absolutnego* bezpieczeństwa, nie dotrzymał przyrzeczenia

1 Cytowane za Peter Miller: Our Electric Future – A Comeback for Nuclear Power, w: National Geographic, sierpień 1991, s. 60 i nast., przetłumaczone ponownie z niemieckiego

2 Tschernobyl in Deutschland? W: Spiegel 20/1986; s. 35/36

3 Są to słowa ówczesnego prezesa EDF Francois Rosselego z dnia 23. listopada 2003 roku, wypowiedziane przed Komisją Gospodarki i Ochrony Środowiska francuskiego Zgromadzenia Narodowego; cytowane za Mycle Schneider: Der EPR aus französischer Sicht. Memo im Auftrag des BMU, s. 5.

z przeszłości. Teraz zazwyczaj wystarcza *relatywne* bezpieczeństwo, a dokładniej ogólnikowe stwierdzenie, niewłaściwie zrozumiane, ale chętnie rozpowszechniane przez nie-fachowców: „nasze elektrownie jądrowe są najbezpieczniejsze na świecie.” Prawdziwość tego stwierdzenia, bardzo popularnego zwłaszcza w Niemczech, nie jest tak naprawdę potwierdzona. I nie jest bynajmniej oczywiste, że elektrownie jądrowe, których budowa została rozpoczęta w latach 60-70., co oznacza, że zostały zaprojektowane na bazie wiedzy i technologii z lat 50. i 60., mogą zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa. Jednak dopóki nikt nie uniemożliwia rozpowszechniania takich opinii o własnych reaktorach zwoleńnikom energii jądrowej z Francji, Stanów Zjednoczonych, Szwecji, Japonii czy Korei Południowej, wszystkim taka sytuacja będzie odpowiadała. Nie istnieje taka narodowa „wspólnota atomowa”, która by nie zakładała, że jej własne elektrownie jądrowe odpowiadają światowym standardom lub przynajmniej nie reklamowałyby ich publicznie w ten sposób. Nawet w Europie Wschodniej mówi się coraz częściej, że na skutek wielu modernizacji przeprowadzonych w ostatnich 15 latach, reaktory, nawet te budowane w oparciu o technologie radzieckie, osiągnęły zachodnie standardy bezpieczeństwa, a nawet są pod niektórymi względami lepsze od tych zachodnich. Na przykład twierdzi się, że nie są one tak wrażliwe na zakłócenia w fizycznym funkcjonowaniu reaktora. Nie ma potrzeby na formalną akceptację tych oficjalnych wersji. Wspólne przesłanie brzmi: nie ma powodu do zaniepokojenia.

Zaniepokojenie to faktycznie słabnie, zarówno w poszczególnych krajach, jak i na arenie międzynarodowej. W tej sytuacji podstawowym problemem pozostaje kwestia ceny, jaką ludzkość gotowa jest zapłacić za to odczuwalne złagodzenie tonu dyskusji na temat energii jądrowej. Co to oznacza dla międzynarodowego bezpieczeństwa jądrowego, jeżeli prawie-katastrofy – takie, jak ta w Paks na Węgrzech, są omawiane tylko w zamkniętych kręgach specjalistów? Stosunkowo wysoki poziom bezpieczeństwa niemieckich reaktorów był przypisywany w przeszłości, nawet przez zwolenników energii jądrowej, dużemu wpływowi ruchu przeciwko energii atomowej w dawnej Republice Federalnej Niemiec oraz uporczywie sceptycznemu śledzeniu wydarzeń związanych z produkcją energii jądrowej przez bardzo wyczuloną opinię publiczną. Idąc tym tropem, zadawanie wnikliwych pytań oraz wykrystaliz-

zowanie się tak zwanej „krytycznej fachowej opinii publicznej” sprawiły, że elektrownie jądrowe stały się instalacjami, które otrzymały najbardziej skomplikowane zabezpieczenia przeciwko zakłóceniom w pracy i awariom w całej dotychczasowej historii rozwoju technologii. I nadal korzystają z tych zabezpieczeń. Pojawiają się jednak obawy, że może powstać tendencja przeciwna: wraz ze zmniejszeniem zainteresowania opinii publicznej, bezpieczeństwo również ulegnie obniżeniu.

Jak w rzeczywistości wygląda sytuacja w zakresie bezpieczeństwa dwadzieścia lat po Czarnobylu? Czy po burzliwej dyskusji na temat zagrożenia związanego z energią jądrową po stopieniu się rdzenia reaktora na Ukrainie, nastąpił rzeczywisty postęp w dziedzinie bezpieczeństwa reaktorów? Czy może jest raczej odwrotnie i następna wielka katastrofa jest już zaprogramowana?

Nie można zaprzeczyć, że sektor atomowy czerpie korzyści z postępów w rozwoju technologii. Rewolucja, która nastąpiła w dziedzinie technologii informacyjnych i komunikacji, a która miała miejsce już po zbudowaniu większości reaktorów, obecnie wykorzystywanych komercyjnie, sprawia, że kierowanie elektrownią jądrową i jej nadzór są przejrzystsze, a jej użytkowanie w normalnym trybie pracy – bardziej godne zaufania. Gdy projekty starszych spośród działających dziś reaktorów powstawały na desce kreślarskiej, komputery były sterowane taśmami perforowanymi. Nowoczesne systemy sterowania zostały dopiero później zainstalowane w wielu, też dość starych, elektrowniach. Także dziś przeprowadza się modernizacje. Lepsze zrozumienie fizyki oraz złożonych czynników wpływających na funkcjonowanie reaktora podczas normalnego trybu pracy, ale także w czasie zakłóceń, pozwala na zapewnienie wyższego poziomu bezpieczeństwa. W lepszym zrozumieniu tych procesów pomogły symulacje komputerowe oraz eksperymenty. Dziś operatorzy reaktorów do uczenia się reagowania podczas wypadków wykorzystują symulatory. Przed laty nie dało się takich sytuacji nawet modelować, a co się z tym wiąże, o części mogących wydarzyć się wypadków w ogóle nie wiedzano. Technicy odpowiedzialni za zapewnienie bezpieczeństwa korzystają z zaawansowanych analiz prawdopodobieństwa wydarzenia się wypadku oraz zaawansowanych systemów kontroli i monitoringu, w

Operatorzy reaktorów są zdeterminowani, aby wyciągnąć naukę z błędów popełnionych w przeszłości. Zwracają uwagę na utworzenie międzynarodowej organizacji operatorów reaktorów jądrowych (World Association of Nuclear Operators, WANO), która dba o wymianę doświadczeń między operatorami oraz szybkie przekazywanie danych nt. wypadków członkom stowarzyszenia. Operatorzy jądrowi na całym świecie mogą korzystać z opisanych doświadczeń, w sumie obejmujących ponad 11 000 lat pracy reaktorów na całym świecie. Nie jest to jednak świadectwo „nowego bezpieczeństwa” elektrowni jądrowych. To, że od czasów Czarnobyla czy Harrisburga nie zdarzyła się katastrofa polegająca na stopieniu się rdzenia reaktora, nie oznacza, że nie może się ona znów wydarzyć. Wypadek w Paks był najbardziej wyrazistym ostrzeżeniem w ostatnim czasie. Mniej więcej trzy na cztery działające dziś na świecie reaktory to te same, które działały w roku 1986. Natura obliczania poziomu prawdopodobieństwa jest dokładnie taka, że poważny wypadek może wydarzyć się dzisiaj albo za sto lat. 11 000 lat pracy reaktorów nie jest dowodem na tezę przeciwną. Gdy w roku 1979 pierwsze stopienie się rdzenia w Harrisburgu w komercyjnie wykorzystywanym reaktorze wstrząsnęło przemysłem energii jądrowej, przeciwnicy energii jądrowej z południowych Niemiec przypomnieli w swoich ulotkach, szydząc z gorzką ironią o złożonej bez ogródek przez techników jądrowych obietnicy zapewnienia bezpieczeństwa: „jeden wypadek na 100 000 lat – jak szybko mija czas!”

Menedżerowie tacy, jak Harry Roels, dyrektor generalny zarządu niemieckiego koncernu energetycznego RWE, nazywają forsowane na całym świecie przedłużanie planowego czasu pracy reaktorów „niezawodnym pod względem techniki bezpieczeństwa”⁴. Natomiast Walter Hohefelder, dyrektor generalny operatora elektrowni jądrowej E.ON Ruhrgas oraz prezes Niemieckiego Forum Energii Atomowej, wyjaśnił z powagą, że takie przedłużenie pracy reaktorów gwarantuje „pewniejsze zaopatrzenie w energię”⁵. Zaskakujące przy tego typu wypowiedziach jest przede wszystkim to, że spora część opinii publicznej ich nie kwestionuje. A przecież jest i pozostanie wątpliwą kwestią fakt, że operatorzy jądrowi

4 Frankfurter Rundschau: 12 sierpnia 2005, s.11

5 Berliner Zeitung: 9 sierpnia 2005, s. 6

starają się wywołać wrażenie, że elektrownie jądrowe, w przeciwieństwie do samochodów czy samolotów, wraz z wiekiem stają się bezpieczniejsze. Przeciwno temu przemawia nie tylko zdrowy rozsądek, ale także prawa fizyki.

Wszystkie reaktory na świecie „starzeją się”. Za tym codziennym zwrotem, w technice materiałowej i metaloznawstwie, kryje się dużo obszerniejsze pojęcie. Oznacza ono nie tylko po prostu „objawy zużycia”, ale bardzo złożone zmiany, jakie zachodzą na powierzchni i wewnątrz materiałów metalicznych. Takie procesy oraz ich skutki na poziomie atomowym są wyjątkowo trudne do przewidzenia, czy też do niezawodnego wykrycia ich zawczasu przez systemy nadzoru. Dzieje się tak dlatego, że elementy konstrukcji decydujące o bezpieczeństwie są poddawane działaniu wysokiej temperatury, dużemu mechanicznemu obciążeniu, działaniu agresywnego chemicznie środowiska, a także są bombardowane neutronami powstającymi przy rozszczepianiu jąder atomowych. Korozja, uszkodzenia radiacyjne, powstawanie rys na powierzchni, na spawach i we wnętrzu centralnych części składowych – wszystko to miało miejsce w minionych dziesięcioleciach. Często nie dochodziło do groźnych wypadków, ponieważ niebezpieczeństwo zostawało wykryte w odpowiednim czasie przez systemy nadzoru lub przy rutynowych badaniach podczas wyłączeń instalacji lub w czasie przeznaczonym na jej kontrolę. Czasami takie odkrycia są czystym przypadkiem.

Musimy także brać pod uwagę wpływ liberalizacji rynków energetycznych w wielu krajach, w których wykorzystuje się elektrownie jądrowe. Liberalizacja oznacza większą „świadomość kosztów” w każdej elektrowni, co pociąga za sobą konkretne działania: na przykład ograniczanie liczby personelu, zmniejszenie częstotliwości okresowych kontroli, krótsze terminy na przeprowadzenie prac kontrolnych czy na wymianę elementów paliwowych, a tym samym presję czasu podczas wykonywania tych operacji. Wszystkie te czynniki nie zwiększają bezpieczeństwa.

Podsumowując, jeżeli operatorzy reaktorów jądrowych przeforsują swoją wizję przedłużenia pracy reaktorów o 40-60 lat, osiągnięty w 2005 roku średni wiek reaktorów obecnie użytkowanych na świecie, wynoszący 22 lata, zostanie podwojony albo nawet potrojony. Tym samym znacznie zwiększy się łączne ryzyko poważnego

wypadku. Budowanie nowych elektrowni tak zwanej „III generacji” niewiele da w tej sytuacji. Jeszcze przez dziesięciolecia będą one stanowiły tylko mały procent wszystkich reaktorów eksploatowanych na świecie. Poza tym również i w tych typach reaktorów poważna awaria nie została fizycznie wykluczona. Krytycy twierdzą, że przykładowo Europejski Reaktor Ciśnieniowy (European Pressurized Reactor, EPR), nad którym prace prowadzone są od końca lat osiemdziesiątych, a którego prototyp jest obecnie budowany w Finlandii, stanowi nie do końca przemyślane ulepszenie reaktorów ciśnieniowych, będących w użyciu we Francji i w Niemczech od lat 80. Następstwa ewentualnego stopienia się rdzenia reaktora ma likwidować skomplikowany zbiornik na płynny rdzeń (*core catcher*). Konstrukcja ta, która zwiększyła znacznie koszty budowy całej elektrowni, pociągała za sobą między innymi to, że rozmiary reaktora w trakcie projektowania musiały być coraz bardziej powiększane, by reaktor mógł stać się co najmniej bardziej konkurencyjny pod względem ekonomicznym w stosunku do poprzednich modeli. Kwestia tego czy obudowa bezpieczeństwa, której konstrukcja opiera się na standardach najnowszych niemieckich reaktorów (typ „KONVOI”), wytrzymałaby uderzenie do pełna zatankowanego samolotu pasażerskiego, stanowi, co najmniej pytanie otwarte.

W to, że prawdopodobieństwo poważnych awarii maleje wraz z nabywaniem doświadczenia przez operatorów reaktorów jądrowych oraz coraz dłuższym czasem pracy poszczególnych instalacji nie wierzą chyba nawet sami operatorzy. Uczestnicy spotkania Światowej Organizacji Operatorów Jądrowych WANO (World Association of Nuclear Operators) w Berlinie w 2003 r. stworzyli listę ośmiu „poważnych awarii”, które w przeciągu ostatnich lat wywołały poruszenie przede wszystkim wśród ekspertów zajmujących się reaktorami jądrowymi. Do tej grupy należy wspomniana wcześniej awaria elementów paliwowych w węgierskim Paks. Lista awarii, które mogły doprowadzić do katastrofy obejmuje:

- nieszczelności w prętach regulacyjnych najnowszego brytyjskiego reaktora Sizewell B (uruchomionego w 1995 r.);
- zbyt niskie stężenie boru w awaryjnym systemie chłodzenia w reaktorze Philippsburg2 w Badonii-Wirtembergii w Niemczech;

- nigdy wcześniej nie obserwowane uszkodzenia elementów paliwowych w bloku nr 3 francuskiej elektrowni w Cattenom;
- poważna eksplozja wodoru w rurze reaktora wodnego wrzącego w niemieckim Brunsbüttel, w bezpośrednim sąsiedztwie zbiornika ciśnieniowego reaktora;
- długo niezauważana, głęboka korozja zbiornika ciśnieniowego reaktora w Davis-Besse w Stanach Zjednoczonych, gdzie tylko cienka powłoka ze stali szlachetnej na zbiorniku reaktora nie dopuściła do ogromnego przecieku;
- fałszowanie danych istotnych ze względu na bezpieczeństwo w brytyjskim zakładzie przerobu zużytego paliwa w Sellafield;
- podobne fałszowanie danych w japońskim zakładzie energetycznym Tepco.

Tego typu awarie i zaniedbania, a w szczególności ich nagromadzenie w ostatnich latach, wywołują dużo większy niepokój i powodują większą świadomość problemu u operatorów reaktorów jądrowych, niż u politycznych orędowników odrodzenia energii jądrowej. Ludzie odpowiedzialni za reaktory obawiają się konsekwencji głęboko zakorzenionej w człowieku cechy – mianowicie podatności na podstępna truciznę, jaką jest rutyna. To ona właśnie nie pozwala na to, by latami powtarzaną czynność wykonywać mimo wszystko z największą dozą koncentracji. Na spotkaniu organizacji WANO w Berlinie referenci narzekali nie tylko na znaczne straty finansowe (do października 2003 w związku z awariami w Philippsburgu, Paks oraz Davis-Besse, koszty użytkowania reaktorów zwiększyły się o 298 milionów dolarów amerykańskich; 12 z 17 reaktorów wrzących, należących do japońskiego operatora jądrowego, zostało zatrzymanych z powodu fałszowania danych), lecz głównie na niedbalstwo i samozadowolenie operatorów reaktorów jądrowych. Obydwie te cechy są „zagrożeniem dla dalszego istnienia naszej branży”⁶ – ostrzegał szwedzki uczestnik spotkania ekspertów. Ówczesny japoński przewodniczący organizacji WANO – Hajimu Maeda postawił diagnozę „strasznej choroby”, która zagraża branży od środka. Zaczyna się ona od utraty motywacji, samozadowolenia oraz „niedbalstwa przy utrzymaniu kultury bezpieczeństwa z powodu presji finansowej, wynikającej z odsta-

pienia od regulowania rynków energetycznych.” Choroba ta musi zostać rozpoznana i być zwalczana. W przeciwnym razie dojdzie kiedyś do tego, że „poważna awaria ... zniszczy całą branżę”⁷.

4 Zamachy samobójcze: nowy wymiar zagrożenia

Nowy wymiar zagrożenia, który pojawił się wraz z atakami terrorystycznymi z 11 września 2001 roku w Nowym Jorku i w Waszyngtonie oraz zeznaniami złożonymi przez aresztowanych później islamistów, nie odgrywał w dotychczasowych rozważaniach na temat energii jądrowej żadnej roli. Ale ten właśnie rodzaj zagrożenia sugeruje, by na nowo podjąć dyskusję na temat wykorzystania energii jądrowej. To, że elektrownie jądrowe mają duże znaczenie przy planowaniu ataków przez islamskich terrorystów, stało się pewne po złożeniu zeznań dwóch aresztowanych przywódców Al-Kaidy. Zgodnie z nimi Mohammed Atta, który później uderzył samolotem Boeing 767 w Północną Wieżę World Trade Center, wybrał wcześniej obydwa bloki reaktora elektrowni jądrowej w Indian Point nad rzeką Hudson, jako możliwe cele ataku. Powstała wtedy nawet zakodowana nazwa misji ataku na oddaloną zaledwie 40 km od nowojorskiego Manhattanu elektrownię atomową, która brzmiała „inżynieria elektryczna”. Tylko dlatego, że piloci-terrorysty obawiali się, że ich atak na elektrownię jądrową może zostać udaremniony przez rakiety przeciwlotnicze, w końcu zrezygnowali z tego pomysłu. W pierwotnym, jeszcze bardziej przerażającym planie jednego z głównych dowódców Al-Kaidy, Chalida Sheika Mohammeda, miało zostać porwanych 10 samolotów osobowych. Według jego zeznań na liście celów ataków znalazło się kilka elektrowni jądrowych. Dlatego też koniecznie należy, poważniej niż dotychczas, potraktować problem ataków terrorystycznych w przyszłej ocenie zagrożenia elektrowni jądrowych. Po 11 września 2001 roku zagrożenie to znacznie wzrosło.

Wydaje się być pewne, że żaden z 443 reaktorów, użytkowanych w końcu 2005 roku na świecie nie wytrzymałby zaplanowanego ataku zatankowanego do pełna pasażerskiego samolotu odrzutowego. Potwierdzili to zgodnie sami operatorzy jądrowi zaraz po atakach w Nowym Jorku i w Waszyngtonie. Ich szybkie przyznanie tego faktu było jednak również posunięciem tak-

tycznym. Miało zapobiec wywołaniu dyskusji na temat starszych, szczególnie narażonych na ataki elektrowni jądrowych, które pod naciskiem zaniepokojonej opinii publicznej, być może musiałyby zostać zamknięte. Tymczasem są już wyniki naukowych badań, które potwierdzają wcześniejsze wypowiedzi dyrektorów elektrowni. Przy budowie wielu reaktorów atomowych w zachodnich państwach uprzemysłowionych uwzględniano zagrożenie przypadkowego runięcia na nie małych samolotów lub samolotów wojskowych. Niektóre scenariusze planistyczne przewidywały nawet ataki terrorystyczne przy użyciu wyrzutni rakiet przeciwczołgowych, haubic oraz innej broni. Niezamierzone uderzenie zatankowanego samolotu pasażerskiego było natomiast uważane za tak mało prawdopodobne, że w żadnym kraju na świecie nie przygotowywano się skutecznie do przeciwdziałania takiemu scenariuszowi wypadków. Zaplanowany atak przy użyciu samolotu pasażerskiego, zamienionego w dającą się sterować broń, przekraczał granice wyobraźni konstruktorów reaktorów jądrowych.

W Niemczech, przedsiębiorstwo zajmujące się bezpieczeństwem urządzeń i reaktorów (Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit – GRS) z siedzibą w Kolonii, rozpoczęło, bezpośrednio po atakach w Stanach Zjednoczonych, obszerne badania nad wrażliwością niemieckich elektrowni jądrowych na ataki z powietrza. Na zlecenie rządu federalnego badano nie tylko wytrzymałość struktury konstrukcyjnej elektrowni jądrowych. Na symulatorze lotu Uniwersytetu Technicznego w Berlinie sześciu pilotów przeprowadzało tysiące ataków na użytkowane w Niemczech elektrownie jądrowe – z różną prędkością, na różne miejsca reaktora oraz pod różnym kątem uderzeń. Elektrownie te zostały wgrane do kokpitu symulatora jako animacja wideo, w najdrobniejszych szczegółach odpowiadająca rzeczywistości. Piloci testujący odporność reaktorów latali najpierw, tak jak piloci-terrorysty w Nowym Jorku i Waszyngtonie, małymi samolotami śmigłowymi. Mimo to twierdzi się, że około połowy symulowanych ataków kamikadze było celnych.

Wyniki badań okazały się do tego stopnia alarmujące, że nigdy nie zostały oficjalnie opublikowane. Jedynie zaklasyfikowane jako „ściśle tajne”, podsumowanie wyników badań dotarło później do opinii publicznej. Zgodnie z nim, zwłaszcza starszym reaktorom grozi nuklearne piekło przy każdym celnym uderzeniu, bez

względem na typ i wielkość atakującego samolotu pasażerskiego, czy jego prędkość przy uderzeniu. Albo zostałyby bezpośrednio przebita obudowa bezpieczeństwa, albo uległyby zniszczeniu system rurociągów, w efekcie ogromnego wstrząsu przy uderzeniu oraz późniejszych pożarów paliwa lotniczego. W każdym wypadku przy celnym uderzeniu bardzo prawdopodobne byłoby stopienie się rdzenia reaktora jądrowego oraz uwolnienie się substancji radioaktywnych na ogromną skalę. Wewnętrzne zbiorniki na terenie elektrowni, w których w basenach z wodą przechowuje się wypalone pręty paliwowe z niezwykle radioaktywną zawartością, w celu ich wychłodzenia, są również narażone na ogromne ryzyko. Wprawdzie reaktory nowszego typu są w większości krajów wyposażone w bardziej stabilną obudowę bezpieczeństwa, jednak, zgodnie z wynikami badań GRS, w przypadku celnego uderzenia z dużą prędkością, również i przy tego typu reaktorach nie można wykluczyć katastrofalnej w skutkach awarii, a co za tym idzie, skażenia dużych obszarów otaczających elektrownię.

Wraz z pojawieniem się możliwości planowanego ataku z powietrza, inne zagrożenia, omawiane na arenie międzynarodowej już przed 11. września 2001, nie zdezaktualizowały się. Problemy te tylko skonkretyzowały się i stały się bardziej realne. Scenariusze ataków terrorystycznych, w których elektrownie jądrowe są atakowane z zewnątrz przy pomocy broni oraz materiałów wybuchowych lub takie, podczas których napastnicy przy użyciu siły lub potajemnie wdzierają się do strefy bezpieczeństwa, były już wcześniej intensywnie badane w niektórych państwach uprzemysłowionych, posiadających własny przemysł nuklearny. Jednak nigdy w sytuacji, gdy napastnicy już na wstępie liczą się z własną śmiercią. Wstrząsający fakt, że są ludzie, którzy mogliby zaatakować elektrownię jądrową, z góry przy tym planując, że staną się pierwszymi ofiarami tego ataku, powoduje, że jest możliwych bardzo wiele różnego rodzaju ataków, do tej pory nie branych pod uwagę.

Z punktu widzenia ekstremistycznych zamachowców-samobójców, atak na elektrownię jądrową zupełnie nie jest irracjonalny. Wprost przeciwnie – ekstremiści wiedzą, że „udany” atak nie tylko od razu spowoduje piekło oraz cierpienie będące udziałem milionów osób, ale także przypuszczalnie pociągnie za sobą przezerne zamykanie wielu innych elektrowni jądrowych, co spowodowałoby w państwach uprzemysłowionych kryzys gospo-

darczy, który odsunąłby daleko w cień wstrząs ekonomiczny po 11. września 2001 roku. Jakkolwiek potworne i bezprzykładne były ataki na World Trade Center i Pentagon, miały one jednak mieć przede wszystkim charakter symboliczny. Celem ataku było ugodzenie światowego supermocarstwa, Stanów Zjednoczonych, w jego gospodarcze, polityczne i militarne serce oraz upokorzenie go w ten sposób. Atak na elektrownię atomową byłby pozbawiony takiej symboliki. Atak taki uderzyłby głównie w produkcję energii elektrycznej, a tym samym w centralny punkt uprzemysłowionego społeczeństwa i całą jego infrastrukturę. Radioaktywne skażenie całego regionu, długotrwała ewakuacja setek tysięcy, o ile nie milionów dotkniętych katastrofą ludzi, ostatecznie zatarłaby granicę między wojną a terrorem. Żaden inny atak, nawet ten na port naftowy w holenderskim Rotterdamie, nie miałby porównywalnych psychologicznych konsekwencji dla uprzemysłowionych państw Zachodu. Nawet w przypadku, gdyby ostatecznie nie doprowadził do największej z możliwych awarii, jego skutki byłyby przerażające. Publiczna reakcja, która nastąpiłaby po katastrofie, wywołałaby niespotykaną dotąd debatę na temat katastrofalnych zagrożeń związanych z energią jądrową, co doprowadziłoby w wielu uprzemysłowionych państwach do zamknięcia znacznej ilości, o ile nie wszystkich, elektrowni jądrowych.

5 Elektrownie jądrowe: cele nuklearne w konwencjonalnej wojnie

W obliczu terroryzmu debata na temat „pokojuowego wykorzystania energii jądrowej” oraz wykorzystania jej w czasie wojny, zyskuje na znaczeniu. W kręgach środowisk jądrowych traktuje się tę debatę nadal, w dużej mierze, jak temat tabu. A to dlatego, że budowanie reaktorów na terenach, na których panuje napięta sytuacja polityczna, takich jak Półwysep Koreański, Tajwan, Iran, Indie czy Pakistan, ma niezamierzone, ale jakże fatalne konsekwencje. W chwili, gdy reaktory te zostają uruchomione, potencjalny przeciwnik w wojnie nie potrzebuje już bomb atomowych, by spustoszyć promieniowaniem radioaktywnym docelowy kraj ataków. Wówczas wystarczą siły powietrzne lub artyleria. Kto w obliczu takich perspektyw stara się przeforsować pojęcie „gwarancja zaopatrzenia w energię”, myśli najwyraźniej zbyt krótkowzrocznie. Oprócz energetyki jądrowej, nie istnieje żadna inna technologia, w której jedna awaria powodowałaby załamanie się

całego filaru zaopatrzenia w energię. Gospodarka, która opiera się na takiej technologii, jest przeciwieństwem gwarancji zaopatrzenia w energię. W czasie ewentualnej wojny gospodarka taka jest bardziej narażona na konwencjonalne ataki, niż gospodarka nie dysponująca taką technologią.

Fizyk i filozof Carl Friedrich von Weizsäcker uzasadniając zmianę swojego stanowiska wobec energii jądrowej, z jej zwolennika na przeciwnika, powiedział w 1985 roku: „Przeforsowanie na całym świecie energii jądrowej wiązałoby się z koniecznością radykalnej zmiany struktury politycznej wszystkich dzisiejszych kultur na całym świecie. Nieodzwonne stałoby się położenie kresu politycznej instytucji, istniejącej przynajmniej od początków wysoko rozwiniętych kultur, jaką jest wojna.”⁸ Podsumowując Weizsäcker dodał, że politycznie i kulturowo zapewniony pokój nie wydaje się być bliską perspektywą. W czasach „asymetrycznej przemocy”, w których przesiąknięci ideologią ekstremiści przygotowują się na wojnę z potężnymi uprzemysłowionymi państwami, albo nawet na szeroko zakrojoną „wojnę cywilizacji”, perspektywa trwałego pokoju na świecie jeszcze dalej odsunęła się w czasie niż się wydawało w 1985 roku, kiedy to von Weizsäcker formułował swoje poglądy.

Ataki na elektrownie jądrowe w czasie działań wojennych to nie tylko teoretyczne rozważania. W konflikcie na Bałkanach na początku lat dziewięćdziesiątych, zaistniało wiele razy niebezpieczeństwo, że reaktor jądrowy w słoweńskim mieście Krsko, stanie się obiektem ataków zbrojnych. By zademonstrować, jak realne jest takie zagrożenie, jugosłowiańskie bombowce latały wokół reaktora. Nie ma żadnej pewności, że Izrael w 1981 roku zrezygnowałby z ataku powietrznego na plac budowy irackiego reaktora badawczego w Osirak, gdyby reaktor ten, o mocy 40 megawatów, już pracował. Atak ten był przedstawiany jako uderzenie wyprzedzające przeciwko podjętej przez Saddama Hussajna próbie budowy pierwszej „islamskiej bomby”. Amerykańskie bombowce ponownie zaatakowały plac budowy reaktora podczas wojny w Zatoce Perskiej w 1991 roku. W odwecie Saddam Hussajn wystrzeliwał rakiety Scud w kierunku izraelskiego ośrodka jądrowego w miejscowości Dimona. Wreszcie, pod koniec 2005 przy-

8 Cytowane za: Klaus Michael Meyer-Abich/Bertram Schefold: *Die Grenzen der Atomwirtschaft*, Monachium, 1986, s.14/16

puszczano, że Izrael planuje atak powietrzny na rzekome, tajne zakłady nuklearne w Iranie.

Prawdopodobny jest zatem cały szereg scenariuszy, w których podczas wojny albo innego konfliktu, strony zdecydują się zaatakować zakłady nuklearne w kraju wroga. Po pierwsze, poprzez uderzenie wyprzedzające, by poskromić domniemane ambicje wroga na stworzenie broni jądrowej, które w krajach rozwijających się oraz w krajach podlegających transformacji często idą w parze z budową zakładów nuklearnych. Po drugie, by wywołać potężny strach. Brutalna prawda jest taka, że kraj, którego rzeczywici lub potencjalni wrogowie posiadają elektrownie jądrowe, może zaoszczędzić sobie trudu żmudnej budowy własnej bomby atomowej. Atak na cywilne zakłady nuklearne przeciwnika zastępuje posiadanie własnej bomby. Ponieważ komercyjne elektrownie jądrowe dysponują o rząd wielkości większą dawką promieniowania radioaktywnego, niż uwalnia się go podczas eksplozji bomby atomowej, długotrwałe radioaktywne skażenie po „udanym” zamachu na elektrownię jądrową byłoby nieporównywalnie silniejsze, niż to po zrzuconiu bomby.

6 Bliźniaki syjamskie: cywilne i militarne zastosowanie energii jądrowej

Odkąd narodził się pomysł wykorzystania reakcji jądrowych do kontrolowanej produkcji energii, do porządku dziennego przeszła również możliwość nadużycia energii jądrowej do celów militarnych. To nie powinno nikogo dziwić. W końcu przecież zrzuconie bomb na Hiroszimę i Nagasaki w sierpniu 1945 roku uczyniło użycie energii jądrowej na całym świecie tragedią ludzkości. Ogłoszenie programu „Atomy dla pokoju” przez prezydenta Stanów Zjednoczonych Dwighta D. Eisenhowera w 1953 roku, miało dać początek „pokojuowemu wykorzystaniu energii jądrowej”. Jego ryzykowny pomysł zrodził się z potrzeby i zaniepokojenia. Swym wspaniałomyślnym ujawnieniem, wtedy jeszcze tajnej i zastrzeżonej dla małych kręgów, wiedzy specjalistycznej na temat rozszczepienia jądra atomowego, Stany Zjednoczone chciały zapobiec tworzeniu własnych programów broni jądrowej przez coraz większą liczbę państw.

Układ zaproponowany światu przez prezydenta Stanów Zjednoczonych, które dzięki bombie ostatecznie stały się supermocar-

stwem, był bardzo prosty. Wszystkie kraje mogą w sposób pokojowy wykorzystywać energię jądrową, o ile w zamian zrezygnują z ambicji posiadania własnej broni jądrowej. W ten sposób miał zostać zatrzymany kierunek rozwoju wykorzystania energii jądrowej, który przyniósłby broń jądrową Związkowi Radzieckiemu, Wielkiej Brytanii, Francji oraz Chinom, w ciągu kilku lat po zakończeniu drugiej wojny światowej. Inne kraje, wśród nich również i takie, które zarówno wtedy, jak też dziś uchodzą za państwa wyjątkowo pokojowo nastawione do świata - na przykład Szwecja czy Szwajcaria - pracowały bardziej lub mniej intensywnie i tajnie nad bronią jądrową. Również Republika Federalna Niemiec, która po drugiej wojnie światowej, do 1955 roku nie była, mówiąc ściśle, państwem suwerennym, miała za czasów Franza-Josefa Strauśa – Ministra ds. Energii Jądrowej, podobne ambicje.

Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (Nuclear Non-Proliferation Treaty, NPT), który ostatecznie wszedł w życie w 1970 roku, jak też Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (International Atomic Energy Agency, IAEA) z siedzibą w Wiedniu, były rezultatem inicjatywy Eisenhowera. Zadaniem wiedeńskiej Agencji, która powstała już w 1957 roku, było z jednej strony wspieranie rozwoju techniki jądrowej do celów wytwarzania energii elektrycznej i rozpowszechnianie jej na świecie, z drugiej zaś uniemożliwianie pracy nad bombą atomową, w coraz większej liczbie państw. Prawie pół wieku po założeniu IAEA, bilans działań organizacji jest równie kontrowersyjny, jak jej pierwotna misja. Poprzez nadzór nad cywilnymi zakładami jądrowymi oraz nad używanymi w nich materiałami rozszczepialnymi, Agencja znacznie zahamowała dalsze rozpowszechnianie bomby. Za swoją działalność wiedeńska Agencja wraz z jej szefem Mohamedem ElBaradei'em otrzymała pokojową Nagrodę Nobla. Jednakże organizacja nie zatrzymała całkowicie rozpowszechniania bomby atomowej. Do końca zimnej wojny, do „oficjalnej” listy państw atomowych dołączyły trzy nowe, mianowicie: Izrael, Indie oraz Republika Południowej Afryki. RPA zniszczyła swoje zasoby broni nuklearnej po odejściu od systemu apartheidu na początku lat dziewięćdziesiątych. Choć także Irak był sygnatariuszem Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej, tuż po zakończeniu wojny w Zatoce Perskiej z 1991 roku, inspektorzy Agencji odkryli w rządzonym przez Saddama Hussajna kraju tajny program budowania

broni atomowej, który, mimo szczególnie dokładnego nadzoru ze strony IAEA, był już bardzo zaawansowany. W 1998 roku Indie i Pakistan, które podobnie, jak Izrael stale odmawiały podpisania układu, zaszokowały świat przeprowadzeniem prób z bronią jądrową. W 2003 roku komunistyczna Korea Północna wycofała się z NPT oraz ogłosiła się państwem posiadającym broń atomową.

Właśnie te ostatnie doświadczenia mogą, w przekonaniu wielu specjalistów, w przyszłości dodatkowo zaostrzyć ambicje zbudowania bomby atomowej przez inne autorytarne reżimy. W przededniu amerykańskiej inwazji w 2003 roku podejrzewano wprawdzie Irak o prowadzenie prac nad bronią jądrową, jednocześnie jasne było, że jednak jeszcze jej nie posiadał. Natomiast północnokoreańscy komuniści przyznali, że już taką bronią dysponują. I podczas, gdy rząd Saddama Hussajna został obalony przy użyciu konwencjonalnych bomb oraz rakiet samosterujących supermocarstwa, o tyle nie mniej autorytarnemu północnokoreańskiemu dyktatorowi – Kim Dzong Ilowi – los taki został oszczędzony. Przy tym wydaje się oczywiste, że znaczenie ma tu zarówno fakt, że amerykańskie siły zbrojne są już zaangażowane w Iraku i Afganistanie, ale i obawa, że Korea Północna po ataku przy użyciu broni konwencjonalnej, byłaby zdolna do odpowiedzi z użyciem broni atomowej. Już nawet samo założenie, że mogło się tak stać, może być bodźcem dla innych, wrogo nastawionych do Stanów Zjednoczonych państw, by również pójść drogą Korei Północnej. Aktualnym przykładem na tego typu ambicje jest Iran, bez względu na to, że tamtejsi rządzący stale zarzekają się, że wszystkie zakłady jądrowe w kraju służą wyłącznie cywilnemu wykorzystaniu energii jądrowej.

U podstaw takiego kierunku rozwoju technologii atomowej leży zasadniczy problem z nią związany – jej dwa oblicza: cywilne i militarne, których nie da się od siebie czysto oddzielić – nawet przy najszczerszych chęciach i użyciu najnowocześniejszych technik monitoringu. Zwłaszcza obieg paliwa lub materiału rozszczepialnego przebiega w wariancie pokojowym i nie-pokojowym w znacznym stopniu równolegle. Technologie i wiedza specjalistyczna mogą być niejednokrotnie wykorzystywane jednocześnie do celów cywilnych i militarnych, co ma w następstwie fatalne konsekwencje. Każdy kraj, który zapozna się z cywilną techniką jądrową, której rozwój wspiera IAEA czy Eu-

ropejska Wspólnota Energii Atomowej (European Atomic Energy Community, Euratom), będzie szybciej lub później w stanie zbudować bombę atomową. W ciągu ostatnich 50 lat ambitni i nie mający skrupułów rządzący obok realizacji cywilnych programów atomowych, pracowali również nad tajnymi, militarnymi „bocznymi ścieżkami” wykorzystania energii jądrowej. Ale także bez tajnych programów specjalnych, najważniejsze z cywilnych reaktorów jądrowych są narażone na nadużycia militarne:

- W zakładach wzbogacania rozszczepialnego izotopu uranu U-235 produkuje się paliwo dla reaktorów lekkowodnych – najbardziej rozpowszechnionego typu reaktora na świecie. Kontynuowanie tego procesu prowadzi do uzyskania wysoko wzbogaconego uranu (highly enriched uranium, HEU) – materiału rozszczepialnego wykorzystywanego w reaktorach doświadczalnych lub do budowy bomby atomowej – takiej, jak ta, zrzucona na Hiroszimę.
- Reaktory doświadczalne i komercyjne, służące do produkcji energii elektrycznej mogą być wykorzystywane zarówno zgodnie z ich oficjalnym celem, albo do celowej produkcji Plutonu (Pu-239), mogącego służyć do budowy bomby atomowej typu Nagasaki. Dotyczy to w jeszcze większym stopniu reaktorów prędkich powielających.
- W zakładach przeróbki zużytego paliwa oddzielane jest przede wszystkim plutonowe paliwo do reaktorów od innych izotopów promieniotwórczych, które powstały w reaktorach przy rozszczepianiu jąder atomowych. Zakłady te mogą być jednak wykorzystywane też do oddzielania izotopu plutonu Pu-239, nadającego się na materiał wybuchowy dla bomb atomowych.
- Technologie przeróbki zużytego paliwa ponadto umożliwiają obróbkę materiałów rozszczepialnych w osłoniętych „gorących komórkach” reaktora, w ramach cywilnego cyklu paliwowego – albo przeróbkę i obróbkę części składowych bomby atomowej.
- Magazyny przejściowe dla plutonu, uranu oraz innych materiałów rozszczepialnych mogą służyć jako składy materiałów paliwowych dla elektrowni jądrowych albo jako magazyny materiałów wybuchowych do produkcji bomb atomowych.

Zamiana funkcji elementów składowych cyklu paliwowego z cywilnej na militarną może nastąpić, usankcjonowana przez niektóre państwa, poprzez tajne, przebiegające równoległe do oficjalnych, programy militarnego wykorzystania energii jądrowej. Może ona również nastąpić poprzez tajne wydzielenie części, cywilnie wykorzystywanych materiałów rozszczepialnych, równocześnie z obchodzeniem krajowych i międzynarodowych kontroli. Inna obawą jest możliwość kradzieży tego typu materiałów, odpowiedniej wiedzy fachowej lub militarnej technologii.

Pod koniec zimnej wojny pojawiła się nadzieja, że mocarstwa atomowe będą działały we wspólnym interesie, w celu ograniczenia dalszego rozpowszechniania supertajnych technologii oraz materiałów, aby ograniczyć ryzyko rozprzestrzeniania broni jądrowej. Równocześnie jednak istniało rosnące zagrożenie „przecieków” w spełnianiu ścisłych procedur bezpieczeństwa, dotyczących cywilnych i militarnych zakładów jądrowych, przede wszystkim w rozpadającym się Związku Radzieckim. Powstał regularny czarny rynek akcesoriów nuklearnych, napędzany przez podejrzanych spekulantów oraz grupy kryminalne. Większość materiałów promieniotwórczych, będących w obiegu szczególnie na początku lat dziewięćdziesiątych i oferowanych za horrendalne ceny, głównie w kręgach przestępczych, zupełnie nie nadawała się do budowy bomby atomowej. Jednak fakt, że radioaktywne materiały nagle zaczęły znikać z wcześniej pilnie strzeżonych magazynów, dawał powody do niepokoju.

Bezdiskusyjny jest fakt, że wraz z pojawieniem się każdego nowego kraju wśród dotychczas 31, obecnie wykorzystujących technologię jądrową do celów cywilnych, zapobieganie rozprzestrzenianiu zastosowań militarnych będzie coraz trudniejsze. Ewentualna kolejna koniunktura dotycząca energii jądrowej, porównywalna do tej z lat 70., która mogłaby doprowadzić do zwiększenia się całkowitej liczby krajów posiadających technologię rozszczepiania jądra atomowego do 50-60 albo więcej, stworzyłaby poważny problem dla przeciążonej obowiązkami i chronicznie niedofinansowanej agencji IAEA. Do tego dochodzi jeszcze zagrożenie nowego rodzaju – terroryzm, którego zwolennicy również nie zawahałoby się użyć „brudnych bomb”. Detonacja konwencjonalnego ładunku wybuchowego z domieszką radioaktywnego materiału, pierwotnie wykorzystywanego cywilnie, nie tylko pochłonęłaby

natychmiast ogromną liczbę ofiar, znacznie spotęgowałyby strach i poczucie niepewności w krajach mogących być potencjalnym celem ataków terrorystycznych, ale dodatkowo sprawiłaby, że miejsce takiej eksplozji nie nadawałoby się do dalszego zamieszkania.

7 Cykl otwarty: przeciek na początku i na końcu

Pojęcie „cyklu paliwa jądrowego” należy do tych zadziwiających tworów językowych, którym udało się przez dziesięciolecia przyjąć w języku, mimo, iż dosłownie rzecz biorąc, sens ich jest nieustannie obalany w zetknięciu z rzeczywistością. Mit cyklu jądrowego pochodzi od odwiecznego marzenia techników jądrowych, że powstający w komercyjnych reaktorach uranowych rozszczepialny pluton, można będzie oddzielić w zakładach przerobu paliwa, a następnie ten odzyskany pluton wykorzystać w reaktorach prędkich powielających – tworząc w efekcie *perpetuum mobile* od nierozszczepialnego uranu (U-238) do plutonu (Pu-239) przeznaczonego do kolejnych reaktorów powielających. W ten sposób miał powstać gigantyczny cykl przemysłowy z ponad tysiącem reaktorów prędkich powielających oraz dziesiątkami cywilnych zakładów przerobu paliwa na wielką skalę, takich, jak obecne zakłady we francuskiej miejscowości La Hague oraz brytyjskim Sellafield. W połowie lat sześćdziesiątych specjaliści od energii jądrowej przewidywali, że w samych Niemczech do roku 2000 będzie działało wiele reaktorów powielających, o łącznej wydajności 80 tysięcy megawatów. Jednak plutonowa ścieżka technologii jądrowej, którą niemiecki ekspert Klaus Traube, wcześniej dyrektor niemieckiego projektu budowy reaktora powielającego w niemieckim Kalkar nad Dolnym Renem, nazwał później „utopijnym rozwiązaniem lat 50.”⁹, okazała się być może największym fiaskiem w historii gospodarki. Technologia reaktorów powielających jest niebotycznie droga, nierozwinięta w sensie technologicznym, bardziej kontrowersyjna pod względem bezpieczeństwa od konwencjonalnych elektrowni jądrowych, a także w sposób szczególnie narażona na wykorzystanie do celów militarnych. Do dziś nie przyjęła się nigdzie na świecie. Jedynie Rosja i Francja posiadają jeszcze po jednym działającym reaktorze powielającym,

9 Klaus Traube: Plutonium-Wirtschaft? Hamburg 1984, s. 12 – „Erlösungsutopie der 50er Jahre“

które pochodzą z początkowej fazy ich rozwoju. Japonia (której pokazowy reaktor powielający w Monju jest nieczynny od poważnego pożaru sodu w 1995 r.) oraz Indie oficjalnie nadal podążają tą ścieżką rozwoju.

Skoro nie ma widoków na rozwój technologii reaktorów powielających, główna historyczna motywacja dotycząca oddzielania plutonu w zakładach przeróbki zużytego paliwa nie ma właściwie zastosowania. Mimo to, oprócz Francji i Wielkiej Brytanii, również Rosja, Japonia i Indie posiadają mniejsze zakłady przeróbki zużytego paliwa. Zakłady te służą do, co zostało zadeklarowane już po ich zbudowaniu, powtórnego wykorzystania plutonu wytwarzanego w konwencjonalnych reaktorach lekkowodnych, w formie tzw. prętów paliwowych z mieszanki tlenków (mixed oxide, MOX). Zakłady przeróbki zużytego paliwa, o ile nie są zamykane z powodu problemów technicznych, produkują obok plutonu i uranu przede wszystkim horrendalne koszty. Ponadto wysoko radioaktywne odpady jądrowe wytwarzane w zakładach przeróbki też muszą zostać ostatecznie składowane oraz powodują napromieniowanie otoczenia, które przekracza kilkadziesiąt tysięcy razy napromieniowanie wytwarzane przez reaktor lekkowodny. Poza tym przerabianie zużytego paliwa wymaga wcześniejszego transportu dużych ilości niebezpiecznych materiałów, które po części są narażone jako cele militarne i terrorystyczne – w ten sposób transport zużytego paliwa znacząco zwiększa liczbę możliwych ataków grup terrorystycznych.

Ponieważ tylko stosunkowo niewielka część wysoko radioaktywnych odpadów wytwarzanych na świecie w komercyjnych elektrowniach jądrowych, jest powtórnie przerabiana, a wypalone elementy paliwowe MOX nie mogą być z reguły wtórnie przetwarzane, z całego cyklu paliwa jądrowego pozostała tylko nazwa. W rzeczywistości świat ten cykl jest otwarty. Oprócz energii elektrycznej, elektrownie atomowe wytwarzają wysoko, średnio lub słabo radioaktywne odpady, które są jeszcze dodatkowo wysoce toksyczne. Odpady te muszą być składowane w bezpiecznych miejscach przez ogromnie długi okres czasu. O tym, jak długo, decyduje naturalny okres połowicznego rozpadu radionuklidów, który jest bardzo zróżnicowany w zależności od substancji. Izotop plutonu Pu-239 traci połowę swej radioaktywności po 24 110 latach, izotop kobaltu Co-60 – po 5,3 dnia.

Pół wieku po rozpoczęciu wytwarzania energii przez elektrownie jądrowe nie ma na świecie żadnego zatwierdzonego i przystosowanego do użytkowania składowiska finalnego dla wysoko radioaktywnych odpadów. Sytuacja ta przypomina popularną wizję samolotu atomowego, który już wystartował, lecz na pokładzie którego nikt nie zastanawia się, gdzie jest pas do lądowania. Odpady względnie krótkotrwałe oraz słabe- do średnio-radioaktywnych są składowane w całym szeregu krajów, na przykład we Francji, Stanach Zjednoczonych, Japonii czy Republice Południowej Afryki, tuż pod powierzchnią ziemi, w specjalnych pojemnikach. Niemcy przystosowały była kopalnię rudy żelaza „Konrad” w dolnosaksońskiej miejscowości Salzgitter, do składowania głęboko pod ziemią nie wytwarzających ciepła odpadów z elektrowni jądrowych i z reaktorów doświadczalnych oraz odpadów pochodzących z obszarów zastosowania technologii jądrowej w medycynie. Składowanie odpadów atomowych w tej dawnej kopalni rudy żelaza jest nadal przedmiotem sądowych sporów.

Dowodem na to, jak beztrzęsowo była początkowo traktowana kwestia odpadów atomowych, jest wypowiedź już wcześniej cytowanego Carla Friedricha von Weizsäckera z 1969 roku. Wówczas to, fizyk i filozof wypowiedział się w ten sposób o problemie usuwania odpadów atomowych: „Nie jest to żaden problem. Powiedziano mi, że wszystkie odpady atomowe, które powstaną w Niemczech do 2000 roku, zmieszczą się w skrzynce w kształcie sześcienu o długości boku równej 20 metrów. Jeśli dobrze się to ochroni i zamknie, a potem wsadzi do kopalni, możemy mieć nadzieję, że tym samym problem został rozwiązany.”¹⁰ Tymczasem dyskutowane w tym czasie egzotyczne propozycje składowania odpadów atomowych w kosmosie, na dnie mórz czy w lodach Antarktyki, zniknęły z debaty publicznej. Eksperti nie mogą zdecydować, która z substancji: granit, sól, glina czy inne minerały stanowią najlepsze podłoże dla długookresowego przechowywania wysoko radioaktywnych oraz wydzielających ciepło odpadów. Wszyscy przytaczają zarówno wady oraz zalety każdej opcji.

Kwestia, czy odpady radioaktywne da się w ogóle przez setki tysięcy lub nawet miliony lat utrzymać odizolowane od biosfery, jest pytaniem filozoficznym. Przekracza ono ludzką wyobraźnię.

Od czasów budowania piramid dzieli nas zaledwie 5 tysięcy lat. Jednak jedno jest pewne: ponieważ odpady atomowe istnieją, a nie można mieć absolutnej pewności, co do postawionego wyżej pytania, należy szukać i znaleźć najlepsze techniczne rozwiązanie, według dzisiejszego stanu wiedzy. Metody zastępcze tu nie pomogą. Jedną z nich jest bez wątpienia tak zwana transmutacja. Orędownicy tej metody proponują zbudowanie specjalnych reaktorów, w których następowałoby rozszczepianie najbardziej niebezpiecznych i najbardziej długotrwałych odpadów jądrowych oraz przekształcanie ich tą drogą w izotopy, które będą promieniotwórcze przez kilka stuleci. Już od dziesięcioleci możliwość ta jest brana poważnie pod uwagę tylko przez małą liczbę naukowców. Jednak przypuszczalnie sami zwolennicy tej metody nie do końca wierzą w znaczące zmniejszenie ilości najbardziej niebezpiecznych produktów ubocznych technologii jądrowej.

By móc zastosować technologię transmutacji, najpierw konieczne jest wybudowanie nowego rodzaju zakładów przeróbki zużytego paliwa, w których wysoko radioaktywny koktajl izotopów, pochodzący z elektrowni jądrowych musiałby zostać, w złożonym procesie chemicznym, rozłożony na poszczególne pierwiastki, w znacznie bardziej skomplikowany sposób, niż to ma miejsce w istniejących zakładach. Fabryki plutonu w La Hague i Sellafield wydają się przy tym być prostymi laboratoriami chemicznymi. Poza tym trzeba byłoby wybudować cały szereg reaktorów, w których oddzielone izotopy byłyby selektywnie bombardowane przy pomocy tak zwanych neutronów prędkich, rozszczepiane i przekształcane w mniej niebezpieczne radionuklidy. Nawet jeżeli pod względem technicznym możliwa byłaby budowa tego typu zakładów, nikt nie mógłby i nie chciałby pokryć kosztów budowy takiej jądrowej infrastruktury. Ta metoda pozbywania się odpadów niosłaby niezaprzeczalnie większe ryzyko, niż stosowane dziś w wielu krajach świata bezpośrednio ostateczne składowanie w starannie dobranych magazynach podziemnych. To, że idea transmutacji mimo wszystko przetrwała, przede wszystkim we Francji i w Japonii, wiąże się nie tyle z poważnymi perspektywami na wprowadzenie jej w życie, co raczej z nie całkiem wygasłymi w tych krajach nadziejami na reaktor powielający.

Stopniowo i poniewczasie w największych krajach wykorzystujących energię atomową zaczyna dochodzić się do konkluzji, że

wybór miejsca na ostateczne składowanie odpadów radioaktywnych, nie jest problemem natury czysto naukowej czy technicznej. Żadna z procedur wyboru takiego miejsca na terenie kraju, a większość tych procedur została wszczęta w latach 70. ubiegłego stulecia, do tej pory nie doprowadziła do zatwierdzenia miejsca składowania finalnego odpadów jądrowych. Przyczyną tego stanu rzeczy jest fakt, że w procedurach wyboru składowiska zbyt długo lekceważono i odrzucano sprzeciw społeczny, demokratyczne uczestnictwo oraz przejrzystość. Próba wyciągnięcia nauki z tych błędów doprowadziła w Niemczech do opracowania i ustalenia wielostopniowej procedury wyboru takiego miejsca, z zapewnieniem udziału społeczeństwa w całym procesie. Nie jest pewne czy koncepcja, na którą po latach intensywnych dyskusji w 2002 roku, zgodzili się naukowcy z obozów zwolenników oraz przeciwników energii jądrowej, ma szansę na realizację. Powołany jesienią 2005 roku niemiecki rząd federalny, w skład którego wchodziły partie CDU/CSU oraz SPD, na razie odsunął w czasie kwestię, czy obok przygotowanego już w latach osiemdziesiątych miejsca finalnego składowania odpadów jądrowych w kopalni soli w niemieckim Gorleben, powinno się również poważnie rozważać inne miejsca, jako ewentualne alternatywne lokalizacje.

Na dość zaawansowanym poziomie są obecnie plany dotyczące składowiska finalnego odpadów atomowych w Finlandii oraz Stanach Zjednoczonych. Jednak na temat gigantycznego składowiska finalnego pod Yucca Mountain, w amerykańskim stanie Nevada, już od dziesięcioleci toczy się spór. Prawie gotowe składowisko finalne w fińskim Olkiluoto zyskuje poparcie dzięki stosunkowo dużemu stopniowi akceptacji przez społeczność miejscową i mieszkańców regionu. Znajdująca się też w Olkiluoto, pracująca od wielu lat bez większych zakłóceń, elektrownia jądrowa oraz już istniejące składowisko finalne dla słabo i średnio radioaktywnych odpadów, uspokoiły większość okolicznych mieszkańców.

Rzekomy cykl paliwa jądrowego jest jednak otwarty nie tylko w swoim ostatnim etapie. Od samego początku również jego pierwszy etap był wysoce problematyczny. Wydobywanie uranu w celu pozyskania materiału rozszczepialnego, początkowo potrzebnego do budowy bomby, a później do jego cywilnego wykorzystania w elektrowniach atomowych, pociągnęło za sobą, zwłaszcza na początku, olbrzymią ilość ofiar. Duże ilości radioaktywnych nu-

klidów, które wcześniej znajdowały się pod powierzchnią ziemi, dostały się do biosfery. Kontynuacja czy poszerzanie skali wykorzystania energii jądrowej, znacząco podniesie koszty zdrowotne i ekologiczne związane z górnictwem rud uranu.

Pogoń za tym metalem ciężkim, który nie jest szczególnie rzadki, ale jedynie w niewielkiej liczbie złóż występuje w stężeniu nadającym się do wydobywania, rozpoczęła się po II wojnie światowej. Przeróżające efekty amerykańskiego ataku bombowego na Japonię nie schłodziły ambicji zwycięskich mocarstw do zapewnienia sobie dostępu do ważnych, pod względem strategicznym, surowców – wprost przeciwnie, dodatkowo je pobudziły. W tym czasie zdrowie górników i kwestie ekologiczne odgrywały jedynie podrzędną rolę. Stany Zjednoczone eksploatowały kopalnie na swoim obszarze oraz w sąsiedniej Kanadzie, Związek Radziecki zorganizował wydobywanie uranu we wschodnich Niemczech, Czechosłowacji oraz Bułgarii. Tysiące górników spotkała pełna bólu śmierć na raka płuc, po długoletniej, ciężkiej pracy – w źle wentylowanych, zapyłonych sztolniach, w których panowało wysokie stężenie radioaktywnego radonu. Najbardziej poszkodowani byli górnicy ze wschodnioniemieckiego „Wismutu”, gdzie zatrudnienie osiągało czasami poziom ponad 100 tysięcy ludzi. Ponieważ zawartość uranu w rudzie wydobywanej w kopalniach oscylowała zazwyczaj wokół dziesiątych części procenta, powstawały duże ilości nadkładu. Nie osłonięte rudy uranu, które zawierały stosunkowo duże stężenie radioaktywnego gazu radonu oraz innych promieniotwórczych nuklidów, uwalniały je podczas eksploatacji. Następstwem tego było trwałe pozostawianie pod wpływem niebezpiecznych gazów nie tylko samych górników, ale również środowiska oraz żyjących tam ludzi. Problem potęgował jeszcze bardziej fakt, że chemiczna ekstrakcja uranu przy użyciu płynnych odczynników miała negatywne skutki dla otoczenia, wód powierzchniowych oraz wód gruntowych.

Sytuacja poprawiła się wraz z boomem jądrowej produkcji energii elektrycznej, który wybuchł w latach 70 XX wieku. Rządy państw przestały być jedynymi odbiorcami materiałów rozszczepialnych. Mógł rozwinąć się prywatny rynek uranu, co spowodowało, że militarny i strategiczny status przypisany wydobywaniu uranu nie mógł już być uznany za powód dla wyjątkowo trudnych warunków pracy. Wraz z zakończeniem zimnej wojny warunki

jeszcze raz diametralnie się zmieniły. Militarny popyt na uran gwałtownie spadł. Niepotrzebne już zasoby magazynów Stanów Zjednoczonych oraz byłego Związku Radzieckiego zasyliły cywilny rynek materiałów rozszczepialnych. Poza tym, dzięki rozbrowieniu atomowemu dostępne stały się znaczne ilości uranu o wysokiej zawartości materiałów rozszczepialnych, pochodzące z zabezpieczonej radzieckiej i amerykańskiej broni jądrowej. Konsekwencją tego był i jest, być może najszerzej zakrojony, program przekształcania broni i wykorzystania jej do celów komercyjnych. Ogromne ilości wysoce wybuchowego materiału wykorzystywanego w produkcji broni są „rozcieńczane” naturalnym lub tak zwanym zubożonym uranem (U-238, z którego wcześniej został wyekstrahowany rozszczepialny izotop U-235) i ostatecznie używany, jako paliwo w konwencjonalnych elektrowniach jądrowych. Na skutek tej zupełnie nowej sytuacji na rynku uranu, gwałtownie spadła cena uranu potrzebnego do pracy reaktorów. Tę zmianę na rynku przetrwały tylko złoża o stosunkowo dużym stężeniu metalu. Aż do 2005 roku prawie połowa uranu rozszczepianego w elektrowniach jądrowych na całym świecie pochodziła już nie ze wzbogaconej, „świeżej” rudy uranu, lecz z militarnych składów supermocarstw.

Jednak w przewidywalnej przyszłości zasoby uranu pozostałe po czasach zimnej wojny skończą się. Już teraz ceny tego pierwiastka zaczęły znacznie rosnąć, a w przyszłości podniosą się w przyspieszonym tempie. Przy eksploataowaniu obecnej liczby elektrowni jądrowych lub nawet przy zwiększeniu tej ilości w skali globalnej, obok ponownego otwarcia zamkniętych kopalni, konieczne będzie rozpoczęcie eksploatacji coraz mniej zasobnych złóż, które produkowałyby coraz mniej uranu, za to coraz więcej trudnych do pozbycia się odpadów skalnych o ponadprzeciętnej zawartości radioaktywnych izotopów. Z całym ryzykiem dla zdrowia ludzi oraz dla środowiska naturalnego regionu, w którym taka kopalnia by działała. Ponadto dla poprawienia wydajności wydobywania uranu, przemysł potrzebuje czasu, którego nie miałyby w przypadku szybkiego zwiększenia ilości elektrowni jądrowych na całym świecie. Podobnie jak to ma miejsce w okresach taniej ropy, działania eksploracyjne znacząco ograniczono po uwolnieniu nadwyżki pochodzącej z militarnych składów, stąd wiemy obecnie o stosunkowo niewielu złożach uranu. Poza tym od mo-

mentu odkrycia złoża tego pierwiastka do chwili rozpoczęcia jego eksploatacji, mija jeszcze przeciętnie przynajmniej dziesięć lat. Nadchodząca sytuacja „wąskiego gardła” w zaopatrywaniu w uran jeszcze pogarsza się na skutek znacznej nierównowagi pomiędzy krajami wydobywającymi uran, a krajami go wykorzystującymi. Na całym świecie jedynie Kanada i Republika Południowej Afryki są państwami produkującymi energię z wykorzystaniem technologii jądrowej, które nie są zależne od importu uranu. Najważniejsze państwa atomowe albo w ogóle same nie wydobywają uranu (Francja, Japonia, Niemcy, Korea Południowa, Wielka Brytania, Szwecja, Hiszpania), albo dysponują znacznie mniejszą jego ilością, niż jest im potrzebna dla utrzymania długotrwałego funkcjonowania reaktorów (Stany Zjednoczone, Rosja). Energia atomowa, jeśli weźmiemy pod uwagę kwestię zaopatrzenia w paliwo dla reaktorów, prawie nigdzie na świecie nie jest wewnętrznym źródłem energii. Szczególnie Rosji grozi niebezpieczeństwo, że już za 15 lat przeżyje pierwszy kryzys zaopatrywania w uran. To z kolei miałoby wpływ na operatorów elektrowni jądrowych w Unii Europejskiej, którzy od Rosji kupują obecnie około jednej trzeciej potrzebnego im paliwa. Obok Rosji, także Chinom oraz Indii mogłoby zagrażać „wąskie gardło” w zaopatrywaniu w uran, jeśli obydwie te państwa wybudują jeszcze większą liczbę reaktorów.

Jedno jest pewne: ani zaopatrzenie w uran działających na świecie elektrowni jądrowych, ani składowanie odpadów radioaktywnych nie może być w dłuższej perspektywie zapewnione. Budowanie nowych reaktorów, co jest przedmiotem dyskusji w wielu krajach, a którą to budowę niektóre rządy realizują, zaostriży te problemy. Ze złożami uranu ograniczonymi lub dostępnymi głównie po poniesieniu nieproporcjonalnie wysokich kosztów, wspólnie planowane strategie rozwoju energetyki jądrowej będą wkrótce wymagały trwałego przejścia na pluton – z budowaniem wszędzie zakładów przeróbki zużytego paliwa i reaktorami powielającymi jako standardem. Taka ścieżka rozwoju energii jądrowej spotęgowałaby obecne problemy. Znacznie zwiększyłaby się ilość wysokoradioaktywnych odpadów, które trzeba długotrwale składować. Wiązałoby się to również z poszukiwaniami większej ilości miejsc o odpowiednio większej łącznej objętości, gdzie odpady te mogłyby być składowane.

8 Energia jądrowa zatrzyma globalne ocieplenie: fałszywa obietnica

Ważną kwestią w rozgorzałym na nowo w niektórych krajach uprzemysłowionych sporze na temat przyszłej roli energii jądrowej, jest jej przypuszczalna możliwość przyczynienia się do ograniczenia globalnego efektu cieplarnianego. To właśnie ta możliwość przypisywana technologii jądrowej sprawia, że jej zwolennicy liczą na „renesans” energii jądrowej, po dziesięcioleciach stagnacji w sektorze. Elektrownie jądrowe podczas pracy wytwarzają tylko niewielkie ilości dwutlenku węgla (CO_2). Dla zwolenników energii jądrowej są, zatem kluczowym elementem każdej kampanii przeciwdziałania globalnemu ocieplaniu klimatu. Albo odwrotnie: efekt cieplarniany jest iskrą nadziei w walce o położenie kresu panującej od dziesięcioleci stagnacji w sektorze energii jądrowej, a w dalszej perspektywie nawet zmianie tendencji w tym sektorze na jego rozwój. Na przykład Wulf Bernotat, przewodniczący zarządu koncernu E.ON Ruhrgas z Düsseldorfu podkreślił wyraźnie, że: „dalekowzroczny plan zarządzania energią musi uwzględnić konflikt między odejściem od energii jądrowej, a znaczną redukcją emisji CO_2 . Nie jest możliwa realizacja obydwu tych dążeń. Jest to czysta iluzja.”¹¹ Ale tak, jak wiele innych głównych postaci tradycyjnego przemysłu energetycznego, także szef największego prywatnego koncernu energetycznego świata, rozwódzi się nad najważniejszym argumentem przemawiający za kontynuowaniem wykorzystania energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych. Argument ten brzmi: ochrona klimatu bez użytkowania energii jądrowej jest z góry skazana na niepowodzenie. Kto z innych, uzasadnionych powodów sprzeciwia się renesansowi energii jądrowej, musi również odpowiedzieć na pytanie, czy ten zasadniczy konflikt istnieje w postaci przedstawianej przez zwolenników energii jądrowej.

W przekonaniu przytłaczającej większości ekspertów, nie ma już wątpliwości, co do tego, że zmiany klimatu są prawdziwym zagrożeniem. By zachować klimat na poziomie znośnym dla ludzi i globalnego ekosystemu – co oznacza wzrost temperatury o nie więcej niż dwa stopnie Celsjusza w porównaniu z czasami sprzed uprzemysłowienia – konieczne jest zasadnicze zmniejszenie emisji

11 Berliner Zeitung, 3 grudnia 2005

CO₂ w nadchodzących dziesięcioleciach. Eksperci zajmujący się klimatem zalecają ograniczenie emisji w państwach uprzemysłowionych o 80% do połowy XXI wieku. W krajach rozwijających się, zbliżających się poziomem do państw uprzemysłowionych, musi przynajmniej zostać zahamowany ogromny wzrost emisji dwutlenku węgla. Gęsto zaludnione kraje Południa, w swych słusznym dążeniach do dobrobytu, nie mogą po prostu kopiować wcześniejszej drogi rozwoju uprzemysłowionych krajów Północy, bazującej na intensywnym wykorzystywaniu surowców kopalnych do wytwarzania energii. Należy jeszcze odpowiedzieć sobie na pytanie, czy zdolność energii jądrowej do zahamowania globalnej emisji gazów cieplarnianych jest tak duża i czy nie ma alternatywy, żeby trzeba było się pogodzić z bezdyskusyjnymi głównymi zagrożeniami, wiążącymi się z tą technologią.

Sytuacja jest skomplikowana poprzez fakt, że globalne ocieplenie klimatu oraz możliwość poważnych awarii w elektrowniach jądrowych są wprowadzić różnymi rodzajami zagrożeń, to jednak w obu przypadkach ich ziszczenie wiązałoby się z wyjątkowymi i długotrwałymi konsekwencjami. O ile proces ocieplania klimatu najprawdopodobniej przyspieszy i wywoła na całym świecie różne, ale w dużej mierze dramatyczne negatywne zmiany, jeśli nie podejmiemy stanowczych i całościowych działań, o tyle wielka katastrofa jądrowa opiera się na prawdopodobieństwie, które trudniej sobie wyobrazić. Awaria będzie miała też katastrofalne, długotrwałe konsekwencje, z którymi kraj nią dotknięty, praktycznie nie byłby w stanie sam sobie poradzić. Należałoby się wówczas również liczyć z ogromnymi negatywnymi konsekwencjami takiej katastrofy dla światowej gospodarki. Potwierdziła to już katastrofa w Czarnobylu, która wydarzyła się na peryferiach głównych stref gospodarczych.

Ze statystyk wiedeńskiej Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej IAEA wynika, że w końcu 2005 roku na całym świecie działały 443 reaktory jądrowe o mocy prawie 370 tysięcy megawatów. Zdolność produkcyjna sektora nie zwiększa się od dziesięcioleci w wielu regionach, przede wszystkim w zachodnich państwach uprzemysłowionych. Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju OECD nie oczekuje, żeby ten trend znacząco zmienił się do 2030 roku. Organizacja spodziewa się średniego przyrostu zdolności produkcyjnej o 600 megawatów rocznie.

Ponieważ zamykane są stare reaktory, ten niewielki wzrost ilości energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowych będzie oznaczał przyłączenie co roku dodatkowej mocy w wysokości około 4-5 tysięcy megawatów, co jest jednoznaczne z wybudowaniem trzech do czterech dużych elektrowni jądrowych. Ponieważ zgodnie z zapowiedziami Międzynarodowej Agencji Energii IEA (organizacji należącej do OECD) światowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w tym samym czasie znacznie wzrośnie, udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej zmniejszy się z około 17% w 2002 roku do 9% w 2030 roku. Czasopismo specjalistyczne *Nuclear Engineering International* przeprowadziło w czerwcu 2005 roku jeszcze inny rachunek: ponieważ 79 reaktorów działało już od ponad 30 lat, będzie „praktycznie niemożliwe utrzymanie stałej liczby elektrowni jądrowych w najbliższych 20 latach”.¹² Już tylko dla zachowania *status quo*, trzeba byłoby, z powodu zamykania reaktorów, w najbliższych 10 latach zaplanować, wybudować oraz uruchomić 80 reaktorów – jeden co 6 tygodni. W następnym dziesięcioleciu musiano by uruchomić kolejne 200 reaktorów – jeden na 18 dni. Energia jądrowa jako środek mający zapobiec ogrzewaniu klimatu jawi się zatem, w krótkim i średnim okresie, jako czysta iluzja.

Niemniej jednak, w niektórych długookresowych pracach studialnych, rozważa się scenariusze dla zbadania, czy energia jądrowa może ograniczyć emisje w ramach globalnych ambitnych działań podejmowanych na rzecz ochrony klimatu. Przykładowo dziesięciokrotne zwiększenie produkcji energii jądrowej do roku 2075 oznaczałoby, że do połowy wieku każdego roku musiałoby do sieci być podłączanych 35 nowych, wielkich reaktorów. Względnie umiarkowana strategia wzrostu produkcji energii elektrycznej do 1,06 milionów megawatów (1060 gigawatów) do 2050 roku oznaczałaby potrojenie produkcji elektrowni jądrowych w stosunku do *status quo*. W porównaniu do normalnego zwiększenia globalnej produkcji energii przy wykorzystaniu elektrowni węglowych oraz gazowych, można by w ten sposób do roku 2050 ograniczyć emisje CO₂ o około 5 miliardów ton. Wspólne dla tego typu obliczeń jest to, że nie mają one nic wspólnego z rzeczywistą sytuacją w sektorze jądrowym, ani z doświadczeniami zdobytymi w przeszłości.

W oparciu o prognozy IEA oraz wezwania badaczy klimatu z Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu ONZ (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), świat musiałby zmniejszyć emisję CO₂ o 25-40 miliardów ton do 2050 roku. Jeśli wszystkie dostępne środki rzeczywiście zostałyby natychmiast użyte do budowy elektrowni jądrowych, tak by, na przykład, do 2050 roku zrealizować wyżej opisany scenariusz potrojenia produkcji energii elektrycznej z reaktorów jądrowych, to nadal udział ten wynosiłby zaledwie 12,5-20% całkowitej produkcji energii elektrycznej i w takim stopniu złagodziłoby zmiany klimatu. Choć nie marginalny, wynik ten nie byłby wystarczający dla wyeliminowania konieczności podjęcia innych działań na rzecz ograniczania emisji. A cena tego sukcesu nie miałaby jedynie ekonomicznego wymiaru. Oznaczałoby to także:

- dodanie na całym świecie ogromnej liczby nowych miejsc potencjalnych katastrof;
- tworzenie nowych celów dla ataków militarnych i terrorystycznych w krajach rozwijających się oraz krajach przechodzących transformację systemową, w tym na obszarach objętych kryzysem;
- ogromne zwiększenie liczby problemów związanych z ostatecznym składowaniem odpadów radioaktywnych oraz niebezpieczeństwa niekontrolowanego rozprzestrzeniania broni atomowej we wszystkich regionach świata;
- z powodu niewielkich zapasów uranu, szybkie zastąpienie wszystkich dzisiejszych typowych reaktorów lekkowodnych przez system oparty na plutonie, wykorzystujący przerób paliwa oraz reaktory prędkie powielające – system będący bardziej narażony na katastrofalne awarie oraz terrorystyczne i militarne ataki;
- wpompowywanie ogromnych zasobów finansowych w rozbudowę jądrowej infrastruktury, kosztem zwalczania ubóstwa w regionach świata dotkniętych kryzysem.

W obliczu tak oczywistych i poważnych efektów ubocznych, ten typ strategii miałby sens tylko w sytuacji, gdy zmianom klimatu nie dałoby się przeciwdziałać wykorzystując inne, mniej problematyczne środki. W oparciu o pełną wiedzę, jaką obecnie po-

siadamy, tak nie jest. Według realistycznych szacunków, nawet bardzo ambitne plany ograniczania emisji gazów cieplarnianych można byłoby osiągnąć bez udziału energii jądrowej. Zgodnie z tymi szacunkami możliwa jest redukcja emisji CO₂ o 40-50 miliardów ton (wymagane jest 25-40 miliardów ton) do połowy XXI wieku, jeśli zostaną spełnione następujące warunki:

- efektywność zużycia energii w budynkach zostanie poprawiona;
- efektywność energetyczna i materiałowa w przemyśle będzie podniesiona do standardów zapewnionych przez obecnie dostępną technologię;
- efektywność zużycia energii w sektorze transportowym zostanie odpowiednio zwiększona;
- ulgi finansowe wspierające podnoszenie efektywności energetycznej, zarówno przy wytwarzaniu oraz użytkowaniu energii, będą lepiej wykorzystane w sektorze energetycznym;
- gaz ziemny, zamiast węgla oraz ropy naftowej (*fuel switch*), będzie częściej wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej;
- pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych, takich jak słońce, wiatr, woda, biomasa oraz źródła geotermalne, będzie systematycznie zwiększane;
- i na koniec: opracowanie i zastosowanie technologii „czystego węgla” na szeroką skalę (dwutlenek węgla, powstający przy spalaniu węgla w elektrowniach, będzie odzyskiwany i składowany).

Rozbudowane studium wykonane na zlecenie niemieckiego Bundestagu w 2002 roku wykazały, że dla państwa uprzemysłowionego, takiego jak Niemcy, perspektywa redukcji emisji CO₂ o 80% do połowy XXI wieku jest, przy użyciu różnych strategii i narzędzi, realna. Do osiągnięcia tego celu niezbędna jest zarówno znaczna poprawa efektywności wykorzystania energii, jak też ogromne zwiększenie zastosowania odnawialnych źródeł energii. W studium natomiast nie znalazły się argumenty na to, by na powodzenie strategii ochrony klimatu decydujący wpływ mogło mieć zarówno dalsze wykorzystywanie istniejących czy też budowanie nowych elektrowni jądrowych. Duży i stale jeszcze zwiększający się udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej może okazać się nawet niekorzystny dla skuteczności strategii

ochrony klimatu. Jej niezbędne czynniki składowe – użytkowanie odnawialnych źródeł energii oraz poprawa efektywności zużycia energii – byłoby bardzo trudno pogodzić z dużymi, centralnymi elektrowniami podstawowymi, czyli przeznaczonymi do pracy z długim czasem wykorzystania mocy, jakimi są elektrownie jądrowe. Wytwarzające zmienną moc źródła odnawialne – takie, jak wiatr i słońce – wymagają, od pewnego poziomu wielkości wytwarzanej energii, elektrowni o elastycznym regulowaniu mocy, takich, jak nowoczesne elektrownie gazowe. Dzięki temu możliwe będzie wyrównywanie wahań mocy w sieci, uwzględnianie różnego geograficznego położenia obiektów pobierających energię oraz mniej zcentralizowanej struktury wytwarzania energii.

Ponadto znaczne zwiększenie wykorzystania energii jądrowej – konieczne, jeżeli energetyka jądrowa miałaby stać się ważnym czynnikiem w ochronie klimatu – przyniosłoby ogromną gospodarczą niepewność. Dla realizacji takiego ewentualnego rozwoju sektora, branża ta musiałaby pomyślnie przejść z użytkowania obecnych reaktorów lekkowodnych, na wykorzystywanie reaktorów powielających i przeróbkę zużytego paliwa. Próba realizacji takiego projektu już raz zakończyła się niepowodzeniem. Na żadną inną technologię nie czyha tak duże, stałe niebezpieczeństwo: jedna poważna awaria czy atak terrorystyczny wystarczyłyby, żeby ostatecznie skończyła się akceptacja dla tej technologii na skalę krajową, albo nawet międzynarodową. Prawdopodobnie duża część reaktorów musiałaby zostać wcześniej zamknięta z powodu ostrożności. Wreszcie, niekończący się spór o energię jądrową w głównych krajach uprzemysłowionych, opóźnia absolutną konieczność konsekwentnego wdrożenia strategii efektywnego wykorzystania energii. W sumie jest to zarówno możliwe i wskazane, aby stworzyć krajową i międzynarodową politykę, która zminimalizuje oba główne zagrożenia: ocieplenia globalnego i katastrofalnych awarii elektrowni jądrowych. Specyficzne zagrożenie ze strony energii jądrowej sprawia, że każda strategia ochrony klimatu, która opiera się na takiej energii, jest mniej stabilna i innowacyjna niż strategia bez opcji jądrowej. Często wskazywany zasadniczy konflikt pomiędzy energetyką jądrową i ochroną klimatu jest stworzony przez promotorów energetyki jądrowej, którzy realizują inny zestaw interesów. Rzekomy konflikt jest podstępem. Nie ma potrzeby dokonywać bezsensownego wyboru między dżumą i cholera.

9 Tania energia jądrowa: o ile państwo płaci rachunek

Elektrownie jądrowe, w krajach je eksploatujących odgrywają różną, choć ważną rolę w systemach zaopatrzenia w energię, a zatem także w ich systemach gospodarczych. Dlatego też tam, gdzie nadrzędne interesy strategiczne bądź militarno-strategiczne nie grają roli, to głównie gospodarka energetyczna decyduje o przyszłości gospodarczej kraju. A czyni ona to zazwyczaj na podstawie trzeźwych argumentów ekonomicznych. Kwestia, czy elektrownia jądrowa jest równoznaczna z wydaniem licencji na drukowanie pieniędzy czy raczej przypomina „studnię bez dna” kosztów, jest zależna od indywidualnego przypadku. Jeśli reaktor już od dwudziestu lat bez zakłóceń produkował energię oraz jest powód by wierzyć, że przez następne dwadzieścia lat będzie ją również produkował – pierwsza metafora jest właściwsza. W każdym razie, o ile nie nastąpi katastrofa, której możliwość jest przecież wpisana w pracę każdego reaktora. Jeśli zaś elektrownia musi zostać dopiero wybudowana, która to elektrownia dodatkowo byłaby jeszcze prototypem nowego typu reaktora – w takim przypadku, lepiej trzymać się od tego projektu z daleka. Chyba, że udałoby się ryzyko finansowe przerzucić na stronę trzecią.

Dla inwestorów, którzy w warunkach wolnorynkowych stoją przed wyborem zastąpienia starych lub zbudowania nowych elektrowni, najwyraźniej elektrownie jądrowe nie są priorytetem. Przemawia za tym doświadczenie. W Stanach Zjednoczonych wszystkie zlecenia, które od 1973 roku otrzymali budowniczy reaktorów, zostały później anulowane. W Europie Zachodniej producenci reaktorów, oprócz Francji, do 2004 roku czekali ćwierć wieku na nowe zlecenie budowy. Obecnie buduje się jeden reaktor w fińskiej miejscowości Olkiluoto. Według danych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej IAEA w 2005 roku na świecie w budowie znajdowało się 28 elektrowni jądrowych o łącznej mocy 27 tysięcy megawatów. Prawie połowa z tych przedsięwzięć wlecze się niemrawo już 18-30 lat. W wielu wypadkach nikt już nie wierzy, że kiedykolwiek będą dostarczały energię – faktycznie – normalnym określeniem na takie projekty jest „porzucony”. Prawie wszystkie pozostałe budowy reaktorów, na których ukończenie można liczyć w najbliższych latach, są realizowane we Wschodniej Azji, i są budowane w warunkach, które nie mają nic wspólnego z gospodarką wolnorynkową. Krótko mówiąc, sytuacja

zamówień reaktorów na rynku jest fatalna. Jeszcze gorsza wydaje się w obliczu sytuacji rynkowej konkurencji. Na całym świecie, od przełomu tysiącleci, produkcja energii ze wszystkich elektrowni zwiększa się corocznie o około 150 tysięcy megawatów, ale udział energii pochodzącej z elektrowni atomowych w tej produkcji to zaledwie dwa procent. Tylko w Stanach Zjednoczonych między 1999 a 2002 rokiem uruchomiono elektrownie spalające paliwa kopalne o łącznej mocy 144 tysięcy megawatów. W Chinach w ciągu trzech lat, między 2002 a 2005 rokiem, wzniesiono duży kompleks elektrowni na węgiel o łącznej mocy 160 tysięcy megawatów. Nawet będący dopiero w fazie powstawania przemysł związany z pozyskiwaniem energii wiatru osiągnął na całym świecie moc ponad 10 tysięcy megawatów.

Im bardziej marginalna wydaje się być rola energii atomowej na tle olbrzymiego, globalnego zwiększenia mocy produkcyjnej elektrowni, tym bardziej zdecydowanie operatorzy elektrowni jądrowych walczą o znacznie dłuższe, niż to było początkowo planowane, użytkowanie istniejących już reaktorów. Przeciętny wiek wszystkich pracujących w 2005 roku reaktorów wynosił około 22 lata. W tym samym jeszcze roku, fakt ten nie stanowił przeszkody dla byłego szefa zarządu Siemensu, Heinricha von Pierera, by w czasie wyborów do Bundestagu zasugerować kandydatce na kanclerkę, Angeli Merkel, przedłużenie czasu działania reaktorów do 60 lat, mimo zawartego w Niemczech porozumienia o wycofaniu się z energetyki jądrowej. W końcu przecież większość orędowników energii jądrowej w Europie i Ameryce opowiada się za takim rozwiązaniem. Większości ze 103 elektrowni atomowych w Stanach Zjednoczonych, według danych IAEA, udzielono pozwolenia na przedłużenie działania albo już został czy też będzie złożony wniosek w tej sprawie. Von Pierer dla uzasadnienia swojej propozycji przytoczył powody „biznesowego rozsądku”. I w rzeczy samej, takie powody istnieją. Dopóki nie wydarzy się poważna awaria, nie pojawi się potrzeba drogiej naprawy czy wymiany centralnych części reaktora, takich jak generator pary, z powodu zużycia bądź korozji, tak długo można wytwarzać energię po praktycznie bezkonkurencyjnie niskich kosztach, w starych, coraz rzadziej produkowanych reaktorach o mocy 1000 megawatów. Przedłużenie działania reaktorów odsuwa też w czasie tak zwany „wielki koniec

energii atomowej”. Pod tym hasłem kryje się wyłączenie i likwidowanie dużych reaktorów, które to operacje nie tylko pod względem technicznym, ale i finansowym mogą stanowić prawdziwe wyzwanie. Ponieważ koszty paliwa stanowią stosunkowo niewielką część całkowitych kosztów, operatorzy elektrowni jądrowych liczą na znaczny, dodatkowy zysk z kapitału. Jeśli reaktory w Niemczech działałyby zamiast 32 lata, określonych w porozumieniu o odchodzeniu od energii jądrowej, ostatecznie przez 45 lat, co odpowiada przeciętnemu czasowi działania wielkich elektrowni na paliwo kopalne, przyniosłoby to tej branży spory dodatkowy zysk w wysokości około 30 miliardów euro. Liczby te wyjaśniają powód podsycania dyskusji na temat przedłużania czasu działania reaktorów, przez operatorów elektrowni jądrowych w wielu krajach. Całe to targowanie się nie ma jednak nic wspólnego z rzekomym renesansem energii jądrowej. Raczej przeciwnie. Żądanie przedłużenia pracy reaktorów świadczy o tym, że operatorzy jądrowi uciekają przed inwestowaniem w nowe elektrownie jądrowe z powodów ekonomicznych. Zamiast inwestować w nowe nuklearne i nie-nuklearne technologie, przedsiębiorstwa kurczowo trzymają się istniejących już elektrowni, nie zwracając uwagi na zwiększającą się podatność reaktorów na awarie.

Utrzymujący się od dziesięcioleci spadek koniunktury w energetyce jądrowej nie został w ten sposób zatrzymany. W Stanach Zjednoczonych i Europie w budowie jest obecnie tylko jedna elektrownia jądrowa na fińskim wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Wrócimy jeszcze do tej elektrowni. Równocześnie mnożą się w ostatnich latach kosztowne opracowania, które opisują zdolność konkurowania nowych elektrowni atomowych z elektrowniami na paliwa kopalne. Wadą tych opracowań jest to, że w opisane tam prognozy przyszłości, wierzą jak dotąd tylko ich autorzy i zleceniodawcy, jednak nie potencjalni inwestorzy, finansujący budowę elektrowni jądrowych. Nie ma zatem pewności, co do prawdziwych kosztów elektrowni jądrowych nowej generacji. Nie istnieje godny zaufania wykaz danych dotyczących grup kosztów, w szczególności kosztów budowy takiej elektrowni, kosztów składowania odpadów radioaktywnych oraz kosztów likwidacji takiej elektrowni, ale także bieżących kosztów funkcjonowania i konserwacji obiektu. Praktycznie wszystkie opublikowane szacunki, przez analityków giełdowych są traktowane z dużą dozą scepty-

cyzmu. Wiąże się to z faktem, że liczby te są podawane z reguły przez producentów, którzy chcą sprzedać elektrownie i dlatego też zależy im na wykazaniu, iż koszty budowy elektrowni jądrowej nie są zbyt wygórowane. Bywa też, że dane takie podają rządy, związki oraz grupy lobbystów, które chcą przekonać niechętnie nastawione do tej technologii obywatelki i obywateli, chociażby prognozami, jakoby niższych cen energii.

Istnieją jednak również problemy obiektywne, leżące poza interesem kogokolwiek. Ponieważ do tej pory, każdy reaktor nowego typu, musiał się zmagać z początkowymi trudnościami finansowymi, co pociągało za sobą to, że elektrownie przez długi czas po wybudowaniu nie były uruchamiane, potencjalni inwestorzy obserwowali wiecznie optymistyczne prognozy producentów reaktorów ze znacznym podejrzeniem. Trudne do przewidzenia są „osiągi” nowej elektrowni. Dotyczy to tym bardziej nowych typów reaktorów, które bazują w dużym stopniu na nowej, więc i nie wypróbowanej technologii. Przy prawie wszystkich innych technologiach, również tych nie związanych z elektrowniami, producenci podążają dość konsekwentną i przewidywalną drogą coraz niższych cen. Producenci reaktorów, pół wieku od rozpoczęcia komercyjnego wykorzystania rozszczepiania jąder atomowych, zaczynają wciąż na nowo. Z tego powodu w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych producenci reaktorów oferowali coraz większe reaktory, w częściowo słusznym założeniu, że będą one wytwarzały energię ostatecznie taniej niż mniejsze jednostki. Jednak to przejście do „ekonomii skali” ostatecznie nie rozwiązało problemu. Wyraźny trend w kierunku budowy coraz tańszych reaktorów nie pokazał się do dziś. Tymczasem sytuacja zaostrza się także z powodu tego, że przez długotrwałą stagnację na rynku elektrowni jądrowych, typy reaktorów bazujące na wysoko rozwiniętej technologii, istnieją już tylko, jako projekty na papierze a ostatnio – jako pokazy animacji komputerowych. Ta trudna sytuacja powoduje natomiast niemożność oceny sytuacji przez potencjalnych inwestorów. Energia jądrowa jest zatem technologią wysokiego ryzyka, nie tylko pod względem bezpieczeństwa, ale także pod względem finansowym.

Z tego powodu nowy reaktor oznacza przyciąganie kapitału podwyższonego ryzyka, z jego wysokimi kosztami obsługi. Koszty

nansowania elektrowni jądrowych. Również i ten problem stał się jeszcze większy w obliczu liberalizacji rynków energetycznych w głównych państwach uprzemysłowionych. Podczas gdy inwestorzy za czasów wielkich, sponsorowanych przez państwo monopoli mogli wychodzić z założenia, że wkład kapitału, nawet przy złej wydajności reaktora, ostatecznie zostanie zrefinansowany przez konsumentów energii, o tyle na liberalnym rynku energetycznym nie mogą już na to liczyć. Energia jądrowa, ze swoimi niebotycznie wysokimi inwestycjami początkowymi oraz rozciągającym się na dziesiątki lat okresem zwrotu kapitału, nie odpowiada wymogom zliberalizowanego rynku. Koszty kapitałowe ogromnie wzrastają, o ile potencjalni inwestorzy już na wstępie nie zdecydują się na inwestycje w inne technologie, które nie wiążą się z takimi problemami. Rzeczywiście, w wielu krajach, które w ostatnim dwudziestoleciu przeżyły wielki *boom* wysokowydajnych elektrowni gazowych, koszty budowy na jedną „zainstalowaną” kilowatogodzinę są znacznie niższe; termin między otrzymaniem zlecenia budowy a rozpoczęciem pracy elektrowni jest krótki; a wiele elementów składowych elektrowni produkowanych jest w fabrykach w „kontrolowanych warunkach”. Ponadto ze względu na relatywnie niższe koszty gazu ziemnego, których udział w łącznych wydatkach operacyjnych elektrowni gazowych jest wyższy, niż udział kosztów paliwa uranowego w funkcjonowaniu elektrowni jądrowych, elektrownie jądrowe nie mają praktycznie żadnych szans.

Jeszcze cały szereg innych czynników, które uniemożliwiają ocenę sytuacji, sprawia, że elektrownie jądrowe stają się dla każdego inwestora grą *va banque*. Okres pomiędzy decyzją o rozpoczęciu inwestycji, a początkiem jej działania, nie jest w przypadku żadnej innej elektrowni tak długi. Mogą wystąpić ogromne problemy przy planowaniu budowy oraz opóźnienia w udzieleniu pozwolenia na budowę ze względu na to, że właściwe rządowe agencje działają szczególnie ostrożnie, obserwowane przez opinię publiczną, co wiąże się z nowymi wymogami bezpieczeństwa zastrzegającymi warunki przyznania takiego pozwolenia albo wynika ze wzmocnienia działań grup antyatomowych w sądach. I tak na przykład brytyjski reaktor Sizewell B otrzymał pozwolenie na budowę w 1979 roku, natomiast jego komercyjna działalność rozpoczęła się 16 lat później. Jeśli pracę rozpoczyna prototyp reaktora, nie jest nawet pewne czy rzeczywiście osiągnie wyliczoną moc,

od której ostatecznie oczywiście zależy poziom dochodów. Jeszcze ważniejsza jest niezawodność, która musi charakteryzować reaktor przez cały czas jego pracy. W przeciwieństwie do kosztów kapitałowych, tak zwany współczynnik obciążenia (*load factor*) da się sprawdzić. Ogólnie wiadomo, kiedy elektrownia jądrowa działa oraz jak długo jest wyłączona z powodu napraw, zmiany elementów paliwowych czy na skutek awarii. Współczynnik obciążenia (w kilowatogodzinach) wylicza się jako procentowy udział wielkości rocznej produkcji mocy w porównaniu z wykorzystaniem reaktora bez żadnej przerwy. Prognozy współczynnika obciążenia przedstawiane przez producentów elektrowni regularnie okazywały się wysokie, zwłaszcza przy pierwszych reaktorach danego typu. Jeśli reaktor osiąga współczynnik obciążenia równy 60, zamiast zapowiadanego 90%, koszty wzrastają o jedną trzecią. Do tego dochodzą jeszcze dodatkowe koszty utrzymania i naprawy obiektu. Jedynie dwa procent wszystkich reaktorów osiąga współczynnik obciążenia na poziomie 90% lub większym, tylko około stu reaktorów osiąga współczynnik obciążenia większy niż 80%.

Również w początkowej fazie euforii wokół energii jądrowej, operatorzy z zapałem zapewniali, że elektrownie jądrowe będą w zasadzie działały automatycznie i z tego też powodu będą, w porównaniu z innymi elektrowniami o podobnej mocy, generowały niższe koszty. Także te prognozy okazały się być zbyt optymistyczne. Koszty paliwa stanowią rzeczywiście stosunkowo niewielką część kosztów operacyjnych. Zwiększają się one jednak, gdy zamiast elementów paliwowych ze „świeżym” tlenkiem uranu, zaczyna stosować się tak zwane mieszane tlenkowe elementy paliwowe z pewną zawartością tlenu plutonu, pochodzącego z przerobu zużytego paliwa. Natomiast koszty operacyjne i koszty utrzymania reaktora są wyższe, ponieważ na przykład w porównaniu z elektrowniami gazowymi, dużo większe są koszty związane z personelem. W Stanach Zjednoczonych, w końcu lat osiemdziesiątych oraz na początku lat dziewięćdziesiątych, zostało nawet zamkniętych kilka elektrowni jądrowych, ponieważ okazało się, że korzystniejsza ze względów finansowych była budowa i eksploatacja nowych elektrowni gazowych.

W porównaniu z innymi technologiami, elektrownie jądrowe generują potężne koszty, nawet po dziesiątkach lat działania. Są to koszty ponoszone na składowanie odpadów radioaktywnych,

na ochronę obiektu z zamkniętymi reaktorami, czy w końcu na likwidację reaktorów, po dłuższym lub krótszym okresie ich „wygaszania” (*cool-down*). Wszystkie te środki finansowe należy zgromadzić podczas funkcjonowania elektrowni oraz zabezpieczyć, by móc je znacznie później wykorzystać. Te koszty, włączając w to ubezpieczenie od wypadków, różnią się w zależności od kraju. Ich oszacowanie jest tym trudniejsze, ze względu na to, normalne krzywe dyskontowania nie stosują się do przewidywanych okresów czasu. Przy stopie dyskontowej równej na przykład 15 procent, koszty, które zostaną wygenerowane po 15 i więcej latach, będą na poziomie możliwym do pominięcia. Ponieważ jednak obciążą one nasze dzieci w realnym świecie, koszty te są jeszcze jednym źródłem niepewności przy finansowaniu reaktorów i określaniu ceny wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych.

Prowadzona w niektórych krajach dyskusja o możliwym przywróceniu światowej koniunktury na energię jądrową z lat 70. ubiegłego stulecia, nie znajduje jak dotąd pokrycia w rzeczywistości. Poza debatą na temat przedłużenia okresu działania starych reaktorów, dzieje się niewiele. Konkretnie nowe projekty są absolutnym wyjątkiem. Przeważająca większość budowanych obecnie elektrowni jądrowych bazuje na technologii indyjskiej, rosyjskiej lub chińskiej. Czołowi producenci zachodni narzekają, jak wcześniej, na brak zleceń. Amerykańskie przedsiębiorstwo Westinghouse otrzymało w ciągu całego 25-lecia jedno zamówienie na budowę reaktora. Dla Framatome-ANP (66% jest własnością francuskiej grupy jądrowej Areva oraz 34% – w posiadaniu Siemens) i jego firm-poprzedniczek, fiński reaktor w Okiluoto jest pierwszym zamówieniem w ciągu ostatnich 15 lat. Zatem to bardziej politycy i publicyści, niż producenci reaktorów, promują ideę renesansu energii atomowej. Wierzą oni, że włączenie energii jądrowej do obecnych polityk energetycznych ułatwi spełnienie krótkookresowych zobowiązań dotyczących ochrony klimatu i pozwoli uniknąć braków w dostawach energii. A to ma swoje konsekwencje. Im silniej politycy i opinia publiczna wzywają do renesansu technologii jądrowej, tym bardziej potencjalni inwestorzy, w coraz bardziej nieskrepowany sposób, żądają pomocy ze strony państwa.

W Stanach Zjednoczonych administracja Busha mocno wspiera przedłużenie okresu działania całego szeregu starzejących się reaktorów. Po pojawieniu się „wąskich gardeł” energetycznych

w tak ważnych stanach, jak Kalifornia oraz po spektakularnych przerwach w dostawach energii elektrycznej, rząd USA skłania się także ku budowie nowych elektrowni atomowych. Obawy związane z ociepleniem klimatu, jakie zostały wywołane w sezonie pustoszących huraganów w 2005 roku, jeszcze bardziej podgrzewają dyskusję. Do tej pory jednak nie doprowadziła ona do budowy nowego reaktora a nawet do złożenia wniosku o taką budowę. Kilka konsorcjów ubiega się o łączoną licencję na budowę oraz eksploatację nowych obiektów, ale jak same to bezustannie podkreślają, bez pomocy państwa nie jest to możliwe. Sama procedura pozyskiwania zezwoleń na nową grupę reaktorów pochłonie prawdopodobnie około 500 milionów dolarów, a nikt dotąd nie wie, ile kosztować będą same reaktory. Aby ograniczyć ryzyko, przedsiębiorstwa żądają od państwa miliardowych subwencji, które prezydent Bush już zresztą zapowiedział. Nowa ustawa energetyczna, uchwalona w Kongresie w lecie 2005 roku, przewiduje przekazanie na potrzeby energetyki jądrowej 3,1 miliarda dolarów subwencji w okresie 10 lat. Państwo miałoby, oprócz innych ryzyk, przejąć także ryzyko związane z odpowiedzialnością za ewentualne opóźnienia w budowie. Już wcześniej potencjalni inwestorzy zwrócili się do Busha o zapewnienie swoistego pakietu ulg. Warunkiem ich zaangażowania miałyby być zwolnione z podatków finansowanie budowy elektrowni, a później sprzedaż energii po cenach gwarantowanych przez państwo. Ponadto państwo miałyby przejąć odpowiedzialność w sytuacji poważnych awarii i, co nie mniej istotne, również rozwiązać problem ostatecznego składowania odpadów. We Francji tymczasem, częściowo sprywatyzowany koncern EDF wyznaczył w 2004 roku, choć z dużym opóźnieniem, miejscowość Flamanville w departamencie Manche, jako lokalizację budowy pilotażowego Europejskiego Reaktora Wodnego Ciśnieniowego EPR. Jednakże dotychczasowa gotowość francuskiego rządu do finansowania elektrowni, jak było to dotychczas w zwyczaju, osłabła. Poprzedni szef EDF Francis Rouselly oświadczył ponadto, że w przypadku budowy takiego reaktora w najbliższym czasie chodzi nie tyle o energię, lecz o „zachowanie europejskiej wiedzy eksperckiej w tej gałęzi przemysłu”.¹³ Innymi słowy tłem dla budowy pilotażowego EPR

we Francji nie jest motywacja energetyczna, lecz cele przemysłowe i polityczne.

Motywy polityczne odgrywały także istotną rolę przy decyzji fińskiego parlamentu dotyczącej nowego reaktora, podejmowaniu której towarzyszyły ostre protesty. Siłę napędową stanowił rosnący nieustannie od dwóch dekad apetyt na energię elektryczną - zużycie prądu na głowę w Finlandii jest dwa razy większe niż przeciętna europejska. Jednocześnie politycy obawiają się nadmiernej zależności od rosyjskiego gazu oraz niemożności dotrzymania zobowiązań dotyczących ochrony klimatu, przyjętych w ramach Protokołu z Kioto, bez szerszego zastosowania energii jądrowej. Zlecenie dla francusko-niemieckiego przedsiębiorstwa Framatome-ANP dotyczące budowy pilotażowego Europejskiego Reaktora Wodnego Ciśnieniowego EPR na fińskim wybrzeżu Morza Bałtyckiego złożone zostało ostatecznie przez dostawcę energii TVO. Przedsiębiorstwo to jest własnością fińskiego skarbu państwa w 43%. Od momentu oficjalnego rozpoczęcia budowy w sierpniu 2005, projekt Olkiluoto 3 stał się dla międzynarodowej społeczności promującej energetykę jądrową dowodem na to, że energia jądrowa może być znowu opłacalną inwestycją, także na zliberalizowanym rynku energetycznym. To stanowisko powinno być oceniane ze sceptycyzmem. Nie jest prawdopodobne, by taki reaktor miał szansę w całkowicie normalnych warunkach konkurencji.

Finansowanie budowy umożliwione zostało dzięki umowie, która zapewniła rekompensatę ok. 60 udziałowcom, w większości dostawcom energii elektrycznej, poprzez gwarancje odbioru produkowanej w przyszłości w reaktorze energii po stosunkowo wysokich cenach. Poza tym TVO i Framatome-ANP ustaliły ostateczną cenę gotowego reaktora, która ma wynosić 3,2 miliarda euro. Taka konstrukcja umowy, dla kupującego równie atrakcyjna, co zaskakująca, możliwa była dzięki temu, że po ponad 10 latach prac nad rozwojem EPR, Framatome-ANP potrzebowała decyzji o budowie reaktora za każdą cenę. Już przed położeniem kamienia węgielnego pod budowę elektrowni okazało się, że konsorcjum producentów Areva/Siemens przeprowadziło niezwykle napięte kalkulacje, by zwiększyć szanse prototypowego reaktora w konkurencji z tradycyjnymi elektrowniami wykorzystującymi paliwa kopalne oraz z innymi przedsiębiorstwami z branży energii jądrowej.

Początkowo, jeszcze podczas projektowania EPR w latach dziewięćdziesiątych stale podnoszono wydajność reaktora. Już sama jego wielkość miała zapewniać rentowność. I tak dzięki przewidywanej mocy EPR w wysokości 1750 MW (brutto) oraz mocy wyjściowej 1600 MW, ma powstać najsilniejsza na świecie elektrownia jądrowa, co zresztą znacznie utrudni jej integrację z większością sieci energetycznych. Szereg innych prognoz, które, przynajmniej na papierze, uczyniły reaktor konkurencyjnym w stosunku do innych, także nie-nuklearnych elektrowni, może stać się w przyszłości trudnymi do zrealizowania. Do tych obietnic należą takie, że okres budowy wyniesie tylko 57 miesięcy, współczynnik obciążenia będzie równy 90%, poziom efektywności wyniesie 36%, techniczny okres żywotności wyniesie 60 lat, zużycie uranu spadnie o 15% w porównaniu z wcześniejszymi reaktorami, natomiast koszt eksploatacji i konserwacji znacznie się obniży w stosunku do dzisiejszych reaktorów.

Każde z tych założeń uznawane jest przez specjalistów za wyjątkowo optymistyczne. Podczas budowy wcześniejszych reaktorów pilotażowych nie udało się zachować ani planowanego okresu budowy, ani też uzyskać obiecywanego współczynnika obciążenia. Prawdopodobnie także w przypadku tego wspólnego niemiecko-francuskiego przedsięwzięcia, będą miały miejsce opóźnienia w budowie, błędy w początkowym okresie eksploatacji oraz nieplanowane wyłączenia. Mimo to koszty eksploatacji i konserwacji mają być niższe, niż przy działających obecnie reaktorach standardowych i to przez okres 60 lat eksploatacji. Jednocześnie dodatkowe urządzenia zabezpieczające jak np. zbiornik na płynny rdzeń (*core catcher*) mają uczynić reaktor EPR bezpieczniejszym, choć nie droższym od jego poprzedników.

Wydaje się niemal niemożliwe, by wszystkie z tych obietnic udało się zrealizować w Olkiluoto. Nawet przy dotrzymaniu wszystkich założeń, choćby odnośnie okresu budowy, cena oszacowana na 3,2 miliarda euro wydaje się zbyt niska. Pierwotnie miała być ona uzyskana dopiero przy „produkcji seryjnej” ok. 10 reaktorów. Taka budowa nie jawi się na razie jako realna. W innych dziedzinach gospodarki podobny sposób kształtowania cen określa się prostym pojęciem: dumping – sprzedaż poniżej kosztów.

W przypadku, gdy koszty budowy rzeczywiście będą wyższe, 57 interes ten stanie się dla Framatome-ANP, z powodu stałej ceny

uzgodnionej z fińskim klientem, finansowym koszmarem. Wówczas nie trzeba będzie długo czekać na zwrócenie się o pomoc do państwa. Miało to już miejsce przy finansowaniu przedsięwzięcia. Ważną rolę odegrał tutaj Bayerische Landesbank z siedzibą w Monachium – w 50% będący własnością Wolnego Kraju Związkowego Bawaria, gdzie również swą główną siedzibę ma Siemens, który buduje reaktor. Bank jest partnerem międzynarodowego konsorcjum, które wspiera fiński EPR udzielając mu korzystnie oprocentowanego kredytu (mowa jest o oprocentowaniu 2,6%) w wysokości 1,95 miliarda euro. Francuski rząd wspiera Arewę – spółkę-matkę Framatome-ANP, poprzez zagwarantowanie kredytu eksportowego w wysokości 610 milionów euro, zarezerwowanego właściwie dla inwestycji w krajach politycznie i gospodarczo niestabilnych. Stało się to za pośrednictwem agencji kredytów eksportowych Coface. Europejska Federacja Energii Odnawialnych (European Renewable Energies Federation, EREF) w związku z ewidentnym wsparciem przez wiele państw mających szczególnie interes w tym projekcie, złożyła skargę do Komisji Europejskiej z powodu naruszenia europejskich zasad konkurencji.

Jedno jest pewne: bez pomocy państwa, decyzja dotycząca fińskiego reaktora także musiałaby być inna. W tym przypadku pomoc pochodzi z krajów producentów reaktora oraz kraju go kupującego. Energia jądrowa jest w oczywisty sposób konkurencyjna tylko tam, gdzie przyznawane są wysokie subwencje lub też w państwach, w których technologia nuklearna jest w mniejszym lub większym stopniu częścią doktryny państwowej i gdzie, tym samym, koszty odgrywają rolę podrzędną. Niemniej jednak, niezależnie od tego, gdzie w przyszłości w funkcjonujących gospodarkach rynkowych pojawi się pomysł budowy nowego reaktora, należy liczyć się z tym, że inwestorzy będą korzystać z pomocy państwa. Inwestorzy będą się chcieli w ten sposób zabezpieczyć przed wzrostem kosztów podczas budowy, natomiast w trakcie eksploatacji – przed nieoczekiwanymi długimi przestojami, przed wahaniami kosztów paliw oraz przed niezwykle trudnymi do przewidzenia kosztami zakończenia pracy reaktora, jego likwidacji oraz składowania odpadów. Ostatecznie to rządy państw będą musiały uporać się ze skutkami każdej większej katastrofy, prowadzącej do uwolnienia wielkiej ilości promieniowania radioaktywnego. Żadne państwo na świecie nie może tego uczynić samo.

Towarzystwa ubezpieczeniowe przejmują różną, w zależności od kraju, ale w każdym przypadku śmiesznie małą część kosztów całkowitych, jakie są potrzebne do usunięcia szkód.

Technologia nuklearna spełnia szczególną rolę. Pół wieku po rozpoczęciu budowania komercyjnych reaktorów jądrowych, dotowanych miliardowymi subwencjami, energetyka jądrowa nadal wymaga i otrzymuje wsparcie ze strony państwa dla każdego nowego projektu. Zupełnie jakby chodziło o jego dofinansowanie, w celu wprowadzenia go po raz pierwszy na rynek. Zaskakująco, ta nadzwyczajna praktyka jest także popierana i wymagana, przez tych dokładnie polityków, którzy poza tym nie mogą się doprosić „więcej rynku”, właśnie w dziedzinie polityki energetycznej. Są to ci sami politycy, którzy w wielu państwach uprzemysłowionych wychodzą na pole walki, używając argumentów zaczerpniętych prosto z teorii rynkowej, przeciwko wspieraniu faktycznego przecież wprowadzania na rynek energii ze źródeł odnawialnych - słońca, wiatru, wody, biomasy lub źródeł geotermalnych. Jest jednak jedna zasadnicza różnica: energia jądrowa ma swoją przyszłość już za sobą, a energia odnawialna przed sobą.

10 Podsumowanie: Renesans obietnic

Pod wpływem narastających kryzysów: energetycznego i klimatycznego, dyskusja o energii atomowej w szeregu głównych krajów świata rozkwita na nowo. Teza o „renesansie energii nuklearnej”, podgrzewana przez producentów reaktorów i ich rzeczników w mediach, jest także wyrazem znajdującego się przed nami zasadniczego dylematu przy podjęciu decyzji. Większość elektrowni jądrowych zbudowanych na świecie podczas pierwszej i, jak dotąd, ostatniej koniunktury na energię atomową, zbliża się do końca przewidzianego czasu ich działania. W nadchodzących dziesięciu latach, a przede wszystkim w dekadzie po nich następującej, trzeba będzie zastąpić energię wytwarzaną w elektrowniach jądrowych, energią innego pochodzenia. Należy się zastanowić, czy w przyszłości budować nowe elektrownie nie-nuklearne, czy przedłużyć czas produkcji energii atomowej na kolejne dziesięciolecia. Niektóre z najważniejszych krajów dysponujących energią atomową rozważają, czy utrzymać działanie swych starych reaktorów ponad pierwotnie planowany dla nich okres eksploatacji. Opcja ta jest atrakcyjna dla zakładów energetycznych, które nie muszą ponosić

kosztów miliardowych inwestycji i mogą czerpać pokaźne zyski z niskich kosztów produkcji energii w przestarzałych reaktorach. Nierozłącznie z tym związane dodatkowe ryzyko kalkulowane jest przez poszczególnych menadżerów w sposób subiektywny. Nie liczą się z możliwością katastrofy: z pewnością nie w elektrowni jądrowej zarządzanej przez ich własną firmę, a na pewno nie w tej, zarządzanej przez nich samych. Tu ich własne interesy różnią się od interesu publicznego. Przedłużanie okresu eksploatacji elektrowni jądrowych w ogromnym stopniu zwiększa ryzyko katastrofy. Ryzyko to wzrośnie jeszcze bardziej, jeżeli wszystkie lub wiele elektrowni atomowych będzie eksploatowanych przez dłuższy okres czasu.

Nadchodzące decyzje, dotyczące globalnego zapewnienia i podtrzymania dostaw energii w świecie wysokiego wzrostu ludzkiej populacji i skrajnego rozdziwku w poziomie dobrobytu, wychodzą dużo dalej niż pytanie o to, jak postępować z energią jądrową w przyszłości. Odpowiedzialność za to spada na wszystkie rozwinięte kraje uprzemysłowione i wiele nowych krajów rozwiniętych, które do tej pory w ogóle nie korzystały z energii jądrowej lub robiły to jedynie w nieznacznym zakresie. Jedno jest już pewne: nowa struktura systemu energetycznego z pewnością nie będzie bazować wyłącznie, a prawdopodobnie także nie w głównej mierze, na dużych, pojedynczych elektrowniach. Inna sprawa jest pewna: przyszłość nie leży w reanimacji ryzykownej technologii z połowy ubiegłego stulecia, opartej na interesach ekonomicznych tradycyjnej energetyki.

Do dziś nie można mówić o renesansie energii atomowej. Do czynienia mamy jedynie z renesansem obietnic dotyczących energii atomowej. Także 20. rocznica katastrofy w Czarnobylu wywołała renesans krytyki tej metody wytwarzania energii, a u niektórych ludzi sprowokowała renesans nadziei. W krajach, które będą kształtować przyszłość energii jądrowej, można zaobserwować ożywienie społecznej i politycznej debaty na jej temat. Jej rezultat nie jest przesądzony. Pojedynczy projekt elektrowni w Finlandii nie dowodzi niczego. Kilka nowych projektów ogłoszonych na świecie nie wystarczy nawet do utrzymania na stałym poziomie globalnego udziału energii atomowej, ani w wielkościach absolutnych, ani tym bardziej w wielkościach względnych. Nowe elek-

rownie jądrowe zostały do tej pory zbudowane tylko tam, gdzie doktryna państwa wspiera ten sposób wytwarzania energii lub tam, gdzie państwowe agencje chętnie zapewniają podstawowe ubezpieczenie, zarówno przed ryzykiem dotyczącym bezpieczeństwa oraz ryzykiem finansowym. Kto dzisiaj chce budować nowe elektrownie atomowe lub, jak w USA, namawiany jest do tego przez polityków, potrzebuje wsparcia państwa prawie tak bardzo, jak pionierzy energii atomowej w latach 60. ubiegłego stulecia.

W paradoksalny sposób wprowadzenie na rynek energii jądrowej udało się dlatego, że wówczas nie było tyle rynku, aby uczynić ją nieopłacalną. Z powodu monopolu sieci energetycznej w tamtym czasie, dostarczanie prądu elektrycznego uznawane było za „monopol naturalny”, a także za podstawową usługę pierwszej potrzeby, która, jako taka, była podtrzymywana przez przedsiębiorstwa państwowe czy wspierane przez państwo lub w każdym razie przedsiębiorstwa dzierżące pozycję bliską monopolowi. W większości krajów uprzemysłowionych to właśnie państwo nadawało ton przy wprowadzeniu energii jądrowej: początkowo z bardziej lub mniej ukrywanych pobudek militarnych, później zaś z częściowo albo całkowicie przemysłowych powodów. Rząd przejmował ogromne koszty badań, rozwoju i urynkowienia nowych technologii albo bezpośrednio albo poprzez konsumenta – dzięki swojemu wpływowi na kształtowanie cen energii elektrycznej u jej dostawców. Budowa nowych elektrowni atomowych do dziś nie jest atrakcyjna dla przedsiębiorstw na zliberalizowanych rynkach energii elektrycznej.¹⁴ Istnieją tańsze opcje, niewiążące się z podejmowaniem porównywalnego ryzyka finansowego. Dlatego w warunkach rynkowych nie będą budowane nowe elektrownie jądrowe nawet wtedy, gdy wzrasta ogólne zapotrzebowanie na energię i większą moc elektrowni – chyba, że rząd ponownie, jak kiedyś, przejmie odpowiedzialność za większość zagrożeń przy wprowadzeniu energii jądrowej. Taka jest droga obrona przez Finów. Nie można jej jednak uogólnić, ponieważ na funkcjonującym rynku przedsiębiorstw budujących elektrownie, konkurenci z innych branż nie będą długo stać z boku i po prostu patrzeć na jednostronne przekazywanie pomocy z budżetu państwa, mają-

14 Adolf Hüttl: „Niemiecko-francuska elektrownia jądrowa dla Europy i rynku światowego”, wykład podczas zimowej sesji Niemieckiego Forum Atomowego, Bonn 1992, rękopis.

cej 50 lat technologii. Projekt fiński kroczy o tyle inną drogą, że budowniczy Framatome-ANP, prawie 20 lat po rozpoczęciu prac nad rozwojem Europejskiego Reaktora Wodnego Ciśnieniowego EPR, chce w końcu pokazać rzeczywisty reaktor, a spółki-matki Areva i Siemens są najwyraźniej gotowe do poniesienia znacznego finansowego ryzyka. Dla przypomnienia: w roku 1992 Siemens i Framatome nazwały z dumą wspólny reaktor „niemiecko-francuską elektrownią atomową dla Europy i rynku światowego”, która najpierw miała zdobyć „własne rynki” po obu stronach Renu, a później „kraje trzecie”. W przypadku obu reaktorów pilotażowych położenie kamienia węgielnego miało nastąpić do roku 1998. Już w 1990 niemieckie czasopismo „Wirtschaftswoche” ogłaszało pod tytułem „Nuklearny renesans” koniec atomowej dekoniunktury.

Na początku XXI wieku wyważona ocena wszystkich aspektów energii jądrowej nadal prowadzi do jednoznacznej konkluzji. Jest nią w istocie to samo, co przed 30 laty. Ryzyko katastrofy, które wówczas uczyniło energię atomową najbardziej wątpliwą formą wytwarzania elektryczności, nie zniknęło. Nowe zagrożenia terrorystyczne wykluczają rozwój tej technologii w niespokojnych rejonach świata. Globalny rozwój produkcji energii elektrycznej prowadziłby jeszcze szybciej, niż zachowanie *status quo*, do zmniejszenia zasobów paliwa uranowego lub też wymusił przestawienie się w całości na technologię reaktorów powielających. Taki nowy kierunek technologiczny byłby jednoznaczny z ostatecznym przejściem technologii atomowej na tzw. ścieżkę plutonową, która doprowadziłaby ryzyko katastrof, ataków terrorystycznych i dalszego rozprzestrzeniania broni atomowej do jeszcze bardziej krytycznego punktu. W końcu prawie wszystkie kraje porzuciły już technologię reaktorów powielających po komplikacjach, które miały miejsce w przeszłości. Czy z nią, czy bez niej, nadal nie został rozwiązany problem składowania odpadów jądrowych. Rozwiązanie tej kwestii musi się znaleźć, choćby z tego powodu, że odpady na świecie już są. To może być tylko względne rozwiązanie. Samo to byłoby wystarczającym powodem, by nie zaostrzać tego głównego problemu ludzkości, poprzez zwiększanie ilości odpadów.

Energia jądrowa nie może także rozwiązać problemu globalnego ocieplenia. Nawet potrojenie globalnej mocy elektrowni jądrowych do połowy XXI wieku, stanowiłoby jedynie skromny przyczynek dla polepszenia sytuacji klimatu. I byłoby to równie

nierealne, jak i nieodpowiedzialne, ze względu na niedostateczne możliwości przemysłu, ogromne koszty i znacznie większe zagrożenia. Bardziej prawdopodobna jest sytuacja, i są już tego pierwsze oznaki, w której, ze względu na strukturę wiekową istniejących elektrowni, globalna produkcja z reaktorów znacząco spadnie w nadchodzących dziesięcioleciach. Jednocześnie z solidnych szacunków wynika, że globalna strategia energetyczna, oparta przede wszystkim na większej efektywności w zarządzaniu energią, w przemyśle, w sektorze transportowym i w ogrzewaniu oraz na zdecydowanym rozwoju energii odnawialnych, jest zdolna spełnić wymagania dotyczące ograniczania emisji CO₂, przedstawione przez ekspertów ds. klimatu – bez sięgania po energię jądrową. Należy przyznać, że związane z tym wyzwania są bezprecedensowe i wymagają, co najmniej, globalnej polityki klimatycznej, w której uczestniczyć będą wszystkie główne kraje emitujące gazy cieplarniane. Rzekomy główny konflikt „ochrona klimatu lub rezygnacja z energii atomowej” pozostaje – niezależnie od szczególnych przypadków zawężonych do określonych regionów czy ograniczonych czasowo – chimera splotzona przez przemysł energii atomowej.

To oczywiste, że nuklearny renesans nie nastąpi w dającej się przewidzieć przyszłości bez ogromnych rządowych subwencji. Ale nie można tej możliwości wykluczyć. I choć to zakłady energetyczne poszukują zysku ze starych, zużytych elektrowni, politycy są nawet bardziej chętni, aby ponownie otworzyć temat energii jądrowej, ponieważ obawiają się galopujących cen energii i przewidują bardziej restrykcyjne regulacje dotyczące klimatu. Te dwie obawy od lat podsycają debatę w Stanach Zjednoczonych, spowodowały budowę nowego reaktora w Finlandii, opóźniły wycofanie się z energetyki jądrowej w Niemczech a ostatnio przyczyniły się do dyskusji na temat nowych elektrowni w Wielkiej Brytanii. Politycy mają tendencję do kontynuowania pracy ze strukturami i aktorami, których dobrze znają. Wielu z nich znowu nie będzie miała nic przeciwko przyznaniu subwencji wspierających wejście na rynek (*start-up*) przemysłowi energii jądrowej, i to ponad pół wieku po uruchomieniu komercyjnych elektrowni jądrowych – jakby to był najbardziej normalna rzecz na świecie.

Przy takiej częściowej szansie, debata na temat nowego reaktora znowu rozgorzeje. Ale nowe reaktory nie przyczynią się do trwałego ograniczenia ocieplenia globalnego, nie będą też w stanie

zahamować wzrostu cen energii w długim okresie. Zamiast tego dodatkowo zwiększą ryzyko katastrofalnego wypadku i odwrócą uwagę od takich strategii ochrony klimatu, które naprawdę przyniosą oczekiwane efekty. Podsumowując: jak w czasach rozkwitu pierwszych debat na temat energii jądrowej w latach 70. i 80. XX wieku – przeciwnicy energii atomowej będą mieli lepsze argumenty po swojej stronie.

Bibliografia

- Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages (2002): Bericht der Enquete-Kommission. Bundestags-Drucksache 14/9400
- ESA 2005. Euratom Supply Agency. Annual Report 2004, <http://europa.eu.int/comm/euratom/ar/ar2004.pdf>
- Diehl, Peter (1995): Uranium Mining in Europe – The Impacts on Man and Environment.
- WISE News Communiqué 439/440 (wrzesień, specjalne wydanie)
- GRS – Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit: Schutz der deutschen Kernkraftwerke vor dem Hintergrund der terroristischen Anschläge in den USA vom 11. September 2001. Podsumowanie Studium na stronie: www.bund.net/lab/reddot2/pdf/grs_gutachten.pdf
- IAEA – International Atomic Energy Agency (2001): Analysis of Uranium Supply to 2050. Wien: STI/PUB/1104, http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1104_scr.pdf
- IEA – International Energy Agency (2001): Nuclear Power in the OECD. Vienna.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2000): Special Report Emissions Scenarios. Cambridge.
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2005): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge.
- Hahn, L. (1999): Kernkraftwerke der Welt – Bestand, Funktionsweise, Sicherheitsprobleme; in: Gefahren der Atomkraft. Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein, 2. aktualisierte Auflage, Kiel.
- Heinrich-Böll-Stiftung (Hrsg.) (2006): Mythos Atomkraft. Ein Wegweiser. Berlin.
- Hirsch, H., O. Becker, M. Scheider, and A. Froggatt (2005): Nuclear Reactor Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century. Greenpeace International.
- Koch, Egmont R. (2005): Atomwaffen für Al Qaida. Berlin.
- Krause, Joachim (1998): Strukturwandel der Nichtverbreitungspolitik. Monachium.
- Lovins, A. B. (2005): Nuclear Power: Economics and Climate-protection Potential. Rocky Mountain Institute; www.rmi.org/images/other/Energy/E05-08_NukePwrEcon.pdf
- Münkler, H. (2003): Die neuen Kriege. Frankfurt/Main, Wien und Zürich.
- Pehnt, M., M. Cames et al. (2005): Micro Cogeneration. Towards decentralized energy systems. Berlin/Heidelberg.
- Schneider, M., and A. Froggatt (2004). The World Nuclear Industry Status Report 2004. Commissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament (December). Brüksela.
- Shell (2002): Energy Needs, Choices and Possibilities Scenarios to 2050. Scenarios to 2050. Shell International.
- WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2000): Strategies for Managing Global Environmental Risks. Berlin/Heidelberg.
- WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2003): Climate Protection Strategies for the 21st Century: Kyoto and beyond. Special Report. Berlin.
- WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2004): Towards Sustainable Energy Systems. London: Earthscan.



ROZDZIAŁ 2

ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z REAKTORAMI JĄDROWYMI

Antony Froggatt



Blisko Apach (Francja) wykoleiły się trzy wagony, wchodzące w skład pociągu wiozącego odpady jądrowe do brytyjskiego zakładu przerobu zużytego paliwa w Sellafield. Ładunek składał się z wysokoradioaktywnych kaset z prętami paliwowymi z niemieckiej elektrowni jądrowej w Emsland. Szczęśliwie wypadek wydarzył się podczas jazdy z niewielką prędkością, co pomogło zapobiec katastrofie wycieku jądrowego.

1 Wstęp

Niniejszy dokument jest oparty wyłącznie na raporcie organizacji Greenpeace International „Nuclear Reactors Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century” (Zagrożenia ze strony reaktorów jądrowych, niebezpieczeństwa istniejące w XXI wieku, związane z wykorzystaniem technologii jądrowej), opublikowanym w kwietniu 2005 (GREENPEACE 2005). W pierwszej części niniejszego dokumentu przedstawiono charakterystykę oraz wady głównych typów funkcjonujących obecnie reaktorów jądrowych; w drugiej zawarto ocenę zagrożeń, związanych z nowymi konstrukcjami oraz omówiono problemy „starzenia się” pracujących reaktorów; natomiast w trzeciej części poruszono problem zagrożeń terrorystycznych dla energetyki jądrowej. Główne wnioski niniejszego dokumentu to:

- Wszystkie funkcjonujące reaktory mają bardzo poważne wady, wpływające na ich bezpieczeństwo, których nie można usunąć poprzez unowocześnienie reaktorów.
- Poważny wypadek w reaktorze lekkowodnym – stanowią większość istniejących reaktorów – może prowadzić do skażenia radioaktywnego, wielokrotnie większego od skażenia powstałego w trakcie katastrofy w Czarnobylu oraz około 1000 razy większego, od skażenia spowodowanego przez broń jądrową.
- Nowe, planowane projekty reaktorów są, jak się twierdzi, całkowicie bezpieczne. Jednakże, także one mają problemy w zakresie bezpieczeństwa. Ponadto ich rozwój wymagałby ogromnych sum, bez pewności, co do końcowego rezultatu.
- Średni wiek reaktorów pracujących na świecie wynosi obecnie dwadzieścia jeden lat, a w wielu krajach planuje się przedłużenie czasu ich eksploatacji poza granicę w czasie, przewidzianą w początkowych projektach. Prowadzi to do degradacji kluczowych elementów oraz do zwiększenia liczby poważnych wypadków. Mechanizmy degradacji związanej ze starzeniem się reaktorów nie są dobrze rozpoznane i są trudne do przewidzenia.
- Uwolnienie (liberalizacja) rynków energii elektrycznej pchnęła elektrownie jądrowe do ograniczenia inwestycji związanych z bezpieczeństwem oraz do ograniczenia liczby personelu. Elek-

trownie modyfikują również swoje reaktory poprzez zwiększanie ciśnienia, temperatury eksploatacji oraz stopnia zużycia paliwa. Przyspiesza to proces starzenia się oraz zawęża margines bezpieczeństwa. Urzędy regulacyjne w obszarze energetyki jądrowej nie zawsze są w stanie nadążyć za tymi zmianami.

- Reaktory nie mogą być w sposób wystarczający chronione przed zagrożeniami terrorystycznymi. Istnieje wiele scenariuszy, poza uderzeniem samolotu pasażerskiego w budynek reaktora, które mogłyby doprowadzić do poważnego wypadku.

2 Typy reaktorów komercyjnych oraz ich wady

Na początku 2005 roku było 441 reaktorów pracujących w elektrowniach jądrowych w 31 państwach. Pomimo istnienia tuzinów różnych konstrukcji oraz różnych wielkości reaktorów, istnieją cztery kategorie aktualnie eksploatowanych lub też projektowanych reaktorów:

- **Generacja I** to prototypowe reaktory komercyjne, opracowane w latach pięćdziesiątych oraz sześćdziesiątych ubiegłego wieku; były to rozbudowane i zmodyfikowane reaktory wojskowe, początkowo przeznaczone do napędu łodzi podwodnych lub też do produkcji plutonu.
- **Generację II** stanowi większość aktualnie eksploatowanych na świecie komercyjnych reaktorów.
- **Generacja III** to grupa obejmująca reaktory aktualnie budowane w niektórych krajach, między innymi w Japonii.
- Na zakończenie reaktory **Generacji IV**, które są aktualnie projektowane, mają zostać skomercjalizowane za 20-30 lat.

2.1 Generacja I

Wczesne reaktory rosyjskie **WWER 440–230**, są klasyfikowane jako reaktory Generacji I. Reaktory te wykorzystują do chłodzenia wodę pod ciśnieniem i mają konstrukcję podobną do reaktorów PWR (*Pressurized Water Reactor* – reaktor wodny ciśnieniowy), które są najczęściej spotykanym typem reaktora na świecie – patrz Generacja II. Reaktory WWER 440–230 mają poważne błędy konstrukcyjne. Grupa G8 oraz Unia Europejska są zdania, iż nie ma ekonomicznych możliwości podniesienia ich standardu bezpieczeństwa do akceptowalnego poziomu. Wszystkie takie reaktory pracujące w Europie Centralnej, zostaną wyłączone do

końca dekady, ale pozostałe, znajdujące się w Rosji, będą zapewne nadal eksploatowane. Szczególnym źródłem niepokoju w przypadku tych reaktorów jest brak wtórnego systemu zabezpieczenia oraz właściwego awaryjnego systemu chłodzenia rdzenia.

Innymi, wciąż eksploatowanymi w Zjednoczonym Królestwie, reaktorami Generacji I są reaktory **Magnox** – chłodzone powietrzem, moderowane grafitem oraz wykorzystujące naturalny uran, jako paliwo. Reaktory Magnox mają bardzo małą gęstość mocy a w konsekwencji, bardzo duże rdzenie. W pierwotnym obiegu chłodzenia wykorzystywany jest dwutlenek węgla.

Rdzeń reaktora znajduje się wewnątrz dużego zbiornika ciśnieniowego. Niektóre z reaktorów Magnox posiadają zbiorniki ciśnieniowe starszego typu, wykonane ze stali, które korodują. Problemy związane z korozją są potęgowane przez proces termicznego starzenia się oraz degradację materiału, który staje się kruchy pod wpływem działania neutronów.

Uszkodzenie związane z kruchością zbiornika ciśnieniowego mogłoby prowadzić do całkowitej utraty czynnika chłodzącego w obiegu pierwotnym oraz, prawdopodobnie, do bardzo dużego skażenia promieniotwórczego. Z tego, jak również z innych powodów, wiele reaktorów Magnox zostało już wyłączonych. Pozostałe będą funkcjonowały do roku 2010, a czas ich eksploatacji wyniesie około czterdziestu lat.

Powyższe reaktory nie mają wtórnego systemu bezpieczeństwa, który chroni rdzeń reaktora przez zewnętrznymi zdarzeniami i pomaga zatrzymać promieniowanie, w przypadku jakiegoś wypadku związanego z samym rdzeniem. Tym samym, reaktory te stanowią potencjalne źródło dużego skażenia promieniotwórczego. Stare reaktory Magnox muszą zostać uznane za szczególnie niebezpieczne, ze względu na poważne braki w ich systemach zabezpieczeń.

2.2 Generacja II

Prawdopodobnie konstrukcją cieszącą się najgorszą sławą na świecie są reaktory **RBMK**. Są to reaktory Generacji II. Reaktor RBMK jest reaktorem wrzącym, moderowanym za pomocą grafitu. Był on wykorzystywany między innymi w elektrowni jądrowej w Czarnobylu na Ukrainie, gdzie w 1986 roku miała miejsce największa na świecie katastrofa w historii cywilnej energetyki jądrowej.

wej. Reaktor RBMK ma pewne podstawowe błędy projektowe, na przykład dodatni temperaturowy współczynnik reaktywności¹ oraz niestabilny rdzeń, jak również szereg innych dodatkowych problemów, które potęgują błędy projektowe. Chodzi tu szczególnie o dużą liczbę kanałów parowych (1693 w reaktorze typu RBMK 1000).

Niektóre z błędów projektowych reaktorów RBMK usunięto w wyniku doświadczeń zdobytych w Czarnobylu. Zwiększono stopień wzbogacenia uranu oraz zmieniono pręty sterujące (Donderer 1996; Butcher 2001). Jednakże, z przyczyn technicznych lub ekonomicznych, inne problemy pozostały. Przykładowo, jedynie w dwóch spośród dwunastu pozostałych reaktorów zainstalowano w pełni niezależne, dodatkowe systemy awaryjnego wyłączania. Tym samym, pozostałe dziesięć reaktorów nie spełnia wymogów bezpieczeństwa Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (International Atomic Energy Agency, IAEA) (IAEA 1999).

Reaktory RBMK zawierają również więcej stopów cyrkonu w rdzeniu, niż jakikolwiek inny typ reaktora (około 50% więcej, niż konwencjonalny reaktor wodny wrzący BWR). Zawierają również dużą ilość grafitu (około 1700 ton). W razie wypadku, pożar grafitu może pogorszyć sytuację. Grafit może gwałtownie reagować z wodą w wysokiej temperaturze, wytwarzając wybuchowy wodór.

Uszkodzenie pojedynczego kanału parowego w reaktorze RBMK nie musi koniecznie prowadzić do katastrofy. Jednakże, duża liczba kanałów oraz rur oznacza odpowiednio dużą liczbę spawów i stanowi system, który trudno nadzorować i konserwować. W reaktorach RBMK dokonano poprawek dotyczących zdolności reagowania systemów bezpieczeństwa na utratę ciśnienia tak, iż można kontrolować sytuację w przypadku pęknięcia do dziewięciu kanałów parowych. W przypadku blokady przepływu, wynikającej z utraty chłodziwa, może jednak dojść do wystarczającego wzrostu temperatury, aby doprowadzić do pęknięcia nawet czterdziestu kanałów. Mogłoby to doprowadzić do katastrofalnego zniszczenia całego rdzenia reaktora (Butcher 2001).

Podstawowe błędy konstrukcyjne tych reaktorów spowodowały, iż zostały one sklasyfikowane przez społeczność międzynarodową jako „niemożliwe do unowocześnienia” i dąży się do ich

1 Dodatni temperaturowy współczynnik reaktywności oznacza, że wraz ze wzrostem temperatury chłodziwa (wody) wzrasta temperatura paliwa (przyp. tłum.).

wyłączenia. Wyłączono lub też zamierza się wyłączyć takie reaktory na Litwie oraz na Ukrainie. W Rosji podejmuje się próby przedłużenia czasu ich eksploatacji, zamiast podjąć decyzję o ich wcześniejszym wyłączeniu.

Najbardziej rozpowszechnionym na świecie typem reaktora są reaktory **PWR** (*Pressurized Water Reactors* – reaktor wodny ciśnieniowy). Obecnie na świecie działa 215 reaktorów tego typu. Reaktory PWR zostały początkowo zaprojektowane do napędzania okrętów podwodnych. Tym samym są one – w stosunku do innych konstrukcji – małe, ale dysponują dużą mocą. W rezultacie, woda wykorzystywana jako chłodziwo w obiegu pierwotnym reaktora znajduje się pod wyższym ciśnieniem i ma wyższą temperaturę niż w innych, porównywalnych konstrukcjach. Czynniki te mogą przyspieszyć korozję elementów reaktora. Obecnie w tych typach reaktorów bardzo często pojawia się konieczność wymiany wytwornic pary. PWR wykorzystują jako paliwo nisko wzbogacony uran.

Istnieje obszerna dokumentacja opisująca problem pękania pokrywy ciśnieniowego zbiornika reaktora w pobliżu doprowadzeń i wyprowadzeń zbiornika. Pokrywa, znajdująca się na szczycie zbiornika, zawiera rury, które umożliwiają wsuwanie prętów sterujących do rdzenia reaktora, w celu sterowania reakcją łańcuchową. Na początku lat dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia zaczęły pojawiać się pęknięcia pokryw zbiorników ciśnieniowych w niektórych reaktorach we Francji.

Przeprowadzono badania na całym świecie i podobne problemy odkryto w reaktorach we Francji, Szwecji, Szwajcarii oraz w Stanach Zjednoczonych. Najpoważniejsze do dzisiaj uszkodzenie odkryto w elektrowni Davis Besse w stanie Ohio, w Stanach Zjednoczonych. W tym przypadku, pomimo rutynowych kontroli, przeoczono powiększające się przez około dekadę pęknięcie, a kiedy zostało ono odkryte, prawie przebiło grubą na 160 mm ściankę zbiornika ciśnieniowego i jedynie 5 mm stali, wygiętej pod wpływem ciśnienia, zapobiegało przerwaniu pierwotnego układu chłodzenia i pokonaniu najważniejszej bariery bezpieczeństwa reaktora.

Spośród wszystkich komercyjnych typów reaktorów, reaktory PWR przepracowały w sumie najwięcej lat i zebrały najwięcej doświadczeń. Pomimo to, pojawiają się wciąż nowe problemy.

Proces ten może trwać nadal, ponieważ ze względu na procesy starzenia, elementy reaktorów nie pracują już w przewidziany na początku sposób.

Podobną konstrukcję oraz historię, jak reaktory PWR, mają rosyjskie reaktory **WWER**. Obecnie pięćdziesiąt trzy takie reaktory pracują w siedmiu krajach Europy Wschodniej. Istnieją trzy typy reaktorów WWER. Najstarszy, WWER 440–230, zaliczony do reaktorów Generacji I, został opisany wcześniej.

Druga Generacja reaktorów WWER, typ 440–213, została wyposażona w bardziej efektywny system awaryjnego chłodzenia rdzenia, który nie stanowi wciąż pełnego wtórnego systemu bezpieczeństwa, ale zawiera system mający zablokować skażenie promieniotwórcze, w przypadku jego wystąpienia, poprzez wieżę kondensującą. System ten nie zabezpiecza jednak rdzenia reaktora przed wypadkami na zewnątrz.

Trzeci typ generatorów WWER, 1000–320, został wprowadzony do eksploatacji wraz z dalszymi zmianami konstrukcyjnymi, wraz ze zwiększeniem jego mocy do 1000 MW. Reaktory te nie są mimo wprowadzonych zmian uznawane za równie bezpieczne, jak współczesne reaktory PWR. Faktycznie, po zjednoczeniu Niemiec, wszystkie reaktory WWER wszystkich typów zostały wyłączone albo wstrzymano ich budowę. Podejmując taką decyzję, wzięto pod uwagę zarówno czynniki bezpieczeństwa, jak też czynniki ekonomiczne.

Drugim, najczęściej spotykanym typem reaktora, jest reaktor **BWR** (*Boiling Water Reactor* – reaktor wodny wrzący). Aktualnie eksploatuje się na świecie dziewięćdziesiąt tego typu reaktorów, które zostały opracowane na podstawie konstrukcji reaktorów PWR. Wprowadzono w nich zmiany, mające zwiększyć prostotę ich konstrukcji oraz podnieść ich wydajność cieplną, poprzez wykorzystanie pojedynczego obiegu oraz wytwarzanie pary w rdzeniu reaktora. Jednakże ta zmiana nie poprawiła ich bezpieczeństwa. W rezultacie otrzymano reaktor, który zawiera większość wad reaktorów PWR i wprowadza szereg nowych problemów.

Reaktory BWR charakteryzują się wysoką gęstością mocy w rdzeniu, jak również wysokim ciśnieniem oraz wysoką temperaturą w obwodzie chłodzenia, choć wszystkie te parametry mają nieco niższe wartości, niż w reaktorach PWR. Ponadto, hydraulika systemu awaryjnego chłodzenia rdzenia jest dużo bardziej skom-

plikowana w reaktorze BWR, a wsunięcie prętów sterujących odbywa się od dołu zbiornika ciśnieniowego. Tym samym nie można wykorzystać grawitacji do awaryjnego wyłączenia reaktora tak, jak ma to miejsce w przypadku reaktorów PWR, co wymaga dodatkowych, aktywnych systemów bezpieczeństwa.

W wielu reaktorach BWR zaobserwowano znaczące problemy związane z korozją. We wczesnych latach dziewięćdziesiątych wykryto w niemieckich reaktorach BWR dużo pęknięć spowodowanych zmęczeniem materiału, w rurach wykonanych z materiałów uznawanych za odporne na pękanie.

Inny problem pojawił się w reaktorach BWR w 2001 roku: pęknięcie rur w reaktorach Hamaoka-1 (Japonia) oraz Brunsbüttel (Niemcy). Przyczyną, w obydwu przypadkach, był wybuch mieszaniny wodoru i tlenu, które powstały w trakcie hydrolizy w wodzie, będącej czynnikiem chłodzącym. Jeśli wybuch mieszaniny tlenu z wodorem uszkodzi krytyczne elementy systemu sterowania i ochrony reaktora i/lub obudowę bezpieczeństwa, może dojść do poważnego wypadku z katastrofalnym skażeniem radioaktywnym (porównywalnym do wypadku w Czarnobylu).

Kolejnym najczęściej spotykanym typem reaktora, jest reaktor **PHWR** (*Pressurized Heavy Water Reactor* – reaktor ciężkowodny ciśnieniowy). Aktualnie na świecie eksploatuje się trzydzieści dziewięć reaktorów tego typu, rozmieszczonych w siedmiu państwach. Typową tego typu konstrukcją jest kanadyjski reaktor CANDU, stosujący naturalny uran jako paliwo, chłodzony i moderowany przy pomocy ciężkiej wody. Obudowa systemu pierwotnego reaktora zawiera 390 indywidualnych kanałów parowych. Projekt reaktora ma pewne wady. Jest to przede wszystkim dodatni temperaturowy współczynnik reaktywności – w przypadku utraty chłodziwa, wzrasta poziom reaktywności. Po drugie, wykorzystanie naturalnego uranu zwiększa znacząco ilość uranu w rdzeniu, co może prowadzić do jego niestabilności. Kanały parowe, zawierające rurki z uranem, są bardzo silnie bombardowane neutronami. Doświadczenia w Kanadzie pokazały, iż prowadzi to w konsekwencji do degradacji oraz kosztownych programów napraw, które trzeba było wdrożyć w niektórych przypadkach, już po dwudziestu latach eksploatacji reaktora.

Te oraz inne kwestie eksploatacyjne spowodowały poważne problemy ekonomiczne i bezpieczeństwa w reaktorach CANDU.

W czerwcu 1990, na dziesięć najlepszych eksploatowanych reaktorów na świecie, sześć były to reaktory CANDU. Cztery z nich należały do Ontario Hydro. W ciągu sześciu lat współczynniki obciążenia tych reaktorów drastycznie spadły z powodu procesu, który jedno z czasopism nazwało „konserwatorskim stopieniem” (*maintenance meltdown*). Eksploatacja ośmiu reaktorów CANDU, należących do Ontario Hydro, została wstrzymana lub też zawieszona na czas nieokreślony w późnych latach dziewięćdziesiątych, choć niektóre z nich zostały ponownie uruchomione.

Reaktory AGR (*Advanced Gas Reactor* – udoskonalony reaktor chłodzony gazem) są eksploatowane jedynie w Zjednoczonym Królestwie i są zmodyfikowaną, unowocześnioną wersją reaktorów Magnox. W tych reaktorach nadal występują pewne problemy, pochodzące z konstrukcji ich poprzednika – w szczególności brak wtórnego systemu bezpieczeństwa oraz degradacja elementów, związana z procesem starzenia się materiałów. Ostatnio zauważono pęknięcia w grafitowych kostkach, z których zbudowany jest rdzeń reaktora. Podejrzewa się, iż ten problem, jeśli pojawi się w pozostałych tego typu reaktorach, może doprowadzić do ich przedwczesnego zamknięcia (NUCWEK50_04).

2.3 Generacja III

Do Generacji III zalicza się tak zwane „unowocześnione reaktory”. Trzy z nich funkcjonują już w Japonii, a kolejne są budowane lub też przewidziane do budowy. Opublikowano informacje o pracach nad około dwudziestoma różnymi projektami reaktorów Generacji III (IAEA 2004; WNO 2004a). Większość z nich, to projekty „ewolucyjne”, opracowane na podstawie konstrukcji reaktorów Generacji II – bez drastycznych zmian. Niektóre z nich przedstawiają bardziej innowacyjne podejście. Według World Nuclear Association, reaktory Generacji III charakteryzują się następującymi właściwościami (WNO 2004b):

- ustandaryzowany projekt dla każdego typu mający na celu przyspieszenie uzyskania licencji, ograniczenie kosztów kapitałowych oraz skrócenie czasu trwania budowy,
- łatwiejszy i bardziej odporny konstrukcyjnie projekt, ułatwiający w ten sposób obsługę i ograniczający zakłócenia w pracy,
- większa dostępność i dłuższy okres działania: typowo 60 lat,

- ograniczona możliwość wypadków stopienia rdzenia reaktora,
- minimalne efekty dla środowiska,
- wyższy poziom wypalania w celu ograniczenia zużycia paliwa i ilości odpadów,
- palne absorbery dla przedłużenia życia paliwa.

Widać wyraźnie, iż głównym celem zmian jest osiągnięcie lepszych wyników ekonomicznych. Podejście do kwestii bezpieczeństwa pozostaje raczej niejasne.

Europejski Reaktor Wodny Ciśnieniowy EPR (*European Pressurized Water Reactor*) jest reaktorem wodnym ciśnieniowym, który został zaprojektowany w oparciu o konstrukcje francuskich reaktorów N4 oraz niemieckich reaktorów KONVOI – najnowocześniejszych reaktorów Generacji II, które weszły do eksploatacji w tych krajach (Hainz 2004).

Cele, przyjęte w trakcie projektowania reaktora EPR, zakładały poprawienie poziomu bezpieczeństwa reaktora (w szczególności dziesięciokrotne zmniejszenie prawdopodobieństwa poważnego wypadku), złagodzenie skutków poważnych wypadków, poprzez ograniczenie ich konsekwencji do samej elektrowni oraz obniżenie kosztów. W porównaniu do swoich poprzedników, reaktor EPR zawiera dużo zmian, prowadzących do ograniczenia marginesów bezpieczeństwa, w tym:

- Kubatura budynku reaktora została zmniejszona poprzez uproszczenie konstrukcji awaryjnego systemu chłodzenia rdzenia, w oparciu o nowe obliczenia, zakładające mniejsze wydzielanie się wodoru w trakcie wypadku.
- Wydajność termiczna bloku została zwiększona o 15%, w stosunku do reaktora N4, poprzez zwiększenie temperatury na wyjściu rdzenia, pozwalając na pracę głównych pomp chłodzących z większą wydajnością oraz modyfikując wytwornice pary.
- Reaktor EPR posiada mniej zbytecznych ciągów w systemach bezpieczeństwa, niż reaktor KONVOI – przykładowo jego awaryjny system chłodzenia rdzenia zawiera jedynie cztery zasobniki (zbiorniki ciśnieniowe), podczas gdy blok KONVOI zawierał osiem takich zbiorników.

Wiele innych zmian wprowadzonych do projektu tego reaktora jest entuzjastycznie przedstawianych, jako stanowiące znaczącą poprawę w dziedzinie bezpieczeństwa:

- Wewnętrzny zbiornik wodny IRWST (*incontainment refueling water storage tank*) został umieszczony na dole budynku reaktora i łączy on funkcję zbiornika wodnego, magazynującego chłodziwo oraz funkcję zbiornika ścieków. W trakcie wypadku, polegającego na utracie chłodziwa, unika się dzięki temu przełączenia z awaryjnego wtrysku substancji absorbującej neutrony na recyrkulację do ścieku. Można uniknąć w ten sposób niektórych przyczyn awarii. Wzrost bezpieczeństwa reaktora wydaje się jednak raczej niewielki.
- Układ przechwytyjący rdzeń spełnia funkcję zapobiegawczą, w trakcie wypadku, polegającego na stopieniu rdzenia. W reaktorze EPR, stopiony rdzeń zbiera się we wnęce reaktora, poniżej zbiornika ciśnieniowego. Po wytopieniu dziury w zbiorniku i wypłynięciu z niego, rdzeń przepływa przez kanał wyjściowy i rozlewa się na odpowiednio zaprojektowanym obszarze rozproszenia. Za pomocą środków pasywnych, woda ze zbiornika IRWST zostaje wtedy uwolniona i zalewa oraz schładza stopiony rdzeń na tym obszarze. Dno obszaru rozproszenia jest wyposażone w system chłodzenia, celem uniknięcia zbyt wysokiej temperatury w żelbetowej konstrukcji budynku reaktora. Jednakże, nawet zanim stopiony rdzeń trafi do układu przechwytyjącego rdzeń, w zbiorniku ciśnieniowym reaktora może mieć miejsce gwałtowny wybuch pary, co mogłoby doprowadzić do naruszenia obudowy bezpieczeństwa. Co więcej, wybuchy pary mogą mieć miejsce również później, w trakcie wypadku, gdy stopiony rdzeń wejdzie w obszarze rozproszenia w kontakt z wodą, pochodząca ze zbiornika IRWST. Nawet, jeśli do tego nie dojdzie, nie jest jasne, czy będzie możliwe efektywne chłodzenie stopionego, rozproszonego rdzenia. Na powierzchni stopionego rdzenia mogłaby utworzyć się twarda skorupa, zapobiegająca usuwaniu ciepła, a rdzeń mógłby wgryźć się w beton, znajdujący się poniżej obszaru rozproszenia.
- System obniżania temperatury wewnątrz obudowy bezpieczeństwa został zapożyczony z konstrukcji reaktora N4. Jego

celem jest obniżanie ciśnienia wewnątrz obudowy i tym samym uniknięcie nadciśnienia. System ten musi pozostawać w stanie gotowości przez długi okres czasu, aby zapewnić chłodzenie. Brak informacji na temat prawdopodobieństwa jego awarii.

- Środki wiążące wodór służą do obniżenia stężenia wodoru wewnątrz obudowy bezpieczeństwa, wykorzystując pasywny proces katalityczny. Takie środki są już wykorzystywane w wielu reaktorach PWR na świecie. Są one prawdopodobnie skuteczne w redukowaniu zagrożenia wybuchem wodoru, ale nie mogą takich wybuchów całkowicie wykluczyć.
- Reaktor EPR jest wyposażony w cyfrowe oprzyrządowanie oraz systemy sterowania. Wykorzystanie takich systemów stanowi skomplikowane zadanie dla projektantów i jest bardzo trudno zweryfikować ich poprawne wdrożenie. Podobny system został zainstalowany, w 2000 roku, w niemieckim reaktorze PWR Neckar-1; system zawiódł i przez pewien czas funkcja szybkiego wyłączenia reaktora (wyłączenie awaryjne) została zablokowana. Cyfrowe oprzyrządowanie oraz systemy sterowania zostały zainstalowane w Wielkiej Brytanii, w reaktorze PWR Sizewell B, od początku jego istnienia. W kwietniu 1998 roku doprowadziło to do poważnej degradacji systemów ochrony reaktora.

Ochrona bloku przed uderzeniem samolotu odpowiada ochronie zastosowanej w niemieckiej elektrowni KONVOI, co oznacza, iż nie zastosowanego nowego, wyższego poziomu zabezpieczeń.

Pomimo wprowadzenia przewidywanych zmian, reaktor EPR wydaje się mieć problemy szeroko spotykane wśród reaktorów PWR II Generacji, wciąż do końca nierozwiązane: według fińskiego urzędu regulacji, zablokowanie filtra ścieku stanowi problem w reaktorze EPR, niezależnie od twierdzeń francuskich ekspertów, iż problem ten nie dotyczy tego reaktora z powodu zmian jego konstrukcji w stosunku do istniejących reaktorów. Problem ten został zidentyfikowany przez fiński urząd wiele lat temu, ale wydaje się wciąż być dużym wyzwaniem dla reaktora EPR (NUC-WEEK 11_04).

Biorąc pod uwagę wszystkie powyższe rozważania, nie ma gwarancji, iż poziom bezpieczeństwa reaktora EPR stanowi

znaczący postęp w stosunku do reaktorów N4 oraz KONVOI; szczególnie, brak jest dowodów na zmniejszenie o rząd wielkości poziomu prawdopodobieństwa stopienia rdzenia reaktora. Co więcej, istnieją poważne wątpliwości, czy koncepcja zapobiegania i kontroli, w sytuacji stopienia rdzenia, za pomocą „układu przechwytyjącego rdzeń”, zadziała zgodnie z przewidywaniami.

Reaktor PBMR (reaktor modułowy z paliwem granulowanym, *Pebble Bed Modular Reactor*) jest reaktorem wysokotemperaturowym chłodzonym gazem (*High Temperature Gas Reactor*, HTGR). Rodzina reaktorów HTGR była w wielu krajach rozbudowywana do końca lat osiemdziesiątych, jednakże jedynie prototypy takich reaktorów były eksploatowane, a wszystkie zostały zlikwidowane po maksimum dwunastu latach pracy: reaktory Peach Bottom 1 oraz Fort St. Vrain, w Stanach Zjednoczonych – odpowiednio w 1974 oraz w 1989 roku; reaktor Winfrith, w Zjednoczonym Królestwie – w 1976 roku; oraz reaktor Hamm-Uentrop w Niemczech – w 1988 roku (WNIH 2004).

W przeciwieństwie do reaktorów lekkowodnych, które wykorzystują wodę oraz parę, konstrukcja reaktorów PBMR wykorzystuje, podgrzany w rdzeniu reaktora, hel pod ciśnieniem, napędzający szereg turbin, podłączonych do generatora prądu elektrycznego. Hel przepływa poprzez rekuperator, w którym jest schładzany za pomocą wtórnego obiegu helu i powraca do reaktora. Temperatura helu na wyjściu z rdzenia wynosi około 900°C, a jego ciśnienie – 69 bar. Obwód wtórny helu jest chłodzony wodą (ESKOM 2005).

Projektanci twierdzą, iż nie ma scenariuszy wypadków, w których mogłoby dojść do poważnych uszkodzeń paliwa lub też do katastrofalnego uwolnienia czynników promieniotwórczych i skażenia. Takie twierdzenia opierają się na odporności na temperaturę oraz integralności grafitowych elementów paliwa, „otoczków” wielkości piłek tenisowych, których 400 tysięcy w sposób ciągły jest podawane z silosu paliwowego poprzez reaktor, chłodząc jego rdzeń. Każdy kulisty element paliwowy ma wewnętrzny rdzeń wykonany z grafitu, zawierający tysiące małych cząsteczek wzbogaconego uranu (do 10%), zamkniętych w wielowarstwowej strukturze nieporowatego, utwardzonego węgla. Powolny ruch paliwa poprzez reaktor pozwala zmniejszyć rozmiary rdze-

nia, co prowadzi do zmniejszenia nadmiaru reaktywności rdzenia oraz zmniejsza gęstość mocy, co wszystko razem wzięte, jak się twierdzi, prowadzi do zwiększenia bezpieczeństwa. Jednakże integralności oraz kontroli jakości granulek i ich zdolności do zatrzymania radioaktywności wewnątrz przypisano tak dużo zalet, iż dla reaktora PBMR nie przewiduje się zbudowania obudowy bezpieczeństwa. O ile eliminacja obudowy bezpieczeństwa oznacza znaczące oszczędności przy budowie bloku czyniąc, być może, taką konstrukcję ekonomicznie wykonalną; o tyle w zamian doszło tu do ustępstw w dziedzinie publicznego bezpieczeństwa oraz zdrowia (Gunter 2001).

Zgonie z twierdzeniami przyszłego operatora reaktora PBMR, firmy Eskom, taki reaktor jest „bezpieczny po odejściu” (*walk-away-safe*). Oznacza to, iż nawet w przypadku opuszczenia elektrowni przez personel, reaktor nie wszedłby w stan krytyczny. Twierdzi się, iż w żadnym przypadku szczytowa temperatura paliwa nie przekroczy 1600°C , a w temperaturze do 2000°C nie dochodzi do uszkodzenia elementów paliwowych (ESKOM 2005).

Graniczna temperatura 1600°C nie jest jednak w rzeczywistości gwarantowana. Zależy ona od skutecznego, awaryjnego wyłączenia reaktora, jak również od działania pasywnych systemów chłodzenia, których funkcjonowanie może zostać zakłócone, na przykład przez pęknięcia rur lub też wycieki z układów chłodzenia. Co więcej, uwalnianie produktów rozszczepienia rozpoczyna się w temperaturach niewiele wyższych od 1600°C . W tym kontekście, nie ma znaczenia, iż poważne uszkodzenie elementów paliwowych lub też ich stopienie ma miejsce powyżej temperatury 2000°C . Olbrzymie skażenie radioaktywne może mieć miejsce dużo poniżej tej temperatury.

Prawdą jest, iż wzrost temperatury rdzenia, po uszkodzeniu układu chłodzenia, jest raczej powolny. Bezwładność termiczna staje się jednak źródłem innych problemów: ze względu na wykorzystanie grafitu jako moderatora oraz jako materiału konstrukcyjnego. Jeśli do pierwotnego obwodu helu dostanie się powietrze, dojdzie do poważnego pożaru grafitu, prowadząc do katastrofalnego skażenia promieniotwórczego. Również w przypadku przedostania się wody poprzez obwód wtórny – na przykład z powodu wycieku w wymienniku ciepła – może dojść do gwałtownej reakcji grafitu z parą. Pożar grafitu jest prawdopodobnie najgorszym

możliwym scenariuszem wypadku w przypadku reaktora typu PBMR (Hahn 1988).

Inne konstrukcje reaktorów „Generacji III”

Wiele różnych koncepcji, nazywanych reaktorami „Generacji III”, znajduje się dzisiaj na różnym etapie rozwoju oraz wdrażania. W niniejszym rozdziale nie zostanie podana ich kompletna lista. W punktach poniżej, zostaną przedstawione najważniejsze przykłady, wymienione przez World Nuclear Association (WNO 2004b) oraz Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (IAEA 2004).

- **Reaktory wodne ciśnieniowe PWR** (*Pressurized Water Reactors*). Głównymi, wielkimi projektami są reaktory APWR (Mitsubishi/Westinghouse), APWR+ (Mitsubishi), EPR (Framatome ANP), AP-1000 (Westinghouse), KSNP+ oraz APR-1400 (Korean Industry) i CNP-1000 (China National Nuclear Corporation). Jeśli chodzi o reaktory WWR w Rosji, firmy Atomenergoprojekt oraz Hidropress opracowały unowocześnioną wersję tego reaktora – WWR-1000. Głównymi konstrukcjami reaktorów PWR małej oraz średniej wielkości, są reaktory AP-600 (Westinghouse) oraz WWR-640 (Atomenergoprojekt oraz Hidropress).
- **Reaktory wodne wrzące BWR** (*Boiling Water Reactors*). Głównymi, największymi projektami BWR są reaktory ABWR oraz ABWR-II (Hitachi, Toshiba, General Electric), reaktor BWR 90+ (Westinghouse Atom of Sweden), SWR-1000 (Framatome ANP) oraz reaktor ESBWR (General Electric). Głównymi, małymi oraz średniej wielkości konstrukcjami reaktorów BWR są reaktory HSBWR oraz HABWR (Hitachi). Trzy reaktory ABWR są eksploatowane w Japonii: dwa w Kashiwazaki-Kariwa od 1996 roku; trzeci rozpoczął pracę w 2004.
- **Reaktory ciężkowodne HWR** (*Heavy Water Reactors*). Reaktor ACR-700 stanowi ewolucję konstrukcji reaktora typu CANDU (Atomic Energy of Canada Limited). W Indiach opracowywany jest projekt unowocześnionego reaktora ciężkowodnego AHWR (*Advanced Heavy Water Reactor*), stanowiący ewolucyjny projekt reaktora moderowanego za pomocą ciężkiej wody, chłodzony wrzącą lekką wodą.
- **Reaktory chłodzone gazem**. Oprócz reaktora PBMR (ESKOM/BNFL) w ramach międzynarodowego projektu

opracowywany jest projekt modułowego reaktora helowego z turbiną gazową (GT–MHR – *Gas Turbine Modular Helium Reactor*);

- **Reaktory prędkie powielające FBR** (*Fast Breeder Reactors*). Aktualnie, nie są opracowywane żadne ewolucyjne typy reaktorów FBR. Rozważa się wiele konstrukcji reaktorów prędkich, będących koncepcjami reaktorów Generacji IV.

2.4 Generacja IV

Amerykański Departament Energii (US Department of Energy, DOE) utworzył w 2000 roku „Międzynarodowe Forum Generacji IV” (*Generation IV International Forum*, GIF). W chwili obecnej w tej inicjatywie udział bierze dziesięć państw członkowskich (Argentyna, Brazylia, Kanada, Francja, Japonia, Republika Korei, Republika Południowej Afryki, Szwajcaria, Zjednoczone Królestwo, Stany Zjednoczone), jak również EURATOM. Ich celem jest opracowanie innowacyjnych systemów jądrowych (reaktory oraz cykle paliwowe), mających osiągnąć techniczną dojrzałość około roku 2030. Wielu sugeruje, iż jest to założenie nadmierne optymistyczne. Reaktory Generacji IV są przedstawiane jako urządzenia wysoce ekonomiczne, zawierające poprawione systemy bezpieczeństwa, produkujące minimalne ilości odpadów oraz odporne na problemy rozprzestrzeniania broni jądrowej. Systemy Generacji IV powinny podchodzić do powyższych kwestii w sposób promujący większą publiczną akceptację. Cele reaktorów Generacji IV zostały zdefiniowane dla czterech obszarów:

- trwałość (*sustainability*),
- ekonomika,
- bezpieczeństwo i niezawodność,
- odporność na rozprzestrzenianie broni jądrowej oraz fizyczna ochrona.

Zorganizowano grupy międzynarodowych ekspertów wywodzących się z przemysłu, uniwersytetów oraz krajowych laboratoriów, celem wskazania oraz oceny systemów – kandydatów oraz celem zdefiniowania kierunków działalności badawczo-rozwojowej, wspierającej te systemy. Wskazano około 100 różnych projektów, jako potencjalnych kandydatów do dalszych prac oraz dokonano

ich oceny. Powyższe projekty obejmowały koncepcje należące do Generacji III+ oraz kilka projektów radykalnie różniących się od wszystkich znanych technologii. Na zakończenie tego procesu, wskazano do dalszego rozwoju sześć koncepcji (patrz poniżej). Zdaniem Forum GIF, niektóre z koncepcji mogą nie być wykonalne lub mogą nie nadawać się do zastosowania komercyjnego.

Aby zachęcać i wspomagać dalsze badania oraz rozwój reaktorów Generacji IV, Stany Zjednoczone, Kanada, Francja, Japonia oraz Zjednoczone Królestwo podpisały 28 lutego 2005 roku w Waszyngtonie Ramowe Porozumienie Forum Międzynarodowego (International Forum Framework Agreement). Specjalny nacisk, jak się wydaje, kładzie się na rozwój systemów wytwarzania wodoru oraz energii elektrycznej (NNF 2005a; Anderson 2005). W 2001 roku, IAEA podjęła podobną inicjatywę – Międzynarodowe Projekty Innowacyjnych Reaktorów Jądrowych oraz Cykli Paliwa (International Projects on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles, INPRO). INPRO ma za zadanie skoncentrowanie się na więcej, niż jednym systemie, zależnie od regionalnych potrzeb. Projekt jest finansowany z funduszy IAEA. W listopadzie 2004 roku, dwadzieścia jeden państw było członkami projektu INPRO². Forum GIF oraz projekt INPRO doszły do porozumienia, polegającego na sformalizowanej współpracy na poziomie technicznym (Stany Zjednoczone były niechętnie udziałowi w projekcie INPRO, ponieważ był on postrzegany jako inicjatywa inspirowana przez Rosję). (NUCWEK 14_02).

Wybrane koncepcje dla reaktorów Generacji IV

Jak wspomniano powyżej, w ramach Forum GIF do dalszego rozwoju wybrano sześć koncepcji. Zostały one skrótowo opisane poniżej.

System GFR (Gas-Cooled Fast Reactor)

Reaktor prędkiej chłodzony gazem GFR jest reaktorem chłodzonym helem, wykorzystującym neutrony prężne oraz stosującym zamknięty cykl paliwowy. Jest on przewidziany głównie do produkcji energii elektrycznej oraz prowadzenia gospodarki aktywnow-

2 Argentyna, Armenia, Brazylia, Bułgaria, Kanada, Chile, Chiny, Czechy, Francja, Niemcy, Indie, Indonezja, Korea Południowa, Pakistan, Federacja Rosyjska, Republika Południowej Afryki, Hiszpania, Szwajcaria, Holandia, Turcja oraz Komisja Europejska.

cam. System GFR nie jest przeznaczony do produkcji wodoru. Zakłada się, iż system GFR może skorzystać z rozwoju technologii HTGR (*High Temperature Gas-cooled Reactor* – reaktor wysokotemperaturowy chłodzony gazem, w którym także pojawia się wiele problemów; patrz opis technologii VHTR poniżej), jak również z rozwoju innowacyjnych typów paliwa oraz materiałów wysokotemperaturowych dla technologii VHTR. Mimo luk technologicznych, według Forum GIF, system GFR jest jednym z najlepszych, jeśli chodzi o trwałość (*sustainability*), ze względu na jego zamknięty cykl paliwowy oraz doskonałe wyniki, jeśli chodzi o gospodarkę aktywnościami. Jest klasyfikowany jako dobry, jeśli chodzi o bezpieczeństwo, ekonomikę, jak również odporność na rozprzestrzenianie broni jądrowej oraz stopień fizycznej ochrony. Reaktor GFR ma być szacunkowo gotowy do eksploatacji w 2025 roku (DOE 2002).

Wielu członków Forum GIF jest szczególnie zainteresowanych sekwencyjnym rozwojem systemu chłodzonego gazem: pierwszym krokiem na „drodze technologii gazowej” jest opracowanie modułowej technologii HTGR, drugim – stworzenie technologii VHTR, a trzecim – opracowanie technologii GFR (Carré 2004). Systemy chłodzone gazem VHTR oraz GFR są uznawane za priorytetowe w Europie oraz w Stanach Zjednoczonych.

System LFR (Lead-Cooled Fast Reactor)

Reaktory prędkie chłodzone ołowiem LFR są systemami chłodzonymi płynnym metalem (ołów lub też ołów/bizmut), wykorzystujących neutrony prędkie, z zamkniętym cyklem paliwowym. Planowany jest cykl paliwowy z pełnym recyklingiem aktywności. Planowane są różne rozmiary reaktorów, począwszy od „baterii” 50-150 MW poprzez modułowe jednostki o mocy 300-400 MW, aż po pojedynczą, dużą jednostkę o mocy 1200 MW. Bateria LFR stanowi montowaną fabrycznie, w systemie pod klucz, jednostkę o bardzo długim czasie życia rdzenia (10-30 lat). Jest przeznaczona dla małych sieci oraz dla krajów rozwijających się, które nie zamierzają wprowadzać infrastruktury cyklu paliwowego. Wśród koncepcji rozwiązań LFR, opcja baterii jest postrzegana jako najlepsza, jeśli chodzi o spełnienie celów Generacji IV. Z drugiej strony, wiąże się z największymi potrzebami badawczo-rozwojowymi oraz z najdłuższym czasem opracowywania.

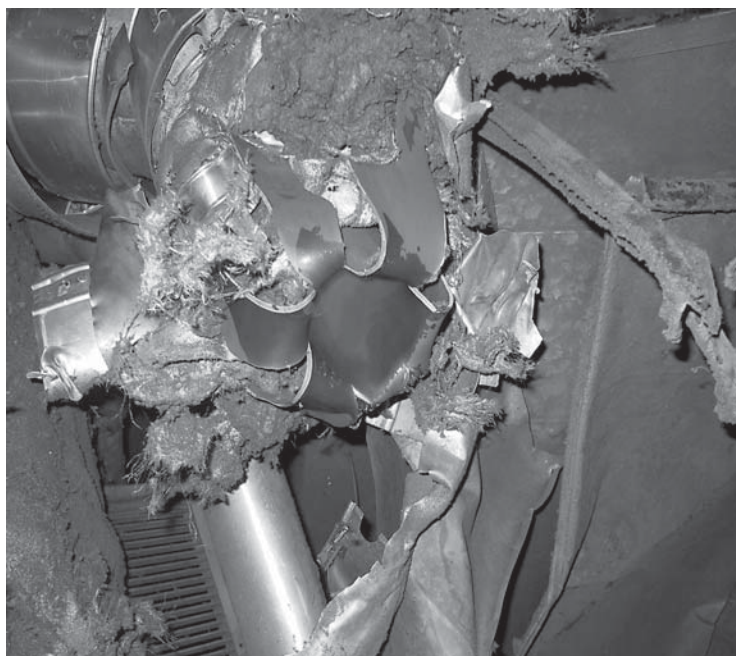
Pomimo, iż Rosja, gdzie znajduje się większość ekspertów technologii LFR, nie była członkiem Forum GIF, projekt ten odpowiada projektowi rosyjskiego reaktora BREST (NEI 2002a). BREST jest reaktorem wykorzystującym prędkie neutrony, o mocy 300 MW, chłodzonym ołowiem w obiegu pierwotnym. Pilotowy system jest aktualnie budowany w Biełojarsku [WANO 2004b].) Pośród członków Forum GIF, jedynie Szwajcaria jest realnie zainteresowana opracowywaniem technologii LFR. Stany Zjednoczone rozpoczęły pierwsze badania projektowe. Godnym uwagi jest projekt reaktora SSTAR (Mały Bezpieczny Autonomiczny Reaktor Przenośny – *Small Secure Transportable Autonomous Reactor*).

System LFR jest jednym z najlepszych, jeśli chodzi o trwałość, ze względu na zamknięty cykl paliwowy. Jest również jednym z najlepszych, jeśli chodzi o odporność na rozprzestrzenianie broni jądrowej oraz stopień fizycznej ochrony, z powodu wykorzystania rdzenia o długim czasie życia. Jest klasyfikowany jako dobry, jeśli chodzi o bezpieczeństwo i ekonomikę. System LFR ma być, szacunkowo, gotowy do eksploatacji w 2025 roku (DOE 2002).

System MSR (Molten Salt Reactor)

Reaktor chłodzony stopionymi solami MSR wykorzystuje neutrony termiczne oraz zamknięty cykl paliwowy. Paliwo uranowe jest rozpuszczane w chłodziwie – solach fluorku sodu – które przepływa przez kanały w grafitowym rdzeniu. Ciepło, bezpośrednio wytwarzane w stopionej soli, jest przekazywane do wtórnego obiegu chłodzenia, a następnie poprzez trzeci stopień wymiany ciepła do systemu wytwarzania energii. Tego typu reaktor jest przewidziany głównie do produkcji energii elektrycznej oraz do spalania odpadów. Elektrownia wzorcowa ma planowaną moc rzędu 1000 MW. Temperatura chłodziwa wynosi 700°C, a chłodziwo znajduje się pod bardzo małym ciśnieniem. Margines temperatury, do temperatury wrzenia soli (1400°C), jest bardzo duży.

Forum GIF wybrało technologię MSR jako najbardziej innowacyjną, inną od klasycznych rozwiązań. Z sześciu wybranych systemów reaktorów, koszty rozwoju technologii MSR są najwyższe (1 miliard USD). W sumie, zainteresowanie państw członkowskich Forum GIF technologią MSR jest raczej niewielkie. Wysokie koszty opracowania oraz wymagane ramy czasowe mogą wyeliminować system MSR spośród reaktorów Generacji IV (NUCWEK 02_05).



Wypadek w elektrowni jądrowej w Brunsbüttel (Północne Niemcy). Wybuch wodoru zniszczył tę rurę w pobliżu rdzenia reaktora. Operator elektrowni Hamburger Elektrizitätswerke (HEW, obecnie Vattenfall) nie poinformował opinii publicznej o wypadku przez dwa miesiące

System SCWR (Supercritical Water-Cooled Reactor)

Reaktor nadkrytyczny chłodzony wodą SCWR jest reaktorem wysokotemperaturowym, wysokociśnieniowym, chłodzonym wodą, który pracuje powyżej termodynamicznej krytycznej temperatury wody (to znaczy, przy ciśnieniu oraz temperaturze, w których nie ma różnicy pomiędzy fazą ciekłą oraz fazą gazową). Wzorcowy reaktor ma moc około 1700 MW, pracuje pod ciśnieniem 25 MPa, a temperatura na wyjściu reaktora wynosi 550°C. Paliwem jest tlenek uranu. Zastosowano pasywne zabezpieczenia, podobne do tych, stosowanych w uproszczonym wodnym reaktorze wrzącym SBWR (Simplified Boiling Water Reactor). Reaktor SCWR może zostać zbudowany jako reaktor wykorzystujący neutrony termiczne lub też reaktor wykorzystujący neutrony prędkie, ale aktualne prace na świecie dążą do konstrukcji wykorzystujących neutrony termiczne.

Termiczna wydajność reaktora SCWR może osiągać 44%, w porównaniu do 33–35% w reaktorach LWR. Ponieważ w rdzeniu nie dochodzi do zmiany fazy, a system wykorzystuje obieg bezpośredni (jak reaktory BWR), nie są wymagane separatory pary, suszarnie, układy ciśnieniowe oraz pompy recyrkulacyjne, co prowadzi do systemu znacznie prostszego i mniejszego, niż tradycyjne konstrukcje reaktorów, wykorzystujące lekką wodę (LWR). Oczekuje się, iż systemy SCWR będą bardziej ekonomiczne, niż technologia LWR, ze względu na uproszczenie konstrukcji bloku oraz wyższą wydajność termiczną. Rządy Japonii, Stanów Zjednoczonych oraz Kanady rozwijają technologię SCWR. Do dziś nie zbudowano żadnego prototypu.

Prawie wszyscy członkowie Forum GIF wykazują duże zainteresowanie rozwojem technologii SCWR – prawie równe zainteresowaniu reaktorami chłodzonymi gazem.

System SFR (Sodium-Cooled Fast Reactor)

Reaktor prędkie chłodzony sodem SFR jest reaktorem wykorzystującym prędkie neutrony oraz zamknięty cykl paliwowy. Istnieją dwie główne opcje: jedna, to reaktor średniej wielkości (150 do 500 MW), z paliwem wykorzystującym stopy metali oraz cyklem paliwowym opartym o powtórne, pirometalurgiczne przetwarzanie, w znajdujących się w pobliżu zakładach. Drugim rozwiązaniem są duże jednostki (500-1500 MW), stosujące paliwo MOX

(*mixed oxide*, paliwo z mieszanki tlenków) oraz cykl paliwowy, wykorzystujący wodne przetwarzanie w centralnej instalacji, obsługującej wiele reaktorów. Pierwotny system chłodzenia może być konstrukcji basenowej lub też pętlowej. Temperatura wyjściowa reaktora wynosi około 550°C (DOE 2002; Lineberry 2002).

Według Forum GIF, system SFR posiada najbardziej rozbudowane podstawy technologiczne, pozwalające na rozwój konstrukcji, spośród wszystkich koncepcji reaktorów Generacji IV. Posiadana wiedza jest jednak oparta głównie na starych typach reaktorów, które zostały już wyłączone z różnych powodów (bezpieczeństwo, ekonomika, opór ze strony ludności). Jedynie trzy prototypy reaktorów powielających, chłodzonych sodem, były eksploatowane w 2004 roku.

Ze względów historycznych oraz ze względu na znaczące zagrożenia związane z tą rodziną reaktorów, trudno jest zrozumieć, dlaczego reaktory SFR zostały wybrane przez Forum GIF. Według Forum GIF, badania dotyczące cyklu paliwowego oraz systemu reaktora są niezbędne do wdrożenia technologii SFR. Ponadto konieczne jest przeprowadzenie wielu prac, związanych z problemami bezpieczeństwa. Kluczowymi kwestiami jest potwierdzenie niezawodności pasywnej pętli sprzężenia zwrotnego z rozgrzanych struktur reaktora oraz dokonanie oceny jego długoterminowej zdolności do schłodzenia pozostałości tlenku lub metalu z paliwa, po wypadku o ograniczonym zasięgu (DOE 2002).

System VHTR (Very High-Temperature Reactor)

Reaktor wysokotemperaturowy VHTR wykorzystuje neutrony termiczne oraz cykl paliwowy pojedynczego przejścia przez reaktor (once-through). Koncepcja reaktora wzorcowego zawiera modyfikowany grafitem, chłodzony helem rdzeń, o mocy termicznej 600 MW, wykorzystujący pryzmatyczny blok paliwowy tak, jak w reaktorach GT-MHR lub też rdzeń z paliwem granulowanym, jak w reaktorze PBMR. Jest uznawany za najbardziej obiecującą konstrukcję oraz najefektywniejszy system produkcji wodoru – w oparciu o termochemiczny proces jodyna-siarka lub też w oparciu o ciepło, wodę oraz naturalny gaz, wykorzystując technologię reformingu parowego, przy temperaturach wyjściowych rdzenia przekraczających 1000°C. Technologia VHTR ma również umożliwić wytwarzanie energii elektrycznej z dużą sprawnością (ponad

50%, w temperaturze 1000°C). Planuje się bezpośrednie napędzanie helowej turbiny gazowej z obiegu pierwotnego chłodziwa. Jednakże, wysokowydajna helowa turbina gazowa nadal nie została opracowana. System VHTR wymaga znaczącego postępu w dziedzinie wydajności paliwa oraz materiałów wysokotemperaturowych (DOE 2002).

Reaktor VHTR jest następnym krokiem w ewolucyjnym rozwoju reaktorów wysokotemperaturowych chłodzonych gazem (HTGR). Technologia ta jest oparta na instalacjach pilotowych HTGR, wykorzystujących neutrony termiczne oraz na projektach demonstracyjnych, z których wszystkie funkcjonowały raczej krótko i bez większego powodzenia. Były to, przykładowo, mały reaktor eksperymentalny Dragon (moc termiczna 20 MW, 1966-1975, Zjednoczone Królestwo), reaktor AVR (15 MW, 1967-1988, Niemcy), reaktor THTR (308 MW, 1986-1988, Niemcy), jak również reaktory w stanach Zjednoczonych w Peach Bottom (42 MW, 1967-1974) oraz w Fort St. Vrain (342 MW, 1976-1989).

Ocena Generacji IV; wnioski

Nieprzewidziane problemy techniczne, wypadki, nierozwiązany problem odpadów promieniotwórczych, jak również wysokie koszty jądrowej energii elektrycznej, w połączeniu z brakiem publicznej akceptacji, muszą prowadzić do zmierzchu energetyki jądrowej. Powyższy wniosek stanowi podstawę inicjatywy Generacji IV amerykańskiego Departamentu Energii US DOE. Stworzono szyld, mający pozwolić sprzedać opinii publicznej iluzję zupełnie nowej Generacji reaktorów, które są aktualnie opracowywane, które są wolne od problemów trapiących istniejące elektrownie jądrowe.

Głównym celem projektu inicjatywy Generacji IV jest zapewnienie funduszy na dalsze badania nad energetyką jądrową. Aktualnie, na badania i rozwój energetyki jądrowej przeznaczane są wciąż duże fundusze – w latach 1991-2001 połowa budżetu na badania i rozwój w dziedzinie energetyki (87,6 miliarda USD) została wydana przez dwadzieścia sześć państw członków OECD, na badania związane z energetyką jądrową, a zaledwie 8 procent na badania nad odnawialnymi źródłami energii (Schneider 2004). Stopniowo ma jednak miejsce odejście od energetyki jądrowej. Inicjatywa Generacji IV próbuje odwrócić tę tendencję, czyniąc

energię nuklearną atrakcyjną oraz przedstawiając ją jako trwałą (*sustainable*) oraz nie emitującą dwutlenku węgla – zalety zarezerwowane (w sposób uzasadniony) dla odnawialnych źródeł energii.

Strategia ta ma pomóc przeżyć przemysłowi nuklearnemu oraz instytucjom związanym z badaniami nad energetyką jądrową. Czy doprowadzi to do opracowania nowych typów reaktorów, pozostaje wciąż bardzo wątpliwe. Szacowane koszty rozwoju sześciu koncepcji systemów Generacji IV wynoszą około 6 miliardów USD (około 600 do 1000 milionów USD na jeden system, plus około 700 milionów USD na wspólne badania) (DOE 2002). Jest bardzo prawdopodobne, iż koszty oraz planowane czasy rozwinięcia systemów zostaną przekroczone. Według francuskiego rządu, jednego z najmocniej popierających program Forum GIF, Generacja IV „będzie w najlepszym wypadku gotowa do komercyjnego wykorzystania około roku 2045”, (NUCWEEK 20_04), a nie około roku 2030, jak to oficjalnie planuje Forum GIF.

Należy również zauważyć, iż na dzisiejszym uwolnionym rynku energii, energia jądrowa nie jest konkurencyjna w stosunku do energii opartej na gazie albo na węglu (MIT 2003), jak również w stosunku do energii wiatrowej. Ostatnio opublikowane wyniki badań pokazują, iż przy takim samym poziomie inwestycji, wiatr pozwala uzyskać 2,3 razy więcej energii, niż reaktor jądrowy (GREENPEACE 2003).

Od początku wykorzystywania elektrowni jądrowych w latach pięćdziesiątych, rozmiary reaktorów wzrosły od 60 MW, do ponad 1300 MW, przy odpowiednich oszczędnościach, jeśli chodzi o koszty eksploatacji. Obecnie dąży się do opracowywania mniejszych jednostek, które można byłoby budować jako niezależnie jednostki lub też jako elementy większego kompleksu, którego moc można byłoby zwiększać stopniowo, odpowiednio do potrzeb. Głównym celem opracowywania małych elektrowni jądrowych jest redukcja ryzyka finansowego oraz potrzeba ich integracji w ramach mniejszych sieci, w wielu krajach rozwijających się (WANO 2005). Największy wzrost wykorzystania energetyki jądrowej przewiduje się w krajach rozwijających się, gdzie widzi się potencjalny rynek dla reaktorów Generacji IV. Jednakże, eksperci IAEA wyrażają głośno swoje wątpliwości, w kwestii tych przewidywań: kraje rozwijające się nie zamówią nowych elektrowni jądrowych, które nie dowiodły możliwości ich budowy oraz eksplo-

atacji. Państwa te nie będą chciały mieć zupełnie nowych typów elektrowni jądrowych chyba, że zostaną one zbudowane i będą z powodzeniem eksploatowane w innych krajach (NPJ 2002).

Co więcej, opinia głosząca, iż uczynienie cen energii jądrowej konkurencyjnymi jest możliwe jedynie poprzez wykorzystanie małych modułów, nie jest podzielana przez wszystkich ekspertów od energetyki jądrowej.

Inny sposób poprawy ekonomiki energetyki jądrowej, przewidziany w wielu koncepcjach systemu Generacji IV, polega na produkcji wodoru. „Wodór jest jednym z trzech filarów nadziei energetyki jądrowej na przyszłość (pozostałymi są potrzeba rezygnacji z paliw kopalnych oraz zwiększone zapotrzebowanie na energię w krajach rozwijających się)” (Gorden 2004).

Według Forum GIF, zamknięty cykl paliwowy stanowi główną zaletę koncepcji systemów Generacji IV. Wymaga on powtórnego przetworzenia zużytego paliwa, celem odzyskania z niego plutonu, a następnie wykorzystania plutonu jako paliwa. Wiąże się to z poważnymi problemami, dotyczącymi rozprzestrzeniania broni jądrowej, szczególnie, jeśli te typy reaktorów rozprzestrzenia się szeroko na całym świecie. Przetwarzanie plutonu było bardzo krytykowane, ze względu na negatywny wpływ na środowisko, jak również, ze względu na koszty oraz kwestie bezpieczeństwa. Rozpowszechnienie zamkniętego cyklu paliwowego wymaga zmiany polityki dotyczącej nierozprzestrzeniania broni jądrowej w wielu krajach, w tym w Stanach Zjednoczonych oraz zmiany aktualnej polityki dotyczącej przemysłu w większości krajów dysponujących technologią jądrową. Ruch w kierunku rozpowszechnienia reaktorów Generacji IV, wykorzystujących zamknięty cykl paliwowy, wymagałby ogromnych inwestycji w budowę zakładów przetwarzania paliwa jądrowego.

Wreszcie, koszty takich koncepcji cyklu paliwowego – wykorzystanie przetwarzania paliwa jądrowego – byłyby bardzo wysokie. Zgodnie z wynikami badania „The Future of Nuclear” („Przyszłość energii jądrowej”) opublikowanego ostatnio przez amerykański Massachusetts Institute of Technology (MIT 2003), nie potwierdzono, jak dotąd w sposób przekonujący, że długoterminowe korzyści z zagospodarowania odpadów przy użyciu zaawansowanych, zamkniętych cykli paliwowych, polegających na powtórным przetwarzaniu paliwa, nie zostaną zniwelowane przez

doraźne zagrożenia oraz koszty, w tym zagrożenia związane z rozpowszechnianiem broni jądrowej. W badaniu opublikowanym przez MIT stwierdzono również, iż koszt paliwa w cyklu zamkniętym, włączając w to koszty magazynowania odpadów oraz opłat za zagospodarowanie odpadów, będą około 4,5 razy większe od kosztów dla cyklu paliwowego z pojedynczym przejściem paliwa przez reaktor (*once-through cycle*). Brakiem realizmu jest oczekiwanie, że powstanie kiedykolwiek nowy typ reaktora oraz nowy cykl paliwowy, które pozwolą rozwiązać równocześnie problemy kosztów, bezpiecznego zagospodarowania odpadów oraz rozpowszechniania broni jądrowej. W rezultacie, we wspomnianym powyżej badaniu stwierdzono, iż cykl paliwowy pojedynczego przejścia przez reaktor najlepiej spełnia kryterium kosztów oraz zapobiegania rozpowszechnianiu broni jądrowej (NEI 2003c).

W przypadku reaktorów termicznych „trwałość” (*sustainability*) ma zostać uzyskana poprzez większe wzbogacenie paliwa. Nie rozwiązuje to jednak problemu odpadów. Wręcz przeciwnie, eksperci wskazują, iż tak zwane elementy paliwowe o wysokim stopniu wypalenia będą prowadziły do dodatkowych problemów, nie tylko w trakcie eksploatacji reaktora, ale też w trakcie przejściowego przechowywania oraz ostatecznej utylizacji (Born 2002).

Jak można było tego oczekiwać, w najbliższym czasie wysiłki zostaną skoncentrowane na reaktorach termicznych. Zgodnie z niedawnym oświadczeniem amerykańskiego Departamentu Energii US DOE, wysiłki Forum GIF zostały podzielone na krótkoterminowe prace nad termicznymi systemami Generacji IV–A, które będą wykorzystywały wysoki stopień wypalenia paliwa, oraz na prace długoterminowe nad systemami Generacji IV–B, które będą wykorzystywały reaktory prężne (Fabian 2004).

Podsumowując, reaktory Generacji IV są dalekie od celu, czyli zdolności do skutecznej minimalizacji ilości odpadów promieniotwórczych oraz ich zagospodarowania.

Poza faktem, że nie są one ekonomicznie uzasadnione, wraz z procesem powtórnego przetwarzania paliwa, związanego z oddzielaniem plutonu, pojawiają się poważne obawy, związane z rozpowszechnianiem broni jądrowej. Instytut Kontroli Nuklearnej NCI (Nuclear Control Institute) ostrzegł, iż przetwarzanie zużytego paliwa jądrowego nie stanowi gwarancji zabezpieczenia przed proliferacją (ENS 2004). Co więcej, rosnące obawy, do-

tyczące bezpiecznego transportu materiałów nuklearnych oraz bezpieczeństwa elektrowni jądrowych – wobec zagrożeń terrorystycznych, nie są brane odpowiednio pod uwagę w żadnej z powyższych koncepcji.

Jeśli chodzi o problem proliferacji, akceptuje się ogólnie, iż nie ma praktycznej możliwości sprawienia, czy cywilne jądrowe instalacje energetyczne będą odporne na rozprzestrzenianie broni jądrowej. Tym samym, nie można oczekiwać, aby systemy Generacji IV poczyniły duży krok naprzód w tej dziedzinie (Anderson 2005).

Urzędy regulacji, odpowiedzialne za kwestie nuklearne w Stanach Zjednoczonych, nie są nastawione entuzjastycznie do nowych koncepcji reaktorów. Nowe elektrownie jądrowe powinny zostać oparte, jak to stwierdził komisarz amerykańskiej Nuklearnej Komisji Regulacyjnej (Nuclear Regulatory Commission, NRC), na ewolucji, a nie rewolucji technologicznej. Komisarz ostrzegał przed „nadmierną liczbą innowacji”, które mogłyby prowadzić do nowych problemów z niesprawdzonymi rozwiązaniami i wezwał przemysł, aby nie „obiecywał zbyt dużo” ze strony nowych systemów reaktorów (NNF 2005b).

Nawet przedstawiciele przemysłu nuklearnego są nastawieni sceptycznie do systemów Generacji IV. „Wiemy, iż moderowany papierem, chłodzony tuszem reaktor jest najbezpieczniejszy ze wszystkich. Wszelkiego rodzaju nieprzewidziane zdarzenia mogą mieć miejsce po uruchomieniu projektu” (Güldner 2003).

Bliższe przyjrzenie się koncepcjom technicznym pokazuje, iż wiele problemów, związanych z bezpieczeństwem, pozostaje wciąż zupełnie nierozwiązanych. Czasami rozwiązania pewnych kwestii bezpieczeństwa prowadzą do nowych problemów na tym polu. Nawet sami stratedzy Generacji IV nie oczekują znaczącej poprawy w kwestii odporności na proliferację.

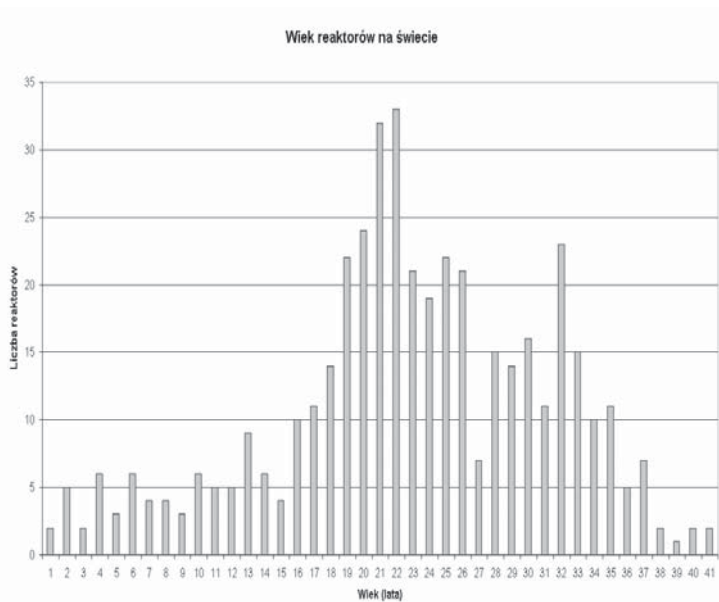
Nawet rzeczywisty postęp technologiczny, który mógłby mieć miejsce, zostanie wdrożony jedynie wtedy, gdy jego koszty nie będą zbyt duże. Istnieje przepaść pomiędzy chwytliwymi hasłami, wykorzystywanymi do opisu systemów Generacji IV na użytek mediów, polityków oraz opinii publicznej, a siłą sprawczą całej inicjatywy, którą jest ekonomiczna konkurencyjność.

Faktem jest, iż bardzo duże sumy pieniędzy mają być zainwestowane w działania, które wcale nie rozwiążą problemów energetyki jądrowej – pieniądze, które mogłyby zostać lepiej wykorzystane.

3 Starzenie się, przedłużenie czasu eksploatacji³ i bezpieczeństwo

Istnieje ogólna zgodność, co do kwestii, że przedłużenie czasu życia reaktorów jest dzisiaj najważniejszym problemem dla przemysłu nuklearnego. Międzynarodowa Agencja Energii podsumowała to w następujący sposób (IEA 2001): „Jeśli nie będzie zmiany polityki w stosunku do energii atomowej, długość życia elektrowni jądrowej stanowi najważniejszy czynnik, decydujący o produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w nadchodzącej dekadzie”.

Rys. 1. Wiek reaktorów na świecie



Źródło: IAEA, PRIS, 2005

Na całym świecie w ciągu ostatnich dwóch dekad zaistniała ogólna tendencja przeciwko zamawianiu nowych reaktorów jądrowych. Zostało to spowodowane przez szereg czynników: strach przed wypadkiem – w następstwie awarii w elektrowni Three Mile Island, elektrowni w Czarnobylu oraz elektrowni Monju;

historyczny nadmiar mocy elektrowni; dokładniejsza analiza ekonomiki oraz finansowania nuklearnej energii elektrycznej wraz z liberalizacją rynku energii elektrycznej; wreszcie czynniki środowiskowe, takie, jak gospodarka odpadami oraz składowiska odpadów radioaktywnych. W konsekwencji braku zamówień, średni wiek reaktorów jądrowych wzrósł i wyniósł w 2004 roku 21 lat (Schneider 2004).

W chwili ich budowy zakładano często, iż nie będą one eksploatowane dłużej niż 40 lat. Jednakże obecnie, aby zachować udział w rynku energii elektrycznej oraz maksymalizować zyski – przy, w teorii, dużych kosztach budowy oraz likwidacji – przedłużenie czasu eksploatacji wydaje się atrakcyjną ofertą dla operatorów elektrowni jądrowych.

3.1 Co to jest starzenie się?

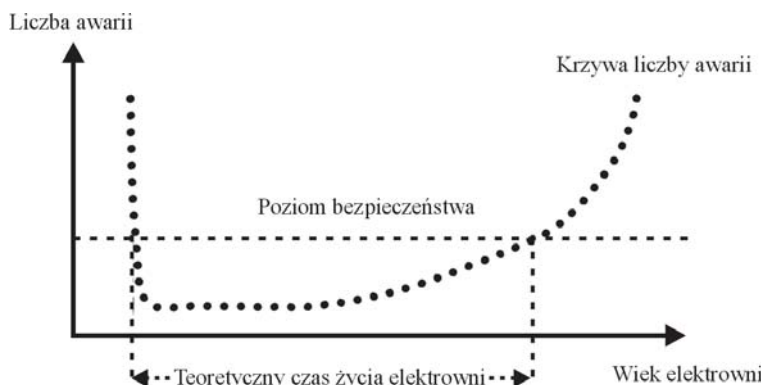
W zakładzie przemysłowym, właściwości materiałów pogarszają się w trakcie eksploatacji, ze względu na obciążenia, którym są poddawane elementy. Agencja IAEA definiuje starzenie się jako ciągłą, zależną od czasu obniżanie się jakości materiałów, spowodowaną przez warunki eksploatacji (IAEA 1990).

Procesy starzenia są trudne do wykrycia, ponieważ zachodzą zazwyczaj na poziomie mikroskopowym wewnętrznej struktury materiałów. Stają się często widoczne dopiero po uszkodzeniu elementu – na przykład w przypadku rury – po jej pęknięciu.

Liczba awarii jest zazwyczaj większa zaraz po uruchomieniu elektrowni, kiedy stają się widoczne błędy konstrukcyjne lub projektowe niedociągnięcia. Na tym etapie dużo wysiłku poświęca się usunięciu powyższych błędów, ponieważ istnieje ekonomiczna zachęta, do jak najszybszego zapewnienia płynnej eksploatacji elektrowni. W „średnim wieku” życia elektrowni liczba problemów jest najczęściej minimalna. Później, wraz z procesem starzenia się, liczba awarii będzie stopniowo rosła. W wyniku tego otrzymuje się krzywą o kształcie „wanny”, pokazaną na rysunku poniżej:

Proces ten nie zawsze jest łatwy do identyfikacji oraz śledzenia, co w znaczący sposób powoduje wzrost zagrożenia w elektrowniach. W przypadku elektrowni jądrowej, niezależnie od typu reaktora, etap starzenia rozpocznie się po około dwudziestu latach eksploatacji. Jest to jednak jedynie ogólna reguła, a procesy starzenia mogą rozpocząć się wcześniej.

Rys. 2. Typowa krzywa liczby awarii w elektrowni jądrowej



Wraz ze starzeniem się elektrowni jądrowych na świecie, pojawiają się starania, mające na celu bagatelizowanie roli procesu starzenia. Starania te obejmują wygodne ograniczanie definicji starzenia się. W wynikach niemieckich badań z końca lat dziewięćdziesiątych, uszkodzenia wywołane procesem starzenia się zostały ograniczone do uszkodzeń spowodowanych przez nieprzewidziane obciążenia, występujących w trakcie eksploatacji, w sytuacji zgodności projektu oraz jego eksploatacji z wymaganiami. Uszkodzenia występujące w późniejszym okresie eksploatacji elektrowni, związane z projektowaniem, produkcją, oddaniem do eksploatacji lub też samą eksploatacją niezgodną z wymaganiami, nie są traktowane jako związane z procesami starzenia się (Liemersdorf 1998). Na tej podstawie, zgodnie z wynikami ostatnich badań, jedynie niewielka część awarii w niemieckich elektrowniach jądrowych jest spowodowana ich starzeniem. Takie zawężenie jest jednak niedopuszczalne.

3.2 Procesy starzenia się

Starzenie się ma miejsce już w okresie uznawanym za typowy okres komercyjnej eksploatacji (30-40 lat). Naturalnie, wraz z

programem przedłużenia czasu eksploatacji (PLEX) mechanizmy starzenia staną się jeszcze ważniejsze wraz z upływem lat, wpływając na całkowity stopień zagrożenia elektrowni.

Najważniejszymi zjawiskami, wpływającymi na procesy starzenia się w elektrowni jądrowej są (Meyer 1998):

- napromieniowanie,
- obciążenia termiczne,
- obciążenia mechaniczne,
- procesy korozyjne, ścierne oraz erozyjne,
- połączenie wyżej wymienionych procesów.

Zmiany mechanicznych właściwości nie mogą zostać w wielu przypadkach stwierdzone za pomocą badań nieniszczących. Tym samym, trudno jest otrzymać wiarygodną, ostrożną ocenę aktualnego stanu materiałów. W wielu przypadkach badania nieniszczące pozwalają na monitorowanie powstawania pęknięć, zmian powierzchniowych oraz zmniejszania grubości ścian. Jednak ze względu na ograniczoną dostępność, spowodowaną ułożeniem elementów oraz/i wysokim poziomem promieniowania, nie wszystkie elementy mogą być zbadane w 100%. Konieczne jest zatem opieranie się na modelach obliczeniowych, celem określenia obciążeń oraz ich wpływu na materiały. Modele te mogą być zatwierdzone jedynie za pomocą uproszczonych systemów, próbek lub makiet. Niemierzalne niepewności pozostają. Nawet najbardziej skomplikowane obliczenia nie mogą objąć wszystkich, wyobraźalnych synergicznych efektów. Wraz ze starzeniem się elektrowni, mogą mieć miejsce uszkodzenia mechanizmów, które nie zostały przewidziane lub uszkodzenia, które zostały wykluczone (np. pęknięcia spowodowane korozją i zmęczeniem materiału w stalach austenicznych, stabilizowanych tytanem), zaostrzając procesy starzenia.

Pomiary w celu monitorowania oraz kontroli procesów starzenia są nazywane procesem zarządzania starzeniem (*ageing management*). Zarządzanie starzeniem obejmuje programy badawcze, z wykorzystaniem próbek, badanych w warunkach przyspieszonego starzenia oraz zapobiegawcze wymiany elementów, w przypadku stwierdzenia pęknięć lub też innych uszkodzeń, znalezionych w trakcie inspekcji. Zarządzanie obejmuje również optymalizację

procedur operacyjnych, celem zmniejszenia obciążeń. W Stanach Zjednoczonych opracowano odpowiedni program zarządzania starzeniem dla zbiorników ciśnieniowych (ograniczone w czasie analizy starzenia) (Rinckel 1998).

Nowe całościowe metody monitorowania eksploatacji elektrowni jądrowych opracowano w późnych latach 90. Próbuje się w nich przewidzieć przyszłe zachowanie poszczególnych komponentów na podstawie ograniczonych, znanych informacji. Powodem ich rozwinięcia był rosnący wiek elektrowni jądrowych na świecie, jak też dążenie do przedłużenia okresu ich eksploatacji. Celem jest, z jednej strony, dojście do programów inspekcyjnych, które byłyby efektywne i pozwoliły zyskać na czasie; z drugiej – chodzi o uniknięcie konkretnych awarii, skrócenie przestojów, poprawienie ekonomiki oraz bezpieczeństwa reaktora (Ali 1998; Bartonicek 1998; Bicego 1998; Duthie 1998; Esselmann 1998; Hienstorfer 1998; Roos 1998).

3.3 Wpływ starzenia na poszczególne elementy

Starzenie może przejawiać się na różne sposoby, w różnych elementach. W zasadzie wszystkie komponenty elektrowni jądrowej podlegają zmianom właściwości materiałów, co prowadzi do redukcji ich funkcjonalności. Zagrożenia eksploatacyjne, które rosną wraz z czasem, są potęgowane poprzez połączenie wszystkich tych negatywnych zmian, których nie da się modelować lub ocenić w sposób mierzalny. W trakcie konserwacji oraz zarządzania starzeniem, operatorzy elektrowni jądrowych muszą reagować na uszkodzenia, poprzez naprawy oraz wymianę elementów. Doświadczenia pokazują, że mogą mieć miejsce uszkodzenia spowodowane upływem czasu oraz, ponownie, nieoczekiwane, związane ze starzeniem – przykładowo, pęknięcia grafitu wykryte w brytyjskich reaktorach AGR w 2004 roku albo pęknięcia rur ze stali austenicznej w niemieckich reaktorach BWR, we wczesnych latach dziewięćdziesiątych. Materiały, które stają się kruche, są szczególnie dużym problemem w rurach ciśnieniowych reaktorów CANDU oraz RBMK, ponieważ materiał, z którego wykonane są te rury, znajduje się wewnątrz rdzenia i tym samym, jest szczególnie silnie bombardowany neutronami. W przypadku obydwu powyższych typów reaktorów, wprowadzono rozbudowane programy wymiany rur ciśnieniowych.

Reaktory moderowane grafitem mają szczególne problemy, związane ze starzeniem się grafitu. Zaobserwowano ostatnio pęknięcia grafitu w reaktorach AGR, które mogą stanowić zagrożenie dla integralności rdzenia. W reaktorach RBMK, rozszerzanie się grafitu może prowadzić do zamykania odstępów.

Starzenie się stanowi szczególnie poważny problem w przypadku elementów pasywnych, to znaczy komponentów pozbawionych elementów ruchomych. Trudno jest często wykryć zjawiska starzenia się. Zazwyczaj nie przewidywano wymiany elementów takich, jak rurociągi lub też elementy grafitowe i nie zabezpieczono takiej możliwości.

Jeśli chodzi o elementy aktywne, takie, jak pompy albo zawory, ich uszkodzenia uwidaczniają się zazwyczaj w sposób oczywisty, a wymiana elementów może często zostać przeprowadzona w czasie normalnych prac konserwacyjnych. Starzenie się elementów aktywnych nie może zostać pominięte jako czynnik zagrożenia, czego przykładem jest możliwość katastrofalnego uszkodzenia głównych pomp chłodziwa. W układach elektrycznych oraz elektronicznych, uszkodzenia mogą również się kumulować w sposób niezauważalny, aż do osiągnięcia punktu, w którym dojdzie do dramatycznej awarii.

Różne indywidualne problemy, związane ze starzeniem, były szczegółowo badane w przeszłości. Szereg mechanizmów jest znanych; ale niezależnie od tego, nie są one do końca zrozumiane.

Na przykład wpływ dawki promieniowania na kruchość stali, która staje się krucha pod wpływem promieniowania, jest znany od wielu lat. Nie udaje się jednak wciąż opisać tego zjawiska w sposób wiarygodny i skwantyfikowany, co prowadzi do zwiększenia zagrożenia pęknięcia zbiornika ciśnieniowego, w starszych elektrowniach jądrowych. Innym, nie do końca zrozumianym problemem, jest rozprzestrzenianie się pęknięć w rurach, wykonanych ze stali austenicznej.

Brak pełnej wiedzy w krytycznych obszarach jest oczywiście potęgowany przez wydłużanie okresu eksploatacji elektrowni. Przykładowo, jeśli chodzi o przewidywanie kruchości wywołanej neutronami, istnieją standardowe programy nadzoru, pozwalające monitorować stan zbiorników ciśnieniowych reaktorów, w trakcie ich czasu życia (zazwyczaj do czterdziestu lat eksploatacji).

W Hiszpanii, w której operatorzy myślą o przedłużeniu cza- 100

su eksploatacji z czterdziestu do sześćdziesięciu lat, wykazano, iż konieczne jest wprowadzenie modyfikacji do istniejących programów nadzoru, aby zapewnić bardziej precyzyjną ocenę integralności zbiorników ciśnieniowych reaktorów (Ballesteros 2004). Jest to bardzo problematyczne, ponieważ programy nadzoru wymagają napromieniowania próbek przez lata i dla uzyskania najbardziej wiarygodnych informacji, muszą być planowane przed uruchomieniem reaktora, a nie po kilku dekadach jego eksploatacji.

Proces starzenia może mieć daleko idący wpływ w innych obszarach, które nie są natychmiast widoczne. Przykładowo, grupa robocza utworzona przez amerykańską NRC ("Fire Induced Damage to Electrical Cables and Circuits" – Uszkodzenia przewodów i obwodów elektrycznych wywołane pożarami) stwierdziła, iż w starzejących się elektrowniach, w których materiały izolacyjne tracą swoje właściwości, częstotliwość zwarć oraz będących ich skutkiem pożarów przewodów, będzie wzrastać. Może to prowadzić, na przykład, do błędnego uruchomienia zaworów systemów bezpieczeństwa i stwarza większe zapotrzebowanie na środki ochrony przeciwpożarowej (Röwekamp 2004).

Niektóre z najważniejszych problemów, związanych z wiekiem, szczególnie w reaktorach wykorzystujących lekką wodę (reaktory PWR, w tym WWER oraz BWR), podano poniżej.

Zbiornik ciśnieniowy reaktora

- *Materiały znajdujące się blisko rdzenia:* kruchość (zmniejszenie wytrzymałości, przesunięcie temperatury przejścia plastyczny–kruchy) ze względu na napromieniowanie neutronami. Zjawisko to jest szczególnie groźne, jeśli w materiale obecne są zanieczyszczenia. Miedź oraz fosfor przyspieszają to zjawisko, jak również nikiel przy bardzo wysokich poziomach przepływu neutronów, które mają miejsce w zbiornikach ciśnieniowych reaktorów WWER. Kruchość wywołana neutronami ma największe znaczenie w reaktorach PWR. Ze względu na wpływ efektu przepływu (większe uszkodzenia przy mniejszych poziomach przepływu dla danej całkowitej dawki), zjawisko to może mieć również znaczenie w reaktorach BWR.
- *Spawy:* powiększanie się pęknięć ze względu na zmieniające się obciążenia termiczne oraz mechaniczne. W przypadku reaktorów PWR ma to miejsce szczególnie w kruchych (w wyniku

działania neutronów) spawach, znajdujących blisko rdzenia; w przypadku reaktorów BWR, w spawach wzdłużnych.

- *Przebicia pokrywy zbiornika ciśnieniowego*: pojawianie się pęknięć oraz ich powiększanie się, spowodowane mechanizmami korozji; dotyczy reaktorów PWR (Meyer 1998).
- *Przebicia dołu zbiornika ciśnieniowego*: uszkodzenia spowodowane przez korozję, zjawiska cienne oraz termiczno–mechaniczne zmęczenie materiału; dotyczy reaktorów BWR.
- *Wnętrze rdzenia, osłona rdzenia*: kruchość spowodowana wysokim poziomem przepływu neutronów, jak również uszkodzenia spowodowane korozją oraz erozją. Można je stwierdzić jedynie wizualnie. Jeśli wykorzystano materiały zawierające kobalt, istnieje dodatkowe niebezpieczeństwo dostania się aktywowanego kobaltu do wody obiegu chłodzenia, co prowadzi do problemów skażenia, na przykład w trakcie wymiany paliwa. Dotyczy reaktorów PWR oraz BWR.

Rurociągi

We wszystkich niemieckich reaktorach BWR stwierdzono pęknięcia w rurach stabilizowanych tytanem, wykonanych z austenicznej stali, które są głównie wywołane przez pęknięcia naprężeniowe, wywołane korozją (Erve 1994). Stal austeniczna jest typem stali optymalizowanej ze względu na jej odporność na korozję. Ze względu na łagodniejszą chemicznie wodę, pęknięcia naprężeniowe wywołane korozją nie powinny pojawiać się w reaktorach PWR. Jednakże korozja oraz erozja wywołana naprężeniami może występować w przypadku dłuższych czasów eksploatacji. Oprócz naprężeń mechanicznych, rośnie wpływ obciążeń termicznych, który nie jest dostatecznie dobrze poznany (ze względu na termiczne uwarstwienie). Obciążenia termiczne są większe, niż to zakładano w specyfikacjach technicznych elektrowni (Zaiss 1994). Zmniejszanie się grubości ścianek oraz zmęczenie materiału, spowodowane drganiami rezonansowymi, uderzeniami wody itp., są bardzo trudne do monitorowania. Ze wszystkich powyższych powodów, prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń wzrasta wraz z wiekiem materiałów.

W związku z problemem pęknięć rurociągów, coraz częściej wykorzystuje się kryterium „przecieku przed pęknięciem”. We-

dług tego kryterium, można wykrywać przecieki, zanim dojdzie do niebezpiecznego pęknięcia. Jednakże, całkowite pęknięcia, jakby zadziałała gilotyna, miały już miejsce w elektrowniach jądrowych – przykładowo w Surry – w 1987 roku oraz w Loviisa – w 1990 roku, gdzie doszło do pęknięcia w obwodzie wtórnym, bez wcześniejszego przecieku (Ahlstrand 1991). W lutym 1992 roku, nagle pęknięcie, kruchej z powodu działania temperatury rury doprowadzającej wodę, miało miejsce w konwencjonalnej elektrowni Kardias-1 w Grecji (Jansky 1993). Należy więc obawiać się, iż w niesprzyjających warunkach, może dochodzić do pęknięć bez wcześniejszego występowania przecieków.

Główne pompy chłodziwa

Pojawianie się oraz powiększanie pęknięć może mieć miejsce ze względu na procesy zmęczeniowe, spowodowane działaniem temperatury oraz wysokiej częstotliwości, w połączeniu ze zjawiskami korozyjnymi. Kontrole są trudne. Problem ten dotyczy reaktorów PWR oraz BWR. W normach nuklearnych ASME (Stany Zjednoczone) oraz KTA (Niemcy), w trakcie opracowywania zmęczeniowych krzywych projektowych, wpływ korozji został, jak się wydaje, niedoceniony (Rinckel 1998). Tym samym, mimo założenia wystarczającej wytrzymałości w czasie, doszło do pęknięć osi pomp, po relatywnie krótkich okresach ich eksploatacji – na przykład po czterech latach (Schulz 1987).

Wytwornice pary

Uszkodzenia spowodowane korozją oraz erozją, jak również zmniejszenie grubości ścianek w rurach wytwornic pary, doprowadziło do wprowadzenia szerokich działań zarządzania starzeniem na całym świecie. W ostatnich latach, działania te obejmują w coraz większym stopniu wszystkie elementy (Meyer 1998). Oczywiście, problemy te dotyczą jedynie reaktorów PWR, a w szczególności reaktorów WWR-1000.

Turbiny

Wystąpienia zjawisk starzenia spowodowanych korozją, erozją oraz termiczno-mechanicznym zmęczeniem materiałów należy spodziewać się w obudowach turbin, osiach turbin oraz ich łopatkach. Duże części zawierają zawsze niejednorodności (wtrącenia,

podziały, małe pęknięcia), które mogą prowadzić do uszkodzeń spowodowanych wyżej wymienionymi czynnikami. Zjawisko zwiększania się stopnia kruchości zaobserwowano w materiałach, z których są wykonane osie turbin (stal 12Cr oraz stellite 6B). Jest spowodowane erozją wywołaną uderzeniami cieczy (Lee 1998).

Konstrukcje betonowe

Elementy konstrukcyjne takie, jak elementy żelbetonowe obudowy bezpieczeństwa, zewnętrzne elementy ochronne budynków, tarcze biologiczne, konstrukcje fundamentów oraz wieże chłodnicze są narażone na obciążenia termo–mechaniczne, jak również na działanie czynników atmosferycznych i chemicznych oraz częściowo, na duże dawki promieniowania. Dotyczy to reaktorów PWR oraz BWR. Uszkodzenia wywołane korozją elementów zbrojeniowych są trudne do skontrolowania. Tym samym, może dojść w sposób niezauważony, do osłabienia konstrukcji. Mechanizmy powstawania uszkodzeń żelbetonu w wyniku procesu korozji, podobnego do wpływu dużych dawek promieniowania, nie są wciąż do końca poznane. Szczególnie trudno jest ocenić elementy probabilistyczne opracowanych modeli oraz potwierdzić je eksperymentalnie (Naus 1996).

W Stanach Zjednoczonych utworzono bank danych (Structural Materials' Information Center – Centrum Informacyjne Materiałów Konstrukcyjnych), którego celem jest ocena wpływów środowiskowych oraz czynników starzenia na żelbeton. Obszerne badania francuskich wież chłodniczych doprowadziły do wniosku, iż bardzo prawdopodobne jest osiągnięcie projektowanego czasu życia, wynoszącego 40 lat, jednak marginesy bezpieczeństwa są dużo mniejsze, niż zakładano (Bolvin 1993). W Szwajcarii w 1991 roku rozpoczęto systematyczny program kontroli procesu starzenia się konstrukcji elektrowni jądrowych (Zwicky 1993).

Analizy bezpieczeństwa sejsmicznego są zazwyczaj przeprowadzane dla parametrów projektowych materiałów. Mimo wagi problemu, jak dotąd, mało uwagi poświęcono, w tym kontekście, osłabieniu konstrukcji w związku ze zjawiskami starzenia: „Ocena obciążeń sejsmicznych jest szczególnie ważna, ponieważ osłabione konstrukcje albo elementy mogą być bardziej wrażliwe na obciążenia sejsmiczne. Z punktu widzenia analizy sejsmicznej, starzenie lub też utrata parametrów mogą wpłynąć na dynamiczne

właściwości, reakcję konstrukcji, odporność lub obciążenia, sposoby oraz miejsca powstawania uszkodzeń” (Shao 1998).

Przewody

Na początku, wraz ze wzrostem wieku kabli, osłabieniu ulega ich mechaniczna stabilność, z powodu kruszenia się warstw izolacyjnych. Początkowo, nie ma to wpływu na właściwości elektryczne, nawet, jeśli pojawią się pęknięcia. Jednakże stary kabel, o popękanej izolacji, stanowi zagrożenie w wilgotnym środowisku lub też środowisku chemicznie agresywnym, szczególnie w razie wypadku (Sliter 1993).

Układy elektroniczne

W elektrowni jądrowej wykorzystuje się wiele układów elektronicznych. Temperatura oraz promieniowanie są głównymi czynnikami prowadzącymi do starzenia się tych elementów. Dodatkowa degradacja może być wywoływana przez wilgoć lub też działanie środków chemicznych. Ze względu na dużą różnorodność układów oraz złożoność zjawisk starzenia, które nie były, jak dotąd systematycznie badane, wiarygodna ocena czasu życia tych układów jest bardzo trudna. Możliwość pojawienia się wpływu poziomu przepływu, szczególnie w układach półprzewodnikowych, stanowi dodatkowe zagrożenie (IAEA 1990). Wraz z rosnącym wiekiem elektrowni, niezawodność układów elektronicznych może zatem zostać obniżona – podczas, gdy w tym samym czasie, zmniejszeniu ulegają marginesy bezpieczeństwa całego systemu.

3.4 Konsekwencje procesów starzenia

Konsekwencje procesów starzenia mogą zostać ogólnie opisane na dwa sposoby. Z jednej strony liczba wypadków oraz zgłaszanych zdarzeń w elektrowniach jądrowych będzie wzrastała – małe wycieki, pęknięcia, spięcia spowodowane uszkodzeniami przewodów elektrycznych itp. W Niemczech, przykładowo, dziesięć starszych, spośród dziewiętnastu eksploatowanych elektrowni jądrowych, odpowiada za około 64% wszystkich zgłaszanych zdarzeń, w okresie od 1999 do 2003 roku (uwzględniono wagę zdarzeń) (BMU 1999–2003).

Z drugiej strony, istnieją zjawiska prowadzące do stopniowego osłabienia materiałów, które mogą nigdy nie prowadzić do żadnych konsekwencji, aż do wyłączenia reaktora, ale które mogą również doprowadzić do katastrofalnego w skutkach uszkodzenia elementów oraz poważnego skażenia radioaktywnego. Najważniejszym spośród tych zjawisk jest proces zwiększania się stopnia kruchości zbiornika ciśnieniowego reaktora, co prowadzi do niebezpieczeństwa jego pęknięcia. Uszkodzenie zbiornika ciśnieniowego reaktora PWR albo reaktora BWR stanowi wypadek przekraczający założenia projektowe. Systemy zabezpieczeń nie zostały zaprojektowane tak, aby odpowiadać takiej sytuacji awaryjnej. Tym samym, nie ma szans na jej kontrolowanie. Co więcej, uszkodzenie zbiornika ciśnieniowego może również prowadzić do natychmiastowego uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa, z powodu na przykład, skoku ciśnienia po pęknięciu zbiornika lub też uderzeń fragmentów o wysokiej energii kinetycznej. Konsekwencją byłoby katastrofalne skażenie radioaktywne.

Zjawisko zwiększania się stopnia kruchości rur instalacji ciśnieniowych w reaktorach RBMK albo CANDU należy zaliczyć do procesów starzenia o potencjalnie katastrofalnych skutkach. W przypadku uszkodzenia pojedynczej lub też małej liczby rur, istnieje szansa na opanowanie sytuacji – jednak nie w przypadku dużej liczby uszkodzeń.

Innymi przykładami są procesy korozji, które mogą pozostać niezauważone przez lata, czego przykładem są ostatnie wydarzenia w reaktorze PWR Davis Besse, w Stanach Zjednoczonych.

W badaniach probabilistycznej oceny zagrożeń (*probabilistic risk assessment*, PRA), które są coraz częściej wykorzystywane jako narzędzia przez nuklearne urzędy regulacyjne, procesy starzenia się nie są zazwyczaj brane pod uwagę. Badania PRA zakładają, iż poziom liczby uszkodzeń jest brany z dolnej środkowej części krzywej o kształcie „wanny”. Prowadzi to, do niedoszacowania poziomu zagrożenia (Lochbaum 2000). Podejmuje się próby uwzględniania w tych badaniach procesów starzenia, na przykład w ostatniej analizie PRA elektrowni jądrowej Beznau (PWR, Szwajcaria). Jednakże, podejście do problematyki starzenia wydaje się niekompletne, a dostępne informacje są wciąż niejako sprzeczne (FEA 2004). Ponieważ niektóre mechanizmy starzenia nie są wciąż do końca zrozumiane, jak zostało to wcześniej stwierdzone,

kompletne i satysfakcjonujące podejście do problemów starzenia, w ramach analizy PRA, nie jest dzisiaj możliwe i wymagałoby dalszych, szeroko zakrojonych badań.

Jasne zatem jest, iż zagrożenie wystąpienia wypadku w elektrowni jądrowej wzrasta w znaczący sposób z każdym rokiem, od chwili, w której elektrownia osiągnie około dwadzieścia lat czasu jej eksploatacji. Nie ma jednak możliwości ilościowego opisanego tego ciągłego wzrostu zagrożenia. Zwiększona czujność w trakcie eksploatacji oraz zwiększenie wysiłków, związanych z konserwacją oraz naprawami, mogą potencjalnie przeciwdziałać tej tendencji – przynajmniej w jakimś zakresie. Jednakże, w czasach liberalizacji oraz rosnącej presji ekonomicznej, dąży się raczej w przeciwnym kierunku, nawet, mimo starzenia się floty reaktorów.

3.5 Środki przeciwdziałania

Omawiając środki przeciwdziałania starzeniu, należy dokonać różniczenia pomiędzy elementami wymienialnymi oraz niewymienialnymi elektrowni. Wśród operatorów elektrowni jądrowych istnieje zgodność, iż w zasadzie wszystkie elementy kluczowe dla bezpieczeństwa w reaktorach PWR albo BWR, mogą zostać wymienione, za wyjątkiem dwóch: zbiornika ciśnieniowego reaktora oraz obudowy bezpieczeństwa. W przypadku eks-radzieckiego reaktora typu WWER-440, wymiana wytwornicy pary nie wydaje się możliwa ze względu na tak zwany system pudełkowy (LMD 2002).

Zbiornik ciśnieniowy reaktora uznawany jest za najważniejszy element, decydujący o ograniczeniu długości okresu eksploatacji elektrowni jądrowej. Z tego też względu, w ostatnich latach przeprowadzono badania mające ocenić, czy możliwa byłaby wymiana zbiornika ciśnieniowego reaktora. Firma Siemens zbadała taką możliwość (WISE 1998); analizę wykonalności takiej wymiany w reaktorze BWR przeprowadzono również w Japonii (Daisuke 1999). Wyniki tego drugiego badania stwierdzały, że do wymiany zbiornika niezbędna jest całościowa ocena, leżąca poza zakresem przeprowadzanej analizy. Potwierdzono jednak techniczną wykonalność takiej wymiany. W sumie wymiana zbiornika ciśnieniowego reaktora nie jest opcją rozważaną poważnie; zbiorniki ciśnieniowe są generalnie uznawane za niewymienialne (LMD 2001).

Z tego punktu widzenia reaktory RBMK oraz CANDU mają przewagę, ponieważ ich przewody ciśnieniowe mogą zostać wy-

mienione – faktycznie, wprowadzono już w życie rozbudowane programy wymiany. Są one jednak kosztowne oraz czasochłonne. Czas życia przewodów ciśnieniowych jest znacząco krótszy, niż zbiornika ciśnieniowego, ponieważ podlegają one, w dużo większym stopniu, wpływowi neutronów. Jeśli chodzi o dostępne środki przeciwdziałania starzeniu, można rozróżnić cztery poziomy:

- **Wymiana elementów:** Jest to jedyne rozwiązanie – poza całkowitym wyłączeniem – w przypadku wyraźnych usterek, wycieków oraz innych problemów, wpływających bezpośrednio na eksploatację elektrowni. Nawet duże elementy takie, jak wytwornice pary oraz pokrywy zbiornika ciśnieniowego reaktora (jak również przewody ciśnieniowe) mogą zostać wymienione. Koszty takich działań na tym poziomie są zazwyczaj wysokie. Wymiana elementów prowadzi również do powstania dodatkowych odpadów radioaktywnych.
- **Zmniejszenie obciążenia:** Dotyczy to głównie zbiornika ciśnieniowego reaktora. Aby uniknąć szoku termicznego, woda służąca do awaryjnego chłodzenia może zostać wstępnie podgrzana. Aby zmniejszyć poziom napromieniowania neutronami (a tym samym zwiększanie stopnia kruchości), przepływ neutronów do ścian zbiornika może zostać zmniejszony poprzez wstawienie dodatkowych elementów lub też bardzo wypalonych elementów paliwowych, na zewnątrz rdzenia reaktora. W zasadzie, tego typu rozwiązania mogłyby zostać zastosowane także w przypadku innych elementów, jednakże mogą one przeszkadzać w zwiększeniu mocy reaktora. Koszty rozwiązań na tym poziomie są średnie.
- **Intensyfikacja kontroli oraz monitoringu elektrowni:** Efekty starzenia się materiałów mogą zostać „skompensowane” przez częstsze kontrole i/lub poprzez intensyfikację monitoringu elektrowni, w połączeniu z odpowiednią konserwacją – przy optymistycznym założeniu, iż pęknięcia oraz inne uszkodzenia oraz degradacja elementów zostaną wykryte, zanim doprowadzą do katastrofalnej w skutkach awarii. Koszty takich rozwiązań są relatywnie niskie, szczególnie w przypadku monitoringu elektrowni.
- **Zmniejszenie marginesów bezpieczeństwa:** Obniżając stopień zachowawczości w podejściu do kwestii bezpieczeń-

stwa, otrzymuje się dłuższe czasy życia i eksploatacji reaktora – przynajmniej na papierze.

Opcja, polegająca na naprawie elementów, nie została tutaj ujęta, ponieważ naprawy stanowią w dużym stopniu część procedur, wymaganych w trakcie normalnej eksploatacji elektrowni, niezależnych od inicjatywy przedłużenia czasu eksploatacji elektrowni. Jednym z godnych uwagi wyjątków, jest wyżarzanie zbiorników ciśnieniowych, wykorzystywane we Wschodniej oraz Centralnej Europie, co ma pozwalać na zmniejszenie skutków zjawiska wzrostu kruchości. Z punktu widzenia długoterminowych korzyści, jest to jednak rozwiązanie wątpliwe, ponieważ brak jest do dziś wystarczającej wiedzy na temat powtórnego wzrostu kruchości zbiorników ciśnieniowych, poddanych wyżarzaniu.

Najnowsze publikacje dotyczące procesów starzenia podkreślają, na ogólnym poziomie, że podejmowane środki są odpowiednie do kontroli skutków starzenia. Z drugiej strony, ta konkluzja jest objęta wieloma zastrzeżeniami lub nawet odpieryany przez częste stanowiska mówiące, że konieczne jest niezwłoczne podjęcie dalszych badań problemów związanych z procesami starzenia.

Przykładowo, we francusko-niemieckiej publikacji (Morlent 2001) stwierdzono, iż zgodnie z wynikami międzynarodowych analiz, dochodzi do coraz większego wzrostu liczby zdarzeń związanych z procesami starzenia, co wymaga dalszych badań. Ponadto, „doświadczenia eksploatacyjne pokazały, iż nowe dane, dotyczące oceny zjawisk starzenia [konstrukcji, systemów oraz elementów] mogą ujrzeć na światło dzienne wraz z upływem czasu. Konieczne jest zatem kontynuowanie powadzonych badań, celem uzyskania informacji o wszelkich zmianach spowodowanych starzeniem, wpływających na bezpieczeństwo, na wczesnym ich etapie”.

W aktualnych warunkach, naciski ekonomiczne są tak duże, iż redukuje się nawet kontrole, co stanowi przeciwieństwo wymagań dotyczących kontroli procesów starzenia. Wiąże się to z ogólnymi strategiami redukcji kosztów w elektrowniach jądrowych, wynikającymi z liberalizacji rynku energii elektrycznej, której towarzyszy deregulacja oraz zwiększenia konkurencyjności. Twierdzi się, że intensyfikacja monitorowania elektrowni może w wystarczającym stopniu zastępować inspekcje (Schulz 2001); jednakże

takie twierdzenie stanowi próbę ukrycia zawężania marginesów bezpieczeństwa i w żadnym stopniu nie przywraca zaufania.

Składowanie zużytego paliwa na miejscu jest w coraz większym stopniu praktykowane albo wprowadzane, ze względu na brak alternatyw (w Stanach Zjednoczonych, w Niemczech, w państwach Centralnej i Wschodniej Europy oraz innych). W państwach, których sprawa dotyczy, warunkiem koniecznym przedłużenia czasu eksploatacji elektrowni – problemem, któremu nie poświęcano dotychczas zbyt dużo uwagi – jest zwiększenie zdolności do magazynowania, co prowadzi do zwiększenia ilości materiałów promieniotwórczych na terenie elektrowni.

Jak widać z przeglądu programów przedłużenia czasu eksploatacji elektrowni, takie plany istnieją w większości państw, wykorzystujących elektrownie jądrowe.

3.6 Problemy kosztów

Konsekwencje starzenia, które stają się widoczne poprzez zdarzenia oraz wypadki, zmniejszają gotowość elektrowni jądrowych do pracy i, tym samym, ilość wyprodukowanej i sprzedanej energii elektrycznej. Dla operatora elektrowni istnieje zatem – do pewnego stopnia – oczywista motywacja do działań modernizacyjnych oraz zastosowania środków przeciwdziałania.

Z drugiej strony konsekwencje, które „zaledwie” zwiększają prawdopodobieństwo wystąpienia katastrofalnej awarii – a prawdopodobieństwo takiej awarii pozostaje małe, w oparciu o codzienne doświadczenia – nie niosą ze sobą bezpośrednich kosztów ekonomicznych (tak długo, jak ma się szczęście). Dlatego nie ma szczególnej zachęty, z ekonomicznego punktu widzenia, do inwestowania w środki przeciwdziałania takim mechanizmom starzenia się, a operatorzy elektrowni będą próbowali utrzymać związane z tym koszty na możliwie najniższym poziomie.

Podobnie istnieje wśród operatorów elektrowni jądrowych tendencja do pozostawiania na dwóch niższych poziomach (obniżanie obciążenia oraz zawężanie marginesów bezpieczeństwa) oraz do ograniczania wymiany komponentów do mniejszych części.

Tabela 1 Programy przedłużenia czasu eksploatacji reaktorów na świecie

Państwo	Liczba reaktorów	Średni wiek	Zaprojektowany czas eksploatacji		Plany	Uwagi
Argentyna	2	25				Brak danych.
Armenia	1	24	30		30	Medzamore, WWER 440–230, przedłużenie czasu eksploatacji mało prawdopodobne.
Belgia	7	25	30		40	Polityczne porozumienie z 2003 roku ogranicza czas eksploatacji do czterdziestu lat.
Brazylia	2	12				Nie stanowi to jeszcze problemu.
Bułgaria	4	20	30			Polityczne porozumienie, zgoda na zamknięcie od 1 do 4. Zbyt wcześnie, aby oceniać kwestię zamknięcia 5 oraz 6 reaktora.
Kanada	17	22	30			Problemy degradacji wymusiły okresowe zamknięcie ośmiu reaktorów w późnych latach dziewięćdziesiątych. To jak będą one wraz z pozostałymi reaktorami CANDU funkcjonowały, zadecyduje o czasie ich eksploatacji.
Chiny	11	5				Nie stanowi to jeszcze problemu.
Czechy	6	13			40	Rozbudowany program modernizacji w trakcie realizacji – jego celem jest umożliwienie eksploatacji reaktorów w Dukowanach przez czterdzieści lat.
Finlandia	4	25	30		60	Elektrownia Olkiluoto przeszła już techniczną modernizację, która ma jej umożliwić funkcjonowanie przez czterdzieści lat. Opracowywane są plany, mające umożliwić dalsze przedłużenie czasu życia reaktorów o kolejne dwadzieścia lat.
Francja	59	20	30		40	Istnieją ostateczne plany, mające umożliwić eksploatację wszystkich reaktorów przez czterdzieści lat.
Niemcy	18	25			32	Polityczne porozumienie osiągnięte z elektrowniami oznacza ograniczenie średniego czasu życia reaktorów do trzydziestu dwóch lat eksploatacji.
Węgry	4	20	30		50	Program modernizacji w trakcie realizacji – jego celem jest umożliwienie eksploatacji reaktorów elektrowni Paks przez pięćdziesiąt lat.
Indie	14	17				Informowano o stopniowym postępie programu modernizacji, mającym pozwolić na przedłużenie czasu eksploatacji niektórych elektrowni, jednak brak jest konkretnych danych.
Japonia	54	24			60	Licencja eksploatacyjna elektrowni nie zawiera daty końcowej. MITI bada aktualnie propozycje, mające umożliwić eksploatację reaktorów przez sześćdziesiąt lat.
Korea Południowa	20	13				Opracowywane są propozycje, mające umożliwić eksploatację reaktorów przez czas do sześćdziesięciu lat.
Litwa	1	18				Zamknięcie pozostających w eksploatacji reaktorów jest przewidziane na rok 2009, po dwudziestu dwu latach funkcjonowania, jako część umowy Partnerstwa dla Członkostwa w UE.

Meksyk	2	12			Nie stanowi to jeszcze problemu.
Holandia	1	32		40	Elektrownia Borselle przeszła modernizację poprzez wymianę elementów na nowe. Jej eksploatacja jest obecnie planowana do roku 2013.
Pakistan	2	19	30	45	Reaktor Kanup przeszedł procedurę przedłużenia czasu eksploatacji, która umożliwi mu funkcjonowanie przez dodatkowe piętnaście lat.
Rumunia	1	9			Nie stanowi to jeszcze problemu.
Federacja Rosyjska	31	24			Reaktory RBMK w Sankt Petersburgu przechodzą próby powtórnej wymiany układu rur, co pozwoli im funkcjonować przez czterdzieści pięć lat. Podobne zmiany mają przejść inne reaktory podobnego typu.
Słowacja	6	17			Najstarszy reaktor Bohunice V1 ma zostać planowo zamknięty w 2008 roku, w ramach zobowiązań słowackiej umowy Partnerstwa dla Członkostwa w UE.
Słowenia	1	22		40	Brak planów przewidujących eksploatację reaktorów poza granicę czterdziestu lat.
Afryka Południowa	2	20		40	Brak planów przewidujących eksploatację reaktorów poza granicę czterdziestu lat
Hiszpania	9	23	40	60	Najstarszy reaktor, Jose Cabrera, ma zostać planowo zamknięty w 2006 roku, po trzydziestu siedmiu latach eksploatacji.
Szwecja	11	26			Wszystkie reaktory mają zostać zamknięte do 2010 roku, w wyniku referendum, jednakże, to zamknięcie jest aktualnie mało prawdopodobne. Przeprowadzana jest ocena stanu reaktorów.
Szwajcaria	5	30			Niektóre reaktory posiadają otwartą licencję na eksploatację, inne otrzymały dziesięcioletnie licencje; nie zdefiniowano czasu życia reaktorów.
Tajwan	6	23			
Ukraina	15	16	30		Opracowano plany modernizacji i przedłużenia czasu życia wszystkich reaktorów WWER 1000.
Zjednoczone Królestwo	23	26			Wszystkie reaktory Magnox mają obecnie określone czasy życia, sięgające pięćdziesięciu lat. Reaktory AGR (II Generacji) będą prawdopodobnie przechodziły przedłużenie czasu eksploatacji (do pięciu lat).
Stany Zjednoczone	104	22			Pierwsze czterdziestoletnie licencje eksploatacyjne wygasną w przypadku trzech reaktorów w 2009 roku. Z pozostałych 100 eksploatowanych, licencje 23 z nich wygasną do roku 20151. Reaktory, które uzyskały dwudziestoletnie przedłużenie czasu życia: Calvert Cliffs (1 i 2); Oconee (1,2 i 3); Arkansas Nuclear One 1; Edwin I Hatch (1 i 2); Turkey Point (3 i 4); Surry (1 i 2); North Anna (1 i 2); McGuire (1 i 2); Catawba (1 i 2); Peach Bottom (2 i 3); St Lucie (1 i 2); Fort Calhoun; Robinson 2; Ginna; Summer; Dresden (2 i 3); Quad Cities (1 i 2).

Wymiana dużych elementów była (i będzie) szeroko stosowana jedynie, jeśli pozostający (być może przedłużony) czas życia pozwoli na amortyzację tej inwestycji. Przykładowo, wytwornice pary zostały wymienione w elektrowniach jądrowych większości państw Europy Zachodniej z reaktorami PWR, natomiast pokryw zbiorników ciśnieniowych są aktualnie wymieniane we Francji oraz innych państwach.

Ilościowa ocena ekonomiczna rozwiązań, związanych z przedłużeniem czasu eksploatacji reaktorów, jest skomplikowana i zależy od konkretnej sytuacji, w danej elektrowni. W wielu badaniach opisano znaczące korzyści. Przykładowo, amerykański analityk twierdził ostatnio, iż cena przedłużenia czasu eksploatacji elektrowni jądrowej w Stanach Zjednoczonych wynosi około 10–50 USD/kW, podczas gdy budowa najtańszej, nie jądrowej alternatywy, kosztowałaby 325–405 USD/kW. Przedłużenie czasu eksploatacji elektrowni węglowej o dwadzieścia lat kosztowałoby 100–250 USD/kW (Macdougall 1998). Budowa nowej elektrowni jądrowej byłaby znacząco kosztowniejsza, niż wszystkie powyższe opcje (dużo ponad 1000 USD/kW).

Systematyczne badania prowadzone przez IAEA pokazują duży rozrzut oceny kosztów przedłużania czasu eksploatacji. W oparciu o odpowiedzi na pytania, zawarte w kwestionariuszu, które otrzymano od operatorów elektrowni jądrowych z dwunastu krajów, zakres ten wynosi od 120 do 680 USD/kW. Stanowi to jednak tylko środkowy zakres wielu szacunków; prawdopodobieństwo uzyskania kosztów poniżej podanej dolnej granicy wynosi 20% – tyle samo, ile wynosi prawdopodobieństwo przekroczenia górnej granicy. W sprawozdaniu IAEA dane na temat kosztów są podawane jedynie jako zakres, ze względu na konkurencję w sektorze energetycznym (IAEA 2002).

Francuski minister przemysłu Pierret, promujący przedłużenie czasu eksploatacji francuskich reaktorów stwierdził, iż każdy rok eksploatacji, poza nominalne trzydzieści lat, przyniosłby około 70 milionów USD zysku (NUCWEEK 47_00). W przypadku całej floty francuskich reaktorów, dodatkowe dziesięć lat powinno przynieść w sumie 15-23 miliardów Euro (NUCWEEK 40_03).

Oprócz powyższych ogólnych ocen kosztów, opublikowano konkretne koszty konkretnych projektów przedłużenia czasu eksploatacji reaktorów. Przykładowo, modernizacja dwóch reaktorów

BWR Olkiluoto o 10 lat, ma kosztować około 130 milionów Euro (Rastas 2003). W przypadku elektrowni jądrowej Paks, przedłużenie czasu życia czterech bloków WWER o 20 lat, będzie kosztowało około 700 milionów Euro (NUCWEK 47_04). W przypadku ukraińskich planów przedłużenia czasu życia reaktorów (o 10-15 lat), stwierdzono, iż koszty takiego programu będą od trzech do czterech razy mniejsze od kosztów budowy nowych elektrowni (NUCWEK 23_03). Koszt przedłużenia czasu eksploatacji reaktora pierwszej Generacji WWER Kola o 15 lat, wyniesie około 150 milionów Euro dla obydwu bloków elektrowni (NUCWEK 33_04).

Koszty przygotowania przedłużenia licencji oraz koszty prawne przeglądów są małą, choć nie pomijalną, częścią kosztów przedłużenia czasu eksploatacji. Przykładowo dla dwóch bloków Nine Mile Point BWR (Stany Zjednoczone) są szacowane na 25 milionów USD (NUCWEK 48_03).

W porównaniu do nowych reaktorów, jak fiński EPR, który będzie kosztował operatora TVO 3 miliardy Euro, koszty modernizacji, w celu przeprowadzenia przedłużenia czasu eksploatacji, są skromne.

3.7 Zwiększenie mocy

Zwiększenie mocy stanowi dla operatorów elektrowni jądrowych ekonomicznie atrakcyjną opcję, zazwyczaj niezauważalną dla opinii publicznej. Jest to szczególnie atrakcyjna alternatywa, jeśli zostanie połączona z przedłużeniem czasu eksploatacji reaktora.

Zwiększenie mocy jest stosowane w większości państw, w których eksploatowane są elektrownie jądrowe. Modernizacja turbin wytwornic pary pozwoliła na zwiększenie mocy elektrowni jądrowych w Hiszpanii w latach 1995–97 o dodatkowe 4%, a ostatnio kontynuowano zwiększanie mocy w tym kraju. Na początku 2003 roku moc elektrowni BWR Cofrentes została zwiększona o około 11% (FORATOM 2004). Zdolności produkcji energii zostały zwiększone w Szwecji o 600 MW (Varley 1998).

Moc fińskiej elektrowni jądrowej Olkiluoto zwiększono o 18,3% (Rastas 2003). W Niemczech zwiększono moc szeregu elektrowni. Do połowy roku 2004 pozwoliło to uzyskać dodatkowe 800 MW, co oznacza 4% całkowitej mocy eksploatowanych elektrowni jądrowych. Planowany jest dodatkowy wzrost mocy o 450 MW (DATF 2003; ATW 2004). Zwiększanie mocy zastosowano

również w Stanach Zjednoczonych. Na przykład moc bloku PWR Ginna (obecnie 495 MW), dla którego planowane jest również przedłużenie czasu eksploatacji, ma zostać zwiększona o 17% w ciągu pięciu lat. Wydaje się, że wzrost ten ma zostać uzyskany przy praktycznie braku wydatków na unowocześnienie systemów bezpieczeństwa, gdyż pozwala to na odpowiednie zmniejszenie kosztów inwestycji na kWh (NUCWEK 48_03). Pomiar możliwości zwiększenia mocy są również przeprowadzane w przestarzałych reaktorach rosyjskich. Dla bloków drugiej Generacji WWR w Paks na Węgrzech planuje się zwiększenie mocy od (już nieznacznie zwiększonej) około 470 MW do 510 MW (NUCWEK 47_04).

Aby zwiększyć moc elektryczną elektrowni jądrowej, istnieją dwa rozwiązania (które są często łączone):

- Przy stałej mocy reaktora, zwiększa się sprawność termiczną reaktora. Uzyskuje się to najczęściej poprzez optymalizację turbin. Bezpieczeństwo eksploatacyjne bloku pozostaje na tym samym poziomie. Wymiana wytwornic pary może również pozwolić na zwiększenie sprawności, jeśli nowe wymienniki ciepła mają większą wydajność.
- Zwiększenie mocy termicznej reaktora – zazwyczaj poprzez zwiększenie temperatury chłodziwa. Tym samym, wytwarza się więcej pary, a reaktor może wytwarzać więcej energii elektrycznej w poruszanych turbinach (one także muszą zostać zmodyfikowane). Zwiększenie mocy termicznej implikuje więcej reakcji rozszczepiania, a tym samym zwiększone zagrożenia eksploatacyjne. Nieuniknione jest również zwiększone obciążenie elementów reaktora. Istnieje ogólny konsensus, iż zwiększenie mocy reaktora powoduje zawężenie eksploatacyjnych marginesów bezpieczeństwa a równocześnie powoduje przyspieszenie procesów starzenia.

Możliwość zwiększenia mocy reaktora poprzez podniesienie sprawności termicznej została, w szerokim zakresie, wykorzystana już w ostatnich latach. Tym samym, istnieje teraz tendencja do unowocześniania reaktorów poprzez zwiększanie ich mocy. Przykładowo wszystkie modernizacje planowane w Niemczech należą do tej kategorii. Co więcej, zwiększanie mocy termicznej reaktora

sób zwiększenia ilości produkowanej energii elektrycznej (FRAMATOME 2004).

W przypadku systemów PWR moc reaktora jest zwiększana poprzez podnoszenie średniej temperatury chłodziwa w połączeniu ze zwiększeniem temperatury w rdzeniu. Prowadzi to do zawężania marginesów bezpieczeństwa: Korozja ścianek elementów paliwowych staje się bardziej prawdopodobna, a ciśnienie w obiegu pierwotnym osiąga wyższe wartości w stanach przejściowych. Co więcej, zasoby radioaktywne w reaktorze zostają zwiększone proporcjonalnie do wzrostu mocy. Środki służące do kontroli oraz ograniczenia sytuacji krytycznych stają się bardziej skomplikowane – np. w przypadku wentylacji obudowy bezpieczeństwa, wydajność wentylacji musi zostać zwiększona (Bornemann 2001).

Podobne problemy pojawiają się w przypadku zwiększania mocy innych typów reaktorów. Na przykład zwiększenie mocy reaktora BWR Quad City 2 w Stanach Zjednoczonych doprowadziło do pojawienia się wibracji w głównych kanałach parowych, co doprowadziło do uszkodzenia innych elementów i wymagało wielu wyłączeń i napraw (UCS 2004).

Zwiększenie wypalania paliwa (to znaczy uzyskanie większej ilości energii z tony paliwa) stanowi inny sposób, w jaki operatorzy elektrowni jądrowych zwiększają wydajność ekonomiczną swoich instalacji. Wymaga to odpowiedniego zwiększenia stopnia wzbogacenia świeżego paliwa.

Wysiłki dążące do zwiększenia stopnia wypalania paliwa zostały zintensyfikowane w ostatnich latach. Kilkadziesiąt lat temu, typowe zużycie paliwa w reaktorze PWR, wynosiło 30000 MWdni/tonę lub niewiele więcej. Aktualnie osiągnięto zużycie na poziomie 50000 MWdni/tonę, a dąży się do 60000 MWdni/tonę. W reaktorach BWR sytuacja jest podobna, choć przy nieco niższych poziomach wartości.

Zwiększenie poziomu wypalania paliwa powoduje również zwiększenie ryzyka uszkodzenia obudowy elementów paliwowych i tym samym, skażenia radioaktywnego wody będącej chłodziwem. Co więcej, wpływ wysokiego poziomu wypalania na zachowanie się prętów paliwowych w sytuacji awaryjnej, nie jest do końca zrozumiany.

Wykorzystanie wysokiego poziomu wypalania paliwa może również prowadzić do zmniejszenia eksploatacyjnych marginesów 116

bezpieczeństwa. Przykładowo, zwiększone zostaje zagrożenie wystąpienia wahań strumieni neutronów w reaktorach BWR.

Zwiększony poziom wypalania paliwa zmniejsza wagę zużytego paliwa, produkowanego w ciągu roku przez reaktor elektrowni. Z drugiej strony operowanie, transport, składowanie oraz utylizacja zużytego paliwa stają się trudniejsze i bardziej niebezpieczne, ze względu na wyższy poziom promieniowania, większą ilość wytwarzanego ciepła oraz większą zawartość nuklidów aktywnych o długim okresie rozpadu.

3.8 Perspektywa urzędów regulacyjnych

Pomimo istnienia ogólnej zgody kładącej główną odpowiedzialność za bezpieczną eksploatację elektrowni jądrowej na jej operatorze, urzędy regulacyjne odgrywają bardzo ważną rolę w kwestii norm bezpieczeństwa przestrzeganych w różnych krajach oraz w kwestii poziomów zagrożeń, uznawanych za dopuszczalne. Z tego też względu, w niniejszym dokumencie powinny zostać przedstawione zarówno perspektywa urzędu regulacyjnego oraz problemy jądrowych urzędów regulacyjnych, w zakresie procesów starzenia oraz przedłużania czasu eksploatacji elektrowni. O ile nie zostanie to zaznaczone inaczej, niniejsza część publikacji została oparta o sprawozdanie Komitetu ds. Działalności Regulacyjnej Agencji Energii Atomowej OECD, który składa się przede wszystkim z głównych urzędów regulacji nuklearnej z wielu krajów (CNRA 2001).

Regulacje dotyczące kwestii nuklearnych różnią się w znaczący sposób pomiędzy państwami. Jest to szczególnie widoczne w kwestii przepisów dotyczących procesów starzenia się oraz przedłużania czasu eksploatacji elektrowni.

W niektórych państwach (na przykład w Stanach Zjednoczonych oraz w Finlandii) wydawane są licencje eksploatacyjne na ustalony okres. W Szwajcarii istnieją ograniczone czasowo licencje dla niektórych elektrowni, ale nie dla innych. W większości państw, wydawane są licencje z zasady na czas nieokreślony pod warunkiem bezpiecznej eksploatacji systemu.

Okresowe przeglądy bezpieczeństwa odgrywają coraz większą rolę, szczególnie w krajach, w których są wydawane licencje na czas nieokreślony, gdzie stanowią one podstawę, uzasadniającą dalszą eksploatację reaktora. W tej kwestii istnieją również duże różnice pomiędzy państwami. Dotyczą one zakresu dokumentacji

oraz innych informacji, jakie muszą zostać przedstawione urzędowi regulacji przez operatora. Istnieją również różnice w zakresie, w jakim urzędy regulacyjne przeprowadzają ocenę bezpieczeństwa.

Praktyka różni się również znacząco w kwestii opracowywania i aktualizacji zasad oraz przepisów. We wszystkich państwach, przepisy są oparte głównie o deterministyczne metody i kryteria. Waga metod probabilistycznych jednak rośnie. W niektórych krajach zostały one już formalnie zintegrowane z procesem przyznawania licencji, podczas gdy urzędy w innych państwach, pozostają bardziej sceptyczne.

Jednym ze wspólnych elementów podejścia urzędów regulacji na świecie jest fakt, iż dokonują one zazwyczaj przeglądu pełnych podstaw projektowych elektrowni, celem podjęcia decyzji, jakie poprawki w systemach zabezpieczeń mogą być konieczne do wprowadzenia i oczekiwane od operatora. Nawet jednak w tej kwestii istnieje znaczący wyjątek: proces odnawiania licencji w Stanach Zjednoczonych koncentruje się na szkodliwych wpływach procesu starzenia a nie dokonuje przeglądu aktualnych podstaw przyznania elektrowni licencji.

Mimo tych wszystkich różnic, istnieje szereg problemów, które muszą być rozwiązywane przez urzędy regulacyjne na całym świecie. Podstawową i najpoważniejszą słabą stroną działań regulacyjnych, występującą wszędzie, jest fakt, że żadne państwo nie posiada pełnego zestawu technicznych kryteriów, będących podstawą do decyzji o tym, kiedy dalsza eksploatacja elektrowni jądrowej nie może być już dłużej dozwolona.

Ogólnie uznawaną zasadą jest to, iż podstawa wydania licencji powinna zostać utrzymana przez cały okres życia elektrowni. Dodatkowo, w kilku krajach (np. w Szwajcarii) istnieje wyraźny wymóg, że elektrownie jądrowe powinny odpowiadać wymogom najnowszych osiągnięć nauki i technologii. W wielu innych krajach, takie wymagania wynikają z podejścia regulacyjnego. Powyższe kryteria są uznawane za potencjalnie bardzo uciążliwe. Ich zastosowanie, w przypadku starszych elektrowni, wymaga dokonania bardzo trudnej oceny ze strony urzędu regulacyjnego.

Jak pokazują to odpowiedzi na kwestionariusz Agencji Energii Atomowej OECD, w praktyce zastosowanie najnowszych wymagań wobec starszych typów elektrowni jądrowych, jest stosowane przez urzędy regulacyjne jedynie w „praktycznie stosowalnym” za-

kresie, biorąc pod uwagę zwiększenie bezpieczeństwa oraz koszty. Oczywiście, taka formuła pozostawia wiele miejsca na interpretacje i kompromisy. Ogólnie, odchylenia od najnowszych norm są oceniane przez urzędy regulacyjne na zasadach pragmatycznych, osobno dla każdego przypadku.

Trend, polegający na zwiększeniu wykorzystania metod probabilistycznych, stanowi problem dla urzędów regulacyjnych. Analiza probabilistyczna jest coraz częściej wykorzystywana jako narzędzie regulacji. Jednakże, urzędy regulacyjne nie są skłonne zaakceptować, aby same kryteria probabilistyczne były wystarczające do zmiany decyzji o licencji, podjętej na gruncie deterministycznym. Problem ten może stawać się coraz częstszy, ponieważ operatorzy elektrowni będą argumentowali, na podstawie ocen probabilistycznych, co jest dla nich sensownie wykonalne, w kwestii wymiany elementów w starszych elektrowniach.

Innym trudnym zadaniem, stojącym przed urzędami regulacyjnymi, jest zapewnienie ciągłego dopływu kompetentnego personelu, mającego eksploatować i konserwować starsze systemy, w przypadku których szczegóły projektowe, ograniczenia techniczne, itp. mogą być słabiej udokumentowane, niż w przypadku nowoczesnych instalacji. Problem ten może zostać spotęgowany poprzez stopniowe przechodzenie na emeryturę projektantów elektrowni oraz personelu obsługi, który pracował z systemem od chwili jego uruchomienia.

4 Zagrożenia terrorystyczne

Na długo przed 11 września 2001 roku, w XX wieku, miało miejsce wiele aktów terrorystycznych. Zagrożenie terrorystyczne wydaje się jednak być szczególnie duże na początku XXI wieku.

Istnieje wiele potencjalnych celów ataków terrorystycznych. Instalacje przemysłowe, budynki biurowe w centrach miast lub też wypełnione stadiony sportowe mogą wydać się „atrakcyjne” dla grupy terrorystycznej, planującej zabicie jak największej liczby osób w trakcie pojedynczego ataku. Elektrownia jądrowa, z drugiej strony, mogłaby zostać wybrana jako cel z jednego z poniższych powodów lub też z kilku z nich:

- **Ze względów symbolicznych** – energetyka jądrowa może być postrzegana jako symbol rozwoju technologicznego, uosobie-

nie „high-tech”. Co więcej, jest to technologia podwójnego zastosowania, cywilnego oraz wojskowego. Wiele osób uznaje ją za potencjalnie niebezpieczną – w sposób uzasadniony. Tym samym, atak na elektrownię jądrową mógłby mieć szczególnie silne oddziaływanie psychologiczne.

- **Ze względu na efekty długoterminowe** – atak może doprowadzić do długookresowego skażenia radioaktywnego za pomocą pierwiastków promieniotwórczych o bardzo długim okresie połowicznego rozpadu. Kraj, który zostanie zaatakowany, będzie symbolem zniszczenia przez długi czas. Dodatkowo, szkody ekonomiczne będą występowały przez dziesięciolecia. Pojawi się konieczność ewakuacji dużych obszarów (miasta, kompleksy przemysłowe) na niesprecyzowany okres czasu, co może doprowadzić do destabilizacji całych regionów.
- **Z powodu natychmiastowego wpływu na produkcję energii elektrycznej w rejonie ataku** – elektrownie jądrowe są, gdziekolwiek są eksploatowane, dużymi i scentralizowanymi elementami systemu energetycznego. Nagłe wyłączenie takiej dużej elektrowni mogłoby doprowadzić do zapaści lokalnej sieci elektroenergetycznej.
- **Z powodu długoterminowego wpływu na produkcję energii elektrycznej** – nie tylko w dotkniętym regionie, ale również i w innych regionach (być może nawet we wszystkich państwach, w których są eksploatowane elektrownie jądrowe) – udany atak na elektrownię jądrową w jednym kraju, stanowi zarazem atak na wszystkie elektrownie jądrowe na świecie (BRAUN 2002). Po takim ataku, który udowodniłby słabość elektrowni jądrowych, istnieje możliwość, że pozostałe elektrownie jądrowe zostałyby zamknięte w danym kraju a być może również w innych państwach.

Istnieją również możliwe do wyobrażenia powody – z punktu widzenia grupy terrorystycznej – przemawiające przeciwko wyborowi elektrowni jądrowej jako celu ataku: instalacja jądrowa może być mniej podatna na atak, niż inne cele; szkody wywołane przez skażenie radioaktywne mogłoby wystąpić na bardzo dużym obszarze i objąć państwa nie będące wrogami, a zaatakowane państwo mogłoby zareagować bardzo gwałtownie (Thompson 2005). Wydaje się jednak, iż nie ma sposobu oceny prawdopodobieństwa

przeprowadzenia, bądź też nie, ataku na dany cel. Jest jasne i nie podlega dyskusji, iż atak na elektrownię jądrową jest możliwy, a także, że istnieją również inne cele takich ataków.

Ataki terrorystyczne przeciwko elektrowniom jądrowym mogą zostać przeprowadzone na wiele sposobów. Nie ma możliwości podania pełnej listy możliwych scenariuszy ataku, ponieważ jest absolutnie niemożliwe przewidzenie wszystkich pomysłów, wytworów ludzkiej wyobraźni. Począwszy od 11 września 2001, władze skoncentrowały się na atakach samobójczych z wykorzystaniem samolotów. Istnieją jednak inne prawdopodobne scenariusze.

Ataki terrorystyczne przeciwko elektrowniom jądrowym nie są czysto teoretyczne. W przeszłości, miała już miejsce pewna liczba takich ataków. Szczęśliwie nie doprowadziły one, jak dotychczas, do katastrofalnego w skutkach skażenia promieniotwórczego. Kilka przykładów może zilustrować tę listę (Coeytaux 2001; Thompson 1996; Nissim 2004; TMI 2005; NUCWEEK 46_94):

- 12 listopada 1972: trzech porywaczy przejęło kontrolę nad samolotem DC-9 linii Southern Airlines i zagroziło jego rozbiciem o wojskowy reaktor badawczy Oak Ridge. Po otrzymaniu dwóch milionów dolarów, porywacze odlecieli na Kubę.
- Grudzień 1977: separatyści baskijscy zdetonowali szereg bomb, uszkadzając zbiornik ciśnieniowy reaktora i wytwornicę pary oraz zabili dwóch pracowników, znajdujących się w budowie elektrowni jądrowej Lemoniz, w Hiszpanii.
- Grudzień 1982: partyzanci ANC zdetonowali cztery bomby wewnątrz znajdującej się w budowie elektrowni jądrowej Koeberg, w Południowej Afryce, mimo mocnej ochrony.
- Maj 1986: trzy spośród czterech linii energetycznych prowadzących do elektrowni jądrowej Palo Verde w Arizonie, znajdujących się poza jej terenem, zostały uszkodzone w akcie sabotażu, polegającym na ich zwarcu.
- Luty 1993: W elektrowni jądrowej Three Mile Island (Pensylwania), kierowca przebił się swoim samochodem przez bramkę kontroli wjazdów, a następnie wbił się pod częściowo otwartą bramę, prowadzącą do budynku turbin. Ochrona odnalazła go w tym budynku cztery godziny później.
- 1993: Odpowiedzialni za zamach bombowy z wykorzystaniem samochodu na budynek World Trade Center terrory-

ści, należący do siatki terrorystycznej, która twierdziła, że jest częścią Islamskiego Dżihadu, zagrozili w liście przesłanym do redakcji New York Timesa atakiem na instalacje nuklearne. Autentyczność listu została potwierdzana przez władze. Dodatkowo w trakcie dochodzenia stwierdzono, iż grupa terrorystyczna szkoliła się w listopadzie 1992 roku w obozie w pobliżu Harrisburga w Pensylwanii, piętnaście kilometrów od elektrowni Three Mile Island.

- Listopad 1994: zgłoszono groźby bombowego ataku terrorystycznego na elektrownię jądrową w Ignalinie na Litwie. Jednakże nie doszło do wybuchu i nie znaleziono żadnej bomby na terenie elektrowni.

4.1 Działania wojenne

Atak wojskowy na instalację jądrową stanowi kolejne zagrożenie, któremu należy poświęcić szczególną uwagę w aktualnej, globalnej sytuacji geopolitycznej. Od czasu upadku żelaznej kurtyny, toczy się coraz więcej „małych”, regionalnych, długotrwałych konfliktów zbrojnych. Wojny te mogą być związane z rozpadem dużego państwa lub też z wysiłkami grup wśród ludności dążących do uzyskania niezależności (Münkler 2003). Podane powyżej przyczyny ataków terrorystycznych mogłyby, w czasie takiej wojny, zachęcić jednego z uczestników konfliktu, do ataku na elektrownię jądrową.

Wojny interwencyjne stanowią inny przykład konfliktu zbrojnego. Mogą wybuchnąć w wyniku długotrwałej, regionalnej wojny, wspomnianej powyżej. W trakcie takiej wojny, państwa atakują kraj, stanowiący źródło prawdziwego lub też głoszonego zagrożenia. Cele oraz interesy polityczne państw atakujących odgrywają w tym wypadku bardzo ważną rolę. Jeśli w atakowanym kraju znajdują się elektrownie jądrowe, istnieje niebezpieczeństwo, iż mogłyby zostać przypadkowo uszkodzone w trakcie walk. Co więcej, siły interweniujące mogą atakować elektrownie celem sparaliżowania dostaw energii elektrycznej w atakowanym kraju. Podejmowane byłyby próby zapobiegnięcia skażeniu promieniotwórczemu. Ze względu na niewielkie rozmiary poszczególnych fragmentów elektrowni jądrowej, systemy związane z bezpieczeństwem mogą zostać uszkodzone. W czasie wojny system ener-

tyczny może załamać się bez bezpośrednich ataków na elektrownie. W połączeniu z dalszymi zniszczeniami infrastruktury mogłoby to doprowadzić do incydentów lub też wypadków w elektrowniach jądrowych, z poważnymi konsekwencjami dla otoczenia.

Można sobie wyobrazić, iż elektrownie jądrowe, które służą celom wojskowym lub też istnieje obawa, iż mogłyby posłużyć takim celom, zostaną celowo zniszczone. W takim przypadku skażenie promieniotwórcze mogłoby zostać zaakceptowane przez atakującego.

W czerwcu 1981 roku duży (moc termiczna 40 MW) reaktor badawczy budowany w centrum badawczym Tuwaitha w Iraku, został zniszczony przez izraelskie lotnictwo, ponieważ obawiano się, iż reaktor mógłby zostać wykorzystany (bezpośrednio albo pośrednio) do budowy broni atomowej. W trakcie wojny w Zatoce Perskiej, w 1991 roku, dwa mniejsze reaktory w tej samej lokalizacji, zostały zniszczone przez lotnictwo amerykańskie w trakcie nocnego ataku (Thompson 1996).

Zagrożeń spowodowanych działaniami wojennymi nie można wykluczyć w żadnym regionie. W trakcie konfliktu na Bałkanach, na początku lat dziewięćdziesiątych, słoweńska elektrownia atomowa Krško znalazła się wiele razy w niebezpieczeństwie. W czerwcu 1991 roku trzy myśliwce bombardujące lotnictwa jugosłowiańskiego przeleciały nad elektrownią. Nie doszło do ataku, jednakże te działania były najwyraźniej ostrzeżeniem. We wrześniu 1991 roku wojna znowu zbliżyła się do granic Słowenii. Doszło do walk w pobliżu Zagrzebia, które mogły rozlać się na terytorium Słowenii (Hirsch 1997).

W przypadku konfliktu zbrojnego zbliżonego do wojny, mogą nastąpić ataki grup do zadań specjalnych w połączeniu z normalnymi działaniami wojennymi (przeprowadzone przez siły specjalne, operujące za linią wroga albo przez „piątą kolumnę”). Takie niebezpieczeństwo istnieje szczególnie w przypadku wojny asymetrycznej, w której wróg atakuje znacznie słabsze państwo, na przykład w trakcie wojny interwencyjnej. Skrupuły przed działaniami skierowanymi przeciwko ludności cywilnej przeciwnika mogą zostać w znacznym stopniu zmniejszone, jeśli zaatakowane państwo nie ma już żadnej innej alternatywy ataku na dużo silniejszego przeciwnika i/lub też poniosło już duże straty wśród swojej ludności cywilnej.

W niniejszym dokumencie nie będzie omawiane wykorzystanie broni atomowej przeciwko elektrowniom jądrowym (w ramach ataku terrorystycznego lub ataku wojskowego). Jednakże, należy wspomnieć, iż zniszczenie elektrowni jądrowej mogłoby doprowadzić do znacznego zwiększenia skażenia promieniotwórczego, niż spowodowane przez broń atomową. Ilość produktów rozszczepienia pochodzących z komercyjnej elektrowni jądrowej jest około 1000 razy większa, niż ilość uwolniona w trakcie wybuchu bomby atomowej.

4.2 Cele ataków i ich podatność

Pośród elektrowni jądrowych i innych instalacji zawierających materiały toksyczne takich, jak fabryki chemiczne, elektrownie jądrowe są prawdopodobnie „najatrakcyjniejszym” celem dla ataków terrorystycznych albo wojskowych. Są one szeroko rozpowszechnione (przynajmniej w wielu krajach uprzemysłowionych), zawierają dużą ilość materiałów radioaktywnych i są, jak już to wcześniej zostało stwierdzone, ważnymi elementami systemu elektroenergetycznego. Co więcej, są to duże budynki o typowej konstrukcji, widoczne z dużych odległości.

Obszar elektrowni jądrowej obejmuje wiele hektarów. Jądrem instalacji jest budynek reaktora, który, jak wskazuje jego nazwa, zawiera reaktor z wysokoradioaktywnym paliwem jądrowym (w ilości rzędu 100 ton), jak również bardzo ważne systemy chłodzenia oraz bezpieczeństwa.

Jest prawdopodobne, że w przypadku ataku, głównym jego celem stanie się budynek reaktora. Jeśli reaktor pracuje w czasie ataku a zostanie przerwane chłodzenie, może bardzo szybko dojść do stopienia rdzenia (w ciągu około godziny). Nawet w sytuacji, gdy reaktor zostaje wyłączony, ciepło wydzielane w trakcie wygaszania jest znaczne a zatem dojdzie do stopienia paliwa, choć nastąpi to trochę wolniej.

W przypadku zniszczenia budynku elektrowni i awarii systemów chłodzenia, dojdzie do stopienia rdzenia reaktora w sposób najgorszy z możliwych: szybkie stopienie przy zniszczonej otwartej obudowie bezpieczeństwa. Skażenie radioaktywne, które wystąpi w rezultacie tego zdarzenia, będzie szczególnie duże i nastąpi bardzo szybko.

Basen magazynowania zużytego paliwa jest kolejnym, wrażliwym elementem instalacji. Zawiera on dużo materiałów radioaktywnych. W niektórych elektrowniach, basen może zawierać wielokrotnie więcej paliwa (i tym samym więcej substancji radioaktywnych o długim okresie połowicznego rozpadu), niż zawiera sam rdzeń reaktora. W niektórych elektrowniach jądrowych, taki basen znajduje się wewnątrz obudowy bezpieczeństwa i jest chroniony przed zewnętrznymi uderzeniami przez żelbetonową osłonę (na przykład w niemieckich reaktorach PWR). Jednakże w wielu przypadkach baseny są budowane w oddzielnych budynkach o niższym stopniu ochrony (np. w elektrowniach jądrowych w Stanach Zjednoczonych). Baseny w wielu niemieckich reaktorach BWR znajdują się wewnątrz budynku reaktora, ale ponad obudową bezpieczeństwa i chronione są w dużo mniejszym stopniu, niż sam reaktor.

Oprócz budynku reaktora oraz, jeśli takowy istnieje, budynku zawierającego basen ze zużytym paliwem, istnieją inne budynki i instalacje, o różnym stopniu znaczenia. W przypadku nowoczesnych reaktorów wodnych ciśnieniowych (PWR, w tym WWER), stanowiących w sumie około 60% wszystkich elektrowni jądrowych eksploatowanych na świecie, do najważniejszych należą:

- budynek rozdzielnic elektrycznej wraz z pomieszczeniem kontroli oraz głównymi instalacjami energetycznymi i elektronicznymi;
- budynki dodatkowe, zawierające instalacje wentylacyjne oraz oczyszczania wody;
- budynek maszynowni, zawierający turbinę oraz generator;
- stacja transformatorowa z podłączeniem do sieci przesyłowej oraz transformator;
- budynek awaryjnego zasilania, z awaryjnymi generatorami dieslowskimi oraz systemem chłodzonej wody;
- budynek awaryjnego zasilania, zawierający instalacje awaryjnego zasilania wytwornic pary (tzn. chłodzenia reaktora poprzez wtórny obieg chłodzenia), ze stanowiskiem zdalnego wyłączenia;
- komin gazów wylotowych;
- budynek warsztatowy, z pomieszczeniami socjalnymi dla personelu;

- wieże chłodnicze (jeśli są niezbędne);
- budynek pobierania i wylewania wody dla instalacji chłodzenia.

Sytuacja jest podobna, w przypadku reaktorów wodnych wrzących. Jednakże, nie ma w takim przypadku budynku awaryjnego zasilania wytwornic pary, ponieważ reaktory BWR posiadają tylko jeden obwód chłodzenia i nie posiadają wytwornic pary. Zamiast tego budynku, reaktory BWR są wyposażane w budynek awaryjnej kontroli, pozwalający na sterowanie najważniejszymi funkcjami bezpieczeństwa.

Jak dotychczas, żadna elektrownia jądrowa nie została specjalnie skonstruowana, celem jej zabezpieczenia przed uderzeniami zewnętrznymi, spowodowanymi przez człowieka (na przykład uderzenie samolotu). W przypadku projektów, w których brano pod uwagę takie scenariusze, zakładano uderzenie tylko w jedno miejsce (odpowiadające, na przykład, uderzeniu małego samolotu wojskowego). Przestrzenne oddzielenie instalacji ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa elektrowni było najważniejszym środkiem przeciwdziałania. Powinno to zagwarantować, że w przypadku uderzenia, tylko jedna, kluczowa dla bezpieczeństwa instalacja mogłaby zostać zniszczona – sytuacja, w której istnieje możliwość kompensacji. Przykładowo, w razie awarii systemu pomocniczego zasilania, podłączonego poprzez odpowiednie transformatory, można uruchomić generatory dieslowskie awaryjnego zasilania.

Jeżeli nawet budynek reaktora nie zostanie uszkodzony w trakcie ataku, istnieje wciąż możliwość wymknięcia się sytuacji spod kontroli, jeśli więcej niż jedna instalacja ważna dla bezpieczeństwa zostanie zniszczona. Może się tak stać, nawet w przypadku przestrzennego rozdzielania ważnych elementów systemu, jeśli atak dotknie dużego obszaru instalacji.

Na przykład w razie równoczesnej awarii zasilania z sieci energetycznej (poprzez stację transformatorową) oraz zasilania awaryjnego, przestają pracować pompy układu chłodzenia. W przypadku równoczesnego zniszczenia pomieszczenia kontroli oraz awaryjnego zasilania wytwornic (awaryjnego budynku kontroli) może dojść do sytuacji, w której systemy bezpieczeństwa będą wciąż funkcjonować, ale nie będzie możliwości sterowania nimi. Większe zniszczenia na terenie elektrowni mogą przynieść dalsze skutki, uniemożliwiając w rezultacie dostęp personelu, działania

awaryjne i naprawy – przynajmniej w wymaganym czasie, wynoszącym kilka godzin.

Zniszczenie samego budynku ujęcia wody systemu chłodzenia powoduje, iż wszystkie obwody chłodzenia elektrowni zostają przerwane. Jednakże, w takim przypadku, stan krytyczny pojawia się powoli, ponieważ na terenie elektrowni są dostępne różne zbiorniki wodne. Jest więc czas na zastosowanie improwizowanych rozwiązań, chyba, iż są one niemożliwe z powodu dodatkowych zniszczeń na terenie elektrowni.

4.3 Konsekwencje ataku na elektrownię jądrową

Jeden przykład, z długiej listy możliwych scenariuszy, zostanie opisany bardziej szczegółowo poniżej – artyleryjski ostrzał elektrowni jądrowej. Taki atak może prowadzić do awarii reaktora należącej do najgorszej kategorii: stopień rdzenia, połączone z uszkodzeniem obudowy bezpieczeństwa na wczesnym etapie ataku. Byłby on skuteczniejszy, niż atak z wykorzystaniem rakiet przeciwpancernych lub rakiet służących do przebijania betonu.

Możliwy scenariusz mógłby obejmować ostrzał za pomocą haubic 155 mm, przetransportowanych drogą lądową w ramach operacji wojskowej lub też ataku terrorystycznego. Prawie każda armia na świecie posiada obecnie taką broń; jest możliwe, że terrorystom udałoby się ją zakupić. Haubica 155 mm może zostać w sposób zakamuflowany przetransportowana w pobliże elektrowni jądrowej; może zostać przygotowana do otwarcia ognia w ciągu kilku minut. Jeśli ostrzał zostanie przeprowadzony z odległości 12-15 km, obszar 50 m x 50 m na terenie elektrowni może zostać wielokrotnie trafiony. Jeśli odległość będzie mniejsza, a warunki pogodowe sprzyjające, celność będzie dużo większa. Istnieje możliwość wielokrotnego trafienia budynku reaktora.

Jeśli w ataku zostaną wykorzystane pociski burzące, budynek reaktora zostanie częściowo zniszczony. Dojdzie do poważnych zniszczeń wewnątrz. Personel elektrowni zostanie zabity lub też ranny. Nieznacznie niecelne strzały spowodują dalsze zniszczenia na terenie instalacji. Zniszczenia te mogą zostać celowo zwiększone poprzez użycie pocisków zapalających oraz innych typów amunicji. Efektywne i szybkie wprowadzenie w życie środków

W ciągu kilku godzin dojdzie do stopienia rdzenia, w połączeniu z poważnym skażeniem promieniotwórczym. Ilość materiałów radioaktywnych uwolnionych do atmosfery, może sięgnąć 50–90% zasobów pierwiastków promieniotwórczych takich, jak jod lub cez. Uwolniona zostanie również pewna ilość takich pierwiastków, jak stront 90. W przypadku elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej 1000 MW, odpowiada to wielu setkom tysięcy TBq cezu 137 (Hahn 1999), w porównaniu do około 85000 TBq cezu 137 uwolnionych w Czarnobylu (NEA 1996).

Konsekwencje byłyby katastrofalne, a efekty objęłyby duży obszar: należałoby szybko przeprowadzić ewakuację z obszaru o powierzchni do 10000 km². Byłoby do 15000 tysięcy ofiar śmiertelnych, spowodowanych ostrym napromienianiem oraz do miliona ofiar śmiertelnych, które umarłyby na raka, jak również niezliczona ilość uszkodzeń genetycznych. Skażony obszar, który wymagałby w długim okresie czasu przesiedlenia ludności, mógłby sięgać powierzchni 100000 km². Koszty ekonomiczne oszacowano na 6000 miliardów Euro (Hahn 1999).

Dla wielu reaktorów, prawdopodobieństwo zniszczenia lub też poważnego uszkodzenia basenu do przechowywania zużytego paliwa jest duże. W takim przypadku ilość materiałów promieniotwórczych, uwolnionych do atmosfery, byłaby duża większa, niż podana powyżej, z odpowiednio większymi konsekwencjami.

Przez pewien czas możliwa byłaby interwencja, pozwalająca na schłodzenie paliwa. Jeśli system chłodzenia, wykorzystujący wodę w basenie, zawiódłby z powodu ataku, a woda stopniowo wyparowałaby, potrzeba byłoby od jednego, do dziesięciu dni (w zależności od ilości oraz prędkości chłodzenia zużytego paliwa w basenie), aż górne powierzchnie elementów paliwowych zostałyby odkryte. Jeśli basen zostałby uszkodzony, a woda z niego spłynęła, punkt ten zostałby oczywiście osiągnięty dużo szybciej. Kiedy paliwo zostałoby odkryte, ekranowanie promieniowania zostałoby zupełnie wstrzymane, a wszelkie działania niemożliwe, ze względu na zbyt wysoki poziom promieniowania.

Świeżo uwolnione paliwo osiągnęłoby punkt, w którym pali się w powietrzu (900°C), a poważne skażenie radioaktywne rozpoczęłoby się w ciągu godzin (Alvarez 2003).

Bibliografia

Główny dokument

Greenpeace 2005. Hirsch, H., O. Becker, M. Scheider, and A. Froggatt. 2005. Nuclear Reactor Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century. Greenpeace International.

Pozostała bibliografia

Ahlstrand 1991. Ahlstrand, R., et al. Identifying life-limiting factors at the Loviisa power plant and management of the aging. Plant Life Extension (PLEX), Berlin.

Ali 1998. Ali, S.A., and G. Bagchi. Risk-informed inservice inspection. Nucl. Engin. and Design 181: 221–224.

Alvarez 2003. Alvarez, R., et al. Reducing the Hazards from Stored Power-Reactor Fuel in the United States. Science & Global Security 11 (1): 1–60.

Anderson 2005. Anderson, H. Analysis: Nuclear future coming together? UPI, February 28.

ATW 2004. Atomwirtschaft – International Journal for Nuclear Power. INFORUM GmbH, Berlin; years up to 2004.

Ballesteros 2004. Ballesteros, A., et al. Beyond RPV Design Life. Strength of Materials 36 (1) (January/February 2004): 8–13.

Bartonicek 1998. Bartonicek, J., M. Alt, and A. Manke. Beispiele für die Betriebsüberwachung bei GKN [Examples for monitoring at GKN]. 24 MPA seminar, Stuttgart: 61.

Bicego 1998. Bicego, V., E. Lucon, and R. Crudeli. Integrated technologies for life assessment of primary power plant components. Nucl. Engin. and Des. 182: 113–121.

BMU 1999–2003. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland – Atomkraftwerke und Forschungsreaktoren. Bonn, Jahresberichte 1999–2003.

Bolvin 1993. Bolvin, M., and D. Chauvel. A study of the life expectancy of cooling towers. SMiRT vol. D (12), Stuttgart: 467–472.

Born 2002. Born, H, M. Brettner, and R. Donderer. Aktueller Stand zum Hochabbrand und Auswirkungen auf das Brennstabverhalten im bestimmungsmäßigen Betrieb sowie bei Störfällen. <http://www.ktrg.org/doc-fag/fg-bet-rph-aktueller-stand-hochabbrand.pdf>.

Bornemann 2001. Bornemann, J. T., and K. Heinz. Die sicherheitstechnische Bewertung von Leistungserhöhungen von DWR-Anlagen. Jahrestagung Kerntechnik (Mai) Proceedings.

Butcher 2001. Butcher, P., et al. TSO Assistance Towards the Improvement of Nuclear Safety in Lithuania: Achievements and Perspectives. EUROSAFE, seminar 1 (November 6) Paris.

Carré 2004. Carré, F., et al. R&D Program on Generation IV Nuclear Energy System: The High Temperature Gas-cooled Reactors. Annual Meeting on Nuclear Technology (May 25–27) Düsseldorf.

CNRA 2001. OECD Nuclear Energy Agency. Committee on Nuclear Regulatory Activities: Regulatory Aspects of Life Extension and Upgrading of NPPs. NEA/CNRA/R 1 (January) Paris.

Coeytaux 2001. Coeytaux, X. La Hague Particularly Exposed to Plane Crash Risk. Briefing (September 26) WISE, Paris.

Daisuke 1999. Daisuke, I. A Feasibility Study on Nuclear Reactor Vessel Head Replacement. International Conference on Nuclear Engineering 7, Tokyo. <http://www.icone-conf.org>.

- DATF 2003. Yearly Reports of the German Atomic Forum (Deutsches Atomforum) up to 2003. <http://www.kernenergie.de>.
- DOE 2002. United States Department of Energy's the Generation IV International Forum (GIF): A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy System. December 2002. http://energy.inel.gov/gen-iv/docs/gen_iv_roadmap.pdf.
- Donderer 1996. Donderer, R. RBMK–Report 1996 – Eine kritische Auseinandersetzung mit dem Tschernobyl–Reaktortyp. Greenpeace–Studie, GP Deutschland, Hamburg.
- Duthie 1998. Duthie, J. C., et al. Risk–based approaches to ageing and maintenance management. *Nuclear Engin. and Design* 184: 27–38.
- ENS 2004. Environmental News Service. France Gives USA Access to Next Generation Nuclear Technology. ENS, August 25. <http://www.ens-newswire.com>.
- Erve 1994. Erve, M., et al. Geplante und realisierte Abhilfemaßnahmen gegen interkristalline Spannungsrißkorrosion zur Gewährleistung eines sicheren Anlagenbetriebes mit Rohrleitungen aus stabilisierten austenitischen Stählen von Siedewasserreaktoren. 20 MPA seminar 2: 32.
- ESKOM 2005. <http://www.eskom.co.za>. Seen February 2.
- Esselmann 1998. Esselmann, T. C., M. A. Eissa, and W. J. McBrine. Structural condition monitoring in a life cycle management program. *Nucl. Engin. and Design* 181: 163–173.
- Fabian 2004. Fabian, T. Powering future demand. *Nuclear Engineering International* (June): 46–47.
- FEA 2004. Federal Environment Agency – Austria. Verfahren Betriebsbewilligung AKW Beznau II; Bericht an die Österreichische Bundesregierung sowie an die Landesregierung von Vorarlberg. Ergänzung vom Juli.
- FRAMATOME 2004. <http://www.framatome-anp.com/gabarits/PDF/5087-fichier-DOWNLOAD.pdf>. Viewed December 21.
- Gorden 2004. Gorden, J. The next fifty years. *Nuclear Engineering International* (August): 36–37.
- Greenpeace 2003. Bonduelle, A., and M. Lefevre. „E le ou Pluton?“ [Wind vs Nuke]. (December.) http://www.greenpeace.org/france_fr/multimedia/download/1/359529/0/E_le_ou_Pluton_VF.pdf.
- Göldner 2003. Göldner, R. Potential of Light Water Reactors for Future Nuclear Power Plants. *Atw* 48 (11): 674–677.
- Gunter 2001. Gunter, P. The Pebble Bed Modular Reactor (PBMR). Nuclear Information and Resource Service (March) Washington, DC.
- Hahn 1988. Hahn, L. Der kleine Hochtemperaturreaktor (PBMR) – letzter Strohalm der Atomindustrie? Öko–Institut, Darmstadt.
- Hahn 1999. Hahn, L. Kernkraftwerke der Welt – Bestand, Funktionsweise, Sicherheitsprobleme; in: Gefahren der Atomkraft. Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig–Holstein, 2 (Mai) aktualisierte Auflage, Kiel.
- Hainz 2004. Hainz, C., et al. Report on the Safety Risks of a New European Pressurized Water Reactor (EPR). Commissioned by Greenpeace International (April) Öko–Institut, Darmstadt.
- Hienstorfer 1998. Hienstorfer, W. G., et al. Stellenwert der Betriebsüberwachung bei der Absicherung der Komponentenintegrität [Significance of on–line monitoring on the assessment of the integrity of components]. 24 MPA seminar Stuttgart: 60.
- Hirsch 1997. Hirsch, H., et al. Extended Safety Review for Krsko NPP; Institute of Risk Research of the Academic Senate of the University of Vienna, Risk Research Report 9 (November) Vienna.
- IEA 2001. International Energy Agency. Nuclear Power in the OECD. Vienna: 300.

- IAEA 1990. International Atomic Energy Agency. Safety Aspects of Nuclear Power Plant Ageing. TECDOC-540, Vienna.
- IAEA 1999. International Atomic Energy Agency. Final Report of the Programme on the Safety of WWER and RBMK Nuclear Power Plants. IAEA-EBP-WWER-15 (May) Vienna.
- IAEA 2002. International Atomic Energy Agency. Cost Drivers for the Assessment of Nuclear Power Plant Life Extension. IAEA-TECDOC-1309 (September) Vienna.
- IAEA 2004. International Atomic Energy Agency. Nuclear Technology Review (August) Vienna.
- IAEA 2005. International Atomic Energy Agency. Power Reactor Information System Database: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>; and National Country Power Reports: http://www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/countryprofiles.htm. Accessed April.
- Jansky 1993. Jansky, J., T. Andrae, and K. Albrecht. Feedwater piping guillotine breaks at 340°C operation temperature. SMiRT vol. F (12) Stuttgart: 207–214.
- Lee 1998. Lee, M. K., et al. Investigation of liquid impact erosion for 12Cr steel and stellite 6B. J. Nucl. Mat. 257: 134–144.
- Liemersdorf 1998. Liemersdorf, H., and F. Michel. Sensitivity of German NPPs to Ageing Phenomena. GRS/IPSN-Fachgespräch (November 10) Berlin.
- Lineberry 2002. Lineberry, M. J., and T. R. Allen. The Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR). Americas Nuclear Energy Symposium (ANES 2002) (October 16–18) Miami, Florida.
- LMD 2002. L.M.D. Consultancy. Nuclear Power Plant Life Management in Some European Countries. (March) Oxford.
- Lochbaum 2000. Lochbaum, D. Nuclear Plant Risk Studies – Failing the Grade. Union of Concerned Scientists (August).
- Macdougall 1998. MacDougall, R. US Nuclear Power – Can Competition Give It Renewed Life? Numark Associates Inc. <http://www.numarkassoc.com>.
- Meyer 1998. Meyer, N., D. Rieck, and I. Tweer. Alterung in Kernkraftwerken. Greenpeace, Hamburg, 1996, (revised version 1998).
- MIT 2003. An Interdisciplinary MIT Study: John Deutch (Co-Chair), Ernest J. Moniz (Co-Chair), Stephen Ansolabehere, Michael Driscoll, Paul E. Gray, John P. Holdren, Paul L. Joskow, Richard K. Lester, and Neil E. Todreas. The Future Of Nuclear Power. (January). <http://web.mit.edu>.
- Morlent 2001. Morlent, O., and F. Michel. Safety Significance of Component Ageing, Exemplary for MOV, Based on French and German Operating Experience. EUROSAFE 2001, seminar 1 (November 6) Paris.
- Münkler 2003. Münkler, H. Die neuen Kriege. Büchergilde Gutenberg, Frankfurt/Main, Wien und Zürich.
- Naus 1996. Naus, D. J., et al. Aging management of containment structures in nuclear power plants. Nucl. Engin. and Des. 166: 367–379.
- NEI 2003c. Nuclear Engineering International. The future lies in the past. (October) 42–45.
- Nissim 2004. Nissim, Ch. L'amour et le monstre – roquettes contre Malville. Ed. Favre (February).
- NNF 2005b. Platt's Nuclear News Flashes. (March 8.)
- NPJ 2002. Nuclear Plant Journal Editorial Archive. An International Perspective Remarks of Poong Eil Juhn. International Atomic Energy Agency (June 19) Vienna. <http://www.npj.goinfo.com>.
- NUCWEEK. Nucleonics Week Newsletter. McGraw-Hill. Issue number_year.
- Rastas 2003. Rastas, A. J. Additional Competitiveness and Safety by Modernization at Olkiluoto. Atomwirtschaft, International Journal for Nuclear Power 48 (6):

384–387.

- Rinckel 1998. Rinckel, M. A. Reactor pressure vessel integrity program. Nucl. Engin. and Design 181: 17–39.
- Röwekamp 2004. Röwekamp, M. Bewertung von Brandmodellen und Rechenprogrammen im Hinblick auf ihren Einsatz für Regulatorische Entscheidungen. Jahrestagung Kerntechnik (Mai) Proceedings.
- Roos 1998. Roos, E., et al. Risk-based Management der Restlebensdauer von Kraftwerksbauteilen [Risk-based management of remaining life of power plant components]; 24 MPA seminar Stuttgart: 63.
- Schneider 2004. Schneider, M., and A. Froggatt. The World Nuclear Industry Status Report 2004. Commissioned by the Greens-EFA Group in the European Parliament (December) Brussels.
- Schulz 1987. Schulz, H., and R. Sunder. Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung für die Lebensdauer von Komponenten. GRS-Fachgespräch: 60–79.
- Schulz 2001. Schulz, H. Limitations of the inspection and testing concepts for pressurised components from the viewpoint of operating experience. EUROSAFE 2001 (November 6) seminar 1, Paris.
- Shao 1998. Shao, L. C., et al. Seismic responses and resistance of age degraded structures and components. Nucl. Engin. and Design 181: 3–15.
- Sliter 1993. Sliter, G. E. Overview of research on nuclear plant cable aging and life extension. SMiRT vol. D (12) Stuttgart: 199–204.
- Thompson 1996. Thompson, G. War, terrorism and nuclear power plants. Study commissioned by Greenpeace Germany, Chernobyl Paper No. 2, Greenpeace International Nuclear Campaign (March) London.
- Thompson 2005. Thompson, G. Are Nuclear Installations Terrorist Targets? Presentation at the 7th Irish and UK Local Authorities Standing Conference on Nuclear Hazards (March 10–11) Drogheda, Ireland.
- TMI 2005. <http://www.tmia.com/threat.html>. (Viewed March 11).
- UCS 2004. Union of Concerned Scientists. BWR power uprate.
- Varley 1998. Varley, C., and J. Paffenbarger. Electricity Market Competition and Nuclear Power. Uranium Institute London. <http://www.uilondon.org>.
- WANO 2004. World Nuclear Association. Advanced Nuclear Power Reactors. (November.) <http://www.world-nuclear.org>.
- WISE 1998. World Information Service Energy. The decline of nuclear power. WISE News Communiqué 499/500 (October 10) Amsterdam.
- WNIH 2004. Nuclear Engineering International. World Nuclear Industry Handbook 2004. Sidcup, UK: Wilmington Publishing.
- Zaiss 1994. Zaiss, W., G. König, and J. Bartonicek. Schadensmechanismen bei Rohrleitungen von Druckwasserreaktor-Anlagen. 20 MPA seminar vol. 2/33.
- Zwicky 1993. Zwicky, P. F., and D. Kluge. Aging management for safety related concrete structures in Switzerland. SMiRT vol. D (12) Stuttgart: 447–452.

Dodatkowe informacje

Organizacje pozarządowe

Anti-Atom (Rosja): <http://www.antiatom.ru/eng.htm>

Atom Stop (międzynarodowa): <http://www.atomstop.com>

Citizens Nuclear Information Centre (Japonia): <http://cnic.jp/english>

Earthlife Africa: <http://www.earthlife.org.za>

Friends of the Earth Europe: <http://www.foeeurope.org/activities/Nuclear/nuclear.htm>

Korean Federation for Environment Movement: <http://english.kfem.or.kr>

Greenpeace International: <http://www.greenpeace.org/international/campaigns/nuclear>

Nuclear Information Resource Service (Stany Zjednoczone): <http://www.nirs.org>

Public Citizens (Stany Zjednoczone): <http://www.energyactivist.org>

Sortir du Nucleaire (Francja): <http://www.sortirdunucleaire.org>

WISE Amsterdam (międzynarodowa): <http://www10.antenna.nl/wise>

WISE Paris (międzynarodowa): <http://www.wise-paris.org>

Sektor atomowy

World Nuclear Association: <http://www.world-nuclear.org>

International Atomic Energy Agency: <http://www.iaea.org>

Nuclear Energy Agency: <http://www.nea.fr>

United States Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Science and Technology:
<http://nuclear.energy.gov/genIV/neGenIV1.html>

Generation IV International Forum: <http://gif.inel.gov>



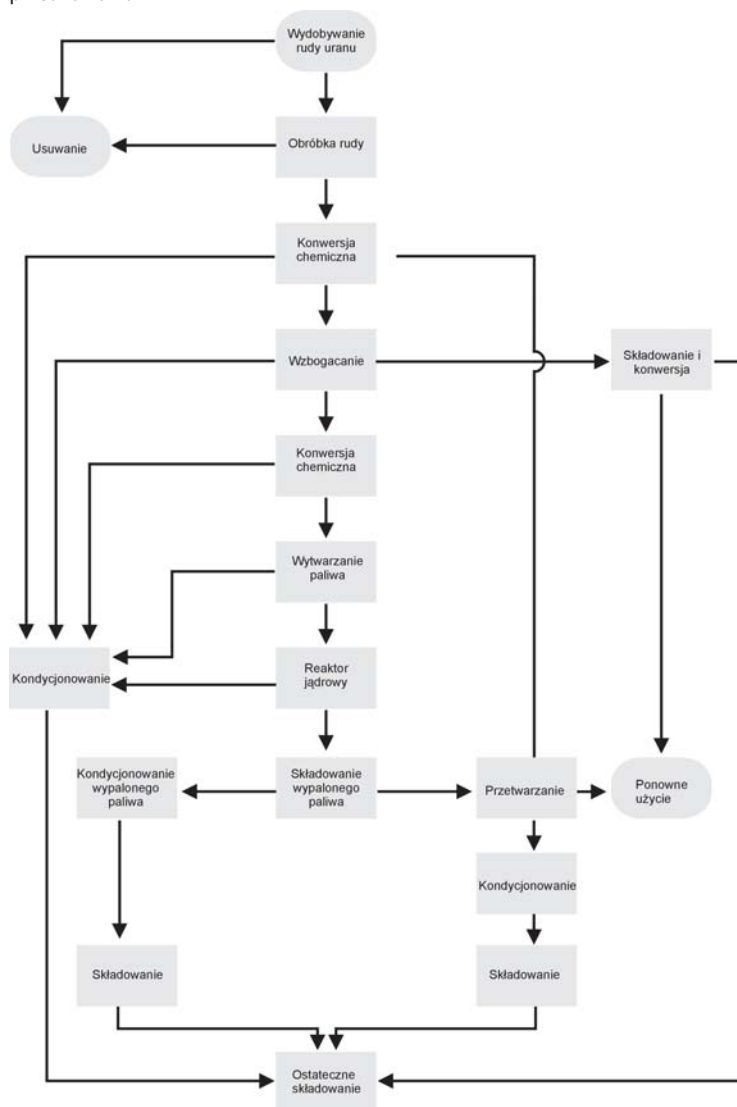
ROZDZIAŁ 3

CYKL PALIWOWY

Jürgen Kreusch, Wolfgang Neumann, Detlef Appel, Peter Diehl



Rys. 1. Wyidealizowane przedstawienie cyklu paliwowego z przetwarzaniem i bez przetwarzania



Źródło: Grupa Ekologia

Pociąg z dwunastoma pojemnikami „Castor” z francuskiego zakładu przetwórczego w La Hague wjeżdża na teren jednostki ekspedycyjnej na stacji kolejowej w Dannenbergu (Niemcy).

© Andreas Schoelzel/Greenpeace

1 Wstęp

Wykorzystywanie energii jądrowej wymaga pracy kilku różnych zakładów przemysłowych. W każdym z nich występują określone, potencjalne zagrożenia. Poczynając od kopalni uranu, gdzie zagrożeniem jest chociażby pył, a przy normalnej eksploatacji potencjalna i faktyczna radioaktywność, poprzez elektrownie jądrowe, gdzie pracownikom lub okolicznym mieszkańcom mogą grozić wypadki, a kończąc na możliwości skażenia wód gruntowych w miejscu ostatecznego składowania odpadów promieniotwórczych.

Procesy niezbędne do tego, aby uran stał się elementem paliwowym, przedstawiono na ilustracji obok (Rys. 1). Po wykorzystaniu paliwa uranowego w elektrowni jądrowej i po upływie wymaganego czasu składowania go w tzw. „przechowalni”, zużyte paliwo może być albo kondycjonowane i „bezpośrednio” przewiezione do ostatecznego miejsca składowania, albo może zostać poddane przetwarzaniu. Przetwarzanie oznacza wydzielenie uranu i plutonu ze zużytego paliwa, wyprodukowanie z tych materiałów nowych elementów paliwowych i ponowne ich użycie w reaktorze. Większość krajów korzystających z energii jądrowej nie poddaje swojego wypalonego paliwa przetwarzaniu. Bardziej szczegółowe informacje na temat przetwarzania zużytego paliwa podane są w dalszej części rozdziału.

W procesie wzbogacania uranu powstaje duża ilość zubożonego paliwa uranowego (odpadowa frakcja końcowa). Każdy zakład wzbogacania uranu wytwarza w ciągu roku kilka tysięcy ton tego materiału. Ze względów ekonomicznych, nie ma pewności, co będzie się robić z tym promieniotwórczym materiałem w przyszłości. Może być tak, że tylko niewielka jego część będzie mogła być wykorzystana poza cyklem paliwowym, a resztę trzeba będzie w całości składować.

Odpady promieniotwórcze powstają w każdej elektrowni jądrowej. Odpady te można zaliczyć do kategorii promieniotwórczych odpadów niskoaktywnych (LAW), średnioaktywnych (MAW) lub wysokoaktywnych (HAW). W porównaniu z pozostałymi dwiema kategoriami, odpady należące do kategorii HAW stanowią objętościowo niewielką ilość, ale ich radioaktywność jest o kilka rzędów wielkości większa. Główną część HAW stanowi

go usunięcia, zeszkłone produkty rozszczepienia i – w reaktorze – materiały aktywowane. Odpady LAW i MAW wytwarzane są na większą skalę. Ilość odpadów zależy od typu reaktora i od wymagań dotyczących gospodarki odpadami, włącznie z ostatecznym ich usuwaniem; czynniki te różnią się w zależności od kraju. Na przykład, w Niemczech reaktor PWR (reaktor ciśnieniowy chłodzony i moderowany lekką wodą) o mocy 1300 MW wytwarza co roku 60 m³ LAW i MAW oraz około 26 Mg¹ wypalonego paliwa. Przez cały okres eksploatacji, aż do momentu likwidacji, reaktor taki wytwarza 5700 m³ LAW. Biorąc pod uwagę to, że limit eksploatacyjny każdego reaktora wynosi 35 lat, przewiduje się, że w Niemczech, przy ciągłym korzystaniu z energii jądrowej, łączna ilość odpadów przeznaczonych do ostatecznego składowania wyniesie około 300000 m³.

Niezależnie od tego, czy przeprowadza się przetwarzanie zużytego paliwa, czy nie, niezbędne jest składowisko przeznaczone do ostatecznego usuwania odpadów promieniotwórczych. Dotyczy to nie tylko dużych ilości LAW i MAW, ale również wypalonego paliwa, które będąc mieszaniną tlenków, nie jest poddawane przetwarzaniu na skalę przemysłową. Tylko we Francji robi się to na niewielką skalę. Nigdzie na świecie nie ma dostępnego składowiska dla LAW i wypalonego paliwa. W kilku krajach, w których działają duże programy jądrowe, istnieją składowiska dla LAW i MAW. Bez względu na to, jak konieczne jest jak najszybsze i jak najbezpieczniejsze wybudowanie składowiska do ostatecznego składowania odpadów promieniotwórczych, z którego będą mogły korzystać wszystkie kraje korzystające z energii jądrowej. Ostateczne składowanie odpadów powinno zapewniać większe bezpieczeństwo niż inne opcje, pod warunkiem, że miejsce na składowisko zostanie właściwie wybrane i skonstruowane. Musimy zająć się negatywnymi efektami energii jądrowej.

2 Wydobywanie uranu

2.1 Wprowadzenie

Era wydobywania uranu na dużą skalę rozpoczęła się po zakończeniu drugiej wojny światowej, gdy uran stał się surowcem strate-

1 Megagram zwany potocznie toną (przyp. tłum.)

gicznym. Czyniono ogromne wysiłki, aby za wszelką cenę zdobyć ten surowiec potrzebny do budowy bomby jądrowej, początkowo ignorując jego oddziaływanie na zdrowie zatrudnionych robotników i na środowisko. Stany Zjednoczone zdobywały swój uran z różnych źródeł, głównie ze złóż krajowych i ze złóż kanadyjskich. Związek Radziecki, początkowo nie wiedząc o jakichkolwiek większych złóżach na terenie własnego kraju, stworzył ogromny przemysł wydobywania rud uranu w swoich europejskich państwach satelickich, głównie we Wschodnich Niemczech i Czechosłowacji, ale również na Węgrzech i w Bułgarii. Czasami ponad 100 tysięcy ludzi pracowało w bardzo ciężkich warunkach we wschodniemieckich kopalniach rud uranu pod nazwą „Wismut”, aby dostarczyć taką ilość uranu, jaką obecnie z bogatego złoża w Kanadzie wydobywa kilkuset ludzi.

W miarę jak w latach 70. XX wieku uran stawał się w coraz większym stopniu surowcem przemysłowym do produkcji energii elektrycznej, sytuacja zaczęła ulegać zmianie: rozwinął się rynek uranu, rządy państw nie były już jego wyłącznymi nabywcami, a ponadto wprowadzono w życie normy ekologiczne dotyczące wydobywania rud uranu. Wraz z zakończeniem zimnej wojny ustało zapotrzebowanie na uran dla celów militarnych i dostępne stały się jego wtórne zasoby, takie jak zmagazynowane zapasy, czy też materiały pozyskane z rozbrojonych nadwyżek głowic atomowych. Te wtórne zasoby zaspokajają obecnie prawie połowę zapotrzebowania przemysłu jądrowego, a więc szansę na przetrwanie mają tylko najbardziej opłacalne kopalnie uranu. Ponieważ można przewidzieć, że wtórne zasoby w końcu się wyczerpią, a w kilku krajach wysunięto propozycje zwiększenia produkcji energii jądrowej, sytuacja ponownie ulega zmianie: uran może się znów stać rzadkim surowcem, który trzeba będzie wydobywać wysokim (ekologicznym) kosztem.

2.2 Wydobycie uranu: technologia i skutki

Średnia zawartość uranu w skorupie ziemskiej wynosi 3 g/t, a więc nie jest to szczególnie rzadki metal. Jego wydobywanie ma jednak sens tylko w przypadku złóż, w których zawartość uranu wynosi zwykle 1000 g/t (0,1%); uboższe złoża są obecnie eksploatowane tylko w bardzo szczególnych okolicznościach. Złoża o opłacalnej do eksploatacji zawartości uranu znajdują się w różnych częściach świata. Złoża te bardzo różnią się między sobą pod względem

układu geologicznego, wielkości, zawartości uranu i dostępności wydobywczej. Na Płaskowyżu Kolorado, na zachodzie Stanów Zjednoczonych, gdzie typowa zawartość uranu w rudzie wynosi 0,1–0,2%, metal ten wydobywany był w tysiącach, zazwyczaj niewielkich, kopalni do początku lat 80. XX wieku, kiedy to nastąpił gwałtowny spadek cen uranu. Z kolei w Elliot Lake (Ontario, Kanada), we Wschodnich Niemczech i Czechosłowacji uran był przez dziesiątki lat wydobywany w bardzo wielkich podziemnych kopalniach i to często przy nawet niższej jego procentowej zawartości w rudzie. Gdy w 1990 roku we Wschodnich Niemczech wstrzymano wydobywanie uranu, koszt jego wydobycia był prawie dziesięć razy wyższy od jego światowej ceny rynkowej.

Po zakończeniu zimnej wojny tylko najbardziej opłacalne kopalnie uranu nadal pracowały. Najbogatsze eksploatowane obecnie złoża (o niezwykle wysokiej, bo wynoszącej 17,96% zawartości uranu) znajduje się w podziemnej kopalni McArthur River w prowincji Saskatchewan w Kanadzie; natomiast najuboższe złoża (o zawartości 0,029%) eksploatowane obecnie na dużą skalę, to kopalnia odkrywkowa Rössing w Namibii.

Większość rud uranu wydobywa się w sposób tradycyjny – w kopalniach odkrywkowych lub podziemnych. Z wyjątkiem kilku bogatych w uran złóż w prowincji Saskatchewan, w Kanadzie, zawartość uranu w rudzie jest zwykle niższa niż 0,5% i aby zdobyć uran trzeba wydobyć ogromne ilości rudy. Górnicy pracujący w kopalniach narażeni są na działanie pyłu i promieniotwórczego gazu – radonu, co grozi rakiem płuc. W pierwszych latach wydobywania uranu po zakończeniu drugiej wojny światowej, kopalnie miały słabą wentylację, wskutek czego w kopalnianym powietrzu były duże stężenia pyłu i radonu. W 1955 roku, w kopalniach Wismut, stężenia te wynosiły zwykle około 100 tysięcy Bq/m³, a ich szczytowe wartości sięgały 1,5 milionów Bq/m³. W okresie od 1946 do 1990 roku, we Wschodnich Niemczech zmarło na raka płuc łącznie 7163 górników z kopalni uranu, u których za przyczynę choroby uznano narażenie na działanie promieniowania, związanego z wykonywaną pracą. W Stanach Zjednoczonych, Kongres dopiero w 1990 roku uznał odpowiedzialność rządu za utratę zdrowia górników (pochodzących głównie z plemienia Nawaho) z wczesnego okresu działania kopalni uranu, wydając Ustawę o Odszkodowaniach za Narażenie na Działanie Promie-

niowania (Radiation Exposure Compensation Act). Przeszkody administracyjne na drodze do uzyskania tego odszkodowania były tak ogromne, a fundusze przeznaczone na program odszkodowawczy tak niewystarczające, że wielu górników (lub żyjących członków ich rodzin) otrzymało odszkodowanie dopiero po zmianie ustawy w 2000 roku.

Podczas prac wydobywczych, z kopalni wypompowywane są ogromne ilości skażonej wody, która trafia do rzek i jezior, zanieczyszczając środowisko naturalne. Na przykład ścieki z kopalni Rabbit Lake w prowincji Saskatchewan w Kanadzie, powodują gwałtowny wzrost ilości uranu w osadzie na dnie zatoki Hidden Bay, na jeziorze Wollaston. Podczas, gdy naturalny poziom uranu w osadzie, w wodach tego jeziora wynosi poniżej 3 $\mu\text{g/g}$, w Hidden Bay osiągnął on w 2000 roku około 25 $\mu\text{g/g}$ i od tego czasu każdego roku wzrastał ponad dwukrotnie, osiągając w 2003 roku poziom 250 $\mu\text{g/g}$. W osadach rzecznych w rejonie Ronnenburga w Niemczech, gdzie znajduje się kopalnia Wismut, stwierdzono stężenia radu i uranu wynoszące około 3000 Bq/kg, co oznacza prawie 100-krotny wzrost, w stosunku do ich stężeń występujących w naturze.

Wentylacja kopalni, zmniejszając zagrożenie zdrowia górników, oznacza jednocześnie uwalnianie do atmosfery radioaktywnego pyłu i gazu radonu, zwiększając tym samym ryzyko wystąpienia raka płuc u okolicznych mieszkańców. Na przykład w dawnej kopalni Wismut Schlema-Alberoda w 1993 roku do atmosfery uwolniono łącznie 7426 milionów m^3 (235 m^3/s) skażonego powietrza, w którym średnie stężenie radonu wynosiło 96 tysięcy Bq/ m^3 .

Skały płonne (odpadowe) – powstają podczas wydobywania rudy w kopalniach odkrywkowych, gdy usuwa się nadkład, jak również w kopalniach podziemnych, podczas drażenia chodników przez warstwy nierudonośne. Hałdy tzw. skał płonnych często zawierają podwyższone – w porównaniu ze zwykłymi skałami – stężenia radionuklidów. Inne hałdy są zwałami rudy zawierającej zbyt mały procent uranu, aby opłacało się ją przetwarzać. Po zamknięciu kopalni hałdy takie zagrażają ludziom i środowisku, ponieważ ulatnia się z nich gaz radon i wypływa woda przeciekowa, zawierająca substancje promieniotwórcze i toksyczne. Hałdy skał płonnych z kopalni uranu Wismut w rejonie Schlema/Aue mają objętość 47 milionów m^3 i zajmują obszar 343 hektarów.

Skały płonne często zwalano na zbocza dolin w bezpośrednim sąsiedztwie zamieszkanych obszarów. W efekcie stwierdzono wysokie, bo wynoszące 100 Bq/m^3 , stężenia radonu w powietrzu nad dużymi obszarami Schlemu, zanim skały płonne zostały zakryte. W niektórych miejscach stężenie to wynosiło nawet 300 Bq/m^3 . Niezależny Instytut Ekologii obliczył, że wskutek tak wysokich stężeń, przyrost ryzyka zachorowania na raka płuc wynosi 20 przypadków (a przy stężeniu $300 \text{ Bq/m}^3 - 60$) na 1000 mieszkańców. Ponadto, skały płonne często wykorzystywano do produkcji żwiru lub cementu, których używano do budowy dróg i torów kolejowych. Tym samym żwir o podwyższonym poziomie promieniotwórczości trafił do wielu rejonów.

W niektórych przypadkach uran pozyskuje się z rudy o niskiej jego zawartości metodą tzw. **ługowania na hałdach** (*heap leaching*). Metodę tę stosuje się wtedy, gdy zawartość uranu jest zbyt niska, aby opłacało się poddawać rudę przerobowi w zakładzie obróbki rud uranu. Polega ona na tym, że alkaliczną lub kwasową ciecz ługującą (często jest to kwas siarkowy) wprowadza się od góry hałdy i powoli przesącza się ją w dół aż do wkładu pod spodem hałdy, skąd zostaje ona przepompowana do zakładu przetwórczego. W Europie metodę tę stosowano do 1990 roku, np. we Wschodnich Niemczech i na Węgrzech.

Podczas ługowania, hałdy poddane temu procesowi stanowią zagrożenie, ponieważ uwalnia się z nich pył, gaz radon oraz ciecz ługująca. Po zakończeniu procesu ługowania może pojawić się długoterminowy problem, jaki stwarza naturalnie wzbudzony proces ługowania, jeżeli ruda zawiera piryt mineralny (FeS_2), tak jak to miało miejsce w przypadku złóż uranu w Turynii, w Niemczech oraz w Ontario, w Kanadzie. Następnie, wskutek dostępu wody i powietrza, może nastąpić ciągłe, wywołane przez bakterie, wytwarzanie się kwasu siarkowego wewnątrz hałdy, powodujące wyługowywanie uranu i innych substancji, prowadzące do skażenia wód gruntowych przez setki lat, a być może mogą nawet spowodować trwałe ich skażenie. Chociaż metoda ługowania na hałdach traci znaczenie w okresie spadku cen uranu, to jednak może powrócić, jeżeli znów pojawi się zainteresowanie pozyskiwaniem surowców z rud o niskiej ich zawartości.

Alternatywą dla tradycyjnego wydobywania jest tzw. **wydobycie metodą rozpuszczania** (*solution mining*). Technologia ta, 142

zwana także „ługowaniem na miejscu” (*in-situ leaching*), polega na wpompowaniu alkalicznej lub kwasowej cieczy ługującej (np. węglanu amonowego lub kwasu siarkowego) przez wywiercone otwory do podziemnego złoża rudy uranu, a następnie na wypompowaniu zawierającej uran cieczy ługującej z powrotem na powierzchnię. Technologia ta, różniąca się od tradycyjnych metod wydobywania, nie wymaga wydobywania rudy ze złoża. Można ją stosować tylko w złożach rud uranu, które leżą w formacji wodonośnej, w skałach przepuszczalnych, niezbyt głęboko w ziemi (na głębokości około 200 m), otoczonych ze wszystkich stron skałami nieprzepuszczalnymi.

Zalety tej technologii to mniejsze ryzyko wypadków i napromieniowania, jakim mogą ulec pracownicy, niższy koszt, a także to, że nie trzeba usypywać dużych hałd odpadów. Główne wady to ryzyko wycieków cieczy ługującej poza złożę rudy uranu, w następstwie czego może dojść do skażenia wód gruntowych, a także niemożność przywrócenia naturalnych warunków w strefie ługowania po zakończeniu operacji ługowania. Powstały w czasie ługowania skażony szlam albo zostaje wpuszczony do kilku powierzchniowych zbiorników retencyjnych albo wpompowany do tzw. studni głębokiego składowania.

Dawniej metodę „ługowania na miejscu” stosowano na szeroką skalę – w złoża rud uranu pompowano miliony ton kwasu siarkowego – działało się tak w kopalni Stráž pod Ralskem, w Republice Czeskiej, w różnych kopalniach na terenie Bułgarii oraz – w nieco inny sposób – w Königsten, we Wschodnich Niemczech. W przypadku Königsten w złożę rudy wpompowano ogółem 100 tysięcy ton kwasu siarkowego z cieczą ługującą. Po zamknięciu kopalni 1,9 milionów metrów sześciennych cieczy ługującej pozostało zamknięte w porowatej skale poddanej ługowaniu; kolejne 0,85 miliona metrów sześciennych krążyło między strefą ługowania a zakładem regeneracji. Ciecz ługująca zawiera wysokie stężenia substancji skażających, wielokrotnie większe niż normy dopuszczalne dla wody pitnej: kadm (400 razy większe), arsen (280 razy), nikiel (130 razy), uran (83 razy), itd. Ciecz ta stanowi zagrożenie dla warstwy wodonośnej, która ma ogromne znaczenie dla zaopatrywania w wodę całego regionu. Wpływ na wody gruntowe jest o wiele większy w czeskiej kopalni Stráž pod

– wpompowano tam 3,7 milionów ton kwasu siarkowego: 28,7 milionów m³ skażonej cieczy nadal pozostaje w strefie ługowania o powierzchni 5,74 km². Ponadto, skażona ciecz rozprzestrzeniła się poza strefę ługowania zarówno w poziomie, jak i w pionie, skażając tym samym kolejny obszar o powierzchni 28 km² i kolejne 235 milionów m³ wody gruntowej.

Wraz ze spadkiem cen uranu w ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat „ługowanie na miejscu” stało się jedynym źródłem krajowego uranu w Stanach Zjednoczonych. Tymczasem na całym świecie metoda „ługowania na miejscu” nabiera znaczenia przy eksploatacji złóż o małej zawartości uranu i obecnie w Australii, Rosji, Kazachstanie i Chinach opracowywane są nowe projekty wydobywcze.

Ruda wydobywana w tradycyjny sposób w odkrywkowych lub podziemnych kopalniach musi być najpierw poddana kruszeniu i ługowaniu w **zakładzie wstępnej obróbki rud uranu**. Zakład taki znajduje się zazwyczaj w pobliżu kopalni, aby ograniczyć konieczność transportu. Uran zostaje ekstrahowany z rudy w procesie hydrometalurgicznym. Najczęściej jako środka ługującego używa się kwasu siarkowego, ale stosuje się również ługowanie alkaliczne. Ponieważ środek ługujący ekstrahuje z rudy nie tylko uran, ale też i ilka innych składników, takich jak molibden, wanad, selen, żelazo, ołów i arsen, należy wydzielić uran z roztworu ługującego. Otrzymywany w zakładzie obróbki rud uranu produkt końcowy nazywany „yellow cake”, czyli „żółte ciasto” (U₃O₈ wraz z zanieczyszczeniami), pakuje się i wysyła w specjalnych pojemnikach osłonowych. Głównym zagrożeniem, wynikającym z procesu obróbki rud uranu, są emisje pyłu. Gdy zamknięty zostaje zakład wstępnej obróbki rud uranu, pozostają po nim duże ilości radioaktywnie skażonych odpadów, które trzeba w bezpieczny sposób składować.

Pozostałości z procesu wstępnej obróbki rud uranu, czyli **odpady ze wstępnej obróbki**, mają postać szlamu. Zazwyczaj odpady te przepompowuje się do odstojników w celu ostatecznego usunięcia. Ilość odpadów jest praktycznie taka sama, jak ilość wydobytej rudy, ponieważ wyekstrahowany z rudy uran stanowi zaledwie niewielki ułamek całej masy wydobytej rudy. Ilość odpadów przypadających na jedną tonę wyekstrahowanego uranu, jest zatem odwrotnie proporcjonalna do klasy rudy uranu (do zawartości uranu w rudzie).

Największym na świecie składowiskiem odpadów ze wstępnej obróbki rud uranu jest prawdopodobnie składowisko kopalni

uranu Rössing, w Namibii: zawiera ono ponad 350 milionów ton. Największe hałdy takich odpadów ze wstępnej obróbki znajdują się w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie zawierają około 30 milionów ton odpadów w stanie stałym. Największa hałda we wschodnich Niemczech zawiera 86 milionów ton.

W początkowych latach odpady ze wstępnej obróbki były jednak w sposób całkowicie niekontrolowany usuwane bezpośrednio do środowiska. Najbardziej zatrważającym tego przykładem jest przypadek kopalni w Mounana, w Gabonie, gdzie taka praktyka miała miejsce aż do 1975 roku: przedsiębiorstwo zależne francuskiej spółki Cogéma wydobywało tam rudę uranu od 1961 roku. Przez pierwsze piętnaście lat działania kopalni odpady ze wstępnej obróbki rud uranu były usuwane do pobliskiego strumienia. W wyniku tej działalności do środowiska przedostało się ogółem 2 miliony ton odpadów ze wstępnej obróbki rudy, skażając wodę i osadzając się w dolinie, wzdłuż rzeki. Gdy w 1999 zaprzestano wydobywania rudy, rozproszone w środowisku odpady przykryto jedynie cienką, skłonną do erozji warstwą chemicznie obojętnej gleby, zamiast je uprzątnąć i zlikwidować.

Oprócz usuniętej części uranu, szlam odpadowy zawiera wszystkie składniki rudy. Ponieważ długotrwałe produkty promieniotwórczego rozpadu uranu, takie jak tor-230 i rad-226, nie zostają usunięte, szlam nadal ma 85 procent początkowej radioaktywności rudy uranu. Z powodu ograniczeń natury technicznej, nie da się wyekstrahować całego uranu zawartego w rudzie. Tak więc szlam zawiera również resztkowe ilości uranu. Oprócz tego zawiera on także metale ciężkie i inne substancje skażające, takie jak arsen, jak również odczynniki chemiczne dodane w procesie wstępnej obróbki rudy.

Radionuklidy zawarte w odpadach emitują zwykle 20-100 razy więcej promieniowania gamma niż wynoszą naturalne poziomy tego promieniowania na powierzchni złóż. Zagrożenie promieniowaniem gamma ma jednak charakter raczej miejscowy, gdyż jego poziom szybko spada w miarę oddalania się od hałdy odpadów.

Gdy powierzchnia hałdy wyschnie, wówczas wiatr zaczyna zdmuchiwać z niej drobinki piasku i rozsiewać je w okolicy. Miały miejsce sytuacje, gdy niebo ciemniało podczas nawalnic przenoszących chmury radioaktywnego pyłu nad wsie leżące w bezpośrednim sąsiedztwie hałd odpadów, pochodzących z zakładów wstępnej

obróbki rud uranu we Wschodnich Niemczech, zanim hałdy zakryto i zabezpieczono. W pobranych później w tych wsiach próbkach pyłu stwierdzono podwyższony poziom radu-226 i arsenu.

Znajdujący się w odpadach rad-226 ulega ciągłemu rozpadowi, przekształcając się w promieniotwórczy gaz radon-222, którego produkty rozpadu mogą powodować raka płuc, jeśli będą wdychane. Pewne ilości radonu ulatniają się z wnętrza hałdy. Tempo uwalniania radonu jest raczej niezależne od klasy rudy, zależy ono głównie od łącznej ilości uranu, jaka była początkowo zawarta w rudzie poddanej wstępnej obróbce. Uwalnianie radonu jest głównym zagrożeniem, które trwa nadal, nawet po zamknięciu kopalni uranu. Agencja Ochrony Środowiska (EPA) Stanów Zjednoczonych oceniła, że przyrost ryzyka zachorowania w okresie życia na raka płuc wśród ludzi mieszkających w pobliżu nieosłoniętej hałdy odpadów ze wstępnej obróbki rud uranu, zajmującej obszar 80 hektarów, wynosi dwa przypadki na sto.

Ponieważ radon szybko rozprzestrzenia się z wiatrem, wielu ludzi otrzymuje małe dodatkowe dawki promieniowania. Choć przyrost ryzyka dla jednej osoby jest niewielki, to jednak nie można go lekceważyć, ponieważ dotyczy dużej liczby ludzi. Przy założeniu liniowego, nieprogowego skutku dawki, EPA oszacowała, że gdyby nie podjęto odpowiednich środków zaradczych, to istniejące w 1983 roku w Stanach Zjednoczonych składowiska odpadów uranowych mogłyby spowodować zgon 500 osób w okresie stu lat, z powodu raka płuc.

Kolejnym poważnym zagrożeniem są wycieki z hałd odpadów. Substancje wysączające się z hałdy grożą skażeniem gleby i wód powierzchniowych. Mieszkańcy obszaru, na którym znajdują się takie hałdy, są narażeni na działanie uranu i innych niebezpiecznych substancji (takich jak arsen), pochodzących z wody pitnej i ryb złowionych na tym obszarze. Problem wycieków jest bardzo ważny, jeśli chodzi o odpady o odczynie kwasowym, ponieważ zawarte w odpadach radionuklidy są bardziej mobilne w kwasowym środowisku. W odpadach zawierających piryt, warunki kwasowe powstają automatycznie, wskutek charakterystycznego dla tych odpadów procesu wytwarzania się kwasu siarkowego, co przyczynia się z kolei do zwiększenia migracji substancji zanieczyszczających do środowiska. Oszacowano, że łączne wycieki ze składowiska odpadów w Helmsdorf, należącego do kopalni Wismut w

Niemczech, wynosiły rocznie 600000 m³; tylko połowa tej ilości była przechwytywana i pompowana z powrotem na składowisko, zanim nie uruchomiono stacji uzdatniania wody. Wycieki te zawierają dużą ilość substancji zanieczyszczających, które wyrażone, jako wielokrotność norm dopuszczalnych dla wody pitnej, wynoszą np.: siarczany (24 razy), arsen (253 razy), uran (46 razy). Na Węgrzech, w okolicy miasta Pecz, wody gruntowe skażone wyciekami ze składowiska odpadów pochodzących ze wstępnej obróbki rud uranu migrują z prędkością 30-50 metrów rocznie w kierunku ujęć wody pitnej dla miasta.

Ze względu na długi okres półrozpadu obecnych w odpadach składników promieniotwórczych, składowiska odpadów ze wstępnej obróbki rudy muszą być zabezpieczane przez bardzo długi okres czasu, ale ulegają wielu rodzajom erozji. Po opadach deszczu, na skutek erozji, mogą w składowisku powstać głębokie parowy; rośliny oraz kopiące nory zwierzęta mogą przedostać się do składowiska i roznosić jego materiał po okolicy, zwiększając tym samym emanację radonu, a ponadto mogą spowodować, że składowisko stanie się bardziej podatne na erozję klimatyczną. Podczas trzęsień ziemi, silnych deszczów lub powodzi, składowiska odpadów mogą nawet zupełnie się rozpaść. Przypadki takie miały miejsce np. w 1977 roku w Grants w stanie Nowy Meksyk, w Stanach Zjednoczonych, gdzie nastąpiło rozlanie się 50000 ton szlamu i kilku milionów litrów skażonej wody, oraz w 1979 roku w Church Rock w stanie Nowy Meksyk, gdzie rozlało się ponad 1000 ton szlamu i około 400 milionów litrów skażonej wody.

Od czasu do czasu wysuszone odpady – ze względu na ich drobnoziarnistą strukturę – używane były do budowy domów lub do wyrównywania wgłębień terenu. W domach zbudowanych na takim materiale, lub z takiego materiału, stwierdzono wysokie poziomy promieniowania gamma i radonu. Agencja Ochrony Środowiska (EPA) Stanów Zjednoczonych oceniła, że przyrost ryzyka zachorowania na raka płuc przez całe życie u mieszkańców takich domów wynosi cztery przypadki na sto.

Rekultywacja starych kopalni uranu

We wczesnych latach wydobywania uranu, po drugiej wojnie światowej, spółki górnicze po wyczerpaniu złóż rudy często po-
147 zostawiały miejsca jej wydobycia nie uprzątnąwszy ich nawet: w

Stanach Zjednoczonych często nawet nie zabezpieczano wejść do kopalni i jej wyrobisk, nie mówiąc już o jakiegokolwiek rekultywacji odpadów; w Kanadzie odpady ze wstępnej obróbki rud uranu często po prostu wrzucano do najbliższego jeziora.

W Kanadzie i w Stanach Zjednoczonych nadal istnieją setki małych kopalni uranu, będących prywatną własnością, w których nie przeprowadzono żadnej rekultywacji. W niektórych przypadkach władze wciąż próbują ustalić, kto jest aktualnie właścicielem kopalni i kogo powinny obciążyć odpowiedzialnością za rekultywację, a co pewien czas któraś z agencji rządowych przeprowadza rekultywację jakiegoś terenu na własny koszt (lub przynajmniej ogłasza, że zamierza to zrobić). Przykładem przeprowadzonej z powodzeniem rekultywacji kopalni jest duża kopalnia Jackpile Paguat w stanie Nowy Meksyk. Wiele wysiłku kosztowała również rekultywacja dużych kopalni uranu Wismut we Wschodnich Niemczech. Proces ten jest już niemal na ukończeniu.

Uprzątnięcie terenu jest konieczne nie tylko w przypadku tradycyjnych kopalni, ale również po zakończeniu wydobywania metodą „ługowania na miejscu”: powstały w czasie takich operacji szlam odpadowy musi być w bezpieczny sposób zlikwidowany, a wody gruntowe, skażone wskutek operacji ługowania, należy oczyścić. Oczyszczanie wód gruntowych jest bardzo żmudnym procesem, a całkowite przywrócenie ich pierwotnej jakości jest niemożliwe, pomimo stosowania najnowocześniejszych pomp i metod uzdatniania. W Stanach Zjednoczonych próby regeneracji wód gruntowych zostały w wielu przypadkach wstrzymane, po tym jak po latach pompowania i uzdatniania wody nie osiągnięto zadowalającego zmniejszenia poziomu skażeń. W tej sytuacji złagodzone normy oczyszczania dla określonych miejsc. Miejsca te znajdują się przeważnie na odległych, trudnodostępnych terenach, gdzie wody gruntowe i tak prawie nigdy nie są wykorzystywane jako woda pitna. Jednak ogromne, skażone obszary znajdują się w gęsto zaludnionych regionach; obszary te pozostały po operacjach wydobywczych metodą „ługowania na miejscu”, przeprowadzanych dla byłego Związku Radzieckiego – programy przywracania ich do pierwotnego stanu zaczęto realizować w Niemczech i Republice Czeskiej, ale w Bułgarii kopalnie takie po prostu porzucono.

Odpady ze wstępnej obróbki rud uranu są najczęściej w takiej czy innej formie usuwane, aby ograniczyć uwalnianie skażających substancji do środowiska naturalnego. Pozornie logiczny pomysł, aby odpady te umieszczać z powrotem w kopalni, z której ruda została wydobyta, jest rozwiązaniem nie zawsze właściwym i możliwym do przyjęcia. Chociaż większa część uranu została wyekstrahowana z materiału odpadowego, wcale nie stał się on mniej niebezpieczny – wprost przeciwnie. Większość substancji zanieczyszczających (85% całkowitej początkowej radioaktywności i wszystkie zanieczyszczenia chemiczne) nadal jest obecna w odpadach, zaś materiał odpadowy został w procesach mechanicznych i chemicznych doprowadzony do takiego stanu, w którym substancje skażające są bardziej mobilne, a tym samym łatwiej migrują do środowiska naturalnego. Dlatego też w większości przypadków nie można sobie pozwolić na składowanie odpadów w podziemnej kopalni, gdzie po ich wpompowaniu miałyby one bezpośredni kontakt z wodami gruntowymi.

Sytuacja wygląda podobnie, jeśli chodzi o składowanie odpadów ze wstępnej obróbki w dawnych kopalniach odkrywkowych. Tutaj także w wielu przypadkach następuje bezpośrednia styczność z wodami gruntowymi, bądź też wycieki z odpadów mogą zagrażać skażeniem wód gruntowych. Zaletą składowania odpadów w wyrobiskach odkrywkowych jest jednak stosunkowo dobre zabezpieczenie przed erozją. W większości przypadków, z braku innych możliwości, odpady muszą być składowane na powierzchni. Chociaż w takim przypadku, przy użyciu odpowiednich metod, można łatwiej kontrolować, czy spełniane są wymagania bezpieczeństwa, to i tak należy podejmować stosowne środki w celu zabezpieczenia odpadów przed erozją.

W Stanach Zjednoczonych, w latach 1980 Agencja Ochrony Środowiska (EPA) i Komisja Normalizacyjna Energii Jądrowej (Nuclear Regulatory Commission, NRC) ogłosiły szczegółowe przepisy dotyczące usuwania odpadów. Przepisy te określają nie tylko maksymalne dopuszczalne stężenia substancji zanieczyszczających w glebie i dopuszczalne poziomy emisji skażeń (w szczególności radonu), ale również okres czasu, w ciągu którego środki podjęte w celu rekultywacji terenu muszą skutecznie działać: przez 200–1000 lat, najlepiej bez czynnej ich konserwacji. W oparciu o te przepisy poddano rekultywacji kilkanaście składowisk – część z

nich pozostawiono na miejscu, wyrównując ich zbocza i przykrywając je wieloma warstwami ziemi i skał, a część przeniesiono w inne miejsca, bardziej odpowiednie dla składowanych odpadów, aby zapobiec ewentualnemu ich zatopieniu lub skażeniu wód gruntowych.

W Kanadzie natomiast, środki podejmowane w celu rekultywacji terenów, na których składowane są odpady z zakładów wstępnej obróbki rud uranu, są o wiele mniej surowe; w przypadku, na przykład, dużej ilości odpadów w rejonie miasta Elliot Lake w prowincji Ontario, jedyną „barierą ochronną” jest przykrywająca odpady warstwa wody. Jeśli chodzi o odpady pochodzące z kopalni uranu wydobywanego dla byłego Związku Radzieckiego, sytuacja jest dość zróżnicowana: podczas, gdy tereny, na których znajdują się składowiska odpadów we Wschodnich Niemczech, na Węgrzech i w Estonii są obecnie rekultywowane, to tereny składowisk m.in. w Republice Czeskiej, na Ukrainie, w Kazachstanie i w Kirgistanie czekają wciąż na zabezpieczenie. Stu milionów ton odpadów w Aktau, w Kazachstanie, nie przykryto nawet prowizorycznie i wiatr zwiewa z nich ogromne ilości pyłu na okoliczne tereny. Ponieważ odpady kirgiskie znajdują się na stromych zboczach dolin, bardzo poważnie zagrażają im osunięcia.

Zakres nakładów na rekultywację odpadów jest nadzwyczaj szeroki. U góry skali plasują się koszty, jakie ponoszą rządy Stanów Zjednoczonych i Niemiec, prowadzące na dużą skalę rekultywację składowisk pozostałych po kopalniach uranu. Jeżeli koszt rekultywacji liczyć względem wydobytego w tych miejscach uranu, to zarówno w przypadku Stanów Zjednoczonych, jak i Niemiec, na jeden funt² wyprodukowanego U_3O_8 przypadałoby około 14 dolarów amerykańskich (USD). Kwota ta jest wyższa niż cena świeżego uranu, jaka obowiązywała, zanim ostatnio nastąpił jej gwałtowny wzrost. U dołu skali nakładów na rekultywację (kopalni, których podstawowym produktem jest uran) plasuje się Kanada z kwotą 0,12 USD na jeden funt wyprodukowanego U_3O_8 – odzwierciedla to nadzwyczaj ograniczone normy ekologiczne stosowane w rejonie Elliot Lake.

Aby zapobiec powstawaniu kolejnych opuszczonych terenów po kopalniach uranu, które koniec końców trzeba będzie oczysz-

2 1 funt = 0,453592 kg (przyp. tłum.)

czać za pieniądze podatników, od komercyjnych przedsiębiorstw górniczych zajmujących się wydobywaniem rud uranu – zanim mogły one zacząć wydobywać – wymaga się obecnie wpłacenia kaucji na poczet ewentualnej likwidacji kopalni. Ale nawet ta procedura nie może zapobiec wykorzystywaniu podatnika, jako „ostatniej deski ratunku” – na przykład, fundusze zarezerwowane na sprzątnięcie składowisk odpadów, pochodzących z zakładu wstępnej obróbki rud uranu, zbankrutowanej obecnie spółki Atlas Corp., w Moab, w amerykańskim stanie Utah, stanowią zaledwie trzy procent kosztu rekultywacji, który według aktualnych szacunków wynosi 300 milionów USD. Zaś w Australii dopiero niedawno okazało się, że zamknięcie dużej kopalni Ranger Mine miałoby kosztować 176 milionów dolarów australijskich, z czego tylko 65 milionów dolarów pokryte zostanie z gwarancji. W razie bankructwa przedsiębiorstwa ERA, które eksploatuje kopalnię Ranger, główną część kosztu rekultywacji terenu musiałby więc pokryć podatnik.

Zasoby uranu

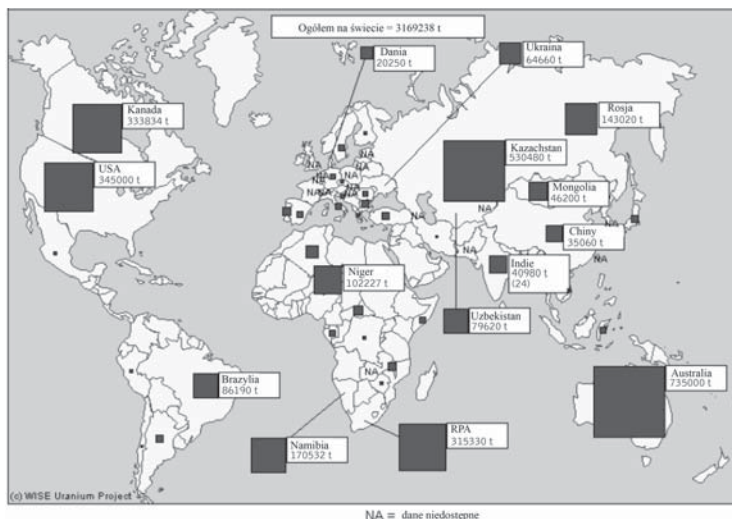
Podstawowe zasoby

Złoża rud uranu są zazwyczaj klasyfikowane według stopnia pewności, co do ich wielkości i przewidywanego kosztu ich wydobywania. Według dobrze poinformowanej „Czerwonej Księgi” (NEA 2004), „znane zasoby”, których wydobywanie jest opłacalne przy poziomie 130 USD/kg uranu (równowartość 50 USD/funt U_3O_8), ocenia się na około 4,6 milionów ton. Ponadto szacuje się, że wielkość tzw. „nieodkrytych zasobów”, których eksploatacja jest opłacalna po takich samych kosztach, wynosi 6,7 milionów ton uranu, oraz 3,1 miliona ton uranu, którego kosztów wydobywania nie określono. Ponieważ wielkość „nieodkrytych zasobów” – jak już sama ich nazwa wskazuje – można opierać tylko na przypuszczeniach, dalsze rozważania ograniczać się będą do „znanych zasobów”, dzielących się na dwie kategorie, a mianowicie, zasoby pewne (Reasonably Assured Resources, RAR) i przypuszczalne dodatkowe zasoby (Estimated Additional Resources, EAR). Na rys. 2 przedstawiono mapę z zaznaczonymi zasobami pewnymi, nadającymi się do eksploatacji po kosztach nieprzekraczających 130 USD/kg uranu (WUP 2005).

151 Złoża rud uranu, w odróżnieniu od innych surowców, znajdują się na wszystkich kontynentach. Jednak w niewielu krajach

występują bardzo duże, znane złoża uranu, zwłaszcza o wysokiej procentowo zawartości uranu i/lub takie, których eksploatacja jest wysoce opłacalna.

Rys. 2 Światowe zasoby uranu (Zasoby pewne – 130 USD/kg uranu)[tony uranu]
Zasoby pewne - stan na dzień 1/1/2003, Koszt wydobycia 130 USD lub mniej/kg uranu (OECD 2004)

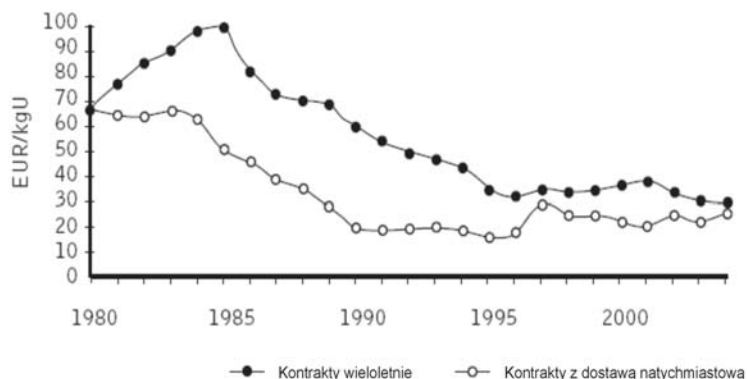


Po tym, jak pod koniec lat 70. XX wieku osiągnięty został pułap cenowy wynoszący około 43 USD/funt U_3O_8 , cena na rynku transakcji z dostawą natychmiastową, ustabilizowała się na poziomie około 10 USD/funt U_3O_8 . Pod koniec 2000 roku cena ta spadła nawet do około 7 USD/funt U_3O_8 , ale potem znów zaczęła piąć się w górę, osiągając w dniu 10 października 2005 roku wysokość 33 USD/funt U_3O_8 . Średnie ceny, jakie w latach 1980-2004 płacono europejskim przedsiębiorstwom za uran, w transakcjach z dostawą natychmiastową i w umowach wieloletnich, przedstawiono na rysunku 3 (ESA 2005).

W ciągu dwudziestu lat, gdy ceny uranu oscylowały wokół minimum, poszukiwania rud uranu drastycznie ograniczono. Teraz jednak prace poszukiwawcze znów nabierają tempa, w szczególności od września 2004 roku, kiedy to cena uranu na rynku transakcji natychmiastowych osiągnęła 20 USD/funt U_3O_8 . Po-

wstało wiele nowych spółek poszukiwawczych, bądź też istniejące spółki przestawiły się na poszukiwania złóż uranu. W rezultacie, dzięki nowym odkryciom, może wzrosnąć ilość znanych zasobów. Chociaż odkrycie nowych, dużych i bogatych w uran złóż nie jest niemożliwe, to jednak bardziej prawdopodobne jest odkrycie złóż mniejszych i uboższych w uran. Tylko w jednym przypadku – w Shea Creek w prowincji Saskatchewan, w Kanadzie – odkryto nowe, prawdopodobnie bogate w uran złożo – jest to pierwsze takie złożo odkryte w ciągu ostatnich dwudziestu lat.

Rys. 3 Ceny uranu Agencji Dostaw Euratom



Kilka złóż rud uranu jest obecnie niedostępnych dla eksploatacji z powodu sprzeciwów natury politycznej. Najbardziej wyrazistym tego przykładem jest duże złożo Jabiluka na Terytorium Północnym w Australii. Miejsce to leży na terenie Parku Narodowego Kakadu (ale jest z niego wyłączone), który znajduje się na Liście Światowego Dziedzictwa. Z powodu stałych sprzeciwów ze strony Tradycyjnych Właścicieli³ tych terenów, spółka wydobywca ERA musiała przerwać prowadzone prace i zasypać istniejący już wykop prowadzący w głąb złoża. Innym przykładem jest projekt wydobywania metodą „ługowania na miejscu” w Crownpoint, w amerykańskim stanie Nowy Meksyk. Miejsce to leży na ziemiach

3 Traditional Owners – określenie używane wobec ludów aborygeńskich zamieszkujących Australię (przyp. tłum.).

plemienia Nawaho i na żądanie miejscowych uczestników toczącego się postępowania, zezwolenie na eksploatację złóż zostało w maju 2000 roku wstrzymane. Tymczasem Rada plemienia Nawaho uchwaliła akt prawny, zakazujący wydobywania i przetwarzania rud uranu na ziemiach Nawaho. Prawo to weszło w życie 29 kwietnia 2005 roku, ale może być ono zastąpione prawem federalnym.

Decyzją sądu we wrześniu 2002 roku, kopalni McClean Lake (należącej do spółki Cogéma), w prowincji Saskatchewan, w Kanadzie, cofnięto koncesję na żądanie lokalnej organizacji ekologicznej, ale wkrótce potem spółce udzielono odroczenia egzekucji postępowania wykonawczego, a w marcu 2005 roku spółka ostatecznie wygrała sprawę. Uruchomienie nowych kopalni uranu w indyjskich stanach Dżarkhand, Andra Pradesz i Meghalaja napotyka obecnie na silny sprzeciw ze strony rdzennych mieszkańców i ugrupowań ekologicznych.

Sprzeciw wobec wydobywania rud uranu nie ogranicza się wyłącznie do organizacji ekologicznych i rdzennych mieszkańców: W Australii władze trzech stanów (Queensland, Wiktorii i Zachodniej Australii) wydały zakaz wydobywania uranu. Nie odstrasza to jednak bardziej przedsiębiorczych spółek poszukiwawczych od kontynuowania prac prowadzonych w tych stanach. Najwidoczniej – świadome faktu, że obecny rząd federalny bardzo popiera wydobywanie rud uranu – mają one nadzieję na zrewidowanie polityki tych stanów.

Oprócz złóż, z których uran wydobywany jest jako podstawowy surowiec, istnieje również kilka złóż, gdzie jest on tylko **ubocznym produktem**, wydobywania prowadzonego dla pozyskania innych minerałów, takich jak złoto, miedź, czy fosforany.

W RPA cały uran jest uzyskiwany jako produkt uboczny w kopalniach złota. Zważywszy jednak na niekorzystny kurs wymiany lokalnej waluty oraz na niedawny spadek ceny uranu, pracuje obecnie tylko jedna kopalnia złota (Vaal River), w której działają urządzenia pozyskujące uran. Ponadto, mała opłacalność wielu południowoafrykańskich kopalni złota może spowodować zamykanie kopalni złóż wtórnych, co również przyczyni się do zmniejszenia przyszłych możliwości wydobywania uranu, jako produktu ubocznego.

W kopalni Olympic Dam w Australii eksploatowane jest bardzo duże złóż rudy miedzi. Uran jest tam ekstrahowany, jako produkt uboczny. Pomimo niskiej procentowej zawartości uranu w rudzie, 154

rzędu 0,053%, łączne zasoby uranu wynoszą 302000 ton, jest to więc największe pojedyncze złożo uranu na świecie. Przedstawiono ostatnio propozycje zwiększenia zdolności produkcyjnych kopalni tak, aby ponad dwukrotnie zwiększyć jej roczne wydobycie.

Fosforyty zawierają średnio 0,005-0,2% uranu. Potencjalna zawartość uranu w znanych światowych zasobach fosforytów wynosi 5-15 milionów ton (liczba ta nie jest uwzględniona w podanych powyżej szacunkach zasobów uranu). Główne złoża fosforytów znajdują się w Maroku, Stanach Zjednoczonych, Meksyku i Jordanii. Powszechnie stosowane procesy z użyciem kwasu fosforowego powodują skupianie większości uranu w produkcie przerobu fosforytów (nawozy sztuczne, etc.). Stosuje się więc różne technologie odzyskiwania uranu, a tym samym usuwania tego niepożądanego składnika z produktu przerobu fosforytów, który dzięki temu stanowi alternatywne źródło uranu. Na świecie jest około 400 czynnych zakładów stosujących mokry proces z użyciem kwasu fosforowego, w których, w zasadzie, można byłoby uzyskiwać około 11000 ton uranu rocznie. Chociaż wybudowano kilka zakładów odzyskiwania uranu w takich krajach jak Stany Zjednoczone, Kanada, Hiszpania, Belgia, Izrael i Tajwan, jednak podczas ostatniego okresu spadku cen uranu większość z nich została zamknięta, jednak nie definitywnie i przy rosnących cenach uranu ich ponowne uruchomienie mogłoby być opłacalne.

Kilku rodzajów ogromnych **wtórnych złóż uranu** nie uwzględniono w szacunkach światowych zasobów uranu. Najważniejszymi z nich są złoża łupków bitumicznych. Złoża łupków bitumicznych zawierają zaledwie 0,005-0,04% uranu, ponieważ jednak zajmują one bardzo duże obszary, zawierają bardzo duże zasoby uranu, na przykład: 169230 ton uranu w Ronneburgu (Niemcy), 254000 ton w Ranstad (Szwecja) oraz 4-5 milionów ton w Chattanooga Shale w Stanach Zjednoczonych. Jednak nawet zwolennicy energii jądrowej wydają się nie być pewni, czy złoża te można eksploatować: „Chociaż złoża łupków bitumicznych stanowią spore zasoby, to jednak koszty produkcji w ich przypadku byłyby bardzo wysokie, a ich eksploatacja wymagałaby budowy ogromnych kopalni, zakładów przetwórczych i składowisk odpadów, co z pewnością spotkałoby się z silnym sprzeciwem obrońców środowiska. Ponadto, w rejonie Ronneburga jest obecnie realizowany, opiewający na wiele miliardów dolarów, projekt

rekultywacji terenów po kopalniach Wismut. Tak więc, złoża łupków bitumicznych są zasobami o charakterze długoterminowym, których eksploatacja stałaby się opłacalna, gdyby cena uranu przekroczyła 130 USD/funt, zakładając, że udałoby się przewyższyć sprzeciwu ekologów, co zresztą dotyczy każdej ze wspomnianych wyżej lokalizacji złóż łupków bitumicznych” (IAEA 2001).

Innym, wspomnianym co pewien czas, potencjalnym źródłem uranu, jest **woda morska**: zawiera ona zaledwie 3 mg uranu/t, ale łączne zasoby uranu zawarte w wodzie morskiej szacuje się na cztery miliardy ton. Prowadzone są badania nad opracowaniem technologii uzyskiwania uranu z wody morskiej, ale dotychczasowe wyniki tych badań nie są konkurencyjne przy obecnych lub dających się przewidzieć cenach uranu, nie oceniono też jeszcze bilansu energetycznego i ekologicznego takiej technologii.

Wtórne zasoby

Wtórne zasoby to te, które pochodzą z innych źródeł niż złoża rud uranu. Obejmują one uran pozyskiwany z takich źródeł, jak np. wypalone paliwo jądrowe, rozbrajane głowice jądrowe, zubożone uranowe odpady ze wstępnej obróbki oraz zmagazynowane zapasy.

Uran odzyskiwany ze zużytego paliwa jądrowego (RepU): Odzyskiwanie uranu ze zużytego paliwa jądrowego jest prowadzone głównie w zakładach przetwórczych w La Hague (przylądek w Normandii, Francja) i w Sellafield (Wielka Brytania). Do tej pory jednak tylko niewielka część uranu odseparowanego z wypalonego paliwa jest faktycznie przetwarzana na nowe paliwo. Oczywiście nie należy się spodziewać, aby miało się to w najbliższej przyszłości zmienić.

We Francji, przedsiębiorstwo energetyczne Electricité de France (EdF) zabezpieczyło sobie możliwość długoterminowego składowania przetworzonego uranu (RepU, *reprocessed uranium*) przez 250 lat, co ujawnił w swoim raporcie francuski Trybunał Obrachunkowy. Z powstających co roku 1050 ton zużytego tlenku uranu, 850 ton przetwarza się obecnie w La Hague. Oprócz tego powstaje 100 ton zużytego paliwa MOX (mieszanina tlenków), które w ogóle nie zostaje przetworzone. W procesie przetwarzania paliwa w postaci tlenków uranowych, odzyskuje się około 816 ton uranu i 8,5 ton plutonu. Z odzyskanego tą drogą uranu, około 650 ton jest przetwarzane w bardziej trwale tlenki

przeznaczone do dłuższego magazynowania w oczekiwaniu na ich wykorzystanie w przyszłości. Uran odzyskiwany w dawnych zakładach przetwórczych Marcoule, w ogóle nigdy nie był ponownie przetworzony na paliwo jądrowe. Nadal pozostaje on w Marcoule, w postaci płynnego azotanu uranylu, z którego 3800 ton należy do EdF, a 4800 ton jest własnością CEA i Cogéma.

Użycie odzyskanego uranu (RepU) jest problematyczne – i to z kilku powodów. Ponieważ RepU jest skażony sztucznymi izotopami uranu, U-232 i U-236, podczas jego przetwarzania konieczne jest zachowanie szczególnych środków ostrożności: U-232 i produkty jego rozpadu powodują podwyższenie dawek promieniowania, na jakie narażony jest personel zakładu przetwórczego, zaś U-236, jako pochłaniacz neutronów, wymaga wyższych poziomów wzbogacenia, aby mógł osiągnąć taką samą reaktywność. W rezultacie, używanie RepU nie jest zbyt atrakcyjną opcją w obecnych warunkach rynkowych: konwersja wypalonego paliwa jest trzy razy droższa od konwersji naturalnego uranu, a wzbogacanie nie może być dokonywane w jedynym francuskim zakładzie wzbogacania (zakład dyfuzji gazowej Eurodif), ponieważ RepU skaziłby instalacje przetwórcze zakładu. W celu wyprodukowania dwóch próbnych partii do wymiany paliwa w elektrowni jądrowej Cruas, RepU został wzbogacony w zagranicznym (przypuszczalnie rosyjskim) zakładzie wzbogacania metodą wirówkową.

„Rozcieńczony” uran wysokowzbogacony: Uran wysokowzbogacony (*highly enriched uranium*, HEU), pozyskany z nadwyżek broni jądrowej, można „rozcieńczać” w celu uzyskania uranu niskowzbogaconego (*low-enriched uranium*, LEU), stosowanego w paliwie reaktorów jądrowych. W 1993 roku Stany Zjednoczone i Rosja podpisały dwustronne porozumienie, w ramach którego Rosja miała w ciągu około dwudziestu lat dostarczyć Stanom Zjednoczonym „rozcieńczony” uran otrzymany z 500 ton uranu wysokowzbogaconego. Taka ilość uranu wysokowzbogaconego jest odpowiednikiem 153 tysięcy ton naturalnego uranu oraz prac prowadzących do wzbogacania na poziomie 92 milionów jednostek pracy rozdzielczej (Separative Work Units, SWU). Dostawy w ramach tego porozumienia (LEU uzyskiwany z około 30 ton HEU rocznie, zastępujący około 9000 ton uranu naturalnego) są nadal realizowane i będą kontynuowane do 2013 roku.

Tymczasem Stany Zjednoczone zaczęły „rozcieńczać” część swoich własnych nadwyżek uranu wysokowzbogaconego. Ogółem do „rozcieńczenia” przeznaczono 153 tony uranu wysokowzbogaconego; około 39 ton już przetworzono, a proces przetwarzania ma być ukończony do 2016 roku. (NEA 2004)

Niestety uran wysokowzbogacony jest bogaty nie tylko w izotop U-235, ale również w niepożądany nuklid U-234. Gdyby rozcieńczyć go naturalnym uranem, to reszkowe stężenia U-234 w rozcieńczonym produkcie, czyli w uranie niskowzbogaconym, mogłyby przekroczyć dopuszczalne wartości przewidziane dla paliwa jądrowego w energetyce. Dlatego wskazane jest rozcieńczanie uranu wysokowzbogaconego materiałem o niskiej zawartości U-234.

W Rosji problem ten rozwiązano w ten sposób, że produkuje się mieszaninę zawierającą 1,5% U-235 poprzez wzbogacanie frakcji końcowej – nadwyżki mocy przerobowych z procesu wzbogacania metodą wirówkową wykorzystuje się do ponownego wzbogacania zubożonej frakcji końcowej tak, aby uzyskać 1,5% zawartość izotopu U-235. Zastosowanie tej technologii pozwala Rosji wywiązywać się ze zobowiązań przewidzianych porozumieniem USA – Rosja, bez konieczności sięgania do szczupłych rosyjskich zasobów naturalnego uranu. Najbardziej niezwykle jest to, że praca rozdzielcza wykonana przy wzbogacaniu mieszanki jest większa niż praca odzyskana w procesie otrzymywania uranu wysokowzbogaconego (Diehl 2004). Ogromna ilość pracy rozdzielczej wykonanej pierwotnie w celu wyprodukowania uranu wysokowzbogaconego jest więc całkowicie stracona; odzyskuje się tylko wsad uranowy zawarty w uranie wysokowzbogaconym.

Uran z procesu wzbogacania frakcji końcowej: Odpady powstające przy wzbogacaniu uranu znane są jako zubożony uran (depleted uranium, DU) lub frakcja końcowa. Frakcja końcowa ma postać sześćciofluorku uranu (UF_6) i nadal zawiera reszkowe ilości rozszczepialnego izotopu uranu U-235, który można wyekstrahować poprzez dalsze wzbogacanie. Od 1996 roku zubożony uran, pochodzący od zachodnioeuropejskich firm zajmujących się wzbogacaniem uranu – Urenco i Eurodif – jest wysyłany do Rosji w celu jego ponownego wzbogacenia. W Rosji importowana frakcja końcowa jest – zamiast naturalnego uranu – przetwarzana

w kaskadach do wzbogacania należących do Rosatom – rosyjskiej Federacyjnej Agencji Energii Atomowej (poprzednio Minatom). Produktem uzyskanym w procesie ponownego wzbogacania jest głównie uran równoważny naturalnemu uranowi oraz pewne ilości nadającego się dla reaktorów uranu niskowzbogaconego. Produkty te wysyłane są z powrotem do Urenco i Eurodif, natomiast wtórna frakcja końcowa, otrzymana w tym procesie, pozostaje w Rosji, gdzie zostaje ponownie wzbogacona w celu otrzymania większej ilości uranu równoważnego uranowi naturalnemu i/lub uranu nieznacznie wzbogaconego. Ten ostatni stosowany jest do rozcieńczania wysokowzbogaconego uranu pochodzącego z rozbrojonych nadwyżek broni jądrowej, w celu uzyskania, nadającego się dla reaktorów, uranu niskowzbogaconego. Pozostała po tych procesach frakcja końcowa, stanowiąca co najmniej dwie trzecie zaimportowanej ilości, pozostaje w Rosji, przy czym dalsze jej losy nie są, jak dotąd, znane. W maju 2005 roku Cogéma/Areva ogłosiła, że podpisała z rosyjską firmą Tenex umowę o przekazaniu technologii defluoryzacji, stosowanej do ponownej konwersji zużytego sześćfluorku uranu (UF_6) w U_3O_8 – czyli w związek uranu lepiej nadającego się do długotrwałego magazynowania. Natomiast w sierpniu 2005 roku, agencja Rosatom oświadczyła, że ostateczne frakcje końcowe mogą być wykorzystane w reaktorach na prędkich neutronach (!).

Obecnie każde z przedsiębiorstw, Urenco i Eurodif, wysyła co roku do Rosji po 7000 ton uranu w postaci frakcji końcowej do wzbogacenia i każde z nich otrzymuje z powrotem po 1100 ton ponownie wzbogaconego uranu równoważnego naturalnemu uranowi, w postaci UF_6 . Ponadto, Eurodif dostaje z powrotem 130 ton uranu w postaci UF_6 , ponownie wzbogaconego do 3,5%. Urenco i Eurodif są zainteresowane umową dotyczącą ponownego wzbogacania uranu głównie dlatego, że dzięki niej nie muszą ponosić kosztów usuwania odpadów frakcji końcowej. Dla Rosatom umowa ta stwarza możliwość wykorzystania posiadanych nadwyżek mocy przerobowych procesu wzbogacania metodą wirówkową. Urenco zakłada, że kontrakt z Rosją, dotyczący wzbogacania uranu, wygaśnie po 2010 roku. Bliższe informacje na temat ponownego wzbogacania uranu można znaleźć w niemieckim koncernie Diehl (Diehl 2004).

Jeżeli cena uranu będzie nadal rosnąć, to przedsiębiorstwa zajmujące się jego wzbogacaniem mogą, tak czy inaczej, zacząć się zastanawiać nad ewentualnym obniżaniem resztkowego stężenia U-235 w zubożonym uranie, pozostałym z procesu wzbogacania. Mogłyby w ten sposób zmniejszyć zapotrzebowanie na uran kosztem nakładów na dodatkowe procesy wzbogacania. Taką samą ilość wzbogaconego uranu można byłoby uzyskać przy mniejszym zużyciu uranu naturalnego.

**Uran ze zmagazynowanych zapasów naturalnego i niskowzbo-
gaconego uranu:** Bardzo niewiele jest informacji na temat zapasów niskowzboagaconego i naturalnego uranu na świecie. To jest jeden z powodów, dla których jest tak wiele niepewności na temat przyszłości rynku uranu. Zapasy naturalnego uranu wynoszą 41633 ton, a zapasy wzbogaconego uranu mogłyby zastąpić 23440 ton naturalnego uranu (NEA 2004); liczby te jednak nie są zbyt wiarygodne, ponieważ z większości krajów nie można uzyskać danych.

Substytucja uranu

Można przedłużyć czas korzystania z zasobów uranu, jeżeli będzie się go zastępować innymi materiałami rozszczepialnymi, takimi jak pluton lub sztuczny izotop uranu U-233, który można uzyskać poprzez napromieniowanie toru.

Pluton (paliwo MOX): Jeśli chodzi o paliwo do reaktorów lekkowodnych, pewna ilość rozszczepialnego izotopu uranu U-235 może być zastąpiona izotopem plutonu Pu-239. W tym celu pluton miesza się z naturalnym lub nieznacznie wzbogaconym uranem, otrzymując paliwo MOX, które jest mieszaniną tlenków. Pluton pozyskuje się z rozbrojonych nadwyżek głowic atomowych oraz w procesie przetwarzania wypalonego paliwa jądrowego. Według szacunków Ośrodka na rzecz Międzynarodowego Bezpieczeństwa i Współpracy na Uniwersytecie Stanford, łączna ilość dostępnych nadwyżek plutonu militarnego wynosi 92 tony i mogłaby ona zastąpić 11040 ton naturalnego uranu, zaś dostępna ilość plutonu cywilnego, wynosząca 252 tony mogłaby zastąpić 30240 ton naturalnego uranu. Kilka aspektów paliwa MOX wciąż wzbudza jednak sprzeciw natury politycznej - chodzi zwłaszcza o zagrożenie

nia oraz o wpływ na środowisko procesów przetwarzania wypalonego paliwa, jak również o konieczność transportowania plutonu na duże odległości.

We wrześniu 2000 roku Stany Zjednoczone i Rosja zawarły porozumienie w sprawie usuwania nadwyżek plutonu, zgodnie z którym każda ze stron ma w ciągu następnych 25 lat usunąć 34 tony nadwyżek plutonu klasy militarnej, wytwarzając z nich paliwo MOX. W tym celu Stany Zjednoczone zamierzają zbudować zakład produkcji paliwa MOX w Savannah River w Południowej Karolinie, zaś Rosja ma taki zakład zbudować w Siewiersku. Kilka pierwszych próbnych zestawów paliwowych z amerykańskim plutonem wyprodukowano w zakładach Caradache i Marcoule we Francji, a w kwietniu 2005 roku zostały one dostarczone do przetestowania w elektrowni jądrowej Catawba w Karolinie Południowej.

Pluton, który powstaje w procesie aktywacji neutronowej U-238, w spalonym paliwie komercyjnych reaktorów, można odzyskać w zakładzie przetwarzania wypalonego paliwa. Dotychczas przerób wypalonego paliwa wykonywany był głównie w Europie – w La Hague we Francji i w Sellafield w Wielkiej Brytanii, a przetwarzaniu jest poddawana zaledwie część całego zużytego paliwa. Oprócz problemów ekologicznych z tym związanych, proces przetwarzania ma również kilka ograniczeń: jedynym wypalonym paliwem nadającym się do przetwarzania jest paliwo, które zostało wyprodukowane głównie ze świeżego uranu, w przeciwnym bowiem razie pluton oddzielany z wypalonego paliwa byłby skażony niepożądanymi izotopami i pierwiastkami. W 2003 roku przedsiębiorstwa energetyczne w Unii Europejskiej (a są one, do tej pory, głównymi konsumentami paliwa MOX) zużyły paliwo MOX zawierające 12,12 ton plutonu, co odpowiada zużyciu 1450 ton naturalnego uranu i 0,97 milionom jednostek pracy rozdzielczej (SWU).

Tor: Indie, kraj posiadający tylko niewielkie złoża uranu, ale duże złoża toronośne, jak również i prawdopodobnie inne kraje, rozważają możliwość stworzenia cyklu paliwowego opartego na torze. Sam tor (Th-232) nie jest rozszczepialny, a więc nie może podtrzymywać jądrowej reakcji łańcuchowej, ale pod wpływem promieniowania neutronowego przekształca się (poprzez aktywa-

cję neutronową w Th-233, a następnie poprzez rozpad Pa-233) w rozszczepialny izotop uranu U-233, który może być wykorzystany do produkcji paliwa reaktorowego. Proces ten wymaga jednak silnego źródła neutronów, czyli reaktora jądrowego pracującego na paliwie uranowym lub plutonowym, w celu napromieniowania toru. Tak więc użycie toru nie oznacza całkowitego wyeliminowania potrzeby zastosowania uranu, a jedynie zmniejsza ilość potrzebnego uranu. Powstały izotop U-233 można albo odzyskiwać drogą przetwarzania, a następnie przerabiać na paliwo, albo spalać tam, gdzie powstaje. Cykl paliwowy toru stawia jednak poważne wyzwania technologiczne, ponieważ napromieniowane paliwo torowe jest trudno rozpuszczalne w HNO_3 (potrzebnym do przetwarzania), a U-233 stwarza poważne zagrożenie promieniotwórcze z powodu obecności U-232 i jego produktów rozpadu oraz silnego promieniowania gamma.

Prototypowe reaktory na paliwo torowe (wysokotemperaturowy reaktor AVR w Jülich i wysokotemperaturowy reaktor torowy THTR 300 w Hamm-Uentrop, Niemcy) trzeba było wyłączyć z powodu bezustannych problemów technicznych. Paliwo do nich wyprodukowano z toru i wysokowzbogaconego (!) uranu - zaprasowanych w grafitowej matrycy.

Nawet gdyby technologiczne problemy, jakie stwarza cykl paliwowy toru, udało się pokonać, pozostałby jeszcze jeden problem, a mianowicie to, że złoża toronośne są dość ograniczone, a ich eksploatacja ma także niekorzystny wpływ na środowisko.

RPA planuje stworzyć cykl paliwowy dla reaktora PBMR (reaktor modułowy z paliwem granulowanym). Wydaje się jednak, że ten typ reaktora, mimo iż wywodzi się od reaktora THTR, pracuje na paliwie czysto uranowym, bez jakiegokolwiek udziału toru.

Podsumowanie zasobów uranu

Światowe zasoby uranu można podsumować następująco: znane podstawowe zasoby (nadające się do eksploatacji przy koszcie uranu nie przekraczającym 130 USD/kg) obejmują 4,6 milionów ton uranu. Wtórne zasoby pochodzące ze zmagazynowanych różnych form zapasów stanowią kolejne 0,21 milionów ton uranu równoważnego uranowi naturalnemu, czyli zaledwie 5%. Jeśli chodzi o przetwarzanie wypalonego paliwa i ponowne wzbogacanie frakcji końcowej, nie jest łatwo określić jakiekolwiek „zasoby”; można tylko ustalić

wielkość produkcji w oparciu o znane zdolności przetwórcze. Ponadto, pluton mógłoby zastąpić 0,04 mln ton naturalnego uranu.

2.4 Podaż uranu i zapotrzebowanie na uran

W 2003 roku światowe zdolności produkcyjne kopalni uranu wynosiły 47260 ton uranu, chociaż wielkość produkcji wyniosła faktycznie 35772 tony, czyli stanowiła 76% zdolności produkcyjnych. Z drugiej strony, w tym samym roku wielkość zużycia uranu na potrzeby przemysłu jądrowego wyniosła 68435 ton. Tak więc produkcja kopalni pokryła tylko 52% zapotrzebowania, a pozostała, spora jego część, pokryta została uranem pochodzącym z zasobów wtórnych. Zważywszy, że wtórne zasoby wyczerpią się za mniej niż dziesięć lat, produkcja kopalni uranu będzie musiała zwiększyć się niemal dwukrotnie, aby zaspokoić bieżące zapotrzebowanie. Oznacza to, że trzeba będzie uruchomić wiele nowych kopalni, ponieważ takiego wzrostu produkcji nie da się utrzymać przy obecnie istniejących zdolnościach produkcyjnych. Znacznego zwiększenia produkcji nie da się jednak osiągnąć w krótkim okresie czasu, ponieważ budowa nowych kopalni trwa co najmniej dziesięć lat. Ponadto, obecnie jest bardzo niewiele złóż gotowych do eksploatacji, ponieważ prace poszukiwawcze w ciągu ostatnich dwudziestu lat zostały ograniczone do minimum z powodu niskich cen uranu. A ponieważ znane zasoby w złożach o wysokiej zawartości uranu są bardzo ograniczone, wszelkie ewentualne zwiększanie produkcji uranu musiałyby być dokonywane w oparciu o eksploatację złóż o niskiej jego zawartości, co wiązałoby się z operacjami na wielką skalę i poważnymi konsekwencjami dla środowiska. Problem wąskiego gardła zdolności produkcyjnych może się zaostrzyć jeszcze bardziej, jeżeli zrealizowane zostaną pewne propozycje dotyczące rozwoju przemysłu jądrowego.

Kolejny aspekt sprawy – to regionalna nierównowaga między podażą a popytem. Żaden kraj stosujący uran, z wyjątkiem Kanady i RPA, nie jest w stanie zaspokoić swojego zapotrzebowania na uran poprzez własną produkcję krajową, zaś większość spośród obecnie największych konsumentów uranu, z wyjątkiem Stanów Zjednoczonych i Rosji, ma jedynie niewielkie jego zasoby, o ile w ogóle je posiada. Tylko siedem krajów produkuje więcej uranu niż potrzebuje na zaspokojenie swojego krajowego popytu (o ile w ogóle ma takie zapotrzebowanie) – zobacz rys. 4 (NEA 2004).

Tabela 1. Roczna produkcja uranu wg krajów w 2003 roku (WNA 2005)

Pozycja	Kraj	t U	% światowej produkcji	Uwagi
1.	Kanada	10457	29,2%	
2.	Australia	7572	21,2%	
3.	Kazachstan	3300	9,2%	
4.	Rosja	3150	8,8%	c)
5.	Niger	3143	8,8%	
6.	Namibia	2036	5,7%	
7.	Uzbekistan	1770	4,9%	
8.	Stany Zjednoczone	846	2,4%	
9.	Ukraina	800	2,2%	c)
10.	RPA	758	2,1%	a)
11.	Chiny kontynentalne	750	2,1%	c)
12.	Republika Czeska	345	1,0%	
13.	Brazylia	310	0,9%	
14.	Indie	230	0,6%	c)
15.	Niemcy	150	0,4%	b)
16.	Rumunia	90	0,3%	c)
17.	Pakistan	45	0,1%	c)
18.	Argentyna	20	0,1%	
Ogółem świat		35772	100,0%	

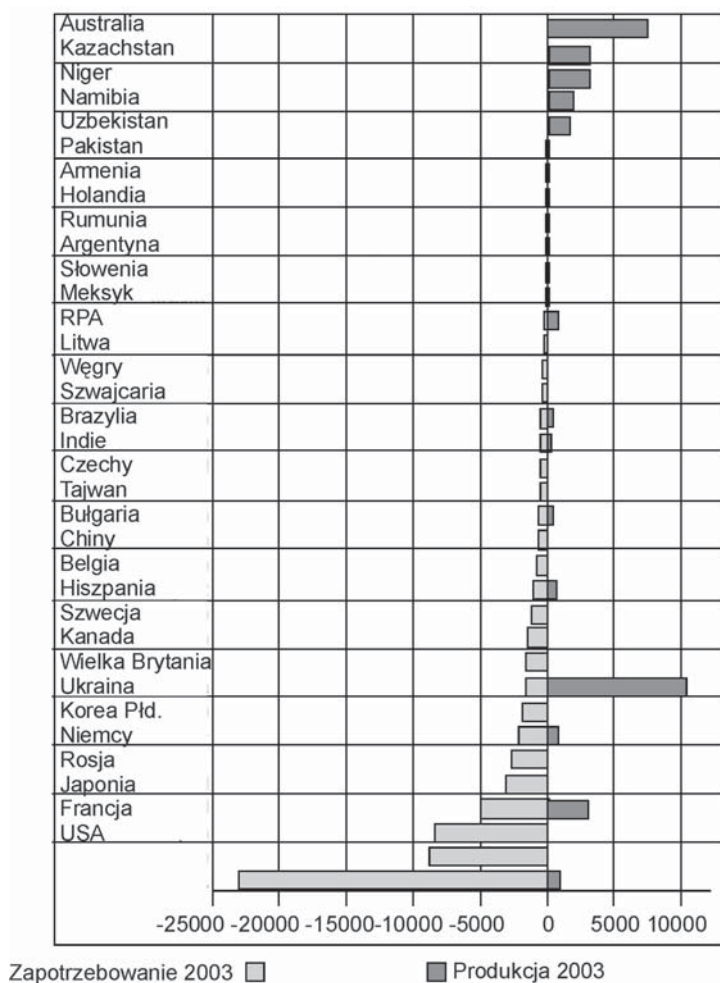
a) Uran jest produktem ubocznym w kopalniach złota

b) Produkcja z wycofania z eksploatacji

c) Wielkość wg szacunków World Nuclear Association

Szczególnie trudną sytuację z podażą uranu ma Rosja: Od czasu rozpadu Związku Radzieckiego Rosja jest odcięta od znaczących zasobów uranu, znajdujących się głównie w Kazachstanie. Przy obecnej wielkości produkcji, wynoszącej 3150 ton rocznie (2003 rok), rosyjskie zasoby, które opłaca się wydobywać przy obecnych cenach uranu, wyczerpią się już w ciągu piętnastu lat. Ponadto, roczne zapotrzebowanie Rosji na uran do reaktorów, wynoszące 5100 ton (wg danych z 2003 roku), przekracza wielkość krajowej produkcji tego pierwiastka o 1950 ton, tj. o 62%. Dodatkowo Rosja planuje budowę kilku nowych reaktorów. Zatem jeżeli Rosja nie posiada znacznych zapasów uranu, to w dość krótkim czasie znajdzie się w kryzysowej sytuacji, jeśli chodzi o podaż uranu. Rosyjskie władze proponują nawet, aby eksploatować duże, ale ubogie w uran (a więc nieopłacalne pod względem ekonomicznym) złoża w Jakucji – byle tylko w ogóle zdobyć jakikolwiek uran. Pilna potrzeba zdobycia dostępu do uranu, w jakiej jest teraz Rosja, może być również wyjaśnieniem zadziwiającego faktu, że Rosja wydatkuje więcej pracy przy wzbogacaniu importowanych zużożonych odpadów uranowych, aby uzyskać materiał do rozcieńczania wysokowzbogaconego uranu, niż udaje się odzyskać

Rys. 4. Zapotrzebowanie na uran i produkcja uranu (w tonach uranu) w 2003 roku



ze zmieszanego niskowzbogaconego uranu (zob. powyżej). Wykorzystując nadwyżkę zdolności produkcyjnych w zakresie wzbogacania uranu, Rosja odzyskuje w ten sposób, tak pilnie jej potrzebny uran z wtórnych zasobów, czyli z importowanych odpadów uranowych, rezygnując z szansy odzyskania nakładu pracy poniesionego na początku przy produkcji uranu wysokowzbogaconego.

Ten zarysowujący się deficyt podaży uranu w Rosji budzi szczególne zainteresowanie przedsiębiorstw energetycznych Unii Europejskiej (UE), ponieważ w 2003 roku rosyjski surowiec z naturalnego uranu (3400 ton uranu), ze wzbogaconych odpadów uranowych (1000 ton uranu) i z rozcieńczonego uranu wysokowzbogaconego (1300 ton uranu) stanowił łącznie 35% ogółu rosyjskich dostaw dla przedsiębiorstw energetycznych UE.

Indie i Chiny zamierzają zrealizować duże programy w sektorze energii jądrowej – stanowią zatem dużych potencjalnych odbiorców uranu. Jednak każdy z tych krajów ma bardzo ograniczone złoża uranu.

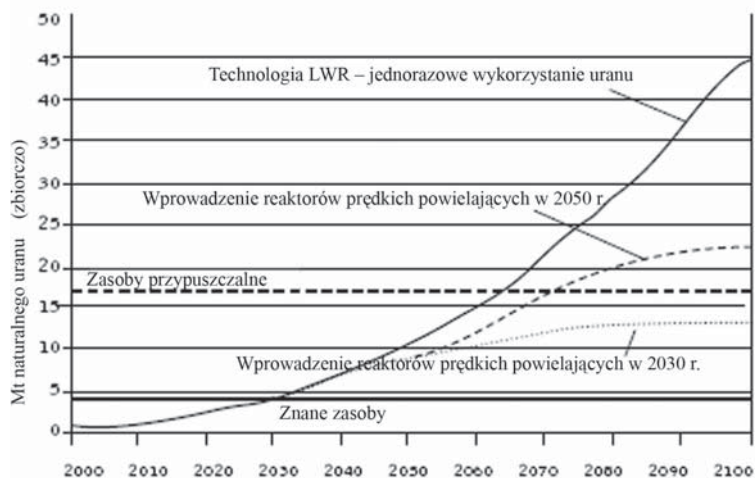
Indie, nie będące sygnatariuszem Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (Nuclear Non-Proliferation Treaty), nie mają dostępu do zagranicznych zasobów uranu, po tym, jak w 1974 roku przeprowadziły próbę z bronią jądrową. Krajowe zasoby złóż uranu są w Indiach niewielkie i o niskiej zawartości uranu, ale nie mając żadnej innej opcji, Indie planują obecnie uruchomić nowe kopalnie w ubogich w uran złożach w kilku rejonach kraju – wbrew zażartym sprzeciwom rdzennych mieszkańców tych terenów i ugrupowań ekologicznych. W tym kontekście muszą być też postrzegane wysiłki Indii, zmierzające do stworzenia cyklu paliwowego opartego na torze. Tymczasem pojawiły się pewne oznaki świadczące o tym, że Indie zastanawiają się nad znalezieniem jakiegoś politycznego rozwiązania tego dylematu. Pierwszym krokiem było ratyfikowanie przez Indie, 31 marca 2005 roku, Konwencji o Bezpieczeństwie Jądrowym (Convention on Nuclear Safety), co otwiera elektrownie jądrowe w Indiach na przeglądy zewnętrznych ekspertów.

Chiny chciałyby importować uran z Australii, ale środki zabezpieczające nie pozwalają na razie na eksport australijskiego uranu do Chin. Chiny nie chcą zgodzić się na inspekcje Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, które miałyby sprawdzić, czy chiński program energii nuklearnej służy wyłącznie celom po-

kojowym. Niemniej jednak, w lutym 2005 roku Chiny i Australia rozpoczęły rozmowy mające na celu umożliwienie eksportu uranu do Chin, we wspólnym interesie obu stron.

Ale nawet gdyby problemy związane z wąskimi gardłami w dziedzinie zdolności produkcyjnych oraz z regionalną nierównowagą udało się przezwyciężyć, należy pamiętać o jeszcze jednym aspekcie: o tym, na jak długo wystarczą zasoby uranu. Znane podstawowe i wtórne zasoby uranu mogłyby zaspokajać aktualne zapotrzebowanie przez 70 lat. Jednak nowe reaktory, oddawane obecnie do eksploatacji, zwiększą to zapotrzebowanie. Na rys. 5 przedstawiono wykorzystanie światowych zasobów uranu przy założeniu, że energetyka jądrowa utrzyma swój obecny udział w rynku, z wciąż rosnącą łączną produkcją energii elektrycznej (NE-RAC 2002). Przy takim scenariuszu i przy jednorazowym wykorzystywaniu uranu (bez przetwarzania) w reaktorach LWR (reaktory chłodzone i moderowane lekką wodą), znane zasoby uranu wyczerpałyby się około 2030 roku, a przypuszczalne zasoby – około 2060. A zatem energetyka jądrowa mogłaby tylko funkcjonować, jeśliby eksploatowano coraz więcej złóż o niskiej zawartości uranu i złóż wtórnych – dużym kosztem finansowym i ekologicznym.

Rys. 5. Światowe wykorzystanie zasobów uranu



Problem ograniczeń, jakie stwarzają znane zasoby uranu, można byłoby rozwiązać poprzez szerokie zastosowanie reaktorów FBR (reaktory prędkie powielające). Technologia FBR była bardzo obiecująca, przewidywano bowiem, że dzięki niej okres eksploatacji zasobów uranu mógłby zwiększyć się 60-krotnie. Jednak z powodu problemów technicznych trzeba było wyłączyć wszystkie prototypowe reaktory zbudowane według tej technologii, z wyjątkiem jednego reaktora w Rosji. Rosja i Chiny nadal uważają tę technologię za realną opcję, która pozwoliłaby rozwiązać ich problemy z zaopatrzeniem w uran.

2.5 Wnioski

Rozszerzenie eksploatacji złóż uranu, podczas gdy nie załatwiono kwestii terenów dawnych kopalni

- Wskutek obecnego odradzania się przemysłu górnictwa uranu, powstaną nowe zagrożenia dla środowiska i zobowiązania ekologiczne, chociaż w wielu krajach do tej pory nie załatwiono we właściwy sposób sprawy rekultywacji terenów dawnych kopalni, pozostałych po okresie zimnej wojny.

Znane zasoby są niewystarczające do zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania

- Znane zasoby uranu w złożach rud są w stanie zaspokajać przewidywane zapotrzebowanie (bez przetwarzania) tylko do około 2030 roku, a zasoby przypuszczalne wyczerpią się około roku 2060. Tak więc, trzeba będzie w coraz większym stopniu eksploatować złoża rud ubogich w uran oraz złoża wtórne, co wiązać się będzie z ogromnym wpływem na środowisko.
- Wtórne zasoby uranu, chociaż zaspokajają obecnie prawie połowę zapotrzebowania na ten pierwiastek, stanowią zaledwie 5% ogółu zasobów.

Brak zdolności wydobywczych

- Ponieważ wtórne zasoby wyczerpią się, należy podwoić wydobycie w ciągu najbliższych dziesięciu lat, aby można było zaspokoić zapotrzebowanie na obecnym poziomie. Jednak przy istniejących zdolnościach wydobywczych nie można zaspoko-

kość tego zapotrzebowania, a niewiele kopalni jest w chwili obecnej gotowych zwiększać swoje zdolności wydobywcze, zaś uruchomienie nowych kopalni wymaga bardzo dużo czasu.

- Każdy wzrost zapotrzebowania wymagałby dalszego, znacznego zwiększenia zdolności wydobywczych.

Regionalna nierównowaga podaży i zapotrzebowania

- Większość krajów – zarówno obecnych, jak i potencjalnych użytkowników uranu – posiada bardzo niewielkie własne zasoby uranu, a zatem będą one musiały importować uran, podczas gdy jedynie siedem krajów na świecie produkuje ilość uranu wystarczającą, aby w ogóle mogły ten surowiec eksportować.
- Szczególnie niepewna jest sytuacja w Rosji, która w ciągu dziesięciu lat stanie wobec poważnego kryzysu zaopatrzenia w uran. Kryzys ten będzie mieć również wpływ na zaopatrzenie w uran Unii Europejskiej, która aktualnie jest w znacznym stopniu zależna od dostaw uranu z Rosji.
- Problemy z zaopatrzeniem w uran gwałtownie wzrosną, jeżeli Indie i Chiny, które posiadają jedynie bardzo niewielkie zasoby uranu, faktycznie zdecydują się rozwijać swój przemysł jądrowy na dużą skalę.
- Ponadto, z potencjalnym eksportem uranu do Rosji, Indii i Chin wiążą się problemy związane z bezpieczeństwem.

3 Gospodarka odpadami

3.1 Transport

Bez transportu materiałów promieniotwórczych nie można byłoby wykorzystywać energii jądrowej, ponieważ transport jest ogniwem łączącym poszczególne etapy cyklu paliwowego. Przykładowo, przewozi się takie materiały, jak pokruszona ruda uranu, sześćiofluorek uranu, świeże i wypalone elementy paliwowe oraz wiele różnego rodzaju odpadów. Na całym świecie każdego roku wykonuje się około 100000 przewozów na potrzeby przemysłu jądrowego; w Niemczech jest to średnio 10000 przewozów rocznie. Część przewozów to przewozy na duże odległości, np. transport

lądową) lub transport materiału zawierającego pluton z zakładu przetwórczego we Francji do odbiorcy w Japonii (ponad 15000 mil morskich). W niektórych miejscach jest bardzo wiele takich przewozów, jak np. w zakładach przetwórczych, na tymczasowych składowiskach, czy w portach. W interesie okolicznych mieszkańców i pracowników transportu konieczne jest podejmowanie środków bezpieczeństwa, takich jak m.in. dobrze przemyślana organizacja przewozów, szczególnie w kontekście wystawienia na promieniowanie radioaktywne oraz zapewnienie bezawaryjnego i bezwypadkowego transportu. W większości krajów przewidziany jest tylko jeden rodzaj przewozów. Wiele przewozów odbywa się wyłącznie z powodów ekonomicznych. Na przykład niemieckie elektrownie zaopatrywane są w paliwo produkowane w Szwecji, a szwedzkie elektrownie zaopatrywane są w paliwo wytwarzane w Niemczech.

Zalecenia dotyczące transportu materiałów promieniotwórczych wydała Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (IAEA 1995). Wydane przez nią przepisy mają na celu zmniejszenie zagrożeń do „akceptowalnego” poziomu. Cała filozofia bezpieczeństwa transportu opiera się na odpowiednim opakowaniu materiału promieniotwórczego. Wymagania dotyczące wytrzymałości takiego opakowania zależą od tego, jaki materiał promieniotwórczy ma być w nim przewożony. Pojemniki do przewozu silnie promieniotwórczych materiałów powinny być w stanie wytrzymać bez rozszczelnienia nawet bardzo poważne wypadki. Pojemniki muszą być m.in. odporne na upadek z wysokości 9 metrów na twarde podłoże, upadek z wysokości 1 metra na stalowy pręt, temperaturę 800°C w trwającym 30 minut pożarze oraz zanurzenie przez 8 godzin w wodzie, na głębokości 15 metrów. Takie parametry wytrzymałościowe są często krytykowane, ponieważ konstrukcja pojemnika spełniającego te normy może zapewniać założony stopień bezpieczeństwa w wielu rzeczywistych sytuacjach, ale nie uwzględnia wszystkich niszczących czynników, na jakie pojemnik może być narażony w czasie poważnego (jednak niemniej prawdopodobnego) wypadku. Na przykład zderzenie pojemnika przy prędkości przewozowej 80 km/h ze skalnym podłożem lub przebywanie przez 30 minut w pożarze w tunelu byłoby przekroczeniem zakładanych norm. W takich przypadkach mogłoby nastąpić uwolnienie radionuklidów i narażenie okolicznych mieszkańców na silne napromieniowanie.



Ujście rury ze ściekami z zakładu przetwarzającego zużyte paliwo Cogema-Reprocessing w La Hague, Francja. Radioaktywne ścieki są pompowane wprost do Atlantyku. Dopuszczalny poziom radioaktywności jest tutaj przekraczany 3000 razy!

W ostatnich latach odnotowano tylko niewielką liczbę wypadków podczas transportu, odbywającego się w ramach tzw. cyklu paliwowego elektrowni jądrowych. Nie ogłoszono żadnych godnych odnotowania przypadków wydostania się materiałów promieniotwórczych na zewnątrz pojemników. Należy jednak stwierdzić, że całkowita liczba przewozów ogromnie wzrośnie, gdy w niektórych krajach uruchomione zostaną nowe elektrownie jądrowe, składowiska finalne lub inne nowe elementy cyklu paliwowego. Szczęśliwie, do tej pory nie było żadnych poważnych wypadków. Jednak taki wypadek może się zdarzyć w czasie każdego przewozu.

Nie jest możliwe zapewnienie absolutnego bezpieczeństwa transportu materiałów promieniotwórczych. Dotyczy to zarówno transportu bezawaryjnego, jak i wypadków. Nie ma w pełni skutecznego zabezpieczenia przewozów i pojemników przed atakami terrorystycznymi. Poważny wypadek lub atak terrorystyczny w czasie przewozu silnie promieniotwórczych odpadów, zużytego paliwa lub dwutlenku plutonu może spowodować emisję ostrych dawek śmiertelnych do najbliższego otoczenia oraz pojawienie się długotrwałych, śmiertelnych dawek w promieniu kilku kilometrów od pojazdu przewożącego radioaktywny ładunek. Konieczne byłoby wówczas przesiedlenie lub ewakuacja ludzi mieszkających w promieniu kilku kilometrów (Large and Associates 2004).⁴

3.2 Przetwarzanie zużytego paliwa jądrowego

W latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego wieku było takie marzenie: nigdy niekończąca się praca elektrowni jądrowych, zaspokajających w tani sposób zapotrzebowanie na energię. Należało stworzyć cykl paliwa jądrowego – coś w rodzaju *perpetuum mobile*. Planowano, że po wykorzystaniu paliwa uranowego (świeżego) w reaktorach rozszczepieniowych, kolejnymi głównymi etapami cyklu paliwowego będą: przetwarzanie wypalonego paliwa z wydzieleniem z niego uranu i plutonu; wykorzystanie wydzielonego materiału paliwowego w prędkich reaktorach powielających (FBR) do zwiększania ilości plutonu; ponowne wydzielenie poprzez przetworzenie; wreszcie ponowne wykorzystanie paliwa w reaktorach powielających oraz wykorzystanie nie-

⁴ Od kilku lat w Polsce przewozi się paliwo do elektrowni jądrowej w czeskim Temelinie pochodzące z zakładów w Stanach Zjednoczonych – wagony kolejowe z promieniotwórczym ładunkiem przejeżdżają przez centra dużych miast zachodniej polski i są wykonywane bez informowania o nich właściwych władz miast i województw. (przyp. red.)

wielkiej jego części w reaktorach rozszczepieniowych. Materiały nowo powstałe w reaktorach byłyby znów poddawane przetwarzaniu, ponownie załadowywane do reaktorów i tak dalej. Jednak marzenie przysło. Ze względów bezpieczeństwa, z powodu małych prędkości powielania paliwa w reaktorach doświadczalnych oraz wysokich kosztów, programy rozwoju technologii powielania paliwa zostały w większości krajów zarzucone, najpierw w Stanach Zjednoczonych – w 1977 roku, parę lat później w Niemczech, a potem w Wielkiej Brytanii i Francji. Dzisiaj tylko Japonia, Rosja i Indie mają ambicje działania w sektorze powielania paliwa. Jednak rozwój tej technologii posuwa się w tych krajach w ślimaczym tempie i jest bardzo opóźniony. Oprócz wspomnianej sytuacji w sektorze technologii prędkiego powielania, przestał też istnieć główny powód do przetwarzania. Bez technologii powielania, ciągły „recykling” paliwa nie jest możliwy. Niemniej jednak, część sektora energii jądrowej i rządy kilku krajów postanowiły nadal stosować przetwarzanie zużytego paliwa. Chcą ponownie wykorzystywać oddzielony od wypalonego paliwa uran i pluton w reaktorach LWR, w postaci paliwa będącego mieszkanką tlenków uranu i plutonu (mixed oxide, MOX). Jednak nie we wszystkich tych krajach działają zakłady przerobu paliwa. W Niemczech w 1989 roku zrezygnowano z planów budowy komercyjnego zakładu przetwórczego z powodu toczących się dyskusji na temat bezpieczeństwa, jak również ze względów ekonomicznych. Wypalone paliwo niemieckie jest poddawane przetwarzaniu we Francji i w Wielkiej Brytanii⁵; podobnie, na niewielką skalę, rzecz ma się z Belgią, Szwajcarią i kilkoma innymi krajami. Dla sektora cywilnego pracują obecnie następujące zakłady przetwarzające wypalone paliwo:

Tabela 2. Cywilne zakłady przetwarzania zużytego paliwa na świecie

Kraj	Miejscowość	Wydajność [MgHM1]
Francja	La Hague (UP2-800)	1000
Francja	La Hague (UP3)	1000
Wielka Brytania	Sellafield (B205)	1500
Wielka Brytania	Sellafield (THORP)	1200
Rosja	Chelyabinsk (RT1)	600
Japonia	Tokai Mura (Tokai)	100
Indie	Tarapur (PREFRE)	400
Indie	Kalpakkam (KARP)	100

Źródło: WISE-Paryż

Wszystkie dane dotyczące wydajności to dane znamionowe – zwykle żaden z tych zakładów nie osiąga takiej wydajności. Wiadomo zwłaszcza, że w zakładach THORP w Sellafield planowanej nigdy jeszcze nie osiągnięto rocznej wydajności. Należy wspomnieć, że we Francji, Wielkiej Brytanii, Rosji i Indiach prowadzone jest również przetwarzanie na potrzeby wojskowe a w Stanach Zjednoczonych i Korei Północnej przetwarzanie wykonywane jest wyłącznie na potrzeby militarne.

Przetwarzanie zużytego paliwa to proces skomplikowany pod względem zarówno technicznym, jak i chemicznym. Kasety z wypalonym paliwem demontuje się, pręty paliwowe są cięte na kawałki, które rozpuszcza się w kwasie azotowym. Następnie oddziela się uran i pluton, po czym wszystkie materiały poddaje się dalszej przeróbce. W procesie przerobu wypalonego paliwa otrzymuje się cztery główne frakcje:

- pluton,
- uran,
- nisko-, średnio- i wysokoaktywne odpady,
- promieniotwórcze emisje trafiające do wody i do powietrza.

Z ośmiu elementów zużytego paliwa uranowego, w procesie przetwarzania paliwa otrzymuje się jeden element z paliwem MOX i ogromną ilość odpadów.

Pluton/MOX

Dzisiaj kluczowym elementem cywilnego przetwarzania paliwa jest pluton. Zwykle wypalone paliwo z reaktorów LWR zawiera 1% plutonu. Teoretycznie każdego roku w sektorze cywilnym można byłoby ze zużytego paliwa wydzielić 5–6 Mg plutonu, gdyby zostały wykorzystane wyżej wymienione zdolności produkcyjne.

Pluton powinien być całkowicie wykorzystany w zestawach paliwa MOX. W rzeczywistości trudno jest jednak ten plan zrealizować. Na świecie jest niewiele urządzeń do wytwarzania elementów paliwowych MOX. Działający na skalę przemysłową zakład wytwórczy istnieje tylko we Francji i w Belgii. Zakład wytwórczy w Sellafield działa od 2001 roku, ale nie pracuje dobrze i zdarzyło się w nim kilka skandalicznych błędów popełnionych przez personel. Rosja nie posiada zakładu produkującego MOX, a w Japonii i Indiach działają tylko niewielkie zakłady pilotażowe. Otwarta zatem pozostaje kwestia, czy pełne przetwarzanie plutonu będzie

możliwe. Nie prowadzi się też prac nad obróbką lub kondycjonowaniem plutonu w celu jego ostatecznego składowania. Pluton można byłoby unieszkodliwiać metodą wiązania go z masą szklaną lub ceramiczną.

Kwestie bezpieczeństwa i ochronę przed promieniowaniem w przypadku elementów paliwowych MOX należy oceniać bardziej krytycznie, niż w przypadku uranowych elementów paliwowych:

- Pluton charakteryzuje się wysoką radiotoksycznością. Dostanie się do dróg oddechowych dawki plutonu mniejszej niż 0,1 mg może mieć śmiertelny skutek.
- Ryzyko powstania stanu krytycznego podczas obróbki i wytwarzania plutonu jest o wiele większe niż w przypadku uranu.
- Istnieje wiele możliwości uwolnienia się plutonu przy zwykłych czynnościach, podczas przetwarzania i wytwarzania tlenków, jak również w razie wypadków mających miejsce podczas przetwarzania, magazynowania, transportu i obróbki plutonu, wytwarzania mieszaniny tlenków oraz wytwarzania i transportu elementów paliwowych MOX.
- Reaktory lekkowodne nie zostały pierwotnie zaprojektowane do stosowania w ich rdzeniach świeżego paliwa zawierającego pluton. Stosowanie w nich paliwa MOX jest więc możliwe tylko wtedy, gdy zawęzi się techniczne marginesy bezpieczeństwa (co z kolei sprawia, że reaktorem trudniej jest sterować i trudniej jest go wyłączyć).
- Przy stosowaniu elementów paliwowych MOX, w rdzeniu reaktora wyższy jest poziom długotrwałych radionuklidów, a zatem skutki radiologiczne są groźniejsze.
- Większe ilości wytwarzanego ciepła i promieniowania neutronowego stwarzają poważniejsze problemy podczas transportu, magazynowania i kondycjonowania wypalonego paliwa.
- W najnowocześniejszych obecnie urządzeniach nie można przetwarzać wypalonego paliwa MOX na skalę przemysłową. Jednak ostateczne jego składowanie staje się jeszcze trudniejsze z powodu wytwarzania ciepła i promieniowania neutronowego oraz krytyczności. W porównaniu z bezpośrednim usuwaniem wypalonego paliwa uranowego, zagospodarowanie odpadów paliwa MOX jest bardziej skomplikowane, bardziej niebezpieczne i droższe, a ponadto niezbędne są większe składowiska.

Uran

Uran stanowi około 99% masy metali ciężkich w wypalonym paliwie jądrowym. W większości krajów, tylko niewielka część (lub nic) przetworzonego uranu poddawana jest recyklingowi w cywilnych reaktorach. Zawiera ona niewielką ilość rozszczepialnych nuklidów uranowych oraz dużą ilość nuklidów uranowych o właściwościach promieniotwórczych znacznie gorszych, niż te, które posiada uran naturalny. Duża część uranu oddzielonego podczas obróbki zostaje następnie zmagazynowana. Dawniej, niektóre kraje wysyłały uran do Rosji w celu zmieszania go z uranem wysokowzbożonym, pochodzącym z rozbrojonych bomb atomowych. Niewielka część przetworzonego uranu zamawiana jest do produkcji elementów ekranujących, obciążników wyważających w samolotach lub wojskowych pocisków penetrujących. Tak więc zapotrzebowanie na przetworzony uran jest iluzoryczne, ponieważ nie jest możliwe jego efektywne wykorzystanie w reaktorach, a do innych celów powinno się używać materiałów nieaktywnych lub w ogóle zakazać ich używania (amunicja do broni). Nie planuje się budowy żadnych zakładów przerobu lub kondycjonowania przed ostatecznym składowaniem odpadów tego typu.

Odpady

Obecne w wypalonym paliwie, początkowo skoncentrowane, długotrwałe radionuklidy (tj. drugorzędne aktynowce), w procesie obróbki tego paliwa rozpraszają się, trafiając do różnych odpadów, które charakteryzują się później różnym poziomem radioaktywności. Niektóre odpady są wysokoaktywne i wydzielają ciepło. W minionych latach ilość radioaktywnego materiału, przeznaczonego do ostatecznego składowania, rosła podczas procesu przetwarzania dziesięciokrotnie, a nawet więcej. Jeśli chodzi o odpady dzisiaj, sytuacja jest podobna i wygląda tak samo we wszystkich zakładach obróbki paliwa, z wyjątkiem zakładu w La Hague, gdzie dla kilku rodzajów odpadów wprowadzono niedawno nową metodę kondycjonowania.

Wszystkie odpady muszą być poddawane obróbce i umieszczane najpierw w tymczasowej przechowalni. W związku z tym dodatkowo wzrasta prawdopodobieństwo napromieniowania oraz ryzyko wypadków. Szczególne niebezpieczeństwo stwarzają wy-

sokoaktywne odpady, które są przechowywane w stanie ciekłym przez długie okresy czasu. W Sellafield, od czasu uruchomienia zakładu THORP w 1994 roku, tylko bardzo niewielka część powstałych tam odpadów została poddana zeszkleniu. Pilotażowy zakład przetwarzania odpadów WAK, w Niemczech, został zamknięty w 1990 roku; do chwili obecnej w basenie stanowiącym przechowalnię odpadów zmagazynowano około 80 m³ wysokoaktywnych odpadów ciekłych. Planowane ich zeszklenie znacznie zmniejszy ryzyko wypadków, jakie mogłyby się wydarzyć podczas magazynowania i transportu tych odpadów. Pozostaje jednak jeszcze problem promieniowania i wydzielania ciepła.

Emisje

Nie można zapobiec uwalnianiu się radionuklidów podczas demontażu i rozpuszczania zestawów paliwowych, oddzielania uranu i plutonu oraz obróbki i składowania odpadów. Pomimo filtrowania i innych środków zapobiegawczych, część tych radionuklidów przedostaje się wraz z emisjami gazowymi lub ciekłymi do otoczenia zakładów przetwórczych. Ilości różnych radionuklidów uwalnianych co roku w zakładach przetwórczych Sellafield i La Hague są od dziesięciu do tysiąca rzędów wielkości wyższe od ilości, jaką emituje jeden reaktor lekkowodny (Marignac i Coeytaux 2003). Ludziom zagraża napromieniowanie ze skażonej gleby, osadów oraz fauny i flory. Zgodnie z niemieckimi przepisami, żaden z tych zakładów nie uzyskałby pozwolenia na funkcjonowanie, ponieważ przekraczają one dopuszczalne limity emisji (Öko-Institut 2000). W kilku badaniach różni naukowcy stwierdzili wyższe współczynniki zachorowań na białaczkę wśród dzieci (w La Hague współczynnik ten wynosi 3, a w Sellafield – 10), w porównaniu ze średnią krajową. Ostatecznego dowodu na istnienie związku między procesami przetwarzania a współczynnikami zachorowań na białaczkę do tej pory nie dostarczono, ale też i nie obalono twierdzenia, że związek taki istnieje. Pomiarы wykonane w pobliżu obu zakładów wykazały wysoki poziom napromieniowania wśród ptaków oraz zwierząt morskich. Poziom ten przekracza dopuszczalne limity określone przez Unię Europejską dla importu żywności.

Wpływ emisji z zakładów przetwórczych na środowisko naturalne nie ma wyłącznie lokalnego zasięgu. Pochodzące z nich wy-

cieki są rozpraszane przez prąd oceaniczny na ogromnym obszarze. Obecność radionuklidów z Sellafield stwierdzono u wybrzeży Irlandii. Kraje tradycyjnie zajmujące się rybołówstwem, takie jak np. Norwegia, boją się o swoje łowiska w rejonach arktycznych.

Brak korzyści z przetwarzania paliwa

Przedstawione wyżej argumenty, potwierdzające ujemny bilans procesu przetwarzania paliwa, można jeszcze uzupełnić:

- Cele przetwarzania paliwa związane z reaktorami lekkowodnymi nie zostały osiągnięte. Nie ma do tej pory nowoczesnej metody prowadzenia na skalę przemysłową recyklingu ponownie wykorzystywanego paliwa. A zatem nie są możliwe ekonomicznie istotne oszczędności naturalnego uranu i nie uzyska się żadnego znaczącego ograniczenia ilości plutonu w odpadach. W raporcie sporządzonym dla francuskiego rządu w 2000 roku ustalono, że przetwarzanie wraz z MOX mogłyby, w najlepszym razie, pozwolić zmniejszyć o około 10% zapotrzebowanie na naturalny uran i obniżyć ilość plutonu w końcowych odpadach o 15% (Marignac i Coeytaux 2003).
- Poważne wypadki w zakładach przetwarzania paliwa zdarzają się nie tylko w teorii. Przykładem może być awaria rury, w wyniku której wyciekło 83 m³ rozcieńczonego zużytego paliwa. W oficjalnych publikacjach mówiono, że nie nastąpiło skażenie środowiska, ponieważ ciecz rozlała się na szczelnie zamkniętym, ograniczonym obszarze. Awaria ta przez całe miesiące pozostawała nieodkryta i tylko dzięki szczęśliwemu zbiegowi okoliczności nie doszło do poważniejszych następstw.
- W związku z przetwarzaniem wypalonego paliwa, w La Hague co roku ma miejsce około 450 transportów plutonu lub materiałów zawierających pluton. Wysyłki te stanowią ponad 250000 kilometrów przewozów na terenie Francji. W tej liczbie kilometrów nie uwzględniono transportu uranu i odpadów. Jest rzeczą oczywistą, że cykl paliwowy bez przetwarzania paliwa oznacza generalnie znacznie mniej kilometrów transportu.
- Przetwarzanie poważnie zwiększa liczbę celów dla terrorystów. Oprócz transportowanych ładunków, ogromnie niebezpiecznym celem mogą stać się także części urządzeń w zakładach przetwarzania paliwa. Rozbite samoloty w basenie

do składowania wypalonego paliwa lub ciekłych odpadów wysokoaktywnych, czy też o budynek, w którym składowany jest pluton oddzielony od wypalonego paliwa, miałyby katastrofalne skutki, znacznie poważniejsze niż te po wypadku w Czarnobylu. Poziom emisji radionuklidów mogłoby drastycznie wzrosnąć.

- Przetwarzanie nie jest ekonomicznym narzędziem. Przegląd wyników kilku badań dotyczących sytuacji w Niemczech i w krajach należących do OECD/NEA (Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju/Agencja Energii Jądrowej), w których porównywano cykl paliwowy obejmujący cykl paliwowy z przetwarzaniem z cyklem paliwowym obejmującym „bezpośrednie” składowanie odpadów wykazał, że w cyklu z przetwarzaniem koszty są wyższe o 14–50% (Gruppen Ökologie 1998). Nowe szacunki dotyczące Stanów Zjednoczonych wykazały 80% wzrost kosztów w cyklu paliwowym z przetwarzaniem (Bunn et al. 2003). Należy przy tym wspomnieć, że założenia we wszystkich badaniach wydają się być przychylne przetwarzaniu odpadów. Tak naprawdę ekonomiczne minusy przetwarzania paliwa powinny być bardziej przekonujące.

Reasumując, przetwarzanie nie przynosi żadnych znaczących korzyści w tzw. jądrowym cyklu paliwowym, jeśli chodzi o bezpieczeństwo, zabezpieczenia, surowce i kwestie ekonomiczne.

3.3 Przejściowe składowanie

Niezależnie od koncepcji jądrowego cyklu paliwowego (z przetwarzaniem lub bez przetwarzania), niezbędne jest tymczasowe przechowywanie wypalonego paliwa i odpadów promieniotwórczych. Wypalone paliwo i wysokoaktywne odpady muszą dłużej przebywać w tzw. przechowalni, ponieważ przed dalszą obróbką, a zwłaszcza przed umieszczeniem ich w miejscu ostatecznego składowania, należy odczekać, aż osłabnie w nich wytwarzanie ciepła i promieniowanie, spowodowane rozpadem radionuklidów krótkożyciowych (o krótkim okresie połowicznego zaniku). Odpady o niskim i średnim poziomie promieniotwórczości muszą być – przynajmniej ze względów logistycznych – umieszczane w przechowalni między poszczególnymi etapami obróbki lub kondycjo-

nowania, aż do momentu ich złożenia na składowisku końcowym.

Wypalone paliwo przechowuje się przy użyciu jednej z następujących trzech metod (IAEA 1995):

- składowanie mokre, w basenach wypełnionych wodą
- składowanie suche w ustawionych pionowo, grubościennych pojemnikach osłonowych
- składowanie suche w pojemnikach umieszczanych w pionowych lub poziomych tunelach ze sklepieniami ze zbrojonego betonu

Tylko w kilku przypadkach składowiska mokre (w Szwecji) i składowiska suche (w jednym spośród czternastu składowisk w Niemczech) znajdują się pod ziemią. Składowiska suche stwarzają mniej możliwości niepomyślnych zdarzeń, ponieważ nie ma w nich żadnych aktywnych układów chłodzenia, a tempo korozji koszułek prętów paliwowych jest prawdopodobnie wolniejsze. Z tego powodu, a także z powodu niższego kosztu, w ostatnich latach najczęściej stosowano składowanie suche w pojemnikach osłonowych. Z drugiej strony, przy składowaniu w pojemnikach, istnieje większe prawdopodobieństwo mechanicznych uderzeń, należy więc zapewnić ich szczelność co najmniej przez kilkadziesiąt lat. Trudno jest jednak przewidzieć jak będą się zachowywać składowane odpady paliwowe w dłuższym okresie czasu. Zależy to od rodzaju paliwa, od rodzaju pojemnika osłonowego i od sposobu załadunku. W każdym konkretnym przypadku zdobyte doświadczenie jest stosunkowo niewielkie. Utworzone dotychczas składowiska często nie mają zadowalającej bariery ochronnej, zabezpieczającej przed uwalnianiem się radionuklidów (przechowalnie mokre) lub nie ma nad nimi dostatecznego nadzoru, w sytuacji uwalniania się radionuklidów (przechowalnie suche). Ponadto, w żadnej z koncepcji składowania nie ma zwykle skutecznego systemu wielo-barielowego na wypadek silnych uderzeń, takich jak np. przy rozbiciu się samolotu. W większości przypadków jest tylko jedna bariera (składowanie suche w pojemnikach osłonowych), a w kilku przypadkach (baseny do składowania mokrego w La Hague, Francja) nie ma żadnej skutecznej bariery przeciwko tego rodzaju oddziaływaniom z zewnątrz. Porównując bezpieczeństwo, można powiedzieć, że składowanie suche w pojemnikach osłonowych wydaje się bardziej solidne, chociaż ryzyko uwalniania się

radionuklidów nadal istnieje. Można zwiększyć istniejące środki bezpieczeństwa, ale oprócz innych względów, przemawiają przeciwko temu także względy ekonomiczne.

Wszystkie koncepcje przechowywania można realizować na terenie elektrowni jądrowych lub z dala od reaktora (centralnie). Chcąc ograniczyć przewozy i przeładunki paliwa, a tym samym zmniejszyć ewentualne zagrożenia, należy wybrać składowanie na terenie elektrowni. Zrobiono tak np. w ostatnich latach w Niemczech (BFS 2005).

Około 95% wszystkich odpadów promieniotwórczych to odpady nisko- lub średnioaktywne. Te rodzaje odpadów składowane są w pojemnikach na powierzchni ziemi, przeważnie w różnych halach przemysłowych. W przypadku dłuższych okresów składowania, konieczne jest uprzednie poddanie ich odpowiedniej obróbce i kondycjonowaniu, zarówno ze względów bezpieczeństwa, jak i ze względów ekonomicznych – dotyczy to głównie odpadów gazowych i ciekłych. Chodzi o ograniczenie ewentualnego uwalniania się radionuklidów podczas przeładunku i magazynowania, a także w czasie ewentualnych incydentów i wypadków. Ponadto, nowoczesne metody kondycjonowania pozwalają zmniejszyć objętość odpadów, dzięki czemu zwiększają się zdolności magazynowe. W przypadku jednak części odpadów, jak np. odpadów, przy których stosuje się beton jako główny składnik unieruchamiający, problem stanowi ich trwałość w ciągu długiego okresu czasu oraz gaz wydzielający się w wyniku reakcji, jakie zachodzą między odpadami, głównym składnikiem unieruchamiającym i opakowaniem odpadów.

W razie poważnych wypadków, istnieje groźba stosunkowo silnego uwalniania się radionuklidów, nawet z odpadów niskoaktywnych. Może się tak zdarzyć przy przypadkowym lub celowo spowodowanym wypadku samolotu. Przy przechowywaniu odpadów o niskiej radioaktywności stosuje się słabsze środki zabezpieczające niż w przypadku silnie radioaktywnych elementów paliwowych.

Odpady nisko- i średnio radioaktywne można przechowywać zarówno w sąsiedztwie reaktora, jak i w zakładach centralnych. Przechowywanie na terenie elektrowni jądrowej jest bardziej wskazane, z uwagi na ograniczenie liczby przeładunków i przewozów.

Podobnie jak w przypadku elektrowni jądrowych, również w przypadku tymczasowych składowisk wypalonego paliwa należy uwzględniać możliwość ataków terrorystycznych. Reaktory oczywiście mogą być ich głównym celem, ale porównywalny potencjał zagrożenia tkwi także w dużych basenach do przechowywania odpadów (w Europie np. przy zakładach obróbki elementów paliwowych), a wypalone paliwo w pojemnikach osłonowych jest w niektórych krajach, takich jak Niemcy, negatywnym symbolem energetyki jądrowej. Ponadto, do miejsc przechowywania jest często łatwiejszy dostęp i prawdopodobnie mniej zabezpieczeń. Z tego też względu przejściowe składowiska mogą stać się celem dla terrorystów.

3.4 Ostateczne składowanie odpadów

Co musi być składowane?

Produkcja energii w elektrowniach jądrowych, jak również niektóre konkretne dziedziny badań, medycyny i przemysłu, pociągają za sobą wytwarzanie odpadów promieniotwórczych. Promieniotwórcze jonizujące, emitowane z tych odpadów, może powodować zmiany genetyczne i choroby nowotworowe, a zatem stanowi zagrożenie dla ludzi i środowiska. Odpady promieniotwórcze muszą więc być odizolowane od naturalnego środowiska i w bezpieczny sposób zagospodarowane. Sposób gospodarki odpadami i konkretne wymagania dotyczące obchodzenia się z nimi zależą od potencjałów ryzyka określonych odpadów. Na ów potencjał ryzyka składa się głównie charakter i natężenie promieniowania jonizującego, wywoływanego przez radionuklidy obecne w odpadach i stanowiącego o radiotoksyczności tych odpadów, a także okres czasu, przez jaki odpady stwarzają zagrożenie dla ludzi i środowiska. Dodatkowymi czynnikami ryzyka są te właściwości odpadów, od których zależy sposób obchodzenia się z nimi i ich usuwania, w szczególności ilość ciepła wydzielanego wskutek promieniotwórczego rozpadu izotopów radioaktywnych.

Spektrum odpadów promieniotwórczych powstających w różnych krajach, jak również zróżnicowanie gospodarki odpadami w różnych krajach, zależy zwłaszcza od tego, czy program energii jądrowej w danym kraju obejmuje przetwarzanie wypalonego pa-

liwa, jak np. we Francji, czy też może wypalone paliwo jest składowane bezpośrednio po zużyciu. Kraje, które nie stosują przetwarzania wypalonego paliwa, traktują je de facto i pod względem prawnym, jako odpady.

Długość okresu przez jaki odpady stanowią zagrożenie radiologiczne dla ludzi i środowiska, zależy od okresu połowicznego zaniku radionuklidów w odpadach. Radionuklidy o okresach połowicznego zaniku <30 lat określa się zwyczajowo jako radionuklidy krótkożyciowe. Radionuklidy o dłuższych okresach połowicznego zaniku występują zwłaszcza w odpadach silnie promieniotwórczych i do pewnego stopnia w odpadach o średnim poziomie promieniotwórczości. Odpady takie pochodzą głównie z reaktorów jądrowych. Jednym z radionuklidów o szczególnie długim okresie połowicznego zaniku jest uran-235 (okres połowicznego zaniku: 704 miliony lat). W czasie produkcji energii elektrycznej powstaje szeroki wachlarz radioizotopów o bardzo różnych okresach połowicznego zaniku, między innymi np. pluton-239 (okres połowicznego zaniku: 24110 lat), cez (okres połowicznego zaniku: 30,2 roku), kobalt-60 (okres połowicznego zaniku: 5,3 dnia), które znajdują się w odpadach zaliczanych do różnych kategorii.

Wydzielanie ciepła wskutek rozpadu radionuklidów ogranicza się głównie do silnie promieniotwórczych odpadów pochodzących z reaktorów jądrowych. Dla większości ilościowo przeważających radioizotopów, proces wydzielania ciepła słabnie stosunkowo szybko, co ułatwia zagospodarowanie odpadów już po upływie kilkudziesięciu lat. Jeśli jednak chodzi o ostateczne składowanie odpadów, to trwający proces wydzielania ciepła może stwarzać problemy w skali długoterminowej z uwagi na jego potencjalny wpływ na właściwości skał macierzystych, w których składowane są odpady, a więc kwestię tę należy bardzo dokładnie przeanalizować.

Pomimo faktu, że cele i zasady bezpieczeństwa gospodarki odpadami radioaktywnymi są podobne w większości krajów wytwarzających energię jądrową, istnieją wyraźne różnice, jeśli chodzi o metody gospodarowania różnymi rodzajami odpadów. Powody istnienia tych różnic są np. natury ekonomicznej lub organizacyjnej, co wynika ze skali programu atomowego w poszczególnych krajach oraz z odpowiedzi na pytanie „przetwarzanie wypalonego paliwa – tak czy nie?”

W skali międzynarodowej, najważniejszymi kryteriami przy porządkowaniu odpadów promieniotwórczych do określonej metody ich zagospodarowania są rodzaj, natężenie promieniowania i okres połowicznego zaniku dominujących radioizotopów. Jeśli chodzi o natężenie promieniowania, rozróżnia się następujące odpady:

- odpady niskoaktywne,
- odpady średnioaktywne,
- odpady wysokoaktywne.

Jeśli chodzi o metodę zagospodarowania odpadów, odpady nisko- i średnioaktywne zawierające głównie radioizotopy krótkożyciowe (okres połowicznego zaniku: <30 lat) i odpady zawierające większe ilości radioizotopów długotrwałych (okres połowicznego zaniku: >30 lat), normalnie zalicza się do oddzielnych kategorii odpadów. Radioizotopy o wysokim poziomie aktywności, mające głównie krótki okres połowicznego zaniku, powstają najczęściej przy produkcji broni jądrowej. Odpady takie odgrywają rolę tylko w krajach realizujących takie programy. W Stanach Zjednoczonych skład tego typu odpadów otwarto w 1999 roku, w głęboko położonym pokładzie soli kamiennej, w pobliżu Carlsbad, w stanie Nowy Meksyk. Odpady pochodzące z produkcji energii jądrowej zawierają zazwyczaj duże ilości długotrwałych radioizotopów, które przeważnie składa się razem radioizotopami długotrwałymi o średnim poziomie radioaktywności. Ze względu jednak na różne ilości wydzielanego przez nie ciepła, konieczne jest rozróżnianie tych dwóch kategorii odpadów.

W zależności od swoistych właściwości odpadów i związanych z tym wymagań dotyczących bezpieczeństwa, różne kategorie odpadów przyporządkowuje się różnym metodom ich zagospodarowania. Miejsca ostatecznego składowania odpadów krótkożyciowych o niskim i średnim poziomie radioaktywności znajdują się najczęściej na powierzchni, tak jak np. we Francji i w Stanach Zjednoczonych, lub blisko powierzchni, tak jak np. w Szwecji i Finlandii. Wszystkie długotrwałe odpady wysokoaktywne powinny być składowane w głęboko położonych formacjach geologicznych.

W przeciwieństwie do międzynarodowej praktyki w dziedzinie gospodarki odpadami, w Niemczech, po wstępnym wyznaczeniu składowisk w Gorleben i Konrad, radioaktywne odpady są klasy-

fikowane według ilości wytwarzanego przez nie ciepła, natomiast długość okresu połowicznego zaniku zawartych w nich radionuklidów odgrywa mniejszą rolę. W odróżnieniu od kilku innych krajów (np. Francji), w Niemczech dozwolone jest składowanie wysokoaktywnych odpadów na wysypiskach komunalnych, a nawet wykorzystywanie ich jako dóbr ekonomicznych, jeżeli zmierzony poziom promieniowania znajduje się poniżej dopuszczalnego poziomu określonego w Rozporządzeniu o Ochronie przed Promieniowaniem (STRLSCHVO 2001). W innych krajach (np. we Francji) radioaktywne odpady o podobnym natężeniu promieniowania są umieszczane w składowiskach na powierzchni ziemi, przystosowanych specjalnie dla tego typu odpadów.

Rzeczywista sytuacja

Naukowo-techniczne dyskusje na temat gospodarowania odpadami promieniotwórczymi toczą się od początku – od czasu, kiedy odpady te zaczęły powstawać przy wojskowym i cywilnym wykorzystywaniu energii jądrowej. Już w latach 50-tych i 60-tych ubiegłego wieku dyskutowano o wielu opcjach składowania tych odpadów. Oprócz finalnych składowisk, które dziś są, a przynajmniej mają być nadal, przedmiotem zainteresowania, rozważano też dość egzotyczne rozwiązania, takie, jak składowanie odpadów w przestrzeni kosmicznej lub w lodach Antarktyki. Na forum dyskusji o możliwościach składowania znalazły się długotrwałe odpady średnioradioaktywne, a zwłaszcza wysokoaktywne odpady wytwarzające ciepło (m.in. wypalone paliwo). W latach 60-tych ubiegłego wieku powszechnie zaakceptowaną opcją było finalne składowanie odpadów w głęboko położonych formacjach geologicznych, w kontynentalnej części skorupy ziemskiej. To, która formacja geologiczna była lub jest preferowana w poszczególnych krajach, zależy od ich sytuacji geologicznej oraz warunków polityczno-społecznych. Decydujące przy wyborze ostatecznej opcji były względy bezpieczeństwa i względy ekonomiczne.

Natomiast gospodarka promieniotwórczymi odpadami niski i średnioaktywnymi jest kwestią problematyczną. Stosunkowo wcześniej stosowaną praktyką było wyrzucanie takich odpadów do morza i/lub – jak to miało miejsce w kilku krajach – umieszczanie finalnych składowisk na powierzchni ziemi lub na niewielkich głębokościach w kontynentalnej części skorupy ziemskiej. Na mocy

Porozumienia Londyńskiego⁶ o ochronie mórz, wraz z późniejszymi do niego poprawkami, w 1993 roku zakazano zatapiania odpadów w morzach. Dzisiaj, w kilku krajach już działają – lub są planowane – składowiska krótkożyciowych odpadów nisko- i średnioaktywnych. W Niemczech planuje się składowanie takich odpadów również w głęboko położonych formacjach geologicznych. W 2002 roku wydano stosowne zezwolenie na składowanie odpadów w dawnej kopalni rudy żelaza Konrad, w mieście Salzgitter.

Finalne składowanie oznacza zebranie radioaktywnych odpadów w miejscu do tego specjalnie przeznaczonym i skonstruowanym, w celu odizolowania odpadów od ludzi i środowiska naturalnego. Końcowe składowanie stosuje się zwykle bez zamiaru dalszego przerabiania odpadów. W zależności od rodzaju odpadów i okresu czasu, w ciągu którego odpady te stanowią zagrożenie, składowiska mogą być umieszczane na powierzchni – zwykle w kopalniach – lub w znajdujących się na większej lub mniejszej głębokości formacjach geologicznych, w kontynentalnej części skorupy ziemskiej. W składowiskach na powierzchni umieszcza się wyłącznie krótkotrwałe odpady nisko- i średnioaktywne. Składowiska takie są tak skonstruowane, aby za pomocą barier technicznych izolować odpady od ludzi i naturalnego środowiska. Bariery te wymagają monitorowania i konserwacji. W przypadku składowisk umieszczanych w głęboko położonych formacjach geologicznych, długoterminową ochronę ludzi i środowiska zapewniają pasywne – a tym samym nie wymagające konserwacji – bariery geologiczne.

Dotychczas nie ma składowisk dla szczególnie silnie radioaktywnych odpadów długotrwałych, chociaż w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku kilka krajów podjęło konkretne kroki w kierunku stworzenia takich składowisk finalnych. Jednakże prawie we wszystkich krajach programy zagospodarowania odpadów były lub nadal są opóźnione. Głównym powodem jest niedocenianie naukowo-technicznych i społecznych problemów związanych z realizacją takich programów. Opór społeczny szczególnie przyczynił się do tego, że odżyły dyskusje dotyczące składowania radioaktywnych odpadów oraz szukania nowych miejsc na skła-

6 Autor ma na myśli Konwencję Londyńską: Konwencja o zapobieganiu zanieczyszczeniu mórz przez zatapianie odpadów i innych substancji z 1972 roku (Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter) (przyp.thum).

dowiska z uwzględnieniem aspektów natury społecznej. Stosunkowo zaawansowane są plany dotyczące składowania odpadów, a nawet ich realizacja, na przykład w Stanach Zjednoczonych (Yucca Mountain) i w Finlandii (Olkiluoto).

Zasady bezpieczeństwa, wymogi bezpieczeństwa

Na płaszczyźnie międzynarodowej główne cele bezpiecznego usuwania odpadów promieniotwórczych są następujące:

- Finalne składowanie odpadów musi zapewnić ludziom i środowisku odpowiednie zabezpieczenia przed zagrożeniem radiologicznym i innymi zagrożeniami.
- Potencjalne oddziaływanie finalnych składowisk odpadów na ludzi i środowisko nie powinno być większe niż oddziaływanie akceptowane dzisiaj.
- Przyszłych pokoleń nie należy obciążać niewłaściwymi obciążeniami.

Potencjalne oddziaływanie ostatecznych składowisk odpadów na ludzi i środowisko poza granicami danego kraju nie powinno być większe niż oddziaływanie dopuszczalne w tym kraju.

W wielu krajach, włącznie z krajami Unii Europejskiej, wymagania te stają się przepisami prawa i tworzą podstawę dla formułowania (lub dla potwierdzenia istnienia) konkretnych krajowych wymagań, dotyczących finalnego składowania odpadów. Chodzi, między innymi, o normy radiologiczne, jakie powinny być spełniane aż do momentu ostatecznego składowania odpadów promieniotwórczych, jak również o kwestię niespełniania wymogów. Przykładem może tu być tzw. zasada minimalizacji skutków, która w kilku krajach jest ujęta w przepisach prawnych, m.in. w niemieckim Rozporządzeniu o Ochronie przed Promieniowaniem.

Standardy dotyczące oceny długoterminowego bezpieczeństwa zamkniętych składowisk odnoszą się do najwyższych dopuszczalnych dla ludzi dawek promieniowania lub związanego z nim ryzyka wystąpienia choroby nowotworowej. Według obowiązujących w różnych krajach prawnych norm, maksymalna dopuszczalna dawka skuteczna wynosi 0,1-0,3 mSv rocznie. Normą dotyczącą ryzyka jest parametr o wartości ustalonej w zakresie od

odpowiednio, na jeden milion osób przez całe życie poddawanych oddziaływaniu maksymalnej dopuszczalnej dawki może zachorować na raka.

Normy można, na koniec, zastosować w odniesieniu do składowisk, ale dopiero po wszechstronnym zbadaniu konkretnego miejsca składowania. Konsekwentne stosowanie wymogu dotyczącego minimalizacji skutków narażenia na promieniowanie jest wtedy możliwe, ale tylko w odniesieniu do ostatecznego projektu i konstrukcji składowiska. Zasada minimalizacji skutków wymaga:

- unikania niepotrzebnego narażania ludzi i środowiska na promieniowanie lub skażenie;
- utrzymywanie promieniowania na najniższym poziomie, jaki można uzyskać zgodnie z aktualnym stanem nauki i techniki, i z uwzględnieniem konkretnego przypadku – nawet jeśli dawka promieniowania lub skażenie są poniżej normy.

Oprócz koniecznych warunków radiologicznych, w przypadku finalnych składowisk mogą też być brane pod uwagę – lub nawet egzekwowane – określone wymagania dotyczące naturalnych elementów środowiska. W Niemczech, w szczególności, należy uwzględniać tzw. „zasadę troski”, zgodnie z Ustawą o Wodzie. Zasada ta wymaga silnej ochrony wód w przypadku finalnego składowania odpadów promieniotwórczych – a zwłaszcza wód gruntowych – przed szkodliwym skażeniem lub jakąkolwiek inną szkodliwą zmianą ich właściwości, przy czym zasada ta dotyczy nie tylko radioaktywnego składnika odpadów, ale również towarzyszących im substancji nieradioaktywnych.

W celu spójnej realizacji wymienionych celów radiologicznych, Międzynarodowa Komisja Ochrony Radiologicznej proponuje optymalizację ochrony przed promieniowaniem podczas wszystkich faz projektowania i konstruowania składowiska (ICRP 1998). W szczególności chodzi o wybór miejsca składowania i konieczność stosowania odpowiedniej procedury wyboru w oparciu o koncepcję stopniowania bezpieczeństwa (system wielo-barierowy) i o wybór solidnego miejsca składowania odpadów. Przyjmując podobny tok rozumowania i uwzględniając ochronę wód gruntowych (zob. wyżej), niemieckie Federalne Biuro ds. Ochrony przed Promieniowaniem (BFS) opracowało (jeszcze nie opublikowane) 188

„Zasady Bezpiecznego Finalnego Składowania” (BSF 2004).

W propozycji przedstawionej przez Niemiecką Komisję ds. Procedury Wyboru Miejsca Składowania (AKEND), dotyczącej nowej procedury wyboru miejsca na składowisko, odzwierciedleniem powyższych radiologicznych i nie-radiologicznych wymagań jest podkreślenie szczególnego znaczenia barier geologicznych dla długoterminowego bezpieczeństwa i dla spełnienia wymagań stawianych miejscu składowania odpadów:

- W razie normalnego ewoluowania miejsca składowania odpadów, żadne szkodliwe substancje nie mogą się wydostawać z izolującej strefy skalnej w ciągu okresu izolacji rzędu jednego miliona lat. Ponadto, jeśli chodzi o izolację szkodliwych substancji, muszą być zapewnione pewne rezerwy bezpieczeństwa.
- W razie nadzwyczajnego rozwoju wypadków, muszą być spełnione normy obowiązujące w odniesieniu do ludzi i środowiska.

Generalnie biorąc, wymagania te prowadzą do szukania „możliwie jak najlepszego” miejsca składowania odpadów, co oznacza, że musi to być miejsce najlepsze, z punktu widzenia reguł dotyczących procesu jego wyszukiwania i z punktu widzenia aktualnego stanu wiedzy naukowo-technicznej, a jednocześnie takie, które z pełnym prawdopodobieństwem będzie spełniać podstawowe wymagania oraz inne wymogi związane z bezpieczeństwem.

Dlaczego składowiska powinny być umiejscowione w głęboko położonych formacjach geologicznych?

Oprócz ogólnych wymagań, ostateczne składowiska w położonych głęboko formacjach geologicznych spełniają również szczególny wymóg dotyczący finalnego składowania odpadów promieniotwórczych, jakim jest odizolowanie tych odpadów od ludzi i środowiska na bardzo długi („geologiczny”) okres czasu. Na całym świecie dąży się do osiągnięcia tego celu, szczególnie w przypadku długotrwałych wysoko- i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych. Obecnie planuje się umieszczenie finalnego składowiska odpadów w kopalni wybudowanej wyłącznie do tego celu.

Natomiast wiele krajów zamierza składować (lub już składowuje) nisko- i średnioaktywne krótkożyciowe odpady promieniotwórcze na mniejszych głębokościach lub nawet na powierzchni zie-

mi. W Niemczech już dawno (2. Program Atomowy 1963-1967) postanowiono składować w głęboko położonych formacjach geologicznych wszystkie rodzaje radioaktywnych odpadów. Główne powody tej decyzji to gęste zaludnienie Niemiec oraz intensywne wykorzystywanie naturalnych elementów środowiska, takich jak gleba i woda (Schwibach 1967). Ten alternatywny sposób składowania był już stosowany w Niemczech – było to tzw. próbne składowanie odpadów w nieczynnej kopalni soli (Asse II) koło Wolfenbüttel (1967-1978) oraz składowanie nisko- i średnioaktywnych krótkożyciowych odpadów promieniotwórczych w Morsleben (1978-1998).

Można stwierdzić, że składowanie odpadów w głęboko położonych formacjach geologicznych, po wybraniu właściwego miejsca, ma kilka decydujących zalet w porównaniu z wszystkimi innymi opcjami składowania na powierzchni ziemi. Te zalety to przede wszystkim:

- duża odległość między odpadami a biosferą;
- duża i długo skuteczna zdolność retencyjna barier geologicznych wobec radionuklidów (i innych szkodliwych substancji);
- powolność procesów geologicznych, włącznie z przemianą materii i przenoszeniem substancji w geosferze oraz wynikająca z tego wiarygodność twierdzeń związanych z określaniem czasu i funkcjonowania systemu składowania;
- pasywne funkcjonowanie głównych barier systemu składowania (barier geologicznych), bez konieczności monitorowania i napraw.

Oprócz tego, na stanowiące o tych zaletach właściwości geosfery człowiek nie może wpływać (lub może wpływać tylko w niewielkim stopniu). Dlatego też długoterminowe bezpieczeństwo zamkniętego w głębokiej formacji skalnej składowiska nie zależy od świadomości i techniczno-ekonomicznego potencjału przyszłych pokoleń. Tak czy owak, trudniej jest je przewidzieć niż to, jak będą ewoluować geologiczne bariery systemu składowania odpadów (Buser 1997; Gruppe Ökologie 2001; AKEND 2002). Ponadto, wtargnięcie człowieka do głęboko położonych formacji geologicznych w razie wojny lub ataku terrorystycznego jest wysoce nieprawdopodobne.

Oczywiste jest, że zalety te są istotne dla wszystkich rodzajów odpadów promieniotwórczych, ale wobec odpadów krótkożytych nie są one uważane za konieczne przez wszystkie kraje i instytucje oraz nie są odpowiednio wykorzystywane. Jednakże zalety te są skuteczne tylko, gdy miejsce składowania odpadów zostało wybrane ze szczególnym naciskiem na aspekty związane z bezpieczeństwem oraz jeżeli jego stosowność jest wiarygodnie potwierdzona dowodami na długoterminowe bezpieczeństwo.

Składowanie finalne – konieczne, gdy jeszcze korzysta się z energii atomowej oraz gdy się z niej już nie korzysta?

Radioaktywne odpady różnego pochodzenia istnieją już we wszystkich krajach realizujących programy energii jądrowej lub stosujących technikę jądrową do innych celów. Odpady te w żadnym wypadku nie znikną w wyniku wycofania się z produkcji energii jądrowej. Ich bezpieczne składowanie nadal będzie konieczne.

Ogólnoświatowe opóźnienia w wyznaczaniu miejsc składowania odpadów, zwłaszcza długotrwałych odpadów wysoko- i średnioaktywnych, wskazują na to, że gospodarka odpadami jest problemem zarówno naukowo-technicznym, jak i społecznym. Problem ten będzie z pewnością narastać, w miarę wzrostu ilości odpadów. Natomiast wycofywanie się z produkcji energii jądrowej ułatwi poszczególnym krajom rozwiązanie problemu usuwania odpadów. Z jednej strony ilość odpadów, których trzeba się pozbyć oraz ich zaklasyfikowanie do różnych kategorii, będą co najmniej w znacznym stopniu określone, dzięki czemu wybór i konstrukcja składowiska będą łatwiejsze. Z drugiej strony ludzie, których problem składowania odpadów bezpośrednio dotyka, chętniej zaakceptują składowisko odpadów, których koniecznie trzeba się pozbyć. Natomiast przy nieograniczonej eksploatacji elektrowni jądrowych, składowisko odpadów musiałoby być znacznie większe, a być może potrzebnych byłoby nawet kilka składowisk.

Jakie są problemy z finalnym składowaniem?

Przy ostatecznym składowaniu odpadów promieniotwórczych, w składowiskach na powierzchni lub płytko pod powierzchnią ziemi nie występują wymienione wcześniej zalety, jakimi charakteryzują się składowiska w głęboko położonych formacjach geologicznych

(Gruppen Ökologie 2001): odpady są umieszczane bezpośrednio w obrębie biosfery, a więc jeżeli uzna się takie składowisko za system z pasywną barierą i pozostawi się je same sobie, to składowisko takie stanowić będzie bardzo duże zagrożenie. Pasywny udział geologicznych barier w ochronie ludzi i środowiska jest w przypadku składowiska powierzchniowego znacznie mniejszy niż w przypadku składowiska na większych głębokościach. Dlatego też w ich przypadku niezbędne są techniczne bariery i monitorowanie oraz, w razie potrzeby, ewentualne naprawy. Dodatkowym minusem składowisk powierzchniowych jest łatwiejszy do nich dostęp i zwiększone narażenie na ataki terrorystyczne, w związku z czym wymagają one dodatkowych zabezpieczeń, ograniczających dostęp niepowołanych osób. Chociaż składowiska powierzchniowe lub podpowierzchniowe są zarezerwowane dla nisko- i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych krótkożyłowych, wymagają one jednak instytucjonalnego nadzoru przez okres kilkuset lat, w celu zapewnienia właściwej ochrony ludziom i środowisku. Wiarygodne przewidywania dotyczące przyszłego istnienia i stabilności instytucji mających taki nadzór sprawować, jak również społeczeństwa, którego sprawa ta dotyczy, są możliwe tylko pod pewnymi warunkami. Jeśli przyjrzeć się temu bliżej, to finalne powierzchniowe lub podpowierzchniowe składowanie odpadów okazuje się ekonomicznie dogodnym rozwiązaniem problemu usuwania odpadów na dzisiaj, ale jednocześnie jest zagrożeniem dla zdrowia i ewentualnym obciążeniem ekonomicznym przyszłych pokoleń.

Chociaż narodowe i międzynarodowe instytucje odpowiedzialne za odpady promieniotwórcze uważają dzisiaj ostateczne składowanie odpadów promieniotwórczych w głęboko położonych formacjach geologicznych, w kontynentalnej części skorupy ziemskiej, za najbezpieczniejsze rozwiązanie kwestii długoterminowego składowania odpadów, to rozwiązanie takie nie jest bez wad. Oczywiście były i są zastrzeżenia wobec tego wariantu ostatecznego składowania odpadów. Wynikają one głównie z:

- rozbieżności między długim okresem czasu, podczas którego radioaktywne odpady stanowią zagrożenie dla ludzi i środowiska, a malejącym – wraz z długością okresu będącego przedmiotem rozważań – znaczeniem niezbędnych prognoz, dotyczących funkcjonowania ochronnych barier składowiska odpadów;

- braku możliwości obserwowania zachowania systemu barier po zamknięciu składowiska, a więc niemożności potwierdzenia, że system barier będzie skuteczny przez określony, długi okres czasu;
- braku możliwości interweniowania po błędnej interpretacji funkcjonowania poszczególnych barier i po tym, jak bariery te zawiodą;
- nieodwracalności finalnego składowania odpadów (odzysku odpadów) po zamknięciu składowiska.

Obawy te istnieją i słusznie; trzeba i można zmierzyć się z nimi poprzez staranny wybór miejsca składowania odpadów i sumienne uzyskiwanie dowodów jego długoterminowego bezpieczeństwa, z uwzględnieniem wszelkich stosownych aspektów. Nie należy też ignorować faktu, że opcje zagospodarowania odpadów, dające możliwość interweniowania w system ich składowania oraz zapewniające odwracalność procesu składowania (w celu odzysku odpadów), mogą mieć poważne wady, jeśli chodzi o długoterminowe bezpieczeństwo.

Ostateczne składowanie radioaktywnych odpadów w skałach macierzystych, które dzięki swej małej przepuszczalności mają dużą zdolność retencyjną w stosunku do radionuklidów, wiąże się z konkretnym problemem, polegającym na tym, że gazy wydzielające się z odpadów mogą osłabić działanie bariery geologicznej. Z jednej strony, wzrost ciśnienia gazu w zamkniętym składowisku może spowodować powstawanie pęknięć w skale, z drugiej zaś – zmiana chemicznego środowiska w pobliżu miejsca złożenia odpadów promieniotwórczych może ułatwić lub przyspieszyć przenoszenie radionuklidów. Wydzielanie gazu ogranicza się głównie do odpadów nisko- i średnioaktywnych. Według aktualnych szacunków, skutki oddziaływania wydzielających się gazów nie są argumentem wykluczającym finalne składowanie odpadów w głęboko położonych formacjach geologicznych, ale należy je dokładnie analizować przy ocenie dowodów długoterminowego bezpieczeństwa składowiska i – jeśli to konieczne – przy opracowaniu konstrukcji składowiska.

Dowody długoterminowego bezpieczeństwa i izolacji oraz okres, którego dowody te dotyczą

Wszystkie skały macierzyste i wszystkie miejsca przewidziane na finalne składowanie odpadów promieniotwórczych mają wady i

zalety, jeśli chodzi o aspekt bezpieczeństwa. W związku z tym, ostateczny wybór miejsca składowania musi być potwierdzony dowodami na to, że jest to miejsce odpowiednie. Dotyczy to również ostatecznego składowania odpadów w głęboko położonych formacjach geologicznych, choć jeśli chodzi o bezpieczeństwo, ta opcja składowania odpadów ma przewagę nad innymi, będącymi obecnie przedmiotem dyskusji. Dowodom długoterminowego bezpieczeństwa określonego miejsca składowania przeciwstawia się wspomniane wyżej wady. Są one, w szczególności, związane z długimi okresami czasu, jakie należy brać pod uwagę, oraz z brakiem możliwości dostępu do odpadów w ostatecznie zamkniętym składowisku.

Z długości okresów połowicznego zaniku radionuklidów w odpadach wynika, że w razie uwalniania się radionuklidów ze składowiska, niektóre kategorie odpadów stanowić będą zagrożenie dla ludzi i środowiska przez bardzo długi czas. Zatem zasadnicze znaczenie ma bezpieczna izolacja odpadów przez długi okres. W skali naukowej, wiarygodne przewidywania dotyczące zachowania systemu składowania, a zwłaszcza jego barier geologicznych, nie są możliwe na cały okres, w ciągu którego pewne kategorie odpadów mają znacząco niebezpieczny potencjał, a przez który to okres muszą być odizolowane od biosfery. Długoterminowe funkcjonowanie barier geologicznych zależy zwłaszcza od oddziałujących na nie przyszłych procesów geologicznych i klimatycznych. Niektóre z tych procesów utrudniają uzyskanie wiarygodnych prognoz długoterminowych, stwarzając jednak odpowiednią podstawę do określenia długoterminowego bezpieczeństwa składowiska.

Dlatego najwyraźniej niewłaściwe jest twierdzenie, że naukowe dowody są w stanie potwierdzić izolację odpadów przez cały okres, w ciągu którego mogą się z nich wydzielać substancje groźne dla ludzi i środowiska. AKEND (AKEND 2002) zakłada, że wiarygodne prognozy dotyczące funkcjonowania podstawowych geologicznych barier systemu składowania, mogą dotyczyć okresu rzędu jednego miliona lat, i że można przeprowadzić dowody długoterminowego bezpieczeństwa na tak długi czas. W innych krajach wymagania związane z okresem, jakiego powinny dotyczyć dowody długoterminowego bezpieczeństwa, są w pewnym stopniu podobne, aczkolwiek w grę wchodzi znacznie krótszy czas (10000 lat). Jednak pomimo tego, że im dłuższy jest rozważany

okres, tym mniej wiarygodne stają się przewidywania, nie wolno rezygnować z oceny okresów przekraczających wyznaczony limit.

Liczba wspomnianych prognostycznych niewiadomych może się zwiększyć z powodu niedostatku informacji o miejscu składowania odpadów, jak również ze względu na interakcje między odpadami, technicznymi/geotechnicznymi i geologicznymi barierami, które stanowią podstawę dla przewidywań. Dopóki odpady i bariery nie będą dostępne dla obserwacji, nie da się obserwować procesów mających największy wpływ na zachowanie systemu składowania, ponieważ nie osiągnął on jeszcze swojego ostatecznego stanu. Kiedy jednak stan ten zostanie osiągnięty, długo po zamknięciu składowiska, to i tak składowisko nie będzie już dostępne i nie można będzie obserwować ewentualnych zachodzących w nim interakcji.

Według AKEND (AKEND 2002), można z tego wnioskować, że podstawy dowodów długoterminowego bezpieczeństwa powstają już na etapie wyznaczenia miejsca składowania odpadów. W znacznym stopniu dotyczy to również wiarygodności koniecznych prognoz. Dlatego przewidywalność systemu składowania należy rozważać już podczas procesu wyboru miejsca składowania. Z drugiej strony należy zapewnić, aby wszystkie informacje, potrzebne do uwiarygodnienia dowodów długoterminowego bezpieczeństwa, były rzeczywiście uwzględnione, a nie pomijane, oraz aby podjęte zostały kroki w celu wyeliminowania niewiadomych, jakie jeszcze pozostaną w posiadanych informacjach i w bazach danych.

Możliwość odzysku

Możliwość odzysku oznacza możliwość odzyskania, w razie potrzeby, odpadów (zwłaszcza wypalonych paliwa i odpadów wysokoaktywnych) ze składowiska, zgodnie z planem i bez większych trudności technicznych. Możliwość odzysku odpadów promieniotwórczych jest przedmiotem międzynarodowej dyskusji, skupiającej się głównie na odzysku wypalonych elementów paliwowych. Możliwość odzysku składowanych odpadów i odwracalność decyzji podjętych w sprawie składowania odpadów to kwestie rozważane obecnie w wielu programach gospodarki odpadami promieniotwórczymi na całym świecie (np. w Stanach Zjednoczonych, Szwecji, Finlandii). Argumenty przemawiające za możliwością

odzysku są związane głównie z kwestiami bezpieczeństwa, etyki i ekonomii (NEA 2001), na przykład:

- obawy o bezpieczeństwo z powodu uwarunkowań technicznych, których uświadomienie ma miejsce już po złożeniu odpadów w składowisku lub po zmianach akceptowalnych norm bezpieczeństwa,
- możliwość odzyskiwania zasobów ze składowiska, np. elementów składowych samych odpadów,
- możliwość zastosowania alternatywnych metod postępowania z odpadami lub ich składowania, które mogą być wynalezione w przyszłości,
- odpowiedź na zmiany w społecznej akceptacji i postrzeganiu ryzyka,
- zapewnienie przyszłym pokoleniom swobody działania.

We wszystkich planach diskutowanych na forum międzynarodowym, dotyczących możliwości odzysku, finalne składowanie odpadów nadal pozostaje końcowym celem. Zanim proces składowania odpadów można ostatecznie zakończyć, należy zrealizować kilka faz obejmujących m.in. zasypywanie poszczególnych sekcji składowiska, sztolni dojazdowych i tuneli. Z każdą kolejną fazą dostęp do odpadów staje się coraz trudniejszy, zwiększają się również trudności techniczne, jakie należy pokonać w celu odzysku odpadów. Po szczelnym zamknięciu składowiska, odzysk będzie możliwy wyłącznie przy użyciu technik górniczych. Nie ma jednolitych koncepcji dotyczących dokładnej procedury postępowania i czasu trwania poszczególnych faz. Jeśli chodzi o okres czasu, w ciągu którego odzysk byłby możliwy przy użyciu stosunkowo prostych technik działania, na forum międzynarodowym mówi się o okresie rzędu od kilkudziesięciu do kilkuset lat.

Proces zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa składowiska oparty jest na starannie wybranym pasywnym – a tym samym nie wymagającym konserwacji – systemie zabezpieczeń. Bez fazy możliwości odzysku z ułatwionym dostępem do odpadów, składowisko osiąga stan pasywnego bezpieczeństwa tak szybko, jak to jest możliwe. Jeśli jednak brana jest pod uwagę możliwość ułatwionego odzysku odpadów, to taki stan pasywnego bezpieczeństwa zostanie osiągnięty znacznie później (w zależności od faz

możliwości odzysku). Aż do tego momentu konieczne są aktywne środki bezpieczeństwa i kontroli, których stosowanie trudno jest zagwarantować z całkowitą pewnością. Ponadto, aktywne środki bezpieczeństwa wymagają stabilnych warunków społeczno-ekonomicznych, czego również nie da się zagwarantować na tak długie okresy, podczas których możliwy byłby odzysk.

Etyczne zasady, przywoływane jako argument przemawiający za możliwością odzysku, w szczególności zapewnienie przyszłym pokoleniom swobody działania, nie są przekonujące. Niedopuszczalne jest dążenie do dotrzymania zasady etycznej, jeśli prowadzi to nieuchronnie do utraty bezpieczeństwa. Ochrona obecnych i przyszłych pokoleń sama w sobie stanowi fundamentalny wymóg etyczny. Ochrona ta jest sprawą nadrzędną, ponieważ bez zapewnienia bezpieczeństwa wszelkie inne aspekty stają się, w znacznym stopniu, nieistotne. Nawet jeśli wybór spośród różnych opcji pozostanie otwarty dla przyszłych pokoleń, to i tak główna odpowiedzialność za rozwiązanie problemu odpadów promieniotwórczych spoczywa na obecnym pokoleniu. Możliwość odzysku nie powinna być usprawiedliwieniem nieograniczonego opóźnienia w podejmowaniu decyzji w kwestii budowy składowiska odpadów, ani nie może być substytutem dobrze zaprojektowanego składowiska. Z drugiej strony, program stopniowej budowy składowiska odpadów może obejmować środki, które powiększą możliwość odzysku przez pewien okres czasu. Ostatnio w Szwajcarii przedstawiono koncepcję pozwalającą wydłużyć czas monitorowania i ułatwić odzysk odpadów, w celu „monitorowania długoterminowego składowiska geologicznego”, która obejmuje urządzenia doświadczalne i pilotażowe oraz środki organizacyjne i instytucjonalne (EKRA 2000). W ramach projektu „Entsorgungsnachweis” zbadano techniczną wykonalność takiej koncepcji (NAGRA 2002) i obecnie w Szwajcarii ma miejsce społeczny proces podejmowania decyzji w sprawie przyszłego zastosowania tej koncepcji.

Międzynarodowe podejście do kwestii wyboru miejsc na składowanie odpadów

W kwestii ogólnego celu, jakim jest wybór miejsc na składowanie odpadów (tj. znalezienia miejsc do długoterminowego bezpiecznego złożenia odpadów powstałych w poszczególnych krajach),

są różne podejścia do tego, jak w szczegółach należałoby ten cel osiągnąć. W rezultacie zarysowują się mniej lub bardziej wyraźne różnice związane z procedurą wyboru miejsca na składowisko. Główne przyczyny tych różnic to:

- różne koncepcje dotyczące klasyfikacji według metod usuwania i miejsc składowania odpadów,
- różne wymogi polityczne i prawne,
- różne warunki geologiczne na badanym terenie (terytorium kraju),
- różne wymagania dotyczące miejsca, jakie ma być wybrane (odpowiednie, stosunkowo najlepsze).

W wielu krajach działania, mające na celu znalezienie miejsc na składowisko, podjęto w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Przezroczystość i możliwość prześledzenia przebiegu procesu podejmowania decyzji, ogólnie rzecz biorąc, nie odgrywała żadnej lub zaledwie niewielką rolę. Niektóre procedury pozostawały pod tak silnym wpływem z zewnątrz, że nie procedury, które ustalono wcześniej, ale raczej inne argumenty odgrywały decydującą rolę przy wyborze miejsca składowania (np. Gorleben w Niemczech, Yucca Mountain w Stanach Zjednoczonych). Dotychczas żadna z krajowych procedur wyboru, zapoczątkowanych w latach 70-tych XX wieku nie doprowadziła do oddania do eksploatacji składowiska wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa.

Negatywne doświadczenia z procedurami wyboru miejsc składowania odpadów, jak również wydarzenia społeczne ostatnich dziesięcioleci, doprowadziły w wielu krajach do większego udziału społeczeństwa w procesie podejmowania decyzji w tej kwestii. Wybór miejsca składowania odpadów nie jest już uważany za proces czysto naukowo-techniczny, ale wymaga uwzględnienia pewnych społecznych uwarunkowań oraz demokratycznej legitymizacji. Na szczeblu międzynarodowym możliwość prześledzenia i przejrzystość procedury, jak również akceptacja wyników dokonanego wyboru, uważane są dzisiaj za ważne uwarunkowania właściwych procedur wyboru miejsca składowania odpadów. Procedury te muszą, co najmniej, spełniać następujące wymagania społeczne i metodyczne:

- ustalenie trybu postępowania oraz kryteriów przed wykonaniem odpowiedniego kroku proceduralnego,
- przyjęcie stopniowego sposobu działania, jasnej struktury procedury, z dobrze określonymi etapami prac i etapami podejmowania decyzji, jak również procedury kilkuetapowego wydawania zezwoleń,
- zapewnienie udziału społeczeństwa oraz zainteresowanych osób i grup w procedurze na jej wczesnym etapie (z wiążącym charakterem tego udziału),
- systematyczne włączanie kryteriów społeczno-naukowych,
- kryteria muszą być uzasadnione.

Jednakże sposoby podejścia poszczególnych krajów do kwestii spełnienia tych wymagań nadal różnią się między sobą, ponieważ wciąż istnieją wymienione wyżej powody występowania różnicy zdań w kwestii procedur.

W wielu krajach można zaobserwować brak społecznego poparcia przy wyborze miejsca składowania odpadów, a niski poziom akceptacji społecznej dla procedury wyboru wynika być może z faktu, że znaczenie rzeczywistego udziału społeczeństwa i związanych z nim wymagań są często niedoceniane, mimo że, generalnie biorąc, ich konieczność jest już bezdyskusyjna. Wyjątkami są Szwajcaria i Szwecja, a także do pewnego stopnia Finlandia. W kontekście podejmowania decyzji jasne jest, że wszelkim istotnym decyzjom w sprawie wyboru miejsc składowania i długoterminowego składowiska odpadów promieniotwórczych towarzyszyć będzie wszechstronna analiza ze strony społeczeństwa, z udziałem wielu zróżnicowanych interesariuszy. Społeczeństwo nie chce dokonywania nieodwracalnych technicznych wyborów, które nie w pełni rozumie i nad którymi nie ma kontroli. Najważniejszą cechą koncepcji stopniowego podejmowania decyzji jest plan, w którym wybór dokonywany jest stopniowo – etapami odwracalnymi na tyle, na ile jest to praktycznie wykonalne.

Jako przykład nowoczesnej procedury wyboru miejsca składowania odpadów, w tabeli 3 przedstawiono zalecenia Niemieckiej Komisji ds. Procedury Wyboru Miejsca Składowania (AKEND 2002). Podstawą tej procedury są zarówno kryteria naukowo-techniczne, jak i naukowo-społeczne, jasna procedura wyboru dokonywanego w pięciu etapach, ocena wszystkich regionów

Niemiec według takich samych kryteriów, niestosowanie wstępnej selekcji potencjalnie odpowiednich formacji geologicznych, wszechstronny udział społeczeństwa od samego początku aż do końca procedury oraz stawianie na rozwój regionalny, dzięki czemu zniknie dylemat między celem ogólnokrajowym a interesami regionalnymi, a składowanie odpadów będzie nie tylko ciężarem, ale i szansą (NIES 2004).

Tabela 3. Etapy procedury: kryteria, ocena, tryb postępowania i instrumenty udziału społeczeństwa

Etapy procedury	Tryb postępowania, kryteria, ocena	Instrumenty udziału obywateli
Etap 1: Identyfikacja obszarów spełniających określone minimum wymagań Etap 2: Wybór częściowych obszarów o szczególnie korzystnych warunkach geologicznych	– geo-naukowe kryteria wykluczenia oraz wymagania minimalne przyznawanie wag w oparciu o kryteria geo-naukowe	Do ogólnej procedury (etapy 1 – 6): stworzenie platformy informacyjnej komisja kontroli weryfikuje zgodność z zasadami proceduralnymi
Etap 3: Identyfikacja i wybór regionów z miejscami, które zostaną badane z powierzchni (minimum trzy miejsca) cofnięcie się o krok, w razie potrzeby	planistyczno-naukowe kryteria wykluczenia analiza potencjału społeczno-gospodarczego planistyczno-naukowe kryteria przyznawania wag specyfikacja programów badań z powierzchni i odpowiadających im kryteriów oceny gotowość udziału w badaniach z powierzchni aspekty geo-naukowe i górnicze	Od etapu 3: forum obywatelskie, jako główny element udziału ośrodek kompetentnych specjalistów wspierający forum obywatelskie "okrągły stół" interesariuszy zdecydowanie i gotowość udziału w etapach 3 i 4 – poprzez głosowanie przygotowanie koncepcji rozwoju regionalnego lokalna rada/rady podejmuje/ją ostateczną decyzję orientacyjne głosowanie rad społecznych i lokalnych pod koniec etapu 5
Etap 4: Wyznaczenie miejsc do badań podziemnych (minimum dwa miejsca) cofnięcie się o krok, w razie potrzeby	badania z powierzchni i ocena orientacyjna ocena bezpieczeństwa gotowość udziału w programie badań podziemnych opracowanie kryteriów testowych	
Etap 5: Decyzja o lokalizacji cofnięcie się o krok, w razie potrzeby	badania podziemne i ich ocena kwestia bezpieczeństwa porównanie różnych zbadanych miejsc	
Miejsce składowania dla procedury udzielania licencji		

Źródło: AKEND (2002)

Alternatywne rozwiązania dotyczące składowanie odpadów

Prócz koncepcji izolowania odpadów promieniotwórczych w głęboko położonych formacjach geologicznych, jest kilka innych alternatyw 200

dotyczących usuwania odpadów, które w przeszłości były przedmiotem dyskusji i były lub są częściowo stosowane, na przykład:

- *Wysyłanie w przestrzeń kosmiczną*. Propozycja ta była przedmiotem dyskusji głównie w Stanach Zjednoczonych, we wczesnej fazie obmyślania koncepcji dotyczących usuwania długotrwałych odpadów radioaktywnych. Zaletą tego pomysłu jest to, że odpady radioaktywne byłyby na zawsze usuwane z naturalnego środowiska człowieka. Z uwagi jednak na koszty takiego rozwiązania, można byłoby je stosować do niewielkich tylko ilości odpadów (wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych). Ponadto, istnieje spore ryzyko nieobliczalnych konsekwencji, w razie gdyby wystrzelenie odpadów w przestrzeń kosmiczną nie powiodło się. Gdyby w ogóle wyrażono zgodę na taki sposób usuwania odpadów, to i tak jego stosowanie ograniczałoby się do kilku zaledwie krajów, z uwagi na bardzo skomplikowaną technologię.
- *Składowanie w lodach Antarktyki*. Jest to pomysł izolowania odpadów promieniotwórczych poprzez składowanie ich w lodach Antarktyki. Zajmująca rozległe obszary pokrywa lodowa Antarktyki liczy sobie 15 milionów lat, a jej grubość dochodzi do 4 kilometrów. Nie ma wątpliwości, że sytuacja na Antarktyce w zasadzie nie ulegnie zmianie w dającej się przewidzieć przyszłości. Są jednak istotne kwestie wymagające przeanalizowania, związane w geofizycznymi i geochemicznymi właściwościami mas lodowych i ich wpływem na globalny klimat. Konieczne byłyby również zmiany w stosownych przepisach prawa międzynarodowego oraz uzgodnienia polityczne. Obecnie żaden kraj na świecie nie realizuje tej koncepcji.
- *Zatapianie w morzu*. Zatapianie nisko- i średnioaktywnych odpadów promieniotwórczych w morzu – dozwolone zgodnie z wyraźnie określonymi warunkami IAEA – od roku 1983 nie jest już praktykowane, zgodnie z dobrowolnie podpisanym memorandum, a w roku 1993 zostało zabronione przez sygnatariuszy Konwencji Londyńskiej. Koncepcja ta miała na celu usuwanie odpadów krótkożyciowych poprzez zatapianie ich w głębinach morskich, gdzie wymiana między warstwami wody – wraz ze związanymi z nią skutkami, czyli potencjalną dyfuzją radionuklidów – jest bardzo ograniczona z powodu zmniejszonego przepływu wody i jej wysokiej gęstości. Moż-

- liwości zatapiania w morzu odpadów wysokoaktywnych, co wiązałoby się z długoterminowym stosowaniem zasady rozcięcia, dotychczas żaden kraj nie brał poważnie pod uwagę.
- *Składowanie pod dnem morskim.* Na początku lat 80. ubiegłego wieku, kilka państw należących do OECD/NEA analizowało inną opcję usuwania odpadów: składowanie wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych pod dnem morskim. Leżące głęboko dna oceanów mają na ogromnych obszarach korzystne właściwości i są pokryte grubymi warstwami osadów o wysokim potencjale retencyjnym. Prawdopodobieństwo wydarzenia się wypadku jest tam bardzo niewielkie. Nie istnieją jednak sprawdzone technologie otwierania takich składowisk i umieszczania w nich odpadów. Taka opcja usuwania odpadów wymagałaby wprowadzenia poprawki do wspomnianej wyżej Konwencji Londyńskiej. Opcja ta nie jest realizowana.
 - *Składowanie podpowierzchniowe.* Podpowierzchniowe składowanie krótkożyłowych odpadów nisko- i średnioaktywnych stanowi obecnie najwyższy poziom rozwoju w zakresie nauki i technologii. Wiele krajów jest albo w trakcie budowy takich składowisk, albo już posiada składowiska będące aktualnie w użyciu (np. Europa, Stany Zjednoczone, Japonia, RPA). W tego typu składowiskach izolację materiałów odpadowych przez wymagane stosunkowo krótkie okresy czasu (generalnie rzecz biorąc, mniej niż 300 lat) zapewnia się poprzez wybór odpowiedniego miejsca podpowierzchniowego z barierą geologiczną i poprzez skonstruowanie barier technicznych i geotechnicznych. Po pomiarach potwierdzających nieobecność szkodliwych substancji, składowiska takie uzyskiwałyby status normalnych składowisk. Z uwagi na długie okresy połowicznego rozpadu, wysokoaktywne odpady promieniotwórcze i wypalone paliwo nie mogą być umieszczane w takich składowiskach.

Rozwiązania alternatywne dla składowisk

Kwestia tego, czy są jakieś alternatywne rozwiązania zamiast składowania odpadów w głęboko położonych formacjach geologicznych, jest często przedmiotem publicznej dyskusji. Istotną rolę odgrywają tu zasady natury etycznej, takie jak np. ochrona istniejących zasobów, ale również potrzeba zachowania dla przyszłych

pokoleń różnych otwartych opcji dla podejmowania działań. W tym kontekście dokonamy oceny alternatywnych rozwiązań, będących przedmiotem najszerszych dyskusji na forum międzynarodowym. Owe alternatywy to:

- podział (*partitioning*) i transmutacja (*transmutation*),
- długoterminowe przejściowe przechowywanie.

Podział i transmutacja

Podział i transmutacja oznacza przekształcenie wysokotoksycznych radionuklidów o długim okresie połowicznego zaniku (długotrwałych), w mniej toksyczne radionuklidy, o możliwie jak najkrótszym okresie połowicznego zaniku. Trudności związane ze znalezieniem miejsc na składowiska odpadów – zwłaszcza tych, które wymagają niezwykle długich okresów izolacji – spowodowały, że niektórzy uważają transmutację radionuklidów o długim okresie połowicznego zaniku w radionuklidy o krótkim okresie połowicznego zaniku za potencjalne rozwiązanie problemu usuwania odpadów radioaktywnych. Teoria jest taka, że dzięki programowi transmutacji, problem z długoterminową izolacją odpadów przekształciłby się w o wiele łatwiejszy do rozwiązania problem składowania odpadów przez kilka dziesiątków lub kilka setek lat.

W systemie transmutacji potrzebny jest przede wszystkim zakład przetwórczy, który uporządkuje radionuklidy przeznaczone do transmutacji, oddzielając pewne długotrwałe radionuklidy od innych radionuklidów. Dzięki temu można będzie następnie przeprowadzić selektywną konwersję radionuklidów o długim okresie połowicznego zaniku, w radionuklidy o krótkim okresie połowicznego zaniku, gdy zostaną one napromienione w reaktorze (w reaktorze krytycznym, który jest samodzielnym urządzeniem transmutacyjnym, lub w reaktorze podkrytycznym, który musi posiadać zewnętrzne źródło neutronów do podtrzymywania reakcji łańcuchowej).

Nawet najbardziej skomplikowane systemy transmutacji (w teorii) pozostawiają za sobą pokaźne ilości długotrwałych radionuklidów, wymagających składowania, jednocześnie wytwarzając duże ilości nowych odpadów związanych z eksploatacją i likwidacją zakładów przetwórczych. Transmutacja nie eliminuje potrzeby posiadania składowiska na odpady wysokoaktywne. Żaden

niepożądanymi radionuklidami, ponieważ wielu z nich nie można poddać transmutacji ze względów praktycznych. Na przykład transmutacja Tc-99 i I-129 nie jest w stu procentach skuteczna, nawet po wielokrotnym przejściu przez reaktor. Na koniec, z aktywnowców powstają nowe produkty rozszczepienia o długim okresie połowicznego zaniku, a rozszczepianie aktywnowców nie jest w stu procentach skuteczne, jeśli chodzi o ich eliminację. Oznacza to, że istnieją zasadnicze i poważne ograniczenia, jeśli chodzi o zmniejszenie długotrwałej radioaktywności, nawet przy użyciu skomplikowanego i bardzo drogiego programu transmutacji. Ogólnie rzecz biorąc, konieczna jest praca zakładów chemicznych i jądrowych stwarzających zagrożenia, które są na pewno większe, niż zagrożenia w skali długoterminowej, jakie stwarza składowisko odpadów.

Jedynym ekonomicznie racjonalnym sposobem takiego rozwiązywania problemu odpadów, byłoby stworzenie nowej gałęzi przemysłu jądrowego, która zajmowałaby się wyłącznie podziałem i transmutacją radionuklidów. Koszty systemu transmutacji będą zaporowo wysokie – nawet w porównaniu z miliardami, które mają być wydane na programy budowy składowisk.

Na koniec należy wspomnieć, że rozdzielanie radionuklidów, konieczne dla transmutacji, zwiększy zagrożenia, ponieważ ułatwi dostęp do materiałów rozszczepialnych. Wszystkie procesy rozdzielania, włącznie z tymi, które są oznaczone jako „odporne na rozprzestrzenianie broni jądrowej” („proliferation resistant”), prowadzą do wzrostu ryzyka rozprzestrzeniania się promieniowania już po definitywnie zakończonym cyklu paliwowym (Zeriff i Makhijani 2000).

Transmutacji nie rozważa się jednak wyłącznie w kontekście usuwania odpadów pochodzących z bieżącej produkcji reaktorów jądrowych. Zwłaszcza w Europie (w szczególności we Francji) i w Japonii, w przypadku większości systemów transmutacji zakłada się, że produkcja energii jądrowej będzie kontynuowana przez nieokreślony, długi czas, a transmutacja będzie jedną z części nowego cyklu paliwowego.

Wniosek francuskiej „Commission Nationale D’Evaluation” w sprawie transmutacji jest taki, że daje ona nadzieję zastosowania w urządzeniach, które teraz jeszcze nie istnieją, niezależnie od tego, czy będą to reaktory IV Generacji, czy systemy podkrytyczne sterowane akceleratorami (sub-critical accelerator driven 204

system) (CNE 2005). W każdym razie, pozostałą ilość radionuklidów i tak trzeba byłoby usuwać jako długotrwałe odpady radioaktywne. Dlatego też transmutacja nie stanowi prawdziwie alternatywnego rozwiązania w stosunku do składowania odpadów w formacjach geologicznych.

Długoterminowe tymczasowe przechowywanie

Przy długoterminowym przechowywaniu odpadów promieniotwórczych (np. w Holandii), bezpieczeństwo trzeba będzie zagwarantować poprzez długoterminową kontrolę społeczną. Zakłada się zatem ciągłość obecnych zdolności naukowych i ekonomicznych oraz zdolność i gotowość społeczeństwa do prowadzenia kontroli i podejmowania niezbędnych środków. Na korzyść strategii długoterminowego przechowywania, istotnie, przemawia kilka argumentów naukowych i etycznych. Koncepcja ta opiera się na podejściu, w którym każde kolejne pokolenie przekazywałoby następnemu pokoleniu świat „równej szansy”, w którym pewne opcje pozostają otwarte i w którym unika się trudności, jakie powstają w przypadku konieczności przewidywania odległej przyszłości. W myśl takiej idei „prezentu przechodniego”, współczesne pokolenie zobowiązane byłoby przekazać następnym pokoleniom umiejętności, zasoby i możliwości, które pozwolą rozwiązać wszelkie problemy, jakie obecne pokolenie im przekazuje. Jeśli jednak obecne pokolenie opóźni budowę składowisk odpadów, w oczekiwaniu na rozwój technologii lub dlatego, że przechowywanie jest tańsze, to nie powinno się spodziewać, że przyszłe pokolenia podejmą inną decyzję. Taki sposób podejścia prowadziłby do tego, że odpowiedzialność za prawdziwe działania zawsze byłaby zrzucana na przyszłe pokolenia i z tego powodu należałoby go uznać za nieetyczny.

Najistotniejsza słaba strona strategii długoterminowego przechowywania wiąże się z założeniem, że przyszłe społeczeństwa będą stabilne i zdolne stosować, w sposób nieprzerwany, wymagane środki bezpieczeństwa i środki instytucjonalne. Ponadto, społeczeństwo ma naturalną tendencję do przyzwyczajania się do istnienia i sąsiedztwa składowisk, a z czasem do ignorowania związanych z nimi zagrożeń. A zagrożenia takie wzrastałyby w miarę upływu czasu przy braku właściwego nadzoru nad składowiskiem i braku jego konserwacji, co w nieokreślonej czasowo przyszłości

prowadziłoby do uszczerbków na zdrowiu i szkód w środowisku naturalnym. Jest wiele dobrze znanych przykładów szkodliwych kwestii ekologicznych odziedziczonych z przeszłości, które pokazują, że nie można niedoceniać wad strategii przeczekiwania.

Domaganie się pozostawiania różnych opcji otwartych dla przyszłych pokoleń, także zakłada ciągłość obecnych możliwości i umiejętności ekonomicznych i naukowych, jak również gotowość przyszłych społeczeństw do działania. Gdyby wydarzyły się jakieś gwałtowne wstrząsy społeczne – takie jak wojna i tym podobne, które mają negatywny wpływ na zdolności ekonomiczne i naukowe społeczeństwa – wówczas fakt, że pewne opcje pozostawiono otwarte, miałyby wręcz odwrotny skutek. W rezultacie, przyszłe pokolenia nie będą już w stanie zajmować się odpadami, wskutek czego bezpieczeństwo zostanie zagrożone, a swoboda działania ograniczona. Należy też zdać sobie sprawę z tego, że poprzez złożenie ostatecznej decyzji na barki przyszłych pokoleń, pogwałcona zostaje zasada zanieczyszczający płaci (*polluter-pays principle*).

Decydującym argumentem jest to, że długoterminowe przewidywania dotyczące rozwoju społecznego mają w sobie o wiele więcej niewiadomych, niż przewidywania dotyczące funkcjonalnej skuteczności barier geologicznych, działających jako pasywne systemy ochrony zasypanego i uszczelnionego składowiska. Z tego też względu nie wymyślono żadnego realistycznego rozwiązania problemu długoterminowego bezpiecznego przechowywania odpadów promieniotwórczych, innego niż składowanie w głęboko położonych formacjach geologicznych. Ogólną, dobrą stroną tego rozwiązania jest to, że pewne formacje skalne, dzięki swoim właściwościom fizyko-chemicznym, charakteryzują się niewielką tylko przepuszczalnością dla faz ciekłych, a nawet są wodoszczelne w sensie technicznym. Właściwości te pozostają częściowo niezmiennie przez bardzo długi, z geologicznej perspektywy, okres czasu, a więc formacje skalne o takich właściwościach są w stanie izolować niebezpieczne substancje od biosfery przez okres czasu rzędu jednego miliona lat. Zasadniczym warunkiem jest jednak znalezienie odpowiednich stref skalnych, np. za pomocą opartej na kryteriach procedury wyboru miejsca składowania odpadów.

Gospodarka odpadami wytwarzanymi przez reaktory nowej generacji (IV Generacji)

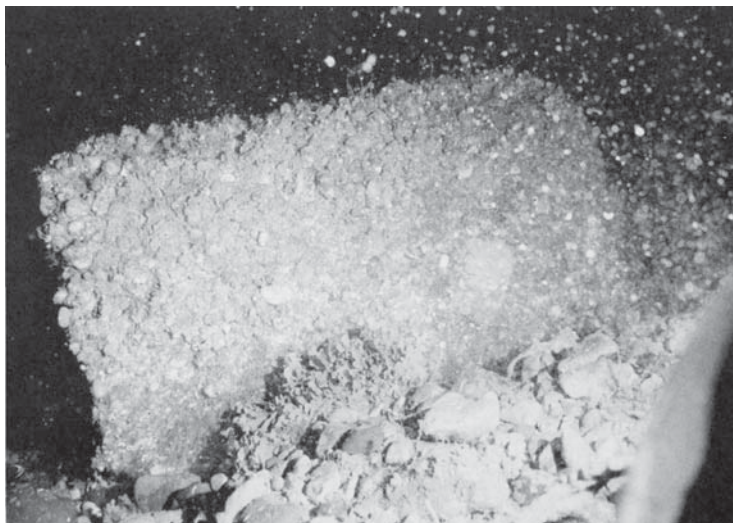
W przypadku reaktorów IV Generacji, lobby przemysłu jądrowego ponownie obiecuje cykl paliwowy, który ma być zamknięty nie tylko dla uranu i plutonu, ale także dla wszystkich nuklidów transuranowych. W związku z tym, wymagany okres izolacji finalnych składowisk skróciłby się do 1000 lat. Aby to nowe marzenie mogło się spełnić niezbędne są, przede wszystkim, następujące dwa elementy:

- podział nuklidów w wypalonym paliwie, przeprowadzane w bardzo czysty sposób,
- transmutacja wybranych nuklidów transuranowych oraz kolejnych nuklidów w reaktorach.

A zatem trzeba będzie stworzyć tzw. symbiotyczny cykl paliwowy z reaktorami o prędkim spektrum (*fast-spectrum reactors*) i nowymi typami reaktorów termicznych.

Wydaje się, że ten cykl paliwowy pozostanie marzeniem, tak jak cykl paliwowy, którego projekt przedstawiono w latach 60-tych ubiegłego wieku. Trzeba byłoby zaprojektować i wybudować gigantyczny kompleks zakładów przetwórczych. Wszystkie problemy z emisjami radionuklidów w postaci gazowej i ciekłej, z gospodarką radioaktywnymi i/lub chemotoksycznymi odpadami, z zabezpieczeniem i z groźbą poważnych wypadków, jak również z bezpieczeństwem i rozprzestrzenianiem broni jądrowej, byłyby o rzędy wielkości większe, niż w przypadku prowadzonego obecnie przetwarzania. Rozwój reaktorów prędkich, które mogą pracować w taki sposób, o jakim w poprzednich latach nawet nie myśłano, dotychczas nie nastąpił z powodu technicznych problemów. Niezbędne byłoby kilka miliardów euro na prace badawczo-rozwojowe dla projektów podziału i transmutacji. Ponieważ jest mało prawdopodobne, aby długotrwałe nuklidy dało się oddzielić i transmutować, pod dużym znakiem zapytania staje to, czy można byłoby skrócić okres wymaganej izolacji finalnego składowiska do takiego okresu czasu, do jakiego się dąży.

Na zakończenie, należy zaznaczyć, że ze względów technicznych, ze względów bezpieczeństwa i ryzyka rozprzestrzeniania broni jądrowej oraz ze względów finansowych, ów „symbiotyczny cykl paliwowy” prawdopodobnie nigdy nie trafi do eksploatacji.



Rdzewiejąca beczka z odpadami radioaktywnymi zatopiona w Kanale La Manche (pomiędzy Wielką Brytanią a Holandią) na głębokości 103 metrów. Brytyjskie zakłady zatopiły w morzu 28500 takich beczek z odpadami jądrowymi pomiędzy 1950 a 1963 rokiem.

© Gavin Newmann/Greenpeace

Bibliografia

Materialy źródłowe

- AKEND (Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte) (2002). Site Selection Procedure for Repository Sites – Recommendations of the AkEnd. Final report, December 2002.
- BFS (Bundesamt für Strahlenschutz) (2004). Grundsätze für die sichere Endlagerung. Bundesamt für Strahlenschutz. Entwurf, November 2004.
- (2005). Dezentrale Zwischenlagerung – Bausteine zur Entsorgung radioaktiver Abfälle. Bundesamt für Strahlenschutz, Salzgitter.
- Bunn, M., et al. (2003). The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel. DE-FG26-99FT4028, Cambridge, Massachusetts, December 2003.
- Buser, M. (1997). Which is More Stable: A Rock Formation or a Social Structure? NAGRA Bulletin, no. 30.
- CNE (Commission Nationale D'Evaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs) (2005). Commission Nationale D'Evaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs. Rapport D'Evaluation, no. 11, Juin 2005.
- Diehl, Peter (1995). Uranium Mining in Europe – The Impacts on Man and Environment. WISE News Communiqué 439/440, September, special edition.
<http://www.antenna.nl/wise/439-440/cont.html>.
- (2004). Re-enrichment of West European Depleted Uranium Tails in Russia. Nov.
<http://www.wise-uranium.org/pdf/reenru.pdf>.
- EKRA (Expertengruppe Entsorgungskonzepte für radioaktive Abfälle) (2000). Entsorgungskonzepte für radioaktive Abfälle. Schlussbericht vom 31.01.2000. Im Auftrag des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie, und Kommunikation.
- ESA (Euratom Supply Agency) (2005). Annual Report 2004. <http://europa.eu.int/comm/euratom/ar/ar2004.pdf>.
- Gruppe Ökologie (1998). Analyse der Entsorgungssituation in der Bundesrepublik Deutschland und Ableitung von Handlungsoptionen unter der Prämisse des Ausstiegs aus der Atomenergie. Im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung, Hannover, August 1998.
- (2001). Vergleichende Bewertung von Entsorgungsoptionen für radioaktive Abfälle (Comparative Evaluation of Disposal Options for Radioactive Wastes). Abschlußbericht. Im Auftrag des Projektträgers des BMBF und BMWi für Wassertechnologie und Entsorgung, Förderkennzeichen 02 E 9350.
- (2005). Wiederaufarbeitung deutscher Brennelemente im Ausland. Prepared for Robin Wood, Hanover, Juni 2005.
- IAEA (International Atomic Energy Agency) (1995). International Atomic Energy Agency: Regulations for the Safe Transport of Radioactive Materials. Report No. TS-R-1.
- (1997). International Atomic Energy Agency: Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and of the Safety of Radioactive Waste Management. Vienna.
- (2001). Analysis of Uranium Supply to 2050. STI/PUB/1104, ISBN 92-0-100401-X, Vienna, May 2001, 103 pp.
http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1104_scr.pdf.
- (2003). Safety and Engineering Aspects of Spent Fuel Storage. 1996 edition (as amended 2003), Vienna.

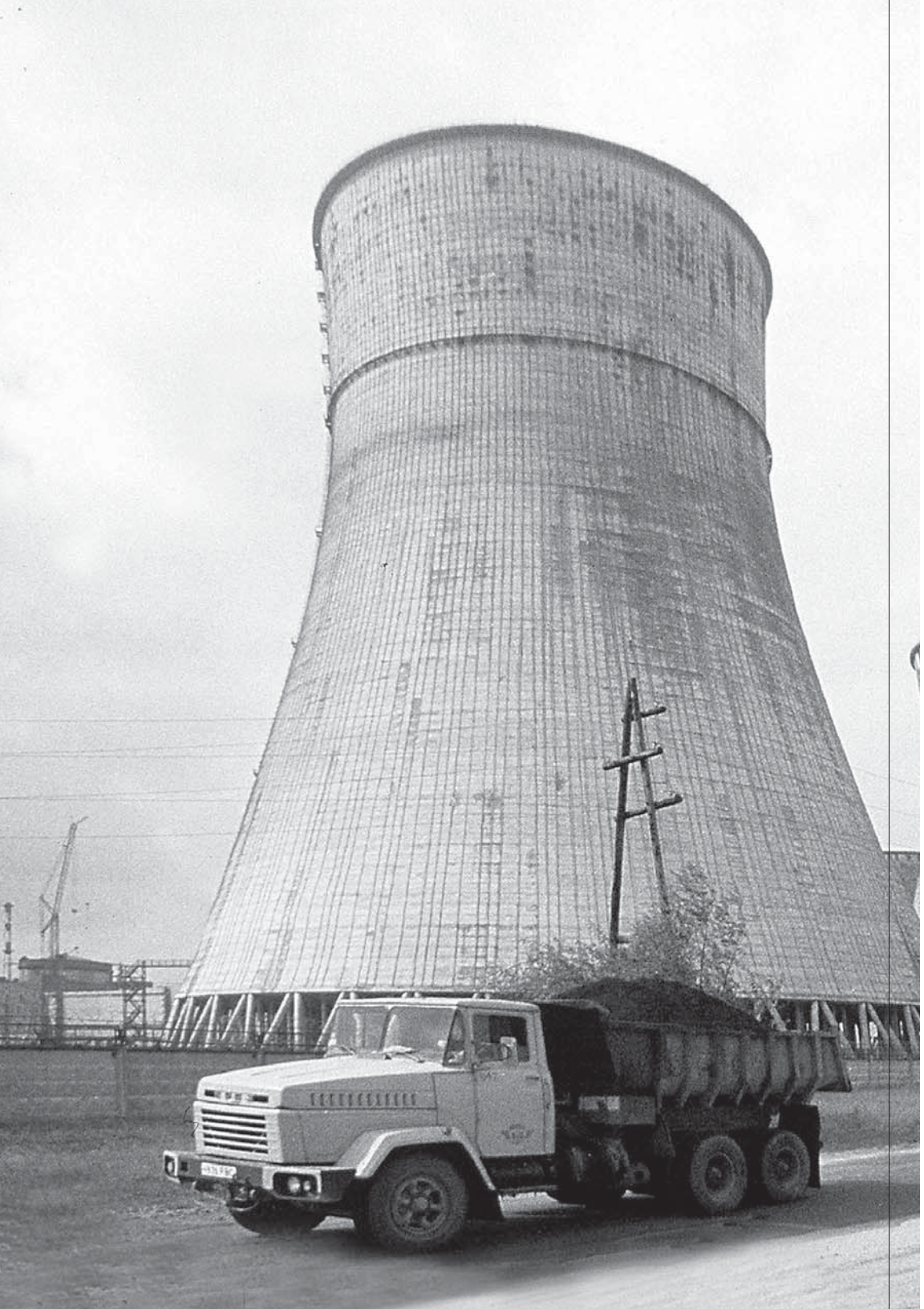
- ICRP (International Commission of Radiological Protection) (1998). Radiation Protection Recommendations as Applied in the Disposal of Long-Lived Solid Radioactive Waste. Publication 81. Annals of the ICRP, vol. 28, no. 4.
- Large and Associates (2004). Potential Radiological Impact and Consequences Arising from Incidents Involving a Consignment of Plutonium Dioxide under Transit from Cogema La Hague to Marcoule/Cadarache. Report Ref-No R3108-A6, prepared for Greenpeace International, March 2004.
- Marignac, Y., and X. Coeytaux (2003). The Unbearable Risk – Proliferation, Terrorist Threats and the Plutonium Industry. Report prepared for “The Greens/European Free Alliance” in the European Parliament, June 2003.
- NAGRA (Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle) (2002). Project Opalinus Clay; safety report. Demonstration of Disposal Feasibility for Spent Fuel, Vitrified High-level Waste and Long-lived Intermediate-level Waste. Nagra Technical Report NTB 02-05. Nagra, Wettingen, Switzerland.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (1995). The Environmental and Ethical Basis of Geological Disposal of Long-Lived Radioactive Wastes. A Collective Opinion of the Radioactive Waste Management Committee of the OECD Nuclear Energy Agency.
- (2001). Reversibility and Retrievability in Geologic Disposal of Radioactive Waste – Reflections at the International Level.
- (2004). Stepwise Approach to Decision Making for Long-term Radioactive Waste Management – Experiences, Issues and Guiding Principles. NEA report no. 4429.
- (2004). Uranium 2003 – Resources, Production and Demand. OECD Nuclear Energy Agency / International Atomic Energy Agency, ISBN 92-64-01673-2, Paris 2004, 302 pp. <http://www.oecdbookshop.org/>.
- NERAC (U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee) (2002). A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. December 2002. <http://www.ne.doe.gov/nerac/FinalRoadmapforNERACReview.pdf>.
- Öko-Institut (2000). Ermittlung der möglichen Strahlenexpositionen der Bevölkerung aufgrund der Emissionen der Wiederaufarbeitungsanlagen in Sellafield und La Hague. Im Auftrag des Bundesamtes für Strahlenschutz, Februar 2000.
- Schwibach, J. (1967). Research on the Permanent Disposal of Radioactive Wastes in Salt Formations in the Federal Republic of Germany. In: IAEA (1967), publication STJ/PUB/156, pp. 465-477.
- STRLSCHVO (Strahlenschutzverordnung) (2001). Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlung in der Fassung der Bekanntmachung vom 20. Juli 2001. BGBl I, S. 1714.
- WNA (World Nuclear Association) (2005). World Nuclear Association homepage. <http://www.world-nuclear.org/>.
- WUP (WISE Uranium Project) (2005). WISE Uranium Project homepage. <http://www.wise-uranium.org/>.
- Zerri, H., and A. Makhijani (2000). Nuclear Alchemy Gamble: An Assessment of Transmutation as a Nuclear Waste Management Strategy. Prepared for the Institute for Energy and Environmental Research, May 2000. <http://www.ieer.org/reports/transm/>.

Dalsze pozycje (historia wydobycia uranu)

- Amundson, Michael A. 2002. Yellowcake towns – uranium mining communities in the American west. University Press of Colorado. Hardcover edition: ISBN 0-87081-

662-4; paperback edition: ISBN 0-87081-765-5.

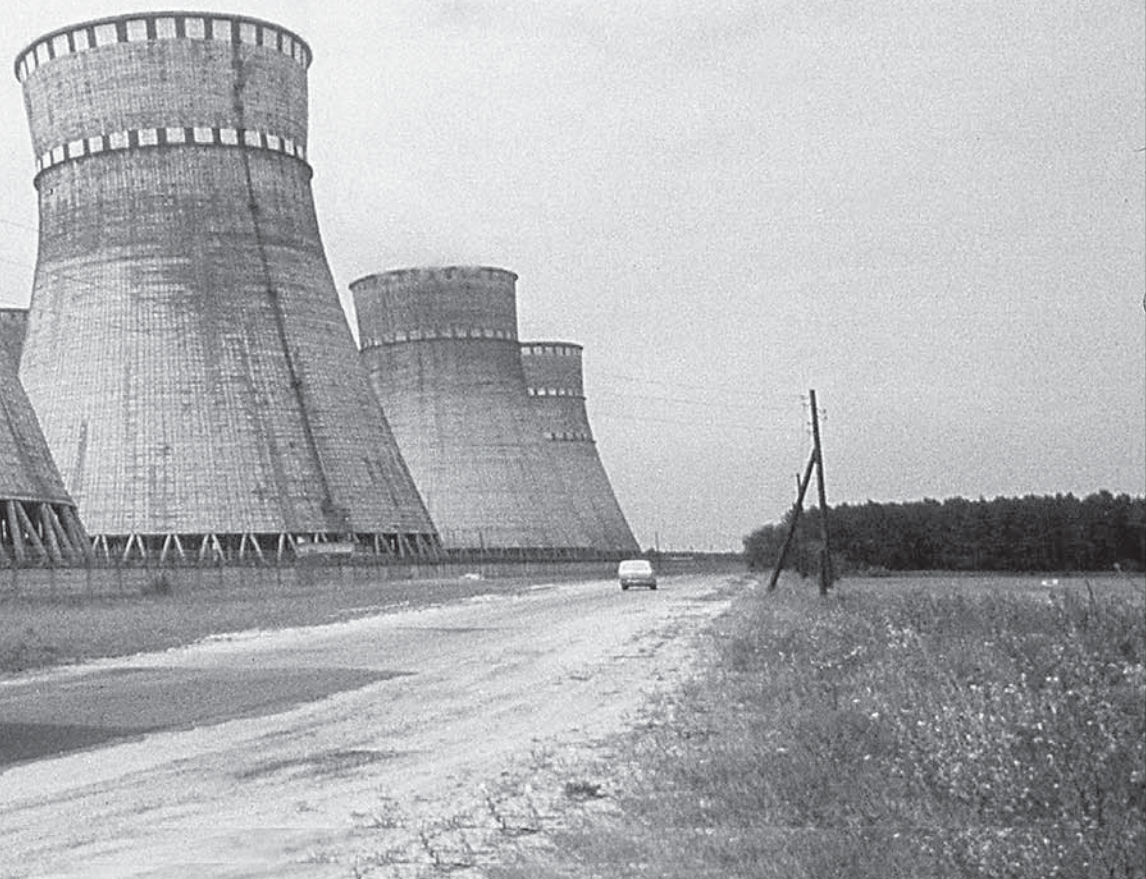
- Ball, Howard. 1993. Cancer factories – America's tragic quest for uranium self-sufficiency. *Contributions in Medical Studies* 37. Connecticut: Greenwood Press. ISBN 0-313-27566-1.
- Beleites, Michael. 1992. Altlast Wismut – Ausnahmezustand, Umweltkatastrophe und das Sanierungsproblem im deutschen Uranbergbau. Frankfurt a.M.: Brandes & Apsel Verlag. ISBN 3-86099-104-3. <http://www.wise-uranium.org/uwispb.html>.
- Beleites, Michael. 1988. Pechblende – der Uranbergbau in der DDR und die Folgen. Wittenberg. <http://www.wise-uranium.org/uwispb.html>.
- Eichstaedt, Peter H. 1994. *If you poison us: uranium and Native Americans*. Santa Fe: Red Crane Books. ISBN 0-878610-40-6.
- Karlsch, Rainer, und Harm Schröter (Hg.). 1996. "Strahlende Vergangenheit" – Studien zur Geschichte des Uranbergbaus der Wismut. St. Katharinen: Scripta Mercaturae Verlag. ISBN 3-89590-030-3.
- Karlsch, Rainer, und Zbynek Zeman. 2002. *Urangeheimnisse. Das Erzgebirge im Brennpunkt der Weltpolitik 1933–1960*. Berlin: Ch. Links Verlag. ISBN 3-86153-276-X.



ROZDZIAŁ 4

ENERGIA ATOMOWA I ROZPRZESTRZENIANIE BRONI JĄDROWEJ

Otfried Nassauer



Wieże chłodnicze elektrowni jądrowej Równe (Riwne) w Kuzniecowsku na Ukrainie.
Obecnie drugi reaktor (K2R4) jest budowany ze wsparciem z funduszy Unii Europejskiej.

© Thomas Einberger/argum/Greenpeace

1 Wstęp

Każde cywilne wykorzystywanie cyklu paliwowego, a zwłaszcza niektórych jego elementów, stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa światowego. Wszelkie materiały, wiedza czy technologie jądrowe mogą być rozpowszechniane, specjaliści w dziedzinie atomistyki mogą podróżować lub migrować. Wiadomo o tym od dziesiątków lat, a historia dostarcza nam wielu wymownych przykładów. Sam fakt istnienia szeregu środków zapobiegawczych, takich, jak polityka nierozprzestrzeniania broni jądrowej, specjalne kontrole eksportu, sprawdzanie personelu czy programy w zakresie rzetelności przeznaczone dla pracowników, stanowi dodatkowy dowód na to, że ryzyko rozprzestrzeniania broni jądrowej faktycznie istnieje.

W okresie zimnej wojny głównym źródłem niepokojów były próby niektórych państw mające na celu zdobycie wiedzy, materiałów oraz technologii dotyczących budowy broni jądrowej. Wiele krajów i ich programów nuklearnych zaczęło wzbudzać podejrzenia. W latach 60. oraz na początku lat 70. obserwacji zostały poddane Niemcy, Indie, Izrael, Japonia i Szwecja, a w połowie lat 70. i w latach 80. wzrosło zainteresowanie wobec następujących krajów: Argentyny, Brazylii, Indii, Iranu, Iraku, Pakistanu, Korei Południowej, Tajwanu i Republiki Południowej Afryki (RPA). Od 1990 roku czołówkę tej listy tworzą Irak, Iran, Pakistan i Korea Północna. Prawie wszystkie „nienuklearne”¹ kraje, które dopiero rozpoczynają lub prowadzą badania nad energią atomową lub krótko- bądź długoterminowe programy jądrowe, muszą przedstawić swoje zamiary odnośnie wykorzystania materiałów nuklearnych.

Do końca zimnej wojny liczba państw, którym udało się zdobyć broń jądrową była zaskakująco mała. Poza stałymi członkami Rady Bezpieczeństwa ONZ, bombę atomową zbudowały tylko: Indie, Izrael i RPA. Przyczyniły się do tego środki zapobiegające rozprzestrzenianiu broni jądrowej, takie jak Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons – NPT), środki zabezpieczające wyznaczone przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (IAEA), jak również wielostronne i krajowe kontrole technologii i eksportu, w połączeniu z powstrzymywaniem się państw nie dysponujących bronią jądrową

1 W tym rozdziale określenie „nienuklearne” zostało użyte na określenie państw nie posiadających broni jądrowej (przyj. tłum)

od jej zbudowania oraz z gwarancjami bezpieczeństwa i/lub przymusowymi środkami dyplomatycznymi mocarstw atomowych.

Ponadto po upadku apartheidu RPA zdemontowała posiadaną broń jądrową, a Białoruś, Kazachstan i Ukraina zgodziły się oddać broń odziedziczoną po rozpadającym się Związku Radzieckim. Przez pewien krótki okres w historii, na początku i w połowie lat 90-tych, pojawiła się nawet nadzieja, że rozbrojenie jądrowe wraz z nierozprzestrzenianiem broni jądrowej uwolnią świat od niebezpieczeństwa zagłady nuklearnej.

Dziś sytuacja znowu jawi się w zupełnie innych barwach. Rozprzestrzenienie broni jądrowej ponownie znalazło się w czołówce zagrożeń bezpieczeństwa międzynarodowego, a miało na to wpływ kilka zasadniczych czynników. Państwa posiadające broń jądrową nie ograniczyły swoich arsenałów atomowych po zakończeniu zimnej wojny tak szybko, jak tego spodziewało się wiele innych państw nie posiadających broni jądrowej. Niektóre państwa posiadające broń jądrową wielokrotnie wypowiadały się na temat potrzeby modernizacji nuklearnej. Rozpad ZSRR oraz następujące po nim osłabienie Rosji wywołało poważne obawy, co do możliwości zabezpieczenia przez państwa-sukcesorów ZSRR broni atomowej oraz związanych z nią materiałów, technologii i wiedzy. Po wojnie w Zatoce Perskiej w roku 1991 międzynarodowa grupa inspektorów ujawniła tajny iracki program nuklearny, o którym wcześniej nie było wiadomo i który osiągnął znacznie większy stopień zaawansowania niż przypuszczano. Program ten istniał pomimo wszelkich środków zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej. W 1998 świat obiegła zaskakująca informacja o próbach atomowych przeprowadzonych w Indiach i Pakistanie. Zatem do listy państw mających w posiadaniu broń jądrową dołączył Pakistan. W końcu w 2003 roku, po trwającym ponad 10 lat kryzysie, Korea Północna, jako pierwsze z państw nie mających broni jądrowej, wystąpiła z Układu NPT i ogłosiła, że dysponuje taką bronią.

Od czasu zamachów z 11 września świadomość opinii publicznej na temat zagrożenia rozprzestrzenienia broni jądrowej zaczęła gwałtownie wzrastać. W nuklearnych rozgrywkach pojawili się zupełnie nowi gracze – ponadnarodowe organizacje niepaństwowe takie, jak np. terroryści; zorganizowane grupy przestępcze; ekstremiści religijni oraz ponadnarodowe przedsiębiorstwa. Podczas, gdy część ekspertów od dawna miała ich na oku, politycy i ogół

społeczeństwa dostrzegli niebezpieczeństwo dopiero po atakach terrorystycznych na Nowy Jork i Waszyngton. A co, gdyby terroryści w poważnym ataku w przyszłości użyli broni jądrowej albo brudnej bomby zbudowanej z substancji promieniotwórczych połączonych z konwencjonalnymi materiałami wybuchowymi?

W rzeczywistości ponowne zainteresowanie tematem wzbudzili po części politycy, eksperci i sektory przemysłowe ze Stanów Zjednoczonych i innych państw, którzy połączyli wysiłki, aby wykorzystać terroryzm, a zwłaszcza ten z użyciem broni masowego rażenia, do podniesienia wartości rynkowej swoich produktów, usług i interesów. Liczyli na masowy napływ pieniędzy podatników do ich budżetów i obszarów wpływu politycznego. Ten nielogiczny szum wywołany chęcią odniesienia korzyści, może jednak stanowić dowód na to, że problem, o którym mowa, to nic innego, jak jedna wielka mistyfikacja. Ponadnarodowi niepaństwowi aktorzy, tacy jak terroryści, faktycznie mogą zechcieć uzyskać dostęp do związanych z bronią jądrową materiałów, wiedzy lub technologii. Jeśli rozważają zbudowanie brudnych, prostych, a może nawet bardzo skomplikowanych bomb, prawdopodobieństwo, że może im się udać, to wystarczająco poważny problem, żeby podjąć środki zapobiegawcze. Dzisiaj pytanie za milion brzmi: w jakim stopniu powyższe ryzyko stanowi realne lub poważne zagrożenie? Nikt nie ma szczerzej i naprawdę rzetelnej odpowiedzi.

W miarę, jak problem rozprzestrzeniania broni jądrowej ponownie staje się dla bezpieczeństwa międzynarodowego sprawą pierwszorzędnej wagi, po raz kolejny pojawia się zainteresowanie zagrożeniami płynącymi z programów nuklearnych. Dobrym przykładem może być tutaj bieżąca dyskusja na temat programu jądrowego w Iranie. Nieufność w stosunku do tego państwa wzięła się nie tylko stąd, że Iran potajemnie importował technologie jądrowe i naruszył tym samym niektóre swoje zobowiązania jako „nienuklearny” członek Układu NPT, w ramach środków zabezpieczających ustanowionych przez IAEA. Brak zaufania w stosunku do Iranu wynika również z doświadczeń świata z Irakiem i Koreą Północną. Przykład iracki stanowi dowód na to, że istnieje możliwość prowadzenia wojskowego programu jądrowego i ukrywania go przed tradycyjnymi kontrolami IAEA. Niewykluczone, że Korea Północna uzyskała broń jądrową za pośrednictwem „pokojowego” programu nuklearnego, pomimo środków zabezpiecza-

jących przed rozprzestrzenianiem. Choć Korea Północna stanęła w obliczu olbrzymich międzynarodowych podejrzeń i sankcji, to jednak udało się jej w takim stopniu zbliżyć do zbudowania broni jądrowej, żeby ryzykować usunięcie z Układu NPT. Dziś wiele krajów stara się nie dopuścić, żeby sytuacja z Korei Północnej powtórzyła się w Iranie. Nawet gdyby irański program jądrowy, jak i zamiary tego kraju, jak twierdzi Teheran, były całkowicie pokojowe, Iran i tak wzbudzałby podejrzania. „Po Korei Północnej” wszystkie programy jądrowe do celów cywilnych, zawierające coś więcej, niż tylko reaktory lekkowodne i badawcze reaktory lekkowodne, będą przyjmowane z dużo większym sceptycyzmem. Iran to dopiero pierwszy kraj, który będzie musiał zmierzyć się z otoczeniem zapobiegającym rozprzestrzenianiu broni jądrowej. Wkrótce będzie ich więcej.

Ten rozdział stanowi krótki przegląd zagrożeń związanych z wykorzystaniem energii jądrowej do celów cywilnych. Zostaną w nim omówione podstawowe elementy cyklu paliwowego oraz ich potencjalna rola w rozprzestrzenianiu broni jądrowej, a także możliwości wykorzystania cywilnych obiektów nuklearnych przez organizacje państwowe i niepaństwowe, w celu zdobycia dostępu do wiedzy, materiałów i technologii jądrowych. Ponadto w rozdziale zostanie przedstawiona krótka analiza podstawowych środków zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej, zarówno tych istniejących, jak i tych dopiero rozpatrywanych. Ostatnim punktem będą prognozy na przyszłość – perspektywy pokojowego wykorzystania energii jądrowej oraz jego wpływ na rozprzestrzenienie broni jądrowej w przyszłości.

2 Przegląd cywilnych obiektów nuklearnych

Według IAEA na terenie ok. 30 państw działa 441 komercyjnych elektrowni jądrowych², które wytwarzają mniej niż 5% całkowitej energii na całym świecie, ale aż 16% światowej energii elektrycznej. Znakomita większość reaktorów komercyjnych znajduje się w krajach uprzemysłowionych: 104 w Stanach Zjednoczonych, 59 we Francji, 55 w Japonii, 31 w Rosji, 23 w Wielkiej Brytanii, 18 w Niemczech, 17 w Kanadzie i 15 na Ukrainie. Coraz więcej elek-

² W tym rozdziale podawane są dane MAEA. Pochodzą one z różnych publikacji oraz internetowych baz danych i nie zawsze są spójne. Bazy danych można znaleźć na stronie: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>.

rowni atomowych powstaje równie w krajach rozwijających i industrializujących się, na przykład Korea Południowa posiada 20 działających elektrowni, Indie – 15, Chiny – 9, a Argentyna, Brazylia, Meksyk, Pakistan i RPA – po 2. Ponadto Iran zapowiedział wybudowanie 2 reaktorów. Najwięcej na świecie jest reaktorów typu PWR (reaktor wodny ciśnieniowy) – 214, PHWR (reaktor ciężkowodny ciśnieniowy) – 40, BWR (reaktor wodny wrzący) – 89 i rosyjskich WWER (odmiana reaktora wodnego ciśnieniowego) – 53. W większości elektrowni jądrowych na świecie używa się nisko wzbogaconego uranu (LEU), zawierającego 2-5% izotopu uranu U-235. W niektórych reaktorach, na przykład tych wykorzystujących moderator grafitowy lub ciężkowodnych, stosuje się naturalny uran. Tylko bardzo nieliczne to reaktory prędkie powielające.

Większość krajów posiadających elektrownie jądrowe nie realizuje zamkniętego lub pełnego otwartego cyklu paliwowego³. Robią tak tylko niektóre państwa – zwłaszcza te, które prowadzą (prowadziły) program dotyczący broni jądrowej lub też mają możliwości, bądź intencje jego stworzenia.

Uran stosowany w tych reaktorach jako paliwo pochodzi z dwóch podstawowych źródeł. Nieco ponad 50% wydobywane jest w kopalniach uranu działających obecnie w 19 krajach i dostarczających od 40 do 50 tysięcy ton tego naturalnego surowca rocznie. Najwięcej uranu pochodzi z Kanady i Australii. Kraje te dostarczają łącznie ponad 50% nowo wydobytego uranu. Do większych dostawców zalicza się także Kazachstan, Niger, Rosję, Namibię i Uzbekistan. Ostatnio do tej grupy dołączył również Iran. Do 2003 r. 46% światowych dostaw uranu na potrzeby cywilnych reaktorów, pozyskiwanych było w wyniku procesów wtórnych, m.in. poprzez wzbogacanie uranu zubożonego, przetworzenie zużytego paliwa czy wysoko wzbogaconego uranu (HEU). Trudno przewidzieć, czy tak duży udział w dostawach uranu pozyskanego ze źródeł wtórnych będzie się długo utrzymywał. Według IAEA po 2015 r. wzrośnie zapotrzebowanie na nowe dostawy uranu i alternatywne cykle paliwowe. Organizacja Współpracy Gospo-

3 Na potrzeby niniejszego artykułu zamknięty cykl paliwowy to cykl, w którym paliwo jądrowe produkowane jest z naturalnego uranu wykorzystanego w reaktorze, przetworzonego i ponownie przekształconego w paliwo. Otwarty cykl paliwowy rozumiany jest jako jednokrotny cykl paliwowy. Zużyte paliwo nie jest przetwarzane, tylko składowane.

darczej i Rozwoju OECD spodziewa się takiego zwiększonego zapotrzebowania w 2020 r. i wychodząc mu naprzeciw sporządziła listę czterdziestu trzech państw, o których wiadomo, że posiadają możliwe do pozyskania źródła uranu. Ponadto w wielu innych krajach prowadzone są poszukiwania nowych złóż uranu.

Wzbogacenie uranu odbywa się przy zastosowaniu różnych technologii, takich, jak dyfuzja gazowa, wirówki gazowe, elektromagnetyczne rozdzielanie izotopów, dysze do separacji aerodynamicznej⁴. Wszystkie pięć głównych krajów posiadających broń jądrową prowadzi (prowadziło) obiekty do wzbogacania uranu do celów komercyjnych, a także militarnych⁵. To ostatnie zastosowanie ma miejsce także w Pakistanie⁶. Komercyjne wzbogacanie jest przeprowadzane w Argentynie, Niemczech, Holandii, Japonii i RPA. W wielu innych krajach, m.in. w Australii, Brazylii, Korei Południowej i ostatnio, co wzbudziło kontrowersje, również w Iranie, istnieją badawcze, doświadczalne lub mniejsze, rezerwowe zakłady wzbogacania. Ponadto Korea Południowa podejrzewana jest o posiadanie militarnego programu wzbogacania uranu⁷.

Zużyte paliwo, napromieniowane w reaktorach, może być przetworzone w komercyjnych zakładach w Wielkiej Brytanii, Francji, Rosji, a wkrótce też w dużym zakładzie w Japonii⁸, pierwszym państwie nie mającym broni jądrowej, w którym będzie działać komercyjny zakład przetwarzania zużytego paliwa jądrowego. Dodatkowo, na terenie takich państw jak Niemcy, działały (działają) eksperymentalne obiekty na mniejszą skalę. Wojskowe zakłady przetwarzania uranu, w których następuje oddzielenie plutonu do budowy broni jądrowej, istnieją również w krajach posiadających broń jądrową, m.in. w Izraelu, Pakistanie i Korei Północnej. Niektóre państwa, na

4 Opracowane zostały inne dodatkowe technologie, np. rozdzielanie izotopów za pomocą laserów, nie zostały one jednak wykorzystane do celów komercyjnych.

5 Chiny, Francja, Wielka Brytania, Rosja i Stany Zjednoczone ogłosiły, że nie przeprowadzają już wzbogacania uranu w celach wojskowych.

6 Indie i Izrael prowadzą eksperymentalne programy wzbogacania, jednak ich bomby atomowe zbudowane zostały na bazie plutonu.

7 Dane dotyczące zakładów wzbogacania i ich statusu są trudno dostępne i trudne do ujednolicenia. Najlepsza dostępna autorowi baza danych to: Makhijani i Smith, Uranium Enrichment, 15 października 2004. Z uwagi na fakt, że zakłady wzbogacania mogą mieć znaczenie dla programów broni jądrowej, możliwe jest, że istnieją również tajne obiekty.

8 Japoński zakład przetwarzania w Rokasho Mura ma zostać otwarty w lipcu 2006 r. Ma mieć zdolność przetwarzania 800 ton zużytego paliwa rocznie. W celu zmniejszenia ryzyka rozprzestrzenienia, rozdzielony pluton zostanie przetworzony w tym samym zakładzie w paliwo typu MOX (mixed oxide - pręty paliwowe z mieszkanki tlenków).

przykład Niemcy lub Holandia, w których działają cywilne elektrownie jądrowe, wysyłają zużyte paliwo, w celu jego przetworzenia, do innych komercyjnych zakładów, poza własnymi granicami. Rozdzielony w nich pluton jest odsyłany, bądź przekształcany (gdzie indziej) w paliwo reaktorowe typu MOX. Może również być składowany.

Rozdzielony pluton z reaktorów jest przechowywany przez wiele rozwiniętych krajów, na własnym terytorium i/ lub na terenie państw, w których odbyło się przetworzenie zużytego paliwa. W państwach nie posiadających broni jądrowej zarówno miejsca przechowywania paliwa dla reaktorów, jak i zakłady, w których wytwarza się MOX, objęte są środkami zabezpieczającymi. Składowanie w zakładach przetwarzania zużytego paliwa w państwach posiadających broń jądrową podlega środkom zabezpieczającym tylko wówczas, gdy kraj goszczący wyrazi zgodę na zabezpieczenia. Większość państw rozwijających się, w których działają elektrownie jądrowe, nie przetwarza zużytego paliwa, ale magazynuje je przez dłuższy okres czasu lub odsyła do kraju-dostawcy. Znaczna część istniejącego obecnie plutonu dla reaktorów pochodzi ze zużytego paliwa jądrowego. Zważywszy, że nie podjęto żadnych decyzji w sprawie ostatecznego składowania wysoce radioaktywnych odpadów, trudno przewidzieć, czy stanowią one na dłuższą metę zagrożenie rozprzestrzeniania broni jądrowej.

Państwa, które mogą produkować paliwo reaktorowe typu MOX, to między innymi Belgia, Francja i Wielka Brytania. Z jednej strony produkcja MOX prowadzi do zmniejszenia zasobów rozdzielonego plutonu reaktorowego lub militarnego, z drugiej zaś wiąże się z wprowadzeniem dodatkowego plutonu do cyklu paliwowego, co spotyka się z dezaprobatą. Kilka państw, między innymi Belgia, Francja, Niemcy, Szwecja i Szwajcaria, używają MOX w celu zredukowania zgromadzonego plutonu reaktorowego, inne, na przykład Indie lub potencjalnie Chiny, mają taki zamiar. Ponadto Japonia planuje wprowadzenie reaktorów prędkich powielających stosujących paliwo MOX. Również Niemcy miały w planach produkcję dużych ilości paliwa MOX, jednak zarówno pilotażowe, jak i komercyjne obiekty do jego produkcji zostały zdemonstrowane⁹.

Wysoko wzbogacony uran (HEU) stosowany jest obecnie jako

⁹ Próby eksportu technologii produkcji paliwa MOX najpierw do Rosji a potem do Chin spotkały się ze znacznym sprzeciwem ze strony opinii publicznej i w efekcie zaniechano produkcji tego typu paliwa.

paliwo w 130 reaktorach badawczych z 270 na świecie, znajdujących się na terenie 69 krajów. Ten typ paliwa jądrowego ma podstawowe znaczenie dla kwestii rozprzestrzeniania broni jądrowej, ponieważ jest stosunkowo łatwy w użyciu przy niewielkim ryzyku. HEU stanowi jedną trzecią zużytego paliwa pochodzącego z reaktorów badawczych. Ponadto znaczne jego ilości znajdują się w zlikwidowanych reaktorach. Spośród 382 zlikwidowanych reaktorów tylko mniej niż połowa została całkowicie zdemontowana.

Z perspektywy rozprzestrzeniania broni jądrowej, wykorzystywane do celów pokojowych elementy cyklu paliwowego, które stanowią największe zagrożenie to:

- zakłady i technologie wykorzystywane do produkcji wzbogaconego uranu;
- wysoko wzbogacony uran stosowany jako paliwo w reaktorach badawczych (lub okrętowych);
- reaktory badawcze oraz elektrownie atomowe z możliwością produkcji plutonu;
- zakłady przetwarzania, w których przeprowadza się rozdział plutonu oraz technologie wykorzystywane w takich zakładach;
- obiekty, w których składowany jest rozdzielony pluton;
- obiekty badawcze i zakłady produkcyjne, w których wytwarza się inne materiały przydatne do produkcji broni jądrowej, na przykład tryt, polon-210 itp.

3 Zagrożenia rozprzestrzeniania broni jądrowej

Można wyróżnić dwie grupy ogólnych zagrożeń rozprzestrzeniania broni jądrowej związanych z pokojowo wykorzystywanym jądrowym cyklem paliwowym. Do pierwszej grupy zaliczają się ryzyka wynikające z utraty kontroli w ramach legalnego, cywilnego programu jądrowego. Wiedza, materiały i technologie jądrowe mogą bowiem zostać skradzione i przekazane zagranicę, a następnie wykorzystane do budowy broni jądrowej w innym kraju. Jednym z takich przypadków była kradzież technologii wzbogacania uranu metodą wirówkową z konsorcjum URENCO w Holandii przez Abdula Q. Khana w 1974 roku. Działania jego siatki zmierzające do przekazania wiedzy, sprzętu oraz technologii nuklearnym władzom Iranu, Libii i Korei Północnej wskazują na to, że również kraj, będący odbiorcą rozprzestrzeniania może się

do niego przyczynić¹⁰. Ogólnie rzecz biorąc, rozprzestrzenieniu mogą ulec materiały jądrowe, technologie, wiedza specjalistyczna, jak również wyszkolona kadra (tzw. drenaż mózgów). Powyższe zagrożenia mogą zaistnieć każde z osobna, bądź w połączeniu.

Dруга kategoria zagrożeń rozprzestrzeniania broni jądrowej zawiera te same elementy podstawowe, czyli wiedzę, materiały, technologie jądrowe i specjalistów z dziedziny atomistyki, przy czym, w tym wypadku, cywilny program jądrowy używany jest do wspierania wojskowego programu lub jest w niego przekształcany. Państwo decyduje się wykorzystać potencjał nuklearny do celów wojskowych i korzysta w tym celu zarówno z własnych, jak i zagranicznych źródeł dostaw, dla osiągnięcia swego celu.

Osiągnięcie militarnego potencjału nuklearnego, czy to przez władze państwowe, czy niepaństwowe, może odbywać się w dwójaki sposób – poprzez zbudowanie broni jądrowej na bazie uranu lub na bazie plutonu. W obu przypadkach potrzebne są znaczne ilości materiału rozszczepialnego. Według IAEA minimalne ilości, z których można zbudować prostą, ale działającą bombę atomową to 25 kg wysoko wzbogaconego uranu (HEU, zawierającego 90% lub więcej uranu U-235) i 8 kg plutonu-239¹¹.

Wysoko wzbogacony uran może być produkowany w różnych zakładach wzbogacania, jednak najpopularniejszą metodą stosowaną do tego celu jest metoda wirówkowa. Pluton jest natomiast produktem ubocznym napromieniowywania paliwa jądrowego w różnych typach reaktorów. W zależności od ich rodzaju oraz czasu napromieniowywania paliwa jądrowego, powstają różne ilości plutonu bojowego 239 i/lub plutonu reaktorowego 240. Zanim

10 Z innego punktu widzenia, przypadek Khana w większym stopniu stawia nowe pytania, aniżeli dostarcza odpowiedzi na dotychczasowe. Po jego „wyznaniu”, rząd pakistański szybko go ułaskawił i od tego czasu zabronił zagranicznym ekspertom (m.in. z USA i MAEA) przesłuchiwać go. Wydaje się, że wcześniej Khan również miał wpływową ochronę. Jeden z czołowych funkcjonariuszy amerykańskiego wywiadu zajmujący się sprawą Khana został usunięty po tym, jak zażądał natychmiastowego działania przeciwko niemu. Kiedy zaś Holandia usiłowała aresztować Khana podczas jego podróży w latach 70. i 80. CIA poprosiła rząd holenderski, by wstrzymał działania. Sytuacja w 2005 wskazuje, że sprawa Khana został usunięty po tym, jak zażądał natychmiastowego działania przeciwko niemu. Kiedy zaś Holandia usiłowała aresztować Khana podczas jego podróży w latach 70. i 80. CIA poprosiła rząd holenderski, by wstrzymał działania. Sytuacja w 2005 wskazuje, że sprawa Khana przynosi pewne zadziwiające rezultaty: Libia z dnia na dzień ponownie stała się szanowanym członkiem społeczności międzynarodowej, ponieważ zakończyła swoje programy broni masowego rażenia. Program jądrowy Libii, opierający się głównie lub całkowicie na informacjach dostarczonych przez Khana, zaskoczył nawet tych ekspertów, którzy byli zagorzałymi przeciwnikami pułkownika Kadafeego. Jednocześnie oświadczenie Khana, że przekazał Iranowi i Korei Północnej informacje dotyczące technologii wzbogacania, wywołało ogromne podejrzenia w stosunku do obu krajów.

11 Większość ekspertów jest jednak zgodna, co do tego, że wartości te są o wiele za duże, jeśli dana organizacja ma dostęp do technologii budowy zaawansowanej broni jądrowej. Informacje na temat pozostałych opcji poniżej.

pluton może być wykorzystany do budowy bomby atomowej, musi zostać oddzielony w zakładach przetwarzania chemicznego od napromieniowanego paliwa reaktorowego.

Na potrzeby niniejszego artykułu programy zmierzające do zbudowania lub zbadania możliwości wybudowania broni jądrowej, dzielą się na dwie kategorie. Do pierwszej kategorii zaliczane są programy, które z założenia miały być programami wojskowymi. Są to między innymi programy Stanów Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii, Związku Radzieckiego i Chin. Drugą kategorię tworzą programy oficjalnie stworzone do wykorzystania pokojowego, których wojskowy charakter utrzymywany był w tajemnicy lub został uzupełniony po pewnym czasie. W przypadku wielu z nich trudno ocenić, czy z zamierzenia były to programy cywilne czy wojskowe. Do krajów, które oficjalnie rozpoczęły swoje programy jądrowe jako pokojowe, należą między innymi Francja, Indie, Izrael, Korea Północna i RPA.

Można również dokonać podziału na kraje, które usiłują zbudować broń jądrową na bazie uranu i/lub na bazie plutonu. Wśród krajów, które wykorzystały obie możliwości, znajdują się Stany Zjednoczone, Związek Radziecki, Wielka Brytania, Chiny i Pakistan. Izrael, Indie i prawdopodobnie Korea Północna wybudowały swoje pierwsze bomby tylko na bazie plutonu. Jedynym krajem, któremu udało się wybudować pierwszą bombę z uranu jest RPA.

W zależności od tego, którą drogę wybierze dany kraj w swoich staraniach o uzyskanie militarnego potencjału nuklearnego, będzie on potrzebował różnych elementów cykli paliwowych. Państwa, które zamierzają wybudować bombę opartą na uranie, będą potrzebowały zakładu wzbogacania, ale niekoniecznie zakładu przetwarzania czy rozdzielania plutonu. W tym przypadku nie będą również konieczne pewne typy reaktorów, na przykład reaktory ciężkowodne, przydatne bardziej do produkcji plutonu bojowego. Jeśli zaś chodzi o państwa budujące broń plutonową, będą one potrzebowały właśnie takich reaktorów oraz zakładów przetwarzania zużytego paliwa, natomiast niekoniecznie zakładów przekształcania czy wzbogacania uranu. Oznacza to, że państwa, które dążą do osiągnięcia militarnego potencjału nuklearnego, wybierając tylko jedną z dwóch możliwości, teoretycznie mogą ograniczyć się do otwartego cyklu paliwowego, natomiast państwa, które biorą pod uwagę obie opcje, będą wykorzystywać

wszystkie elementy zamkniętego cyklu paliwowego¹². Z historycznego punktu widzenia, wiele krajów starało się pozostawić sobie obie możliwości, stąd zgłaszało potrzebę realizacji pełnego zamkniętego cyklu paliwowego.

3.1 Zagrożenia ze strony władz państwowych

W kilka lat po tym, jak Stany Zjednoczone ogłosiły cywilny program współpracy nuklearnej „atomy dla pokoju” pojawiły się pierwsze obawy, co do rozprzestrzenienia technologii jądrowej, a co za tym idzie ryzyka, że wiele państw będzie miało możliwość zbudowania broni jądrowej. W 1963 r. ówczesny sekretarz obrony USA Robert McNamara oszacował, że w ciągu kolejnych dziesięciu lat, broń atomową będzie mogło zbudować kolejnych 11 państw oraz wiele innych w późniejszym czasie. Kiedy w latach 60. negocjowano Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej, głównym argumentem przemawiającym za jego wprowadzeniem była konieczność zapobieżenia sytuacji, w której na świecie istniałoby dwadzieścia albo trzydzieści mocarstw atomowych. Aby ocenić ryzyko rozprzestrzeniania broni jądrowej, warto zapoznać się z krótką historią programów jej budowy zakończonych sukcesem¹³.

Izraelski udany program nuklearny powstał w oparciu o reaktor produkujący pluton oraz zakład przetwarzania, rzekomo wybudowane do celów pokojowych przez Francuzów, bez środków zabezpieczających i w ścisłej tajemnicy. Norwegia dostarczyła do pokojowego wykorzystania ciężką wodę, natomiast uran pochodził podobno m.in. z Argentyny, Nigru i RPA. Przewidziano również dostarczenie około 200 ton z Belgii, ładunek jednak zniknął ze statku podczas transportu w 1968 r. Izrael stanowi jedyny znany przypadek, w którym poważnym problemem była dostawa uranu.

Indie wyprodukowały pluton na potrzeby przeprowadzenia w 1974 r. „pokojowego wybuchu jądrowego” w skonstruowanym przez Kanadyjczyków reaktorze badawczym dostarczonym w ra-

12 Te obiekty cyklu paliwowego niekoniecznie muszą mieć „komercyjne rozmiary”. Przy odpowiedniej ilości czasu reaktor badawczy może wyprodukować pluton w ilości wystarczającej do budowy broni jądrowej, na co wskazuje przypadek pierwszych jądrowych materiałów wybuchowych Indii. Na tej samej zasadzie wystarczające mogą być pilotażowe zakłady wzbogacania lub przetwarzania.

13 Przegląd nie uwzględnia pięciu mocarstw atomowych. Więcej informacji na temat krajowych programów jądrowych można znaleźć na stronach: <http://www.globalsecurity.org/wmd/world/index.html> oraz http://www.nti.org/e_research/profiles/index.html.

mach umowy z 1956 r. bez żadnych środków zabezpieczających. Indyjska technologia przetwarzania oparta jest na technologii US-PUREX, odtajnionej w ramach programu "Atomy dla pokoju" i zastosowanej w zakładzie skonstruowanym częściowo przez amerykańską firmę. Początkowo ciężka woda dla Indii pochodziła również z USA, a dodatkowe ilości były tajnie pozyskiwane z Norwegii i innych krajów. Indyjskie programy energii jądrowej i broni masowego rażenia nie zawsze były ze sobą zintegrowane.

W **Republice Południowej Afryki** początkowo istniał tylko pokojowy program nuklearny, do którego z czasem dodano program wojskowy. Technologia w dużym stopniu rozwijana była w kraju, RPA otrzymała jednak w tajemnicy znaczną pomoc z zewnątrz, szczególnie z Niemiec Zachodnich. Wzbogacanie uranu opierało się w RPA na technologii niemieckiej (proces dyszy Beckera), dostarczonej oficjalnie na potrzeby pokojowego programu energii jądrowej. W efekcie południowoafrykańskiego programu nuklearnego powstała broń uranowa.

Pakistan po tym, jak nie otrzymał od Francji zakładu przetwarzania zużytego paliwa, z powodzeniem prowadził prace nad bronią uranową. Technologia wirówkowa używana do wzbogacania uranu została wykradziona z Holandii, z zakładu Urenco w Almelo, gdzie pracował ojciec bomby pakistańskiej – Abdul Q. Khan. Pakistan przejął też potajemnie technologię nuklearną od Chin, w tym projekt broni jądrowej. Przypuszcza się również, że Pakistan produkuje pluton w niezabezpieczonym reaktorze pochodzącym z Chin, oraz że w 1998 r. prawdopodobnie przeprowadził próbę atomową.

Korea Północna utrzymuje, że od początku 2005 znajduje się w posiadaniu broni atomowej. Dwa lata wcześniej, jako pierwszy i jedyny kraj wystąpiła z Układu NPT¹⁴. Początki północnokore-

14 Prawdziwy status nuklearny Korei Północnej nie jest oczywisty. W drugiej połowie lat 90., na podstawie źródeł Zachodniego wywiadu oszacowano, że Korea Północna może posiadać jedną lub dwie bomby atomowe. Szacunki te wykonane zostały na podstawie ilości bojowych materiałów jądrowych, które państwo to mogło teoretycznie wyprodukować. W międzyczasie, bazując na podobnej metodologii, oszacowano, że Korea Północna mogła wybudować nawet osiem bomb jądrowych. Dzisiejsze źródła Zachodniego wywiadu poddają jednak w wątpliwość północnokoreańskie oświadczenia, jakoby kraj znajdował się obecnie w posiadaniu broni jądrowej. Wywiad Zachodni zakłada, że Korea Północna używa tego argumentu, aby umocnić swoją pozycję w rozmowach z udziałem sześciu stron w sprawie jej programu jądrowego. Status Korei Północnej w stosunku do Układu NPT również pozostaje niejasny. Kilka krajów utrzymuje, że Korea Północna nie wystąpiła z układu, ponieważ złożyła oświadczenie o wycofaniu się do ONZ, ale nie do depozytariuszy układu. W końcu, od tego czasu rozmowy sześciostronne

ańskiego programu nuklearnego sięgają lat 50. XX wieku, kiedy to Korea Północna współpracowała ze Związkiem Radzieckim i otrzymała swój pierwszy, niewielkich rozmiarów reaktor badawczy, a w latach 60. dodatkową technologię. Z czasem, przy użyciu północnokoreańskiej technologii, reaktor został rozbudowany. Po nieudanej próbie pozyskania wsparcia nuklearnego ze strony Chin, w latach 70. Korea Północna zaczęła zdobywać technologię od Związku Radzieckiego i rozwijać własną technologię przetwarzania uranu. Na początku lat 80. powstały dodatkowo zakłady wzbogacania uranu, zakłady produkcji prętów paliwowych, zakłady badawcze i rozwojowe oraz reaktor badawczy o mocy 5 MW. W tym czasie Korea Północna brała również pod uwagę pozyskanie reaktorów wykorzystujących moderator gazowo-grafitowy lub reaktorów ciężkowodnych do produkcji energii elektrycznej. Chociaż już w 1977 r. Korea Północna zawarła trójstronne porozumienie bezpieczeństwa z IAEA i Rosją, w sprawie reaktora dostarczonego przez Rosję, to jednak dopiero w 1985 r. przystąpiła do Układu NPT. Porozumienie w sprawie zabezpieczeń podpisano dopiero w 1992 r. Podczas początkowych inspekcji IAEA wyszły na jaw pewne niezgodności dotyczące działań północnokoreańskich związanych z przetwarzaniem. Kiedy natomiast IAEA zwróciła się do Rady Bezpieczeństwa ONZ o udzielenie upoważnienia do przeprowadzenia specjalnej, doraźnej kontroli, Korea Północna ogłosiła w 1993 r. zamiar wycofania się z Układu, po czym po burzliwych negocjacjach z USA „wstrzymała” się z podjęciem ostatecznej decyzji na dzień przed upłynięciem dziewięćdziesięciodniowego okresu wypowiedzenia. Zezwolono wówczas na przeprowadzenie inspekcji bieżącego programu nuklearnego, nie wyrażono jednak zgody na sprawdzenie działań przeprowadzonych w przeszłości. Kiedy wiosną 1994 r. rdzeń reaktora 5 MW został spalony, Korea Północna zaczęła usuwać pręty paliwowe bez nadzoru IAEA w sposób, który uniemożliwiał późniejsze zrekonstruowanie historii reaktora. W efekcie zaistniał kolejny kryzys, który został rozładowany dzięki Umowie Ramowej wynegocjowanej przez byłego prezydenta Stanów Zjednoczonych Jimmiego Cartera. Przekonał on Koreę Północną do zaakceptowania decyzji IAEA o wstrzymaniu działania reaktora i do pozostania w Układzie w zamian za dostawę dwóch

reaktorów lekkowodnych i oleju ciężkiego do produkcji energii elektrycznej. Dzięki tej umowie północnokoreański program nuklearny został skutecznie wstrzymany na prawie 10 lat. Kiedy jednak Stany Zjednoczone stwierdziły w 2002 r., za czasów prezydentury George'a W. Busha, że Korea Północna prowadzi tajny program wzbogacania uranu i zaprzestały dostaw oleju ciężkiego, Korea odpowiedziała wznowieniem prac w obiektach nuklearnych i wstrzymaniem nadzoru IAEA, po czym ponownie ogłosiła swoje wystąpienie z Układu NPT. Obecnie Korea Północna utrzymuje, że zbudowała bomby oparte na plutonie. Nadal nie ma pewności co do istnienia w tym kraju programu wzbogacania uranu. Trudno też ustalić, kiedy tak naprawdę Korea Północna postanowiła rozpocząć program nuklearny o charakterze wojskowym.

Po dokonaniu przeglądu państw, którym udało się zbudować bomby atomowe, przyjrzyjmy się teraz niektórym państwom, o których wiadomo, że prowadzą badania nad swoim militarnym potencjałem nuklearnym lub są o to podejrzewane ¹⁵.

Argentyna od wielu lat prowadzi cywilny program jądrowy. Pierwszy reaktor badawczy z lat 50. pochodził ze Stanów Zjednoczonych. Później wybudowano kilka następnych, a ponadto sprawdzono dwa reaktory ciężkowodne z Niemiec i Kanady. Istnieje zatem możliwość produkcji plutonu. W latach 70. Argentyna rozpoczęła dodatkowo program broni jądrowej i wybudowała, przy wsparciu Niemiec i Włoch, niezabezpieczony zakład wzbogacania plutonu. W 1983 r. Argentyna podała do wiadomości publicznej, że udało jej się w tajnym, niezabezpieczonym i rzekomo wykorzystywanym do celów cywilnych zakładzie w Pilcaniyeu wzbogacić uran ¹⁶. Dzisiaj jednak, odkąd program broni jądrowej został przerwany w latach 80., kiedy to wojskową juntę zastąpił rząd cywilny a Argentyna wypracowała porozumienie z Brazylią i uległa naciskom ze strony USA, wszystkie argentyńskie zakłady nuklearne podlegają środkom zabezpieczającym IAEA.

15 Japonię i kilka krajów europejskich (m.in. Niemcy) celowo nie uwzględniono w tym przeglądzie, ponieważ ich baza technologiczna jest rozwinięta w wystarczającym stopniu, aby możliwe było zbudowanie broni jądrowej, jeśli kraje te podjęłyby taką decyzję. Libia została pominięta, ponieważ nie podejmuje, ani nigdy nie podejmowała poważnych prób budowy jądrowego cyklu paliwowego.

16 Żaden z argentyńskich reaktorów nie wymaga wzbogaconego uranu.

Brazylia usiłowała już w 1953 r. pozyskać wirówkową technologię wzbogacania od Niemiec, ale jej starania zostały jednak początkowo zablokowane przez Stany Zjednoczone. Później kraj ten otrzymał od Waszyngtonu reaktor badawczy, jednak w tym samym czasie kontynuował badania nad wzbogacaniem, w oparciu o niemiecką technologię dyszy Beckera. W 1975 r. została zawarta bardzo kontrowersyjna umowa, w ramach której Niemcy miały dostarczyć Brazylii pełny zamknięty cykl paliwowy składający się z kilku elektrowni jądrowych, zakładu wzbogacania oraz zakładu przetwarzania zużytego paliwa do celów cywilnych. Pomimo, iż pod wpływem nacisków USA umowa ta została później w znacznym stopniu ograniczona, to jednak Brazylia rozpoczęła równolegle tajny, niekontrolowany program militarny, w którym wojsko było odpowiedzialne za metodę plutonową, a marynarka wojenna – za wzbogacanie uranu. W obu przypadkach zaangażowano personel przeszkolony w prowadzeniu programu pokojowego i wykorzystano z technologii dostarczonej na potrzeby cywilne w niezabezpieczonych zakładach wzbogacania i przetwarzania. Brazylijski wojskowy program nuklearny został zakończony równocześnie z argentyńskim. W latach 90. Brazylia wstąpiła do Układu NPT. W kraju nadal działają elektrownie atomowe.

Tajwan otrzymał do celów cywilnych i badawczych reaktor ciężkowodny z Kanady oraz dodatkowo ciężką wodę i pewne ilości rozdzielonego plutonu ze Stanów Zjednoczonych. Technologia przetwarzania zużytego paliwa pochodziła z Francji, próbowano ją także uzyskać z USA, Niemiec Zachodnich i innych krajów. Kiedy w latach 70-tych przeprowadzone przez IAEA i USA inspekcje wskazywały na to, że Tajwan zamierza przenieść materiały z zabezpieczonych zakładów do sąsiednich zakładów wojskowych, pod wpływem nacisków ze strony USA, Tajwan porzucił swój program wojskowy, zlikwidował zakład przetwarzania i przesłał rozdzielony pluton do USA. Do 1987 r. Tajwan zbudował jednak nowe komory gorące i dopiero po intensywnych naciskach USA, program został ponownie przerwany.

Korea Południowa rozpoczęła swój tajny program broni jądrowej budową na początku lat 70. pierwszych elektrowni jądrowych. Kiedy Stany Zjednoczone zagroziły wycofaniem swojego wsparcia wojskowego dla Korei Południowej, Seul zgodził się zakończyć

program i w 1975 r. wstąpił do Układu NPT. Od lat 80. Korea Południowa kilka razy próbowała rozpocząć program przetwarzania zużytego paliwa, wycofywała się jednak pod wpływem nacisków ze strony USA. Zawarte w 1999 r. porozumienie z Koreą Północną zobowiązuje Seul do powstrzymania się od wzbogacania i przetwarzania uranu. W 2004 r. Korea Południowa poinformowała jednak IAEA o przeprowadzonych eksperymentach z użyciem plutonu, o których nie było wcześniej wiadomo, dlatego w chwili obecnej toczy się w tej sprawie specjalne dochodzenie.

Początki programu nuklearnego Iranu również sięgają lat 50. W 1974 r. Szach opracował plan wytworzenia do 1995 r. 23 tysięcy MW energii elektrycznej w elektrowniach atomowych. Plan przewidywał ponadto wybudowanie zakładów wzbogacania i przetwarzania uranu¹⁷. Szach pertraktował również osobno z Niemcami Zachodnimi, Francją i USA w sprawie wybudowania kilku elektrowni atomowych. Ostatecznie podpisano umowę tylko z Niemcami na budowę dwóch reaktorów. W czasie rewolucji irańskiej i wojny z Irakiem w latach 1980-1988 rozwój irańskiego programu jądrowego został wstrzymany. Badania nuklearne odbywały się tylko przy nieznacznej pomocy ze strony Chin. W końcu w 1994 r. Iranowi udało się pozyskać Rosję, jako swojego nowego dostawcę nuklearnego. Rosja była skłonna dokończyć budowę reaktorów zaprojektowanych przez Niemcy w Busheher, dostarczyć paliwo jądrowe i być może również udzielić pomocy we wzbogacaniu uranu, jednak pod wpływem nacisków ze strony USA, ostatecznie zgodziła się ograniczyć swoje wsparcie do budowy reaktora, szkolenia specjalistów i dostarczenia paliwa jądrowego, które miało być po zużyciu zwrócone Rosji. W latach 2003 i 2004 Irańczycy na emigracji utrzymywali, że Iran rozbudowuje znacznych rozmiarów tajną infrastrukturę nuklearną, która nie została jeszcze zgłoszona IAEA. Kilka z takich oświadczeń zostało, po zweryfikowaniu przez IDEA, potwierdzonych¹⁸. IAEA odkryła również, że Iran nie zadeklarował importu małych ilości materiałów nuklearnych przed około piętnastu laty. Należało

17 Dwa zakłady wzbogacania uranu zaoferował Iranowi Helmut Schmidt, kanclerz Niemiec Zachodnich, w 1975 r. Por. Klaus Wiegrefe, *Das Zerwürfnis* (Berlin: 2005) 79.

18 Z technicznego punktu widzenia nowo odkryte obiekty nie naruszały istniejących zobowiązań Iranu w stosunku do IAEA. Iran mógł spełnić swoje prawne obowiązki, informując IAEA o tych obiektach w późniejszym terminie.

też zweryfikować niezgodności w odniesieniu do deklaracji Iranu w sprawie działań nuklearnych przeprowadzonych w przeszłości. Nowo wykryte elementy irańskiego programu nuklearnego obejmowały również zakłady przetwarzania i wzbogacania uranu, do których, jak się okazało, potajemnie importowano technologie. Iran buduje ponadto elektrownię ciężkowodną, ma też w planach wybudowanie badawczego reaktora ciężkowodnego oraz zakładu produkcji prętów paliwowych.

Od końca 2003 r. Iran próbuje dojść do porozumienia z Unią Europejską 3 (Francją, Niemcami i Wielką Brytanią). Europejczycy dążą w pierwszej kolejności do wstrzymania, a docelowo całkowitego zakończenia w Iranie wszelkich działań wspierających program budowy broni jądrowej, tj. związanych ze wzbogacaniem i ciężką wodą, a także uzyskania od Iranu zobowiązania, że nie będzie kontynuować badań nad technologią przetwarzania, ani nigdy nie wystąpi z Układu NPT. Iran upiera się jednak, że przysługuje mu prawo do pokojowego wykorzystywania otwartego cyklu paliwowego. Rzeczywiście, zgodnie z założeniami Układu NPT, wszystkie elementy składowe obecnie prowadzonego irańskiego programu nuklearnego są legalne. Celem pertraktacji może być zatem jedynie przekonanie Iranu, żeby powstrzymał się od korzystania ze swego prawa, jako działania rozważnego i budującego zaufanie. W chwili pisania niniejszego artykułu powyższe negocjacje przybrały formę wywierania nacisku, podobną do rozmów między Stanami Zjednoczonymi a Koreą Północną (i później pomiędzy sześcioma państwami).

W oparciu o opisane powyżej doświadczenia związane z udanymi programami broni jądrowej oraz próbami wykorzystania cywilnych programów do celów wojskowych, można wysnuć wnioski:

- Po pierwsze, dzisiejsze zagrożenia rozprzestrzeniania broni jądrowej skupiają się wokół technologii wymienionych na końcu rozdziału drugiego – wzbogacania uranu, przetwarzania zużytego paliwa i rozdzielenia plutonu, produkcji plutonu i reaktorów (badawczych) napędzanych wysoko wzbogaconym uranem HEU.
- Po drugie, cywilne programy jądrowe odgrywały w rozprzestrzenianiu rolę zarówno „przykrywkę”, jak i wsparcia dla programów wojskowych, stąd trudno ocenić zamiary danego państwa.
- Po trzecie, międzynarodowe środki zabezpieczające oraz kontrole eksportu wprowadzone w latach 60. i 70. wydają

się dzisiaj niewystarczające, aby zabezpieczyć przed ryzykiem stworzenia wojskowego programu nuklearnego. Jednocześnie należy wziąć pod uwagę fakt, że znaczna liczba niezabezpieczonych zakładów, które odgrywały rolę w wojskowych programach jądrowych, została wybudowana w czasach, kiedy nie istniały jeszcze żadne prawne wymogi dotyczące środków zabezpieczających, a państwa zapewniające dostawy nie należały na ich wprowadzenie, żeby chronić swoje biznesowe interesy.

- Po czwarte, państwa, które prowadzą działania nuklearne, bez względu na to, czy mają one charakter cywilny czy wojskowy, zyskują w miarę upływu czasu doświadczoną kadrę i zdolności technologiczne, dzięki którym mogą w większym stopniu polegać na własnych możliwościach, niż na pomocy z zagranicy. Przyczynia się również do tego ogólny postęp technologiczny, ponieważ dzisiaj coraz więcej krajów jest w stanie wyprodukować wyposażenie nuklearne na poziomie, który wcześniej osiągnąć mogły tylko kraje uprzemysłowione.
- Po piąte, idea ograniczenia rozprzestrzenienia technologii jądrowej do celów wojskowych przy jednoczesnym propagowaniu cywilnego wykorzystania energii atomowej znajduje się w pogłębiającym się kryzysie.

3.2 Zagrożenia ze strony organizacji niepaństwowych

Według ekspertów, organizacje niepaństwowe stały się głównym powodem do obaw w zakresie bezpieczeństwa i rozprzestrzeniania broni jądrowej już w późnych lat 60. Po tym, jak Stany Zjednoczone przeprowadziły w latach 60. eksperyment w sprawie ryzyka rozprzestrzeniania broni jądrowej („Nth country experiment”), eksperci przekonali się, że istnieje możliwość skonstruowania prostej broni jądrowej w oparciu o publicznie dostępne informacje, które nie są opatrzone klauzulą tajności¹⁹. Według badań Centralnej Agencji Wywiadowczej CIA sprzed 1975 roku: „Możliwość zdobycia przez terrorystów broni jądrowej stanowi najpoważniejsze ograniczenie w politycznych staraniach na rzecz kontrolowania jej rozprzestrzeniania. Jest to najbardziej niejasny i ekstremalny

19 Uniwersytet Kalifornijski, Lawrence Radiation Laboratory, Summary Report of the Nth Country Experiment, UCLR 50249, Livermore, CA, March 1967 (początkowa klasyfikacja: TAJNE, częściowo ujawnione w ramach amerykańskiej Ustawy o wolności informacji - FOIA - z 4 stycznia 1995 r.).

aspekt potencjalnego zróżnicowania nuklearnych graczy. Należy spodziewać się, że wzrastająca dostępność materiałów i technologii jądrowych, dzięki której państwa rozwijające się mogą zaopatrzyć się w nuklearne materiały wybuchowe, sprawi, że prędzej czy później trafią one również w ręce terrorystów. (...) Ponieważ działania grup terrorystycznych z definicji wychodzą poza obszar oficjalnej działalności rządowej, są one w dużym stopniu uodpornione na międzynarodową kontrolę polityczną. Na przykład, środki zabezpieczające IAEA nie uwzględniają zabezpieczeń przed przejściem materiałów z reaktorów przez terrorystów”²⁰. Od połowy lat 80., a szczególnie po rozpadzie ZSRR, eksperci zaczęli publicznie wyrażać swoje obawy. Nigdy wcześniej specjaliści do spraw nierozprzestrzeniania i kontroli zbrojeń nie obawiali się ryzyka masowego rozprzestrzenienia broni jądrowej tak bardzo, jak po rozpadzie ogromnej radzieckiej infrastruktury nuklearnej. Podczas, gdy poprzednie autorytarne władze sowieckie utrzymywały swoje materiały, tajemnice i technologie atomowe pod ścisłą kontrolą, prawdopodobieństwo, że zabezpieczenia przed rozprzestrzenianiem (m. in. zamknięte miasta, surowe ograniczenia podróży oraz kontrola i nadzór ze strony wojska i KGB) nadal będą skuteczne, bez względu na przyszły bieg rzeczy, było bardzo małe. Od 1991 roku znaczną uwagę poświęcono zagrożeniom wynikającym z prawdopodobieństwa, że materiały i technologie nuklearne, a nawet głowice mogą wpaść w ręce terrorystów bądź zorganizowanych grup przestępczych.

Broń nuklearna w rękach terrorystów: Teoretycznie terroryści lub członkowie zorganizowanych grup przestępczych mogliby sami zbudować broń jądrową albo ją kupić. Jeśli chcieliby ją zbudować, mogliby spróbować wyprodukować, kupić lub wykraść konieczne materiały jądrowe. Gdyby zdecydowali się na produkcję niezbędnych materiałów, musieliby zmierzyć się z tymi samymi problemami, co państwa usiłujące osiągnąć zdolność nuklearną. Skoro władze niepaństwowe to nie państwa, ich członkowie musieliby znaleźć jakiś kraj, na terenie którego mogliby zgromadzić konieczną infrastrukturę nuklearną, niezależnie od tego, czy kraj ten celowo zezwoliłby na jego działania czy też utracił kontrolę

nad częścią swojego terytorium. Na tej drodze istnieje jednak wiele przeszkód, dlatego prawdopodobieństwo, że terroryści spróbują skonstruować bombę atomową z materiałów, które sami wyprodukowali, jest obecnie raczej znikome. Nawet gdyby terrorystom udało się zakupić lub ukraść niezbędny materiał rozszczepialny, to potrzebowaliby oni dodatkowo projektu broni, zapalników i kilku innych trudno dostępnych elementów. Pomimo wyników eksperymentu „Nth country” przeprowadzonego w USA, jest raczej mało prawdopodobne, że jakaś grupa terrorystyczna szybko poradzi sobie z tymi problemami. Gdyby tak się stało, terroryści najpewniej odnieśliby sukces, jeśli nawiązaliby współpracę z jakimś państwem, które ma broń jądrową lub niezbędne do jej skonstruowania materiały. Zadanie ułatwiłyby terrorystom również: dostęp do wiedzy nuklearnej oraz współpraca z wyszkoloną kadrą specjalistów. W przypadku państwa posiadającego broń jądrową i wykazującego chęć nawiązania współpracy z organizacją terrorystyczną, należałoby jednak zadać pytanie, z jakiego powodu to państwo nie miałoby oddać terrorystom gotowej broni. Najbardziej prawdopodobnym dostawcą wydaje się być Pakistan. Z tego, co wiemy na temat pakistańskich oficjalnych i nieoficjalnych – także tych w ramach sieci Khana – kontaktów z Al-Kaidą czy Talibami, rozbieżność pomiędzy dostępnymi dowodami a działającą bronią jądrową nadal wydaje się znaczna.

Brudne bomby w rękach terrorystów: Bardziej prawdopodobny jest scenariusz, że terroryści lub zorganizowane grupy przestępcze sami zbudują brudną bombę atomową i jej użyją. Brudna bomba składa się z materiału radioaktywnego, który rozsiany jest w wyniku konwencjonalnej eksplozji. Nie zachodzi tutaj reakcja łańcuchowa. Można sobie wyobrazić typową bombę, ukrytą w samochodzie z dodanym ładunkiem radioaktywnym w ilości kilkudziesięciu lub stu gramów. Brudna bomba ma przede wszystkim działanie psychologiczne. Amerykańska „gra wojenna”, mająca na celu zbadanie najgorszego z możliwych efektów raczej dużych rozmiarów dwutonowej brudnej bomby zdetonowanej w środku Waszyngtonu wykazała, że poważne i przypuszczalnie trwałe zniszczenia miałyby miejsce na obszarze równym odległości między dwiema przecznicami.

Główną przeszkodę w skonstruowaniu takiej bomby stanowią jednak trudności z obchodzeniem się z zawartym w niej mate-

riałem radioaktywnym. Skoro działanie takiej bomby wynika z użytego w niej materiału radioaktywnego i/lub toksycznego, a nie z wybuchu jądrowego, materiał radioaktywny stanowi ogromne zagrożenie dla osób, które tę broń budują czy obsługują. Jest to prawdopodobnie jeden z głównych powodów, dla których nie użyto do tej pory żadnej brudnej bomby.

Jest też wątpliwe, czy substancje radioaktywne pozyskane z jakiegoś elementu cywilnego jądrowego cyklu paliwowego, mogłyby stanowić potencjalny materiał do budowy brudnej bomby. Istnieje wiele innych, dużo łatwiej dostępnych materiałów jądrowych, które spełniałyby wymogi brudnej bomby w tym samym stopniu, a może nawet w większym, co nisko wzbogacony uran LEU, wysoko wzbogacony uran HEU, czy nawet pluton reaktorowy. Na przykład wysoko wzbogacony uran wykradziony z reaktora badawczego, co uznawane jest dzisiaj za jedno z najpoważniejszych zagrożeń bezpieczeństwa, bez wątpienia nie jest idealnym materiałem do budowy takiej broni. Materiały radioaktywne pochodzące z innych źródeł, na przykład instytutów badawczych, szpitali czy przemysłowych procesów produkcyjnych, są łatwiej dostępne i często bardziej odpowiednie do tego celu (np. kobalt-60, stront-90, ameryk-241, a nawet rzadki kaliforn-252). Ponadto odpady radioaktywne z niektórych elementów cyklu paliwowego również mogłyby stanowić materiał do budowy brudnej bomby.

Materiały radioaktywne w rękach organizacji niepaństwowych: Materiały radioaktywne same w sobie również mogą stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa, jeśli trafiają w ręce organizacji niepaństwowych, takich jak grupy terrorystyczne czy zorganizowane grupy przestępcze. O ile jednak materiały te nie zostaną przekształcone w brudną bombę, ich działanie będzie miało zasięg jedynie lokalny lub skierowany przeciwko ograniczonej liczbie osób. Znanych jest kilka przypadków, w których materiałów radioaktywnych użyto w celu zamordowania lub zranienia pojedynczych osób. Użyte do tego typu celów materiały jądrowe nie będą w większości przypadków pochodzić z instalacji jądrowego cyklu paliwowego o charakterze cywilnym.

Przemyt materiałów jądrowych: Od czasów rozpadu ZSRR obserwuje się, odnotowuje i przejmują wiele przemytów materiałów jądrowych, które stanowią przedmiot zainteresowania handlarzy,

zorganizowanych grup przestępczych, terrorystów, a także służb wywiadowczych i policji. Sprawą interesują się również media. Trudno zatem odróżnić prawdziwe próby prowadzenia nielegalnego handlu, od prowokacji czy przypadków błędnie zrelacjonowanych wydarzeń. Analizowanie przypadków ogłaszanych w mediach nie mówi wiele na temat związku pomiędzy przemysłem materiałów jądrowych a rozprzestrzenianiem broni atomowej. Pewniejszym źródłem informacji, na podstawie których można byłoby wydać taką opinię, jest baza danych nt. nielegalnego handlu, założona przez IAEA w 1995 roku²¹. Znajdują się w niej zarówno przypadki przemytu, jak i przypadki, w których znaleziono porzucone źródła, tzn. niekontrolowane materiały jądrowe. Według oficjalnych danych agencji, w latach 1993-2004 miało miejsce ponad 650 przypadków przemytu, z czego najwięcej (ponad 60%) obejmowało nierozszczepialne materiały promieniotwórcze, w tym cez-137, stront-90, kobalt-60, czy ameryk-241. W przypadku większości z tych materiałów pojawiły się obawy, że mogą one być używane w działaniach przestępczych lub terrorystycznych, jako składnik urządzeń rozprzestrzeniających substancje radioaktywne (Radioactive Dispersal Devices, RDD) czy brudnych bomb. Pozostałe 30% przypadków dotyczyło materiałów jądrowych, takich jak naturalny uran, zubożony uran, tor oraz uran nisko wzbogacony LEU. Do końca 2004 r. IAEA odnotowała 63 przypadki przemytu uranu nisko wzbogaconego. W latach 1993-2004 doszło do osiemnastu przypadków przemytu materiałów do wytwarzania broni jądrowej, które mają dla rozprzestrzeniania najistotniejsze znaczenie. W siedmiu przypadkach przemycano pluton, przy czym sześciokrotnie w ilościach nieprzekraczających 10 gramów. Za siódmym razem przemyciono 360 gramów plutonu. Zdarzenie to miało miejsce w sierpniu 1994 roku na lotnisku w Monachium, a zaangażowane w nie były władze rosyjskie oraz wywiad niemiecki. Jedenaście razy przemycano uran wysoko wzbogacony HEU w ilościach od poniżej 1 grama do 2,5 kilograma. Wygląda na to, że w większości przypadków przechwycono próbki na potrzeby większych transakcji mających nastąpić w późniejszym terminie. Dane IAEA zdają się potwierdzać powyższą analizę i tendencje odnośnie działań grup niepaństwowych.

21 Informacje z tego akapitu można znaleźć na stronie: <http://www.iaea.org/NewsCenter/Features/RadSources/index.html> oraz na stronach, do których linki znajdują się na tej stronie.

Organizacje niepaństwowe a bezpieczeństwo cyklu paliwowe-

go: Terrorysty mogą stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa cywilnych obiektów jądrowych. Nie zostały jednak przeprowadzone w tej kwestii żadne systematyczne badania. Uwagę poświęcono jedynie kilku pojedynczym aspektom tego problemu. W latach 90-tych w Stanach Zjednoczonych przeprowadzono pięćdziesiąt siedem symulowanych ataków na reaktory, z których wiele wykazało, że zabezpieczenia były niewystarczające. Z pięćdziesięciu siedmiu symulowanych ataków, z użyciem fałszywych bomb, dwadzieścia siedem zostało opisanych jako stwarzające wysoki stopień zagrożenia, którego skutkiem mogłoby być uszkodzenie rdzenia reaktora i uwolnienie promieniowania²². Na przykład organizacji Greenpeace udało się bez większych trudności przedostać na teren elektrowni atomowej w Sizewell w Wielkiej Brytanii²³. Kolejnym odnotowanym problemem są reaktory badawcze na uniwersytetach. Skoro poważne problemy pojawiają się w krajach uprzemysłowionych, które mają wystarczające środki, żeby zainwestować w zabezpieczenie krytycznej infrastruktury, to w krajach nie posiadających porównywalnych środków, mogą zaistnieć o wiele poważniejsze zagrożenia. Według wiedzy autora nie ma żadnych publicznie dostępnych dokumentów dotyczących symulowanych ataków i analizujących problem bezpieczeństwa w laboratoriach nuklearnych, zakładach wzbogacania, przetwarzania oraz magazynach (tymczasowego) przechowywania zużytego paliwa. Istnieje poważne potencjalne ryzyko, że materiały nuklearne mogłyby być rozprzestrzenione lub mogłyby zaginąć.

3.3 Inne potencjalne zagrożenia rozprzestrzenienia

Broń nuklearna z cywilnych materiałów jądrowych: Już w 1962 roku amerykański Departament Energii przeprowadził podziemną próbę bomby jądrowej wykonanej z plutonu reaktorowego, która zakończyła się powodzeniem. Do 1977 wydarzenie to nie zostało podane do wiadomości publicznej. Od tego czasu powszechnie wiadomo, że zasadniczo możliwe jest wybudowanie

22 Union of Concerned Scientists, Backgrounder on Nuclear Reactor Security, Cambridge, MA: 2002 (http://www.ucsusa.org/clean_energy/nuclear_safety/nuclear-reactor-security.html).

23 Greenpeace Wielka Brytania, Greenpeace Volunteers Get into 'Top Security' Nuclear Control Centre, informacja prasowa, Londyn, 13 stycznia 2003 r.; również: *Daily Mirror*, 14 stycznia 2003 r.

broni jądrowej na bazie „cywilnego” lub „reaktorowego plutonu”. Badania przeprowadzone w Narodowym Laboratorium Los Alamos w Stanach Zjednoczonych wykazały w 1990 roku, że trudności, z którymi musiałyby zmierzyć się państwa lub grupy terrorystyczne usiłujące wykorzystać pluton reaktorowy do konstrukcji broni jądrowej różniłyby się jedynie stopniem trudności, nie zaś rodzajem trudności od tych, które grupy te musiałyby pokonać, mając dostęp do plutonu bojowego²⁴.

Utrata kontroli nad materiałami jądrowymi w czasie wojny:

Wojna przeciwko Irakowi w 2003 roku ujawniła kolejne ważne zagrożenie rozprzestrzenienia broni jądrowej. Podczas gdy wojska amerykańskie okupowały Irak, nie zabezpieczyły odpowiednio głównego ośrodka badań nuklearnych we własnym kraju przed kradzieżą. Plomby założone przez IAEA zostały zniszczone, a materiały jądrowe i dokumenty skradzione. W tym czasie IAEA zabezpieczyła wszystkie materiały, które udało jej się odzyskać.

Upadające państwa a instalacje i materiały jądrowe: Biorąc pod uwagę doświadczenia po rozpadzie byłego ZSRR, upadające państwa mogą stwarzać dla społeczności międzynarodowej zagrożenia rozprzestrzenienia broni jądrowej. Nie ma żadnej gwarancji, że kraje, w których działają reaktory badawcze albo nawet bardziej złożone cywilne programy jądrowe nie zaczną w pewnym momencie upadać albo nie staną się państwem upadłym i, co za tym idzie, stracą kontrolę nad swoimi obiektami lub materiałami jądrowymi. O ile powszechnie wiadomo, że państwa upadające stanowią ogólny problem bezpieczeństwa, fakt, że mogą one również stanowić dla świata zagrożenie w kwestii rozprzestrzenienia broni jądrowej, nie jest już tak oczywisty.

Nowe źródła technologii nuklearnej: Ostatnie odkrycia w sprawie działań dotyczących rozprzestrzeniania prowadzonych w ramach sieci Abdula Q. Khana, ujawniły kolejny ważny dla przyszłości

24 Departament Energii Stanów Zjednoczonych, Nonproliferation and Arms Control Assessment of Weapons-Usable Fissile Material Storage and Excess Plutonium Disposition Alternatives, Washington, DC: 1997, 37–39; National Academy of Sciences, Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Washington, DC: 1994, 32–33; również w: Harmon W. Hubbard, Plutonium from Light Water Reactors as Nuclear Weapons Material, kwiecień 2003 (rękopis).

problem²⁵. Dodatkowym źródłem wyposażenia i technologii związanych z rozprzestrzenianiem broni jądrowej stają się kraje rozwijające. Rosnące możliwości technologiczne krajów uprzemysłowionych sprawiają, że część z nich będzie mogła produkować i dostarczać odpowiednie elementy składowe kompleksów nuklearnych, takie jak zakłady wzbogacania czy przetwarzania zużytego paliwa. Niektóre ze skomplikowanych elementów wirówek pochodzących z transakcji zrealizowanych przez Khana zostały wyprodukowane w Malezji – kraju, który nie ma nawet własnego, poważnego programu nuklearnego²⁶. Fakt ten jest alarmujący. Nie ma już gwarancji, że istotne produkty będą zawsze pochodzić z jednego z krajów, które współpracują ze sobą w ramach takich reżimów kontroli eksportu, jak Grupa Dostawców Jądrowych czy Komitet Zangger. Przypadek Khana pokazuje, że kraje mające program broni jądrowej, mogą stać się źródłem jej rozprzestrzeniania.

4 Instrumenty kontrolujące i zapobiegające procesowi rozprzestrzeniania broni jądrowej

Większość instrumentów opracowanych, aby zapobiegać rozprzestrzenianiu broni jądrowej miało na celu zakazanie przeprowadzania przez państwa nielegalnych nuklearnych programów wojсковych. Przy ich tworzeniu należało wziąć pod uwagę fakt, że używanie technologii nuklearnej do celów cywilnych jest zgodne z prawem. Żaden z instrumentów nie mógł zatem być opracowany w sposób, który celowo ograniczałby, czy wręcz kwestionował prawo do cywilnego wykorzystania energii atomowej. W związku z tym, instrumenty wykorzystywane do powstrzymania rozprzestrzeniania broni jądrowej dzielą się na kilka kategorii. Pierwsza z nich to wielostronne układy mające na celu uniemożliwienie rozprzestrzeniania broni jądrowej lub utrudnienie krajom jej budowania. Towarzyszą im środki ochronne oraz środki weryfikacji, gwarantujące przestrzeganie warunków układu. Drugą kategorią wyżej wspomnianych instrumentów są porozumienia międzynarodowe lub krajowe dotyczące kontroli eksportu, mające na

25 Problemy te mają znaczenie niezależnie od tego, czy działania Khana zainspirowane były jego własnymi zainteresowaniami, czy stanowiły część kontrolowanej lub tajnej operacji.

26 W Malezji działa jeden reaktor badawczy o mocy 1 MW znajdujący się w Malezyjskim Instytucie Badań nad Technologią Jądrową (Malaysian Institute for Nuclear Technology Research); obecnie Malezja nie planuje wykorzystania energii jądrowej.

celu uniemożliwienie lub utrudnienie krajom nie dysponującym bronią atomową, uzyskanie wiedzy, materiałów i technologii potrzebnych do budowy broni jądrowej. Kraje będące w posiadaniu technologii nuklearnych współpracują, w celu uzyskania kontroli nad przepływem tej technologii do krajów jej nie posiadających. Trzecia kategoria inicjatyw ma na celu zakazanie rozprzestrzeniania broni jądrowej tym państwom, które dysponują wiedzą, materiałami i technologiami dotyczącymi broni jądrowej, którym jednak trudno zagwarantować nierozprzestrzenianie ich poza własne granice. Środki zapobiegające rozprzestrzenianiu są podejmowane wspólnie, przy zewnętrznej pomocy. Ponadto w ostatnich latach powstały dwie nowe kategorie środków zapobiegających rozprzestrzenianiu – są to środki przymusu, mające na celu przechwytywanie transferów technologii oraz możliwość podejmowania działań wojskowych w celu uniemożliwienia rozprzestrzeniania broni atomowej. W następnej sekcji omówione są mocne i słabe strony ważniejszych, wybranych instrumentów. Z uwagi na ogromną różnorodność inicjatyw już istniejących oraz tych planowanych, pełne lub szczegółowe omówienie wszystkich z nich byłoby niemożliwe.

4.1 Główne układy wielostronne o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej

Nierozprzestrzenianie według układu: Układ o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej NPT stał się kamieniem milowym w procesie zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej. Zainicjowany przez pierwszych sygnatariuszy 1. lipca 1968 roku wszedł w życie w 1970 roku. Obecnie członkostwo w nim jest bardzo powszechne – tylko Izrael, Indie i Pakistan nigdy nie stały się członkami układu, a Korea Północna wycofała się z Układu w 2003 roku.

Układ NPT zobowiązuje kraje nie dysponujące bronią jądrową „do nieprzyjmowania od kogokolwiek, bezpośrednio lub pośrednio, broni jądrowej lub innych jądrowych urządzeń wybuchowych oraz kontroli nad taką bronią lub takimi urządzeniami wybuchowymi, do nieprodukowania i nieuzyskiwania inną drogą broni jądrowej lub innych jądrowych urządzeń wybuchowych oraz do nieubiegania się i nieprzyjmowania jakiegokolwiek pomocy w produkowaniu broni jądrowej lub innych jądrowych urządzeń wybuchowych,” (art. II). I odwrotnie, każde z państw dysponujących bronią jądrową zobowiązało się w art. I do nieokazywania

pomocy państwom nie dysponującym bronią jądrową przy obchodzeniu powyższego zapisu – bezpośrednio lub pośrednio. Artykuł IV jednakże gwarantuje państwom nie dysponującym bronią jądrową prawo do wykorzystywania energii jądrowej w celach pokojowych oraz do transferu związanych z tym nowoczesnych technologii od państw, które nimi dysponują. Artykuł IV brzmi:

1. „Żadne z postanowień niniejszego Układu nie może być interpretowane jako naruszające nieodłączne prawo wszystkich Stron Układu do rozwoju badań, produkcji i wykorzystania energii jądrowej dla celów pokojowych, bez dyskryminacji i zgodnie z artykułami 1 i 2 niniejszego Układu.
2. Wszystkie Strony Układu zobowiązują się ułatwiać, w możliwie jak najszerszym zakresie, wymianę wyposażenia, materiałów oraz informacji naukowych i technicznych dotyczących pokojowego wykorzystania energii jądrowej i mają prawo uczestniczyć w tej wymianie. Strony Układu, będące w stanie to czynić, będą również współpracować w przyczynianiu się, indywidualnie lub wspólnie z innymi państwami lub organizacjami międzynarodowymi, do dalszego rozwoju wykorzystania energii jądrowej dla celów pokojowych, w szczególności na terytoriach Państw-Stron Układu nie dysponujących bronią jądrową, z należytym uwzględnieniem potrzeb rozwijających się regionów świata.”

Układ dokonuje nietypowego rozróżnienia pomiędzy państwa, które na chwilę obecną mają prawo do posiadania broni nuklearnej i te, które takiego prawa nie mają - zawiera jednak również dwa zapisy sygnalizujące, że rozróżnienie to nie jest, ani nie ma być niezmiennie. Pierwszy z tych zapisów znajduje się w art. VI i zobowiązuje państwa będące w posiadaniu broni nuklearnej „do prowadzenia w dobrej wierze rokowań w sprawie skutecznych kroków mających na celu zaprzestanie w najbliższym czasie wyścigu zbrojeń jądrowych, w sprawie rozbrojenia jądrowego oraz w sprawie układu o powszechnym i całkowitym rozbrojeniu pod ścisłą i skuteczną kontrolą międzynarodową.” Drugi z nich jest zawarty w art. X i ma następujące brzmienie: „Po upływie dwudziestu pięciu lat od wejścia w życie Układu zostanie zwołana konferencja w celu podjęcia decyzji, czy Układ powinien pozostawać w mocy na

czas nieokreślony, czy też obowiązywanie Układu powinno zostać przedłużone na dodatkowo ustalony okres lub okresy.”

W 1995, dwadzieścia pięć lat od wejścia w życie Układu NPT, w celu jego przeglądu i przedłużenia, zwołana została konferencja, na której uchwalono bez głosowania, że Układ zostanie przedłużony bezwarunkowo i na czas nieokreślony. Decyzja ta była możliwa dzięki dokumentowi „Zasady i Cele”, który został przyjęty w trakcie tej samej konferencji, a następnie, podczas kolejnej konferencji w 2000 r., rozwinięty w trzynastę praktycznych kroków, które po raz pierwszy uwzględniały konkretne cele i plan działania dla umocnienia inicjatyw dotyczących zarówno nierozprzestrzeniania, jak i rozbrojenia jądrowego w krajach posiadających broń jądrową. Decyzje podjęte w roku 1995 i 2000 odzwierciedlały założenie, które stanowiło podstawę samego Układu: nierozprzestrzenianie broni jądrowej może zostać umocnione, jeśli jednocześnie będzie miał miejsce postęp w rozbrojeniu, zmierzającym do ostatecznego wyeliminowania broni jądrowej. Postęp w realizowaniu zobowiązań podjętych w latach 1995 i 2000 zachodził jednak wolniej niż przypuszczano. Do czasu następnej konferencji w maju 2005, nie wszystkie strony nadal akceptowały podstawowe założenie Układu oraz jego przedłużenie. Za prezydentury George’a W. Busha, rząd Stanów Zjednoczonych przestał się czuć zobowiązany do przestrzegania wyżej wymienionych „Zasad i Celów” oraz wdrażania procesu trzynastu kroków. Nowa administracja Stanów Zjednoczonych skupiła się raczej na jednostronnych, a nie wielostronnych inicjatywach dotyczących nierozprzestrzeniania broni jądrowej oraz nie zaakceptowała żadnych zobowiązań dotyczących rozbrojenia państw dysponujących bronią jądrową.

Jednakże sam Układ ma kilka słabych stron związanych z rozprzestrzenianiem broni atomowej. W skrócie należą do nich:

- Układ rozróżnia państwa posiadające broń nuklearną i państwa jej nie posiadające. Takie rozróżnienie jest rzadkie w prawie międzynarodowym, które zazwyczaj traktuje wszystkie suwerenne państwa jako równe. Od kiedy rząd amerykański wycofał swoje poparcie dla wyżej wspomnianego „procesu w ramach zasad i celów”, wiele państw nie dysponujących bronią jądrową stało się bardziej krytycznych wobec braku, ze strony państw dysponujących taką bronią, nacisku na rozbrojenie.

Konflikt ten może w przyszłości być powodem załamania się Układu NPT.

- W art. IV, układ zapewnia prawo wszystkim państwom nie dysponującym bronią jądrową do pełnego wykorzystania technologii jądrowych w celach pokojowych. Zobowiązuje też państwa posiadające takie technologie do zapewnienia dostępu do nich państwom, które nimi nie dysponują, a które chcą zastosować je dla celów cywilnych, takich jak produkcja energii elektrycznej. W ramach Układu NPT, przeprowadzenie pełnego jądrowego cyklu paliwowego przez państwo nie dysponujące bronią atomową jest legalne. Obejmuje to także prawo do prowadzenia szeregu obiektów o wysokim potencjale dla rozprzestrzeniania broni jądrowej. Propozycje dodatkowych środków zabezpieczających i ograniczeń eksportu tych elementów cyklu paliwowego – często wnoszone lub popierane przez państwa posiadające broń jądrową – umacniają wyżej wspomniany podział.
- Izrael, Indie i Pakistan nigdy nie wstąpiły do Układu NPT, nabyły jednak broń nuklearną. W związku z tym, że układ nie zezwala nowym państwom posiadającym broń jądrową na przyłączenie się do niego, decyzja o rezygnacji z broni nuklearnej jest warunkiem wstępnym dla któregośkolwiek z tych państw, gdy chciałby przystąpić do układu. Sytuacja taka jest jednak bardzo mało prawdopodobna. Wiele państw nie dysponujących bronią atomową, a będących stronami NPT jest w związku z tym coraz bardziej negatywnie nastawionych do faktu, że toleruje się „dodatkowe” państwa posiadające broń jądrową, jako *de facto* państwa dysponujące bronią jądrową poza układem.
- Wyjątkowo trudny przypadek stanowi Izrael. Stosuje on politykę celowej niejednoznaczności w stosunku do swojego potencjału nuklearnego. Oficjalnie Izrael zakłada, że nie użyje broni jądrowej, jako pierwsze państwo w regionie, jednak wszystkie rządy izraelskie od roku 1970 zaznaczały, że są w posiadaniu gotowej do użycia broni jądrowej, której mogą użyć w bardzo krótkim terminie, jeśli zajdzie taka potrzeba. Od czasu nielegalnego, wyprzedzającego ataku izraelskiego w 1981 na elektrownię jądrową w Iraku, budowaną w Osiraku, dodatkowe problemy na Bliskim Wschodzie powodowała

doktryna Begin. Przed rokiem 1981, głównym punktem krytyki ze strony świata arabskiego i islamskiego było to, że kraje Zachodu potajemnie akceptowały a nawet wspierały program nuklearny Izraela. Obecnie, w ramach doktryny Begin, Izrael zachował prawo do atakowania celów nuklearnych w każdym arabskim lub islamskim państwie w regionie, które podejrzewa się o konstruowanie broni jądrowej. Zdarzenie w Osiraku może jednak sugerować, że Izrael również kwestionuje prawo swoich arabskich i islamskich sąsiadów do wykorzystywania energii jądrowej do produkcji energii elektrycznej. W związku z tym, że wszystkie kraje muzułmańskie, których ta interpretacja potencjalnie dotyczy, są stronami NPT nie dysponującymi bronią nuklearną, postrzegają one Izrael – nie będący stroną Układu NPT – jako państwo naruszające ich „nieodłączne prawo” zagwarantowane w art. IV Układu NPT.

CTBT (*Comprehensive Test Ban Treaty*): Układ o powszechnym zakazie prób jądrowych jest drugim wielostronnym traktatem, mającym potencjalny wpływ na rozprzestrzenianie broni jądrowej. Już w lutym 1963 r., ówczesny Sekretarz Obrony USA Robert McNamara przekonywał w notatce służbowej do prezydenta Johna F. Kennedy’ego: „Powszechny zakaz prób jądrowych, przyjęty przez USA, ZSSR i Wielką Brytanię przysłuży się spowolnieniu procesu rozprzestrzeniania broni jądrowej. Wydaje się, że nie jest przesadą stwierdzenie, że jest to konieczny, lecz nie jedyny warunek dla utrzymania małej liczby państw posiadających broń jądrową.”²⁷ Układ jednak został podpisany dopiero po zakończeniu zimnej wojny. W roku 1996 Układ o powszechnym zakazie prób jądrowych został złożony do podpisu. Od tego czasu ponad 100 państw podpisało ten zakaz. Wciąż jednak pozostaje niejasnym, czy CTBT wejdzie w życie. Wszystkie czterdzieści cztery państwa posiadające cywilny lub wojskowy program nuklearny muszą ratyfikować układ przed wprowadzeniem go w życie, a więc i „spowolnieniem procesu rozprzestrzeniania broni jądrowej.” Dotychczas nie uczyniło tego jedenaście krajów, niektóre nawet nie podpisały traktatu. Podczas, gdy niektóre z tych państw nie podpiszą go ra-

27 Sekretarz Obrony, Notatka do Prezydenta, Temat: Rozprzestrzenianie broni jądrowej – z i bez powszechnego zakazu prób jądrowych, Waszyngton: 12 lutego 1963, 3 (początkowa klasyfikacja: TAJNE).

czej w najbliższej przyszłości, Stany Zjednoczone – pod obecnymi rządami – rozważają wycofanie swojego podpisu.

Układ CTBT wprowadzony w życie stanowiłby ważny wkład w zwalczanie rozprzestrzeniania broni jądrowej: Państwa rozwijające broń jądrową nie byłyby pewne, czy ich projekt broni zadziała prawidłowo. O ile przeszkoda ta nie ma wielkiego wpływu na niezawodność projektów broni jądrowej opartych na wysoko wzbogaconym uranie HEU czy plutonie²⁸, może mieć ona znaczny wpływ na cywilne projekty oparte na materiałach nuklearnych takich, jak pluton reaktorowy.

FMCT (*Fissile Material Cut-off Treaty*): Układ w sprawie zakazu produkcji materiałów rozszczepialnych ma na celu zapobieganie rozprzestrzeniania broni atomowej za pomocą wielostronnego układu. Negocjacje na Konferencji ONZ dotyczącej Rozbrojenia jeszcze się nie rozpoczęły, choć pomysł ten istnieje już od wielu lat. Układ zakazywałby produkcji nowych materiałów rozszczepialnych na potrzeby tworzenia broni jądrowej. Zostałby podpisany zarówno przez strony dysponujące bronią jądrową, jak i strony, które jej nie posiadają. W państwach dysponujących bronią jądrową zmniejszyłoby to ilość materiałów rozszczepialnych dostępnych do produkcji broni, natomiast w państwach nie dysponujących bronią jądrową funkcjonowałoby, jako dodatkowy instrument zabezpieczający przed rozprzestrzenianiem broni jądrowej. Wraz z istniejącymi programami, mającymi na celu wyeliminowanie nadmiaru materiałów rozszczepialnych, takimi jak amerykańsko-rosyjskie wysiłki na rzecz przetworzenia 500 ton rosyjskiej nadwyżki wysoko wzbogaconego uranu HEU pochodzącego z broni, w nisko wzbogacony uran dla reaktorów LEU, pomogłoby to zmniejszyć ilość dostępnych materiałów używanych do produkcji broni.

Układy o stworzeniu stref bez broni jądrowej: W wielu regionach powstały układy powołujące strefy bez broni jądrowej (NWFZ – Nuclear Weapons Free Zone Treaties) zgodnie z art. VII Układu NPT. Stanowią one zarówno środek do budowania zaufania w walce z rozprzestrzenianiem broni nuklearnej, jak i do-

245 ²⁸ Państwa testujące takie projekty, w większości przypadków osiągały powodzenie już przy pierwszej próbie.

datkową, wiążącą prawnie przeszkodę, przeciwko rozprzestrzenianiu broni jądrowej. Związane prawnie państwa w ramach NWFZ zapewniają się wzajemnie o nienabywaniu broni jądrowej. Dodatkowo istniejące NWFZ są wspierane przez politycznie wiążące „negatywne zapewnienia bezpieczeństwa” (Negative Security Assurances) dostarczane przez państwa dysponujące bronią jądrową. Utworzono następujące strefy bez broni jądrowej:

- Strefa bez Broni Jądrowej Pacyfiku utworzona na mocy Układu z Roratonga,
- Strefa bez Broni Jądrowej Ameryki Łacińskiej i Karaibów ustanowiona na mocy Układu z Tlatleloco,
- Afrykańska Strefa bez Broni Jądrowej ustanowiona na mocy Układu z Pelindaba.

Ustanawianie kolejnych regionalnych stref bez broni jądrowej jest w fazie negocjacji, i dotyczy na przykład:

- strefy na Bliskim Wschodzie, zapoczątkowanej propozycją Szacha Persji z 1974 r., która wciąż pozostaje raczej w sferze pomysłów. Jednak w 2004 r. Dyrektor Generalny IAEA – ElBaradei – uzyskał zgodę od wszystkich głównych państw w regionie, w tym Izraela, na zorganizowanie regionalnego seminarium w tej sprawie w roku 2005;
- strefy w Azji Środkowej;
- strefy w Azji Północno-Wschodniej.

Wpływ stref bez broni jądrowej na jej nierozprzestrzenianie jest ograniczony. Są one jednakże środkiem budującym zaufanie i dającym państwom uczestniczącym wspólne zapewnienie, że nie będą dążyć do rozwoju broni jądrowej.

4.2 Zapobieganie rozprzestrzenianiu broni jądrowej poprzez środki zabezpieczające

Istnienie międzynarodowych środków zabezpieczających przed rozprzestrzenianiem broni jądrowej opiera się na art. III ust. 1 Układu NPT, który zakłada, że państwa dysponujące bronią jądrową będą miały prawo do uzyskania materiałów i technologii jądrowych, jeśli zezwolą IAEA na zweryfikowanie, czy ich programy nuklearne mają wyłącznie pokojowy charakter. W związku z

tym, głównym celem tych środków zabezpieczających jest zakaz wykorzystywania cywilnych materiałów jądrowego cyklu paliwowego do celów wojskowych.

Istniejący dzisiaj system środków zabezpieczających został opracowany w dwóch głównych fazach. W pierwszej fazie, przedmiotem negocjacji był plan wdrożenia porozumień dotyczących bezpieczeństwa i szczegółowe wytyczne odnośnie przeprowadzenia inspekcji przez IAEA. Porozumienie w sprawie tego dokumentu – Okólnik Informacyjny 153 (INFCIRC 153) – zostało osiągnięte w 1972 roku. Na podstawie tego dokumentu, podpisano i opublikowano porozumienia w sprawie środków zabezpieczających pomiędzy IAEA a poszczególnymi państwami. Na przykład, INFCIRC 214 zawiera tekst porozumienia pomiędzy Iranem a IAEA. Porozumienia w sprawie środków zabezpieczających zawierają szczegółowe zasady dotyczące terminu, w którym państwa nie dysponujące bronią jądrową zobowiązują się dostarczyć IAEA informacje na temat ich obiektów, materiałów i programów jądrowych. Upoważniają one IAEA do weryfikacji poprawności uzyskanych informacji poprzez inspekcje w państwach będących stronami porozumienia. W przypadku orzeczenia przez IAEA, że dany kraj w pełni współpracował z IAEA i realizował wyłącznie cywilne projekty nuklearne – może on w dalszym ciągu otrzymywać materiały, technologie jądrowe itp. Jeśli jednak IAEA będzie miała wątpliwości i/lub wyraźne zastrzeżenia dotyczące programu nuklearnego danego kraju, IAEA ma wówczas prawo rozpocząć specjalne badania, mające na celu oczyszczenie kraju z podejrzeń albo przekazanie informacji o naruszeniach zobowiązań do Rady Bezpieczeństwa ONZ, celem podjęcia decyzji, co do dalszych działań. Na początku roku 2005 obowiązywały już szczegółowe porozumienia pomiędzy IAEA a 166 krajami.

W następstwie wojny w Zatoce Perskiej z 1991 roku, inspektorzy IAEA ujawnili, że Irak – uznany za państwo nie posiadające broni jądrowej – od wielu lat prowadził tajny program broni jądrowej. Po zakończeniu wojny, tym inspektorom IAEA przyznane zostały dodatkowe prawa odnośnie kontroli w ramach uchwały Rady Bezpieczeństwa ONZ. Wyniki ich kontroli doprowadziły do wniosku, że istniejące porozumienia w sprawie środków zabezpieczających nie były wystarczające w zabranianiu państwom prowadzenia tajnych wojskowych programów nuklearnych, oraz że w

celu sprostania tym wyzwaniom niezbędne są dodatkowe, bardziej dogłębne porozumienia. Do 1997 roku trwały negocjacje państw członkowskich IAEA w sprawie dobrowolnego „modelowego protokołu dodatkowego” (INFCIRC 540) dotyczącego wprowadzenia dodatkowych środków zabezpieczających. Państwa akceptujące protokół, zezwalają IAEA na skontrolowanie nie zgłoszonych obiektów, przeprowadzanie dodatkowych inspekcji z krótkim okresem powiadomienia oraz pobieranie próbek ze środowiska. Protokół zobowiązuje również państwa do dostarczania IAEA sporych ilości dodatkowych informacji, takich jak oświadczenia dotyczące całego importu i eksportu wymienionego na liście Grup Dostawców Jądrowych (patrz poniżej). W 2005 roku, protokół dodatkowy obowiązywał 65 państw, a pozostałe 25 go podpisało.

Protokół dodatkowy posiada specjalną wartość, jeśli państwo jest podejrzewane o naruszanie swoich zobowiązań w ramach Układu NPT i porozumienia w sprawie środków zabezpieczających. W związku z tym, gdy w 2003 roku Iran zaczął wzbudzać podejrzenia, IAEA i wiele państw członkowskich dobrze przyjęło fakt podpisania przez Iran dodatkowego protokołu, który zagwarantował IAEA dodatkowe prawa. Iran podpisał protokół w listopadzie 2003, jednak o ile rząd irański zachowuje się tak, jak gdyby protokół już wszedł w życie, parlament irański jeszcze go nie ratyfikował.

Istniejące środki zabezpieczające mają na celu zapobieżenie wykorzystaniu nuklearnego potencjału cywilnego do celów wojskowych, w państwach nie posiadających broni atomowej. Nie zajmują się one obiektami wojskowymi w państwach dysponujących bronią jądrową, ani cywilnymi obiektami nuklearnymi w tych krajach, chyba, że państwa posiadające broń jądrową uznają, że należy na pewne obiekty lub materiały nałożyć środki zabezpieczające IAEA. Środki zabezpieczające nie są stosowane do obiektów nuklearnych w państwach, które nie są stronami układu NPT, chyba, że państwa te uzgodnią, że określone obiekty należy objąć środkami zabezpieczającymi.

Chociaż nieustannie zarzuca się IAEA, że przeprowadzane przez nią inspekcje wymagają dużych nakładów finansowych, są czasochłonne, nieskuteczne bądź niewystarczające, to jednak ich wartość jest o wiele większa, niż twierdzą krytycy. W Iraku inspektorzy IAEA (i UNMOVIC) ujawnili irański program nuklearny i słusznie podsumowali w 2003 roku, że nie został on reaktywowany.

Obecne sugestie dotyczące wzmocnienia środków zabezpieczających IAEA obejmują żądania stworzenia dodatkowego protokołu powszechnego i obowiązkowego dla wszystkich krajów nie posiadających broni jądrowej, a ubiegających się o import materiałów nuklearnych. Kilka państw zachodnich zaproponowało, żeby towary wymienione przez grupę Dostawców Nuklearnych były eksportowane tylko do tych krajów, w których obowiązuje dodatkowy protokół.

Inspekcje mają jednak swoje ograniczenia, które ujawnia się, jeśli inspektorzy nie będą mogli robić tego, co powinni, albo jeśli będą proszeni o weryfikację szczegółów przekraczających ich upoważnienia. Dotyczy to również sytuacji, kiedy nie będą mieli wystarczającej ilości czasu, niezbędnej dla starannego i sprawiedliwego osądu. Inspektorzy, jak każda instytucja wielostronna, mogą robić tylko to, na co pozwalają im państwa członkowskie. Nie mogą dostarczyć dowodów na to, że program broni jądrowej lub część takiego programu zdecydowanie nie istnieje. Potrzebna jest polityczna współpraca państwa, w którym odbywa się inspekcja, z państwami, które o taką inspekcję wnioskuje. Bycie podejrzanym to część pracy inspektorów, a nie oznaka braku bezstronności. Ważne jest, aby wyniki inspekcji nie były upolitycznione lub opublikowane, zanim podlegający kontroli kraj zdąży je skomentować lub poprawić błędy.²⁹

Środki zabezpieczające IAEA muszą być rozpatrywane łącznie ze środkami kontroli eksportu, zarówno krajowymi, jak i wielostronnymi, stworzonymi w celu uniemożliwienia rozprzestrzeniania broni jądrowej.

4.3 Zapobieganie rozprzestrzenianiu broni jądrowej poprzez kontrole eksportu

Wielostronne środki kontroli eksportu, stosowane jako uzupełnienie środków zabezpieczających w zwalczaniu rozprzestrzeniania broni atomowej, istnieją od około 1970 roku. Opierają się one na art. III ust. 2 Układu NPT, który zobowiązuje wszystkie państwa członkowskie do dostarczania materiałów i technologii nuklearnych tylko wówczas, gdy podlegają one środkom zabezpieczającym w kraju odbiorcy.

29 Iran stanowi tego przykład. Wyniki inspekcji IAEA oraz raporty z badań zgodności ze zobowiązaniami Iranu zostały opublikowane w mediach w formie politycznie tendencyjnej, bez umożliwienia Iranowi skorygowania wykrytych błędów.

Państwa mające możliwość dostarczania technologii nuklearnej rozpoczęły nieformalne spotkania w 1971 roku. Później, ich forum zostało nazwane Komitetem Zangger. Opracowały one listę kontrolną towarów jądrowych, które wymagają środków zabezpieczających oraz trzy warunki, które musi spełnić kraj chcący je otrzymać: odbiorca musi mieć podpisane porozumienie w sprawie środków zabezpieczających, wykorzystywać wszystkie towary importowane w celach pokojowych, i stosować te dwa warunki w stosunku do dalszych potencjalnych odbiorców.

Oprócz Układu NPT oraz Komitetu Zangger, czterdzieści cztery kraje mające możliwość eksportowania materiałów lub technologii jądrowych utworzyły londyńską Grupę Dostawców Nuklearnych (Nuclear Suppliers Group, NSG), która istnieje od 1975 roku. Grupa stworzyła długą listę kontrolną materiałów, technologii i urządzeń nuklearnych, które powinny podlegać krajowej kontroli eksportowej, jak również listę odpowiednich technologii podwójnego użytku (*dual-use technologies*). Listy te są od czasu do czasu aktualizowane, w celu utrzymania ich na bieżąco z rozwojem współczesnych technologii. Obydwie listy stanowią część wytycznych NSG, które są wiążące politycznie, lecz nie prawnie. Jednakże w związku z tym, że państwa członkowskie są zobowiązane do wprowadzania pozycji i towarów do swoich krajowych systemów kontroli eksportu – stają się one prawnie wiążące.

W ostatnich latach zapoczątkowano nowe inicjatywy w celu zacieśnienia kontroli nad dostawami technologii jądrowej. W oparciu o propozycję USA, na szczycie G-8 w czerwcu 2004 uzgodniono jednoroczne moratorium, z możliwością przedłużenia, na nowe transfery technologii wzbogacania i przetwarzania uranu do krajów nie posiadających jeszcze takich technologii.

Wiele państw nie posiadających broni jądrowej, a szczególnie kraje rozwijające się, wykazywało sceptyczne, a nawet krytyczne nastawienie do zależności pomiędzy środkami zabezpieczającymi, a kontrolą eksportu, a w szczególności do dążeń, aby w przypadku eksportu towarów lub technologii jądrowych – to państwo będące odbiorcą musiało spełniać dodatkowe warunki. Twierdzono, że zasady te mogą być potencjalnie użyte w sposób dyskryminujący, który mógłby uniemożliwić legalny dostęp do nowoczesnych technologii nuklearnych, zgodnie z art. IV Układu NPT. W ciągu ostatnich kilku lat krytyka ta stała się wyraźniejsza i bardziej otwarta.

Rozwiązania alternatywne i mniej dyskryminujące, które są obecnie poddawane dyskusji i obejmują między innymi możliwość prowadzenia wielostronnych działań w ramach cyklu paliwowego, takich jak tworzenie wielostronnych obiektów wzbogacania albo przetwarzania uranu: wielostronne obiekty cyklu paliwowego są dawnym pomysłem wzmocnienia nierozprzestrzeniania broni jądrowej. Jeśli kilka państw używa tego samego obiektu, jest mniej prawdopodobne, że próby przekazania materiałów pozostaną niezauważone, gdyż państwa uczestniczące kontrolują siebie nawzajem. Międzynarodowa grupa ekspercka, zajmująca się sprawą prowadzenia wielostronnych działań w ramach cyklu paliwowego, przedstawiła na początku roku 2005 raport Dyrektorowi Generalnemu IAEA – ElBaradei.

4.4 Zapobieganie rozprzestrzenianiu broni jądrowej poprzez współpracę

Rozpad byłego Związku Radzieckiego i związane z tym obawy, czy Rosja w kryzysie będzie w stanie utrzymać pełną kontrolę nad swoim ogromnym kompleksem nuklearnym, doprowadziły do stworzenia wielu metod zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej, opartych na współpracy. Opracowana została szeroka gama wspólnych działań, początkowo przeprowadzanych głównie przez Stany Zjednoczone, lecz następnie podjętych i współfinansowanych również przez inne państwa. Wiele z nich pochodzi z programu Wspólnej Redukcji Zagrożeń (Cooperative Threat Reduction) zapoczątkowanego w 1991 r. przez amerykańskich senatorów – Nunna i Lugara. Omówienie w pełni tego zagadnienia wykracza poza możliwości niniejszego artykułu. Należy jednak podać kilka podstawowych przykładów:

- Różne projekty mają na celu bardziej zcentralizowany i bezpieczniejszy sposób przechowywania materiałów i broni jądrowej w Rosji. Inne mają na celu zabezpieczenie paliwa jądrowego, pochodzącego ze zlikwidowanych łodzi podwodnych zasilanych energią jądrową.
- Szereg projektów takich, jak Program Międzynarodowego Centrum Nauki i Technologii (International Science and Technology Center Program), Inicjatywa Miast Nuklearnych (Nuclear Cities Initiative), rosyjska Inicjatywa Transformacji

(Transition Initiative) i Inicjatywa Przeciwdziałania Rozprzestrzenianiu się Broni Jądrowej (Proliferation Prevention Initiative) skupiają się na stworzeniu miejsc pracy dla naukowców z dziedziny energii jądrowej, w celu uniknięcia tzw. „drenażu mózgów”, czyli rozprzestrzenianiu broni jądrowej za pośrednictwem naukowców, starających się o zatrudnienie zagranicą.

- Kilka programów kładzie nacisk na wzmocnienie kontroli granicznych i kontroli eksportu, w państwach powstałych po rozpadzie Związku Radzieckiego.
- Jeszcze inne mają na celu współpracę na rzecz zakończenia produkcji materiałów rozszczepialnych w Rosji i zmniejszenia ogromnych rosyjskich zapasów takich materiałów. W ramach Trójkątnej Inicjatywy z 1996 roku, Stany Zjednoczone, Rosja i IAEA uzgodniły umieszczenie części nadwyżki materiałów rozszczepialnych (zarówno plutonu, jak i uranu) zgodnie ze środkami zabezpieczającymi IAEA. W roku 1993 Stany Zjednoczone zgodziły się kupić 500 ton rosyjskiego uranu wysoko wzbogaconego HEU, który jest używany, jako paliwo w elektrowniach jądrowych w USA. Mniej udane było wdrożenie porozumienia dotyczącego rozdysponowania plutonu, w ramach którego Stany Zjednoczone i Rosja zgodziły się przekształcić 35 ton plutonu na paliwo typu MOX lub zablokować je, poprzez zmieszanie z odpadami jądrowymi.

Od roku 2002 program został rozszerzony i stał się globalnym programem partnerstwa państw grupy G-8 przeciwko rozprzestrzenianiu broni jądrowej i materiałów masowego rażenia (Global Partnership Against the Spread of Weapons and Materials of Mass Destruction). Państwa członkowskie G-8 zobowiązały się przeznaczyć na tę inicjatywę 20 miliardów dolarów amerykańskich w okresie 10 lat.

W maju 2004 Rosja, Stany Zjednoczone i IAEA zainicjowały wspólnie Globalną Inicjatywę Zmniejszenia Zagrożeń (Global Threat Reduction Initiative). Inicjatywa ta ma na celu przywożenie z powrotem, do krajów ich pochodzenia, materiałów rozszczepialnych pochodzących ze Stanów Zjednoczonych i Rosji z więcej niż czterdziestu krajów na całym świecie. Jednym z głównym elementów programu jest wyeliminowanie uranu wysoko wzbogaconego HEU, jako paliwa reaktorowego w cywilnych pro-

gramach nuklearnych. Reaktory badawcze zasilane uranem wysoko wzbogaconym stały się głównym problemem związanym z rozprzestrzenianiem broni atomowej. Jeszcze zanim inicjatywa ta została wprowadzona w życie, materiały rozszczepialne z szeregu państw, takich, jak Serbia, Bułgaria i Kazachstan, zostały przeniesione do Stanów Zjednoczonych albo Rosji.

Niektóre inicjatywy wywodzące się ze wspólnego amerykańsko-rosyjskiego programu ograniczania zagrożenia stają się teraz wielostronne i stosowane w innych państwach. Między innymi:

- pomaganie krajom w ustanowieniu skutecznej kontroli eksportu,
- projekty mające na celu stworzenie alternatywnych miejsc pracy dla specjalistów i naukowców (część propozycji UE dla Iranu).

Dyskusje na temat słabych stron dotyczących bezpieczeństwa w byłym Związku Radzieckim również przyczyniły się do inicjatyw w kontekście IAEA, mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa cywilnych działań jądrowych. Przykłady to:

- poprawka do Konwencji z 1980 r. o ochronie fizycznej materiałów jądrowych uzgodniona w lipcu 2005 r.,
- przygotowanie w 1997 r. Wspólnej konwencji bezpieczeństwa w postępowaniu z wypalonym paliwem jądrowym i bezpieczeństwa w postępowaniu z odpadami promieniotwórczymi.

4.5 Przeciwdziałanie rozprzestrzenianiu broni jądrowej poprzez środki przymusu i działania wojskowe

Od czasu, gdy administracja George'a W. Busha doszła do władzy w 2001 r., zostały wzmocnione jednostronne środki zapobiegające rozprzestrzenianiu broni jądrowej. O dwóch z nich należy wspomnieć. W maju 2003 weszła w życie Inicjatywa Przeciwko Rozprzestrzenianiu Broni Masowego Rażenia (Proliferation Security Initiative, PSI). Zapoczątkowana i prowadzona przez USA, która ma na celu zalegalizowanie przechwytywania dostaw broni atomowej, biologicznej i chemicznej, ich systemów dostaw i materiałów, podczas przewozu międzynarodowego drogą morską lub powietrzną. Pomysł spotkał się ze sceptycznym nastawieniem wielu krajów, ponieważ istniało duże prawdopodobieństwo, że na-

ruszy on kilka międzynarodowych układów, które gwarantowały swobodny ruch statków i samolotów w ramach przewozów międzynarodowych. Jednakże, gdy administracja Busha zmniejszyła początkowy zakres inicjatywy i obniżyła próg dla uczestników z zagranicy, w celu spełnienia wymogów prawnych innych krajów – niektóre państwa wykazały zainteresowanie. W 2005 r. w inicjatywie uczestniczyło ponad pięćdziesiąt państw.

Poprzez użycie siły, wojskowe operacje przeciwko rozprzestrzenianiu broni jądrowej mają na celu uniemożliwić lub przerwać rozprzestrzenianie, które już ma miejsce. Mogą one mieć formę sabotażu przeprowadzonego przez służby specjalne, wojskowego ataku powietrznego lub morskiego, a nawet wojskowych interwencji na terytorium, gdzie mogło mieć miejsce rozprzestrzenianie broni jądrowej. W przypadku, gdy broń atomową będzie usiłowała zbudować organizacja niepaństwowa, operacje wojskowe będą przeprowadzane na terytorium państwa, w którym ta organizacja przebywa, niezależnie od faktu, czy dane państwo świadomie zezwala na jej działania, czy też utraciło kontrolę nad częścią swojego terytorium. Działania wojskowe mogą być przeprowadzane zapobiegawczo, wyprzedzająco lub w odpowiedzi na podobne działania. W wielu przypadkach oznaczają one poważne naruszenie prawa międzynarodowego, ponieważ z prawnego punktu widzenia są one aktami agresji. W Stanach Zjednoczonych takie działania stały się integralną częścią oficjalnej narodowej strategii bezpieczeństwa. Inne główne państwa również wskazały na wolę rozważenia takich działań.

Działania wojskowe przeciwdziałające rozprzestrzenianiu broni jądrowej zbliżone są do interwencji wojskowej na pełną skalę, dlatego są zazwyczaj przygotowywane w tajemnicy, w celu zwiększenia elementu zaskoczenia i szans powodzenia. Jeśli jest to możliwe, mogą być również przeprowadzane w tajemnicy. Mogą nawet nie zostać ujawnione po ich przeprowadzeniu. Nie jest wiadomo, ile takich operacji miało dotychczas miejsce. Większość znanych działań tego typu było częścią działań wojennych, np. atak na kontrolowane przez Niemcy europejskie obiekty nuklearne podczas II wojny światowej. Znany jest również atak Izraela na irański reaktor w Osirak w 1981 roku, jak również przypadek wojny przeciwko Irakowi w 2003 roku, gdzie przeciwdziałanie rozprzestrzenianiu broni jądrowej było jednym z głównych jej po-

wodów - okazało się jednakże, że rozprzestrzenianie broni jądrowej nie miało tam miejsca.

Z powodu tajnego charakteru takich działań, trudno jest ocenić ich prawdziwy wpływ na wycofanie się z lub opóźnianie programów nuklearnych. Z tego, co wiadomo, wpływ ten jest raczej bardzo mały, a na pewno dyskusyjny. Należy również liczyć się z ryzykiem porażki, naruszeniem prawa międzynarodowego i możliwością błędnej oceny sytuacji, które leżą u podstaw takich działań. Ostatnie dyskusje publiczne na temat możliwych działań wojskowych prowadzonych przez USA lub Izrael przeciwko irańskiemu programowi nuklearnemu, rzuciło więcej światła na ich złożoność, przeszkody, jak również trudny do przewidzenia rezultat.

5 Świat w poszukiwaniu energii

Rosną obawy dotyczące tego, czy dzisiejsze podstawowe źródła energii, czyli ropa naftowa i gaz ziemny, wystarczą, by zaspokoić rosnące na nie zapotrzebowanie. Światowy szybki wzrost zapotrzebowania na energię wynika głównie z faktu szybkiego procesu uprzemysłowienia krajów azjatyckich. Procesy produkcyjne wymagające dużych nakładów siły roboczej i energii kojarzone były dawniej z Zachodem. Dzisiaj – za sprawą sił uwolnionych w wyniku globalizacji – kraje zachodnie tracą swój potencjał przemysłowy na rzecz Azji, gdzie zapotrzebowanie na energię gwałtownie rośnie. Dostawa energii stała się jednym z zasadniczych warunków rozwoju krajów azjatyckich. Jednakże, ani zasoby ropy naftowej, ani gazu ziemnego nie są niewyczerpane i nie mogą być dostarczane w nieograniczonych ilościach w rozsądnej cenie, w każdym miejscu i czasie. Wcześniej czy później należy spodziewać się niedoborów, ze względu na rozbieżność pomiędzy popytem a podażą lub konflikty regionalne. Zatem poszukiwanie alternatywnych i dodatkowych źródeł energii stało się ogólną tendencją, tak w krajach zachodnich, jak i rozwijających się. Jednym z alternatywnych rozwiązań, któremu poświęca się coraz więcej uwagi, jest energia jądrowa.

Zachodni świat zalewany jest badaniami wskazującymi na to, że istnieje możliwość zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej przy jednoczesnym eksportowaniu pokojowej technologii nuklearnej³⁰. Rozwiązania proponowane na przyszłość w zakresie

30 Przykładem może tutaj być: The Atlantic Council, Proliferation and the Future of Nuclear Power, 2004.

nierozprzestrzeniania broni jądrowej są jednak nie bardziej obiecujące niż inicjatywy z lat 60. i 70. Przepuszczalnie ich skuteczność również będzie podobna. Minie jednak trochę czasu, zanim wyjdą na jaw ich pierwsze niedociągnięcia. W związku z tym, że na arenę nuklearnych rozgrywek wkraczają organizacje niepaństwowe, działania mające na celu powstrzymanie, bądź kontrolowanie procesu rozprzestrzeniania broni jądrowej pomiędzy państwami, będą miały prawdopodobnie więcej niedociągnięć niż w przeszłości. Zwolennicy eksportu technologii jądrowej, pomimo możliwych zagrożeń bezpieczeństwa, pomijają jeden zasadniczy problem. Nie można jednocześnie minimalizować ryzyka rozprzestrzeniania broni jądrowej oraz liczyć na uzyskanie maksymalnych zysków z eksportu cywilnej energii jądrowej.

Pomimo licznych środków ostrożności, rozprzestrzenianie broni jądrowej nadal będzie stanowić problem dla bezpieczeństwa międzynarodowego. Z całą pewnością nie jest przesadą twierdzenie, że niemożliwe jest cywilne wykorzystywanie energii jądrowej stuprocentowo odporne na rozprzestrzenianie broni. Możliwe wydaje się natomiast utrudnienie rozprzestrzeniania, czyli opanowanie tego problemu. Wszystkie kroki zaproponowane i podjęte w tym celu, z czasem prawdopodobnie stracą na skuteczności. Ogólny postęp technologiczny i zwiększony dostęp do technologii ułatwią w przyszłości próby obejścia zabezpieczeń, zarówno tych starych, jak i nowych, stojących na drodze rozprzestrzenianiu broni jądrowej; a nawet pozwolą na rozprzestrzenianie w celu wykorzystywania zupełnie nowych ścieżek rozwiązań technologicznych.

Mając to na uwadze, nawet w najlepszych warunkach należy spodziewać się, że ryzyko rozprzestrzenienia broni jądrowej będzie powoli rosnąć, wraz ze zwiększającą się liczbą państw wykorzystujących energię jądrową do produkcji energii elektrycznej. Z każdym kolejnym krajem, który dołącza do cywilnego klubu nuklearnego, pojawiają się dodatkowe miejsca, w których należy zabezpieczyć materiały jądrowe, zatrudnić dodatkowych naukowców i ekspertów – przeszkolonych i dysponujących specjalistyczną wiedzą, a także ochronić dodatkowe obiekty przed atakami terrorystycznymi.

Zagrożenie rozprzestrzeniania broni jądrowej może w przyszłości wzrosnąć, a to z kilku powodów. Po pierwsze, uran sam w sobie stanowi ograniczone źródło energii. Światowe zasoby uranu z całą pewnością w końcu się wyczerpią. Aby uran stał się odna-

wialnym źródłem energii, konieczne jest zastosowanie zamkniętego cyklu paliwowego, a więc technologii o zwiększonym ryzyku rozprzestrzenienia, np. przetwarzania lub rozdzielania plutonu. Po drugie, jednym z efektów globalizacji jest osłabienie monopolu władz państwowych na legalne użycie siły i przemocy (*staatliches Gewaltmonopol*). Zjawisko to często omawiane jest w kontekście „państw upadających” bądź „upadłych”, których jest coraz więcej. W takich państwach, rząd nie jest w stanie kontrolować części terytorium, na którym powinien sprawować władzę. Jeśli na terenie państw upadających znajdują się jakieś obiekty nuklearne, bez względu na to, czy mają one charakter cywilny czy wojskowy, automatycznie stają się one jednym z głównych zagrożeń dla rozprzestrzeniania broni jądrowej. Rozpad Związku Radzieckiego uświadomił nam wiele elementów charakterystycznych dla takiej sytuacji. Czy możemy być pewni, że Pakistan nie rozpadnie się lub nie stanie się „państwem upadającym”? Po trzecie, wraz ze wzrostem liczby krajów posiadających cywilne obiekty jądrowe, którym stale przekazywane są technologie, rośnie liczba nowych „dostawców technologii nuklearnej”. Deindustrializacja Zachodu i industrializacja Południa wystawia dzisiejsze sposoby kontroli, ograniczania czy wykluczania eksportu technologii nuklearnych na ciężką próbę. Niektórzy z przyszłych potencjalnych dostawców nuklearnych mogą mieć inne podejście do legalnego użycia technologii jądrowych do celów cywilnych, niż tradycyjne państwa posiadające broń jądrową i ich sojusznicy. Systemy kontroli eksportu, związane z technologiami nuklearnymi, staną w obliczu znaczącego wyzwania. Jest bardzo prawdopodobne, że kiedy nowi dostawcy zaczną rywalizować o udziały w rynku, kraje zachodnie posłużą się starym i bardzo niebezpiecznym argumentem, który napędzał proces rozprzestrzeniania w przeszłości, a mianowicie: „Jeśli my tego nie sprzedamy, zrobią to oni. Lepiej, żebyśmy my to zrobili.”

Około dwudziestu pięciu lat temu na podstawie badania przeprowadzonego przez SIPRI (Sztokholmski Międzynarodowy Instytut Badań nad Pokojem)³¹ nad zagrożeniami rozprzestrzenienia związanymi z energetyką jądrową, wysunięto wnioski, że najbardziej odpornym na rozprzestrzenianie sposobem w przyszłości byłoby wykorzystanie energii jądrowej w cyklu zamkniętym op-

artym na wielostronnych zakładach wzbogacania i wytwarzania paliwa. Badanie zachęcało do wykorzystania dwóch lub trzech dziesięcioleci, zdobytych dzięki Układowi NPT i innym środkom zapobiegawczym, które spowolniłyby proces rozprzestrzeniania, do zbudowania takiego właśnie odpornego cyklu paliwowego. Od tego czasu w praktyce uczyniono niewielkie postępy. Dlaczego miałyby się coś zmienić w przyszłości?

Technologia nuklearna jest wciąż postrzegana przez wiele narodów za bardzo nowoczesną. Stąd uważa się ją za naturalny sposób modernizacji. Nie wszystkie kraje będą miały wystarczające środki finansowe, żeby wybrać tę opcję. Jednak te, które będą mogły sobie na to pozwolić, pewnie tak uczynią. Dopóki państwa zachodnie, zainteresowane dochodowym eksportem elementów nuklearnych będą przedstawiać energię atomową, jako tanie i przyjazne dla środowiska źródło energii, dopóty będą one zachęcać inne państwa do zaangażowania się w wykorzystanie technologii nuklearnej. W ten sposób będą nieuchronnie zwiększać zagrożenie rozprzestrzenienia broni jądrowej³².

Na koniec przypomnienie: Układ NPT i system zapobiegający rozprzestrzenianiu broni jądrowej, stworzone w okresie pomiędzy końcem lat 60. XX i początkiem XXI wieku, powstały w oparciu o zasadniczą umowę wspomnianą powyżej; istnieje możliwość wzmocnienia zabezpieczeń przed rozprzestrzenianiem broni jądrowej i zwiększenia skuteczności zawieranych w tym celu porozumień. Jednak, aby tak się stało, potrzebna jest wola polityczna, której istnienie zależy, od widocznego postępu rozbrojenia i kontroli broni jądrowej. Obecny brak woli politycznej do osiągnięcia postępu w kwestii rozbrojenia, może mieć negatywny wpływ na wolę polityczną do wsparcia wzmocnionego reżimu dotyczącego nierozprzestrzeniania broni jądrowej. W takim przypadku reżim zapobiegający rozprzestrzenianiu, zamiast wzmocniony, może zostać osłabiony.

6 Dodatkowe informacje

Omówione w niniejszym artykule zagadnienia stanowią przedmiot wielu oficjalnych dokumentów i artykułów naukowych.

32 Warto by było rozważyć przedstawienie energii jądrowej, jako przestarzałej technologii. W dzisiejszych czasach, w coraz większej liczbie krajów najlepsi, wysoko wykwalifikowani technicy, inżynierowie i naukowcy nie pracują już nad technologiami nuklearnymi, ale nad technologiami mającymi na celu zwiększenie efektywności energetycznej lub odnawialnymi źródłami energii.

Poniższy wykaz zawiera „standardowe publikacje” oraz ostatnie, łatwo dostępne materiały, które w razie potrzeby lub zainteresowania mogą posłużyć jako dodatkowe źródło informacji. Materiały pogrupowane są w trzy kategorie: oficjalne dokumenty, badania i analizy oraz przydatne strony internetowe.

Ważniejsze oficjalne dokumenty

- Centralna Agencja Wywiadowcza. Deputy Director of Central Intelligence. The Likelihood of Further Nuclear Proliferation. National Intelligence Estimate, nr 4–66, Langley, VA: January 20, 1966 (przedtem TAJNE/ROZPOWSZECZNIANIE KONTROLOWANE, częściowo odtajnione w kwietniu 2005 r.).
- Centralna Agencja Wywiadowcza. Managing Nuclear Proliferation: The Politics of Limited Choice. Research Study, Langley, VA: December 1975 (przedtem TAJNE/ NIE UDOSTĘPNIANE OBCOKRAJOWCOM, częściowo odtajnione 21 sierpnia 2001).
- Federal Foreign Office. Preventing the Proliferation of Weapons of Mass Destruction – Key Documents. Berlin: 2004.
- Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej. The Structure and Content of Agreements Between the Agency and States Required in Connection with the Treaty on the Nonproliferation of Nuclear Weapons. INFCIRC/153 corrected, Vienna: June 1972. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infircs/Others/inf153.shtml>.
- Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej. The Text of the Agreement between Iran and the Agency for the Application of Safeguards in Connection with the Treaty on the Nonproliferation of Nuclear Weapons. INFCIRC/214, Vienna: December 13, 1974. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infircs/Others/infirc214.pdf>.
- Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej. Model Protocol Additional to the Agreement(s) Between State(s) and the International Atomic Energy Agency for the Application of Safeguards. INFCIRC/540 corrected, Vienna: September 1997. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infircs/1997/infirc540c.pdf>.
- Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej. Multilateral Approaches to the Nuclear Fuel Cycle: Expert Group Report submitted to the Director General of the International Atomic Energy Agency. INFCIRC/640, Vienna: February 2005. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infircs/2005/infirc640.pdf>.
- Narody Zjednoczone. UN Security Council Resolution 1540. S/Res/1540, New York: 2004.
- Kongres Stanów Zjednoczonych. Office of Technology Assessment (1993a). Proliferation of Weapons of Mass Destruction – Assessing the Risks. OTA-ISC-559, Washington, DC: 1993. <http://www.wss.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/-ota/disk1/1993/9341/9341.pdf>.
- Kongres Stanów Zjednoczonych. Office of Technology Assessment (1993b). Technologies Underlying Weapons of Mass Destruction. OTA-BP-ISC-115, Washington, DC: December 1993. <http://www.wss.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/-ota/disk1/1993/9344/9344.pdf>.
- Kongres Stanów Zjednoczonych. Office of Technology Assessment (1993c). Dismantling the Bomb and Managing the Nuclear Materials. OTA-A-572, Washington, DC: September 1993. <http://www.wss.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/-ota/disk1/1993/9320/9320.pdf>.
- Senat Stanów Zjednoczonych. Committee on Governmental Affairs. Nuclear

Badania i analizy

- Albright, David et al. Plutonium and Highly Enriched Uranium 1996: World Inventories, Capabilities, and Policies. Stockholm International Peace Research Institute, London: 1997.
- Allison, Graham T. et al. Avoiding Nuclear Anarchy – Containing the Threat of Loose Russian Nuclear Weapons and Fissile Material. CSIA Studies in International Security, no. 12, Cambridge/London: 1996.
- Applegarth, Claire, and Ryanna Tyson. Major Proposals to Strengthen the Nonproliferation Treaty, Arms Control Association and Women's International League for Peace and Freedom. Washington, DC/New York: April 2005. <http://www.reachingcriticalwill.org/pubs/MajorProposals.pdf>.
- Atlantic Council of the United States. Proliferation and the Future of Nuclear Power. Bulletin, vol. XV, no.2, Washington, DC: March 2004. http://www.acus.org/docs/0403-Proliferation_Future_Nuclear_Power.pdf.
- Barleon, Leopold et al. Wohin mit dem Plutonium? – Optionen und Entscheidungskriterien. Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft, Reihe B Nr. 31, Heidelberg: September 2004.
- Barnaby, Frank et al. (eds). Nuclear Proliferation Problems: Radioactive Waste. Stockholm International Peace Research Institute, Cambridge/London/Stockholm: 1974.
- Nuclear Energy and Nuclear Weapons Proliferation. Stockholm International Peace Research Institute, London/Stockholm: 1979.
- Bunn, Mathew and Anthony Wier. Securing the Bomb 2005 – The New Global Imperatives. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University, Cambridge, MA: 2005. http://www.nti.org/e_research/analysis_cnmupdate_052404.pdf.
- Cirincione, Joseph et al. Deadly Arsenals – Tracking Weapons of Mass Destruction. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC: 2002.
- Eisenbart, Constance und Dieter von Ehrenstein (Hrsg). Nichtverbreitung von Nuklearwaffen – Krise eines Konzepts. Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft Reihe A Nr. 30, Heidelberg: August 1990.
- Fischer, David. Stopping the Spread of Nuclear Weapons: The Past and the Prospects. London: 1992.
- Gilinski, Viktor et al. A Fresh Examination of the Proliferation Dangers of Light Water Reactors. Nonproliferation Policy Education Center, Washington, DC: October 22, 2004. <http://npec-web.org/projects/NPECLWRREPORTFINALII10-22-2004.pdf>.
- Jones, Rodney W. et al. Tracking Nuclear Proliferation. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC: 1998.
- Kalinowski, Martin. International Control of Tritium for Nuclear Nonproliferation and Disarmament. London: 2005.
- Koch, Egmont R. Atomwaffen für Al Qaida. Berlin: 2005.
- Kollert, Roland. Die Politik der latenten Proliferation – Militärische Nutzung “friedlicher” Kerntechnik in Westeuropa. Wiesbaden: 1994.
- Krause, Joachim. Strukturwandel der Nichtverbreitungspolitik. München: 1998.
- Kubbig, Bernd W. Nuklearenergie und nukleare Proliferation. Frankfurt: 1981.
- Leaventhall, Paul and Alexander Yonah. Preventing Nuclear Terrorism. Nuclear Control Institute, Washington, DC: 1987.
- Liebert, Wolfgang and Christoph Pistner. Disposition of Plutonium Stockpiles. Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Naturwissenschaft, Technik und Sicherheit

- (IANUS), Working Paper 4–2001, Darmstadt: 2001.
http://www.ianus.tu-darmstadt.de/Arbeitsberichte/Berichte2001/bericht_4_2001.pdf.
 Makhijani, Arjun et al. Uranium Enrichment – Just Plain Facts to Fuel in Informed Debate on Nuclear Proliferation and Nuclear Power. Institute for Energy and Environmental Research, Takoma Park, MD: October 15, 2004. <http://www.ieer.org/reports/uranium/enrichment.pdf>.
 Mozley, Robert F. The Politics and Technology of Nuclear Nonproliferation. University of Washington Press: 1998.
 National Academy of Sciences. Committee on International Security and Arms Control. Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium. Washington, DC: 1995.
 Perkovich, George et al. Universal Compliance. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC: March 2005.
<http://www.carnegieendowment.org/files/UC2.FINAL3.pdf>.
 Spector, Leonard S. et al. Tracking Nuclear Proliferation. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC: 1995.
 Spector, Leonard and Jacqueline R. Smith. Nuclear Ambitions. Boulder/San Francisco/Oxford: 1990.
 Tanter, Raymond. Rogue Regimes Terrorism and Proliferation. New York: updated edition 1999.

Przydatne strony internetowe

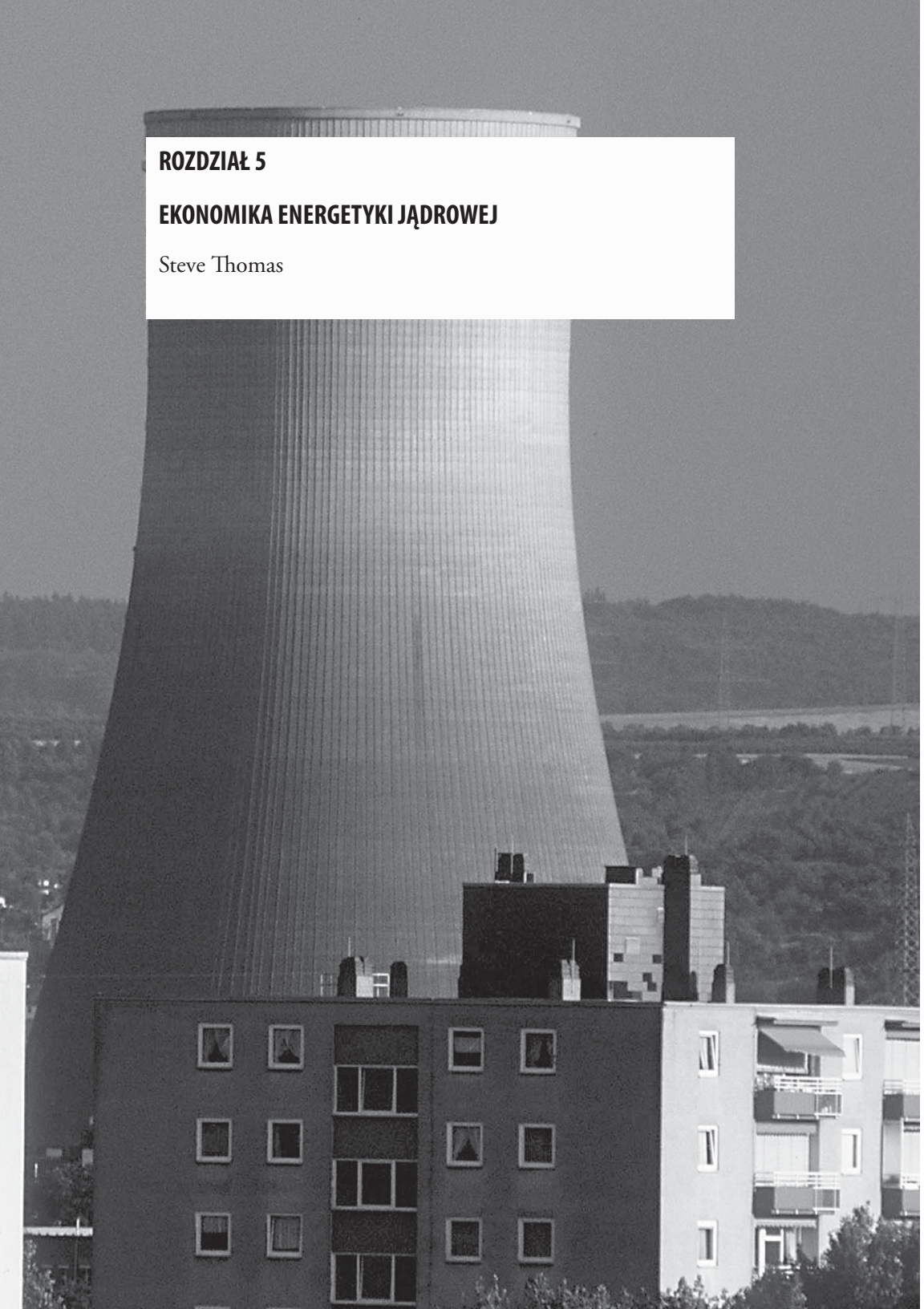
- Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (International Atomic Energy Agency)
 – <http://www.iaea.org>
 Grupa Dostawców Jądrowych (Nuclear Suppliers Group) – <http://www.nuclearsuppliersgroup.org>
 Organizacja Narodów Zjednoczonych – <http://www.un.org>
 Stowarzyszenie Kontroli Zbrojeń (Arms Control Association) – <http://www.armscontrol.org>
 Biuletyn Naukowców Atomowych (Bulletin of the Atomic Scientists) – <http://www.thebulletin.org>
 Fundacja Carnegiego dla Pokoju Międzynarodowego (Carnegie Endowment for International Peace) – <http://www.carnegieendowment.org>
 Federacja Naukowców Amerykańskich (Federation of American Scientists) – <http://www.fas.org>
 Globalsecurity.org (Profile krajów) – <http://www.globalsecurity.org/wmd/world/index.html>
 Instytut na rzecz Nauki i Bezpieczeństwa Międzynarodowego (Institute for Science and International Security) – <http://www.isis-online.org>
 Projekt “Zarządzanie atomem” (Managing the Atom Project, Belfer Center, Harvard University) – http://bcia.ksg.harvard.edu/research.cfm?program=STPP&project=MTA&pb_id=240&tgm=27&gmi=47
 Instytut Bezpieczeństwa Międzynarodowego w Monterey (Monterey Institute for International Security) – <http://cns.miis.edu>
 Inicjatywa w sprawie zagrożenia nuklearnego (Nuclear Threat Initiative) – <http://www.nti.org>
 Inicjatywa w sprawie zagrożenia nuklearnego (charakterystyka krajów) – http://www.nti.org/e_research/profiles/index.html
 Rosyjsko-Amerykański Nuklearny Komitet Doradczy (Russian American Nuclear Advisory Committee) – <http://www.ransac.org>
 Instytut Badań nad Pokojem we Frankfurcie (Peace Research Institute Frankfurt) – <http://www.hsfk.de>
 Międzynarodowa Liga Kobiet na rzecz Pokoju i Wolności (Women’s International League for Peace and Freedom) – <http://www.reachingcriticalwill.org>



ROZDZIAŁ 5

EKONOMIKA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Steve Thomas



Bloki mieszkalne w pobliżu zlikwidowanej elektrowni jądrowej w Mühlheim-Kärlich (Niemcy): ze względu na postawienie na linii uskoku geologicznego, elektrownia musiała zostać zamknięta zaledwie po roku działania.

© Paul Langrock/Zenit/Greenpeace

1 Wstęp

Poważne wyzwanie wynikające z konieczności ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, szczególnie w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, prowadzi do ponownego pojawienia się zainteresowania budową nowych elektrowni jądrowych. Miałyby one w pierwszej kolejności zastąpić starzejące się istniejące reaktory, następnie zrealizować wzrost popytu na energię elektryczną, ostatecznie zastąpić część jednostek energetycznych wykorzystujących paliwa kopalne. W dłuższej perspektywie obiecuje się, że elektrownie jądrowe nowej generacji mogłyby być wykorzystywane do produkowania wodoru, który zastąpiłby węglowodory stosowane w pojazdach drogowych.

Zrozumiałe jest, że opinia publiczna ma prawo nie mieć jasności, co do kwestii, czy energetyka jądrowa jest naprawdę takim źródłem prądu elektrycznego. W ostatnich latach ukazała się ogromna liczba najwyraźniej autorytatywnych badań, pokazujących ekonomikę elektrowni jądrowych w dobrym świetle a większość przedsiębiorstw energetycznych wydaje się zdeterminowanych, aby eksploatować swoje istniejące elektrownie tak długo, jak to możliwe. Mimo to, przedsiębiorstwa w sposób oczywisty nie są zainteresowane budowaniem nowych elektrowni jądrowych, bez gwarancji i subwencji obejmujących koszty budowy i rynek dla wyprodukowanej energii. Ten oczywisty paradoks jest, po części, stosunkowo łatwy do wyjaśnienia, poprzez wskazanie różnicy pomiędzy samymi kosztami eksploatacyjnymi energetyki jądrowej, które są zazwyczaj postrzegane, jako stosunkowo niskie oraz pełnymi kosztami energetyki jądrowej, włączając zwrot kosztów budowy, które są znacznie wyższe. Zatem, gdy elektrownia jądrowa została już zbudowana, może być ekonomicznie uzasadnione utrzymywanie jej działającej nawet, jeżeli całkowite koszty wytwarzania energii, włączając w to koszty budowy, są wyższe niż w przypadku rozwiązań alternatywnych. Koszt zbudowania elektrowni jest kosztem „zatopionym”, którego nie można odzyskać a koszt krańcowy wytworzenia dodatkowej kilowatogodziny (kWh) może być niski. Jednak wiele w obszarze różnic pomiędzy ekonomiką istniejącej elektrowni a prognozami dotyczącymi przyszłych elektrowni, wyjaśniają nam szczegółowe analizy różnic w założeniach na temat, na przykład, sprawności działania i kosztów eksploatacji, które nie są czytelnie widoczne w liczbach znajdujących się w nagłówkach opracowań.

Celem tego rozdziału publikacji jest zidentyfikowanie kluczowych parametrów ekonomicznych, opisanie czynników je warunkujących oraz przegląd założeń głównych prognoz z ostatnich pięciu lat, dla określenia, jak i dlaczego te prognozy się różnią. Rozdział określi także, jakie gwarancje i subwencje rząd miałby zaproponować, aby pojawiły się zamówienia na nowe elektrownie jądrowe.

2 Światowy rynek elektrowni jądrowych: bieżące zamówienia i perspektywy

W ostatnim roku wzrosła liczba doniesień na temat oczywistego międzynarodowego ożywienia na rynku zamówień elektrowni jądrowych, szczególnie w krajach leżących nad Pacyfikiem. Lista elektrowni obecnie zamówionych (Tab. 2) sugeruje, że mówienie o ożywieniu jest przesadzone. W październiku 2005 roku na całym świecie w fazie budowy były 22 elektrownie o całkowitej mocy 17 gigawatów (GW), w porównaniu z 441 działającymi elektrowniami o całkowitej mocy 368 GW (Tab. 1). Spośród jednostek będących w budowie, 16 wykorzystuje hinduską, rosyjską albo chińską technologię – projekty, których wykorzystanie na Zachodzie jest wysoce nieprawdopodobne. W przypadku sześciu elektrowni, budowa rozpoczęła się przed 1990 rokiem i istnieją wątpliwości, czy elektrownie te zostaną ukończone. Dodatkowo w przypadku jednostek będących w budowie na Tajwanie, zamówionych w 1996 roku, których zbudowanie było oczekiwane w 2004 roku, sfinalizowanie projektu przesunięto o sześć lat. Zachodni producenci aktywni w Europie – Westinghouse i Areva – otrzymali jedno zamówienie: dla Arevy, na budowę elektrowni Olkiluoto w Finlandii.

Chiny są często wymieniane, jako miejsce dużej liczby zamówień składanych na elektrownie jądrowe. Kraj ten przewiduje budowę kolejnych 30 jednostek do 2020 roku. Jednak przez ostatnie ponad dwadzieścia pięć lat, Chiny przewidywały rychłe zamówienia, ale zamówiły w tym czasie zaledwie 11 jednostek, z czego 3 były małymi, lokalnie wyprodukowanymi elektrowniami. Najbardziej prawdopodobny wynik w przypadku Chin, biorąc pod uwagę konieczność ostrożnego dysponowania zasobami kapitałowymi w tym kraju, będzie taki, że kraj ten nadal będzie składał niewielką liczbę zamówień na elektrownie jądrowe na rynku międzynarodowym – znacznie mniej, niż prognozuje to chiński rząd 266

i przemysł jądrowy – jednocześnie Chiny podejmą próbę budowy własnego potencjału, poprzez tworzenie własnego przemysłu produkującego elektrownie jądrowe.

Indie zamówiły elektrownie od dostawców z Zachodu w latach 60. ubiegłego wieku, ale test broni jądrowej przeprowadzony w 1975 roku, przy użyciu materiału wyprodukowanego w kanadyjskim reaktorze badawczym, spowodował przerwanie wszelkich kontaktów z zachodnimi dostawcami. Indie kontynuują budowę elektrowni jądrowych z wykorzystaniem projektu kanadyjskiego, pochodzącego z lat 60. ubiegłego stulecia. Projekt ten ma słabe notowania dotyczące niezawodności a budowa elektrowni często zajmuje więcej czasu, niż się przewiduje, dlatego daty zakończenia realizacji, zapisane w Tabeli 2, powinny być traktowane sceptycznie. Stany Zjednoczone także zerwały współpracę z Indiami w 1998, po kolejnych testach broni jądrowej, ale w 2005 roku oba kraje podjęły negocjacje w sprawie porozumienia w kwestii współpracy technologicznej w zakresie cywilnej energetyki jądrowej. Kanada także wznowiła sprzedaż materiałów jądrowych w roku 2005. Kiedy i czy w ogóle fakty te będą prowadzić do nowych jądrowych zamówień od zachodnich dostawców, jest kwestią otwartą.

Japonia jest także krajem, który konsekwentnie przewiduje wielki wzrost mocy z elektrowni jądrowych, co nie zgadza się z późniejszymi faktycznymi zamówieniami. Japońskie firmy dostarczają te elektrownie, wykorzystując technologię na licencji firm Westinghouse i General Electric (GE). Procedura uzyskania zgody na lokalizację elektrowni jądrowej w Japonii może trwać do dwudziestu lat, natomiast, gdy budowa jest rozpoczęta, jej zakończenie jest zazwyczaj szybkie (typowy okres to cztery lata) i zwykle nie ma opóźnień. Seria wypadków w elektrowniach jądrowych w Japonii, podczas których często dochodziło do niewłaściwych działań, prowadzi do wzrostu publicznego zaniepokojenia dotyczącego energetyki jądrowej, a znalezienie lokalizacji dla kolejnych elektrowni będzie prawdopodobnie trudne.

Uzyskanie wiarygodnych informacji z Rosji na temat stanu zaawansowania budowy elektrowni jądrowych jest trudne a elektrownie przedstawione w zestawieniu mogą nie być aktywnie budowane. Szczególne wątpliwości dotyczą elektrowni Kursk 5, która wykorzystuje tę samą technologię, co elektrownia w Czarnobylu.

Tabela 1. Moc elektrowni jądrowych działających i będących w budowie

Kraj	Działające elektrownie: moc w MW (liczba jednostek)	Elektrownie w budowie: moc MW (liczba jednostek)	% prądu elektrycznego z elektrowni jądrowych (2004)	Technologie	Dostawcy
Argentyna	935 (2)	-	9	HWR	Siemens AECL
Armenia	376 (1)	-	35	WWER	Rosja
Belgia	5728 (7)	-	55	PWR	Framatome
Brazylia	1901 (2)	-	4	PWR	Westinghouse Siemens
Bułgaria	2722 (4)	-	38	WWER	Rosja
Kanada	12599 (18)	-	12	HWR	AECL
Chiny	6587 (9)	2000 (2)	?	PWR, HWR, WWER	Framatome, AECL, Chiny, Rosja
Tajwan	4884 (6)	2600 (2)	?	PWR, BWR	GE, Framatome
Rep. Czeska	3472 (6)	-	31	WWER	Rosja
Finlandia	2656 (4)	1600 (1)	27	WWER, BWR, PWR	Rosja, Asea, Westinghouse
Francja	63473 (59)	-	78	PWR	Framatome
Niemcy	20303 (17)	-	28	PWR, BWR	Siemens
Węgry	1755 (4)	-	33	WWER	Rosja
Indie	2983 (15)	3638 (8)	3	HWR, FBR, WWER	AECL, Indie, Rosja
Iran	-	915 (1)	-	WWER	Rosja
Japonia	47646 (55)	1933 (2)	25	BWR, PWR	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
Korea Południowa	16840 (20)	-	40	PWR, HWR	Westinghouse, AECL, Korea
Litwa	1185 (1)	-	80	RBMK	Rosja
Meksyk	1310 (2)	-	5	BWR	GE
Holandia	452 (1)	-	4	PWR	Siemens
Pakistan	425 (2)	300 (1)	2	HWR, PWR	Kanada, Chiny
Rumunia	655 (1)	655 (1)	9	HWR	AECL
Rosja	21743 (31)	3775 (4)	17	WWER, RBMK	Rosja
Słowacja	2472 (6)	-	57	WWER	Rosja
Słowenia	676 (1)	-	40	PWR	Westinghouse
RPA	1842 (2)	-	6	PWR	Framatome
Hiszpania	7584 (9)	-	24	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Szwecja	8844 (10)	-	50	PWR, BWR	Westinghouse, Asea
Szwajcaria	3220 (5)	-	40	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
Ukraina	13168 (15)	-	46	WWER	Rosja

Wielka Brytania	11852 (23)	-	24	GCR, PWR	Wielka Brytania, Westinghouse
Stany Zjednoczone	97587 (103)	-	20	PWR, BWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
ŚWIAT	367875 (441)	19210 (24)	16		

Źródło: World Nuclear Association (<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm>)

Uwagi:

1. Kategoria „elektrownie w budowie” nie obejmuje elektrowni, których budowa opóźniła się.
2. Technologie to: PWR - reaktor wodny ciśnieniowy, BWR - reaktor wodny wrzący, HWR - reaktor ciężkowodny (włączając w to CANDU), WWER - rosyjski PWR, RBMK - rosyjski projekt wykorzystujący grafit i wodę, FBR - reaktor prędkości powielający, GCR - reaktor chłodzony gazem.
3. Liczby dla Kanady nie obejmują dwóch jednostek o całkowitej mocy 1561 MW, które zostały zamknięte w latach 1990, na temat których zdecydowano w październiku 2005 roku, że zostaną odnowione podczas przygotowań do ich ponownego otwarcia.

Tabela 2 Elektrownie jądrowe w budowie na świecie

Kraj	Miejsce	Typ reaktora	Sprzedający	Wielkość MW	Rozpoczęcie budowy	Zaawansowanie budowy (%)	Spodziewany rozruch
Chiny	Tianwan 1	WWER	Rosja	1000	1999	70	2006
Chiny	Tianwan 2	WWER	Rosja	1000	2000	100	2006
Tajwan	Lungmen 1	ABWR	GE	1300	1999	57	2009
Tajwan	Lungmen 2	ABWR	GE	1300	1999	57	2010
Finlandia	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1600	2005	-	2009
Indie	Kaiga 3	CANDU	Indie	202	2002	45	2007
Indie	Kaiga 4	CANDU	Indie	202	2002	28	2007
Indie	Kudankulam 1	WWER	Rosja	917	2002	40	2008
Indie	Kudankulam 2	WWER	Rosja	917	2002	40	2008
Indie	Tarapur 3	CANDU	Indie	490	2000	73	2007
Indie	PFBR	FBR	Indie	470	2005	0	?
Indie	Rajasthan 5	CANDU	Indie	202	2002	34	2007
Indie	Rajasthan 6	CANDU	Indie	202	2003	19	2007
Iran	Bushehr	WWER	Rosja	915	1975	75	2006
Japonia	Tomari 3	PWR	Mitsubishi	866	2004	28	2009
Japonia	Higashi Dori 1	BWR	Toshiba	1067	2000	95	2005
Pakistan	Chasnupp 2	PWR	Chiny	300	2005	-	2011
Rumunia	Cernavoda 2	CANDU	AECL	655	1983	71	2007
Rosja	Balakovo 5	WWER	Rosja	950	1987	?	2010
Rosja	Kursk 5	RBMK	Rosja	925	1985	70	?
Rosja	Kalinin 4	WWER	Rosja	950	1986	?	2010
Rosja	Volgodonsk 2	WWER	Rosja	950	1983	?	2008
RAZEM				17480			

Źródła: Baza danych PRIS (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, Światowa lista elektrowni jądrowych

269 Uwaga: Elektrownie oznaczone * osiągnęły pierwszą krytyczność

Tabela 3 Elektrownie jądrowe, których budowa została zatrzymana

Kraj	Miejsce	Technologia	Sprzedający	Wielkość MW netto	Rozpoczęcie budowy	Budowa %
Argentyna	Atucha 2	CANDU	AECL	692	1981	80
Brazylia	Angra 3	PWR	Siemens	1275	1976	30
Korea Północna	Kedo 1	PWR	Korea Południowa	1000	1997	33
Korea Północna	Kedo 2	PWR	Korea Południowa	1000	1997	33
Rumunia	Cernavoda 3	CANDU	AECL	655	1983	10
Rumunia	Cernavoda 4	CANDU	AECL	655	1983	8
Rumunia	Cernavoda 5	CANDU	AECL	655	1983	8
Słowacja	Mochovce 3	WWER	Rosja	405	1983	50
Słowacja	Mochovce 4	WWER	Rosja	405	1983	40
Ukraina	Khmelnitsky 3	WWER	Rosja	950	1986	15
Ukraina	Khmelnitsky 4	WWER	Rosja	950	1987	15
RAZEM				8642		

Źródło: Baza danych PRIS (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, Światowa lista elektrowni jądrowych

Tabela 4 Możliwe zamówienia w najbliższych dwóch - trzech latach

Kupujący	Miejsce	Składający oferty	Zapotrzebowanie	Możliwa data zamówienia	Przewidywane zakończenie
Chiny	Sanmen	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Rosja (WWER-1000)	2x1000MW	2005/06	?
Chiny	Yangjiang	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Rosja (WWER-1000)	2x1000MW	2005/06	?
Francja	Flamanville 3	Areva (EPR)	1x1600MW	2006	2012
Korea	Shin-Kori 1&2	Korea (KSNP)	2x1000MW	2005	2010, 2012
Korea	Shin-Kori 3&4	Korea (APR-1400)	2x1400MW	2006	2012, 2013
Japonia	Tsuruga 3&4	Mitsubishi (APWR)	2x1500MW	2006	2014

Źródło: Różne raporty prasowe

Tabela 3 pokazuje, że w przypadku jedenastu jednostek budowa rozpoczęła się, ale nie jest kontynuowana. W ich przypadku przedstawiany poziom zaawansowania realizacji budowy może wprowadzać w błąd. Elektrownie prezentowane jako zaawansowane w mniej niż 33 procentach są prawdopodobnie tylko przygotowaniem miejsca na elektrownię, bez faktycznej budowy reaktora.

Jeśli chodzi o perspektywy zamówień w najbliższym roku lub dwu latach (Tab. 4), Chiny stwierdziły, że spodziewają się złożenia tych zamówień w 2005 roku, ale nie byłoby niespodzianką, gdyby ten plan nie został zrealizowany. Reaktory dla Korei będą

wykorzystywać technologię koreańską (na licencji BNFL/Westinghouse). Rozpoczęcie budowy zostało przesunięte kilka razy i rozpoczęcie faktycznej budowy nie jest oczekiwane aż do 2006 roku w przypadku jednostek 1 i 2 oraz do roku 2007 – dla jednostek 3 i 4.

Zamówienia jednostek dla elektrowni Tsuruga – pierwsze oczekiwane zamówienie dla projektu reaktora APWR – także zostały przesunięte w czasie o około sześć lat, w stosunku do ich oryginalnego kalendarza. Elektrownia Flamanville, która ma być zbudowana we Francji nie może zostać zamówiona, dopóki nie zostaną zakończone publiczne konsultacje prowadzone przez niezależną komisję powołaną przez rząd, a konkluzje tych konsultacji nie są spodziewane przed połową 2006 roku.

Administracja Busha podjęła poważny wysiłek na rzecz zachęcenia do ożywienia w zamówieniach elektrowni jądrowych w ramach rządowego programu Nuclear Power 2010, rozpoczętego w 2002 roku. Program koncentruje się na projektach Generacji III + (patrz poniżej). W ramach programu amerykański Departament Energii (DOE) spodziewa się zainicjowania wspólnych projektów z przemysłem: "... dla uzyskania akceptacji NRC dla trzech miejsc na budowę nowych elektrowni jądrowych w ramach procesu Early Site Permit (ESP) oraz przedstawienia wytycznych do przygotowania aplikacji dla połączonych licencji na budowę i eksploatację: Construction and Operating License (COL) oraz rozwiązania ogólnych kwestii regulacyjnych dotyczących COL. Proces COL jest „jednostopniowym” procesem przyznawania licencji, w czasie którego przed rozpoczęciem budowy rozpatrywane są problemy związane ze zdrowiem publicznym i bezpieczeństwem elektrowni jądrowej a NRC zatwierdza i wydaje licencję na budowę i działanie nowej elektrowni jądrowej.”¹

Całkowita spodziewana kwota wyniesie do 450 milionów dolarów amerykańskich w postaci dotacji. Pojawiły się dwie główne organizacje, które miałyby skorzystać z tych subwencji. Nustart, uruchomiony w 2004 roku, stanowiący konsorcjum ośmiu przedsiębiorstw amerykańskich, a mianowicie: Constellation Energy, Entergy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company oraz Tennessee Valley Authority

1 <http://www.ne.doe.gov/np2010/neNP2010a.html>; NRC – amerykańska Nuklearna Komisja Regulacyjna (Nuclear Regulatory Commission, NRC)

(TVA, zapewniająca czas swoich pracowników, nie pieniądze). Francuski koncern energetyczny EDF oraz producenci Westinghouse i GE są także członkami konsorcjum, ale bez prawa głosu. Nustart planuje złożyć dwie aplikacje – jedną na zbudowanie reaktora ESBWR korporacji GE w Grand Gulf (stan Teksas) należącym do Entergy oraz jedną na zbudowanie AP-1000 firmy Westinghouse w Bellefonte (stan Alabama) należącym do TVA (patrz Rozdział 3 w celu znalezienia bardziej szczegółowych informacji na temat tych projektów).

Innej głównej grupie przewodzi amerykański zakład energetyczny Dominion. Dominion starał się o COL dla udoskonalonej wersji projektu reaktora CANDU, autorstwa Atomic Energy of Canada – ACR-700 – w miejscowości North Anna (stan Wirginia), gdzie Dominion obsługuje dwa reaktory jądrowe. Jednakże w styczniu 2005 roku firma ogłosiła, że zastępuje ACR-700 projektem ESBWR produkcji General Electric, głównie z powodu czasu oczekiwania elektrowni CANDU na uzyskanie licencji w Stanach Zjednoczonych. Projekt CANDU nie uzyskał akceptacji przez regulatora w Stanach Zjednoczonych i NRC przewiduje, że ten proces akceptacji może potrwać dłużej niż sześćdziesiąt miesięcy – znacznie dłużej niż byłoby to wymagane dla reaktora Generacji III + PWR albo BWR.

Kilka indywidualnych przedsiębiorstw także ogłosiło swoją chęć rozważenia możliwości złożenia aplikacji o COL, aby skorzystać z federalnych subwencji. Należy do nich kilku członków Nustart działających niezależnie, w tym: TVA, Constellation, Entergy, Duke Power, Progress Energy oraz Southern Company, a także South Carolina Electric & Gas. TVA zwróciła się z prośbą do DOE o pokrycie połowy kosztów (szacowanych obecnie na 4 miliony USD) przygotowania studium wykonalności budowy udoskonalonego reaktora wodnego wrzącego (ABWR) w zakładzie energetycznym Bellefonte w Alabamie. Inni członkowie grupy TVA to: Toshiba, General Electric, Bechtel, USEC oraz Global Nuclear Fuel-Americas. Studium wykonalności TVA, upublicznione we wrześniu 2005 roku, oparte na budowie dwóch reaktorów ABWR General Electric w Bellefonte, przewiduje, że elektrownia mogłaby zostać zbudowana w ciągu czterdziestu miesięcy za cenę 1610 USD/kW. Ta propozycja wydaje się mieć niższy priorytet niż inicjatywa Nustart częściowo dlatego, że w Stanach

Zjednoczonych byłyby tylko dwa reaktory typu ABWR a ten wydaje się być eliminowany z rynku przez konkurencyjny reaktor ESBWR. Constellation Energy ogłosiła we wrześniu 2005 roku, że stworzyła joint venture z Areva Inc. oraz Bechtel Power, w celu sprzedawania jednostek EPR Arevy w Stanach Zjednoczonych. Entergy także we wrześniu 2005 roku ogłosiła, że przygotowuje aplikację o COL na swoją lokalizację.

Chociaż zarówno grupa Nustart, jak też grupa Dominion mają zamiar przejść proces licencjonowania, aż do wydania samej licencji, żadna z nich nie zobowiązała się do zbudowania nowej elektrowni, ani nie zostało złożone żadne zamówienie na reaktor. Pozostaje niejasne czy przedsiębiorstwa uczestniczące w różnych inicjatywach rzeczywiście zamierzają zbudować nowe elektrownie jądrowe, czy też korzystają z rządowych subwencji w nadziei, że pojawią się dalsze subwencje na budowę, i że pojawiłyby się rządowe gwarancje zakupu energii, które oznaczałyby, że nowe elektrownie jądrowe nie byłyby zagrożone żadnym ryzykiem występującym na hurtowych rynkach energii elektrycznej.

Inicjatywy podjęte przez Nustart i Dominion zostały pokazane w pewnej perspektywie przez Dyrektora Generalnego firmy Dominion, Thomasa Capps, który w maju 2005 roku stwierdził:²

“Nie zamierzamy budować elektrowni jądrowej w najbliższym czasie. Standard & Poor’s oraz Moody’s dostałyby ataku serca [odwołując się do agencji ratingowych, oceniających sytuację finansową, w tym zadłużenie firm]. Podobnie, jak mój główny specjalista ds. finansów.”

To daje obraz rzeczywistości, w której decyzje dotyczące zamówień jądrowych, mogą być podjęte tylko z bezwarunkowym wsparciem środowiska finansowego. Żadna firma nie złożyłaby zamówienia na elektrownię jądrową, jeżeli prawdopodobne byłoby to, że doprowadziłoby to do znacznego wzrostu kosztu obsługi jej zadłużenia lub znacznego spadku cen jej akcji.

3 Bieżące projekty

Najbardziej odpowiednimi projektami dla zamówień składanych w przyszłej dekadzie, szczególnie na Zachodzie, wydawałyby się tak zwane projekty Generacji III i Generacji III +, często nazy-

273 ² M. Wald, „Interest in Reactors Builds, But Industry is Still Cautious,” *New York Times*, 30 kwietnia, 2005, s. 19.

wane „reaktorami udoskonalonymi”. Główna różnica pomiędzy elektrowniami II i III Generacji polega na tym, że te drugie wykorzystują wyższy poziom bezpieczeństwa „pasywnego”, zamiast bezpieczeństwa opartego na rozwiązaniach inżynierskich. Na przykład projekty III Generacji polegałyby w mniejszym stopniu na systemach inżynierskich służących do chłodzenia w sytuacji awarii a bardziej na procesach naturalnych, takich jak konwekcja. Jest duża liczba projektów, które zostały ogłoszone, ale wiele z nich nie jest daleko zaawansowanych, nie posiadają akceptacji regulatora oraz mają ograniczone perspektywy na zamówienia. Nie ma jasnej definicji, co składa się na projekt III Generacji, poza faktem, że jest on realizowany przez ostatnie piętnaście lat, ale główne wspólne cechy wymieniane przez przemysł jądrowy to:

- ustandaryzowany projekt dla każdego typu mający na celu przyspieszenie uzyskania licencji, ograniczenie kosztów kapitałowych oraz skrócenie czasu trwania budowy,
- łatwiejszy i bardziej odporny konstrukcyjnie projekt, ułatwiający w ten sposób obsługę i ograniczający zakłócenia w pracy,
- większa dostępność i dłuższy okres działania – typowo 60 lat,
- ograniczona możliwość wypadków stopienia rdzenia reaktora,
- minimalne efekty dla środowiska,
- wyższy poziom wypalania w celu ograniczenia zużycia paliwa i ilości odpadów
- palne absorbery dla przedłużenia życia paliwa³.

Ta charakterystyka jest oczywiście bardzo nieprecyzyjna i nie definiuje dobrze, czym jest elektrownia III Generacji – w czym różni się od projektu, który jest rozwinięciem istniejących modeli PWR, BWR oraz CANDU (zobacz: Załącznik 2 z opisem technologii oraz Załącznik 3 z listą głównych producentów). Rozróżnienie pomiędzy projektami Generacji III i Generacji III+ jest jeszcze bardziej niejasne – amerykański Departament Energii stwierdza tylko, że projekty III+ przynoszą poprawę w zakresie bezpieczeństwa i ekonomiki w stosunku do projektów III Generacji. Dopóki nie będzie znacznie więcej doświadczeń z elektrowniami Generacji III i III+, każda liczba dotycząca kosztów wytwarzania energii w tych zakładach powinna być traktowana z najdalej posuniętą ostrożnością.

3 Źródło: <http://www.uic.com.au/nip16.htm>

3.1 Reaktory wodne ciśnieniowe PWR

Reaktor EPR

Jedynym reaktorem PWR Generacji III albo III+, który ma być zamówiony, jest Europejski reaktor wodny ciśnieniowy (EPR) Arevy dla Olkiluoto w Finlandii. Fiński rząd zakwestionował licencję wydaną na budowę w lutym 2005 roku i budowa rozpoczęła się w lecie 2005 roku. EPR startował w przetargu na zamówienia z Chin, ale rezultat tego przetargu nie będzie znany przed październikiem 2005 roku⁴. Francja zamierza zbudować przynajmniej jeden EPR oraz prawdopodobnie pięć następnych jednostek, ale te plany są dalekie od wiążących. EPR otrzymał akceptację w zakresie bezpieczeństwa od władz francuskich we wrześniu 2004 roku a od władz fińskich w styczniu 2005 roku. Firma Areva złożyła wniosek do amerykańskiej Nuklearnej Komisji Regulacyjnej (NRC) – we współpracy z firmą Constellation Energy – w ramach rządowego programu Nuclear Power 2010, o wszczęcie procedury wydania licencji dla EPR w Stanach Zjednoczonych. Na rynku amerykańskim, EPR będzie skrótem na Ewolucyjny Reaktor Energetyczny (Evolutionary Power Reactor).

EPR ma moc 1600 megawatów (MW), choć może ona być zwiększona do 1700MW dla zamówień zgłoszonych po realizacji reaktora w Olkiluoto a okres jej budowy jest spodziewany na pięćdziesiąt siedem miesięcy – od położenia pierwszego betonu do uruchomienia reaktora. Projekt EPR był rozwinięty z wcześniejszego projektu Framatome – N4 – z pewnym udziałem wcześniejszego projektu elektrowni „Konvoi” Siemens. Oczekuje się, że ograniczenie czasu załadowania paliwa, pozwoli na osiągnięcie współczynnika obciążenia⁵ na poziomie około 90%.

Fiński kupujący, TVO, nie zdecydował się na opublikowanie danych na temat szczegółowego rozbicia kosztów budowy, ale zamówienie jest opisywane jako „inwestycja pod klucz” a przedstawiciele przedsiębiorstwa określili jej koszt na około 3 miliardy euro. Uwzględniając moc 1600MW, to oznacza koszty około

4 Więcej informacji nt. sprzedaży EPR w Chinach znaleźć można na stronie http://en.wikipedia.org/wiki/European_Pressurized_Reactor (przyp. tłum.)

5 Roczny (albo dotyczący całego życia elektrowni) współczynnik obciążenia jest obliczany jako roczna (albo dotycząca całego życia elektrowni) produkcja energii przez elektrownię w stosunku do produkcji energii przez elektrownię, którą uzyskalaby, gdyby pracowała bez przerwy; współczynnik ten jest dobrym miernikiem niezawodności elektrowni.

1875 euro/kW⁶. Jednakże, ten koszt obejmuje odsetki od kredytu i opłaty związane z likwidacją elektrowni, które standardowo nie są uwzględniane w porównaniach kosztów budowy elektrowni jądrowych. Budowa reaktora w Olkiluoto jest szeroko odbierana, jako przypadek szczególny i pojawiają się sugestie, że Areva oferuje cenę, która może być niemożliwa do utrzymania, jeśli firma miałaby zapewnić, że działanie jej nowej technologii będzie dozwiedzione, a jednocześnie kupujący – TVO – nie jest normalnym zakładem energetycznym. TVO jest przedsiębiorstwem, którego właścicielem jest wielki fiński przemysł, a które dostarcza prąd elektryczny swoim właścicielom bez osiągania zysku. Elektrownia będzie miała zagwarantowany rynek a zatem nie będzie musiała konkurować na nordyckim rynku energii elektrycznej, chociaż, jeżeli koszt energii będzie wysoki w porównaniu do ceny rynkowej, właściciele stracą pieniądze. Realny koszt kapitału dla elektrowni wynosi tylko 5% rocznie⁷.

Francuska kompania energetyczna EDF nie określiła jeszcze, ile spodziewa się zapłacić za elektrownię Flamanville. Jednakże Areva stwierdziła, że spodziewa się dostarczania EPR na rynek amerykański za koszt kształtujący się pomiędzy 1600 i 2000 USD/kW (nie uwzględniając oprocentowania podczas budowy oraz opłat związanych z likwidacją elektrowni). Te liczby zostały opisane przez firmę Areva, jako nie „w pełni gotowe”, ale 2000 dolarów amerykańskich za kilowat, to kwota nieco poniżej całkowitej wielkości podawanej dla Olkiluoto.⁸

Warto zauważyć, że o ile niezawodność działania elektrowni „Konvoi” jest na znakomitym poziomie, to w przypadku elektrowni N4, ten poziom jest znacznie niższy. Pierwszy blok, Chooz B1, rozpoczął wytwarzanie prądu w 1996 roku, ale miał poważne problemy przy rozruchu a w ciągu pierwszych czterech lat jego średni współczynnik obciążenia był niższy niż 40%. Od tego czasu, niezawodność osiągnęła znacznie lepszy poziom a współ-

6 Przeliczenia z euro na dolary amerykańskie zostały dokonane przy zastosowaniu kursu wymiany na poziomie 1 Euro = 1,2 USD oraz z funtów brytyjskich na dolary amerykańskie - przy zastosowaniu kursu 1 GBP = 1,8 USD.

7 Skarga do Komisji Europejskiej złożona przez Europejską Federację Energii Odnawialnych (European Renewable Energies Federation) w grudniu 2004 roku dotyczyła kwestii ewentualnego otrzymania sprzecznego z prawem wsparcia ze strony państwa przez elektrownię Olkiluoto. Skarga nie została rozpatrzona do października 2005 roku.

8 *Nucleonics Week*, wrzesień 22, 2005, s. 12.

czynnik obciążenia wynosi średnio 75%. Inne trzy jednostki tego projektu przeszły podobny scenariusz – okres trzech do czterech lat bardzo słabej wydajności (typowy średni współczynnik obciążenia około 40%), po którym następuje sensowna niezawodność (średni współczynnik obciążenia na poziomie około 75%). Twierdzono, że projekt N4 został zbudowany w oparciu o doświadczenia zebrane podczas budowy sześćdziesięciu reaktorów PWR we Francji i to ilustruje, że nie można założyć, że nowe projekty, takie, jak EPR, będą wiarygodne tylko dlatego, że są budowane w oparciu o doświadczenia zdobyte w przeszłości.

Reaktor AP-1000

Reaktor AP-1000 (Udoskonalony pasywny – Advanced Passive) został zaprojektowany przez Westinghouse i rozwinięty na bazie projektu AP-600. Racjonalną podstawą dla AP-600 było zwiększenie zastosowania pasywnych układów bezpieczeństwa (nie wymagających zasilania elektrycznego) a także to, że rola ekonomii skali (budowania większych jednostek, zamiast budowania większej liczby mniejszych jednostek) okazała się być przeceniona. Dyrektor korporacji Westinghouse uzasadniał wybór bloku wielkości 600MW zamiast 1000–1300MW przez stwierdzenie, że „ekonomia skali już nie działa.”⁹ AP-600 przeszedł proces nadzorczy organu regulacyjnego w Stanach Zjednoczonych i otrzymał akceptację bezpieczeństwa w 1999 roku. W tym czasie było już oczywiste, że projekt nie będzie ekonomicznie wykonalny a AP-600 nigdy nie pojawił się w ofertach rynkowych. Jego wielkość została zwiększona do około 1150MW w nadziei, że ekonomia skali uczyniłaby projekt konkurencyjnym. We wrześniu 2004 roku, amerykańska Nuklearna Komisja Regulacyjna (Nuclear Regulatory Commission, NRC) wydała, ważną przez pięć lat, Decyzję o Akceptacji Ostatecznego Projektu (Final Design Approval, FDA) dla Westinghouse dotyczącą projektu AP-1000. NRC przewidywało wydanie, ważnego przez piętnaście lat, standardowego Certyfikatu dla Projektu przed grudniem 2005 roku. AP-1000 został przedstawiony tylko w jednym zaproszeniu do składania ofert oraz bieżącym ogłoszeniu na cztery jednostki III Generacji w Chinach, które w lipcu 2005 roku nie były jeszcze zamknięte.

Oczekuje się, że modułowość projektu AP-1000 pozwoli na budowę reaktora w trzydzieści sześć miesięcy za kwotę 1200 USD za kilowat. Jednakże, dopóki szczegóły dotyczące faktycznie oferowanej ceny nie będą dostępne i dopóki reaktory nie są zbudowane, te liczby powinny być traktowane ze sceptycyzmem.

System 80+/APR-1400

Projekt System 80+ firmy Combustion Engineering otrzymał zatwierdzenie przez regulatora w Stanach Zjednoczonych w 1997 roku, gdy Combustion Engineering był własnością korporacji Asea Brown Boveri (ABB). ABB (w tym Combustion Engineering – dział jądrowy) została następnie przejęta przez British Nuclear Fuel Limited (BNFL) i wchłonięta do działu korporacji Westinghouse, a System 80+ nie jest oferowany do sprzedaży przez Westinghouse. Natomiast koreański producent Doosan wykorzystał ten projekt na licencji Westinghouse, do zbudowania własnego reaktora APR-1400, którego zamówienie dla Korei jest spodziewane w ciągu najbliższych dwóch lat. Korea próbowała przedstawić projekt w bieżącym przetargu na budowę elektrowni III Generacji w Chinach, ale oferta została odrzucona. Wydaje się mało prawdopodobne, że APR-1400 będzie oferowany na zachodnich rynkach.

Reaktor udoskonalony PWR - APWR

Rozwinięcie reaktora udoskonalonego PWR (Advanced PWR - APWR) przez Mitsubishi i Westinghouse – właściciela technologii, zostało zapoczątkowane w mniej więcej tym samym czasie, co reaktora ABWR – około piętnaście lat temu, ale zamówienia nie pojawiły się tak szybko, jak w przypadku ABWR a pierwsze z nich nie są spodziewane przed około 2007 rokiem. Nie jest jasne czy APWR będzie oferowany na Zachodzie. Mitsubishi nie rywalizował o zdobycie zamówień na Zachodzie a Westinghouse koncentruje swoje wysiłki na reaktorze AP-1000.

Reaktor AES-91 WWER-1000

To najnowszy rosyjski projekt, oferowany przez Atomstroyexport, który znalazł się na krótkiej liście trzech projektów w przetargu dla fińskiego Olkiluoto. Finlandia eksploatuje dwa reaktory WWER wcześniejszej generacji (w elektrowni Loviisa) i ze względu na jej

geopolityczną pozycję i wcześniejsze doświadczenia z technologią WWER, kraj ten rozważał zakup najnowszego rosyjskiego projektu. Oferta tego projektu została przedstawiona na spodziewane zamówienia na cztery jednostki dla Chin w 2005-2006 roku. Nie jest jasne, na ile ten projekt może być klasyfikowany, jako elektrownia III Generacji i wydaje się mało prawdopodobne, aby był rozważany na którymś rynku zachodnim, poza Finlandią.

3.2 Reaktory wodne wrzące BWR

Reaktor ABWR

Udoskonalony reaktor wodny wrzący (Advanced BWR – ABWR) został rozwinięty w Japonii przez korporacje Hitachi i Toshiba oraz amerykańskiego licencjodawcę technologii – General Electric (GE). Pierwsze dwa zamówienia zostały złożone około roku 1992 i zrealizowane w latach 1996/97. Do połowy 2005 roku w Japonii funkcjonowały trzy reaktory ABWR a jeden był w fazie budowy, zaś na Tajwanie w budowie znajdowały się dwa reaktory. Całkowite koszty budowy dla pierwszych dwóch japońskich jednostek zostały przedstawione na poziomie 3236 USD za kilowat dla pierwszego zespołu, w dolarach z 1997 roku oraz oszacowano na poziomie około 2800 USD za kilowat – dla drugiego. Te koszty są znacznie powyżej przewidywanego poziomu.¹⁰ ABWR otrzymał w Stanach Zjednoczonych akceptację w zakresie bezpieczeństwa w 1997 roku, ale może być obecnie uważany za niewystarczająco zaawansowany dla zamówień na Zachodzie.

Reaktor ESBWR

Ekonomiczny i uproszczony reaktor BWR (Economic & Simplified BWR, ESBWR) jest 1500-megawatowym projektem rozwiniętym przez GE. W październiku 2005 roku GE złożył aplikację do NRC o przyznanie certyfikatu projektowi ESBWR. ESBWR jest rozwinięty po części z dwóch projektów GE: uproszczonego reaktora wodnego wrzącego (Simplified Boiling Water Reaktor, SBWR) i ABWR. SBWR rozpoczął proces uzyskiwania akceptacji przez regulatora w latach 90., ale został wycofany przed zakończeniem procedury i nie otrzymał żadnego zamówienia. GE ma na-

279 ¹⁰ K. Hart, „World's First Advanced BWR Could Generate Electricity Next Week,” *Nucleonics Week*, styczeń 25, 1996, s. 1.

dzieję na uzyskanie FDA dla ESBWR przez końcem roku 2006 z certyfikacją następującą około rok później. NRC nie przewidywał daty zamknięcia tego procesu przed październikiem 2005 roku.

Inne reaktory BWR

Kilka innych projektów BWR zostało rozwiniętych, ale żaden z nich nigdzie nie uzyskał akceptacji przez regulatora a do sprzedaży był oferowany tylko SWR. Główne projekty BWR to:

- SWR: 1000-1290MW – projekt rozwinięty przez Areva, jeden z trzech projektów na krótkiej liście ofert dla reaktora Olkiluoto,
- BWR-90+: 1500MW – projekt rozwinięty przez Westinghouse z projektu Asea BWR.

3.3 Reaktory CANDU

Udoskonalony Reaktor CANDU (Advanced CANDU Reactor ACR) jest rozwijany w dwóch wielkościach mocy: ACR-700 (750MW) oraz ACR-1000 (1100-1200MW). Amerykańska NRC dokonała przeglądu projektu ACR-700, objętego patronatem amerykańskiego zakładu energetycznego Dominion, ale ten ostatni wycofał swoje wsparcie dla projektu w styczniu 2005 roku, wybierając projekt innego reaktora GE – ESBWR, powołując się przy tym na długi okres czasu – co najmniej pięciu lat, który zdaniem NRC byłby konieczny na wykonanie przeglądu, ze względu na brak doświadczenia z technologią CANDU w Stanach Zjednoczonych. Wysiłki podejmowane na rzecz zdobycia licencji dla ACR w Stanach Zjednoczonych są nadal kontynuowane, ale ich tempo spadło. Z powodu decyzji firmy Dominion o porzuceniu ACR-700, jako jej projektu referencyjnego, AECL twierdzi, że będzie się koncentrował na ACR-1000.

3.4 Reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem HTGR

Nie jest jasne czy reaktory HTGR będące w fazie rozwoju, powinny być objęte kategorią elektrowni III albo IV Generacji. Reaktor modułowy z paliwem granulowanym (PBMR) jest oparty na projektach rozwiniętych przez Siemens i ABB dla Niemiec, ale porzucony, po kiepskich doświadczeniach z jednostką demonstracyjną. Obecnie jest on rozwijany przez południowoafrykańskie grupy kapitałowe. Różne przejścia i fuzje w świecie producentów

reaktorów oznaczają, że dostawcami licencji na tę technologię są obecnie Areva (zastąpiła Siemens) i Westinghouse (zastąpił ABB). Technologia jest rozwijana przez firmę PBMR Co., która ma, jako partnerów Eskom – południowoafrykański państwowy zakład energetyczny, brytyjski BNFL, amerykański zakład energetyczny Exelon oraz inne południowoafrykańskie grupy kapitałowe. Projekt był po raz pierwszy przedstawiony publicznie w 1998 roku, kiedy oczekiwano, że pierwsze komercyjne zamówienia mogłyby zostać złożone w 2003 roku. Jednakże większe, niż przewidywane problemy w sfinalizowaniu projektu, wycofanie się firmy Exelon oraz niepewność dotycząca zaangażowania innych partnerów, w tym korporacji Westinghouse, oznaczają, że kalendarz realizacji projektu przesunął się dramatycznie a pierwsze komercyjne zamówienia nie mogą być obecnie zrealizowane przed 2012 rokiem, nawet, jeżeli nie będzie dalszych opóźnień.

Chińskie grupy kapitałowe także rozwijają podobną technologię, z tymi samymi technologicznymi korzeniami, ale, podczas gdy pojawiły się optymistyczne opinie w tym środowisku, dotyczące rozwoju tego projektu, chiński rząd wydaje się popierać rozwój reaktorów PWR oraz prawdopodobnie BWR.

4 Główne czynniki warunkujące ekonomikę energetyki jądrowej

Istnieje kilka ważnych czynników warunkujących koszt energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownie jądrowe. Niektóre z nich są intuicyjnie jasne, inne są mniej oczywiste. Przyjętą praktyczną zasadą w energetyce jądrowej jest to, że około dwie trzecie kosztów wytwarzania energii stanowią koszty stałe, czyli koszty, które będą poniesione niezależnie od tego, czy elektrownia będzie działać czy nie – resztę stanowią koszty eksploatacji. Głównymi kosztami stałymi są koszty płacenia odsetek od pożyczek na realizację budowy i spłata kapitału, ale koszt likwidacji elektrowni jest także w nich uwzględniony. Głównym elementami kosztów eksploatacyjnych są koszty działania, napraw i remontów, ale raczej nie paliwo. Jednakże, jak to pokazano poniżej, istnieje ogromny stopień zróżnicowania w dokonywanych założeniach w przypadku tych parametrów w różnych prognozach, zatem ogólny podział na koszty stałe i zmienne powinien być traktowany jako orientacyjny.

Należy zaznaczyć, że opisywane prognozy były przygotowane w okresie pięciu lat i były przedstawiane w różnych walutach.

Wpływ inflacji – na przykład inflacja na poziomie 2,5% podniosła koszty o 13% w okresie pięciu lat – i zmiany wartości walut – na przykład, od roku 2000, kurs wymiany dolara amerykańskiego wobec funta brytyjskiego zmienił się pomiędzy $1 \text{ GBP} = 1,40 \text{ USD}$ a $1 \text{ GBP} = 1,93 \text{ USD}$ – oznacza, że wszelkie porównania mają znaczny margines błędu.

4.1 Koszty i czas budowy

Koszt budowy jest najbardziej szeroko dyskutowanym parametrem, chociaż inne parametry, takie, jak koszt kapitału i sprawność działania, mają porównywalną wagę dla całkowitego kosztu. Istnieje kilka czynników, które wyjaśniają, dlaczego wokół prognoz kosztów budowy jest tyle kontrowersji

Nieścisłość danych

Wiele z przedstawianych prognoz kosztów budowy powinno być traktowanych ze sceptycyzmem. Najbardziej wiarygodnym wskaźnikiem przyszłych kosztów są często wielkości kosztów z przeszłości. Jednakże, od większości przedsiębiorstw nie wymaga się publikowania właściwie audytowanych kosztów budowy i mają one niewielką motywację do przedstawiania swoich wyników w innym, niż dobrym świetle. Od amerykańskich przedsiębiorstw wymagano publikowania wiarygodnej księgowości kosztów budowy własnych elektrowni jądrowych dla regulatora rynku energetycznego (który zezwalał na obciążanie konsumentów kosztami tylko wtedy, gdy były one właściwie audytowane). Koszt brytyjskiej elektrowni Sizewell B jest także w dużym stopniu dobrze udokumentowany, ponieważ przedsiębiorstwo ją budujące prowadziło kilka innych działań biznesowych, w których koszty budowy mogły być „zamaskowane”.

Nawet tam, gdzie koszty są wiarygodnie określone, można dyskutować nad kwestią, dlaczego są na takim poziomie. Na przykład, według raportu brytyjskiej Jednostki ds. Wydajności i Innowacji (Performance and Innovation Unit, PIU),¹¹ koszt reaktora Sizewell B był o 35% wyższy w wielkościach rzeczywistych, niż cena podawana w 1987 roku, kiedy zamówienie zostało złożone. Jednakże, British Energy twierdzi, że z całkowitych kosztów

11 Performance and Innovation Unit (2002) „The economics of nuclear power,” Kancelaria Premiera, Londyn, Wielka Brytania.

wynoszących około 5400 USD/kW, 750 GBP/kW (25%) było kosztami wynikającymi z faktu budowy reaktora prototypowego. Ceny w ofertach producentów reaktorów są także realistyczne, chociaż zakupy wyposażenia elektrowni mogą stanowić tylko mniej niż połowę całkowitego kosztu (prace inżynierskie oraz instalacja stanowią generalnie jego większą część). Ceny podawane w kontraktach mogą być także elementem zawartych w umowach klauzul dotyczących wzrostu cen, które oznaczają, że końcowa cena jest znacznie wyższa, co skutkuje tym, że oferty przedstawiane w przetargach mają ograniczoną wartość.

Ceny podawane przez instytucje żywotnie zainteresowane technologią, takie, jak: organizacje promocyjne, producenci elektrowni (gdy nie są związani z konkretnym zamówieniem) oraz przedsiębiorstwa zaangażowane w energetykę jądrową, muszą oczywiście być odbierane ze sceptycyzmem. Ceny podawane przez agencje międzynarodowe, takie, jak Agencja Energii Jądrowej OECD, także muszą być traktowane z uwagą, szczególnie, gdy są one oparte raczej na kosztach indykatorywnych niż wielkościach rzeczywistych. Ogólnie, informacje na temat kosztów są dostarczane przez rządy krajów, które mogą mieć swoje własne powody, aby pokazywać energetykę jądrową w dobrym świetle, oraz które generalnie nie opierają tych liczb na faktycznym doświadczeniu.

Najczęściej spodziewa się, że koszt kapitału jest największym elementem jednostkowego kosztu energii z elektrowni jądrowej. Koszt budowy jest kluczowy w określaniu kosztu energii z elektrowni jądrowej. Standardowo podawane koszty budowy obejmują koszt pierwszego załadunku paliwa, ale nie obejmują odsetek naliczanych od pożyczek podczas budowy elektrowni, zazwyczaj określanych odsetkami z okresu budowy (interest during construction, IDC). Dla umożliwienia porównań pomiędzy reaktorami z różną mocą, koszty są często podawane, jako koszt za wytwarzany kilowat. Zatem, elektrownie jądrowe z mocą osiągającą 1200MW, których koszty określa się na poziomie 2000 GBP/kW, osiągnęłyby całkowite koszty budowy w wysokości 2,4 miliarda GBP.

Prognozy kosztów budowy są notorycznie niedokładnie przedstawiane, często w sposób poważnie niedoszacowany w stosunku do ich faktycznych rozmiarów i – w przeciwieństwie do doświadczeń z większością technologii, gdzie tak zwane „uczenie się”, ekonomia skali oraz rozwój technologiczny, spowodowały

ograniczenie rzeczywistych kosztów kolejnych generacji danej technologii – rzeczywiste koszty budowy nie spadły, ale mają tendencję wzrostową z upływem czasu.

Istnieją także pewne nieuniknione zmienne występujące pomiędzy krajami, dotyczące lokalnych kosztów pracy oraz kosztów materiałów takich, jak stal i beton.

Trudności z prognozowaniem

Istnieje kilka czynników, które powodują, że prognozowanie kosztów budowy jest trudne. Po pierwsze, wszystkie elektrownie jądrowe obecnie oferowane na rynku wymagają wielkiej liczby działań inżynierskich na miejscu budowy, których koszt może stanowić około 60% całkowitych kosztów budowy, z głównymi elementami wyposażenia – takimi, jak turbina generatora, wytwornica pary oraz zbiornik reaktora – stanowiącymi stosunkowo niewielką część całkowitych kosztów.¹² Wielkie projekty angażujące znaczne ilości prac inżynierskich na miejscu budowy notorycznie okazują się trudnymi do zarządzania i kontroli kosztów – na przykład w Wielkiej Brytanii, koszty tunelu pod Kanałem La Manche – Channel Tunnel i zapory przeciwpowodziowej Thames Barrier zamknęły się na poziomie znacznie wyższym od początkowo planowanego. Niektóre projekty reaktorów IV Generacji, takie, jak reaktor modułowy z paliwem granulowanym, są tak projektowane, aby były budowane głównie z elementów prefabrykowanych i oczekuje się, że w takich warunkach koszty będą łatwiejsze do kontroli.

Dla niektórych projektów elektrowni, możliwy jest zakup instalacji na warunkach „pod klucz”, innymi słowy, po uzgodnionej cenie, gdy sprzedający gwarantuje, że nie będzie wzrostu ceny w stosunku do uzgodnionego poziomu. Warunki „pod klucz” są możliwe tylko, gdy sprzedający jest pewny, że może kontrolować wszystkie aspekty wpływające na wysokość całkowitych kosztów budowy. Obecna generacja elektrowni gazowych, elektrowni z turbinami gazowymi pracujących w cyklu skojarzonym (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT), jest często sprzedawana „pod

12 W rezultacie trudności z kontrolowaniem kosztów budowy, ugruntowaną polityką Banku Światowego jest nie udzielanie pożyczek dla projektów budowy elektrowni jądrowych. Patrz: World Bank (1991) „Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects, tom III,” World Bank Technical Paper 154, Bank Światowy, Waszyngton, DC, Stany Zjednoczone.

klucz”, gdyż są one głównie prefabrykowane w zakładach znajdujących się pod nadzorem sprzedającego, co powoduje, że wymaganych jest stosunkowo niewiele prac na miejscu budowy. W połowie lat 60., czterech główni producenci elektrowni jądrowych w Stanach Zjednoczonych sprzedali w sumie dwanaście elektrowni w systemie „pod klucz”, ale stracili masę pieniędzy z powodu braku możliwości kontrolowania kosztów, i od tego czasu, jest mało prawdopodobne, że którykolwiek sprzedający zaryzykuje oferowanie całych elektrowni na warunkach „pod klucz”. Zauważmy, że poszczególne elementy wyposażenia mogą być kupowane w systemie „pod klucz”, ale każda cena elektrowni jądrowej podawana, jako będąca ceną „pod klucz”, powinna być odbierana ze znacznym sceptycyzmem. Zamówienie dla Olkiluoto jest zazwyczaj opisywane jako „pod klucz,” z firmą Areva odpowiedzialną za zarządzanie budową, ale szczegóły kontraktu są tajne i nie można się dowiedzieć, czy rzeczywiście nie ma klauzul umownych dotyczących wzrostu kosztów. Na przykład, jeżeli wypadek w innej instalacji prowadziłby do postawienia przez regulatora wymogu zmiany projektu, czy firma Areva rzeczywiście poniosłaby dodatkowe koszty, związane z taką konieczną zmianą.

Po drugie – wzrost kosztów, w sytuacji koniecznych zmian w projekcie, na przykład, jeżeli oryginalny szczegółowy projekt okaże się słaby lub regulator do spraw bezpieczeństwa wymaga dokonania zmian w projekcie lub projekt nie jest w pełni opracowany, przed rozpoczęciem budowy. W odpowiedzi na te problemy, konstruktorzy elektrowni dążą obecnie do uzyskania pełnej akceptacji przez regulatora przed rozpoczęciem budowy, tak, jak w przypadku proponowanych w Stanach Zjednoczonych połączonych Licencji na Budowę i Działalność (Construction and Operation Licenses,) oraz wymagają, aby projekty były dopracowane na tyle, na ile jest to sensowne i możliwe, jeszcze przed rozpoczęciem budowy. Ryzyka związanego ze zmianami w projekcie nie można całkowicie uniknąć, szczególnie w przypadku nowych konstrukcji, gdy nieprzewidziane problemy mogłyby pojawić się w procesie budowy reaktora. Doświadczenia zdobywane w działających reaktorach mogłyby prowadzić także do potrzeby zmiany projektu po rozpoczęciu budowy. Na przykład, poważny wypadek jądrowy wymagałby koniecznie dokonania przeglądu wszystkich elektrowni w budowie (oraz wszystkich działających) a ważne lek-

cje nie mogłyby zostać zignorowane tylko dlatego, że wydanie licencji dla istniejących projektów miało już miejsce.

Uczenie się, ekonomia skali oraz rozwój technologiczny

Od większości technologii oczekuje się, że kolejne generacje projektu będą tańsze i lepsze, niż ich poprzedniczki, ze względu na czynniki, takie, jak uczenie się, ekonomia skali oraz rozwój technologiczny. Jak dalece technologia jądrowa rozwinęła się z czasem jest punktem spornym, ale jasne jest, że koszty nie spadły. Powody tego stanu są złożone i nie najlepiej rozpoznane, ale do czynników, które są często podawane należą zwiększone wymagania regulacyjne (uwaga: standardy nie podniosły się, natomiast poszerzył się zakres środków, które uznano za konieczne dla osiągnięcia tych standardów) i nierozsądne działania, które miały na celu cięcie kosztów w przypadku pierwszej generacji reaktorów.

Niewielka liczba zamówień dla bieżącej generacji reaktorów, szczególnie tych z właściwie udokumentowanymi kosztami, utrudniają zorientowanie się, czy koszty elektrowni jądrowych już się stabilizują, a tym bardziej czy zaczynają spadać. Jednakże „uczenie się”, innymi słowy poprawa sprawności dzięki powtarzaniu oraz ekonomia skali są procesami biegnącymi w dwóch kierunkach. W latach 70. ubiegłego wieku, główni producenci reaktorów otrzymywali do dziesięciu zamówień rocznie. To pozwoliło firmom na stworzenie wydajnych linii do produkcji głównych części oraz pozwoliło zbudować wykwalifikowane zespoły projektantów i inżynierów. Trudno oszacować, na ile ta ekonomia, związana z liczbą wyprodukowanych reaktorów, zmniejszyła koszty. Raport Agencji Energii Jądrowej OECD z 2000 roku sugeruje, że intuicyjne oczekiwanie, że efekt ekonomii skali będzie wielki, może nie być precyzyjne. W raporcie czytamy:¹³

“zamówienia dwóch jednostek w tym samym czasie i z przerwą między budowami wynoszącą co najmniej dwanaście miesięcy, da w efekcie zysk na poziomie około 15% dla drugiego bloku. Jeżeli drugi blok jest częścią bliźniaczego zespołu, zysk dla drugiego bloku wyniesie około 20%. Zamówienia dodatkowych jednostek w tej samej serii nie będzie prowadziło do znacznie większych ograniczeń kosztów. Efekt standaryzacji dla więcej niż dwóch

13 Agencja Energii Jądrowej (2000) „Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants” OECD, Paryż, s. 90.

jednostek identycznego projektu jest oczekiwany na poziomie nieistotnie niskim.”

Gdy Performance and Innovation Unit (PIU) Kancelarii Premiera Wielkiej Brytanii analizował ekonomikę energetyki jądrowej w 2002 roku, prognozy kosztów otrzymał od przedsiębiorstwa British Energy (właściciela elektrowni jądrowych) i BNFL (firmy sprzedającej elektrownie), które były oparte na „znacznym zakresie uczenia się i efektach skali z ustandaryzowanego programu”. PIU był sceptyczny, co do stopnia uczenia się, uznając, że możliwe było wystąpienie efektu uczenia się, lecz jego wpływ mógł być ograniczony. PIU wskazywał:¹⁴

“tempo i zakres uczenia się mogą być jednakże mniejsze dla elektrowni jądrowych, niż dla źródeł odnawialnych z kilku powodów:

- stosunkowo długi czas wprowadzania instalacji dla energetyki jądrowej oznaczają, że informacja zwrotna z zebranych doświadczeń z ich działania dociera wolniej;
- ponowne przyznawanie licencji dla projektów jądrowych dodatkowo opóźnia wprowadzenie do nich zmian oraz
- zakres ekonomii wielkiej skali w przypadku produkcji komponentów jest mniejszy dla elektrowni jądrowych, ponieważ serie produkcyjne są znacznie krótsze niż dla źródeł odnawialnych, gdzie zainstalowane mogą być setki a nawet tysiące jednostek.”

Główni producenci reaktorów otrzymali tylko garść zamówień w ostatnich dwudziestu latach, ich własne linie produkcyjne zostały zamknięte a wykwalifikowane zespoły – zredukowane. Westinghouse otrzymał tylko jedno zamówienie w ostatnich dwudziestu pięciu latach, jednocześnie nawet francuski sprzedający Areva otrzymał swoje pierwsze zamówienie w ciągu około piętnastu lat, dzięki zamówieniu dla Finlandii. Dla nowych zamówień, wielkie elementy konstrukcyjne generalnie będą musiały być realizowane w ramach subkontraktów przez wyspecjalizowane firmy i zbudowane w systemie one-off (cały komponent budowany poza placem budowy), przypuszczalnie po większych kosztach, w krajach takich, jak Japonia, a w przyszłości Chiny.¹⁵ Zespoły projektowe

14 Performance and Innovation Unit (2002) „Energy Review,” Kancelaria Premiera, Londyn, s. 195. <http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>.

15 Przykładowo, jeżeli zostanie zamówiony reaktor EPR dla elektrowni Flamanville, zbiornik ciśnieniowy reaktora byłby prawdopodobnie wyprodukowany w Japonii.

i inżynierskie będą musiały być stworzone ponownie.

Reaktor Sizewell B jest ostatnią elektrownią zbudowaną w Wielkiej Brytanii, która została ukończona w 1995 roku. Jej koszty nie są łatwe do precyzyjnego określenia, z powodu dyskusji, na przykład, wokół tego, na ile koszty związane z faktem, że jest to elektrownia prototypowa, powinny być uwzględnione. Jakkolwiek, całkowity koszt był szacowany przez brytyjskie National Audit Office w 1998 roku na około 3 miliardy GBP,¹⁶ prawdopodobnie około 3,5 miliarda w dzisiejszych pieniądzach lub koszt 3400 GBP/kW.¹⁷

Czas trwania budowy

Wydłużenie czasu trwania budowy poza ten przewidywany nie zwiększa bezpośrednio kosztów, chociaż wpłynie na wzrost IDC i często jest symptomem problemów podczas fazy budowy, takich, jak: kwestie związane z projektem, problemów zarządzania na miejscu lub trudności z zaopatrzeniem, które znajdują odzwierciedlenie w wyższych kosztach budowy. W konkurencyjnym systemie energetycznym, długi przewidywany czas trwania budowy byłby wadą ze względu na zwiększone ryzyko, że warunki zmieniają się, powodując, że inwestycja stanie się ekonomicznie nieuzasadniona przed jej ukończeniem oraz ze względu na wyższy koszt kapitału (patrz poniżej) w konkurencyjnym środowisku.

Całkowity czas realizacji inwestycji, od momentu podjęcia decyzji o budowie elektrowni do chwili jej komercyjnego uruchomienia, tzn. po wykonaniu wstępnych testów elektrowni i przekazaniu przez sprzedającego nadzoru nad nią właścicielowi, jest ogólnie znacznie dłuższy niż czas trwania samej budowy. Na przykład, decyzja o zbudowaniu elektrowni jądrowej Sizewell B w Wielkiej Brytanii została podjęta w 1979 roku, ale budowa nie rozpoczęła się do roku 1987 (z powodu opóźnień związanych nie tylko z prowadzonym publicznym dochodzeniem, ale także ze względu na trudności w sfinalizowaniu projektu). Elektrownia rozpoczęła swoją komercyjną działalność dopiero w 1995 roku, zatem całkowity czas realizacji inwestycji wynosił szesnaście lat.

16 National Audit Office (1998) „The sale of British Energy,” Izba Gmin, 694, Sesja Parlamentarna 1997–98, Londyn, HMSO.

17 British Energy twierdzi, że znaczna część tych kosztów była jednorazowymi kosztami związanymi z faktem budowania pierwszej elektrowni tego typu.

Koszt fazy przed rozpoczęciem budowy jest ogólnie stosunkowo niski w porównaniu z kosztem budowy, o ile reaktor nie jest prototypem – „pierwszym tego typu”, gdzie projekt i jego akceptacja w zakresie bezpieczeństwa mogą okazać się drogie. Jednakże, dla producentów energii elektrycznej działających w konkurencyjnym środowisku, długie opóźnienie i ryzyko, jakie z tym się wiąże – takie, jak niepowodzenie na etapie procedury lokalizacji lub wzrost kosztów związanych z wymogami regulatora – są głównymi powodami zniechęcenia do wyboru elektrowni jądrowych.

4.2 Ocena mocy

Ocena maksymalnej mocy elektrowni determinuje, ile kilowatogodzin możliwej do sprzedania energii elektrycznej elektrownia może wyprodukować. Szczególnie dla brytyjskich elektrowni, problemy wynikające z korodowania i słabych projektów oznaczają, że większość elektrowni nie może utrzymywać swojego działania na swym pełnym projektowanym poziomie. Dla projektów częściej wykorzystywanych na świecie, nie osiągnięcie maksymalnej projektowanej mocy elektrowni nie stanowiło ważnej kwestii w ostatnich latach i większość elektrowni była w stanie działać na swym projektowanym poziomie. Wręcz w niektórych przypadkach, zmiany wprowadzane w elektrowniach po rozpoczęciu przez nie komercyjnej działalności – na przykład zastosowanie wydajniejszej turbiny lub podniesienie temperatury działania – oznaczają, że niektóre elektrownie są w stanie działać na wyższym poziomie wydajności od projektowanego. W przypadku przyszłych zamówień, nadal istnieje niewielkie ryzyko dla niesprawdzonych projektów, gdy elektrownia nie będzie w stanie działać na tak wysokim poziomie wydajności, jaki zaplanowano, ale takie ryzyko jest prawdopodobnie całkiem niewielkie w porównaniu z innymi występującymi ryzykami.

4.3 Koszt kapitału

Koszt kapitału jest elementem, wraz z kosztami budowy, należności kapitałowych (Załącznik 1). Rzeczywisty (uwzględniając inflację) koszt kapitału różni się pomiędzy krajami oraz pomiędzy zakładami energetycznymi, zgodnie z poziomem ryzyka inwestycyjnego dla danego kraju i poziomem zdolności kredytowej przedsiębiorstw. Ogromny wpływ będzie miał także sposób, w

jaki sektor energii elektrycznej jest zorganizowany. Jeżeli sektor jest regulowanym monopolem, rzeczywisty koszt kapitału może być na poziomie tak niskim, jak 5-8%, ale na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, może on wynosić co najmniej 15%.

Jest jasne, że jeżeli największym elementem kosztu w energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowej są należności kapitałowe, więcej niż podwajanie wymaganej stopy zwrotu poważnie naruszy podstawy ekonomiki energetyki jądrowej. Nie istnieje „właściwa” odpowiedź na pytanie, jaki koszt kapitału powinien być zastosowany. Gdy przemysł energii elektrycznej stanowił monopol, przedsiębiorstwa miały zagwarantowany pełny zwrot kosztów, innymi słowy, niezależnie od tego, ile wydały pieniędzy, mogły je w całości odzyskać od konsumentów. To powodowało, że każda inwestycja niosła bardzo niskie ryzyko dla zapewniających kapitał, ponieważ to konsumenci byli obciążani całym ciężarem tego ryzyka. Koszt kapitału był zróżnicowany w zależności od kraju i tego, czy przedsiębiorstwo było publiczne czy prywatne (firmy publiczne ogólnie mają wysoki rating kredytowy a zatem koszt kapitału jest niższy dla nich, niż dla przedsiębiorstw komercyjnych). Jego poziom wynosił od 5-8%.

Na efektywnym rynku energii elektrycznej, ryzyko finansowania inwestycji obciążałoby przedsiębiorstwo energetyczne, nie konsumentów a koszt kapitału odzwierciedlałby to ryzyko. Na przykład w 2002 w Wielkiej Brytanii około 40% energii było wytwarzane przez firmy znajdujące się w katastrofalnej sytuacji finansowej (około połowy z nich to elektrownie jądrowe) a kilka firm i banków straciło miliardy funtów na inwestowaniu w elektrownie, które same wyprodukowały lub finansowały. W tych warunkach, rzeczywisty koszt kapitału większy niż 15% wydaje się dobrze uzasadniony. Jeżeli ryzyko byłoby ograniczone – na przykład, jeżeli pojawiłyby się rządowe gwarancje dotyczące zakupów energii i jej ceny – koszt kapitału byłby niższy, ale to stanowiłoby rządową subwencję (pomoc państwa) i nie jest jasne czy taka pomoc byłaby akceptowalna w ramach obowiązującego prawa Unii Europejskiej.

4.4 Sprawność działania

Dla technologii kapitałochłonnych, takich, jak energetyka jądrowa, wysoki poziom wykorzystania urządzeń ma ogromną wagę, 290

ponieważ ogromne koszty stałe (spłata kapitału, spłata odsetek oraz opłacenie kosztów likwidacji elektrowni) mogą być rozłożone na maksymalnie dużą liczbę jednostek sprzedawanej energii elektrycznej. Dodatkowo, elektrownie jądrowe są fizycznie nieelastyczne i nie byłoby mądre uruchamiać i zamykać elektrownię lub zmieniać poziom mocy częściej, niż to jest konieczne. W efekcie, elektrownie jądrowe działają jako elektrownie podstawowe z wyjątkiem kilku krajów (np. Francji), gdzie energia jądrowa stanowi tak wysoką część całkowitej wytwarzanej mocy, że to nie jest możliwe. Dobrym miernikiem niezawodności elektrowni i poziomu jej wydajności w produkowaniu energii na sprzedaż, jest współczynnik obciążenia.¹⁸ Współczynnik obciążenia jest obliczany, jako moc w danym okresie czasu wyrażana jako procent mocy wyjściowej, która byłaby wyprodukowana, jeżeli jednostka działałaby bez przerwy na pełnym poziomie projektowym mocy przez okres brany pod uwagę.¹⁹ Ogólnie, współczynniki obciążenia są obliczane dla jednego roku lub pełnego okresu pracy reaktora. W przeciwieństwie do kosztów budowy, współczynnik obciążenia może być precyzyjnie i jednoznacznie zmierzony a tabele współczynników obciążenia są regularnie publikowane przez wydawnictwa specjalistyczne, takie jak Nucleonics Week i Nuclear Engineering International. Można dyskutować na temat powodów zamknięć lub zmniejszonych poziomów mocy, chociaż z punktu widzenia ekonomiki elektrowni jądrowej, ma to często ograniczone znaczenie.

Tak, jak w przypadku kosztów budowy, współczynniki obciążenia działających elektrowni są znacznie gorsze niż te prognozowane. Założenia przedstawiane przez producentów i promujących tę technologię są takie, że elektrownie jądrowe są nadzwyczaj wiarygodne, z przerwami w produkowaniu energii elektrycznej tylko podczas remontów i załadowywania paliwa (niektóre projekty elektrowni, takie, jak AGR i CANDU są załadowywane paliwem bez przerwy i muszą być zamykane tylko na czas remontu),

18 w brytyjskim angielskim - load factor, w amerykańskim - capacity factor (przyp. tłum.)

19 Należy zwrócić uwagę, że tam, gdzie mamy do czynienia z obniżeniem wydajności reaktorów, niektóre organizacje (np. IAEA) podają współczynnik obciążenia na poziomie określonym w decyzji administracyjnej a nie poziomie określonym w projekcie. O ile może to dać pewne użyteczne informacje dotyczące niezawodności elektrowni, dla celów analizy ekonomicznej powinien być wykorzystywany poziom określany w projekcie, ponieważ właśnie za to zapłacił i tego oczekuje kupujący.

osiągając współczynniki obciążenia od 85-95%. Jednakże, wydajność była niska a około roku 1980 średni współczynnik obciążenia dla wszystkich elektrowni na świecie wynosił około 60%. Dla zilustrowania wpływu tego na ekonomikę energetyki jądrowej zauważmy: jeżeli przyjmiemy koszty stałe na poziomie dwóch trzecich całkowitych kosztów energii a współczynnik obciążenia na poziomie 90%, całkowity koszt energii wzrośnie o jedną trzecią, jeżeli współczynnik obciążenia osiągnie tylko 60%. Ponieważ słabe współczynniki obciążenia są spowodowane przez uszkodzenia wyposażenia, w efekcie dodatkowe koszty remontów i napraw spowodują dalszy wzrost jednostkowego kosztu energii. Na konkurencyjnym rynku, jądrowe przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane kontraktem do dostarczania energii, które nie jest w stanie wypełnić swojego zobowiązania, będzie prawdopodobnie zmuszone do kupienia „zastępczej” mocy dla swoich klientów, potencjalnie po bardzo wysokich cenach.

Jednakże, od późnych lat 1980, przemysł jądrowy na świecie podjął wyteżone wysiłki na rzecz zwiększenia wydajności i współczynniki obciążenia obecnie średnio osiągają na całym świecie poziom wyższy niż 80% a, na przykład, Stany Zjednoczone mają obecnie średni poziom prawie 90%, w porównaniu z mniej niż 60% w 1980 roku, chociaż średni współczynnik obciążenia liczony dla całego okresu działania reaktorów w amerykańskich elektrowniach jądrowych wynosi nadal tylko 70%.

Zaledwie 7 z 414 działających na świecie reaktorów, z co najmniej jednym rokiem działania za sobą, dla których dostępne są pełne raporty na temat wydajności, ma współczynnik obciążenia dla całego okresu działania reaktora powyżej 90% i tylko 100 najlepszych elektrowni ma współczynnik obciążenia dla całego okresu działania reaktora większy niż 80%. Interesujący jest fakt, że 13 najlepszych elektrowni znajduje się zaledwie w trzech krajach: 6 w Południowej Korei, 5 w Niemczech oraz 2 w Finlandii.

Projekty nowych reaktorów mogą rywalizować z poziomem niezawodności osiąganym przez 2% z najlepszych istniejących reaktorów, ale, jednocześnie, mogą być narażone na problemy przy rozruchu, podobnie, jak wcześniejsze generacje reaktorów. Francuskie doświadczenie z późnych lat 90. z projektem N4 jest szczególnie pozytywne. Należy zwrócić uwagę, że w analizie ekonomicznej wydajność w pierwszych latach działania, kiedy mogą

się pojawić problemy przy rozruchu, będą miały dużo większą wagę niż te, z późniejszych lat, ze względu na proces dyskontowania strumieni finansowych. Wydajność może spaść w późniejszych latach działania z powodu tego, że wyposażenie zużywa się i musi być wymienione a poprawki w projekcie są konieczne, dla podniesienia poziomu bezpieczeństwa elektrowni do poziomu bliższego bieżącym standardom. Ten spadek dotyczący sprawności prawdopodobnie nie będzie miał dużego znaczenia w analizie ekonomicznej, ze względu na dyskontowanie. Podsumowując założenie o niezawodności na poziomie 90% albo większym wydaje się trudne do uzasadnienia w oparciu o historyczne doświadczenie.

4.5 Działania nie związane z paliwem jądrowym oraz koszt napraw i remontów

Wiele osób zakłada, że elektrownie jądrowe są zasadniczo automatycznymi urządzeniami, wymagającymi jedynie zakupu paliwa i mają bardzo niski poziom kosztów eksploatacji. W efekcie, działania nie związane z paliwem jądrowym oraz koszty napraw i remontów (operations and maintenance, O&M) są rzadko widoczne w opracowaniach dotyczących ekonomiki jądrowej. Z omówienia poniżej wynika, że koszt paliwa jest stosunkowo niski i jest stosunkowo przewidywalny. Jednakże w późnych latach 1980 i wczesnych 90. udowodniono, że założenie dotyczące niskich kosztów eksploatacji było fałszywe, gdy niewielka liczba amerykańskich elektrowni jądrowych została zamknięta, ponieważ okazało się, że koszt ich funkcjonowania (wyłączając spłatę kosztów stałych) był większy niż koszt budowy i zastąpienia ich przez elektrownie gazowe. Okazało się, że nie związane z paliwem koszty napraw i remontów były średnio na poziomie przekraczającym 22 USD/MWh (0,015 GBP/kWh), podczas, gdy koszty paliwa wynosiły w tym czasie ponad 12 USD/MWh (0,008 GBP/kWh).²⁰ W połowie lat 90. podejmowano wyteżone wysiłki, aby ograniczyć nie związane z paliwem koszty napraw i remontów, które w tym czasie spadły średnio do około 12,5 USD/MWh (0,007 GBP/kWh) a koszty paliwa do 4,5 USD/MWh (0,0025 GBP/kWh). Jednakże, należy zwrócić uwagę na fakt, że to ograniczanie kosztów było osiągnięte głównie dzięki poprawie niezawodności elektrowni, a

²⁰ Statystyka na temat kosztów O&M można znaleźć na stronie: <http://www.nei.org/index.asp?catnum=28&catid=95>.

nie faktycznemu obniżaniu kosztów. Wiele kosztów napraw i remontów jest w dużej mierze stałych – koszt zatrudnienia załogi i utrzymania zakładu energetycznego – i niewiele zmieniają się przy zmianie poziomu mocy elektrowni, zatem wyższy poziom mocy, która jest wyprodukowana, przynosi obniżenie kosztów napraw i remontów na MWh. Zagrożenie wcześniejszego zamknięcia ze względów ekonomicznych generalnie zniknęło obecnie w Stanach Zjednoczonych.

Warto także zauważyć, że przedsiębiorstwo British Energy, które w gruncie rzeczy otrzymało osiem elektrowni jądrowych w chwili, gdy zostało utworzone w 1996 roku, zbankrutowało w 2002 roku, gdyż przychód z działania elektrowni ledwo pokrywał koszty operacyjne. To wynikało po części z wysokich kosztów paliwa, szczególnie kosztu przetwarzania zużytego paliwa – procesu, który jest obecnie przeprowadzany tylko w Wielkiej Brytanii i Francji (patrz poniżej). Średnie koszty napraw i remontów dla ośmiu elektrowni należących do British Energy, włączając w to paliwo, zmieniały się w wartościach pomiędzy około 0,0165 i 0,019 GBP/kWh od 1997 do 2004 roku. Jednakże, w pierwszych dziewięciu miesiącach roku podatkowego 2004/05, koszty operacyjne (w tym paliwo) wynosiły 0,0215 GBP/kWh ze względu na niski poziom wydajności w niektórych elektrowniach. Średnia w tym okresie wynosi około 0,0185 GBP/kWh. Jeżeli założymy, że koszt paliwa, w tym koszt przetwarzania paliwa zużytego, wynosi około 0,007 GBP/kWh, to oznacza około 0,0115 GBP/kWh to koszty napraw i remontów, nie związane z paliwem jądrowym – poziom około 60% wyższy niż średnia w Stanach Zjednoczonych.

4.6 Koszty paliwa

Koszty paliwa spadły, ponieważ światowa cena uranu jest niska od połowy lat 1970. Koszty paliwa w Stanach Zjednoczonych wynoszą średnio około 0,0025 GBP/kWh, ale są one prawdopodobnie w sposób sztuczny zaniżone, gdyż amerykański rząd przejmuje odpowiedzialność za składowanie zużytego paliwa, pobierając stałą opłatę 1 USD/MWh (0,0006 GBP/kWh). To jest cena, która została ustalona arbitralnie ponad dwadzieścia lat temu i nie jest oparta na faktycznym doświadczeniu – ani w Stanach Zjednoczonych, ani gdziekolwiek indziej na świecie nie istnieje żadna infrastruktura, służąca do składowania odpadów jądrowych – a całe

amerykańskie zużyte paliwo pozostaje w tymczasowych miejscach składowania, do czasu budowy składowiska zużytego paliwa, które ma powstać w Yucca Mountain. Rzeczywiste koszty składowania odpadów jądrowych są prawdopodobnie znacznie wyższe.

Koszty paliwa stanowią niewielką część projektowanych kosztów energii jądrowej, ponieważ zapasy uranu są stosunkowo obfite w porównanie z bieżącym poziomem zużycia. Kwestia składowania zużytego paliwa jest trudna do oceny. Przetwarzanie jest drogie i chociaż wyprodukowany pluton może być z zyskiem wykorzystany, nie pomaga rozwiązać problemu składowania odpadów. Przetwarzanie jedynie rozdziela zużyte paliwo na różne części, ale nie zmniejsza wielkości radioaktywności, z którą musimy sobie poradzić. Wręcz przeciwnie, przetwarzanie tworzy wielkie ilości odpadów niskiego i średniego poziomu, ponieważ wszystkie materiały i wyposażenie stosowane w procesie przetwarzania stają się radioaktywnymi odpadami. Wartość poprzedniego kontraktu pomiędzy BNFL a British Energy, przed jej upadkiem, określano na 300 milionów GBP rocznie, co równa się około 0,005 GBP/kWh. Oczekuje się, że nowy kontrakt ma zaoszczędzić firmie British Energy około 150 do 200 milionów GBP rocznie, choć będzie to możliwe tylko ze względu na poręczenie dotyczące strat w BNFL, udzielone przez rząd. Mimo tego negatywnego doświadczenia dotyczącego kosztów, twierdzi się, że Stany Zjednoczone rozważały wydanie pozwolenia na przetwarzanie zużytego paliwa, co nie nastąpiło od czasu ustanowienia zakazu przez administrację prezydenta Cartera. Koszt składowania odpadów wysokoradioaktywnych jest trudne do oszacowania, ponieważ żadna infrastruktura nie została zbudowana ani nie jest nawet w budowie, a wszelkie szacunki kosztów muszą mieć bardzo szeroki margines błędu.

4.7 Księgowanie okresu życia elektrowni

Jedną z cech elektrowni III Generacji w porównaniu z ich poprzedniczkami jest to, że są one projektowane tak, aby ich cykl życia wynosił około 60 lat, w porównaniu do wcześniejszych elektrowni, których cykl życia wynosił zasadniczo około połowy tego okresu. Dla technologii zdominowanej przez koszty stałe, można byłoby oczekiwać, że podwojenie długości życia powinno znacznie zmniejszyć koszt stały na jednostkę, ponieważ byłby znacznie dłuższy czas na odzyskanie tych kosztów. W praktyce tak nie jest.

Komercyjne pożyczki muszą być spłacone w okresie nie dłuższym niż 15-20 lat a w obliczeniach zdyskontowanych strumieni pieniężnych, koszty i zyski w okresie dłuższym niż 10-15 lat w przód mają niewielkie znaczenie (Załącznik 1).

Istnieje tendencja do przedłużania okresu działania istniejących elektrowni i obecnie często oczekuje się, że reaktory PWR będą funkcjonowały przez więcej niż 40 lat, w porównaniu do okresu ich życia określonego w projekcie – 30 lat. Jednakże, nie powinno się zakładać, że gdy koszty kapitałowe zostaną spłacone, pojawi się tania energia elektryczna. Przedłużanie życia elektrowni może wymagać znacznych nowych wydatków, związanych z wymianą zużytego wyposażenia i zapewnienia, że elektrownia będzie bliższa spełnianiu bieżących standardów bezpieczeństwa. Przedłużanie życia nie jest zawsze możliwe – przykładowo w przypadku brytyjskich reaktorów AGR, których projektowe życie wynosiło 25 lat, obecnie oczekuje się, że będą działały przez 35 lat, ale nie oczekuje się, aby dalsze przedłużanie ich życia było możliwe, z powodu problemów z grafitowymi blokami moderatora.

4.8 Koszt likwidacji elektrowni i zabezpieczenia finansowe

Te koszty trudne są do oszacowania, ponieważ istnieje niewielkie doświadczenie z likwidacją elektrowni działających komercyjnie a koszt składowania odpadów (szczególnie odpadów średnio- lub długotrwałych) jest trudny do oszacowania (Załącznik 4). Jednakże, nawet systemy, które dają bardzo wysoki poziom pewności, że fundusze będą dostępne, gdy będą potrzebne, nie wprowadzi zasadniczej różnicy do całkowitego rachunku ekonomicznego. Na przykład jeżeli od właściciela wymagano na początku życia elektrowni, aby zapewnił (zdyskontowaną) prognozowaną sumę środków, konieczną do przeprowadzenia likwidacji elektrowni, stanowiłoby to tylko około 10% dodatkowych środków w stosunku do kosztów budowy. Wydzielony fundusz British Energy, który nie obejmował pierwszej fazy likwidacji elektrowni, wymagał co roku wpłat kwoty mniejszej niż 20 milionów GBP, co równa się kosztowi zaledwie około 0,0003 GBP/kWh.

Problemy pojawiają się, jeżeli koszt jest na początku niedoszacowany, fundusze są utracone lub przedsięwzięcie upada przed dniem, gdy elektrownia kończy swój oczekiwany czas życia. Wszystkich tych problemów doświadczono w Wielkiej Brytanii.

Oczekiwany koszt likwidacji elektrowni wzrósł kilkakrotnie w wielkościach rzeczywistych w ostatnich kilku dekadach. W 1990, gdy Central Electricity Generating Board (CEGB) został sprywatyzowany, środki zabezpieczone, pochodzące z wpłat dokonywanych przez konsumentów nie zostały przekazane przedsiębiorstwu będącemu następcą prawnym – Nuclear Electric. Subwencja, którą wykorzystano w latach 1990-1996, opisywana przez Michaela Heseltine’a²¹, jako przekazywana, aby „zamknąć stare, niebezpieczne elektrownie jądrowe” była w rzeczywistości wykorzystana, jako strumień gotówki przez przedsiębiorstwo będące właścicielem elektrowni a niewydana część została przejęta przez Skarb Państwa. Upadek firmy British Energy oznacza, że znaczna część kosztów likwidacji jej elektrowni będzie pokryta przez przyszłych podatników.

Tabela 5 Limity odpowiedzialności dla krajów OECD (stan na wrzesień 2001 roku)

Kraj	Limity odpowiedzialności obowiązujące w prawie krajowym	Wymagania w zakresie zabezpieczenia finansowego a,b
Belgia	298 milionów euro	
Finlandia	250 milionów euro	
Francja	92 miliony euro	
Niemcy	Nieograniczona	2500 milionów euro
Wielka Brytania	227 milionów euro	
Holandia	340 milionów euro	
Hiszpania	150 milionów euro	
Szwajcaria	nieograniczona	674 miliony euro
Słowacja	47 milionów euro	
Rep. Czeska	177 milionów euro	
Węgry	143 miliony euro	
Kanada	54 miliony euro	
Stany Zjednoczone	10937 milionów euro	226 milionów euro
Meksyk	12 milionów euro	
Japonia	Nieograniczona	538 milionów euro
Korea	4293 miliony euro	

Źródło: Nieoficjalne statystyki – OECD/NEA, Sprawy prawne

Uwagi:

a) dane wykorzystujące oficjalne kursy wymiany walut od 06/2001 do 06/2002,

b) jeżeli kwota różna od limitu odpowiedzialności,

c) 256 milionów euro ubezpieczenia, 2,5 miliarda euro ze środków operatora, 179 milionów euro z Poprawki Brukselskiej do Konwencji Paryskiej.

4.9 Ubezpieczenie i odpowiedzialność

To jest kontrowersyjny obszar, ponieważ obecnie odpowiedzialność właścicieli elektrowni jest ograniczona przez traktat międzynarodowy do zaledwie niewielkiego ułamka prawdopodobnych kosztów poważnego wypadku jądrowego. Traktat Wiedeński²², przyjęty w 1963 roku i poprawiony w 1997 roku, ustanawia limit odpowiedzialności operatora jądrowego do 300 milionów Specjalnych praw ciągnięcia²³. Obecnie Brytyjski rząd poręcza ryzyko rezydualne (*residual risk*) powyżej 140 milionów GBP, choć oczekuje się, że limit ulegnie podniesieniu w ramach Konwencji Paryskiej i Brukselskiej do kwoty 700 milionów euro (500 milionów GBP). Limit dotyczący odpowiedzialności był postrzegany, jako niezbędny, aby pozwolić na rozwój energetyki jądrowej, ale może także być widziany, jako ogromna subwencja. Komisja Badawcza ds. Zrównoważonej Energetyki niemieckiego Bundestagu²⁴ dokonała zestawienia wielkości limitów w zakresie odpowiedzialności w krajach OECD (Tab. 5), które pokazuje szeroki wachlarz limitów odpowiedzialności od bardzo niskich sum (na przykład w Meksyku) do znacznie wyższych (np. w Niemczech).

Skala kosztów spowodowanych przez np. katastrofę w Czarnobylu, która może sięgać poziomu setek miliardów funtów (niewdzięcznym zadaniem jest określanie kosztu wartości, jaką stanowi utrata życia czy niesprawność, ale dla określenia wysokości ubezpieczenia jest to konieczne), oznacza że klasyczna ochrona ubezpieczeniowa prawdopodobnie nie byłaby dostępna a nawet jeżeli byłaby, jej zabezpieczenie nie byłoby wiarygodne, ponieważ poważny wypadek doprowadziłby do bankructwa firm ubezpieczeniowych.

Pojawiły się propozycje sugerujące, że „obligacje katastrofalne” (*catastrophe bonds*, *CAT bonds*) mogłyby być sposobem dla właścicieli elektrowni, na zapewnienie wiarygodnej ochrony ubez-

22 Autor ma zapewne na myśli Konwencję wiedeńską o odpowiedzialności cywilnej za szkodę jądrową (*Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage*, przyp. tłum.)

23 Specjalne prawa ciągnięcia (ang. *Special Drawing Rights*, *SDR*, kod ISO 4217: *XDR*) to międzynarodowa jednostka rozrachunkowa, umowna jednostka monetarna, mająca charakter pieniądza bezgotówkowego, czyli istniejącego wyłącznie w postaci zapisów księgowych na bankowych rachunkach depozytowych. Źródło: http://pl.wikipedia.org/wiki/Specjalne_prawa_ciagnienia (przyp. tłum.)

24 Niemiecki Bundestag (2002). *Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung. Bericht der Enquete-Kommission. Zur Sache 6/2002*. Niemiecki Bundestag: Berlin. Rozdział 3.3.2, tabela 3.3, strona 232. (<http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf>)

pieczeniowej przeciwko finansowym kosztom wypadków. Obligacja katastrofalna jest wysoko dochodową, ubezpieczoną obligacją zawierającą klauzulę powodującą opóźnienie w wypłacie lub utratę odsetek i/lub głównego wkładu w przypadku określonej katastrofy, takiej, jak trzęsienie ziemi. Czy te instrumenty będą stanowić realny sposób na zapewnienie częściowego zabezpieczenia w sytuacji wypadków jądrowych oraz jaki to będzie mieć wpływ na ekonomikę energii jądrowej trudno określić, dopóki nie pojawią się konkretne propozycje.

5 Najnowsze opracowania dotyczące kosztów oraz dlaczego one się różnią

W ostatnich trzech - czterech latach pojawiło się kilka opracowań na temat ekonomiki energetyki jądrowej. Były to m.in.:

- maj 2000 roku: „The role of nuclear power in enhancing Japan's energy security”, James A Baker III, Institute for Public Policy of Rice University,
- 2002 rok: Lappeenranta University of Technology (LUT). Finnish 5th Reactor Economic Analysis,
- luty 2002 roku: „The economics of nuclear power”, UK Performance and Innovation Unit,
- wrzesień 2002 roku: „Business case for early orders of new nuclear reactors”, Scully Capital,
- luty 2003 roku: „The future of nuclear power: an interdisciplinary MIT study”
- marzec 2004 roku: „The costs of generating electricity”, The Royal Academy of Engineers,
- sierpień 2004 roku: „The economic future of nuclear power”, University of Chicago, sfinansowane przez Departament Energii Stanów Zjednoczonych,
- sierpień 2004 roku: „Levelised unit electricity cost comparison of alternative technologies for base load generation in Ontario”, Canadian Energy Research Institute; przygotowane dla Canadian Nuclear Association,
- marzec 2005 roku: „Projected costs of generating electricity: 2005 update”, IEA/NEA,
- kwiecień 2005 roku: „Business case for early orders of new nuclear reactors”, OXERA.

Główne założenia zastosowane w każdym z tych opracowań przedstawiono w Tabeli 6..

5.1 Uniwersytet Rice w Huston

Studium opracowane przez Uniwersytet Rice w Teksasie analizuje strategiczne kwestie dla Japonii w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego temu krajowi. Studium wykorzystuje prognozę całkowitego kosztu wytwarzania energii elektrycznej, z elektrowni wchodzących do sieci w 2010 roku, przygotowaną przez Japoński Centralny Instytut Badawczy Przemysłu Energetycznego (Japanese Central Research Institute of Electric Power Industry, CRIEPI).²⁵ Wyliczony koszt za kWh wynosi 0,05 GBP/kWh. Jednakże, ta wielkość powinna być widziana w kontekście bardzo wysokiej ceny energii elektrycznej w Japonii, częściowo przypisywanej wysokiej wartości jena i bez szczegółowego przeanalizowania założeń CRIEPI, trudno jest wyciągnąć mocne wnioski.

5.2 Politechnika w Lappeenranta

Studium Politechniki Lappeenranta było szeroko omawiane publicznie, gdy podejmowano decyzję dotyczącą budowy reaktora w elektrowni Olkiluoto. Wiele z założeń nie jest w pełni wyszczególnionych, z powodu sklasyfikowania ich jako komercyjnie wrażliwe, ale bardzo niski koszt kapitału, niskie koszty operacyjne oraz wysoki współczynnik obciążenia nieuchronnie prowadzą do niskich kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Zamówienie reaktora dla elektrowni Olkiluoto zostało omówione w rozdziale 5.1.1.

5.3 Jednostka ds. Wydajności i Innowacji

Jednostka ds. Wydajności i Innowacji (PIU) Gabinetu Premiera Wielkiej Brytanii dokonała przeglądu ekonomiki energetyki jądrowej w 2002 roku, w ramach rządowego przeglądu polityki energetycznej, którego efektem było opublikowanie Białej Księgi w 2003 roku. Szacuje on koszt wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni Sizewell B, jeżeli nie uwzględnia się kosztów wynikających z budowy pierwszej elektrowni tego typu – co ograniczy koszty budowy Sizewell B do wysokości 2250 GBP/kW (całkowi-

²⁵ Japońskie koszty są przeliczane na brytyjskie funty przy użyciu kursu wymiany 1 GBP = 200 jenów.

ty koszt 2,7 miliarda GBP) – na poziomie około 0,06 GBP/kWh, jeżeli zastosujemy dwunastoprocentową stopę dyskontową.

Przegląd zawiera także prognozy przygotowane przez British Energy i BNFL oraz przedstawia je wykorzystując wspólne założenia dotyczące stopy dyskontowej. Trudno jest przedstawić wszystkie informacje z raportu PIU. Tabela pokazuje koszty dla ósmej jednostki, zbudowanej jako jednostka bliźniacza, wykorzystująca technologię AP-1000. Założenie jest takie, że w przypadku ósmej jednostki, wszystkie koszty związane z budową elektrowni prototypowej zostały już poniesione i zastosowane zostaną koszty na poziomie „ustabilizowanym”. Przegląd wykorzystuje założenie zastosowane przez BNFL, ale przedstawiane jako założenie PIU, że wysokość stopy dyskontowej wyniesie 8% (w przypadku elektrowni zbudowanej w sytuacji, gdy ryzyko byłoby bardzo niskie, na przykład w sytuacji, gdy pełne koszty byłyby przenoszone na konsumentów) oraz 15% (w przypadku elektrowni obciążonej znacznie wyższym, komercyjnym ryzykiem). Przypadek ośmioprocentowej stopy dyskontowej jest obliczany z piętnastoletnim życiem elektrowni (co stanowi możliwą długość udzielenia komercyjnej pożyczki) i trzydziestoletnim życiem elektrowni, podczas gdy przypadek piętnastoprocentowej stopy dyskontowej jest przedstawiony z piętnastoletnim życiem elektrowni. Zważywszy, że koszt albo zysk powstające po 20 latach stanowi tylko 6% swojej niezdykontowanej wartości a po 30 latach stanowi zaledwie 1,5% swojej niezdykontowanej wartości w kalkulacjach DCF, różnica pomiędzy piętnasto- i trzydziestoletnim życiem elektrowni jest prawdopodobnie niewielka. Szacunki kosztów w sytuacji, gdy jest zbudowana tylko jedna jednostka mówią o poziomie wyższym o 40-50%, odzwierciedlając założenie, że koszty związane z budową pierwszej elektrowni danego typu będą wynosiły około 300 milionów GBP.

Wiele z założeń, takich, jak te dotyczące kosztów budowy, zostało objęte kategorią informacji komercyjnie wrażliwych i nie zostały upublicznione. Jednakże PIU nie stwierdza, że szacunki kosztów budowy przedstawiane przez BNFL i British Energy są niższe niż 840 GBP/kW. Liczby dotyczące współczynnika obciążenia są także tajne, chociaż PIU stwierdza, że zakładana wydajność jest znacznie wyższa niż 80%.

5.4 Scully Capital

Raport firmy doradczej Scully Capital został zamówiony przez amerykański Departament Energii i analizuje koszty wytwarzania energii elektrycznej w reaktorze PWR 1100MW (AP-1000) z czterema założonymi poziomami kosztów budowy – 1 miliard USD, 1,2 miliarda USD, 1,4 miliarda oraz 1,6 miliarda USD (odpowiednio – 500 GBP/kW, 600 GBP/kW, 700 GBP/kW oraz 800 GBP/kW). Inaczej niż w innych raportach, podejście to ma na celu prognozowanie ceny hurtowej energii elektrycznej i określenie, jakie stopy zwrotu uzyskają elektrownie jądrowe, przy określonych założeniach dotyczących wydajności. Przy rynkowej cenie energii elektrycznej wynoszącej 35 USD/MWh (0,0195 GBP/kWh), elektrownie jądrowe uzyskiwałyby wewnętrzną stopę zwrotu po uwzględnieniu inflacji na poziomie 7,3-10,7%, w zależności od kosztów budowy. Raport porównuje tę wielkość do normy określonej dla przemysłu w wysokości 10-12%. Tylko scenariusz kosztów budowy na poziomie 1 miliarda USD mieści się w tym zakresie. W raporcie przeprowadzone zostały analizy wrażliwości dla rynkowej ceny energii elektrycznej, współczynnika obciążenia, ceny paliwa i czasu trwania budowy. Znajdują się tam także analizy wrażliwości dotyczące aspektów finansowych, w tym proporcji zadłużenia do kapitału własnego czy kosztów zadłużenia.

5.5 Instytut Technologii w Massachusetts

Studium Massachusetts Institute of Technology (MIT) był bardzo szczegółowym i prestiżowym studium na temat kosztów wytwarzania energii w energetyce jądrowej, w porównaniu z innymi opcjami wytwarzania energii, takimi, jak elektrownie z turbinami CCGT²⁶. Raport zawiera szczegółowe założenia dotyczące ważnych elementów. W zakresie kosztów napraw i remontów (O&M), zakłada, że mogą one być o 25% niższe niż średnie dla istniejących elektrowni, ze względu na presję konkurencyjną na wytwórców energii. W zakresie kosztów budowy, raport przyznaje, że założenia dotyczące kosztów są znacznie niższe niż te faktycznie poniesione w najnowszych elektrowniach w Stanach Zjednoczonych (choć te były ukończone około dwadzieścia lat temu). W zakresie współczynnika mocy, raport rozpatruje dwa przypadki – 85%, jako wyższy współczynnik i 75%, jako niższy. MIT opiera

te założenia na ostatnie dobre wynikiach w zakresie wydajności osiąganych w amerykańskich elektrowniach dla przypadku wyższego, natomiast niższy przypadek opiera na wielu latach, jakie upłynęły zanim osiągnięto ten poziom. Szczegółowe założenia na temat likwidacji elektrowni nie są przedstawione, ale można założyć, że autorzy postępują zgodnie z bieżącą praktyką wymogu tworzenia funduszu wydzielonego. Koszt likwidacji elektrowni nie jest wyszczególniony.

Główne analizy wrażliwości przedstawione w raporcie dotyczą współczynnika obciążenia i projektowego okresu życia reaktora, chociaż odzwierciedlają stosunkowo wysoki koszt kapitału, wydłużanie okresu życia reaktora wprowadza niewielką różnicę do całkowitych kosztów (ok. 5%), podczas gdy zmiany założeń dotyczących współczynnika obciążenia powodują znacznie większą różnicę (ok. 10-15%). We wszystkich przypadkach, elektrownie gazowe i węglowe są znacznie tańsze niż reaktory jądrowe – do 45% w przypadku elektrowni gazowych i około 35% – dla węglowych. Zmniejszenie kosztów budowy elektrowni jądrowej nawet o 25%, czas trwania budowy do dwunastu miesięcy a kosztu kapitału do 10%, nie likwiduje różnicy pomiędzy opcją jądrową a węglową lub gazową.

5.6 Królewska Akademia Inżynierów

Raport brytyjskiej Królewskiej Akademii Inżynierów dokonał porównania całej grupy technologii wytwarzania energii i ustalił, że koszt energii z elektrowni jądrowej był bardzo bliski kosztowi energii z elektrowni gazowej, około 10-30% niższy w porównaniu z elektrownią węglową (w zależności od zastosowanej technologii węglowej) i około jednej trzeciej kosztu energii ze źródeł odnawialnych. Raport założył, że możliwe są trzy reaktory do wyboru: EPR, AP-1000 oraz ACR. W dużym stopniu raport wykorzystuje opracowanie MIT w zakresie czynników warunkujących szacunki kosztów, chociaż nie we wszystkich przypadkach nimi się posługuje, przytaczając „ocenę inżynierską” tam, gdzie raporty różniły się. Na przykład, w zakresie kosztów napraw i remontów (O&M), raport przedstawia prognozy kosztów blisko 50% niższe niż opracowanie MIT.²⁷ Raport stwierdza, że kwota przeznaczona na koszty likwidacji elektrowni jest uwzględniona w kosztach kapitałowych,

²⁷ Same prognozy MIT prezentowały znaczne ograniczenie obecnych poziomów kosztów (25%), do których dochodzi dzięki konkurencji. Jednakże, stopa dyskontowa wybrana przez RAE jest spójna z sytuacją, w której występuje pełne odzyskanie kosztów.

ale nie określa założeń dotyczących kosztów. Założenia raportu wydają się konsekwentnie optymistyczne dla wszystkich parametrów a niski całkowity koszt wytwarzania energii elektrycznej jest w takiej sytuacji oczywisty.

5.7 Uniwersytet w Chicago

Studium Uniwersytetu w Chicago dokonuje przeglądu całej grupy szacunków jądrowych kosztów, ale nie przedstawia własnych. W swoim scenariuszu „brak polityki”, oblicza sprowadzone (przeliczeniowe) koszty energii elektrycznej (levelised costs of electricity, LCOE) dla trzech różnych przypadków elektrowni o mocy 1000MW – najdroższy stanowi zamówienie EPR dla Olkiluoto, pośredni przypadek stanowi elektrownia, w przypadku której koszty związane z budową pierwszej elektrowni tego typu (first-of-a-kind, FOAK) byłyby poniesione (np. AP-1000) oraz scenariusz najtańszy to taki, gdy koszty FOAK zostały już pokryte (np. ABWR albo ACR-700). Rezultaty pokazane w tabeli nie podsumowują właściwie rezultatów studium, które prezentuje szeroki wachlarz wrażliwości, niemniej jednak ilustrują one, że nawet w sytuacji nadzwyczaj niskich kosztów budowy, stosunkowo wysoka stopa dyskontowa ma poważny wpływ na całkowite koszty.

5.8 Kanadyjski Instytut Badawczy Energii

Studium Kanadyjskiego Instytutu Badawczego Energii (Canadian Energy Research Institute) porównuje prognozowane koszty wytwarzania energii elektrycznej w węglowych i gazowych zakładach energetycznych z kosztem wytwarzania energii elektrycznej w dwóch reaktorach CANDU-6 (o całkowitej mocy 1346MW), bieżącej generacji CANDU oraz dwóch jednostkach ACR-700 (o całkowitej mocy 1406MW) – projekt CANDU III Generacji.²⁸ Skupimy się na opcji ACR-700, dla której prognozuje się, że jest tańsza niż CANDU-6. Zakłada się, że koszty likwidacji elektrowni będą wynosić około 250 GBP/kW a wpłaty na fundusz są dokonywane przez cały okres funkcjonowania elektrowni, sięgając kwoty 3,6 miliona GBP rocznie przez trzydzieści lat lub 0,0003 GBP/kWh. Całkowity koszt jest stosunkowo niski i większość z założeń jest podobna do tych, zastosowanych w innych opracowaniach.

²⁸ Wielkości w dolarach kanadyjskich zostały przeliczone przy użyciu kursu wymiany 1 GBP = 2,20 CAD

5.9 Międzynarodowa Agencja Energii / Agencja Energii Jądrowej OECD

Studium IEA/NEA jest oparte na kwestionariuszach z odpowiedziami otrzymanych od władz krajowych, dotyczących kosztów dla różnych opcji wytwarzania energii elektrycznej. Trudno jest ocenić ten raport ze względu na potężny zakres założeń na poziomie krajowym, z krajami Europy Wschodniej dostarczającymi często danych o bardzo niskich kosztach i Japonią – o bardzo wysokich. Głównym czynnikiem jest zastosowanie bardzo niskiej stopy dyskontowej, która wraz ze stosunkowo optymistycznymi założeniami dotyczącymi wydajności, daje niskie koszty wytwarzania energii.

5.10 OXERA

Raport firmy konsultingowej OXERA z kwietnia 2005 roku został uzupełniony przez drugi raport z czerwca, dający więcej szczegółów na temat założeń dotyczących szacunków kosztów.²⁹ Raport firmy OXERA obejmuje bardzo szczegółowe finansowe analizy ekonomiczne, ale opiera się on głównie na innych raportach w zakresie założeń na temat technicznej wydajności. Na przykład, nadzwyczaj wysokie założenie dotyczące współczynnika obciążenia na poziomie 95% zostało uwzględnione bez żadnego uzasadnienia. Raport firmy OXERA wykorzystuje to samo podejście, co raport Scully w kwestii obliczania stopy zwrotu, która byłaby osiągnięta na danym poziomie ceny energii elektrycznej. Z ceną energii elektrycznej z elektrowni podstawowych na poziomie 27-33 GBP/MWh, około 50% wyższej, niż uzyskiwana obecnie przez British Energy, wewnętrzna stopa zwrotu ustaliłaby się na poziomie 8-11% dla pojedynczego reaktora (zależnie od proporcji pomiędzy zadłużeniem i własnym kapitałem). Dla programu ośmiu jednostek, zwrot byłby większy niż 15% dla ostatniej jednostki. Należy zaznaczyć, że o ile koszty budowy przedstawione w raporcie są wyższe niż w przypadku niektórych prognoz, są znacznie niższe niż dla reaktora Sizewell i niższe niż koszty przedstawiane dla Olkiluoto. Założenia raportu na temat współczynnika obciążenia i kosztów operacyjnych – oparte częściowo na raporcie IEA/NEA i raporcie Scully Capital – wymagają potężnych poprawek dla obecnej generacji elektrowni.

Na bazie tych szacunków kosztów i kosztu obecnego brytyjskiego rządowego programu na temat źródeł odnawialnych – który OXERA szacuje na 12 miliardów GBP – OXERA szacuje, że program jądrowy mógłby osiągnąć podobny wpływ w zakresie ograniczania emisji dwutlenku węgla, kosztem zaledwie 4,4 miliarda GBP powiększonym o koszty publicznego ryzyka ubezpieczeniowego. Na te 4,4 miliarda składa się 1,1 miliarda GBP w subwencji kapitałowej oraz 3,3 miliarda GBP w postaci poręczenia kredytu. OXERA nie oszacowuje kosztu publicznego ryzyka ubezpieczeniowego. W jaki zatem sposób nowy brytyjski program budowy elektrowni jądrowych miałby być przeprowadzony?

6 Zapotrzebowanie na środki publiczne i zakres subwencjonowania z tych środków

Kolejne opracowania brytyjskiego rządu z lat 1989, 1995 oraz 2002 prowadzą do konkluzji, że na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej, przedsiębiorstwa wytwarzające prąd elektryczny nie zbudowałyby elektrowni jądrowych bez rządowych subwencji i rządowych gwarancji ograniczających koszty. W większości krajów, gdzie pozycja monopolistyczna firm wytwórczych została zniesiona, podobne okoliczności miałyby zastosowanie. Ostatnie zamówienie w Finlandii w sposób oczywisty nie spełnia tego oczekiwania, ale, jak to powyżej wykazano, szczególny status kupującego – jako przedsiębiorstwa nie działającego dla zysku, będącego własnością firm przemysłowych z zakontraktowanymi zakupami energii z elektrowni – oznacza, że szczególne warunki w Finlandii stanowią, iż nie jest to przykład, który inne kraje będą prawdopodobnie naśladować.

Subwencje i gwarancje mogłyby być wymagane szczególnie w tych obszarach, które nie są w pełni kontrolowane przez właściciela. Obejmują one:

- Koszty budowy. Koszty budowy nowej elektrowni jądrowej byłyby wysokie i występowałoby znaczne ryzyko przekroczenia kosztów. W takiej sytuacji rząd mógłby nałożyć ograniczenie na wysokość kosztów, które musiałby ponieść prywatny inwestor.
- Sprawność działania. Występuje znaczne ryzyko, że wydajność jest gorsza od przewidywanej. Niezawodność jest w dużej mierze pod kontrolą właściciela i nie jest jasne czy deweloperzy byliby 306

wystarczająco pewni, co do swej zdolności do podejmowania ryzyka związanego z niezawodnością gorszą od oczekiwanej.

- Działania nie związane z paliwem jądrowym oraz koszt napraw i remontów. Podobnie, ten obszar jest w dużej mierze pod kontrolą właścicieli, którzy mogą być skłonni wziąć to ryzyko na siebie.
- Koszty paliwa jądrowego. Zakupy paliwa ogólnie nie są postrzegane jako działania ryzykowne. Uran może być łatwo magazynowany i ryzyko wzrostu kosztu zakupu paliwa może być w ten sposób zażegnane. Koszt składowania zużytego paliwa (zakładając, że przetwarzanie nie zostało zastosowane) jest, jednakże, kwestią budzącą dużo większe kontrowersje i właściciele elektrowni jądrowych mogą wywierać presję na przyjęcie przez rząd ograniczeń na wysokość kosztów składowania, podobne do ustaleń w Stanach Zjednoczonych.
- Koszty likwidacji elektrowni. Koszt likwidacji elektrowni jest bardzo trudny do przewidzenia, ale koszty te znacząco wzrosną w przyszłości. Wpłaty na dobrze zaprojektowany wydzielony fundusz na likwidację elektrowni wydaje się względnie wykonalny, chociaż jeżeli doświadczenie z likwidacją elektrowni i składowaniem odpadów ujawni, że bieżące szacunki są znacząco zbyt niskie, albo jeżeli zwrot z zainwestowanych funduszy okaże się niższy od oczekiwanego, wpłaty na fundusz będą musiały być znacznie zwiększone. Prywatni deweloperzy mogą zatem poszukiwać sposobów na nałożenie pewnych limitów na wysokość ich wpłat na fundusz likwacyjny elektrowni.

Gwarancje byłyby szczególnie rozległe i wysokie dla pierwszych zbudowanych jednostek, które ponosiłyby koszty wprowadzenia nowej technologii na rynek. Jeżeli mamy do czynienia ze zbudowaną serią elektrowni a doświadczenia z nimi są dobre, możliwe jest, że rynek byłby gotów wziąć na siebie większe ryzyko, chociaż polityczne zaangażowanie w promocję energetyki jądrowej nie jest w żadnym wypadku wystarczające dla zapewnienia realizacji programu. Nie można zapomnieć, że administracje Reagana i Thatcher, które obiecywały mocne ożywienie w przemyśle jądrowym, doprowadziły do gwałtownego spadku koniunktury energetyki jądrowej.

7 Wnioski

Na całym świecie tempo zamówień nowych elektrowni jądrowych spada od przynajmniej dwudziestu lat. Powody tej sytuacji są złożone i obejmują publiczny sprzeciw dla budowy nowych elektrowni jądrowych oraz moc elektrowni przekraczającą popyt na energię na wielu potencjalnych rynkach. Jednakże, niska efektywność ekonomiczna wielu istniejących elektrowni jądrowych jest także ważnym czynnikiem. Ta sytuacja jest dodatkowo zaostrzona przez otwarcie w ostatniej dekadzie konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, faworyzujących opcje o niskich kosztach kapitałowych, które buduje się szybko, i dla których wydajność jest zagwarantowana – cechy, których bieżące projekty jądrowe nie posiadają. Kilka elektrowni będących w budowie to często projekty stare, które nie byłyby akceptowane w przypadku nowych zamówień na Zachodzie i są budowane w krajach, gdzie reformy na rynku energii elektrycznej są nadal na bardzo wczesnym etapie.

W Europie i Północnej Ameryce, ponownie pojawia się zainteresowanie nowymi elektrowniami jądrowymi. Wytwarzanie energii przez elektrownie jądrowe w Wielkiej Brytanii nieuchronnie ostro spadnie w następnej dekadzie, zmniejszając swój udział z około 25% realizacji zapotrzebowania na energię, do mniej niż 10%. To spowodowało zaniepokojenie, że elektrownie będą – jeżeli nie pojawi się interwencja rządu – zastąpione przez elektrownie gazowe, znacznie zwiększając emisje gazów cieplarnianych w Wielkiej Brytanii. Jednakże, wiele głównych krajów ma ujęte prawnie albo realizuje de facto polityki odejścia od energetyki jądrowej. Należą do nich: Szwecja, Włochy, Belgia, Niemcy, Holandia, Hiszpania oraz Szwajcaria. Istnieje prawdopodobieństwo pewnych opóźnień w planach zamknięcia elektrowni w tych krajach, ale pomiędzy polityką wycofywania się a taką, która przewiduje nowe zamówienia na reaktory jest długa droga. Jednak nie wydaje się prawdopodobne, żeby jakikolwiek kraj w Europie stał w następnej dekadzie przed tak ostrym spadkiem poziomu wytwarzania energii pochodzącej z reaktorów jądrowych.

W Stanach Zjednoczonych, administracja Busha podejmuje próby radzenia sobie z jednym z ekonomicznych ryzyk – niepewności dotyczącej długości trwania i kosztów procesu przyznawania licencji – poprzez oferowanie federalnych subwencji. Pozostaje nadal pytanie, czy te subwencje będą wystarczające dla przewy-

Tabela 6 Porównanie założeń zastosowanych w najnowszych prognozach kosztów wytwarzania

Prognoza	Koszty budowy (USD/kW)	Czas trwania budowy (miesiące)	Koszt kapitału (realna stopa %)	Współczynnik obciążenia (%)	O&M nie związane z paliwem (GBP/kWh)	Koszty paliwa (GBP/kWh)	Okres działania (lata)	Schemat likwidacji elektrowni	Koszt wytwarzania energii (GBP/kWh)
Sizewell B	4050 5400	86	-	84	0,0207	0,0126	40	Chęć z wydzielonego funduszu, część - przepływy gotówkowe	0,06 ?
Uniwersytet Rice									0,05
Uniwersytet Lappeenranta	~2340		5	91	0,009	0,0036	60		0,016
Jednostka ds. Wydajności i Innowacji	<1500	-	8 8 15	>80			30 15 15		0,0231 0,0283 0,0379
Scully Capital	900 1080 1260 1440	60		90	0,010	0,005	40	260 milionów GBP zgromadzone w czasie czterdziestu lat życia elektrowni	
Instytut Technologii w Massachusetts	2000	60	11.5	85 75	0,015	-	40 25		0,037 0,044
Królewska Akademia Inżynierów	2070	60	7.5	90	0,0080	0,0072	40	Uwzględniony w kosztach budowy	0,023
Uniwersytet w Chicago	1000 1500 1800	84	12.5	85	0,010	0,0054	40	195 milionów GBP	0,029 0,034 0,039
Canadian Nuclear Association	1920	72	10	90	0,0088	0,0045	30	Fundusze w wysokości 0,0003 GBP/kWh	0,033
IEA/NEA	2000–4500	60–120	5 10	85	0,0068– 0,016	0,0027– 0,0117	40	Uwzględniony w kosztach budowy	0,012– 0,027 0,018– 0,038
OXERA	2925 pierwsza elektrownia 2070 późniejsze jednostki			95	0,0063	0,0054	40	500 milionów GBP w funduszu po czterdziestu latach życia	

Uwagi:

1. Koszty operacyjne elektrowni Sizewell B są średnią dla wszystkich ośmiu elektrowni spółki British Energy, w tym siedmiu AGR oraz reaktora PWR Sizewell B.

2. MIT - koszty O&M obejmują paliwo. energii z elektrowni jądrowych

ciężenia braku zaufania wobec energetyki jądrowej ze strony środowisk finansowych. Przedsiębiorstwa nie mogą zbudować elektrowni jądrowych bez ukrytego wsparcia kredytowych agencji ratingowych i analityków rynku inwestycyjnego.

To ponowne zainteresowanie energetyką jądrową pojawia się, pomimo słabych wyników ekonomicznych energetyki jądrowej odnotowywanej w wielu krajach a jest podsyćane przez sporą liczbę krajowych i międzynarodowych opracowań z ostatnich lat, które przedstawiają znacznie niższe projektowane koszty wytwarzania energii w nowych elektrowniach jądrowych, od wyników osiągniętych dotychczas. Jednak opracowania te budzą kontrowersje a wiele z zawartych w nich wspierających założeń jest niewiarygodnych.

Są trzy powody, dla których prognozowanie kosztów energii wytwarzanej w elektrowni jądrowej jest trudne i budzi kontrowersje:

- Kilka zmiennych odnosi się do procesów, których skuteczności nie dowiedziono na skalę komercyjną, takich, jak likwidacja elektrowni, składowanie odpadów – szczególnie w przypadku długotrwałych nisko-, średnio- oraz wysokoradioaktywnych odpadów. Wszystkie doświadczenia w sektorze energetyki jądrowej sugerują, że niesprawdzone procesy mogą łatwo osiągnąć koszty znacznie wyższe, niż oczekiwano. Istnieje zatem wysokie ryzyko, że prognozy tych kosztów mogłyby być znacznie zaniżone.
- Dla niektórych zmiennych nie istnieje jasna „właściwa” odpowiedź. Na przykład stopa dyskontowa mogłaby różnić się znacznie, podczas gdy nie istnieje klarowna zgoda co do tego, jak należałoby zorganizować wpłaty kwot zabezpieczających likwidację elektrowni.

Prawdopodobnie najważniejszy jest brak wiarygodnych, aktualnych danych na temat samych elektrowni jądrowych. Przedsiębiorstwa notorycznie ukrywają informacje na temat kosztów, które ponoszą, a jednocześnie w ostatnich dwóch dekadach w Zachodniej Europie pojawiła się tylko garść zamówień a w Północnej Ameryce – żadne od około 1980 roku. Wszystkie współczesne projekty są zatem mniej lub bardziej nieprzetestowane.

Przez ostatnie cztery dekady systematycznie dochodziło do znacznej różnicy pomiędzy wydajnością osiąganą w istniejących elektrowni jądrowych a prognozami dotyczącymi wydajności w elektrowniach nowych. Szacunki dotyczące wydajności prawie niezmiennie są nadmiernie optymistyczne. Przepaść w oczekiwaniach na temat wydajności jest szeroka, jak zawsze, pomiędzy bieżącymi prognozami ekonomicznej efektywności następnej generacji elektrowni jądrowych a efektywnością, dotyczącą istniejących instalacji. O ile fakt, że w przeszłości takie prognozy były błędne został potwierdzony, nie stanowi gwarancji, że bieżące prognozy okażą się niedokładne – fakt ten jednak sugeruje, że prognozy opierające się na hipotezie poważnej poprawy dotyczącej sprawności elektrowni, powinny być traktowane z pewnym sceptycyzmem.

Najważniejsze założenia w prognozach dotyczą kosztów budowy, sprawności działania, kosztów eksploatacji oraz kosztów kapitału/stopy dyskontowej.

Powszechna świadomość w przemyśle jądrowym w ostatniej dekadzie i wcześniej była taka, że koszty budowy elektrowni jądrowej musiały wynosić około 1000 USD/kW, aby zakład był konkurencyjny wobec generacji elektrowni pracujących w cyklu skojarzonym z turbinami gazowymi (których koszty budowy wynoszą około 500 USD/kW). Nawet najbardziej optymistyczne opracowania nie przewidują kosztów budowy elektrowni jądrowych na poziomie tak niskim, jak 1000 USD/kW. Niemniej jednak, skupianie się kosztów wokół poziomu 2000 USD/kW wskazuje, że projekty są przygotowywane pod wyznaczony koszt. Wzrostowa tendencja dotycząca cen gazu w ostatnich kilku latach, jeżeli utrzyma się, podniesie wprawdzie poziom kosztów budowy, na którym elektrownie jądrowe będą nadal konkurencyjne dla instalacji gazowych. Jednak wydaje się mało prawdopodobne, żeby to wystarczyło, aby osiągnąć poziom oczekiwanej podwójnej wysokości kosztów w przypadku budowy elektrowni jądrowej.

Oczywiste jest, że projekty nie powinny być realizowane w sytuacji braku określenia ram ekonomicznych. Jednakże, główną kwestią w ocenie przedstawionych tu prognoz jest to, na ile są one realistyczne. Szczególne zaniepokojenie budzi zakres, w jakim przewiduje się ogromne obniżenie kosztów, w porównaniu do kosztów bieżącej generacji elektrowni, które osiąga się dzięki

racjonalizacji projektów oraz na ile jest to osiągane poprzez działania obcinające koszty, które w długiej perspektywie okazały się nierozsądne. Należy pamiętać, że w latach 1960, kiedy okazało się, że ekonomika energetyki jądrowej jest gorsza niż przewidywano, obniżenie kosztów było realizowane poprzez oszczędności materiałów i szybkie zwiększanie skali obiektów – środki, które z perspektywy wydają się obecnie nieroztropne, ze względu na wpływ, jaki miały na poziom wydajności elektrowni. Przykładowo, generatory pary w elektrowniach PWR musiały być wymienione, co wymagało poniesienia ogromnych środków oraz spowodowało przerwy w pracy przez okres około roku, czasami po zaledwie piętnastu latach pracy reaktora. Przyczyną było to, że materiał wykorzystany do ich budowy nie był wystarczająco wytrzymały.

Wśród prognoz przeanalizowanych w tym raporcie, typowe koszty budowy projektowane są na poziomie około 2000 USD/kW. Jedna prognoza, która wydaje się być oparta na faktycznym koszcie przedstawionym w kontrakcie, studium Lappeenranta, stosuje prognozę znacznie wyższych kosztów budowy. Należy odnotować, że oferta Olkiluoto, która stanowi bazę dla studium Lappeenranta, jest często postrzegana, jako będąca poniżej ekonomicznie uzasadnionej ceny.

Innym obszarem, gdzie spodziewana jest ogromna poprawa wyników są nie związane z paliwem koszty działania oraz napraw i remontów (non-fuel O&M), gdzie prognozy mówią często o obniżeniu do około 40% bieżącego poziomu tych kosztów w Wielkiej Brytanii oraz 70% – w Stanach Zjednoczonych. Prognozy dotyczące sprawności działania reaktorów sugerują zazwyczaj współczynniki obciążenia na poziomie 90%, czyli znacznie powyżej poziomu osiąganego do tej pory a na poziomie wydajności osiąganey tylko przez najbardziej niezawodne elektrowni na świecie.

Jednakże, najbardziej trudne i ważne założenie dotyczy prawdopodobnie kosztu kapitału. W niektórych przypadkach, takich, jak prognozy RAE i IEA/NEA, zastosowane założenia byłyby wiarygodne tylko w sytuacji, gdy właścicielowi elektrowni przyznano by prawo do odzyskania pełnych kosztów. Amerykańskie prognozy wykorzystują bardziej skomplikowane metody określania kosztu kapitału, ale biorąc pod uwagę brak postępu w większości amerykańskich stanów we wprowadzaniu konkurencji na rynku energii elektrycznej, nie jest jasne, czy te opracowania w pełni 312

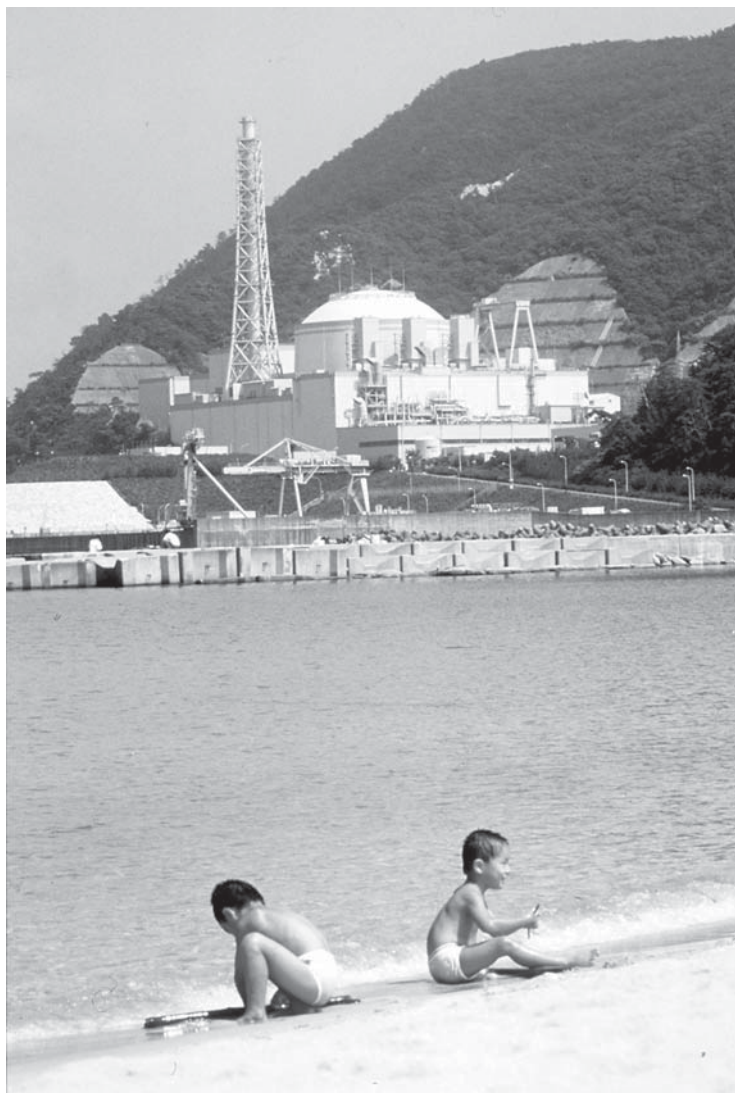
odzwierciedlają wpływ otwarcia produkcji energii elektrycznej na konkurencję. Tylko w sytuacji powrotu do monopolistycznej struktury przemysłu energii elektrycznej – działanie, które w bieżących warunkach wydaje się prawie niewyobrażalne – właściciele byłiby faktycznie dotowani przez podatników (w sytuacji rządowej gwarancji) lub przez konsumentów energii elektrycznej (w sytuacji wprowadzenia subwencji konsumenckiej). Wątpliwym jest czy takie działania byłyby politycznie wykonalne lub czy byłyby akceptowalne w ramach prawa Unii Europejskiej, które zakazuje, z wyjątkiem szczególnych przypadków, udzielania pomocy przez państwo.

Jeżeli od właściciela elektrowni wymagać się będzie ponoszenia znacznego ryzyka ekonomicznego, prawdopodobne jest, że rzeczywista stopa dyskontowa, na poziomie co najmniej 15%, stosowana przez PIU, zostanie narzucona. Zatem nawet przy bardzo optymistycznych założeniach dotyczących kosztów budowy oraz napraw i remontów (np. prognozy PIU lub Uniwersytetu w Chicago), da to w rezultacie koszt wytwarzania energii prawdopodobnie przekraczający około 0,04 GBP/kWh.

Jeżeli elektrownie jądrowe mają być budowane, wydaje się jasne, że wymagane byłyby rozległe rządowe gwarancje i subwencje. Mogłyby one dotyczyć:

- kosztów budowy,
- sprawności działania,
- kosztów napraw i remontów, nie związanych z paliwem jądrowym,
- kosztów paliwa jądrowego oraz
- kosztów likwidacji elektrowni.

Konieczne mogłyby okazać się także komercyjne gwarancje, że energia byłaby kupowana po zagwarantowanych cenach. Wydaje się wątpliwe, żeby taki szeroki pakiet „pomocy państwa” był możliwy do zaakceptowania w ramach prawa Unii Europejskiej dotyczącego konkurencji.



Japoński reaktor szybki powielający Monju na zachodnim wybrzeżu wysp. To tutaj pożar chłodziwa sodowego zniszczył część zakładu w grudniu 1995 roku. Od tamtego czasu elektrownia nie działa.

© Nick Cobbing/Greenpeace

Załącznik 1

Dyskontowanie, koszt kapitału oraz wymagana stopa zwrotu

Szczególnie trudną kwestią z obszaru ekonomiki jądrowej jest posługiwanie się i przedstawianie na wspólnej bazie porównawczej, strumieni przychodów oraz wydatków w różnych okresach życia elektrowni jądrowej. W planach prezentowanych w Wielkiej Brytanii, czas od złożenia zamówienia na reaktor do zakończenia likwidacji elektrowni może wynosić ponad 200 lat.

Umownie, strumienie przychodów oraz wydatków poniesione w różnym czasie są porównywane przy wykorzystaniu metod zdyskontowanego strumienia pieniężnego (discounted cash flow, DCF). Są one oparte na intuicyjnie racjonalnym twierdzeniu, że przychody lub wydatki poniesione teraz powinny mieć większą wagę niż przychód lub wydatek realizowany w przyszłości. Na przykład, zobowiązanie, które musi być zrealizowane obecnie, będzie kosztowało pełną kwotę, ale to, które musi być zrealizowane za, powiedzmy, dziesięć lat, może zostać zrealizowane poprzez zainwestowanie mniejszej sumy, pozwalając, aby resztę brakujących środków do wymaganej sumy uzupełniły odsetki od zainwestowanego kapitału. W analizie DCF, wszystkie przychody oraz wydatki w czasie są sprowadzane do wspólnej bazy poprzez „dyskontowanie.” Jeżeli przychód 100 USD jest uzyskany w ciągu jednego roku i „stopa dyskontowa” wynosi 5%, „wartość bieżąca netto” tego przychodu wynosi 95,23 USD – suma 95,23 USD zyska 4,77 USD w ciągu jednego roku, dając w tym czasie kwotę całkowitą 100 USD. Stopa dyskontowa jest zazwyczaj postrzegana jako „koszt możliwości” pieniędzy, innymi słowy, jako stopa zwrotu (netto po uwzględnieniu inflacji), która byłaby uzyskana, gdyby suma pieniędzy była inwestowana w alternatywny sposób.

O ile dyskontowanie wydaje się racjonalnym procesem w okresach obejmujących około jednej dekady i ze stosunkowo niską stopą dyskontową, w długich okresach z wysoką stopą dyskontową, efekty dyskontowania mogą być bardzo znaczące a założenia, które są robione, muszą być przemyślane. Na przykład, jeżeli stopa dyskontowa wynosi 15%, koszt w wysokości 100 USD poniesiony za dziesięć lat będzie miał wartość bieżąca netto zaledwie 12,28 USD. Koszt poniesiony za 100 lat, nawet, jeżeli

netto zaledwie 5,20 USD. Jednocześnie przy stopie dyskontowej na poziomie 15%, koszty lub zyski po upływie okresu dłuższego niż piętnaście lat, mają nieistotną wartość w normalnej analizie ekonomicznej (Tab. 7).

Tabela 7 Wpływ dyskontowania: wartości bieżące netto

Okres dyskontowania (lata)	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	-
150	0,012	-

Źródło: obliczenia własne autora

W sytuacji, gdy zastosujemy to do elektrowni jądrowych działających na rynku konkurencyjnym, gdzie koszt kapitału będzie bardzo wysoki, oznacza to, że koszty i zyski powstające w okresie dłuższym niż, powiedzmy, za dziesięć lat będą miały niewielką wagę w ocenie wyników ekonomicznych elektrowni jądrowej. Zatem, wydłużanie okresu życia elektrowni z trzydziestu lat do sześćdziesięciu lat przyniesie niewielki zysk. Jednocześnie koszty remontów poniesione po, powiedzmy, piętnastu latach będą podobnie miały niewielki wpływ.

W przypadku likwidacji elektrowni – dla której, w ramach planów prezentowanych w Wielkiej Brytanii, nie przewiduje się rozpoczęcia najdroższego etapu przed upłynięciem 135 lat od zamknięcia elektrowni – oznacza to, że bardzo wysokie koszty likwidacji elektrowni będą miały tylko drobny wpływ, nawet z bardzo niską stopą dyskontową, występującą w sytuacji inwestowania funduszy w bardzo bezpiecznym miejscu z niską stopą zwrotu, na poziomie 3%. Jeżeli założymy, że elektrownia Magnox będzie kosztowała około 1,8 miliarda USD do jej likwidacji, a ostatni etap stanowi 65% całkowitego (niezdyskontowanego) kosztu (1,170 miliarda USD), suma zaledwie 28 milionów USD zainwestowana w momencie, gdy elektrownia jest zamykana przyrośnięta na tyle, aby zapłacić za ostatni etap likwidacji elektrowni.

Bezwarunkowym założeniem w przypadku metod DCF jest to, że ustalona stopa zwrotu będzie osiągalna przez cały okres. Zważywszy, że nawet rządowe obligacje – zwykle postrzegane, jako najbardziej bezpieczna forma inwestycji – są dostępne tylko przez okres 30 lat oraz to, że okres stu lat nieprzerwanego ekonomicznego wzrostu nie miał precedensu w historii cywilizacji, takie założenie wydaje się trudne do usprawiedliwienia.

Zatem w przypadku energetyki jądrowej, istnieje oczywisty paradoks, że na etapie realizacji inwestycji, do określenia, czy inwestycja będzie zyskowna, prawdopodobne jest zastosowanie bardzo wysokiej stopy dyskontowej (lub wymaganej stopy zwrotu) na poziomie 15% lub więcej, podczas gdy dla funduszy koniecznych do likwidacji elektrowni, stosuje się bardzo niską stopę dyskontową, dla określenia, jakiego wzrostu można oczekiwać w stosunku do funduszy przeznaczonych na likwidację elektrowni.

Główny element rozwiązania tego paradoksu tkwi w ryzyku. Inwestycje w elektrownie jądrowe są zawsze ryzykowne, ze względu na trudności z kontrolowaniem kosztów budowy, zmiennej poziom wydajności, ryzyko wpływu zewnętrznych wydarzeń na działanie instalacji oraz fakt, że w przypadku wielu procesów nadal musi zostać wykazana ich pełna wykonalność (takich, jak składowanie odpadów wysokoradioaktywnych oraz likwidacja elektrowni). W środowisku konkurencyjnym, występują dodatkowe czynniki ryzyka, spowodowane sztywnością struktury kosztów elektrowni. Największe koszty będą poniesione niezależnie od tego czy elektrownia będzie działać czy nie. Zatem, o ile elektrownie jądrowe będą sobie radzić, gdy hurtowa cena energii jest wysoka (jak w przypadku British Energy w latach 1996-1999), o tyle ich sytuacja będzie ciężka, gdy hurtowa cena jest niska (tak, jak było w latach 2000-2002). Fakt, że elektrownia uzyskuje wysokie zyski przez dekadę, nie uchroni jej przed bankructwem w trudnych latach a zatem środowiska finansowe będą postrzegały inwestycję w energetykę jądrową, jako nadzwyczaj ryzykowną i zastosują bardzo wysoką stopę procentową, odzwierciedlającą ryzyko, że pożyczone pieniądze łatwo stracić.

Załącznik 2

Technologie reaktorów jądrowych

Reaktory w energetyce jądrowej można najogólniej podzielić na kategorie ze względu na substancję chłodzącą i substancję moderatora. Chłodziwem jest substancja płynna (w postaci gazu lub cieczy), wykorzystywana do odbierania ciepła powstającego w rdzeniu reaktora, przekazywanego do turbiny generatora. Moderator stanowi substancję, która zmniejsza na tyle prędkość neutronów, że pozostają one w rdzeniu reaktora wystarczająco długo, aby jądrowa reakcja łańcuchowa była podtrzymywana. Istnieje wiele możliwości zestawień chłodziwa i moderatora, ale wśród reaktorów obecnie działających lub będących w ofercie, są cztery możliwe rodzaje chłodziw oraz trzy rodzaje moderatorów.

Najbardziej powszechnym typem elektrowni jądrowych jest reaktor wodny ciśnieniowy (PWR) oraz reaktor wodny wrzący (BWR). Wywodzą się one z jednostek napędowych okrętów podwodnych i wykorzystują zwykłą wodę („lekka woda”) jako chłodziwo i moderator. Zaletą wody jest niska cena, chociaż nie jest najwydajniejszym moderatorem (niektóre neutrony są pochłaniane przez cząsteczki wody a nie „odbijają” się od wody). Dlatego udział aktywnego izotopu uranu musi być zwiększony z około 0,7% znajdującego się w naturalnym uranie, do ponad 3%. Ten proces jest drogi.

Wadą wody jako chłodziwa jest to, że zakłada się, że podczas pracy jest cieczą. Jeżeli dochodzi do awarii w obiegu chłodziwa, woda zaczyna się gotować i przestaje być tak efektywna, jak oczekiwano. Unikanie możliwości tak zwanych „wypadków utraty chłodziwa” jest w efekcie głównym priorytetem w projektowaniu reaktora. Główna różnica pomiędzy PWR i BWR jest taka, że w reaktorach BWR, woda będąca chłodziwem jest poddawana wrzeniu i trafia bezpośrednio do obiegu turbiny generatora, gdzie para wodna wytwarzana w rdzeniu reaktora napędza turbinę. W reaktorach PWR woda będąca chłodziwem jest utrzymywana w stanie ciekłym poprzez poddawanie jej działaniu ciśnienia. Wymiennik ciepła (wytwornica pary) jest wykorzystywany do przekazywania energii do obiegu wtórnego, gdzie następuje wrzenie wody napędzającej turbinę. Reaktory BWR są zatem mniej złożone niż PWR ale, ponieważ woda będąca chłodziwem trafia bezpośrednio do turbiny, radioaktywne skażenie elektrowni jest bardziej rozległe.

Większość z rosyjskich projektów elektrowni, nazywane WWER, są w gruncie rzeczy reaktorami typu PWR. Wielka Brytania ma jeden funkcjonujący reaktor PWR – Sizewell B – nie ma natomiast reaktorów BWR.

Niektóre elektrownie wykorzystują „ciężką wodę”, jako chłodziwo i moderator – najbardziej powszechnymi z nich są reaktory CANDU projektowane w Kanadzie. W ciężkiej wodzie deuter – izotop wodoru, zastępuje dużo bardziej powszechną formę jego atomu. Ciężka woda jest bardziej wydajnym moderatorem i elektrownie CANDU mogą wykorzystywać naturalny (nie wzbogacony) uran. Jednakże, większa wydajność tego typu reaktora jest równoważona przez wyższy koszt produkowania ciężkiej wody.

Wszystkie brytyjskie elektrownie z wyjątkiem Sizewell B są chłodzone gazowym dwutlenkiem węgla i moderowane przy pomocy grafitu. Pierwsza generacja elektrowni o nazwie Magnox wykorzystywała naturalny uran, ale większość z nich nie była w stanie długotrwale działać na pełnym zaprojektowanym poziomie, ponieważ dwutlenek węgla jako chłodziwo, staje się łagodnie kwaśny w kontakcie z wodą i powoduje korodowanie rurociągów. Druga generacja elektrowni wykorzystuje wzbogacony uran a wykorzystywane materiały konstrukcyjne zostały ulepszone dla zapobieżenia korodowaniu. Grafit jest wydajnym moderatorem, ale jest dosyć drogi w porównaniu z wodą. Wadą grafitu jest jego palność i tendencja do pęknięcia i zniekształcania się przy poddawaniu promieniowaniu radioaktywnemu.

Projekt zastosowany w Czarnobylu – typ RBMK – wykorzystuje grafit, jako moderator i lekką wodę, jako chłodziwo.

Konsekwentne zainteresowanie wzbudzają reaktory, które wykorzystują gazowy hel, jako chłodziwo oraz grafit, jako moderator: tak zwane reaktory wysokotemperaturowe chłodzone gazem (HTGR). Hel jest całkowicie obojętny i jest wydajnym, aczkolwiek drogim chłodziwem. Wykorzystanie helu i grafitu oznacza, że reaktor działa w znacznie wyższej temperaturze, niż reaktory chłodzone lekką wodą lub dwutlenkiem węgla. Pozwala to na przetworzenie większej ilości energii cieplnej w prąd elektryczny a także umożliwia jednocześnie wykorzystywać część ciepła w procesach przemysłowych i wytwarzać energię elektryczną. Jednakże, mimo prowadzenia badań w kilku krajach, w tym w

projekt elektrowni nie został nigdy wyprodukowany a zbudowane elektrownie demonstracyjne mają bardzo słabe wyniki.

Ostatnio do ponownego zainteresowania reaktorami HTGR doprowadziło ewentualne wykorzystanie ich do produkowania wodoru jako paliwa, który z kolei mógłby zastąpić ropę naftową, poprzez wykorzystanie go w ogniach paliwowych. Jeden z najbardziej zaawansowanych programów jest realizowany w RPA. Zaadaptował on stary niemiecki projekt w celu wyprodukowania reaktora modułowego z paliwem granulowanym (PBMR) – nazywanego tak, ponieważ paliwo w nim ma formę „otoczków” wielkości piłki tenisowej. Jednakże, południowoafrykański program ma poważne opóźnienia i jest mało prawdopodobne, że reaktor będzie dostępny dla zamówień komercyjnych przed 2015 rokiem.

Załącznik 3

Producenci reaktorów jądrowych

Reaktory PWR

Czterema głównymi niezależnymi producentami technologii PWR byli: Westinghouse, Combustion Engineering (CE), Babcock & Wilcox (B&W) i rosyjski sprzedający (produkujący WWR).

Najczęściej wykorzystywana a także szeroko adaptowana, z wykorzystaniem licencji, jest technologia korporacji Westinghouse. Głównymi licencjobiorcami są Framatome (Francja), Siemens (Niemcy) oraz Mitsubishi (Japonia). Elektrownie Westinghouse są sprzedawane na całym świecie, chociaż firma otrzymała jedno zamówienie w ciągu ostatnich dwudziestu pięciu lat (Sizewell B w Wielkiej Brytanii) a jej ostatnie zamówienie w Stanach Zjednoczonych (nie odwołane przed realizacją) zostało złożone ponad trzydzieści lat temu. W 1998 roku BNFL przejął sekcję jądrową Westinghouse, chociaż w lipcu 2005 BNFL potwierdził, że wybrał firmę N M Rothschild do przeprowadzenia sprzedaży sekcji Westinghouse’a. Ogromna liczba firm była przedstawiana, jako potencjalni kupcy. Głównym bieżącym projektem Westinghouse’a jest reaktor AP-1000, chociaż nie sprzedał jeszcze żadnej jednostki.

Zarówno Framatome oraz Siemens stały się niezależne od Westinghouse’a i w roku 2000 połączyły swoje jądrowe działy z 320

66% udziałów będących w rękach Framatome, resztą idącą do Siemensu. Framatome jest obecnie kontrolowany przez grupę Areva, która jest własnością rządu francuskiego. Główny bieżący projekt firmy to EPR (Europejski reaktor wodny ciśnieniowy), z których sprzedała jedną jednostkę do Finlandii oraz spodziewa się sprzedaży jeszcze jednej elektrowni francuskiej kompanii energetycznej EDF. Framatome wyprodukował wszystkie elektrownie PWR we Francji (około 60 reaktorów) oraz wyeksportował elektrownie do RPA, Korei, Chin i Belgii. Siemens dostarczył dziesięć z jedenastu reaktorów PWR zbudowanych w Niemczech oraz wyeksportował PWR do Holandii, Szwajcarii i Brazylii.

Mitsubishi dostarcza technologię PWR w Japonii, gdzie firma zbudowała dwadzieścia dwie jednostki, ale nigdy nie próbował sprzedaży elektrowni na rynku międzynarodowym. Najbardziej współczesnym projektem Mitsubishi jest APWR, ale zamówienia są nieustannie opóźniane a pierwsze jednostki będą zamówione prawdopodobnie za rok albo dwa lata.

Combustion Engineering wyprodukowała własny reaktor PWR, który jest zainstalowany w Stanach Zjednoczonych. Poza Stanami Zjednoczonymi licencję na swoją technologię firma sprzedała Korei. Jądrowa sekcja Combustion Engineering została przejęta przez ABB w 1996 roku a następnie przez BNFL w 1999 roku. Obecnie jest ona częścią sekcji Westinghouse i zostanie sprzedana z sekcją Westinghouse, jeżeli dojdzie do tej sprzedaży. Najnowszym projektem Combustion Engineering jest System 80+, ale Westinghouse nie podejmuje aktywnie prób sprzedaży elektrowni tego projektu. Jednakże, koreański sprzedający, Doosan, zaadaptował i rozwinął projekt dla swych przyszłych elektrowni, jako APR-1400. CE podjął wstępne działania, aby sprzedać elektrownie do Chin, ale wydaje się prawdopodobne, że najwięcej przyszłych zamówień zgłosi na nie rynek południowokoreański.

Babcock & Wilcox (B&W) dostarczył reaktory PWR własnego projektu na rynek amerykański, ale wypadek w Three Mile Island, który dotyczył technologii B&W, skutecznie zakończył zainteresowanie firmy sprzedażą reaktorów. Jedyną elektrownią zaprojektowaną przez B&W, zbudowaną poza Stanami Zjednoczonymi, był reaktor zbudowany na licencji w Niemczech, został on jednak zamknięty w 1988 roku z powodu problemów z przyznaniem licencji zaraz po jego ukończeniu w 1986 roku i nie będzie uruchomiony.

Reaktory BWR

Głównym projektantem reaktorów BWR jest przedsiębiorstwo amerykańskie General Electric (GE), które sprzedawało wielką liczbę elektrowni tego typu w Stanach Zjednoczonych oraz na rynek międzynarodowy, do krajów takich, jak: Niemcy, Japonia, Szwajcaria, Hiszpania oraz Meksyk. Do licencjodawców GE należą: Siemens, Hitachi oraz Toshiba. Siemens (teraz część grupy Areva) przedstawił ofertę SWR w przetargu na projekt dla fińskiego Olkiluoto, ale oprócz tego nie wydaje się aktywnie działać na rzecz sprzedaży reaktorów BWR.

Japońscy licencjodawcy nadal oferują reaktory BWR w Japonii. Obecnie w tym kraju działają lub są w budowie trzydzieści dwa reaktory BWR. Kilka prototypowych elektrowni w Japonii zostało zakupionych od GE, ale reszta zamówień została podzielona pomiędzy Hitachi i Toshiba. Ich bieżącym projektem jest ABWR – pierwszy projekt III Generacji mający trafić do sieci energetycznej. Pierwsza jednostka została ukończona w 1996 roku i od tej pory uruchomiono dwie dodatkowe jednostki a jedna jest na etapie budowy. Dwa reaktory ABWR dostarczone przez GE są także w budowie na Tajwanie. Jednakże, żaden z japońskich producentów: Mitsubishi, Toshiba i Hitachi nie próbuje sprzedawać elektrowni na rynku międzynarodowym. Oprócz reaktora typu ABWR, GE skonstruował reaktor SBWR, ale w następnych kilku latach ich sprzedaż nie wydaje się prawdopodobna.

Asea Atom (Szwecja) wyprodukowała własny projekt reaktora BWR, z których dziewięć zostało zbudowanych w Szwecji a dwa w Finlandii. Asea Atom połączyła się z Brown Boveri tworząc ABB - firmę, która następnie została przejęta przez BNFL w 1999 roku. BNFL już nie promuje aktywnie tego projektu.

Reaktory CANDU

Głównym dostawcą reaktora ciężkowodnego jest kanadyjskie przedsiębiorstwo Atomic Energy of Canada Limited (AECL), które dostarczyło ponad dwadzieścia jednostek w Kanadzie oraz sprzedawało na eksport do Argentyny, Rumunii, Korei i Chin. Firma sprzedawała także elektrownie Indiom, ale ze względu na kwestię rozprzestrzeniania broni jądrowej, wstrzymała kontakty z tym krajem w 1975 roku, chociaż Indie kontynuują budowę elektrowni według tego czterdziestoletniego projektu. Argentyna buduje trzy 322

ciężkowodne elektrownie: jedną CANDU i dwie elektrownie będące niemieckim projektem (jedna z nich jest niekompletna i żadne prace nie są na niej obecnie prowadzone). Głównym projektem w przyszłości dla AECL będzie Udoskonalony reaktor CANDU (ACR), którego produkcja jest oczekiwana w dwóch wielkościach: 750MW (ACR-700) i 1100 – 1200MW (ACR-1000).

British Energy przeznaczyła fundusze na rozwój reaktora ACR-700, ale te działania zakończyły się w 2002 roku, gdy British Energy ogłosiła upadłość i sprzedała swoje udziały w ośmiu kanadyjskich elektrowniach jądrowych.

Załącznik 4

Likwidacja elektrowni

Likwidacja elektrowni jądrowych wzbudza znaczne zainteresowanie opinii publicznej w ostatnich latach. Wynika to z faktu, że reaktory zbliżają się do końca ich życia, przewidywany koszt likwidacji elektrowni wzrasta oraz słabości w systemach finansowych, których celem było zapewnienie funduszy na zamknięcie reaktorów, stały się oczywiste.

Umownie, likwidacja elektrowni jest podzielona na trzy oddzielne fazy. W pierwszej, paliwo jest usuwane a reaktor zostaje zabezpieczony. Czas potrzebny na usunięcie paliwa różni się, przy czym w elektrowniach, które są napełniane paliwem off line zabiera to znacznie mniej czasu (np. reaktory PWR i BWR). Reaktory te są projektowane w taki sposób, że około jedna trzecia paliwa jest wymieniana podczas corocznej kilkutygodniowej przerwy w pracy. Reaktory, które wymieniają paliwo on line (np. reaktory AGR i CANDU) wymagają znacznie dłuższego czasu, dlatego maszyna wymieniająca paliwo jest tak zaprojektowana, żeby stale wymieniać niewielkie ilości paliwa podczas pracy reaktora. To wymaga precyzyjnych urządzeń, które poruszają się wolno i usunięcie całego rdzenia reaktora może trwać kilka lat. W momencie, gdy paliwo zostanie usunięte, nie ma już ryzyka wejścia reaktora w stan krytyczności a większość radioaktywności i wszystkie odpady wysokoradioaktywne zostały usunięte. Dopóki ta faza nie zostanie zakończona, elektrownia musi być w zasadzie obsługiwana przez taką liczbę personelu, jak w pełni działającej elektrowni. Istnieje zatem silny bodziec ekonomiczny, aby fazę I zakończyć jak naj-

szybciej, zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa. W sensie technologicznym, faza I jest prosta – stanowi w dużej mierze kontynuację działań, które były prowadzone, gdy elektrowni działała. Należy zwrócić uwagę, że utylizacja zużytego paliwa nie jest uwzględniona w kosztach fazy I.

W drugiej fazie, nieskażone lub lekko skażone elementy konstrukcji są niszczone i usuwane, pozostawiając w zasadzie sam reaktor. Ponownie – jest to stosunkowo rutynowa praca nie wymagająca szczególnej wiedzy eksperckiej. W sensie ekonomicznym, bodziec jest taki, aby opóźnić tę fazę tak długo, jak to możliwe po to, żeby minimalizować środki, które muszą być zebrane od konsumentów, aby za ten etap zapłacić – czym dłuższe opóźnienie, tym więcej odsetek zgromadzi fundusz likwidacyjny elektrowni. Ograniczającym punktem w czasie jest moment, gdy integralność budynków nie może już być dłużej zapewniona i istnieje ryzyko zawalenia konstrukcji elektrowni, prowadzące do uwolnienia radioaktywnych materiałów. W Wielkiej Brytanii, planuje się opóźnienie fazy II do czterdziestu lat po zamknięciu elektrowni.

Trzecia faza – usunięcie rdzenia reaktora – jest o wiele droższa i stanowi największe technologiczne wyzwanie, wymagające zdalnie sterowanych prac przy pomocy robotów. Podobnie jak w fazie II, bodźcem ekonomicznym jest opóźnianie prac, dopóki nie jest to już dłużej bezpieczne i w Wielkiej Brytanii, w efekcie oczekuje się opóźnienia sięgającego 135 lat.

Na końcu fazy III, idealną sytuacją jest, by ziemia mogła być przekazana do nieograniczonego użytkowania, innymi słowy, poziom radioaktywności nie jest w takim miejscu wyższy niż w gruncie nieskażonym. W praktyce, to nie zawsze będzie możliwe i w niektórych „brudnych” miejscach, takich, jak Dounreay w Szkocji, gdzie funkcjonował eksperymentalny szybki reaktor, oczekuje się, że wykorzystanie ziemi będzie ograniczone na zawsze, ze względu na wysoki poziom skażenia.

Niewiele elektrowni komercyjnej wielkości, które przekroczyły okres ich pełnego życia, zostały w pełni zdemontowanych, zatem koszty likwidacji nie są dobrze oszacowane. Twierdzi się, że konieczne działania zostały z sukcesem przeprowadzone na niewielką skalę, ale dopóki nie zostaną one zastosowane w elektrowniach o wielkiej skali, proces ten nie może być postrzegany jako potwierdzony – wiele procesów, które w tej dziedzinie działały na niewielką skalę,

przeżywały problemy, gdy ich skala osiągnęła poziom komercyjny.

Większość kosztów likwidacji elektrowni stanowią koszty składowania powstałych odpadów radioaktywnych. Koszt składowania odpadów we współczesnych zakładach także nie jest dobrze ustalony, szczególnie dla średnio- i długotrwałych niskoradioaktywnych odpadów, ze względu na brak doświadczenia w budowaniu instalacji odbierających te odpady.

Ta niepewność jest odzwierciedlona w sposobie, w jaki podawane są szacunki kosztów likwidacji elektrowni jądrowej. Typowo, są one przedstawiane, jako udział procentowy kosztów budowy (prawdopodobnie 25%). Przyjmując, że koszt likwidacji elektrowni ma oczywiście tylko ograniczony związek z kosztem budowy, to ilustruje jak niewiele wiemy na temat tych kosztów.

Typowy podział spodziewanych niezdykontowanych kosztów likwidacji elektrowni mógłby być taki, że jedna szóstą dotyczy fazy I, jedna trzecia – fazy II oraz połowa – fazy III. Wobec British Energy postawiono wymóg uruchomienia „wydzielonego” funduszu, gromadzącego środki na likwidację własnych elektrowni, choć oczekiwano, że faza I zostanie opłacona ze środków bieżących. BNFL, która była właścicielką elektrowni Magnox, do czasu ich przekazania Urzędowi Likwidacji Elektrowni Jądrowych (Nuclear Decommissioning Authority) w kwietniu 2005 roku, jest przedsiębiorstwem państwowym, a polityka Skarbu Państwa nie zezwala na zastosowanie wydzielonego funduszu w przypadku firm państwowych. British Energy przyjął stopę dykontową 3% dla pierwszych ośmiu lat a następnie 0%, natomiast BNFL przyjął stałą stopę dykontową na poziomie 2,5%. W 2003/04 roku, British Energy zwiększył swoją stopę dykontową do 3,5%.

Jeżeli założymy całkowity koszt likwidacji elektrowni na poziomie 1,8 miliarda USD, podział środków pomiędzy fazy opisane powyżej, z fazą I przeprowadzoną natychmiast po zamknięciu, fazą II po 40 latach oraz fazą III po 135 latach, niezdykontowane i zdykontowane koszty będą kształtowały się tak, jak przedstawia to Tabela 8.

Tabela 8 Przykładowe koszty likwidacji elektrowni (miliony GBP)

	Niezdykontowane	British Energy (3%)	British Energy (3,5%)	BNFL (2,5%)
Faza I	300	300	300	300
Faza II	600	184	151	223
Faza III	1200	113	76	41
Całkowite	1800	597	527	574

Wykorzystywane są różne instrumenty, które zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”, powodują, że Ci, którzy zużywają energię elektryczną, ponoszą koszty likwidacji elektrowni. W ramach wszystkich tych metod, jeżeli koszt likwidacji elektrowni jest niedoszacowany, w przyszłości wystąpią braki funduszy, które będą musiały być uzupełnione przez przyszłych podatników. Prognozowane koszty likwidacji elektrowni Magnox w Wielkiej Brytanii wzrosły około czterokrotnie przez ostatnie 20 lat, mimo, że prace stanowiące największe wyzwanie nie zostały jeszcze przeprowadzone.

Najmniej wiarygodną metodą zbierania środków na likwidację jest metoda księgowania nie oparta na funduszu (*unfunded accounting method*), w ramach której przedsiębiorstwo dokonuje księgowania wpłat na rzecz funduszu likwidacji elektrowni. Wpłaty są pobierane od konsumentów, ale przedsiębiorstwo ma swobodę w inwestowaniu w sposób jaki uzna za właściwy, a same wpłaty są księgowane jako część aktywów przedsiębiorstwa. Ta metoda jest wiarygodna tylko wtedy, gdy można założyć, że przedsiębiorstwo będzie istniało, aż do momentu zakończenia procesu likwidacji elektrowni, oraz że majątek, którym dysponuje, osiąga co najmniej założoną stopę zwrotu. Słabość tej metody ujawniła się, gdy Central Electricity Generating Board (CEGB) – przedsiębiorstwo, które było właścicielem elektrowni w Anglii i Walii przed ich prywatyzacją w 1990 roku – zostało sprywatyzowane. Konsumenci dokonali około 1,7 miliarda GBP zaksięgowanych wpłat, ale przedsiębiorstwo zostało sprzedane za kwotę równą zaledwie około jednej trzeciej wartości jego aktywów, zatem w rzeczywistości dwie trzecie tych wpłat zostało utraconych. Rząd nie przekazał żadnych wpływów ze sprzedaży przedsiębiorstwu, które odziedziczyło elektrownie jądrowe, tracąc w ten sposób pozostałe wpłaty.

Bardziej wiarygodną metodą wydaje się być wydzielony fundusz (*segregated fund*). W ramach tej metody, konsumenci dokonują wpłat przez cały okres życia elektrowni a środki finansowe trafiają do funduszu, do którego właściciel elektrowni nie ma dostępu a zarządzanie nim odbywa się w sposób zapewniający niezależność do właściciela elektrowni. Fundusze są inwestowane tylko w bardzo bezpieczne inwestycje, aby ograniczyć ryzyko ich utraty. Takie inwestycje mogłyby osiągnąć zysk na poziomie nie wyższym niż 3%. Gdy likwidacja elektrowni musi nastąpić, przedsiębiorstwo będące jej właścicielem może wykorzystać środki znajdujące się w wydzie-

lonym funduszu. Także w tym wypadku, istnieje ryzyko, zilustrowane przez brytyjskie doświadczenia. Wydzielony fundusz British Energy nie obejmował fazy I, dalece najdroższej fazy w wielkościach zdyskontowanych (około połowy kosztów), natomiast przedsiębiorstwo ogłosiło upadłość na długo przed zakończeniem okresu działania elektrowni i musiało być ratowane przez rząd a znaczna część obciążenia kosztami likwidacji elektrowni spadnie na przyszłych podatników, od których zażąda się zapewnienia funduszy, gdy przeprowadzana będzie likwidacja elektrowni.

Prawdopodobnie najniższe ryzyko, że wielkość wpłat stanowiących zabezpieczenie będzie nieadekwatna, byłoby, gdyby wydzielony fundusz został otwarty w momencie, gdy elektrownia rozpoczyna działanie, z funduszami mogącymi pokryć koszty likwidacji elektrowni po zakończeniu projektowanego życia elektrowni. Jeżeli założymy długość życia reaktora na poziomie 30 lat a stopę dyskontową na poziomie 3%, wymagana suma stanowiłaby około 40% sum niezdyskontowanych. Zatem, jeżeli niezdyskontowane koszty likwidacji elektrowni wynoszą około 25% kosztów budowy, suma, która będzie musiała być zdeponowana w fundusz wynosiłaby około 10% kosztów budowy. Nawet taki schemat finansowy byłby niewystarczający, jeżeli elektrownia ma być zamknięta wcześniej lub koszty likwidacji elektrowni zostały niedoszacowane lub fundusze nie osiągnęły oczekiwanej stopy zwrotu.

Podsumowując, sumy wymagane na likwidację elektrowni jądrowych będą prawdopodobnie wysokie. Ale nawet w scenariuszach, które zapewniają najniższe ryzyko, że fundusze na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni będą niewystarczające, jeżeli koszty są szacowane precyzyjnie, wpływ na całkowite koszty wydaje się być ograniczony, ze względu na wpływ dyskontowania.



ROZDZIAŁ 6

ENERGIA ATOMOWA A ZMIANA KLIMATU

Felix Chr. Matthes

Pokojowe współistnienie energii jądrowej i wiatrowej w elektrowni jądrowej Brunsbüttel (Północne Niemcy). Każda z tych turbin wiatrowych wytwarza dwa megawaty energii przyjaznej środowisku. EJ Brunsbüttel wytwarza 770 megawatów wykorzystując reaktor wodny wrzący.

© Paul Langrock/Zenit/Greenpeace

1 Wstęp

Globalne ocieplenie stanowi jedno z największych wyzwań XXI wieku. Dzięki licznym pracom badawczym oraz modelowym w tej dziedzinie, widzimy coraz wyraźniej, że jeśli wzrost globalnego ocieplenia ma być ograniczony do dopuszczalnego poziomu, konieczne będzie znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Wyzwanie ambitnej polityki klimatycznej będzie miało szczególne znaczenie dla sektora energetycznego, bowiem główną część światowej emisji gazów cieplarnianych stanowi emisja dwutlenku węgla ze spalania paliw kopalnych. Jeżeli poważna redukcja emisji CO₂ okaże się w tym stuleciu konieczna, sektor energetyczny, a zwłaszcza sektor produkcji energii elektrycznej, czekają zasadnicze zmiany.

Wśród technologii, które mogłyby przyczynić się do ograniczenia emisji, wytwarzanie energii jądrowej odgrywa kluczową rolę. Odkąd na rynku energetycznym pojawiła się energia atomowa, wzbudzała ona wiele kontrowersji z uwagi na związane z nią zagrożenia. Wymienić można tutaj katastrofalne wypadki, a także wykorzystanie materiałów jądrowych do celów militarnych czy terrorystycznych. Po katastrofie w Czarnobylu w sektorze produkcji energii jądrowej nastąpił zastój. Ponadto po uwolnieniu rynków energetycznych w większości krajów Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD), wiele obiektów nuklearnych stało w obliczu poważnych problemów, a opłacalność nowych inwestycji w ramach technologii nuklearnej stanęła pod znakiem zapytania. Rosnące zainteresowanie problemem zmian klimatycznych sprawiło, że na nowo rozgorzała dyskusja na temat energii atomowej. Szczególnie po wprowadzeniu przez Unię Europejską systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, za sprawą którego emisja CO₂ podlega opłacie, energia atomowa i związana z nią technologia coraz częściej przedstawiane są jako klucz do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Polityka dotycząca zmian klimatycznych, mająca na celu zmniejszenie ryzyka globalnego ocieplenia oraz ograniczenie określonych zagrożeń związanych z energią atomową, stanowi skomplikowany obszar konfliktów. Debata dotyczy problemu różnych rodzajów zagrożeń oraz kwestii rozwiązań alternatywnych. Zagrożenia dla zdrowia, ekosystemów, a także struktur społecznych i ekonomicznych muszą być rozpatrywane w kontekście możli-

wości wprowadzenia alternatywnych rozwiązań oraz kosztów ich realizacji. Biorąc to pod uwagę, zakres redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz potencjalny wkład w ich ograniczanie muszą mieć w przyszłości znaczenie pierwszorzędne. Gdyby konieczna była tylko umiarkowana redukcja emisji gazów lub gdyby istniało wiele innych alternatywnych rozwiązań, dyskusja na temat energii atomowej miałaby o wiele mniejsze znaczenie.

Celem tego rozdziału jest próba uporządkowania dyskusji na temat proponowanych rozwiązań dotyczących zmian klimatycznych i energii atomowej, a zawarty w nim przegląd licznych debat i publikacji stanowi podstawę do przedstawienia pewnych konkluzji. W części drugiej rozdziału omówimy, jaki mógłby być konieczny zakres ograniczenia emisji w przyszłości oraz zdefiniujemy podstawę dyskusji na temat energii jądrowej w ramach ambitnej polityki klimatycznej. W części trzeciej przedstawimy rzeczywistą prognozę dla scenariusza bez wprowadzania nowych regulacji prawnych (tzw. business as usual, BAU) dotyczących np. ochrony środowiska czy bezpieczeństwa, dla wielkości emisji CO₂ i rozwoju energii jądrowej w następnych dekadach. Prognoza ta służyć będzie jako punkt odniesienia dla następującej po niej dyskusji na temat możliwości ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Biorąc pod uwagę zupełnie odmienne rodzaje zagrożeń związane z globalnym ociepleniem oraz z energią atomową, w części czwartej rozdziału odnosimy się do poglądowego modelu, opracowanego na potrzeby systematycznej analizy i oceny różnych rodzajów ryzyk. Część piąta poświęcona jest opisowi i ocenie różnych sposobów długoterminowej redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W części szóstej, po analizie sytuacji na całym świecie, przedstawimy przykładowy model opisujący, jak mogłaby wyglądać 80% redukcja emisji w wysoko uprzemysłowionym kraju, jakim są Niemcy. Następnie omówimy szczegółowo, jakie wnioski można wysnuć na podstawie tego typu modelowania oraz analizy przeprowadzonej w poprzednich rozdziałach. Część siódma poświęcona jest podsumowaniu wiedzy, jaką zdobyliśmy z analiz przeprowadzonych w tym rozdziale.

Biorąc pod uwagę długoterminowy charakter problemu globalnego ocieplenia, rozpatrywać należy różne rozwiązania w perspektywie dłuższego okresu czasu. Nasza analiza ogranicza się do 2050 roku z uwagi na fakt, iż dalsza ocena technologii i innych

rozwiązań musiałaby opierać się jedynie na spekulacjach. Ograniczyliśmy zatem analizowany okres czasu do najbliższych pięćdziesięciu lat. Ponadto wszystkie analizy zawarte w niniejszym rozdziale zostały przeprowadzone w skali światowej. Dla wielu tematów podejmowanych w niniejszym rozdziale pomocna byłaby również analiza o charakterze lokalnym. Z pewnością pozwoliłoby to lepiej zrozumieć zróżnicowanie dyskusji toczących się w różnych częściach świata.

2 Wyzwanie zmian klimatu

Globalna zmiana klimatu stanowi jedno z najważniejszych wyzwań dla polityki energetycznej i polityki ekologicznej na najbliższe kilkadziesiąt lat. Istnieje coraz więcej dowodów potwierdzających proces i skutki globalnego ocieplenia, spowodowanego działalnością człowieka¹. W tej sytuacji konieczne staje się nowe podejście do polityki energetycznej. Jeśli emisja gazów cieplarnianych będzie nadal rosła, a co za tym idzie – wzrośnie stężenie tych gazów w atmosferze, może dojść do jeszcze poważniejszych zmian klimatycznych na świecie.

Zasadniczą rolę w procesie zmian klimatu odgrywa emisja dwutlenku węgla (CO₂) pochodzącego ze spalania paliw kopalnych. Emitowany w ten sposób CO₂ stanowi 80% emisji na świecie. Dwutlenek węgla to jeden z najważniejszych gazów cieplarnianych, który przyczynia się do globalnego ocieplenia. Chociaż w ciągu ostatniego stulecia stężenie pozostałych gazów cieplarnianych znacznie wzrosło, i choć część pozostaje w atmosferze przez bardzo długi okres oraz mimo aktualności pewnych niejasności, dwutlenek węgla wytworzony przez człowieka odpowiada za ponad połowę zwiększonego wymuszania promieniowania prowadzącego do antropogenicznego globalnego ocieplenia (Tab. 1).

Nadal toczy się dyskusja na temat poziomu, na którym koncentracja gazów cieplarnianych w atmosferze powinna być ustabilizowana i który „zapobiegałby niebezpiecznej antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny” (art. 2 Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu – UNFCCC).

1 W ostatnich miesiącach kluczowymi publikacjami nt. zmian klimatycznych oraz ich wpływu na globalną gospodarkę, społeczeństwo i środowisko były tzw. raport Sterna - *Ekonomia zmian klimatycznych* - http://pl.wikipedia.org/wiki/Raport_Sterna oraz *The Fourth Assessment Report of the IPCC* - http://pl.wikipedia.org/wiki/Czwarty_Raport_IPCC (przypr. tłum.).

Jakkolwiek, ograniczenie wzrostu średniej temperatury na świecie maksymalnie do 2°C powyżej poziomu przedindustrialnego jest coraz częściej postrzegane jako wielkość progowa dla globalnego ocieplenia, a jej przekroczenie doprowadzi do niedopuszczalnych konsekwencji i zagrożeń dla środowiska oraz społeczności ludzkiej². Biorąc pod uwagę fakt, że średnia temperatura na świecie od XIX w. wzrosła już o 0,6°C, dopuszczalny jest dalszy wzrost jedynie o 1,4°C. Co więcej, nie może być przekroczony średni długoterminowy wskaźnik wzrostu temperatury wynoszący 0,2°C na dekadę³.

Tabela 1 Obecne stężenia gazów cieplarnianych

	Stężenie niższe niż 1750	Obecne stężenie w troposferze	GWP (okres 100 lat)	Życie w atmosferze	Zwiększone wymuszanie promieniowania
				Lata	W/m ²
Stężenie w cząsteczkach na milion (ppm)					
Dwutlenek węgla (CO ₂)	280	375	1	zmienne	1,46
Stężenie w cząsteczkach na miliard (ppb)					
Metan (CH ₄)	730/688	1852/1730	23	124	0,48
Tlenek azotu (I) (N ₂ O)	270	319	296	1144	0,15
Ozon troposferyczny (O ₃)	25	344	Nd	godziny-dni	0,35
Stężenie w cząsteczkach na trylion (ppt)					
CFC-11 (trichlorofluorometan) (CCl ₃ F)	zero	256/253	4600	45	
(CCl ₂ F ₂)	zero	546/542	10600	100	
CFC-113 (trichlorotrifluorometan) (C ₂ Cl ₃ F ₃)	zero	80/80	6000	85	0,34
Tertrachlorek węgla (CCl ₄)	zero	94/92	1800	35	dla
Chloroform metylu (CH ₃ CCl ₃)	zero	28/28	140	4,8	wszystkich
HCFC-22 (chlorodifluorometan) (CHClF ₂)	zero	15811	1700	11,9	halowęglowodorów, w
HFC-23 (fluoroform) (CHF ₃)	zero	1412	12000	260	tym wielu nie
Perfluoroetan (C ₂ F ₆)	zero	312	11900	10000	wymienionych tutaj
Sześciofluorek siarki (CF ₆)	zero	52111	22200	3200	0,0025
Pentafluorosulfonian trifluorometylu (SF ₅ CF ₃)	zero	0,1213	~ 18000	~ 3200 (?)	< 0,0001

Źródło: Blasing/Jon (2005)

2 Na przykład, Rada Unii Europejskiej stwierdziła: "aby osiągnąć cel wyznaczony przez UNFCCC i zapobiec niebezpiecznej antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny, ogólny wzrost temperatury globalnej nie może przekroczyć 2°C powyżej poziomu przedindustrialnego".

3 Patrz WGBU (2003+2004).

Przełożenie tych celów na stężenie i emisję budzi wiele wątpliwości (np. wrażliwość klimatu) i stanowi przedmiot szerokiej debaty naukowej. W celu ustalenia, jakie kroki należy podjąć, aby ograniczyć globalne ocieplenie w obrębie dopuszczalnych „okien klimatu”, należy wziąć pod uwagę następujące parametry:

- ścieżki emisji rozłożone w czasie dla różnych gazów cieplarnianych i innych gazów, które mają wpływ na wymuszanie promieniowania (np. emisje siarkowe, ponieważ aerozole SO_2 mają „efekt chłodzenia”), gdzie wskaźnik wzrostu, punkt osiągnięcia wartości szczytowej oraz następujący po nim spadek mają zasadnicze znaczenie;
- różne profile koncentracji lub wymuszania promieniowania dla różnych gazów, wynikające ze ścieżek emisji;
- wrażliwość klimatu stosowana przy najnowszym modelowaniu waha się w granicach wzrostu temperatury od 1,5-4,5°C przy podwojeniu stężenia CO_2 , przy czym średnia wartość to 2,5°C; gdyby okazało się, że wrażliwość klimatu sięga górnej granicy, należałoby przeprowadzić o wiele poważniejsze ograniczenia emisji, aby nie przekroczyć 2°C, o których mowa powyżej, gdyby natomiast wrażliwość klimatu okazała się mniejsza, ograniczenia odnośnie przyszłych emisji byłyby mniejsze (większość modeli opiera się jednak na wrażliwości klimatu w granicach od 2,5°C do 2,8°C).

Istnieje wiele różnych wyników modelowania, służących ustaleniu dopuszczalnych ścieżek emisji poniżej ograniczenia globalnego ocieplenia do 2 stopni. Szczególnie ważne dla dyskusji są alternatywne strategie redukcji emisji różnych gazów lub alternatywne terminy⁴. Hare/Meinshausen (2004) zauważają, że:

- przy stabilizacji koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 550 ppm równoważnym CO_2 (wszystkie gazy, odpowiednik około 475 ppm stabilizacji CO_2), ryzyko przekroczenia limitu 2°C wynosi 68-99% (średnio 85% – „bardzo wysokie” według Międzynarodowego Zespołu do Spraw Zmian Klimatu – IPCC);
- przy stabilizacji koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 450 ppm równoważnym CO_2 (wszystkie gazy, odpo-

335 4 Więcej na temat przykładowych koncepcji „wczesnego działania” lub „spóźnionej reakcji” znaleźć można w Meinshausen et al. (2005).

wiednik ok. 400 ppm stabilizacji CO₂), ryzyko przekroczenia limitu 2°C wynosi 26-78% (średnio 47% – „średnie prawdopodobieństwo”);

- przy stabilizacji koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 400 ppm równoważnym CO₂ (wszystkie gazy, odpowiednik ok. 350 ppm stabilizacji CO₂), ryzyko przekroczenia limitu 2°C wynosi 2-57% (średnio 27% – „mało prawdopodobne”).

Przy takich założeniach, celem ambitnej polityki klimatycznej powinna być stabilizacja koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 400-450 ppm (co odpowiada stabilizacji stężenia CO₂ na poziomie 350-400 ppm)⁵. Osiągnięcie stabilizacji koncentracji na takim poziomie wymaga zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o ok. 50% do 2050 roku (w porównaniu z 1990 rokiem).

Chociaż istnieje wiele krzywych opisujących poziom emisji, które mogą doprowadzić do osiągnięcia powyższych poziomów koncentracji CO₂, należy rozważyć pewne istotne oddziaływania pomiędzy punktem, w którym wzrost emisji osiąga wartość szczytową i zaczyna spadać z jednej strony, a koniecznym tempem spadku punktu zwrotu – z drugiej. Meinshausen (2005) pokazuje, że opóźnienie w podjęciu działań globalnych o 10 lat sprawia, że wymagany wskaźnik ograniczenia emisji podwaja się po osiągnięciu poziomu połowy emisji gazów cieplarnianych w porównaniu z wartościami z 1990 roku. W tej sytuacji, wczesna reakcja jest konieczna nie tylko z uwagi na „uczenie się poprzez działanie”, ale również w celu uniknięcia dodatkowych kosztów i obciążeń w okresie przed szczytowym poziomem emisji gazów cieplarnianych.

W tabeli 2 przedstawiono przykładowe górne granice emisji konieczne dla osiągnięcia stabilizacji stężenia CO₂ na różnych poziomach, w zależności od grupy krajów (kraje UNFCCC wymienione w załączniku I i nie wymienione w załączniku I). Jeśli konieczna będzie stabilizacja koncentracji gazów cieplarnianych na poziomie 350-400 ppm oraz CO₂ na poziomie 350-400 ppm, globalna emisja CO₂ będzie musiała być ograniczona o ok. 60% do 2050 roku w porównaniu z poziomami z 1990 roku.

Kraje z załącznika 1 musiałyby zredukować emisję CO₂ o 80-90%. Nawet dla mniej ambitnych celów stabilizacyjnych, w

5 Więcej na temat czasowego przekroczenia tych poziomów oraz dalszy powrót („osiąganie szczytowej wartości”) znaleźć można w Meinshausen (2005).

krajach uprzemysłowionych konieczna będzie redukcja emisji o ponad 70% w porównaniu z poziomami z 1990 roku.

Tabela 2 Przykładowe wielkości redukcji emisji mające na celu ustabilizowanie emisji CO₂ na poziomie 400, 450 lub 550 ppm, 2020 i 2050

Poziom stabilizacji	Region	Emisja CO ₂	
		2020	2050
400 ppmv CO ₂	Globalny Załącznik I	+10%	-60%
	Nie wymie- nione w załączniku I	-25% do -50%	-80% do -90%
450 ppmv CO ₂	Globalny Załącznik I	Znaczne odchylenie w Ameryce Łacińskiej, Bliskim Wschodzie i krajach azjatyckich z gospodarką centralnie planowaną	Znaczne odchylenie we wszystkich regionach
	Nie wymie- nione w załączniku I	+30%	-25%
550 ppmv CO ₂	Globalny Załącznik I	Znaczne odchylenie w Ameryce Łacińskiej, Bliskim Wschodzie i krajach azjatyckich z gospodarką centralnie planowaną	-70% do -90%
	Nie wymie- nione w załączniku I	+50%	Znaczne odchylenie w większości regionów szczególnie w Ameryce Łacińskiej i Bliskim Wschodzie

Źródło: Ecofys (2004)

Ponadto konieczne byłoby zmniejszenie wielkości emisji CO₂ w krajach rozwijających się dla opisywanej ścieżki emisji. Zakładając ten przykładowy scenariusz, emisja CO₂ mogłaby wzrosnąć do 2020 roku, natomiast musiałaby ulec znacznemu spadkowi po 2020.

Należy jednak zwrócić uwagę na to, że korytarz emisji CO₂ mający na celu ograniczenie globalnego ocieplenia do 2°C w porównaniu z poziomami z okresu przedindustrialnego, zależy w znacznym stopniu od wrażliwości klimatu⁶. W tabeli 2 przedstawiono dane WBGU z 2003 roku. Przy wysokiej wrażliwości klimatu, emisja CO₂ w latach 2000-2100 jest czterokrotnie niższa niż w przypadku niskiej wrażliwości klimatu⁷.

6 Wrażliwość klimatu wyrażana jest jako wzrost średniej globalnej temperatury przy dwukrotnie zwiększonym stężeniu gazów cieplarnianych.

7 Według innych autorów (np. Meinshausen 2005) wykorzystujących wyniki modelowania, spełnienie warunku wzrostu nie przekraczającego 2°C jest „prawdopodobne”, jeżeli emisja CO₂ ze spalania paliw kopalnych zostanie ograniczona do 400 mld ton metrycznych węgla (Gt C) od 1990 r. Przy uwzględnieniu emisji w latach 1990-2000 pozostanie wielkość emisji rzędu 333 Gt C (lub ok. 1,221 Gt CO₂) dla emisji ze spalania paliw kopalnych.

Tabela 3 Łączna emisja CO₂, której celem jest ograniczenie globalnego ocieplenia do 2°C w porównaniu z poziomami z okresu przedindustrialnego

Zakładana wrażliwość klimatu	Dopuszczalna emisja CO ₂ 2000-2100	
°C	mld t metrycznych węgla	mld t metrycznych CO ₂
1,5	1780 - 1950	6527 - 7150
2,5	850 - 910	3117 - 3337
3,5	530 - 560	1943 - 2053
4,5	380	1393

Źródło: WBGU (2004)

W świetle przedstawionych informacji ocena energii jądrowej oraz innych rozwiązań musi uwzględniać szybką i znaczną redukcję emisji CO₂, przy czym w krajach uprzemysłowionych największa redukcja powinna mieć miejsce w przeciągu najbliższych dwudziestu lat, a emisja CO₂ na całym świecie powinna się zmniejszyć o 60-90% do 2050 roku. Biorąc pod uwagę żądane wielkości, które mają być osiągnięte, wątpliwe jest spełnienie warunku 2°C – może być ono jedynie postrzegane jako „prawdopodobne”, jeżeli krzywe opisujące wielkość emisji zbliżą się do dolnych granic wielkości podanych powyżej.

3 Dotychczasowy scenariusz postępowania (business as usual, BAU)

3.1 Tendencje dotyczące emisji CO₂

Od początku XX wieku wielkość globalnych emisji CO₂ wzrosła dwunastokrotnie. Podczas gdy do 1950 roku emisje najważniejszych gazów cieplarnianych osiągały największe rozmiary w Ameryce Północnej i Europie Zachodniej, po drugiej wojnie światowej gwałtownie wzrosła emisja w krajach socjalistycznych. Przed kryzysem naftowym w latach 70., 22% światowej emisji CO₂ związanej ze spalaniem paliw kopalnych pochodziło z krajów europejskich z gospodarką centralnie planowaną, 23% z Europy Zachodniej, a 32% z Ameryki Północnej.

Najważniejsze tendencje w globalnych emisjach CO₂ od lat 80. XX wieku obejmują:

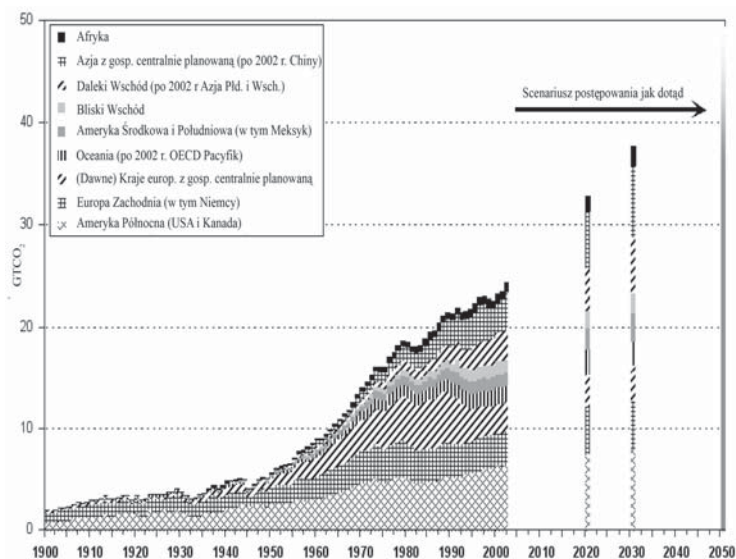
- stały wzrost emisji w Ameryce Północnej;
- utrzymywanie się mniej więcej tego samego poziomu emisji w

Europie Zachodniej;

- gwałtowny spadek emisji CO₂ po upadku krajów europejskich z gospodarką centralnie planowaną;
- wzrost emisji w krajach azjatyckich z gospodarką centralnie planowaną (szczególnie w Chinach) i innych wschodzących gospodarkach Dalekiego Wschodu.

W 2002 roku udział Ameryki Północnej w globalnej emisji CO₂ wynosił tylko 26%. Udział Europy Zachodniej (14%) porównywalny był do centralnie planowanych krajów azjatyckich (15%) i przewyższał udział gospodarek okresu przejściowego (12%).

Rys. 1 Globalna emisja CO₂ pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w latach 1900-2050



Źródło: Marland i in. (2005), IEA (2004), kalkulecje własne

Biorąc jednak pod uwagę łączną emisję CO₂, w latach 1900-2002, większą część udziału stanowiła emisja w Ameryce Północnej i Europie Zachodniej. Całkowita emisja CO₂ w tym okresie wynosiła 1012 miliardów ton metrycznych (t CO₂). Jeśli chodzi o udziały różnych regionów, są one zbliżone do sytuacji z 1970 roku. Kraje

CO₂, Europa Zachodnia wytwarza 22%, a byłe europejskie kraje socjalistyczne – 18%. Udział krajów azjatyckich z gospodarką centralnie planowaną i innych krajów Dalekiego Wschodu utrzymuje się na niskim poziomie, odpowiednio 8% i 5%.

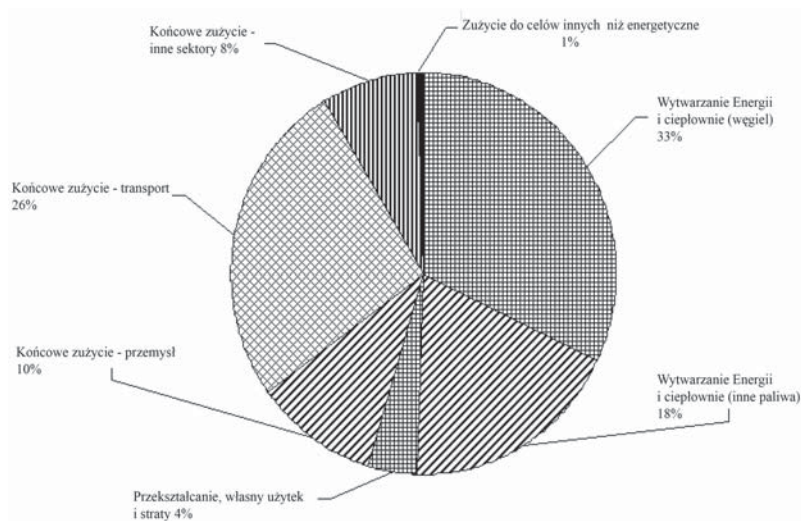
Prognoza Międzynarodowej Agencji Energii (IEA 2004) przewiduje, że większość obecnych tendencji będzie się utrzymywać:

- w latach 2002-2030 światowa emisja CO₂ ze spalania paliw kopalnych może wzrosnąć o 62%;
- wzrost emisji CO₂ w krajach OECD Ameryki Północnej będzie wynosił 33%;
- emisja w Europie Zachodniej i krajach Unii Europejskiej może wzrosnąć o ok. 20%;
- emisja w krajach OECD w Azji i regionie Pacyfiku również wzrośnie o 20%;
- emisja CO₂ w krajach z gospodarką okresu przejściowego (szczególnie w Rosji) wzrośnie ponownie o 40%;
- emisja CO₂ w wielu krajach rozwijających się (Chiny, Indie, Indonezja, Brazylia itp.) wzrośnie o 120-160%.

Na rys. 2 przedstawiono główne sektory odpowiadające za wzrost emisji według prognozy IEA. Połowa przewidzianego w okresie 2002-2030 wzrostu emisji pochodzi z sektora energetycznego, a około jednej trzeciej z produkcji energii w oparciu o węgiel. Drugim kluczowym sektorem, który odpowiada za około 26% wzrostu emisji, jest transport. Chociaż działania mające na celu ograniczenie emisji dotyczą wszystkich sektorów, to jednak sektory produkcji energii i transportu powinny zajmować w tej strategii pozycję wyjątkową.

Nawet gdyby prognoza zakładała zupełnie inną dynamikę wzrostu emisji w poszczególnych regionach świata, to jednak „historyczna odpowiedzialność” w odniesieniu do łącznej emisji CO₂ zmieniłaby się tylko nieznacznie. W latach 1900-2030 kraje Ameryki Północnej odpowiadają za 28% łącznej emisji CO₂, kraje Europy Zachodniej – za 18%, a byłe europejskie kraje socjalistyczne – za 14%. Udział szybko rozwijających się krajów Azji i Dalekiego Wschodu w światowej emisji CO₂ nadal będzie wynosił w tym okresie 12% i 9%.

Rys. 2 Udział poszczególnych sektorów we wzroście światowej emisji CO₂ ze spalania paliw kopalnych w latach 2002-2030



Źródło: IEA (2004), własne wyliczenia

W porównaniu z wielkościami emisji, o których mowa w części 2, tendencje emisji przewidziane w prognozie IEA miałyby niewiele wspólnego z krzywą opisującą emisję, która gwarantowałaby osiągnięcie poziomu 2°C, jeśli przyjmiemy większą niż 2,5°C wrażliwość klimatu. Gdyby wrażliwość klimatu miała wynosić 2,5°C, emisje musiałyby zaraz po 2030 roku zacząć gwałtownie spadać, żeby nadal istniała realna szansa ograniczania globalnego ocieplenia do 2°C powyżej poziomu przedindustrialnego (Tab. 4).

Tabela 4 Łączna emisja CO₂ gwarantująca obniżenie globalnego ocieplenia do 2°C w porównaniu do poziomu przedindustrialnego oraz prognoza dla tendencji emisji CO₂ do 2030 roku

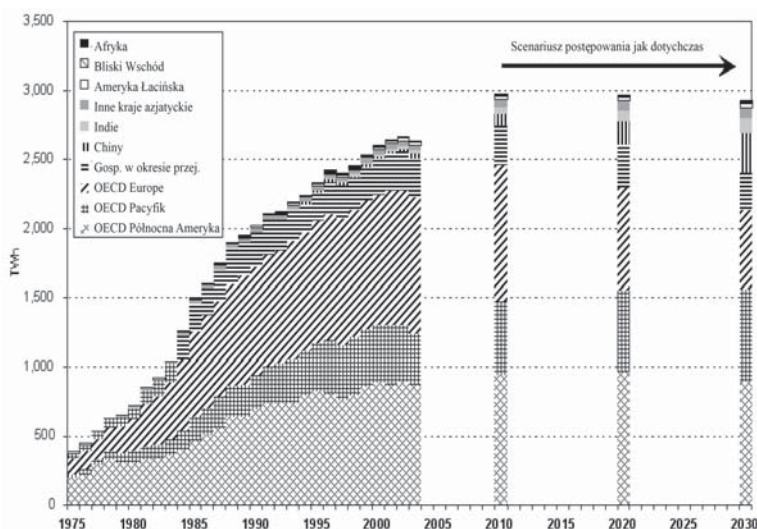
Przyjęta wrażliwość klimatu °C	Łączna dopuszczalna emisja CO ₂ 2000-2100 mld ton metrycznych CO ₂	Łączna emisja CO ₂ 2000-2030	Pozostała emisja
1,5	1780 - 1950	~ 900	86% - 87%
2,5	850 - 910	~ 900	71% - 73%
3,5	530 - 560	~ 900	54% - 56%
4,5	380	~ 900	35%

Źródło: WBGU (2004), własne wyliczenia.

3.2 Produkcja energii atomowej

W przeciwieństwie do globalnego charakteru zapotrzebowania na energię oraz globalnych emisji CO₂, technologia jądrowa rozwijała się głównie w państwach członkowskich OECD, europejskich państwach socjalistycznych i krajach z gospodarką w okresie przejściowym. Silny wzrost produkcji energii jądrowej w latach 1970-1980 ustabilizował się po katastrofie w Czarnobylu. Po 2000 roku zaobserwować można tylko nieznaczny wzrost. Udział w wytwarzaniu przy wykorzystaniu energetyki jądrowej wynosił 22% w 2003 dla krajów OECD i 6% dla krajów nie będących członkami OECD. Tylko w nielicznych państwach ponad jedna trzecia energii elektrycznej wytwarzana jest w elektrowniach atomowych. Należą do nich m.in. kraje OECD – Francja, Szwecja, Belgia, Węgry, Korea, Słowacja, Szwajcaria, ale również niektóre kraje z gospodarką w okresie przejściowym, np. Bułgaria, Słowenia, Armenia, Litwa i Ukraina.

Rys. 3 Produkcja energii atomowej w latach 1975-2030



Źródło: IEA (2004+2005)

Najważniejsze czynniki, które mają wpływ na zmniejszające się wykorzystanie energii jądrowej w wielu regionach świata to:

- wzrastający w wielu krajach opór społeczeństwa w stosunku

do energii atomowej, szczególnie z uwagi na poważniejsze wypadki nuklearne, składowanie odpadów radioaktywnych, transport materiałów jądrowych oraz problem rozprzestrzenienia broni jądrowej i terroryzmu;

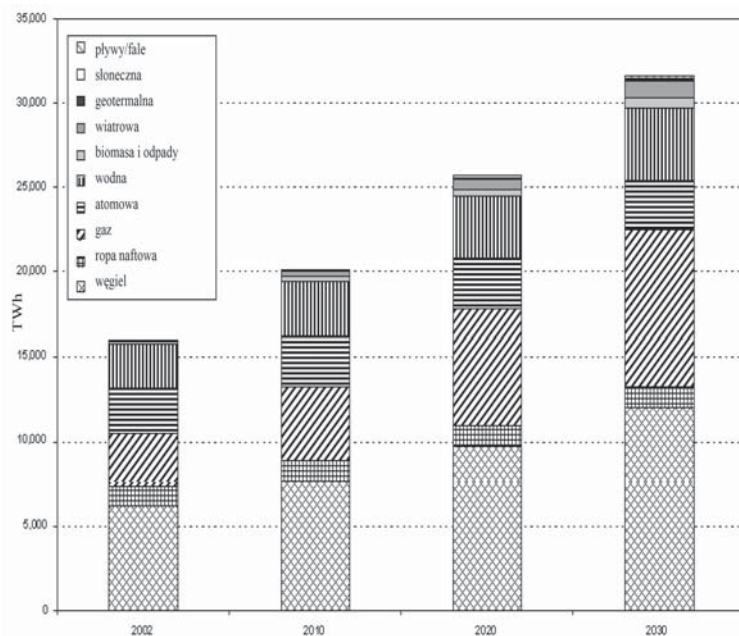
- problemy finansowe, w obliczu których stanęły elektrownie atomowe po liberalizacji rynków energii elektrycznej w niektórych państwach OECD, w tym problem finansowania likwidacji elektrowni i składowania odpadów jądrowych;
- zwiększające się wymogi i normy bezpieczeństwa dla nowo powstałych i istniejących elektrowni atomowych;
- stosunkowo niskie ceny paliw kopalnych i znaczne postępy w rozwoju konkurencyjnych technologii produkcji energii.

Prognoza dotycząca energii atomowej przewiduje niski wzrost produkcji do 2010 roku, po którym nastąpi w ciągu kolejnych dwudziestu lat nieznaczny spadek. Mają na to wpływ trzy różne tendencje. Znaczny spadek produkcji energii atomowej zakłada się przede wszystkim w europejskich państwach członkowskich OECD. W ciągu następnych trzydziestu lat produkcja energii elektrycznej ma w tych krajach oraz krajach Unii Europejskiej zmniejszyć się o 40%. W Ameryce Północnej oraz gospodarkach w okresie przejściowym wielkość produkcji energii jądrowej ma utrzymywać się na mniej więcej tym samym poziomie. W przypadku krajów azjatyckich należących do OECD i niektórych krajów rozwijających się IEA (2004) przewiduje bardzo duży wzrost produkcji energii atomowej, który w pierwszej ze wspomnianych grup krajów będzie wynosił 60%. Przyjmuje się, że, poczynawszy od bardzo niskich poziomów, produkcja energii jądrowej w Chinach wzrośnie dziesięciokrotnie, a w Indiach o 480%. W przypadku innych krajów rozwijających się wzrost ma być o wiele mniejszy, niemniej jednak znaczący (np. w Ameryce Południowej +38% w latach 2002-2030, w Afryce +18%).

Chociaż w opracowaniu World Energy Outlook przewidywany jest niewielki wzrost produkcji energii atomowej, to jednak jej udział w całkowitej produkcji energii znacznie spadnie. Podczas, gdy w 2002 roku udział energii atomowej wynosił 17%, do 2030 roku ma zmniejszyć się do 9%. Nawet w Chinach, kraju, w którym wzrost produkcji energii atomowej jest największy, udział ten

będzie wynosił jedynie 5%. Według World Energy Outlook 2004 najbardziej wzrośnie produkcja energii z węgla i gazu. Zakłada się również znaczny wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych, jednak w prognozie IEA odgrywają one mniejszą rolę (z wyjątkiem energii wodnej).

Rys. 4 Produkcja energii dla scenariusza postępowania jak dotychczas (BAU) w latach 2002-2020



Źródło: IEA (2004)

4 Zagrożenia o skomplikowanej strukturze

Zagrożenia związane z globalnym ociepleniem oraz energią atomową stanowią obszar, w którym ścierają się sprzeczne interesy. Do oceny różnych rodzajów zagrożeń konieczne jest podejście systematyczne, umożliwiające opracowanie pewnych wytycznych i strategii postępowania.

Niemiecka Rada Doradcza ds. Zmian Globalnych (WBGU) stworzyła model, który umożliwia porównanie i ocenę różnych rodzajów zagrożeń. W myśl tego modelu zagrożenia przypisywane są do różnych kategorii według następujących kryteriów (WBGU 2000):

- prawdopodobieństwo wystąpienia
- stopień zniszczeń
- pewność, z jaką można ocenić prawdopodobieństwo wystąpienia i stopień zniszczeń
- wszechobecność (efekt globalny)
- utrzymywanie się (bardzo długi okres usuwania skutków)
- nieodwracalność (nieodwracalne skutki)
- efekt opóźnienia (bardzo długie przesunięcia w czasie)
- potencjał mobilizacyjny (istotne znaczenie psychologiczne i polityczne)

W oparciu o powyższe kryteria, zagrożenia można przyporządkować do różnych „obszarów”. Cechy charakterystyczne dla zagrożeń „obszaru normalnego” to (WBGU 2000):

- niski wskaźnik niepewności odnośnie prawdopodobnego rozmieszczenia zniszczeń;
- niski ogólny potencjał spowodowania katastrofy;
- niski bądź średni wskaźnik niepewności, co do prawdopodobieństwa wystąpienia zniszczeń oraz ich wielkości;
- niski statystyczny przedział ufności w stosunku do prawdopodobieństwa i wielkości zniszczeń;
- niski poziom utrzymywania się i wszechobecności (w czasie i przestrzeni);
- wysoki wskaźnik odwracalności potencjalnych zniszczeń;
- niski potencjał konfliktu społecznego i mobilizacji.

Bardziej problematyczna sytuacja ma miejsce w przypadku obszaru krytycznego, w skład którego wchodzi „obszar przejściowy” i „obszar zabroniony”. Zagrożenia z „obszaru krytycznego” wykazują przynajmniej jedną z podanych poniżej cech (WBGU 2000):

- wysoki wskaźnik niepewności odnośnie wszystkich parametrów;
- wysoki potencjał wystąpienia zniszczeń;
- wysokie prawdopodobieństwo wystąpienia (zbliżone do 1);
- wysoki wskaźnik niepewności, co do oceny zagrożenia, ale istnieją uzasadnione podejrzenia, że mogą zaistnieć poważne zniszczenia;
- wysoki stopień utrzymywania się, wszechobecności i nieodwracalności; muszą istnieć uzasadnione podejrzenia, że zniszczenia mogą mieć miejsce;

- należy spodziewać się wysokiego potencjału mobilizacji (odmowa, protest, opór) z powodu zauważalnej dystrybucyjnej niesprawiedliwości lub innych czynników społecznych lub psychologicznych.

Rozróżnienie na „obszar przejściowy” i „obszar zabroniony” opiera się na możliwości ograniczenia ryzyka lub osiągnięcia konsensusu, dzięki któremu zyski przewyższają ewentualne straty (WBGU 2000):

- Jeśli możliwe jest wprowadzenie środków ograniczających ryzyko, dzięki którym zagrożenie może w przyszłości zostać przyporządkowane do „obszaru normalnego”, należy je umieścić w „obszarze przejściowym”.
- Jeśli stopień zniszczeń jest bardzo wysoki i nie ma możliwości podjęcia kroków w celu ich znacznego ograniczenia lub też społeczeństwo nie jest zgodne, co do podjęcia ryzyka z uwagi na związane z nim możliwości, należy rozumieć, że zagrożenie to stanowi część „obszaru zabronionego”.

W tym kontekście zasadnicze kwestie, jakie należy rozważyć w celu przyporządkowania zagrożeń do obszarów krytycznych to:

- Czy istnieją lub są opracowywane działania, które mogłyby w niedalekiej przyszłości i z dużą pewnością ograniczyć stopień zniszczeń do rozmiarów kwalifikujących dane zagrożenie do „obszaru normalnego”? Jeśli nie, należy dołożyć wszelkich starań, aby zastąpić daną technologię itp.
- Czy istnieje jednomyślność w społeczeństwie albo czy możliwe jest osiągnięcie konsensusu, co do podjęcia ryzyka poważnych zniszczeń z uwagi na związane z nim możliwości dla społeczeństwa? Jeśli nie, należy dołożyć wszelkich starań, aby zastąpić daną technologię itp. Problem ten jest wyjątkowo złożony, jeśli ma silny wymiar międzynarodowy lub międzypokoleniowy oraz jeśli nie ma żadnych ustaleń natury instytucjonalnej, które odzwierciedlałyby jednomyślność społeczeństwa w tym względzie.

Obok powyższych kryteriów WBGU wprowadziła również podział na kilka klas zagrożeń, określających parametry dla wybranych zagrożeń środowiskowych i innych. W Tabeli 5 przedstawione zostały w zarysie następujące klasy: Damokles, Cyklop, Pytia, Pandora, Kasandra i Meduza.

Tabela 5 Przegląd klas zagrożeń: opis i przykłady

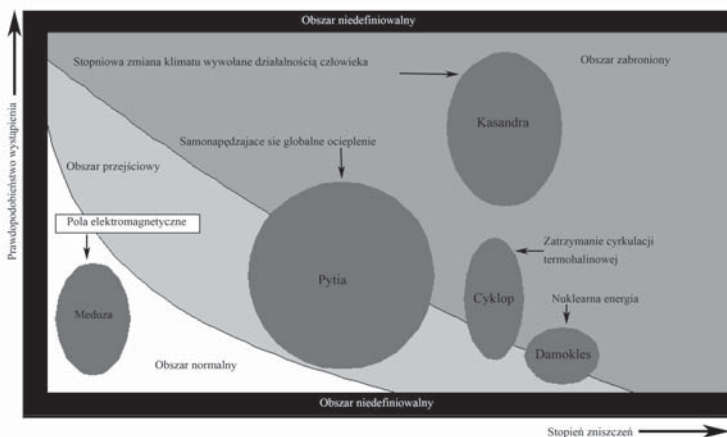
Klasa zagrożeń	Opis	Przykłady
Damokles	Prawdopodobieństwo wystąpienia jest niskie Pewność oceny prawdopodobieństwa jest wysoka Stopień zniszczeń jest wysoki Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń jest wysoka	Energia atomowa Duże zakłady chemiczne Zapory wodne Uderzenia meteorytu
Cyklop	Prawdopodobieństwo wystąpienia nie jest znane Pewność oceny prawdopodobieństwa nie jest znana Stopień zniszczeń jest wysoki Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń jest raczej wysoka	Powódzie Trzęsienia ziemi Wybuchy wulkanów Zarażenie AIDS Masowy rozwój gatunków antropogenicznie zależnych Nuklearny system wczesnego ostrzegania oraz systemy broni NBS Zatrzymanie cyrkulacji termohalinowej
Pytia	Prawdopodobieństwo wystąpienia nie jest znane Pewność oceny prawdopodobieństwa nie jest znana Stopień zniszczeń nie jest znany (potencjalnie wysoki) Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń nie jest znana	Samonapędzające się globalne ocieplenie Uwolnienie i obrót roślin transgenicznych Zakażenie BSE/nv-CJD Niektóre obszary zastosowania inżynierii genetycznej Niestabilność pokryw lodowych Zachodniej Antarktyki
Pandora	Prawdopodobieństwo wystąpienia nie jest znane Pewność oceny prawdopodobieństwa nie jest znana Stopień zniszczeń nie jest znany (tylko przypuszczenia) Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń nie jest znana Stopień utrzymywania się jest wysoki (kilka pokoleń)	Trwałe zanieczyszczenia organiczne Substancje wywołujące zaburzenia hormonalne (z ang. endocrine disruptors)
Kassandra	Prawdopodobieństwo wystąpienia jest raczej wysokie Pewność oceny prawdopodobieństwa jest raczej niska Stopień zniszczeń jest wysoki Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń jest raczej wysoka Konsekwencje zachodzą z dużym opóźnieniem	Stopniowa zmiana klimatu wywołana działalnością człowieka Destabilizacja ekosystemów lądowych
Meduza	Prawdopodobieństwo wystąpienia jest raczej niskie Pewność oceny prawdopodobieństwa jest raczej niska Stopień zniszczeń jest niski Pewność, z jaką można ocenić stopień zniszczeń jest raczej wysoka Potencjał mobilizacyjny jest wysoki	Pola elektromagnetyczne

Źródło: WBGU (2000)

W dyskusji na temat energii atomowej i klimatu szczególne znaczenie mają klasy zagrożeń: Kasandra i Damokles. Z dynamicznego punktu widzenia WBGU wzywa do podjęcia środków zapobiegawczych w ramach polityki klimatycznej oraz wysiłków w celu ograniczenia zagrożenia globalnego ocieplenia stanowiącego typ Kasandra (Rys. 5) w ramach koncepcji dopuszczalnych okien:

- wzrost średniej temperatury globalnej nie może przekroczyć 2°C w stosunku do poziomu przedindustrialnego;
- tempo zmiany temperatury powinno być mniejsze niż $0,2^{\circ}\text{C}$ na dziesięć lat.

Rys. 5 Klasy zagrożeń oraz ich rozmieszczenie w obszarach: normalnym, przejściowym i zabronionym



Źródło: WBGU (2000).

Na temat zagrożenia energii atomowej typu Damokles WBGU wypowiada się w następujący sposób: „Jeśli nawet przy dołożeniu wszelkich starań nie jest możliwe znaczne ograniczenie ryzyka potencjalnej katastrofy lub też możliwe jest wyłącznie przy ogromnych nakładach finansowych, wówczas (...) takie źródło zagrożenia może zostać zaakceptowane jedynie przy spełnieniu dwóch warunków: po pierwsze, jeśli korzystanie z tego źródła ma znaczenie dla ludzkiej egzystencji, po drugie, jeśli można uzyskać zapewnienie, że wszystkie rozwiązania technologiczne, instytucjonalne i organizacyjne zostaną wykorzystane w celu uniknięcia katastrofy,

a gdyby miała ona jednak miejsce – zagwarantowania, że zniszczenia będą możliwe jak najmniejsze. Drugi warunek ma szczególne znaczenie w przypadku, gdy tego typu źródła zagrożenia są eksportowane w procesie transferu technologii do innych krajów”.

W świetle powyższej oceny problem energii atomowej jest złożony:

- Pierwsza zasadnicza kwestia to, czy istnieje pełny zestaw rozwiązań technologicznych, instytucjonalnych i organizacyjnych, umożliwiających zamianę zagrożenia typu Damokles na typ Meduza, co oznacza ograniczenie stopnia zniszczeń i utrzymanie prawdopodobieństwa wystąpienia na niskim poziomie. Te opcje powinny być oceniane w związku z obecnym wykorzystywaniem energii atomowej oraz jej zastosowaniem na dużo większą skalę w dowolnych regionach świata.
- Druga kwestia to, czy energia atomowa jest niezbędna do ograniczenia globalnego ocieplenia, tj. zastąpienie zagrożenia typu Kasandra, które zdecydowanie należy do „obszaru zabronionego”.

Z obecnie dostępnymi technologiami reaktorów, zakres zniszczeń (dotyczący wielkich wypadków, ataków terrorystycznych, zarządzania i składowania materiałów radioaktywnych, itp.) zdecydowanie nie może być ograniczony do zakresu wymaganego przez „obszar normalny”. Ponadto pozostaje wysoki poziom niepewności dotyczący zdolności przyszłych generacji reaktorów, co do zgodności z wymaganiami przedstawionymi powyżej oraz mocnego związku pomiędzy zagrożeniami związanymi z energią jądrową a stabilnością społeczną, polityczną oraz instytucjonalną.

Na tej podstawie decydujące pytanie odnośnie przyszłego miejsca energii atomowej w światowym systemie energetycznym brzmi: czy istnieją alternatywne źródła, które mogłyby zapewnić wystarczającą ilość energii na skalę globalną przy zachowaniu znacznych ograniczeń emisji gazów cieplarnianych? Kolejna istotna kwestia, którą należy wziąć pod uwagę, to czy i w jaki sposób można ograniczyć ryzyko zmiany klimatu do dopuszczalnego poziomu bez konieczności wykorzystania energii jądrowej oraz czy można to osiągnąć w ramach możliwych do przyjęcia konsekwencji (koszty, akceptacja społeczeństwa, inne zagrożenia).

5 Sposoby ograniczenia emisji CO₂

Szeroki wybór analiz naukowych dotyczących strategii zmniejszenia emisji CO₂ w celu ustabilizowania stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze wskazuje na to, że nie ma jednego sposobu, dzięki któremu udałoby się osiągnąć oczekiwane rezultaty. Wykorzystanie kilku różnych możliwości będzie jednakże w znacznym stopniu zależeć od poziomu, na którym ma się ustabilizować to stężenie. Przy wyznaczeniu mniej wygórowanych celów, możliwa będzie większa elastyczność wynikająca z zakresu wykorzystania różnych możliwości technologicznych. Przyjmując taki scenariusz, łatwiej byłoby zrezygnować z wykorzystywania do tego celu energii jądrowej – z powodów omówionych w poprzednim rozdziale.

Technologie wykorzystane w strategiach służących zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych przeanalizowano przy użyciu różnych metod, np. w trzecim sprawozdaniu z 2001 roku przygotowanym przez Międzyrządowy Zespół do spraw Zmian Klimatu (IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change), a także w wielu innych badaniach (np. Schrattenholzer i in. 2004, WBGU 2004).

W niniejszej analizie odnosimy się do powyższych badań w prostym ujęciu. Jeśli założymy, że w scenariuszu BAU (business as usual – postępowanie jak dotychczas) do roku 2050 globalna emisja CO₂ ze spalania paliw wzrośnie do ok. 40-50 miliardów ton, a konieczna redukcja w celu ustabilizowania emisji CO₂ na poziomie, na którym cel 2°C może być osiągnięty, wynosić będzie pomiędzy 30-60% poniżej poziomu z 1990 roku, to różnica, która miałaby być uzupełniona przez strategię zminimalizowania emisji wynosiłaby pomiędzy 25 a 40 miliardów ton CO₂ w roku 2050. W uproszczonym modelu zakładamy trend liniowy i nie bierzemy pod uwagę różnych opcji wzrostu do wartości szczytowej emisji oraz ścieżek redukcji po tego rodzaju wzroście, które charakteryzują się różnymi stopniami zmniejszenia emisji. Wykorzystujemy ten uproszczony model w celu pokazania potencjalnego udziału różnych grup strategii służących ograniczeniu emisji CO₂ oraz ich potencjalnych wzajemnych interakcji.

5.1 Energia jądrowa

W 2004 roku na świecie działały 442 reaktory o całkowitej mocy 368,6 GW, z których ogromna większość to reaktory lekkowodne o różnej konstrukcji. W 2003 roku 15,7% światowej produkcji

energii elektrycznej zostało wytworzone w elektrowniach jądrowych. Udział energii atomowej w krajach członkowskich OECD różni się znacznie od udziału w krajach nie należących do OECD. W krajach OECD w 2003 roku, około 2223 TWh energii elektrycznej było wytwarzane w elektrowniach jądrowych, co odpowiada udziałowi wynoszącemu 22,3% w tym roku. Produkcja energii jądrowej w krajach nie należących do OECD wynosiła w 2003 roku 412 TWh – odpowiada to udziałowi na poziomie zaledwie 6%.

Prognoza BAU opracowana przez OECD wskazuje na jedynie niewielki wzrost produkcji energii jądrowej do roku 2030. Zwiększenie mocy całkowitej z 359 GW w 2002 roku do 376 GW w 2030 roku odpowiada wzrostowi netto o średnio 600 MW rocznie w okresie od 2002 do 2030 roku. Innymi słowy, żeby przewidywania potwierdziły się, co dwa lata, musiałaby zostać uruchomiona nowa elektrownia jądrowa o mocy 1200 MW. Jednakże, jeśli weźmie się pod uwagę strukturę wiekową istniejących elektrowni jądrowych, to każdego roku musiałoby być uruchamiane średnio 4-5 GW nowej mocy jądrowej (czyli 3-4 duże elektrownie jądrowe).

Potencjalny wkład energii jądrowej w ambitne plany redukcji emisji był oceniany w wielu badaniach.

- Dziesięciokrotny wzrost produkcji energii atomowej w latach 2000-2075 (van der Zwaan 2002) oznaczałby światową moc energii jądrowej wynoszącą 2050 GW przy produkcji 17283 TWh w 2050 roku. Jest to około sześciokrotnie większa produkcja energii niż w scenariuszu BAU. Do roku 2050 musiałoby średnio przybywać 35 GW mocy jądrowej rocznie. Taki wzrost w produkcji energii atomowej nie tylko wyparłby węgiel, ale także znaczną część produkcji energii elektrycznej opartej na gazie. Według tego skrajnego i nierealistycznego scenariusza, do roku 2050 nastąpiłoby zmniejszenie emisji o 9700 Mt CO₂.
- Pacala/Socolow (2004) zakładają wzrost o 700 GW do połowy obecnego wieku, co odpowiada trzykrotnemu wzrostowi mocy w porównaniu z aktualnym poziomem. Biorąc pod uwagę niezbędne wymiany istniejących elektrowni, średnio 25 GW mocy musiałoby być uruchamiane rocznie w celu

otrzymania mocy wynoszącej 1060 GW dla elektrowni jądrowych w 2050 roku. Całkowita produkcja energii wynosiłaby w tym przypadku 8260 TWh i zmniejszyłaby emisję o 7000 Mt CO₂ w roku 2050, pod warunkiem, że zastąpione zostałyby elektrownie węglowe. W przypadku, gdyby przez dodatkowe elektrownie jądrowe zastąpione były zarówno elektrownie węglowe i gazowe, poziom ograniczenia emisji wynosiłby 5000 Mt CO₂ w 2050 roku.

W oparciu o doświadczenia z przeszłości odnośnie rozwoju energii jądrowej, oba scenariusze wydają się być bardzo nierealistyczne. Powinny one jednak uwzględniać główne zagrożenia i obawy płynące z wykorzystywania energii atomowej. Dodatkowo należy podkreślić, że w takich scenariuszach zakłada się, iż energia jądrowa osiągnie znaczny udział w całkowitej produkcji energii w krajach i regionach, gdzie dzisiaj odgrywa ona bardzo niewielką rolę lub nie odgrywa żadnej roli. Trzykrotne lub nawet sześciokrotne zwiększenie produkcji energii jądrowej w Ameryce Północnej, Europie czy Japonii nie będzie możliwe, z uwagi na jej znaczny udział w ogólnej produkcji energii w tych krajach.

Główne zagrożenie związane z wykorzystywaniem reaktorów jądrowych, to poważne awarie powodujące uwalnianie dużych ilości substancji promieniotwórczych. Uwolnienie substancji promieniotwórczych miałoby bardzo szkodliwy wpływ na zdrowie, ekosystemy oraz systemy społeczne i gospodarcze (UNDP/UNICEF 2002). Większość istniejących elektrowni, a także większość tych, które powstaną w ciągu najbliższych trzydziestu lat, to reaktory lekkowodne, które będą konstruowane na podstawie obecnych projektów. Należy wziąć pod uwagę fakt, że wszystkie tego typu reaktory charakteryzują się wadami nieodłącznie związanymi z ich konstrukcją, zagrażającymi bezpieczeństwu (Froggatt 2005).

Nawet jeśli prawdopodobieństwo poważnego wypadku wydaje się bardzo niskie przy określonych założeniach⁸, zwiększenie produkcji energii jądrowej trzy- lub sześciokrotnie w ciągu kolejnych 50 lat doprowadziłoby do ogromnego ryzyka jednego lub więcej katastrofalnych wypadków. Modelowanie konse-

8 Sailor i in. (2000) odnosi się do ryzyka wypadku związanego z uwolnieniem dużych ilości substancji radioaktywnych, które wynosi 10⁻⁵ to 10⁻⁶ na każdy rok reaktora. W tych ocenach nie została jednak wzięta pod uwagę możliwość ataków terrorystycznych.

kwencji gospodarczych poważnego wypadku w niemieckiej elektrowni jądrowej wykazało, że całkowite koszty takiej katastrofy wyniosłyby ok. 2000-5000 miliardów dolarów (Ewers/Rennings 1991+1994).

Oprócz reaktorów lekkowodnych, kilka innych projektów reaktorów znajduje się w różnych fazach rozwoju i wdrożenia. Dla wszystkich tego typu „ewolucyjnych projektów” (tak zwanych reaktorów „III generacji”) istnieją poważne i nieodłączne zagrożenia dotyczące różnych scenariuszy wypadków, prowadzących do uwolnienia ogromnych ilości substancji promieniotwórczych. W niektórych krajach zaczęto już prowadzić badania w celu opracowania „rewolucyjnych projektów reaktorów” (tak zwanych reaktorów „IV generacji”), które mają być o wiele bezpieczniejsze, bardziej niezawodne i ekonomiczne od reaktorów „III generacji” i jednocześnie bezpieczne pod względem zapobiegania rozprzestrzenianiu broni jądrowej itp. (NERAC 2002). Bardziej dogłębna analiza koncepcji technicznych pokazuje jednak, że wiele problemów bezpieczeństwa nadal pozostaje nierozwiązanych, ponadto istnieją dowody na to, że ulepszenia mające na celu zwiększenie bezpieczeństwa mogą pod pewnymi względami stwarzać nowe zagrożenia (Froggatt 2005). I wreszcie pytanie, w jaki sposób te koncepcje nowych reaktorów mogą zrównoważyć ulepszenia wprowadzane w celu zwiększenia bezpieczeństwa z docelowymi niskimi kosztami inwestycyjnymi i operacyjnymi, wciąż pozostaje otwarte. Warto także zauważyć, że rozwój reaktorów nowej generacji wymaga ogromnych inwestycji, których wyniki wciąż są niepewne. Reaktory IV generacji będą dostępne – o ile w ogóle – najwcześniej za 20-30 lat. Ponadto nadal nie ma pewności, co do tego, czy i w jaki sposób konstrukcja nowych reaktorów będzie stanowić wystarczające zabezpieczenie przed atakami terrorystycznymi (w tym katastrofami lotniczymi). Porównywalne problemy mogą wynikać ze wzmożonego rozprzestrzenienia się elektrowni jądrowych w krajach lub regionach, gdzie ryzyko konfliktów wojennych jest o wiele wyższe, niż w krajach i regionach, w których obecnie działa większość reaktorów.

Dostępność paliwa jądrowego będzie głównym warunkiem dla ogromnego udziału energii atomowej w ambitnych planach zmniejszenia emisji CO₂ w 2050 roku. Obecnie roczne zapotrzebowanie na paliwo jądrowe wynosi około 70000 ton uranu. Przy

trzykrotnym lub nawet sześciokrotnym wzroście w stosunkowo krótkim czasie, zapotrzebowanie na paliwo jądrowe zwiększyłoby się kilkakrotnie, nawet w przypadku, gdyby wyraźnie wzrosła wydajność paliwa. W ciągu kilkudziesięciu lat dostawy paliwa jądrowego będą musiały zależeć od prawdopodobnych (nieodkrytych) źródeł (patrz Kreusch i in. 2005). Wydobycie uranu będzie musiało się znacznie zwiększyć, co wymaga czasu, na co wskazują doświadczenia z poprzednich lat⁹. Konieczne będą również nowe duże możliwości wzbogacania. Lovins (2005) stwierdza, że będzie musiało powstać 15 nowych zakładów wzbogacania dla dodatkowych 700 GW elektrowni jądrowych.

Na tej podstawie, Rothwell/van der Zwana (2003) oceniają reaktory lekkowodne jako nie zrównoważone (non-sustainable), w kontekście kryterium wyczerpywania źródeł nieodnawialnych. Ponadto plany dotyczące reaktorów IV generacji wyraźnie podkreślają problem ograniczonych zasobów paliwa dla systemów reaktorów lekkowodnych (NERAC 2002). Jeśli dostępność (oraz koszty) paliwa jądrowego do reaktorów lekkowodnych jest postrzegana jako problem, znaczenie jednorazowych cyklów paliwowych będzie w przyszłości ograniczone. Obecnie, jednorazowe cykle paliwowe są preferowane z powodu niższych kosztów i wykluczenia ryzyka związanego z przetwarzaniem zużytego paliwa. Chociaż projekty reaktorów IV generacji nadal znajdują się pod wieloma względami w sferze przypuszczeń, w związku z ich nastawieniem na „zamknięte cykle paliwowe”, należy wziąć pod uwagę szeroko zakrojone wprowadzenie reaktorów powielających prędkich oraz przetwarzanie zużytego paliwa (NERAC 2002). Jeśli łańcuch technologii jądrowej zostanie poszerzony o reaktory powielające i zakłady przetwarzania (oraz dodatkowe wymagania dotyczące transportu) ryzyko wypadków oraz stopień narażenia na ataki terrorystyczne lub konflikty zbrojne znacznie wzrosną. Lovins (2005) stwierdza, że zakres przetwarzania w przypadku dodatkowych 700 GW elektrowni jądrowych musiałby objąć budowę około pięćdziesięciu nowych zakładów przetwarzania na całym świecie.

Od zakończenia Zimnej Wojny wyzwania dotyczące nierozprzestrzeniania broni jądrowej nabierają coraz większego znacze-

⁹ Price i in. (2004) podaje ogólny zarys projektów wydobywania, gdzie okres pomiędzy początkiem badań a początkiem produkcji wynosił od 20 do 30 lat, a okres pomiędzy odkryciem złoża a rozpoczęciem produkcji - od 10 do 20 lat.

nia. Faktyczne problemy związane z nierozprzestrzenianiem broni jądrowej (Iran, Korea Północna) wskazują na to, że wraz z rozwojem energii jądrowej – nawet na poziomie regionalnym – pojawiają się nowe zagrożenia (Nassauer 2005). System energii elektrycznej o mocy 1000 GW z reaktorami lekkowodnymi produkuje około 290 t plutonu (Pu) rocznie. W przypadku mocy sięgającej 2000 GW w 2050 roku, roczna produkcja plutonu osiągnie 560 t. Taka ilość materiału rozszczepialnego mogłaby stworzyć poważne zagrożenie rozprzestrzeniania broni jądrowej, dlatego konieczne byłoby opracowanie zupełnie nowych międzynarodowych systemów ochrony. Jeśli jednorazowe cykle paliwowe miałyby zostać zastąpione przez zamknięte cykle paliwowe z przetwarzaniem i rozdzielaniem plutonu, mogłyby zaistnieć poważne zagrożenia dla bezpieczeństwa międzynarodowego z uwagi na ilość plutonu do wykorzystania i regiony, w których ten pluton by się znajdował. Ponadto nie można założyć, że ryzyko rozprzestrzeniania broni jądrowej zniknęłoby lub przestałoby mieć znaczenie – dotyczy to również projektów reaktorów IV generacji.

Chociaż przeprowadzono liczne badania w celu określenia i zademonstrowania długoterminowej niezawodności finalnych składowisk, żaden z krajów nie znalazł rozwiązania dla ostatecznego składowania odpadów nuklearnych. Badania dotyczące finalnych składowisk, jak również procedur udziału społeczeństwa lub dążeń do uzyskania społecznego poparcia dla miejsc składowania odpadów nuklearnych wciąż trwają (Kreusch i in. 2005). Jeśli ilość odpadów nuklearnych znacznie wzrośnie, luka pomiędzy wytwarzaniem wysoce radioaktywnych odpadów, a dostępnością miejsc składowania będzie się coraz bardziej powiększać. Van der Zwaan (2002) podaje przykład, że dwukrotny wzrost produkcji energii jądrowej w USA wymagałby zwiększenia pojemności składowania o wielkość odpowiednika projektu składowiska Yucca Mountain co 25 lat. Według Lovinsa (2005), zwiększenie globalnej mocy jądrowej o 700 GW, wymagałoby dodatkowych składowisk o pojemności 14 projektów wielkości Yucca Mountain.

Dodatkowo decydującą rolę dla przyszłego udziału energii jądrowej w ambitnej strategii klimatu odgrywa aspekt finansowy. Bez nałożenia ceny na CO₂ (w ramach podatku za emisję dwutlenku węgla albo w ramach systemu handlu emisjami), jest mało prawdopodobne, żeby energia jądrowa mogła być konkurencyj-

na na rynku (Thomas 2005). Jednakże stopniowe wprowadzanie instrumentów opartych na zasadach rynkowych dotyczących polityki w sprawie klimatu (np. system handlu emisjami w Unii Europejskiej) może zmienić tę sytuację. Poziom cen CO₂, który mógłby znacznie poprawić wyniki ekonomiczne nowych elektrowni jądrowych, wciąż pozostaje kontrowersyjny. Saflor i in. (2000) twierdzi, że cena dwutlenku węgla konieczna, aby nowe elektrownie jądrowe mogły stanowić konkurencję na rynku, powinna wynosić ok. 100 dolarów amerykańskich za tonę węgla (27 dolarów/t CO₂). Według innych szacunków zakłada się znacznie wyższe progi dla konkurencyjności ekonomicznej energii jądrowej. Z drugiej strony, należy wziąć pod uwagę fakt, że wiele innych czynników zniekształca ocenę ekonomiczną produkcji energii atomowej. Brak wystarczających funduszy likwidacyjnych, łagodne przepisy dotyczące odpowiedzialności, czasowe zwolnienia od podatku i inne rabaty w wielu krajach ukrywają prawdziwe koszty energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach atomowych. Jeśli w przyszłości energia jądrowa będzie odgrywać większą rolę, te ukryte koszty zaczną stopniowo wyłaniać się, ponieważ obciążenie jednostek, które będą musiały je ponosić stanie się coraz bardziej oczywiste.

Podsumowując, energia jądrowa może do pewnego stopnia stanowić wkład w ambitne cele dotyczące ograniczenia emisji CO₂ w skali globalnej. Wkład ten nie zastąpi co prawda żadnej innej możliwości, ale może być znaczny. W celu uzyskania tak znacznego wkładu, produkcja energii jądrowej musi zostać zwiększona do znaczących rozmiarów. Wynikające z tego konsekwencje muszą być określone w celu umożliwienia odpowiedniego porównania z innymi możliwościami zmniejszenia emisji dwutlenku węgla. Tak więc intensywne zwiększenie ilości wytwarzanej energii jądrowej:

- znacznie zwiększyłoby ryzyko dla zdrowia, ekosystemów, systemów społecznych i ekonomicznych ze względu na możliwość poważnych wypadków (w tym ataków terrorystycznych);
- stworzyłoby problem usuwania odpadów jądrowych i rozprzestrzeniania broni jądrowej z uwagi na ilość substancji oraz krajów i regionów, gdzie mogłyby pojawić się problemy;
- wymagałoby zastąpienia jednorazowego cyklu paliwowego przez mniej lub bardziej zamknięte cykle paliwowe oraz po-

nownego wprowadzenia technologii przetwarzania zużytego paliwa i reaktorów powielających prędkich, co stwarzałoby dodatkowe zagrożenia związane z łańcuchem technologicznym;

- wymagałoby dużych inwestycji w pełny łańcuch technologiczny, w tym wydobywanie, wzbogacanie i przetwarzanie, co z kolei wymagałoby długotrwałych działań przygotowawczych;
- wymagałoby silnej sieci i infrastruktury koniecznych do stabilnego działania;
- z jednej strony będzie bardziej atrakcyjne, jeśli nałoży się opłatę za emisję CO₂, z drugiej – ujawni inne zniekształcenia, które obecnie wzmacniają wyniki ekonomiczne związane z produkcją energii jądrowej.

Powyższe zagrożenia i problemy stanowią przedmiot dyskusji politycznych i naukowych w różnorodnych kontekstach. Dla niektórych rodzajów ryzyka istnieją propozycje technologiczne lub instytucjonalne dotyczące sposobu ograniczania lub eliminowania problemów lub ich konsekwencji (patrz Sailor i in. 2000, van der Zwaan 2002). Jednakże to, czy takie propozycje kiedykolwiek przyniosą skutek lub czy będą wdrożone w wystarczającym stopniu i odpowiednim czasie, pozostaje w sferze domysłów.

W związku z powyższym, w następnych częściach rozdziału zostanie przeprowadzona analiza innych możliwości, które mogłyby mieć pozytywny wpływ na ambitne strategie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, ich potencjału, ograniczeń, wymagań, okresów czasowych, narzędzi polityki, pozostałych konsekwencji i kosztów w porównaniu do energii jądrowej.

Jeśli wspomniane powyżej zagrożenia i problemy związane z energią jądrową są określone precyzyjnie, kluczowe pytanie brzmi – czy inne alternatywne dla energii jądrowej rozwiązania (oraz ich konsekwencje) umożliwią osiągnięcie ambitnych celów ograniczania emisji CO₂? Innymi słowy:

- czy osiągnięcie ambitnych celów dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych będzie możliwe w kontekście potencjalnych rozwiązań lub kosztów bez wykorzystania energii jądrowej, lub
- czy implikacje pojedynczej alternatywy lub alternatyw w ogóle utrudnią osiągnięcie celów strategii zmniejszenia emisji

- CO₂, lub
- czy strategia ze znaczącym udziałem energii jądrowej może przynieść odwrotne do zamierzonych skutki dla ambitnych strategii redukowania emisji, ponieważ inne opcje nie będą mogły się rozwijać.

Kluczową kwestią w ocenie energii nuklearnej, w związku z ambitnymi celami zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w strategii zmiany klimatu, jest to, do jakiego stopnia istnieje wyraźna (pod względem możliwości) lub ukryta (pod względem konsekwencji i skutków dla innych opcji redukcji) potrzeba, aby wziąć pod uwagę energię jądrową, w celu osiągnięcia ambitnych wyzwań i celów strategii zmiany klimatu.

5.2 Efektywność wykorzystania energii końcowej

W opracowaniu World Energy Outlook (IEA 2004) zakłada się roczną poprawę intensywności energii (tj. zużycie energii względem PKB) pomiędzy 1,3-1,6% na poziomie globalnym przez następne trzydzieści lat. Oznacza to, że ta sama wartość ekonomiczna (pod względem parytetu siły nabywczej) będzie stworzona w roku 2030 z energii pierwotnej o jedną trzecią mniejszej w porównaniu z 2002 rokiem. Silny wzrost gospodarczy w skali globalnej zrównoważy jednak, a nawet przeważy zyski wynikające ze zwiększenia efektywności energetycznej. W latach 2002-2030 IEA przewiduje globalny wzrost gospodarczy o współczynnik 2,4 raza (przewidywany wzrost demograficzny dla tego okresu wynosi ok. 30%). W rezultacie zużycie energii pierwotnej wzrośnie o prawie 60%. Jeśli te tendencje miałyby się utrzymać, w roku 2050 zużycie energii pierwotnej wyniosłoby 21 milionów ton równoważnika ropy naftowej, w wyniku czego roczna emisja CO₂ ze spalania paliw osiągnęłaby do 2050 roku wielkość 48 miliardów ton CO₂.

Według scenariusza BAU duże możliwości związane z wydajnością nie zostaną jednak wdrożone, mimo że wiele z tych rozwiązań będzie ogólnie rzecz biorąc opłacalnych. Jochem i in. (2000) wskazują na istotne możliwości w obszarze efektywności energetycznej (od 5 do 80%) we wszystkich sektorach i dla wszystkich regionów na świecie. IPCC (2001) podkreśla kluczowe obszary

zużycia energii, gdzie istnieją znaczne możliwości bardziej efektywnego wykorzystania energii.

W sektorach końcowego wykorzystania, za najbardziej istotne uznaje się następujące obszary zwiększenia efektywności wykorzystania energii:

- zużycie energii w budynkach (w tym na potrzeby sprzętu gospodarstwa domowego) – IPCC (2001) odnosi się tu do możliwości zmniejszenia emisji o 1000-1100 Mt C (3667-4033 Mt CO₂) do roku 2020; Pacala/Socolow (2004) zakładają tę samą ilość do roku 2050, co może być postrzegane jako ostrożna kalkulacja;
- główne możliwości odnośnie efektywności w przemyśle dotyczą efektywności energii i poprawionej efektywności materiałowej – według IPCC (2001) łączne możliwości redukcji wynoszą 1300-1500 Mt C (4767-5500 Mt CO₂) rocznie w 2020 roku;
- zużycie energii w sektorze transportu jest znaczące z powodu szybko zwiększających się emisji w tym sektorze – IPCC (2001) szacuje możliwość redukcji w wysokości od około 300 do 700 Mt C (1100 do 2567 Mt CO₂) w 2020; Pacala/Socolow (2004) mówią o 2000 Mt C (7333 Mt CO₂) do roku 2050.

Łącznie dla roku 2050 można przyjąć możliwość redukcji wynoszącą do 16000 Mt CO₂, o ile wdrożone zostaną szeroko zakrojone środki zwiększania efektywności energetycznej w sektorach końcowego wykorzystania. Stanowi to około 40-60% wielkości pomiędzy scenariuszem BAU a ambitnymi planami zmniejszenia emisji, w celu ustabilizowania stężenia CO₂ w przedziale pomiędzy 400 a 450 ppm.

Jedną z głównych zalet strategii skupiających się na efektywności energetycznej jest to, że wiele rozwiązań jest kosztowo efektywnych ze zintegrowanego punktu widzenia, a ograniczenie emisji może być zrealizowane niskim nakładem kosztów lub nawet bez żadnych dodatkowych kosztów. Zasadnicze problemy związane z podjęciem środków mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej nie są problemami natury finansowej. Z jednej strony są to różne przeszkody i bariery strukturalne (począwszy od braku informacji i motywacji, do dylematu użytkownika i in-

westora), a z drugiej bardzo heterogeniczne struktury dotyczące uczestniczących grup, motywacji i możliwości.

Do zwiększenia efektywności energetycznej mogą przyczynić się obecnie dostępne technologie. Dodatkową rolę mogą niekiedy odegrać również innowacje technologiczne i organizacyjne. Kluczowym problemem strategii efektywności energetycznej jest konieczność ich stopniowego wprowadzania i nieustających wysiłków. W tym przypadku dużo większe znaczenie będzie miało stopniowe wdrażanie i szybkie rozpoczęcie działań niż odkrycia technologiczne. Długotrwały kapitał akcyjny, np. w sektorze budowlanym, będzie wymagał szybkiego działania w celu wykorzystania istniejących możliwości.

5.3 Poprawa efektywności energetycznej w sektorze energetycznym

W ciągu ostatnich lat obserwuje się znaczny rozwój technologiczny, zwłaszcza w sektorze energetycznym. Dla nadchodzących lat i dziesięcioleci, można założyć dodatkowe korzyści wynikające ze zwiększania efektywności, jeśli narzucona zostanie dynamika badań i rozwoju. Światowa średnia wydajności elektrowni węglowych, która obecnie wynosi 30-35%, może w niedalekiej przyszłości wzrosnąć do 50%, a wydajność elektrowni gazowych do 65% (EK 2002). W dłuższej perspektywie turbiny gazowe pracujące w cyklu skojarzonym mogą osiągać wydajność bliską 70%, a nowe turbiny parowe na parametry nadkrytyczne mogą uzyskać wydajność netto wynoszącą 55% w ciągu następnych 20 lat.

O wiele wyraźniejszy postęp w wysokoefektywnej produkcji energii może być osiągnięty poprzez skojarzoną produkcję ciepła i energii (CHP – combined heat and power) lub skojarzoną produkcję ciepła, energii i chłodzenia (CHPC – combined heat, power and cooling). Wykorzystanie ciepła odpadowego z produkcji energii elektrycznej do ogrzewania, procesów przemysłowych lub nawet do chłodzenia mogłoby zwiększyć łączną wydajność zakładów CHP i CHPC do 90%. CHP i CHPC mogą być zastosowane na poziomie dużych obiektów z kilkuset megawatami dla przetwarzania dostaw ciepła w przedsiębiorstwach przemysłowych i regionalnych systemach ogrzewania. Jednakże, przy mikro-obiektach CHP o mocy kilku kilowatów (Pehnt i in. 2005), duże możliwości dostarczania ciepła mogą być dostępne dla wysokoefektywnych technologii CHP.

Podczas, gdy stałe ulepszenia elektrowni są ujęte w wielu prognozach BAU, a dodatkowe możliwości zmniejszenia emisji CO₂ są ograniczone, niewiele miejsca poświęca się w bieżących prognozach możliwościom CHP. Znaczenie możliwości CHP i CHPC w zintegrowanej strategii zmniejszenia emisji CO₂ można zaobserwować na podstawie uproszczonego wyliczenia.

Jeśli założy się dodatkową produkcję energii z CHP (oprócz biomasy) wynoszącą 20% światowej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 30000 TWh w 2050 roku (biorąc pod uwagę znaczną redukcję poprzez zwiększoną efektywność energetyczną), doprowadzi to do zmniejszenia emisji CO₂ o 2000 Mt CO₂ rocznie, tylko dzięki zwiększeniu wydajności w produkcji energii i nie biorąc pod uwagę dodatkowych skutków ze zmiany paliwa.

5.4 Zmiana paliwa w sektorze energetycznym

W scenariuszu BAU Agencji IEA (2004), produkcja energii z paliw kopalnych zdominuje do 2030 roku dostawy energii elektrycznej. Przewiduje się, że w latach 2002-2030 elektrownie węglowe zwiększą swoją moc z 1135 GW do 2156 GW, a elektrownie gazowe – z 893 GW do 2564 GW. Dla całego okresu oznacza to średni roczny wzrost o 36 GW dla węgla kamiennego i 60 GW dla gazu ziemnego. Jeśli weźmiemy pod uwagę także to, że w ciągu następnych trzydziestu lat około połowa istniejących elektrowni będzie musiała być zastąpiona nowymi obiektami, w latach 2002-2030 średnio 57 GW nowych elektrowni węglowych i 76 GW nowych elektrowni gazowych będzie musiało zostać uruchomionych każdego roku. Jeśli tendencja utrzyma się do roku 2050, nowe inwestycje w elektrownie węglowe będą wynosiły 2700 GW, a w elektrownie gazowe około 3600 GW. Zgoda na nową elektrownię węglową o mocy 1 GW oznacza zgodę na roczną emisję dwutlenku węgla wynoszącą 4,7 Mt (średnia wydajność nowej elektrowni wynosi 40%, a współczynnik obciążenia 0,63) dla całego okresu użytkowania elektrowni, który wynosi 40 lat albo więcej. Podobny szacunek dla nowych inwestycji w elektrownie gazowe prowadzi do rocznej emisji 1,3 Mt CO₂ na GW (zakładając średnią wydajność 55% i współczynnik obciążenia 0,40).

Z uwagi na paliwo powodujące mniej emisji dwutlenku węgla oraz znacznie wyższą wydajność elektrowni gazowych, w procesie wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach gazo-

wych emisja CO₂ jest o 57% mniejsza w porównaniu z emisją w nowych elektrowniach węglowych. W związku z powyższym, dodatkowa zmiana w sektorze energetycznym z węgla na gaz mogłaby w znacznym stopniu przyczynić się do zmniejszenia emisji CO₂.

Pacala/Socolow (2004) zakładają zastąpienie 28 GW produkcji energii w elektrowniach podstawowych z węgla na gaz w celu dalszych ograniczeń emisji. Jak wykazano powyżej stanowi to około połowy rocznych inwestycji w nową elektrownię węglową. Gdyby 50% nowych inwestycji w węgiel zostało do 2000 roku przeznaczone na inwestycje w gaz ziemny, elektrownie węglowe o łącznej emisji CO₂ wynoszącej 6300 Mt w 2050 roku zostałyby zastąpione przez gazowe elektrownie o łącznej emisji CO₂ równej 2700 Mt. Gdyby wszystkie nowe inwestycje w elektrownie węglowe zostały zastąpione inwestycjami w gaz ziemny, poziomy emisji podwoiłyby się: 12700 Mt CO₂ dla węgla oraz 5500 Mt CO₂ dla gazu ziemnego. Jeśli założymy zastąpienie 50% nowych inwestycji w elektrownie węglowe, w 2050 roku roczne ograniczenie emisji wyniosłoby 3600 Mt.

Oczywiście dodatkowe inwestycje w elektrownie gazowe będą wymagały dodatkowych dostaw gazu ziemnego. Dla szacunku opisanego powyżej, dodatkowy popyt na gaz dla produkcji energii wyniosłby 29 EJ dla roku 2030 i 49 EJ dla roku 2050. Zapotrzebowanie na gaz w scenariuszu BAU IEA (2004) wynosi dla roku 2030 – 176 EJ. Oznacza to, że zapotrzebowanie na gaz wzrośnie o ok. 16% w porównaniu do scenariusza BAU. Dodatkowe zapotrzebowanie na gaz do roku 2050 powinno wyglądać podobnie. W ramach trwałej (*sustainable*) strategii energetycznej, ta ilość gazu ziemnego może być zrównoważona przez działania związane ze zwiększeniem efektywności energetycznej w innych sektorach (np. w sektorze budowlanym) lub w samym sektorze energetycznym. Kluczową technologią wykorzystywaną w celu zmniejszenia dodatkowego zapotrzebowania na gaz ziemny jest produkcja skojarzonego ciepła i energii (CHP) lub skojarzonego ciepła, energii i chłodzenia (CHPC). Gdyby jedna czwarta nowych elektrowni gazowych opierała się na CHP lub CHPC, zapotrzebowanie na gaz zmalałoby o dodatkowe około 7%.

5.5 Energia odnawialna

Globalne przepływy energii odnawialnej są o trzy rzędy wielkości 362

większe niż obecne i przewidywane zapotrzebowanie globalne na energię pierwotną (Rogner 2000). Istnieją już różne technologie dla wykorzystania energii odnawialnych, ponadto kolejne są już w przygotowaniu. Główne wyzwania w związku ze zwiększeniem wykorzystania energii odnawialnych to (Rogner 2000, WBGU 2004):

- tylko nieliczne rozwiązania oparte na energiach odnawialnych są obecnie konkurencyjne w porównaniu z produkcją energii z węgla lub energii jądrowej w ramach obecnych ram gospodarczych (brak internalizacji kosztów zewnętrznych);
- na poziom wykorzystania i ekonomikę energii odnawialnych wpływ ma kilka czynników, m.in. konflikty dotyczące użytkowania ziemi (np. biomasa), szerokość geograficzna (np. energia słoneczna), umiejscowienie (np. energia wiatrowa i energia geotermiczna) czy ochrona środowiska naturalnego oraz bariery społeczne (np. energia wodna);
- globalne rozmieszczenie obecnych i przyszłych zasobów odnawialnych źródeł energii jest nieregularne; możliwości wykorzystania energii odnawialnej są o wiele mniejsze w Europie (bez byłego Związku Radzieckiego) i Azji, niż w Amerykach lub na innych kontynentach i w regionach bogatych w energię słoneczną.

Obecnie energia odnawialna stanowi już znaczną część światowej energii pierwotnej. Trudno jednak ustalić precyzyjnie jej udział, ponieważ najczęściej wykorzystywanym rodzajem energii odnawialnej jest w chwili obecnej tradycyjna biomasa, która w wielu regionach świata nie jest postrzegana w kategoriach komercyjnych. Ponadto wykorzystanie „tradycyjnej biomasy” (np. drewna opałowego) nie może być traktowane jako zrównoważone wykorzystanie energii, ponieważ przyczynia się do wylesienia i pustoszczenia. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA 2004) zakłada, że w 2002 roku udział biomasy w całkowitym zapotrzebowaniu na energię pierwotną wynosił ok. 10%. Według IEA około 70% globalnej biomasy wykorzystywanej do produkcji energii to „tradycyjna biomasa”, która może stwarzać poważne problemy dla środowiska. Ogólnie rzecz biorąc, wykorzystanie „nowoczesnej biomasy” w zrównoważonej (*sustainable*) produkcji energii może wzrosnąć

nologicznych, które spełniają wymogi zrównoważonego rozwoju (Rogner 2000, WGBU 2004).

Kolejnym źródłem energii odnawialnej jest energia wodna, która reprezentuje obecnie dość znaczny udział w światowej energii pierwotnej. Energia wodna stanowi 16% światowej produkcji energii i około 6% globalnej energii pierwotnej. Pomimo istotnych możliwości technicznych zwiększenia wykorzystania energii wodnej [Rogner (2000) wskazuje na pięciokrotnie większe możliwości techniczne od obecnych], jest to opcja, która spośród wszystkich rodzajów energii odnawialnej posiada najmniejszy potencjał dalszego rozwoju.

Oprócz powyższych źródeł energii odnawialnej, kilka innych może również odegrać znaczącą rolę w dostawach energii pierwotnej w następnych dziesięcioleciach.

Po pierwsze, znaczny wzrost wykazała w ostatnich latach produkcja energii z wiatru. W latach 1990-2002 roku produkcja energii z wiatru wzrastała średnio w tempie 30% rocznie zarówno w krajach OECD, jak i w krajach spoza OECD (Turkenburg 2000, IEA 2005). Rogner (2000) szacuje możliwości technologiczne przyszłego wykorzystania energii wiatrowej na 640 EJ, co przekracza obecny poziom o około sto razy.

Produkcja energii elektrycznej z energii słonecznej jest wciąż we wczesnej fazie rozwoju. Chociaż produkcja energii przy wykorzystaniu technologii fotowoltaicznej wzrosła w ostatnich latach o około 30% rocznie (Turkenburg 2000, IEA 2005), a produkcja słonecznej energii cieplnej ma również znacznie wzrosnąć w następnych latach, wkład energii słonecznej w globalną produkcję energii jest wciąż bardzo mały. Jednakże, ogromne możliwości produkcji energii elektrycznej z energii słonecznej oraz szybki rozwój technologiczny mogą doprowadzić do znacznego udziału energii słonecznej w dostawach energii pierwotnej w ciągu następnych pięćdziesięciu lat (van der Zwaan/Rabl 2004).

Największe możliwości technologiczne wśród energii odnawialnych ma energia geotermiczna, która jest używana do produkcji energii elektrycznej w kilku regionach świata. Rogner (2000) wskazuje na potencjał ok. 500 EJ, który prawdopodobnie stanie się opłacalny w ciągu 10-20 lat i potencjał 5000 EJ – opłacalny w ciągu 40-50 lat.

Równie istotna jest energia oceanów (z pływów, z fal, z gradientów stężenia soli, termalna), która może stanowić ogromny 364

wkład w światowe dostawy energii pierwotnej, zarówno w perspektywie średnio – oraz długoterminowej. Rogner (2000) szacuje techniczne możliwości różnych opcji wykorzystania energii oceanu na 7400 EJ.

Tabela 6 Obecne i przyszłe koszty produkcji energii z odnawialnych źródeł energii (w ct/kWh)

Rodzaj energii	UNDP (2000)		ICCEPT (2002)		Enquete-Kommission (2002)			
	obecne	przyszłe	obecne	po 2020	obecne	2010	2020	2050
Wodna	2...10	2...10	2...10	2...10	5,5...15	-	-	-
Wiatrowa na lądzie	5...13	3...10	3...5	2...3	4,5...9	3...6	3...6	3...6
Wiatrowa poza lądem			6...10	2...5	6,3...10	4...6	3...5,5	3...4,5
Fotowoltaiczna	25...125	5...25	50...80a 30...50b 20...40c	~ 8a ~ 5b ~ 4c	50...100	29...58	12,5...25	9...18
Słoneczna ciepła	12...18	4...10	12...18	4...10	8...16		5...6	~ 4
Biomasa	5...15	4...10	5...15	4...10	3,5...30	-	-	-
Geotermiczna	2...10	1...8	2...10	1...8	-	-	-	-
Morska	8...20	5...15						

Uwagi:

- a) przy 1000 kWh/m (Europa Środk.);
- b) przy 1500 kWh/m (Europa Południowa);
- c) przy 2500 kWh/m (Regiony połudn.);
- d) w lokalizacjach z 2500 kWh/m

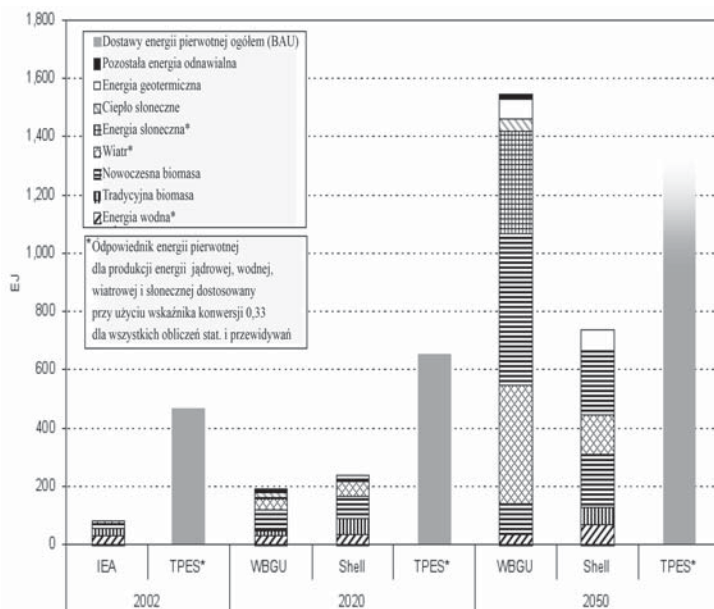
Źródło: Turkenburg (2000), ICCEPT (2002), EK (2002).

Pomimo, iż techniczne możliwości wykorzystania energii odnawialnej do produkcji energii elektrycznej są ogromne, kluczową barierą dla szerszego jej wykorzystania jest konkurencyjność ekonomiczna. Oprócz energii wodnej i niektórych możliwości wykorzystania biomasy, większość technologii wytwarzania energii z odnawialnych źródeł znajduje się we wczesnej fazie rozwoju. W wielu analizach zakłada się znaczne obniżenie kosztów, jeśli więcej wysiłku zostanie włożone w badania i rozwój, a rozwiązania będą szybko wprowadzane na rynek. Znaczące „efekty uczenia się” z wcześniejszego i powszechnego wprowadzania na rynek były widoczne dla wielu opcji produkcji energii z źródeł odnawialnych (IEA 2000).

W tabeli 6 zaprezentowane są różne prognozy kosztów dla kluczowych technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Ten ogólny zarys podkreśla, że można założyć, że w ciągu następnych 20 lat będą miały miejsce znaczne obniżenia kosztów, zwłaszcza w przypadku energii wiatrowej, produkcji energii z bio-

masy i energii geotermalnej. W średnim i długim okresie czasu (powyżej 20 lat) znaczne obniżenie kosztów może wystąpić głównie w przypadku produkcji energii elektrycznej z energii słonecznej i energii oceanów.

Rys. 6 Przewidywania dotyczące wkładu energii z odnawialnych źródeł w dostawach całkowitej energii pierwotnej w latach 2002-2050



Źródło: WBGU (2004), Shell (2002), IEA (2004), własne szacunki i obliczenia.

Na rys. 6 przedstawiony został ogólny zarys dwóch różnych prognoz dotyczących przyszłego rozwoju energii odnawialnej¹⁰. Oby-

10 Do celów niniejszego dokumentu dane z różnych źródeł zostały dopasowane na potrzeby jednolitej metodologii. W szeroko wykorzystywanych statystykach IEA brana jest pod uwagę zawartość energii elektrycznej (3,6 MJ/kWh) uzyskanej z wody, wiatru i słońca przetwarzanej w energię pierwotną. W przypadku produkcji energii jądrowej IEA zakłada wydajność przetworzenia wynoszącą 33%. W przeciwieństwie do tej definicji, prognozy IPCC (2000) nie stosują tego przeliczenia dla energii jądrowej. Zamiast tego, stosują zawartość energii elektrycznej w energii. Dla celów niniejszego dokumentu energia elektryczna wytwarzana przez energię jądrową, wodną, wiatrową i słoneczną została przeliczona na energię pierwotną przez współczynnik przeliczenia 33%, w celu umożliwienia odpowiedniego porównania udziału produkcji energii ze źródeł kopalnych, jądrowych lub odnawialnych w dostawach energii pierwotnej.

dwa scenariusze są scenariuszami interwencji, zakładają bowiem silne działania polityczne w celu osiągnięcia zrównoważonego (sustainable) systemu energetycznego na skalę światową. W zależności od założenia odnośnie przyszłych dostaw energii pierwotnej, energia odnawialna może stanowić 50-100% dostaw energii pierwotnej. Porównanie to wskazuje także na różniące się oceny przyszłego udziału poszczególnych rodzajów energii odnawialnej. Podczas gdy Shell (2002), w swoim scenariuszu „Duch nadchodzących czasów”, przewiduje porównywalny wzrost dla energii z biomasy, energii wiatrowej i słonecznej, WBGU (2004) zakłada możliwość znacznie bardziej dynamicznego wzrostu i przełomów technologicznych dla energii wiatrowej i słonecznej oraz mniej znaczący wzrost w wykorzystaniu biomasy w sektorze energetycznym. W obu prognozach istotną rolę odgrywa energia geotermalna.

Podsumowując, z technicznego punktu widzenia energia odnawialna mogłaby w pełni lub w dużym stopniu pokryć przyszłe zapotrzebowanie na energię pierwotną. Jednakże, niektóre technologie szerszego wykorzystania energii odnawialnej znajdują się wciąż we wczesnej fazie rozwoju. ICCEPT (2002) podaje następujące grupy rodzajów energii odnawialnej:

- dojrzałe technologie: biomasa (współspalanie), energetyka wodna, zapory, samodzielne systemy fotowoltaiczne;
- nowopowstałe technologie, które wkrótce osiągną status dojrzałych: elektrownie wiatrowe na lądzie, elektrownie fotowoltaiczne dla budynków, biomasa (spalanie);
- nowopowstałe technologie: elektrownie wiatrowe poza lądem, biomasa (gazyfikacja);
- technologie w fazie przygotowawczej, które wkrótce osiągną status nowopowstałych: zaawansowane technologie fotowoltaiczne, prąd fal i pływów, biomasa (hydroliza), technologie geotermalne (*hot dry rock* - gorąca sucha skała);
- technologie w fazie przygotowawczej: wodór z fotosyntezy.

Powyższa lista alternatywnych rozwiązań technologicznych oferuje wystarczającą elastyczność dla różnych scenariuszy rozwoju technologicznego i postępu w zmniejszaniu kosztów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł. Do 2020 roku główny wkład może pochodzić z biomasy, energii wiatrowej i wodnej. Po 2020 roku

największym wyzwaniem będzie to, ile energii można wytworzyć na bazie technologii słonecznych oraz w jakim stopniu można będzie wykorzystywać energię wiatrową, geotermalną i energię oceanów.

Tak czy inaczej, konieczne będą działania mające na celu poprawę aspektu finansowego różnych technologii tak, aby osiągnąć dalszy rozwój technologiczny i zbudować niezbędną infrastrukturę. Jeśli chodzi o infrastrukturę, zasadniczą kwestią jest okresowe wytwarzanie energii z elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych. System dostaw energii elektrycznej z dużym udziałem okresowej produkcji energii stworzy zupełnie nowe wymagania dotyczące sieci i elastyczności innych źródeł energii. Postęp osiągnięty w ostatnich latach (dojrzałe modele prognoz, rozwój wysoce wydajnych i elastycznych technologii produkcji energii opartych na gazie itp.) podkreśla fakt, że integracja okresowych źródeł energii powinna być postrzegana jako wyzwanie, a nie jako bariera dla szeroko zakrojonego wykorzystania odnawialnej energii w sektorze energetycznym. Należy jednak wziąć pod uwagę również inne ekologiczne lub społeczne bariery, które dotyczą także energii odnawialnej. W niektórych regionach świata istnieją społeczne i ekologiczne przeszkody związane z lokalizacją produkcji energii wiatrowej oraz niektórymi technologiami oceanicznymi (tamy pływowe) i rozwiązaniami, w których wykorzystana jest energia wodna.

W związku z tym, należy podkreślić, że ulepszenia w sferze technologicznej i finansowej dotyczące produkcji energii z odnawialnych źródeł przyczynią się do znacznego zwiększenia możliwości produkcji energii w stosunkowo krótkim czasie. Jeśli osiągnie się znaczące obniżenie kosztów związanych z technologiami energii słonecznej i biomasy oraz dostępna będzie niezbędna infrastruktura, system energetyczny zmieni się bardzo szybko. Oznacza to, że udział energii odnawialnej w globalnych dostawach energii pierwotnej będzie utrzymywał się na stosunkowo niskim poziomie w przyszłości albo bardzo zdominuje strukturę energii pierwotnej począwszy od połowy obecnego wieku. Perspektywa, że znajdzie się on na średnim poziomie jest raczej mało prawdopodobna.

5.6 Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla

Jedną z nowopowstałych technologii obniżania ilości gazów cieplarnianych uwalnianych do atmosfery jest wychwytywanie i sekwestracja węgla (ang. CCS – *carbon capture and sequestration*). 368

CCS obejmuje technologie mające na celu zebranie i zgromadzenie CO₂ z różnych źródeł, transport do odpowiednich miejsc składowania, i przechowywanie go przez długi okres czasu. CSS może być stosowana w przypadku CO₂ pochodzącego z jednej strony ze spalania paliw kopalnych lub z procesów przemysłowych, z drugiej ze spalania biomasy. Ta druga opcja mogłaby służyć pochłanianiu CO₂ i powinna odgrywać istotną rolę w długoterminowej polityce klimatycznej.

Pomimo, iż niektóre technologie łańcucha CCS już istnieją, są technologiami dojrzałymi lub wykonalnymi z ekonomicznego punktu widzenia, konieczne jest ich ulepszenie lub opracowanie nowych. Potrzebne będą również działania w celu osiągnięcia zintegrowanego systemu CCS, który byłby niezawodny pod względem technologicznym, aspektu finansowego i akceptacji publicznej. Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla jest przedmiotem intensywnych badań i przechodzi szczegółowy proces analizy i oceny (patrz IPCC 2005, IEA 2004b+2005b).

Z ekonomicznego punktu widzenia, kluczowe znaczenie dla rozwiązania CCS ma wychwytywanie dwutlenku węgla. Głównym wyzwaniem jest fakt, że proces ten wymaga znacznej ilości energii, co poważnie zmniejsza wydajność elektrowni. Wychwytywanie emisji CO₂ mogłoby obniżyć wydajność energetyczną o ok. 10 punktów procentowych i skosmować sporą część postępu technologicznego osiągniętego w ciągu ostatnich dwudziestu lat. Ponadto skuteczne wychwytywanie nie prowadzi do całkowitego wyeliminowania emisji w elektrowniach, ponieważ redukcja emisji CO₂ wynosi 80-90% dla preferowanych technologii (IPCC 2005). Wychwytywanie dwutlenku węgla może opierać się na różnych technologiach:

- wychwytywanie po spalaniu,
- wychwytywanie przed spalaniem,
- wychwytywanie z technologią spalania tlenem (spalanie czystym tlenem),
- wychwytywanie z procesów przemysłowych (np. produkcja stali lub amoniaku),

W przypadku wychwytywania przed spalaniem i spalania tlenem, technologia wytwarzania energii musi przejść zasadnicze zmiany.

typowych (zintegrowany układ parowo-gazowy ze zgazowaniem paliwa, ang. IGCC – *integrated gasification combined cycle*) lub projektów prototypowych obecnie planowanych, nie ma jeszcze wystarczających dowodów na to, czy okażą się one wystarczające dla celów komercyjnych. W ciągu ostatnich dwudziestu lat technologia IGCC przegrała szczególnie w konkurencji z turbinami gazowymi z krytycznymi lub nadkrytycznymi parametrami. Okazało się, że elektrownie oparte na sproszkowanym węglu z konwencjonalnymi turbinami parowymi o wiele lepiej spełniały wymagania codziennych działań na rynku, niż bardziej innowacyjna i wydajna technologia IGCC.

Transport CO₂ może opierać się na istniejących technologiach (rurociągi, przewóz) i będzie mniej kosztowny, jeśli dystans będzie wynosić 200-300 km. W przypadku znacznie dłuższych dystansów pomiędzy źródłami CO₂ a miejscami składowania, koszty transportu mogą okazać się dużo wyższe.

Istnieją trzy główne opcje składowania CO₂. Wychwycony CO₂ może być wprowadzony w formacje geologiczne lub w głębiny oceanu (na głębokość większą niż 1000 m), może też być zmineralizowany i następnie przechowywany w specjalnych miejscach. Spośród tych trzech opcji tylko składowanie w formacjach geologicznych może być postrzegane jako dopuszczalne w świetle dzisiejszej wiedzy. Istnieją pewne dowody na to, że wprowadzanie znacznych ilości CO₂ w głębiny oceanu może szkodzić morskim ekosystemom. Skutki wprowadzania CO₂ dla morskich ekosystemów na dużych obszarach oceanu i w długim okresie czasu nie są jednak znane. Zmineralizowanie CO₂ spowodowałoby duże przepływy materiałowe, potrzebę składowania na dużą skalę i inne problemy związane ze środowiskiem naturalnym. Na przykład, proces zmineralizowania wymaga 1,6-3,7 ton krzemianu na tonę przechowywanego CO₂ i produkuje 2,6-4,7 ton materiału do składowania. Te przepływy materiałowe oraz procesy powiązane (wydobycie, miazdzenie, mielenie, transport i składowanie) tworzą także stosunkowo wysokie koszty.

W rezultacie składowanie w strukturach geologicznych (wyeksploatowane tereny po wydobyciu ropy i gazu, nie użytkowane złoża węgla, głębokie formacje solne) powinno być postrzegane jako podstawowe rozwiązanie dla CCS na następne dziesięciolecie. IPCC (2005) wskazuje na zakres od 200 do 2000 miliardów 370

ton CO₂ możliwości ekonomicznych dla CCS na następny wiek. Dolna granica jest scharakteryzowana przez IPCC jako „praktycznie pewna” (prawdopodobieństwo 99% lub większe), wyższe liczby są postrzegane jako „prawdopodobne” (prawdopodobieństwo 66- 90%). W związku z tym, CCS może stanowić znaczny wkład w długoterminowe zmniejszenie emisji CO₂. Jednakże, CCS będzie stanowiła tymczasową opcję złagodzenia, a możliwości składowania należy postrzegać jako ograniczone.

W tabeli 7 przedstawiona jest skala kosztów dla różnych elementów systemu CCS. W przypadku składowania CO₂ w formacjach podziemnych, wychwytywanie CO₂ będzie stanowiło największą część kosztów. Duże odległości w transporcie CO₂ mogą z jednej strony zwiększyć koszty systemu CCS, z drugiej jednak strony wykorzystanie wychwyconego CO₂ do intensyfikacji wydobywania ropy naftowej (ang. EOR – *enhanced oil recovery*) lub wspomagania odzyskiwania metanu z pokładów węgla (ang. ECBM – *enhanced coalbed methane recovery*) zwiększa korzyści ekonomiczne, o prowadzi do obniżenia kosztów systemu CCS. Jednak możliwości osiągania takich korzyści ekonomicznych zmniejszają się znacznie w przypadku ambitnych celów ograniczania emisji. W sumie koszty redukcji dla CCS wynoszą 15-90 USD/t CO₂ – przedział porównywalny do wielu odnawialnych źródeł energii.

System CCS może stwarzać pewne zagrożenia, zwłaszcza te związane ze składowaniem CO₂. Zagrożenia o zasięgu globalnym wynikają z możliwego wycieku do atmosfery niewielkiej ilości składowanego CO₂. Taki wyciek mógłby się ponownie przyczynić do globalnego ocieplenia. Wybór miejsc do składowania CO₂ musi uwzględniać konieczność magazynowania CO₂ w zbiornikach przez okres od 100 do 1000 lat. Jeśli chodzi o zagrożenia lokalne, nagłe uwolnienie CO₂ (wynikające z możliwych awarii itp.) mogłoby zagrozić życiu i zdrowiu człowieka. Stopniowe i rozproszone wycieki mogłyby oddziaływać na wody gruntowe i ekosystemy lub powodować zakwaszenie gleb. Wielu tego typu zagrożeniom można zapobiec poprzez odpowiedni wybór i konstrukcję miejsc składowania CO₂, jak również w szeroko zakrojone strategii kontroli i zapobiegania. Chociaż wspomniane powyżej rodzaje zagrożeń nie powinny być lekceważone, dostępnych jest kilka opcji ograniczenia ryzyka, które powinny być wdrożone.

Tabela 7 Zakres kosztów dla elementów systemu CCS na szeroką skalę, nowe instalacje

Elementy systemu CCS		Zakres kosztów	Uwagi
Wychwytywanie	Wychwytywanie z elektrowni węglowych lub gazowych	15...75 USD/tCO ₂ wychwyty netto	Koszty netto wychwyconego CO ₂ w porównaniu do takiej samej elektrowni bez wychwyconia
	Wychwytywanie z produkcji wodoru i amoniaku lub przetwarzania gazu	5...55 USD/tCO ₂ wychwyty netto	Dotyczy źródeł o dużej czystości wymagających osuszenia i kompresji.
	Wychwytywanie z innych źródeł przemysłowych	25...115 USD/tCO ₂ wychwyty netto	Zakres odzwierciedla wykorzystanie wielu różnych technologii i paliw
Transport		1...8 USD/tCO ₂ transportowany	Na 250 km rurociągu lub transport przepływu od 5 (wysokiej klasy) do 40 (niskiej klasy) Mt CO ₂ /rok
Składowanie	Składowanie podziemne a)	0,5...8 USD/tCO ₂ wtłoczony netto	Wyłączając potencjalne dochody z EOR lub ECBM.
	Składowanie podziemne monitoring i weryfikacja	0,1...0,3 USD/tCO ₂ wtłoczony	Obejmuje monitoring przed, w trakcie, i po wtłoczeniu oraz zależy od wymagań regulacyjnych.
	Składowanie oceaniczne	5...30 USD/tCO ₂ wtłoczony netto	W tym transport z lądu od 100 do 500 km, wyłączając monitoring i weryfikację.
	Mineralizacja	50...100 USD/tCO ₂ mineralizowany netto	Zakres dla najlepiej przebadanych przypadków, w tym użycie dodatkowej energii do mineralizacji

Uwaga: a) W dłuższym okresie mogą wystąpić dodatkowe koszty związane z rekultywacją i zobowiązaniami.

Źródło: IPCC (2005).

Zanim CCS stanie się skuteczną alternatywą ambitnych strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych, trzeba jednak rozwiązać wiele różnych problemów. Są to nie tylko problemy technologiczne, ale również ekonomiczne, problemy związane z bezpieczeństwem, odpowiedzialnością prawną i własnością oraz z monitoringiem i weryfikacją.

Oceny udziału systemu CCS w globalnej redukcji emisji CO₂ dla przyszłych 50 lat znacznie się różnią. Według IPCC (2005) większość zastosowań CSS będzie miało miejsce w drugiej połowie tego wieku. WBGU (2004), wręcz przeciwnie, zakłada znaczący roczny udział CSS w redukcji emisji (>15 Gt CO₂) już w 2050 roku. Pacala/Socolow (2004) spodziewają się natomiast redukcji emisji 3,7 Gt CO₂ podstawowych elektrowni węglowych o mocy 800 MW i podstawowych elektrowni gazowych o mocy 1600 MW wyposażonych w CSS do połowy tego stulecia.

Jeżeli rozwój technologiczny będzie miał miejsce, otwarte problemy (niezawodność zbiorników, infrastruktura, kwestie

prawne itp.) mogą zostać rozwiązane, dzięki czemu może wzrosnąć poziom akceptacji dla systemu CCS, który z kolei może się przyczynić do redukcji emisji w 2050 roku o kilka miliardów ton CO₂. W początkowej fazie CCS zostanie zastosowany w krajach uprzemysłowionych; rozwój światowy będzie uzależniony od wielu czynników (infrastruktura, potencjał instytucjonalny, itp.). Należy jednak wziąć pod uwagę fakt, że CCS, pomimo iż w części opiera się na dobrze rozwiniętych elementach, to jednak wciąż zaliczany jest do nowo powstałych, kształtujących się strategii redukcji emisji CO₂.

5.7 Wstępne wnioski

Stwierdzenie, że nie ma pojedynczego rozwiązania pozwalającego na konieczną redukcję emisji w celu ustabilizowania stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie, który zapewniałby ograniczenie wzrostu globalnego ocieplenia do dopuszczalnego poziomu, stanowi powszechnie znany fakt w dyskusji na temat polityki klimatycznej. O wiele trudniejsze i kontrowersyjne pytanie to to, czy jakieś działania mogą zostać wykluczone z palety potencjalnych rozwiązań.

Jeśli założymy, że różnica, którą należy wyrównać, pomiędzy tendencją emisji CO₂ zgodnie ze scenariuszem postępowania jak dotąd (BAU) a koniecznymi ograniczeniami (wynikająca przykładowo z założenia celu 2°C) będzie w 2050 roku wynosić między 25 a 40 Gt CO₂, otrzymamy w przybliżeniu następujące wyniki dla poszczególnych rozwiązań:

- około 5 Gt CO₂ z trzykrotnego zwiększenia produkcji energii jądowej;
- około 4 Gt CO₂ ze zwiększonej efektywności energetycznej w budynkach
- około 5 Gt CO₂ ze zwiększonej efektywności energetycznej i materiałowej w sektorze przemysłowym;
- około 7 Gt CO₂ ze zwiększonej efektywności energetycznej w sektorze transportu;
- około 2 Gt CO₂ ze zwiększonej efektywności energetycznej w sektorze energetycznym (oprócz zmiany paliwa);
- około 3,6 Gt CO₂ ze zmiany paliwa (z węgla na gaz) w sektorze energii elektrycznej;

- około 15 Gt CO₂ (lub więcej) z energii odnawialnej (zarówno w sektorze energii elektrycznej, jak i w sektorze ciepłowniczym);
- od 4 do 10 Gt CO₂ z wychwytywania i sekwestracji węgla.

W roku 2050 rozwiązania mające na celu ograniczenie emisji będą odpowiadać za 45-55 Gt CO₂ (w porównaniu ze scenariuszem postępowania jak dotychczas – BAU). W tej sytuacji wkład energii jądrowej nie jest niezbędny nawet w przypadku bardzo ambitnej strategii redukcji emisji. Jednak wszystkie rozwiązania wiązą się z pewnymi zagrożeniami, niepewnościami i interakcjami.

- Choć zagrożenia związane z globalnym ociepleniem i energią atomową mają różny charakter, to jednak interakcja tych dwóch wyzwań stwarza najwięcej konfliktów. Pomimo, iż niektóre zagrożenia dla zdrowia i ekosystemów należy rozpatrywać w kontekście poszczególnych możliwości redukcji (od źródeł odnawialnych do CCS), żadne rozwiązanie mające na celu ograniczenie emisji nie jest związane z takim zagrożeniem dla zdrowia, ekosystemów oraz systemów społecznych i ekonomicznych, jak w przypadku wykorzystania energii atomowej.
- W przeciwieństwie do energii odnawialnej i systemu CCS, produkcja energii jądrowej na chwilę obecną wiąże się silnie z systemem produkcji energii elektrycznej i stan ten będzie się utrzymywał w najbliższej przyszłości. Dwa pierwsze rozwiązania wymagają wprowadzenia zasadniczych zmian w systemie energii elektrycznej (nowe technologie bazowe, znaczne zmiany struktury geograficznej, integracja sieci itp.). Natomiast w przypadku energii jądrowej, jeśli jej udział w redukcji emisji miałby być znaczący, po 20-30 latach konieczne byłoby wprowadzenie istotnych zmian w łańcuchu technologicznym (przetwarzanie, reaktory powielające), a nadal nie ma pewności, czy będzie to możliwe.
- Zmiany w łańcuchu technologicznym energii jądrowej wymagają długotrwałych przygotowań (od wydobywania rud po usuwanie odpadów); należy też upewnić się, że wszystkie elementy łańcucha będą przygotowane na czas.
- Wymogi związane z dużym udziałem energii odnawialnej i CCS w całkowitej produkcji energii w stosunku do systemu

energii elektrycznej (zwiększona elastyczność, integracja decentralizacji i centralizacji, podejście do nieregularnej produkcji energii, ulepszenie infrastruktury dla elektryczności i CO₂) mogłyby wejść w konflikt z wymogami dotyczącymi ulepszenia energii atomowej (rozległe instalacje, scentralizowane układy sieci, niska elastyczność).

Możliwości redukcji, które w podobny sposób wiążą się z istniejącym systemem energetycznym to zmiana paliwa oraz zwiększenie efektywności w sektorze energetycznym (w tym CHP). Chociaż ich wkład jest ograniczony w czasie, te dwie możliwości mogłyby odegrać kluczową rolę w zapoczątkowaniu zmiany systemu energii elektrycznej.

Rozwiązania najbardziej efektywne z ekonomicznego punktu widzenia (różne sposoby zwiększenia efektywności energetycznej) wymagają szeroko zakrojonych działań politycznych, z uwagi na liczne przeszkody na drodze do podjęcia kroków mających na celu zwiększenie efektywności energetycznej. Sytuacja jawi się nieco inaczej w przypadku krótkoterminowej realizacji działań w sektorze energetycznym, do zapoczątkowania których wystarczy ustalenie odpowiedniej ceny CO₂ (oraz odpowiedniego projektu handlu emisjami itd.)

Kluczowe, średnioterminowe strategie ograniczania emisji (niektóre rodzaje energii odnawialnej, CCS) nie mogą konkurować z energią jądrową, jeśli związane z nią zewnętrzne uwarunkowania nie są właściwie przedstawione (odpowiedzialność i ubezpieczenie, fundusze likwidacyjne itp.) lub jeśli istnieją inne czynniki zniekształcające dane (dotacje bezpośrednie lub pośrednie). Jeśli w ciągu kolejnych dziesięcioleci nastąpi wzrost produkcji energii jądrowej (w przeciwnym razie udział energii jądrowej w redukcji emisji byłby nieistotny), konieczne będzie wprowadzenie zmian w łańcuchu technologicznym, wymagających dużych nakładów finansowych. Z tego punktu widzenia strategia energii jądrowej może okazać się złym wyborem.

Żadna inna technologia z palety możliwości redukcji emisji nie wykazuje takiego potencjału mobilizacyjnego. Gdyby zdarzyła się nawet jedna katastrofa na terenie obiektu nuklearnego (uwzględniając zakłady wzbogacania, przetwarzania i składowania), strategia ta natychmiast straciłaby aprobatę społeczeństwa,

co miałyby fatalne skutki dla polityki klimatycznej, gdyby ustalono, że to właśnie energia jądrowa będzie w znacznym stopniu przyczyniać się do ograniczenia emisji.

Biorąc pod uwagę powyższe zależności, możliwe i konieczne jest staranne opracowanie strategii krótko-, średnio- i długoterminowych. Skoro energia jądrowa nie jest na krótką metę niezbędną (jak wynika z powyższej analizy), należy skupić się w ciągu najbliższych 20-30 lat na zmianie paliwa z węgla na gaz w sektorze energii elektrycznej oraz zwiększeniu efektywności energetycznej w sektorze energetycznym i sektorze końcowego wykorzystania energii. Taka strategia może wypełnić czas do momentu, gdy z jednej strony zdobyta wiedza na temat energii odnawialnych pozwoli na znaczne ograniczenie związanych z nimi kosztów oraz, z drugiej strony, gdy widoczne będą rezultaty badań i wysiłków w dziedzinie CCS.

6 Kluczowe strategie: studium przypadku - Niemcy

W celu oceny różnych możliwości redukcji emisji dla wysoce uprzemysłowionego kraju Komisja Badawcza (Enquete-Kommission) „Do spraw energii zrównoważonej w świetle globalizacji i liberalizacji” niemieckiego Bundestagu zleciła przeprowadzenie modelowania pod kątem analizy różnych strategii mających na celu ograniczenie emisji CO₂ o 80% (w porównaniu z poziomem w 1990 roku) do 2050 roku.

Podstawowym celem modelowania było określenie schematu dostaw energii oraz wynikających z niego konsekwencji dla ambitnej polityki klimatycznej. W analizie uwzględniono cztery różne scenariusze (które zostały również poddane wyczerpującej analizie wrażliwości):

- W „Scenariuszu referencyjnym” poszerzono zakres obecnych strategii i działań bez opracowywania ambitnej polityki klimatycznej na okres po 2012 roku.
- W scenariuszu „Odnawialne źródła energii i efektywność” zakłada się ograniczenie emisji CO₂ o 80% bez wykorzystania systemu CCS i energii jądrowej (zakładając obecną strategię Niemiec stopniowego wycofywania się z energetyki jądrowej).
- W scenariuszu „Nacisk na sektor energetyczny” zastosowano technologię wychwytywania i sekwestracji węgla.

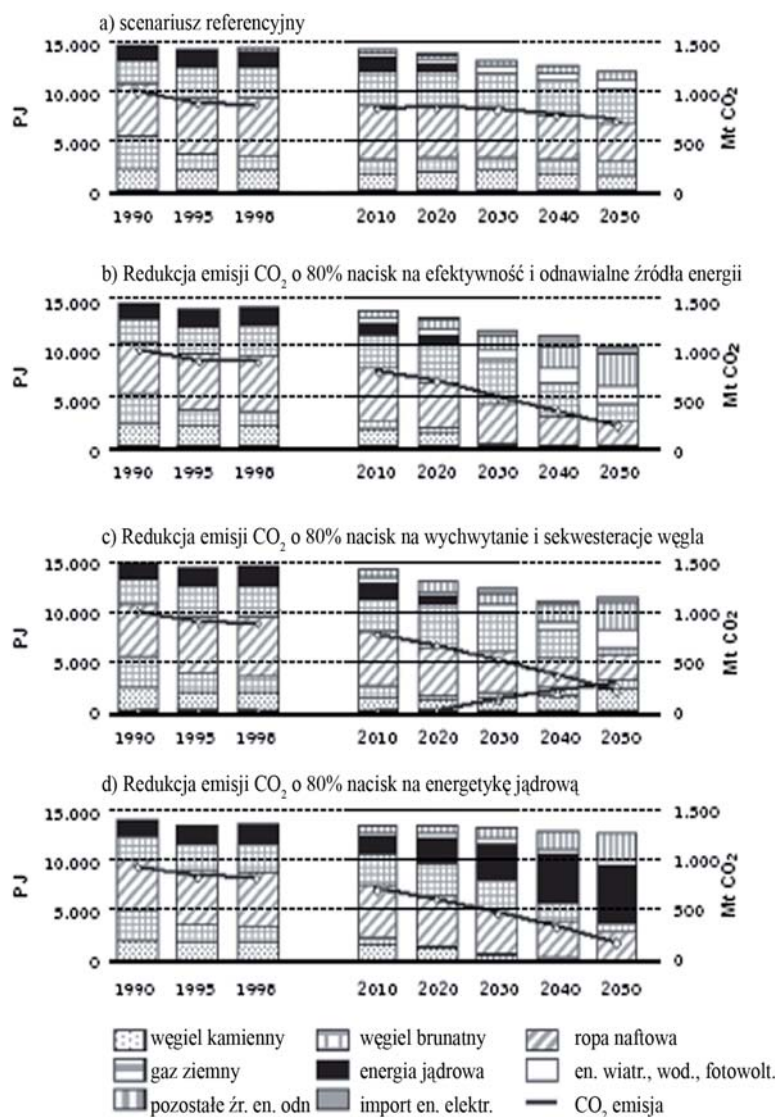
- W scenariuszu „Połączenie energii z paliw kopalnych i energii jądrowej”, energia jądrowa wykorzystywana jest obok pozostałych możliwości redukcji.
- Aby zapewnić rzetelne wyniki, modelowanie zostało przeprowadzone przy zastosowaniu różnych symulacji i optymalizacji. Wyniki modelowania przedstawiono na rysunku 7.

W przypadku scenariusza postępowania jak dotychczas (BAU) można zaobserwować nieznaczny spadek dostaw energii pierwotnej oraz redukcję emisji CO₂ do 29% poniżej poziomu z 1990 roku, a następnie dodatkowy spadek emisji o 10% w porównaniu z poziomem uzyskanym w 1998 roku. Struktura energii pierwotnej jest mniej więcej zachowana, przy spadku zużycia ropy naftowej i nieznacznym wzroście udziału energii odnawialnej. Takie tendencje rozwojowe wynikają z tendencji demograficznych oraz niezależnego postępu w dziedzinie efektywności energetycznej w gospodarce krajowej.

Gdyby redukcja emisji o 80% (w porównaniu z poziomem z 1990 roku) została osiągnięta w oparciu o zwiększoną efektywność energetyczną i wzrost udziału energii odnawialnej, znacznie zmniejszyłyby się dostawy energii pierwotnej. W porównaniu ze scenariuszem referencyjnym korzyści płynące z efektywności energetycznej wynosiłyby 13%. Około 48% całkowitych dostaw energii pierwotnej pochodziłoby z energii odnawialnej, zwłaszcza z biomasy i wiatru. Węgiel (kamienny i brunatny) zostałby wycofany do 2030 roku, a wykorzystanie gazu ziemnego i ropy naftowej uległoby znacznemu zmniejszeniu. Niemniej jednak gaz i ropa nadal stanowiłyby 40% całkowitych dostaw energii pierwotnej w 2050 roku. Warto zauważyć, że ze względu na geograficzne położenie Niemiec, import energii elektrycznej z regionów charakteryzujących się większym potencjałem wytwarzania energii w oparciu o źródła energii odnawialnej odpowiadałby za 9% całkowitych dostaw energii pierwotnej.

W przypadku uwzględnienia strategii redukcji opartej na CCS, struktura dostaw energii pierwotnej znacznie się zmienia. Chociaż podejmowane są działania w celu zwiększenia efektywności energetycznej w sektorach końcowego wykorzystania, to jednak poziom całkowitych dostaw energii pierwotnej wynosi jedynie o 4,5 punktów procentowych poniżej poziomu ze sce-

Rys. 7 Dostawy energii pierwotnej a emisja dwutlenku węgla, scenariusze dla studium przypadku Niemiec



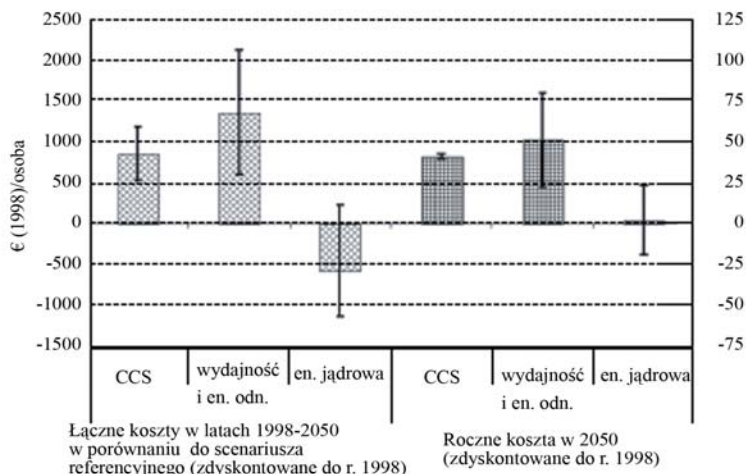
Źródło: EK (2002).

nariusza referencyjnego. Dzieje się tak ze względu na zwiększone zapotrzebowanie na energię związane z systemem CCS, który znacznie być wprowadzany w 2030 roku i pozwoli odzyskać w 2050 roku 260 Mt CO₂. W ramach tego scenariusza znacznie wzrośnie również udział energii odnawialnych, który w 2050 roku osiągnie wartość 38%. Nacisk położony na CCS sprawia, że węgiel ponownie staje się atrakcyjnym źródłem energii. Udział gazu ziemnego w całkowitej energii pierwotnej jest natomiast w dużej mierze zastąpiony przez zwiększenie efektywności energetycznej oraz energie odnawialne.

Jeśli strategia redukcji emisji opiera się głównie na energii jądrowej, to właśnie ten rodzaj energii będzie przeważał w strukturze energii pierwotnej w 2050 roku. Energia jądrowa całkowicie zastąpi węgiel i CCS nie będzie już konkurencyjną technologią. W przeciwieństwie do CCS, nadal atrakcyjne będą niektóre źródła energii odnawialnej (zwłaszcza biomasa i energia wiatrowa), których udział będzie wynosił 23%. Poziom dostaw energii pierwotnej przewyższa poziom ze scenariusza referencyjnego, głównie ze względu na przetworzenie energii elektrycznej w energię pierwotną przy niskim wskaźniku przetworzenia wynoszącym 33% (innymi słowy wytwór statystyczny), ale również dlatego, że nie zostały podjęte żadne kroki (polityczne) w celu zwiększenia efektywności energetycznej w sektorze energetycznym i zużyciu końcowym. Ropa naftowa i gaz ziemny odgrywają w tym scenariuszu marginalną rolę; sektor transportu został całkowicie lub częściowo przestawiony na wodór produkowany w elektrowniach atomowych.

Jak wykazała analiza scenariuszy, strategia redukcji emisji nie zależy od potencjału różnych zestawów działań. Oprócz scenariusza nuklearnego (w ramach którego można rozważyć istotne kwestie bez względu na to, czy taki rozwój byłby możliwy, czy nie) istnieje wiele innych opcji, które umożliwiają zastosowanie różnych strategii. Innymi słowy, paleta rozwiązań mających na celu redukcję emisji dostarcza większej liczby możliwości niż jest to konieczne do ograniczenia emisji o 80% do 2050 roku.

Rys. 8 Łączne i roczne koszty na jednego mieszkańca dla różnych scenariuszy



Źródło: EK (2002).

Jeśli chodzi o koszty związane z poszczególnymi scenariuszami (rys. 8), można przedstawić dwa podstawowe wnioski. Po pierwsze, dla scenariuszy występują znaczące i różne niepewności. Ze względu na wykorzystanie różnych technologii w scenariuszu, który skupia się na efektywności energetycznej oraz energiach odnawialnych, zakres zmienności kosztów będzie szerszy niż w przypadku scenariuszy, w których dominującą rolę odgrywają pojedyncze technologie. Po drugie, w porównaniu z całkowitymi kosztami systemu, koszty redukcji emisji nie są niskie, ale nadal są możliwe do przyjęcia. W stosunku do PKB, koszty redukcji osiągną w 2050 roku poziom maksymalnie 2%. Ocena scenariusza nuklearnego w dużej mierze uzależniona jest od założeń odnośnie kosztów technologii nuklearnej w przyszłości. Jeśli analiza opiera się na „optymistycznych” założeniach, to wykorzystanie energii jądrowej jest zachęcające. Jeśli jednak ustali się bardziej „pesymistyczne” parametry, koszty będą porównywalne do tych z pozostałymi scenariuszami. Jeśli natomiast, obok wyzwania zmian klimatu, weźmie się pod uwagę również koszty zewnętrzne związane z energią jądrową (w sprawie których jest wiele przypuszczeń, ale nie ma jednomyślności), różnice w kosztach pomiędzy scenariuszem nuklearnym a pozostałymi znacznie się zmniejszają albo wręcz przemawiają na

niekorzyść scenariusza opartego na energii jądrowej.

Chociaż nie wszystkie wyniki modelowania na przykładzie Niemiec mogą zostać przeniesione na sytuację w innych krajach czy regionach, a poza tym w przypadku tego typu długoterminowych prognoz, co do wielu kwestii nie można mieć pewności, to jednak można wyciągnąć kilka podstawowych wniosków:

Istnieje wiele różnych możliwości redukcji, na bazie których można opracować skuteczną strategię ograniczenia emisji. Zwiększenie efektywności energetycznej oraz energie odnawialne będą odgrywały rolę w każdej strategii, nie ma natomiast dowodu na to, że niezbędne jest wykorzystanie energii jądrowej.

Koszty redukcji nie są bez znaczenia dla ambitnych celów ograniczenia redukcji, ale koszty mniejsze niż 2% PKB w roku 2050, to poziom możliwy do przyjęcia, w porównaniu z kosztami globalnego ocieplenia. Poziom ograniczenia emisji będzie miał o wiele większy wpływ na koszty niż samo portfolio technologii służących redukcji emisji.

Oprócz zagrożenia globalnego ocieplenia oraz kosztów redukcji emisji, należy wziąć pod uwagę również inne zagrożenia. Istnieje wystarczająco duża swoboda wyboru we wdrażaniu ogólnej strategii minimalizacji ryzyka.

Tocząca się debata w sprawie wielkości kosztów zewnętrznych związanych z globalnym ociepleniem i energią jądrową wskazuje na to, że sedno problemu stanowią decyzje dotyczące sfery wartości. Nie powinno się to odnosić jedynie do wyzwania globalnego ocieplenia. Strategia minimalizacji ryzyka przy ambitnych założeniach redukcji emisji oraz stopniowe wycofywanie energii jądrowej jest możliwe i dopuszczalne z punktu widzenia kosztów. Specyficzne zagrożenia związane z technologią nuklearną sprawiają, że ambitne strategie klimatyczne będą o wiele mniej skuteczne i innowacyjne, jeśli istotny udział będzie w nich miała energia jądrowa.

7 Wnioski

Problem globalnego ocieplenia to jedno z największych wyzwań XXI wieku. Ogrom potencjalnych zniszczeń oraz długookresowych reperkusji sprawia, że jest to szczególny rodzaj zagrożenia (typu Kasandra). Zmiana klimatu nie jest jednak jedynym zagrożeniem dla zdrowia ludzkiego, ekosystemów oraz struktur społecznych i gospodarczych. Na szczególną uwagę zasługują również

konsekwencje wykorzystania energii jądrowej, takie jak katastrofalne wypadki, składowanie odpadów radioaktywnych, rozprzestrzenianie broni jądrowej itp., które stanowią inny rodzaj zagrożenia (typu Damokles). W debacie na temat klimatu powszechnie panuje pogląd, według którego wykorzystanie jednej możliwości redukcji nie wystarcza na osiągnięcie redukcji emisji na poziomie, który gwarantowałby stabilizację stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze, a w efekcie, ograniczenie zjawiska globalnego ocieplenia do dopuszczalnych rozmiarów. O wiele trudniejsze i bardziej kontrowersyjne jest pytanie, czy pojedyncze opcje ograniczania emisji, na przykład energia jądrowa, mogłyby lub powinny być usunięte z palety możliwości redukcji. Analiza interakcji pomiędzy różnymi rozwiązaniami pokazuje, że wykorzystanie energii jądrowej nie tylko nie jest niezbędne do realizacji ambitnych strategii redukcji emisji, ale może również okazać się błędną, a nawet destrukcyjną drogą:

Niektóre wymagania dotyczące infrastruktury, elastyczności systemu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i CCS mogą wejść w konflikt z wymaganiami produkcji energii jądrowej, która musiałaby być znacznie zwiększona.

Podczas, gdy w średniookresowej perspektywie można założyć efekty uczenia się i redukcję kosztów dla odnawialnych źródeł energii i systemu CSS, energia jądrowa stanie w tej perspektywie czasowej przed dodatkowymi obciążeniami finansowymi, jeżeli cykl nuklearny będzie musiał przejść fundamentalną przebudowę, wynikającą z dostępności zasobów i nierozwiązanych problemów odpadów jądrowych.

Z punktu widzenia efektywności kosztowej najważniejszy wkład w ambitną redukcję emisji będzie pochodził ze zwiększenia efektywności energetycznej zarówno w sektorze energetycznym, jak i w sektorach ostatecznych użytkowników. W obliczu licznych przeszkód i barier, potrzebne są długoterminowe wysiłki polityczne na rzecz zwiększenia tych możliwości. Kontrowersja wokół energii jądrowej często przysłania tę potrzebę.

Przy rozważaniu zawiłych interakcji potrzebne i możliwe jest umiejętne opracowanie strategii krótko-, średnio- i długoterminowych. Skoro energia jądrowa nie jest uważana za niezbędną w krótkiej perspektywie, należy skupić się w przeciągu najbliższych dwudziestu do trzydziestu lat na zmianie paliwa z węgla

na gaz w sektorze energetycznym, przy jednoczesnej poprawie efektywności energetycznej w sektorze energetycznym i w sektorach ostatecznych użytkowników. Może być to postrzegane jako pomost do momentu, gdy zdobyta wiedza na temat energii odnawialnych pozwoli na znaczne ograniczenie związanych z nimi kosztów z jednej strony, oraz gdy widoczne będą rezultaty wysiłków w dziedzinie badań i rozwoju dotyczących CCS – z drugiej. Przeprowadzona analiza wskazuje na to, że istnieje możliwość przygotowania i wdrożenia ogólnej strategii minimalizacji ryzyka. Możliwe jest osiągnięcie celów wynikających z ambitnej redukcji emisji z użyciem lub bez użycia energii jądrowej, przy kosztach nie przekraczających możliwości współczesnego społeczeństwa. W obliczu koniecznej i zasadniczej zmiany globalnego systemu energetycznego, strategia klimatu nie zakładająca wykorzystania energii jądrowej wydaje się być na tle innych bardziej innowacyjna i zdrowsza.

Bibliografia

- Blasing, T.J., Jon, S. (2005): Recent Greenhouse Gas Concentrations. Updated July 2006. Carbon Dioxide Information Analysis Center. Oak Ridge National Laboratory (http://cdias.esd.ornl.gov/pns/current_ghg.html)
- Ecofys (2004): Options for the second commitment period of the Kyoto Protocol. Report for the German Federal Environmental Agency. Cologne, November 2004.
- EK (Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung des 14. Deutschen Bundestages) (2002): Bericht der Enquete-Kommission. Bundestags-Drucksache 14/9400.
- Ewers, H.-J.; Rennings, K. (1991): Die volkswirtschaftlichen Kosten eines Super-GAUS' in Biblis. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, 4/1991, 379-396.
- Ewers, H.-J.; Rennings, K. (1994): Economics of Nuclear Risks – A German Study. In: Hohmeyer/Ottinger: Social Costs of Energy – Present Status and Future Trends. Proceedings of an international Conference, Racine, Wisconsin, September 8-11, 1992.
- Frogatt, A. (2005): Nuclear Reactor Hazards. Nuclear Issues Paper No. 2. Berlin: Heinrich Böll Foundation.
- Hare, B., Meinshausen, M. (2004): How much warming are we committed to and how much can be avoided? PIK Report Nr. 93. Potsdam: PIK.
- ICCEPT (Imperial College Centre for Energy Policy and Technology) (2002): Assessment of Technological Options to Address Climate Change. A Report for the Prime Minister's Strategy Unit. London, December 20, 2002.
- IEA (International Energy Agency) (2000): Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris: OECD/IEA.
- IEA (International Energy Agency) (2004a): World Energy Outlook 2004. Paris: OECD/IEA.
- IEA (International Energy Agency) (2004b): Prospects for CO₂ Capture and Storage. Paris: OECD/IEA.
- IEA (International Energy Agency) (2005a): Electricity Information 2005. Paris: OECD/IEA.
- IEA (International Energy Agency) (2005b): Legal Aspects of Storing CO₂. Paris: OECD/IEA.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2000): Special Report Emissions Scenarios. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2001): Climate Change 2001: Mitigation. A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage.
- Jochem, E. (2000): Energy End-Use Efficiency. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York: UNDP, 173-217.
- Kreusch, J., Neumann, W., Appel, D., Diehl, P. (2005): The nuclear fuel cycle. Nuclear Issues Paper No. 3. Berlin: Heinrich Böll Foundation.
- Lovins, A.B. (2005): Nuclear power: economics and climate-protection potential. Rocky Mountain Institute (www.rmi.org/images/other/Energy/E05-08_NukePwrEcon.pdf)
- Marland, G., Boden, T.A., Andres, and R. J. (2005): Global, Regional, and National CO₂ Emissions. In Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.
- Meinshausen, M. (2005): On the risk of overshooting 2°C. Scientific Symposium

- “Avoiding Dangerous Climate Change” Exeter, Met Office, UK, 2 February 2005.
- Meinshausen, M., Hare, B., Wigley, T.M.L., van Vuuren, D., den Elzen, M.G.J., Swart, R. (2005): Multi-gas emissions pathways to meet climate targets. *Climatic Change*, forthcoming.
- Nassauer, O. (2005): Nuclear energy and proliferation. Nuclear Issues Paper No. 4. Berlin: Heinrich Böll Foundation.
- NERAC (Nuclear Energy Research Advisory Committee) (2002): A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. Washington, D.C.: US DOE NERAC.
- Pacala, S., Socolow, R. (2004): Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. *Science* 305 (2004) 968-972.
- Pehnt, M., Cames, M., Fischer, C., Praetorius, B., Schneider, L., Schumacher, K., Voß, J.-P. (2005): Micro Cogeneration. Towards decentralized energy systems. Berlin/Heidelberg: Springer.
- Price, R.R., Blaise, J.R., Vance, R.E. (2004): Uranium production and demand. Timely mining decisions will be needed. *NEA News* 2004 – No. 22.1.
- Rogner, H.-H. (2000): Energy Resources. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York: UNDP, 135-171.
- Rothwell, G., van der Zwaan, B. (2003): Are light-water reactor energy systems sustainable? *The Journal of Energy and Development* 29 (2003) No. 1, 65-79.
- Sailor, W.C., Bodansky, D., Braun, C., Fretter, S., van der Zwaan, B. (2000): A Nuclear Solution to Climate Change?. *Science* 288 (2000) 1177-1178.
- Schrattenholzer, L., Miketa, A., Riahi, K., Roehrl, R.A. (2004): Achieving a Sustainable Global Energy System. Identifying possibilities using long-term Energy Scenarios. ESRI Studies on the Environment, Cheltenham: Edgar Elgar.
- Shell (2002): Energy Needs, Choices and Possibilities Scenarios to 2050. Scenarios to 2050. Shell International.
- Thomas, S. (2005): The economics of nuclear power. Nuclear Issues Paper No. 5. Berlin: Heinrich Böll Foundation.
- Turkenburg, W.C. (2000): Renewable Energy Technologies. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York: UNDP, 219-272.
- UNDP (United Nations Development Programme)/UNICEF (United Nations Children's Fund) (2002): The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident. A Strategy for Recovery. A Report Commissioned by UNDP and UNICEF with the support of UN-OCHA and WHO. New York: UNDP.
- van der Zwaan, B., Rabl, A. (2004): The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy. *Energy Policy* 32 (2004) 1545-1554.
- van der Zwaan, B.C.C. (2002): Nuclear energy: Tenfold expansion or phase-out? *Technological Forecasting & Social Change* 69 (2002) 287-307.
- WBGU (German Advisory Council on Global Change) (2000): Strategies for Managing Global Environmental Risks. Berlin/Heidelberg: Springer.
- WBGU (German Advisory Council on Global Change) (2003): Climate Protection Strategies for the 21st Century: Kyoto and beyond. Special Report. Berlin: WBGU.
- WBGU (German Advisory Council on Global Change) (2004): Towards Sustainable Energy Systems. London: Earthscan.

Skróty

BAU	„business as usual” – scenariusz postępowania jak dotychczas
cap	per capita
CCS	wychwytywanie i sekwestracja węgla
CO ₂	dwutlenek węgla
ECBM	wspomaganie odzyskiwania metanu z pokładów węgla
EJ	eksadżul
EOR	intensyfikacja wydobycia ropy naftowej z zatłaczaniem CO ₂
GDP	produkt krajowy brutto
Gt	gigatona (miliard ton)
GWP	współczynnik ocieplania globalnego
HBS	Heinrich Böll Stiftung (Fundacja im. Heinricha Bölla)
HEU	wysoko wzbogacony uran
IEA	Międzynarodowa Agencja Energii
IAEA	Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej
IGCC	zintegrowany układ parowo-gazowy ze zgazowaniem paliwa
IPCC	Międzrządowy Zespół do spraw Zmian Klimatu
km	kilometr
m ²	metr kwadratowy
m ³	metr sześcienny
Mt	megatona (milion ton)
MW	megawat
OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
PLEX	wydłużenie życia elektrowni
ppm	cząsteczek na milion
ppmv	cząsteczek na milion (objętościowo)
ppt	cząsteczek na trylion
R&D	badania i rozwój
SO ₂	dwutlenek siarki
t	tona metryczna
TBq	terabekerel
Th	cieplny
TWh	terawatogodzina (miliard kilowatogodzin)
UNFCCC	Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatycznych
yr	rok
W	wat

Fundacja im. Heinricha Bölla

Fundacja im. Heinricha Bölla, bliska niemieckiej partii Zielonych, z główną siedzibą w Hackesche Höfe – w samym sercu Berlina, jest prawnie niezależną polityczną fundacją, działającą w duchu intelektualnej otwartości.

Głównym celem Fundacji jest wspieranie edukacji politycznej zarówno w Niemczech, jak i zagranicą, co oznacza promowanie demokratycznego zaangażowania, społeczno-politycznej aktywności, jak również ponadkulturowego porozumienia. Fundacja zapewnia również wsparcie dla sztuki, kultury, nauki, badań naukowych oraz współpracy na rzecz rozwoju. U podstaw jej działań leżą fundamentalne wartości polityczne: ekologii, demokracji, solidarności i nie stosowania przemocy.

Dzięki międzynarodowej współpracy z partnerami – zaangażowanymi aktualnie w blisko 100 projektów w prawie 60 krajach – Fundacja pragnie wzmocnić ekologiczną i obywatelską aktywność na poziomie ogólnoswiatowym, zintensyfikować wymianę poglądów i doświadczeń, a także uczulić naszą wrażliwość na zachodzące zmiany.

Współpraca Fundacji im. Heinricha Bölla z jej zagranicznymi partnerami w zakresie programów edukacji społeczno-politycznej ma charakter długoterminowy. Dodatkowymi ważnymi instrumentami międzynarodowej współpracy są programy wyjazdowe, wpływające na poszerzenie wymiany doświadczeń i rozwijanie kontaktów politycznych, jak również podstawowe i zaawansowane programy szkoleniowe dla zaangażowanych aktywistów.

Fundacja im. Heinricha Bölla ma około 180 etatowych pracowników oraz blisko 320 członkiń i członków świadczących pomoc materialną i niematerialną.

Ralf Fücks i Barbara Unmüßig stanowią obecnie Zarząd Fundacji. Dr Birgit Laubach piastuje stanowisko Dyrektorki Zarządzającej.

W ramach pracy edukacyjnej Fundacji działają również: Zielona Akademia (ang. Green Academy) oraz Instytut Feministyczny (ang. Feminist Institute).

Aktualnie Fundacja ma placówki w Stanach Zjednoczonych, na arabskim Bliskim Wschodzie, w Afganistanie, Bośni i Hercegowinie, Brazylii, Kambodży, Chorwacji, Czechach, Salwadorze, Gruzji, Indiach, Izraelu, Kenii, Libanie, Meksyku, Nigerii, Pakistanie, Polsce, Rosji, RPA, Serbii, Tajlandii, Turcji, a także biuro przy Unii Europejskiej w Brukseli.

W roku 2005 Fundacja dysponowała środkami publicznymi w wysokości 36 milionów euro.

Heinrich Böll Foundation, Hackesche Höfe, Rosenthaler Str. 40/41, D-10178 Berlin, Niemcy, Tel.: 030-285 340, Fax: 030-285 31 09, E-mail: info@boell.de, Internet: www.boell.de

O AUTORACH

Detlef Appel studiował geologię w Hanowerze i Wiedniu. W latach 1971-1981 był pracownikiem naukowym Uniwersytetu w Hanowerze, gdzie w roku 1979 otrzymał tytuł doktora. Od 1981 roku jest niezależnym konsultantem i inspektorem z zakresu „nauk o Ziemi i środowisku naturalnym”. Specjalizuje się w ogólnych strategiach i szczegółowych rozwiązaniach dotyczących ochrony wód gruntowych i gleby, analizach oddziaływań na środowisko, wysypiskach, opuszczonych terenach skażonych i miejscach ostatecznego składowania odpadów promieniotwórczych.

Peter Diehl jest zaangażowany w tematykę wydobywania rud uranu od 1981 roku, kiedy to wstąpił do lokalnej grupy ekologicznej występującej przeciwko budowie nowej kopalni rudy uranu w południowo-zachodniej części Niemiec. Pod koniec lat 80-tych i na początku lat 90-tych ubiegłego wieku zajmował się budowaniem sieci pomiędzy grupami ekologicznymi na terenie całej Europy, zainteresowanymi wydobywaniem uranu. Od 1995 roku prowadzi projekt WISE – Światowy Serwis Informacyjny na temat Energii (World Information Service on Energy). Jest to organizacja pozarządowa, z siedzibą w Amsterdamie, posiadająca ogólnosiwiatową sieć informacyjną dla grup sprzeciwiających się energii jądrowej.

Antony Froggatt pracuje jako niezależny konsultant ds. energetyki europejskiej. Od 1997 pracuje jako konsultant freelancowy w zakresie kwestii energetycznych i jądrowych w UE i krajach sąsiadujących. Jest autorem raportów i briefingów dotyczących tematyki polityki energetycznej na poziomie UE i globalnym, przygotowanych dla różnych organizacji, w tym: Financial Times; Grupy Zieloni/Wolny Sojusz Europejski w Parlamencie Europejskim; Eurosafe (francuskie i niemieckie agencje ds. kontroli energetyki jądrowej); Greenpeace International; Friends of the Earth - Przyjaciele Ziemi oraz WWF. Przedstawiał dowody podczas śledztw i przesłuchań w parlamentach Austrii, Niemiec oraz w Parlamencie Europejskim. Współpracował intensywnie z organizacjami ekologicznymi w Europie Wschodniej, służąc pomocą w zakładaniu sieci organizacji zajmujących się efektywnością wykorzystania energii. Regularnie wygłasza odczyty podczas konferencji i programów trenerskich w regionie i w UE. Antony Froggatt 388

przez dziewięć lat pracował dla Greenpeace International, jako kampanier i koordynator ds. energetyki jądrowej.

Jürgen Kreusch urodził się w 1952 roku. Studiował geologię w Marburgu i Hanowerze, specjalizując się w dziedzinie geofizyki, inżynierii geologicznej i hydrogeologii. Od 1980 roku wykonuje prace inspekcyjne i konsultingowe w organizacji Gruppe Ökologie e.V., dotyczące głównie składowania odpadów radioaktywnych i toksycznych odpadów chemicznych. Od 1988 roku jest również jednym z dyrektorów zarządzających w Intac GmbH - firmie zajmującej się świadczeniem usług w zakresie doradztwa, planowania strategicznego i kontroli w dziedzinie technologii i środowiska naturalnego.

Felix Christian Matthes jest doktorem nauk politycznych, posiada też tytuł inżyniera. Po latach pracy w przemyśle, od 1991 roku zatrudniony jest w biurze Freiburskiego Instytutu na rzecz Ekologii Stosowanej w Berlinie. Opublikował serię artykułów na temat niemieckiej i międzynarodowej polityki energetycznej i klimatycznej, udziela również konsultacji na szczeblu krajowym i europejskim. W latach 2000-2002 był członkiem komisji rządu niemieckiego do spraw „Trwałej (*sustainable*) Energii w Ramach Globalizacji i Deregulacji”.

Otfried Nassauer urodził się w roku 1956. Studiował teologię i założył Berlińskie Centrum Informacyjne Bezpieczeństwa Transatlantyckiego (Berlin Information Center for Transatlantic Security), którym kieruje od 1991 r. Od ponad 20 lat pracuje jako niezależny dziennikarz zajmujący się sprawami bezpieczeństwa wojskowego i międzynarodowego. Tematem jego artykułów są: broń jądrowa, polityka NATO, bezpieczeństwo europejskie, technologia wojskowa, kontrola broni, handel bronią, miny, broń małokalibrowa oraz polityka bezpieczeństwa Niemiec. Współpracuje również z licznymi stacjami telewizyjnymi i radiowymi, w roli komentatora i eksperta w dziedzinie polityki bezpieczeństwa i kontroli broni. Jest autorem i redaktorem wielu książek. Więcej informacji na temat publikacji Otfrieda Nassauera można znaleźć na stronie www.bits.de.

Wolfgang Neumann jest fizykiem. Pracuje nad zagadnieniami dotyczącymi technologii jądrowej dla Gruppe Ökologie w Institut für ökologische Forschung und Bildung e.V., w Hanowerze. Jako inspektor i rzeczoznawca doradza grupom obywatelskim, stowarzyszeniom ekologicznym, posłom do Parlamentu, agencjom i organom administracyjnym na szczeblu federalnym, państwowym i samorządowym. Jest autorem wielu opracowań i analiz w tej dziedzinie. Od 1999 roku jest członkiem komitetu „Dostawa i Likwidacja” w ramach Komisji ds. Bezpieczeństwa Reaktorów (Reactor Security Commission – RSK) i komitetu „Ochrony przed Promieniowaniem z Elektrowni” w ramach Komisji ds. Ochrony przed Promieniowaniem (Radiation Protection Commission – SSK) w niemieckim Federalnym Ministerstwie Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów. Przed objęciem tych funkcji był członkiem „Komisji ds. Promieniowania” w organizacji Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.

Gerd Rosenkranz doktoryzował się w dziedzinie inżynierii materiałowej, jest dyplomowanym inżynierem ze specjalizacją metaloznawstwo, po ukończeniu studiów podyplomowych w zakresie komunikacji, przez 20 lat pracował jako dziennikarz w redakcjach krajowych dzienników i tygodników - ostatnio do 2004 roku, przez pięć lat, jako redaktor w berlińskim biurze czasopisma Der Spiegel, gdzie zajmował się głównie tematem polityki ekologicznej i energetycznej. Od października 2004 roku jest dyrektorem ds. polityki w berlińskim biurze stowarzyszenia der Deutschen Umwelthilfe e.V

Stephen Thomas jest adiunktem przebywającym na stypendium badawczym w Międzynarodowej Jednostce Badawczej Usług Publicznych na Uniwersytecie Greenwich w Londynie, gdzie kieruje badaniami w zakresie energii. Posiada licencjat nauk ścisłych w dziedzinie chemii (Bristol). Przez ponad 20 lat pracował jako niezależny badacz w zakresie polityki energetycznej. W latach 1979-2000 był członkiem Programu Polityki Energetycznej w SPRU na Uniwersytecie Sussex a w 2001 roku spędził 10 miesięcy, jako naukowiec przebywający na stypendium badawczym, w Programie Planowania Energii w Uniwersytecie Federalnym w Rio de Janeiro. Jest członkiem rady redakcyjnej Energy Policy (od 2000 roku), 390

International Journal of Regulation and Governance (od 2001 roku), Energy and Environment (od 2002 roku) oraz Utilities Policy (od 2003 roku) oraz członkiem-założycielem sieci pracowników naukowych w krajach Europy Północnej (grupa REFORM) analizującej aspekty polityczne liberalizacji systemów energetycznych. Był członkiem zespołu powołanego przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju dla przeprowadzenia oficjalnego studium nt. ekonomicznej należytej staranności dla projektu zastąpienia czarnobylskiej elektrowni jądrowej (1997). Był członkiem międzynarodowego panelu powołanego przez południowoafrykański Departament Minerałów i Energii dla przeprowadzenia studium technicznej i ekonomicznej wykonalności nowego projektu elektrowni jądrowej – reaktora modułowego z paliwem granulowanym (2001-2002).