

ATOM JEST TAŃSZY OD OZE: "ZIELONI LOBBYŚCI POMIJAJĄ NIEKTÓRE DANE"

O prawdziwych kosztach energetyki jądrowej, nieuczciwych praktykach lobbystów OZE oraz kompatybilności atomu z rozwojem elektromobilności opowiada w rozmowie z serwisem Energetyka24 przedstawiciel Narodowego Centrum Badań Jądrowych, dr inż. Andrzej Strupczewski, prof. NCBJ.

Jakub Kajmowicz: Przeciwnicy atomu podnoszą często kwestię trudności, jakie przeżywa sektor w ostatnich latach - rosnące koszty budowy, przekraczane terminy, tarapaty finansowe wykonawców. Jaka jest tego przyczyna, czy branża atomowa może dźwignąć się z tego kryzysu?

dr inż. Andrzej Strupczewski, prof. nadzw. NCBJ: Wysokie koszty budowy i przekraczanie terminów są charakterystyczne dla budowy bloków prototypowych. W miarę nabywania doświadczenia, czasy budowy maleją. Proces ten widać wyraźnie na przykładzie bloków jądrowych budowanych we Francji, w Niemczech i w Chinach. W przypadku bloków o największej mocy – symbol N4 o mocy 1500 MWe – czasy budowy jednego bloku zmalały od 150 miesięcy do 103 miesięcy, a więc czas budowy bloku prototypowego był o 50% dłuższy, niż bloku czwartego.

Zwiększanie kosztów dla budowy bloków prototypowych wiąże się nie tylko z długimi okresami budowy, ale i z błędami w organizacji budowy, czy modyfikacjami projektów reaktorów prototypowych. Takie kosztowne poprawki wystąpiły przy budowie reaktora EPR w Olkiluoto. Wprowadzono tam wymaganie, by wykluczyć zagrożenie nagłym rozerwaniem obiegu pierwotnego w ciągu całego okresu życia elektrowni, to jest przez ponad 60 lat. By to udokumentować, cały obieg pierwotny poddano udoskonalonym badaniom ultradźwiękowym o tak wysokiej dokładności, że mogły one wykrywać nie tylko pęknięcia – których nie było – ale i pokazywać granice ziaren w mikrostrukturze stali. By wykluczyć takie wskazania, trzeba było zmniejszyć wielkość ziaren – a to oznaczało odesłanie elementów obiegu pierwotnego do ponownego przekucia i wykonania ze zmienioną technologią, dającą mniejsze ziarna. Efekt to wiele miesięcy opóźnienia montażu i znaczne koszty. Ale Finowie i francuski wykonawca elektrowni zgodzili się na to, bo bezpieczeństwo elektrowni przez 60 lat warte jest kilku miesięcy opóźnienia. Inne były powody opóźnienia i wzrostu kosztów EJ z reaktorem AP1000. Otóż dozór jądrowy w USA wprowadził wymaganie, by elektrownia jądrowa była odporna na uderzenie samolotu. Wymaganie to dotyczyło nowych elektrowni, a budowa bloków AP1000 już była wówczas w toku, więc inwestor mógł tego nowego wymagania nie uwzględniać. Ale firma Westinghouse chciała pokazać, że może to wymaganie spełnić. Trzeba więc było przerobić projekt obudowy bezpieczeństwa i dokonać zmian w już zbudowanej konstrukcji. Efekt – opóźnienia i wzrost kosztów.

W przypadku polskiej EJ, jeśli będzie ona wyposażona w reaktory EPR, to będziemy już mogli czerpać z doświadczenia z budowy przynajmniej 6 bloków – (1 w Finlandii, 1 we Francji, 2 w Chinach, 2 w Wielkiej Brytanii) a prawdopodobnie i dalszych. Podobna będzie sytuacja, jeśli wybierzemy reaktor

AP1000 – budowany w Chinach (2 bloki), w USA (2 bloki) i w Wielkiej Brytanii (2 bloki). W razie budowy reaktorów z wodą wrzącą ABWR będziemy dysponować doświadczeniem z budowy i eksploatacji 6 bloków w Japonii i dalszych w Wielkiej Brytanii. W blokach numer 7, 8 i dalszych takie problemy już nie będą występowały.

Dodatkowe trudności wynikały z powodu braków kadrowych - bo budowę elektrowni jądrowych w USA i w UE wznowiono po 20-letniej przerwie, więc wiele umiejętności technicznych i organizacyjnych trzeba było odnawiać. Polskie EJ będą budowane w czasie gdy firmy reaktorowe już będą miały za sobą rozbudowę kadr i wznowienie procesu zbierania doświadczeń oraz dobrych praktyk z budowy nowej fali bloków jądrowych.

Przy budowie bloków jądrowych w Polsce to doświadczenie będzie cennym fundamentem do przyspieszenia procesu i obniżenia jego kosztów.

Pojawiają się także tezy, mówiące o spadku udziału energetyki atomowej w globalnym miksie energetycznym. Czy to prawda? Jakie są przyczyny?

Udział procentowy energetyki jądrowej w globalnym miksie energetycznym będzie przez najbliższe dekady malał, natomiast energia elektryczna produkowana przez EJ będzie rosła. Należy tu zdawać sobie sprawę z istotnej różnicy między źródłami energii pracującymi w sposób przerywany, takimi jak wiatr i słońce, a energetyką jądrową, pracującą stale przez cały rok poza planowanymi przerwami na wymianę paliwa. Według danych niemieckich publikowanych przez wiodący w sprawach energetyki Instytut Fraunhofera średnia moc w ciągu roku dla elektrowni wiatrowych wynosi poniżej 20% mocy nominalnej, a dla elektrowni słonecznych około 10%, natomiast dla elektrowni jądrowych współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej przekracza 90%. Oznacza to, że nawet gdy zwolennicy fotowoltaiki szczytują się, że np. w Niemczech moc zainstalowana ogniw fotowoltaicznych wynosi ponad 42 GWe, to wytworzona energia elektryczna wynosi tylko 38 TWh. Średnio w 2017 roku ogniwa fotowoltaiczne pracowały więc przez czas równoważny pełnej mocy przez 904 godziny w roku. Natomiast elektrownie jądrowe o mocy 10.8 GWe wytworzyły w 2017 r. 72,14 TWh, czyli pracowały na pełnej mocy przez 6680 h rocznie. Dlatego porównywanie udziału mocy szczytowej w miksie energetycznym jest mylące. Zwolennicy OZE chętnie piszą o wielkich mocach zainstalowanych – ale nie wspominają, że nie tylko nie można liczyć na te moce, gdy ludzie ich potrzebują. Co więcej, nawet przy liczeniu całkowitej energii, produkowanej, gdy zawieje wiatr i zaświeci słońce, porównania wypadają na korzyść energetyki jądrowej, a nie źródeł pracujących w sposób przerywany.

Na jakim poziomie mogłaby ukształtować się cena energii elektrycznej z siłowni jądrowej? Innymi słowy, czy nowe bloki (biorąc pod uwagę poruszone wcześniej kwestie) wciąż mogą być konkurencyjne względem innych źródeł, na przykład odnawialnych?

Ocenę całkowitych kosztów ponoszonych przez społeczeństwo przy wytwarzaniu energii elektrycznej przeprowadziło Narodowe Centrum Badań Jądrowych w 2017 roku. W analizie uwzględniono trzy elementy składowe: 1) cenę, płaconą wytwórcy energii elektrycznej za megawatogodziny przekazywane z elektrowni do sieci przesyłowej, 2) koszty ponoszone przez odbiorców dla utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego, gdy wiatr jest silniejszy niż zwykle, lub gdy zupełnie zanika, oraz 3) koszty społeczne na pokrycie szkód w środowisku, chorób i trwałej straty zdrowia oraz skrócenia życia powodowanego przez zanieczyszczenie środowiska i wypadki przy pracy. Okazało się, że nie tylko sam koszt produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE jest większy, niż w energetyce jądrowej, ale i koszty współpracy OZE z systemem elektroenergetycznym są duże i rosną ze wzrostem udziału OZE w miksie energetycznym. W przypadku Niemiec, koszty współpracy z systemem energetycznym przy udziale 10% wynoszą dla wiatru 19 USD/MWh, dla ogniw fotowoltaicznych 35 USD/MWh a dla energetyki jądrowej 2,4 USD/MWh. Są one już przy tym stopniu penetracji OZE wysokie, bo porównywalne z ceną płaconą producentowi energii, wynoszącą od 50 USD/MWh dla

elektrowni jądrowych do 110 USD/MWh dla elektrowni wiatrowych i słonecznych. Przy udziale 30% koszty współpracy z siecią są dla energetyki jądrowej takie same, natomiast dla OZE dużo wyższe – około 43 USD/MWh dla wiatru i 82 USD/MWh dla fotowoltaiki. Nie można więc tych kosztów pomijać, co zwykle robią lobbyści OZE. A dane te pochodzą z najbardziej obiektywnego źródła – z referatu przedstawiciela Niemiec, prof. A. Vossa, zamieszczonego jako materiał referencyjny w raporcie komitetu OECD na temat kosztów energetyki niskoemisyjnej.

Germany												
Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Penetration level												
Back-up costs (adequacy)	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
Balancing costs	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
Grid connection	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Total grid-level system costs	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems © OECD 2012 NEA No. 7056

W wyniku uwzględnienia wszystkich składowych kosztów ponoszonych przez społeczeństwo okazało się, że perspektywie całego życia elektrowni najtańsza jest energia elektryczna z elektrowni jądrowych (85 USD/MWh), droższa jest energia elektryczna z elektrowni węglowych (155 USD/MWh) ze względu na koszty strat zdrowia ludzi i emisje CO₂, a energia wiatrowa (177 USD/MWh) i słoneczna (222 USD/MWh) są najdroższymi źródłami elektryczności. Cytowane opracowanie NCBJ można znaleźć na [stronie internetowej Komitetu Problemów Energetyki Polskiej Akademii Nauk](#).

Jak wygląda kwestia utylizacji zużytego paliwa, czy to problem, który może stanowić znaczący argument przeciwko budowie atomu? Pojawiają się głosy, że koszty są tutaj nierzadko wyższe od szacowanych.

Paliwo jądrowe wyładowywane jest z reaktora w chwili, gdy zawartość produktów rozszczepienia, pochłaniających neutrony i obniżających w ten sposób efektywność pracy reaktora, wynosi około 4% masy paliwa. Ale w tym wyładowywanym paliwie nadal jest około 96% uranu, stanowiącego cenny materiał rozszczepialny i około 1 % plutonu. To paliwo można oczyścić z produktów rozszczepienia i ponownie wykorzystać do produkcji nowego paliwa jądrowego. Dzieje się tak w zakładach przerobu paliwa wypalonego, pracujących w La Hague we Francji, a także w Wielkiej Brytanii, Japonii, w Rosji i w Chinach. Odzyskiwanie materiału rozszczepialnego i jego ponowne wykorzystanie czyli recykling jest zgodny z filozofią optymalnego wykorzystania zasobów naturalnych Ziemi, jaka rządzi gospodarką surowcową także w innych dziedzinach. Taka gospodarka uranowa nosi nazwę cyklu zamkniętego, bo w perspektywie dalszego rozwoju technologii pozwala na produkcję energii elektrycznej przez dziesiątki tysięcy lat w oparciu o już nagromadzone zasoby paliwa wypalonego.

Innym rozwiązaniem jest składowanie wypalonego paliwa głęboko pod ziemią, w odseparowaniu od środowiska naturalnego przy pomocy szeregu barier technicznych (wiązanie uranu w matrycach nierozpuszczalnych w wodzie, pojemniki z stali nierdzewnej, warstwy betonu itp.) i barier naturalnych (pokłady solne lub granitowe o grubości 600 i więcej metrów). Są to tzw. składowiska głębokie, które po napełnieniu zostają zamknięte i pozostają niedostępne głęboko pod ziemią, nie wymagając ani ochrony ani dostarczania energii. Nie powodują one wydatków ani na personel obsługi, ani na energię. Obsługa potrzebna jest tylko w czasie około 100 lat, dopóki składowisko głębokie nie zostanie napełnione i zamknięte. Takie rozwiązanie przyjęto w Finlandii i w Szwecji, a w Niemczech, we Francji i w USA prowadzone są prace potwierdzające przydatność wytypowanych już pokładów geologicznych

do przyjęcia tam składowisk głębokich. Koszty wynoszące około 4 euro/MWh są małą częścią kosztu produkcji energii elektrycznej w chwili obecnej (50 euro/MWh) a jeszcze mniejszą częścią kosztów przewidywanych w następnych dekadach. Tak więc twierdzenia o kosztach „które trzeba ponieść przez 100 000 lat” są niczym nie uzasadnione. Problem odpadów jest obecnie głównie problemem pozornym, rozdmuchiwany przez przeciwników energetyki jądrowej, a nie problemem technicznym lub finansowym, bo potrzebne technologie są znane i sprawdzone, a środki finansowe są zapewnione.

Koszty obu wariantów są podobne, nieco wyższe obecnie w przypadku cyklu zamkniętego, ale stanowią one małą część kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Według przyjętego w Polsce prawa, posiadacz elektrowni jądrowej musi zapewnić fundusze na demontaż elektrowni i na bezpieczne przechowywanie odpadów radioaktywnych. Wysokość tych opłat jest ustalona w Polsce na poziomie wyższym, niż w praktyce innych krajów.

Czy elektromobilność i atom, to projekty, które mogą się wzajemnie uzupełniać?

Tak. Jeśli przyjmiemy, że w Polsce będzie jeździć milion samochodów z napędem elektrycznym zużywających tyle samo energii (w dżulach) na samochód rocznie co obecnie zużywają samochody z napędem benzynowym, to łatwo stwierdzić, że zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie o około 10% w stosunku do obecnego, czyli potrzeba będzie nowych elektrowni o mocy około 4000 MWe. Według optymistycznych ocen, moc elektrowni węglowych uda się utrzymać na obecnym poziomie do 2030 roku, potem będzie spadać. Natomiast zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie rosło. Wprowadzenie elektromobilności zwiększy tempo tego wzrostu – elektrownie jądrowe będą potrzebne.

Pańskim zdaniem podołamy wymaganiom europejskiej polityki klimatycznej, jeżeli nie wybudujemy atomu?

Europejska polityka klimatyczna wymaga redukcji emisji CO₂. Atom jest największym obecnie bezemisyjnym źródłem energii elektrycznej, co potwierdzają zarówno uchwały Parlamentu Europejskiego jak i raporty IPCC. Jeśli naszemu rządowi uda się przekonać Komisję Europejską, by uwzględniła średnie emisje z energetyki, to atom jest najlepszym rozwiązaniem dla Polski.

Panie Profesorze, ostatnie pytanie - wierzy Pan, że doczekamy się kiedyś polskiej elektrowni atomowej?

Szczerze - TAK!

Dziękuję za rozmowę.