

Janusz SOWIŃSKI*

Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych

STRESZCZENIE. W artykule zaprezentowano przegląd technologii stosowanych w nowoczesnych elektrowniach jądrowych. Przeanalizowano koszty wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem różnych typów reaktorów. Przedstawiono model decyzyjny inwestycji w warunkach ryzyka i wykorzystano go do wyznaczenia krytycznej (progowej) wartości ceny energii elektrycznej, powyżej której opłaca się inwestować w budowę elektrowni jądrowej. Przedstawiono rezultaty własnych oszacowań.

SŁOWA KLUCZOWE: elektrownia jądrowa, koszty wytwarzania, inwestycja

Wprowadzenie

Obecnie energetyka jądrowa jest jednym z najważniejszych źródeł energii elektrycznej. Zaspokaja ona około 16% światowego zużycia energii elektrycznej, a w Unii Europejskiej udział ten wynosi aż 30% (pracują 153 bloki) [1]. Największa liczba reaktorów znajduje się w Stanach Zjednoczonych, gdzie pracują 103 reaktory produkując rocznie około 527 TW·h energii. W Europie najwięcej reaktorów posiada Francja, bo aż 59 (produkują rocznie 260 TW·h). W Polsce do tej pory nie zbudowano elektrowni jądrowej, choć takie plany są od wielu lat.

* Dr inż. – Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska, Częstochowa.

Elektrownie jądrowe charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i niskimi kosztami eksploatacyjnymi. Szacowanie kosztów elektrowni jądrowej wymaga uwzględnienia również kosztów demontażu elektrowni i kosztów składowania odpadów radioaktywnych. Jednocześnie brak w elektrowniach atomowych emisji zanieczyszczeń, głównie dwutlenku węgla, jest ich dużą zaletą. Nie przyczyniają się one do globalnego ocieplenia klimatu. Elektrownie jądrowe unikają kosztów podatków węglowych i kosztów handlu pozwoleniami na emisję dwutlenku węgla, będących ważnym składnikiem tzw. kosztów zewnętrznych.

1. Technologie jądrowe

Najczęściej budowanymi typami reaktorów energetycznych w elektrowniach jądrowych są:

- ✧ reaktory lekkowodne (LWR – *Light Water Reactor*) – paliwem uran wzbogacony, moderatorem i chłodziwem – lekka woda (H_2O). Do tej grupy należą: reaktory wodne ciśnieniowe (PWR – *Pressurized Water Reactor* lub WWER) – wysokie ciśnienie nie dopuszcza do wrzenia wody, oraz reaktory wodne wrzące (BWR – *Boiling Water Reactor*) – woda w postaci pary w wyniku wrzenia w reaktorze;
- ✧ reaktory ciężkowodne (HWR – *Heavy Water Reactor*) w nowych konstrukcjach chłodziwem jest woda (H_2O), a moderatorem jest ciężka woda (D_2O), odmianą tych reaktorów jest CANDU (*Canadian Deuterium Uranium Reactor*);
- ✧ reaktory gazowe (GCR – *Gas-Cooled Reactor* i AGR – *Advanced Gas-Cooled Reactor*) – moderatorem grafit, chłodziwem gaz np. dwutlenek węgla;
- ✧ reaktory wysokotemperaturowe (HTR – *High Temperature Reactor*) – chłodziwem gaz np. hel;
- ✧ reaktory powielające na neutronach prędkich (FBR – *Fast Breeder Reactor*) – rozszczepienie realizują neutrony prędkie, chłodziwem ciekły metal np. sód (Na), prowadzone są prace nad reaktorem chłodzonym ciekłym ołowiem (Pb).

2. Parametry techniczne reaktorów jądrowych

Wczesne konstrukcje reaktorów, czyli tzw. reaktory Generacji I, były pojedynczymi egzemplarzami, np. Fermi I, Magnox. Reaktory Generacji II, do której należą PWR, BWR, WWER, CANDU i AGR, były projektowane z myślą o komercyjnym wykorzystaniu. Wybrane parametry reaktorów wodnych, pracujących z powodzeniem od wielu lat w elektrowniach, zaprezentowano w tabeli 1 na podstawie [2, 10]. W reaktorach paliwem jest dwutlenek uranu. W reaktorach lekkowodnych średnia sprawność zazwyczaj zawiera się w przedziale 30–35%, a dla reaktorów ciężkowodnych może być poniżej 30%.

TABELA 1. Podstawowe parametry wybranych reaktorów wodnych typu PWR, BWR i CANDU

TABLE 1. Basic parameters of selected water reactors PWR, BWR and CANDU

Wyszczególnienie	Jednostka	Typ reaktora		
		PWR	BWR	CANDU
Moc cieplna reaktora	MW	3 411	3 579	2 140
Moc elektryczna bloku	MW	1 100	1 220	600
Sprawność elektrowni	%	32	34	28
Materiał paliwowy	–	UO ₂	UO ₂	UO ₂
Całkowita masa paliwa	Mg	98	155	95
Gęstość mocy w rdzeniu	MW/m ³	98	54	12
Średnie wypalenie paliwa	MW·d/kg	32	28,4	7
Moderator/chłodziwo	–	H ₂ O	H ₂ O	D ₂ O
Strumień masy chłodziwa	m ³ /s	17	13	11
Średnie ciśnienie chłodziwa	MPa	15,5	7	11
Temperatura na wejściu	°C	289	216	267
Temperatura na wyjściu	°C	325	288	312
Temperatura koszuli	°C	347	304	362
Temperatura wewnątrz pręta paliwowego	°C	2 282	1 832	2 110

Źródło: [2, 10]

Reaktory wodne ciśnieniowe charakteryzują się wzrostem gęstości mocy w rdzeniu i wzrostem wypalenia paliwa wraz ze wzrostem mocy reaktora. Do grupy reaktorów PWR należą instalowane od lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku głównie w Rosji reaktory WWER, których parametry zaprezentowano w tabeli 2 [2, 10]. W obecnie projektowanych reaktorach wodnych średnie wypalenie paliwa jest osiągnięte na poziomie 40–50 MW·d/kg U.

W reaktorach wysokotemperaturowych typu HTR paliwem są tlenki lub węgliki uranu i toru, a chłodziwem hel. Reaktory HTR rozwijane były głównie w USA i Niemczech. Obecnie prowadzone są prace w Republice Południowej Afryki (reaktor PBMR), w Japoni (doświadczalny reaktor wysokotemperaturowy o mocy 30 MWt) i w Chinach (doświadczalny reaktor HTR-10 o mocy 10 MWt). Podstawowe parametry różnych typów reaktora HTR Generacji II zaprezentowano w tabeli 3 (źródło [2, 10]).

Obecnie w zastosowaniach komercyjnych wykorzystywane są zaawansowane reaktory lekkowodne (ALWR), tzw. reaktory Generacji III (poprawiona technologia wykorzystania paliwa, zastosowanie pasywnych systemów bezpieczeństwa), których przykładowymi konstrukcjami są ABWR, System 80+, APWR i AP 600. Wdrażane są ewolucyjne reaktory Generacji III+, o zaawansowanych pasywnych systemach bezpieczeństwa, m.in. ACR-1000 (*Advanced CANDU Reactor*), AP 1000, ESBWR i EPR. Po roku 2030 mogą znaleźć zastosowanie wysoko ekonomiczne, o zwiększonym bezpieczeństwie, zminimalizowanej ilości

TABELA 2. Podstawowe parametry wybranych reaktorów wodnych ciśnieniowych typu WWER

TABLE 2. Basic parameters of selected pressurized water reactors WWER

Wyszczególnienie	Jednostka	Typ reaktora		
		WWER-210	WWER-440	WWER-1000
Moc cieplna reaktora	MW	760	1 373	3 000
Moc elektryczna bloku	MW	210	440	1 000
Liczba pętli	–	6	6	4
Całkowita masa paliwa	Mg	38	42	66
Gęstość mocy w rdzeniu	MW/m ³	46	84	111
Średnie wypalenie paliwa	MW·d/kg	13	28	40
Strumień masy chłodziwa	m ³ /s	10	11	21
Średnie ciśnienie chłodziwa	MPa	10	12,5	16
Temperatura na wejściu	°C	250	270	288
Temperatura na wyjściu	°C	269	301	322
Wydajność wytwornicy pary	t/h	230	425	1 450
Ciśnienie pary	MPa	3,3	4,5	6,4
Temperatura pary	°C	238	259	278,5

Źródło: [2, 10]

TABELA 3. Podstawowe parametry wybranych reaktorów wysokotemperaturowych HTR

TABLE 3. Basic parameters of selected high temperature reactors HTR

Wyszczególnienie	Jednostka	Typ reaktora		
		AVR (Niemcy)	THTR (Niemcy)	Fort St. Vrain (USA)
Moc cieplna reaktora	MW	46	750	837
Moc elektryczna bloku	MW	15	300	330
Materiał paliwowy	–	tlenki U-Th	tlenki U-Th	tlenki U-Th
Gęstość mocy w rdzeniu	MW/m ³	2,3	6,0	6,3
Rodzaj chłodziwa	–	He	He	He
Średnie ciśnienie chłodziwa	MPa	1,1	4,0	4,8
Temperatura na wejściu	°C	270	270	400
Temperatura na wyjściu	°C	950	750	785

Źródło: [2, 10]

odpadów i zabezpieczone przed proliferacją materiałów rozszczepialnych reaktory Generacji IV: GFR (*Gas-Cooled Fast Reactor*, reaktor na neutronach prędkich chłodzony helem), LFR (*Lead-Cooled Fast Reactor*, reaktor na neutronach prędkich chłodzony ołowiem), MSR (*Molten Salt Reactor*, reaktor chłodzony stopionymi solami), SFR (*Sodium-Cooled Fast Reactor*, reaktor prędkie chłodzony sodem), SCWR (*Supercritical-Water-Cooled Reactor*, nadkrytyczny reaktor wodny) i VHTR (*Very-High-Temperature Reactor*, reaktor wysokotemperaturowy). Obecne i przyszłe konstrukcje nowoczesnych reaktorów, które uzyskały certyfikaty US *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) przedstawia tabela 4. Trwają prace nad

TABELA 4. Nowoczesne konstrukcje reaktorów

TABLE 4. Modern constructions of reactors

Konstrukcja	Dostawca	Moc i typ	Uwagi
ABWR	General Electric	1 350 MW BWR	Pracuje w Japonii, budowany na Tajwanie
AP 600 AP 1000	Westinghouse	610 MW PWR 1 090 MW PWR	Wymagane dodatkowe prace konstrukcyjne przed wdrożeniem
SWR 1000	Framatome Advanced Nuclear Power (ANP)	1 013 MW BWR	Zaprojektowany z uwzględnieniem europejskich wymagań
CANDU ACR-700	Atomic Energy Company Limited (AECL) Technologies Inc., US	753 MW HWR	Kanada, Argentyna, Rumunia, Południowa Korea, Chiny i Indie
Simplified Boiling Water Reactor (ESBWR)	General Electric	1 380 MW BWR	Wdrożenie po roku 2010
PBMR	British Nuclear Fuels (BNFL)	110 MW Modular pebble bed	Projekt pilotażowy w RPA
GT-MHR	General Atomic, AtomEnerg, Framatome i Fudzi	288 MW Prismatic graphite	Licencja na konstrukcję w Rosji
International Reactor Innovative and Secure (IRIS) Project	Westinghouse	100–300 MW PWR	Do wdrożenia ok. 2012–2015
European Pressurized Water Reactor (EPR)	Framatome – ANP	1 545–1 750 MW PWR	Zamówiony przez Finlandię
System 80+	ABB Combustion Engineering (przejęte obecnie przez Westinghouse)	1 000 MW PWR	Zbudowany w Korei Południowej
Advanced Fast Reactor; Power Reactor Innovative Small Module (AFR; PRISM)	General Electric, Argonne National Laboratory	300–600 MW sodium-cooled	Brak wdrożenia

Źródło: [13]

wdrożeniem reaktorów Generacji III+, które mają charakteryzować się niższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej (nie wszystkie uzyskały certyfikaty NRC), a US Department of Energy (DOE) prowadzi badania nad konstrukcją reaktorów Generacji IV.

Obecnie dostępnych jest na rynku kilka wiodących projektów reaktorów atomowych:

- ❖ EPR (*European Pressurized Reactor*, 1600 MW) firmy AREVA i Siemens AG (SWR-1000),
- ❖ ABWR (*Advanced Boiling Water Reactor*, 1350 MW) i ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*, 1550 MW) firmy General Electric,
- ❖ AP1000 firmy Westinghouse Electric Company,
- ❖ CANDU 6 (*CANada Deuterium Uranium*, PHWR), Kanada,
- ❖ WWER 1000 (*Water-Water Energetic Reactor*, PWR), Rosja.

Do niedawna zrealizowane inwestycje wymagały czasu budowy elektrowni jądrowej dłuższego niż 10 lat. Obecnie główni dostawcy planują czas konstrukcji reaktora nawet krótszy niż 4 lata, np. 3,5 roku dla CANDU ACR-1000, 5 lat dla AP1000 i 4 lata dla EPR. Rzeczywistość weryfikuje powyższe zapowiedzi i tak np. realizowana w Olkiluoto 3 w Finlandii budowa reaktora EPR 1600 MW z planowanym terminem oddania do użytku w roku 2009 jest już obecnie opóźniona około 2 lata. Koszt planowany inwestycji wyniesie 3,7 mld euro. Drugim realizowanym reaktorem EPR jest reaktor w elektrowni Flamanville we Francji. Termin ukończenia inwestycji przewidziano na 2012 rok, oczekiwany czas budowy 54 miesiące, koszt 3,3 mld euro.

Budowa reaktora EPR 1600 MW w Olkiluoto, Finlandia, wspierana jest przez rząd w różnych formach (odpowiednia polityka kredytowa, gwarancje kredytowe i preferencje finansowe).

3. Analiza ekonomiczna technologii jądrowych

Proces inwestycyjny elektrowni jądrowej jest długotrwały, toteż ważnym czynnikiem jest zarządzanie nakładem inwestycyjnym. Uwzględnienie zamrożenia kapitału wpływa na konkurencyjność technologii jądrowych. Z tego powodu wybór stopy dyskonta jest jednym z najbardziej wrażliwych parametrów wpływających na wynik obliczeń efektywności takiego projektu inwestycyjnego. Zgrubnie można oszacować, że nakłady inwestycyjne stanowią prawie $\frac{3}{4}$ kosztu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej.

Obecnie amerykańska firma Moody's Investors Service (MIS), specjalizująca się w analizach finansowych, szacuje zdyskontowane koszty budowy nowej elektrowni jądrowej na więcej niż 7000 USD/kW. Jeśli porównuje się koszty z kosztami elektrowni wiatrowej, około 2000 USD/kW, to wydają się one wysokie. Ale jeśli weźmie się pod uwagę możliwe do osiągnięcia w tych elektrowniach stopnie wyzyskania mocy zainstalowanej, odpowiednio 0,9 dla elektrowni jądrowej i około 0,25–0,35 dla elektrowni wiatrowej, to ta różnica zanika. Oceny MIS dotyczące kosztami elektrowni jądrowej wydają się być zawyżone, bo np. pod-

pisany kontrakt na budowę dwóch bloków AP1000 w elektrowni Virgil C. Summer w USA opiewa na 4,9 mld/USD na każdy blok.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych charakteryzują się niższym udziałem kosztów paliwa, a wyższym udziałem kosztów eksploatacyjnych w stosunku do elektrowni konwencjonalnych. Dodatkowymi kosztami elektrowni jądrowych są koszty ochrony obiektów, kontroli pracowników i zapewnienia bezpieczeństwa pracy elektrowni. Koszty te są wyższe niż w elektrowniach konwencjonalnych. Różne źródła podają udział kosztu paliwa uranowego w kosztach eksploatacyjnych elektrowni jądrowych na poziomie od 16 do 28%. Z tego powodu dwukrotny wzrost ceny paliwa uranowego skutkuje około 7% wzrostem kosztu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Cena paliwa uranowego, zależna od ceny uranu naturalnego, znacznie się waha w ostatnich latach. Na rynku amerykańskim w roku 2005 cena uranu wynosiła 44 USD/kg (100%), w 2007 r. osiągnęła nawet 250 USD/kg (568%), a w 2008 r. spadła do 130 USD/kg (295%).

Budowa nowych reaktorów będzie wymagała nakładów inwestycyjnych w zakresie wydobywania rud uranu i przedsiębiorstw produkujących paliwo uranowe. Cykl inwestycyjny w przypadku kopalni rud uranu to okres około 10-letni. Może spowodować to dalszy wzrost cen paliwa uranowego.

Transport i składowanie odpadów radioaktywnych to dodatkowe koszty w produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych. Zależą one od sposobu realizacji procesu składowania, np. w USA spółki wytwórczo-dystrybucyjne doliczają do rachunków za energię elektryczną dodatkową opłatę (około jedna dziesiąta centa na kW·h) i odpady składowane są na stałe, we Francji większość odpadów podlega ponownej obróbce, a część jest składowana z możliwością dostępu w celu przetworzenia w przyszłości, natomiast w Szwecji stosowany jest tzw. proces KBS-3.

Okres eksploatacji elektrowni ustalany jest na około 40–60 lat i w większości przypadków elektrownia ma zabezpieczyć odpowiednie fundusze na demontaż obiektu. W USA koszty demontażu elektrowni szacuje się na co najmniej 300 mln USD.

W MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) [8] oszacowano koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych na poziomie 0,067 USD/kW·h. Przytaczane oszacowanie IEA (*International Energy Agency*) dla 2005 roku w dokumencie [4] wynoszą 0,04–0,045 EUR/kW·h dla elektrowni z reaktorami LWR. Analizę kosztów wytwarzania energii elektrycznej wykonała w 2004 roku *The Royal Academy of Engineering*, UK [12] wyliczając dla elektrowni jądrowych wartość 0,023 £/kW·h.

4. Analiza efektywności ekonomicznej elektrowni jądrowych w warunkach ryzyka

Analiza ekonomiczna nowych inwestycji musi uwzględniać ryzyko związane z niepewnością kształtowania się przyszłych przychodów elektrowni jądrowych. W realiach

zliberalizowanego rynku energii ryzykiem, związanym z nakładem inwestycyjnym, z rezultatami sprzedaży energii elektrycznej, z ceną paliwa itp., jest obciążony dostawca energii elektrycznej, czyli elektrownia, a w niewielkim stopniu odbiorcy.

W celu analizy efektywności inwestowania wykorzystano model decyzyjny inwestycji, opisany w [5, 11]. W modelu wartość opcji inwestowania oznaczono $F(V)$. Jest to wartość maksymalna z oczekiwanej wartości zaktualizowanej inwestycji:

$$F(V) = \max \varepsilon [(V_T - I) e^{-\rho T}] \quad (1)$$

gdzie: V – wartość projektu,
 I – nakład inwestycyjny zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji inwestycji,
 ε – oznaczenie wartości oczekiwanej,
 T – czas, w którym inwestycja ma być oddana do użytkowania,
 ρ – stopa dyskonta.

Równanie Bellmana można zapisać w postaci:

$$\rho F dt = \varepsilon (dF) \quad (2)$$

Wartość projektu jest funkcją przychodu $V(P)$, toteż wartość opcji inwestowania również jest funkcją przychodu $F(P)$. Założono, że przychód P można zamodelować procesem Wienera zgodnie z równaniem geometrycznych ruchów Browna z trendem (tzw. równaniem dyfuzji):

$$dP = \alpha P dt + \sigma P dz \quad (3)$$

gdzie: dz – inkrement procesu Wienera.

Przychód z projektu inwestycyjnego zmienia się z trendem o współczynniku zmian równym α , a składnik losowy zależy od wartości współczynnika odchylenia standardowego σ względnych zmian przychodów, który jest zarazem miarą niepewności. Z równania Bellmana, wykorzystując w przekształceniach lemat Ito, otrzymuje się następujące równanie różniczkowe:

$$\frac{1}{2} \sigma^2 P^2 F''(P) + (r - \delta) P F'(P) - r F(P) = 0 \quad (4)$$

Aby rozwiązanie miało sens należy założyć, że $\alpha < \rho$, czyli $\delta = \rho - \alpha > 0$. Rozwiązanie można przewidywać jako kombinację liniową dwu liniowo niezależnych rozwiązań:

$$F(P) = A_1 P^{\beta_1} + A_2 P^{\beta_2} \quad (5)$$

A_1, A_2 – współczynniki, których wartości należy wyznaczyć,

β_1, β_2 – pierwiastki równania charakterystycznego dla równania (4) przyjmującego postać $\frac{1}{2}\sigma^2\beta(\beta-1) + (r-\delta)\beta - r = 0$.

Ponieważ wyższe wartości przychodu P czynią opcję inwestowania atrakcyjniejszą, stąd należy wyznaczyć wartość graniczną P^* , powyżej której opłaca się inwestować natychmiast. Z warunku:

$$F(0) = 0 \quad (6)$$

wynika wartość współczynnika $A_2 = 0$.

Wartość opcji inwestowania musi równać się wartości zaktualizowanej inwestycji:

$$F(P^*) = V(P^*) - I \quad (7)$$

Wykresy $F(P)$ i $V(P) - I$ powinny być styczne w punkcie P^* , czyli:

$$F'(P^*) = V'(P^*) \quad (8)$$

Z powyższych warunków, biorąc pod uwagę równanie (5), można wyznaczyć:

$$P^* = \frac{\beta_1}{\beta_1 - 1} \delta I \quad (9)$$

oraz

$$A_1 = (\beta_1 - 1)^{\beta_1 - 1} \frac{I^{-(\beta_1 - 1)}}{(\delta \beta_1)^{\beta_1}} \quad (10)$$

Jeśli założy się wartość produkcji i oszacuje koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej, to na podstawie wartości P^* można wyznaczyć krytyczną (progową) cenę energii elektrycznej c_e^* , powyżej której opłaca się inwestować w budowę elektrowni. Dane potrzebne do wyliczenia krytycznej ceny dla przykładowych technologii jądrowych przedstawiono w tabeli 5, natomiast rezultaty obliczeń w tabeli 6. Analizie poddano następujące technologie: elektrownia jądrowa z reaktorem wodnym LWR (*Light Water Reactor*) – ciśnieniowym PWR (*Pressurized Water Reactor*) lub wrzącym BWR (*Boiling Water Reactor*), elektrownia jądrowa z reaktorem wodnym nowej generacji ELWR (*Evolutionary Light Water Reactor*), elektrownia jądrowa z reaktorem ciężkowodnym ciśnieniowym PHWR (*Pressurised Heavy-Water Reactor*).

Analiza wyników zamieszczonych w tabeli 6 wskazuje na niewielkie różnice w krytycznych wartościach ceny energii elektrycznej dla elektrowni jądrowych. Najkorzystniejszą technologią okazuje się reaktor wodny nowej generacji ELWR. Decydują o tym niższe jednostkowe nakłady inwestycyjne i korzystny rozkład nakładu inwestycyjnego

w czasie budowy reaktora, zmniejszający zamrożenie kapitału. Wraz ze wzrostem niepewności, której miarą jest zwiększająca się wartość odchylenia standardowego, zwiększają się wartości krytyczne ceny energii elektrycznej dla wszystkich technologii.

Oszacowania z tabeli 6 można porównać z kosztami wytwarzania energii elektrycznej podawanymi w [7] i [9]. Kocot H. i Korab R. [7] szacują koszty wytwarzania w elektrowniach jądrowych w zakresie od 0,18 zł/kW·h do 0,23 zł/kW·h, potwierdzając oszacowania z tabeli 6. Musiał K. [9] prezentuje mniejsze wartości kosztów wytwarzania energii elektrycznej: dla reaktora EPR 0,132 zł/kW·h, a dla reaktora AP-1000 wartość 0,123 zł/kW·h. Technologie jądrowe stają się konkurencyjną opcją wytwarzania energii elektrycznej w porównaniu do innych technologii, szczególnie jeśli w obliczeniach uwzględnia się koszty zewnętrzne.

Podsumowanie

Liberalizacja rynku energii elektrycznej sprawia, że elektrownie jądrowe stają się mało atrakcyjną opcją dla inwestorów. Obecnie elektrownie muszą zadowolić się kontraktami krótkoterminowymi na hurtowym rynku energii. Duże nakłady utopione inwestycji i trudne do przewidzenia przychody odstraszały inwestorów od kapitałochłonnych elektrowni jądrowych. Preferowane są elektrownie o niskich kosztach inwestycyjnych, nawet przy wysokich kosztach eksploatacyjnych.

TABELA 5. Wybrane parametry techniczno-ekonomiczne elektrowni jądrowych

TABLE 5. Selected technical-economic parameters of nuclear power plants

Wyszczególnienie	Jednostka	Reaktory		
		LWR	ELWR	PHWR
Moc	MW	1000	1350	881
Nakład inwestycyjny jednostkowy	zł/kW	10 880	9 330	10 435
Nakład inwestycyjny NI	mln zł	10879,7	12596	9193,6
Czas budowy	lata	8	8	8
Udział NI w roku 0	-	0,2	0,163	0,025
Udział NI w roku -1	-	0,15	0,155	0,075
Udział NI w roku -2	-	0,16	0,163	0,1
Udział NI w roku -3	-	0,18	0,182	0,125
Udział NI w roku -4	-	0,14	0,177	0,175
Udział NI w roku -5	-	0,09	0,098	0,175

Udział NI w roku -6	-	0,05	0,032	0,125
Udział NI w roku -7	-	0,02	0,02	0,1
Udział NI w roku -8	-	0,01	0,01	0,1
Nakład inwestycyjny I (tzw. overnight cost, stopa dyskonta 8%)	mln zł	13 384,3	15 595,9	13 148,2
Koszty razem	0,001 zł/kW·h	92	92,4	94,4
W tym: koszty paliwa i eksploatacyjne	0,001 zł/kW·h	14,4	18,1	9,8
Stopień wyzyskania mocy zainstalowanej	-	0,75	0,75	0,75
Roczna produkcja energii elektrycznej	GW·h	6 570	8 870	5 788
Koszty roczne razem	mln zł	604,4	819,5	546,4
W tym: koszty paliwa i eksploatacyjne	mln zł	94,6	160,5	56,7
Okres eksploatacji	lata	40	40	40

Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 6] i bazy ETDE

Natomiast przedstawione obliczenia wykazują, że elektrownie jądrowe są konkurencyjne w stosunku do innych technologii wytwarzania energii elektrycznej, nawet przy założeniu dużej niepewności kształtowania się przyszłych przychodów elektrowni.

Polityka energetyczna Polski zakłada budowę elektrowni jądrowej po 2010 roku. Decyzja o budowie musi być poprzedzona programem informacyjnym i dotarciem do społeczeństwa z rzetelnymi argumentami promującymi energetykę jądrową. Z uwagi na wysokie nakłady inwestycyjne projekt budowy elektrowni jądrowej musi być wspomagany przez rządowe rozwiązania, stosowane również przez inne państwa, a dotyczące polityki finansowo-podatkowej związanej z przedsięwzięciem i zabezpieczeniami zmniejszającymi ryzyko inwestora.

TABELA 6. Krytyczne wartości ceny energii elektrycznej w funkcji miernika niepewności σ (odchylenie standardowe) [zł/kW·h]

TABLE 6. Critical values of electricity price as a function of the uncertainty measure σ (standard deviation) [zł/kW·h]

Typ reaktora	Wielkość σ	Wartość						
		0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
LWR	Cena c_e^* [zł/kW·h]	0,177	0,183	0,200	0,222	0,249	0,280	0,315
ELWR		0,159	0,164	0,178	0,197	0,221	0,248	0,278
PHWR		0,192	0,199	0,217	0,242	0,272	0,307	0,346

Źródło: opracowanie własne

Artykuł opracowano w ramach projektu MNiSzW Nr N511 024 32/4191.

Literatura

- [1] CELIŃSKI Z., 2004 – Energetyka jądrowa w świecie (stan obecny i perspektywy). Raport Energetyki.
- [2] CELIŃSKI Z., STRUPCZEWSKI A., 1984 – Podstawy energetyki jądrowej. WNT, Warszawa.
- [3] CIE Centrum Informatyki Energetyki, 1995 – Nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej, Warszawa.
- [4] Commission of the European Communities, 2007 – An Energy Policy for Europe, Brussels, 10.1.2007, COM.
- [5] DIXIT A.K., PINDYCK R.S., 1994 – Investment under Uncertainty, Princeton University Press.
- [6] GOLEC T., RAKOWSKI J., ŚWIRSKI J., 2004 – Perspektywy postępu technicznego w wytwarzaniu energii elektrycznej przy wykorzystaniu węgla kamiennego, węgla brunatnego i gazu ziemnego z uwzględnieniem efektu środowiskowego. Elektroenergetyka nr 1 (48), s. 16–26.
- [7] KOCOT H., KORAB R., 2007 – Koszty zewnętrzne technologii elektroenergetycznych – metodyka wyznaczania. XIII Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej REE'07, Kazimierz Dolny, 9–11 maja, s. 167–174.
- [8] MIT, 2003 – The Future of Nuclear Power, Massachusetts Institute of Technology, ISBN 0-615-12420-8.
- [9] MUSIAŁ K., – Porównanie technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. „Energoprojekt Katowice” S.A.
- [10] Poradnik inżyniera elektryka, 1997 – WNT, Warszawa.
- [11] SOWIŃSKI J., 2006 – Ocena konkurencyjności inwestycji w sferze wytwarzania energii elektrycznej w warunkach niepewności. Przegląd Elektrotechniczny 9, s. 89–91.
- [12] The Royal Academy of Engineering, 2004 – The Costs of Generating Electricity, ISBN 1-903496-11-X
- [13] TOLLEY G.S., JONES D.W. i in., 2004 – The Economic Future of Nuclear Power. The University of Chicago.

Janusz SOWIŃSKI

Analysis of electricity production costs in the nuclear power plants

Abstract

The paper presents the survey of technologies applied in modern nuclear power plants. Cost analysis of the nuclear power plants is worked out. The decision-making model of an investment under uncertainty is presented. The model is applied to calculation of the critical price of electricity. If the current price of electricity is greater than the critical value then the construction of the nuclear power plant is a profitable investment. Some results of calculation are presented.

KEY WORDS: nuclear power plant, production cost, investment