

Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała,
dr hab. inż. Artur Wyrwa,
Wydział Energetyki i Paliw, AGH
dr inż. Stanisław Tokarski,
Centrum Energetyki AGH/GIG

Uśrednione koszty energii elektrycznej dla technologii klasycznych

Rozważania na temat perspektyw rozwoju energetyki powinny opierać się na pewnych przesłankach, dotyczących m. in. kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W czasach monopoli, gdy o rozwoju decydował centralny planista, koszty były najważniejszym czynnikiem. Obecnie, w sytuacji rynku energii o doborze technologii powinny decydować kryteria biznesowe, ale wobec zasad polityki klimatycznej, stają się kryterium drugorzędym. Podstawowym jest wybór technologii o niskich lub zerowych emisjach dwutlenku węgla. Niemniej koszty technologii, zwłaszcza perspektywicznych są jednym z ważniejszych czynników branych pod uwagę przy wskazywaniu kierunków rozwoju energetyki¹.

Porównywanie kosztów różnych technologii wytwarzania wymaga stosowania pewnych miar obiektywnych, które dadzą wyniki wiarygodne i pozwalające określić przewagi jednych nad drugimi. Miary takie nie są jednak jednoznaczne, czyli w pełni obiektywne. Wyniki są zależne od przyjętych założeń, danych, czy zasad obliczania. Taką miarą są m. in. uśrednione jednostkowe koszty energii elektrycznej². Jest to średni jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej za cały okres funkcjonowania instalacji, od rozpoczęcia

budowy do jej likwidacji po zakończeniu eksploatacji. Koszt ten odpowiada cenie energii elektrycznej, jaka pozwala na uzyskanie przychodów gwarantujących efektywność inwestycji na poziomie zerowych zysków nadzwyczajnych, ale z zyskami pokrywającymi koszt kapitału. Cena taka to średnia, przy której Net Present Value będzie równe zero. Analiza średniego kosztu pozwala uniknąć problemów porównywania technologii o różnych paliwach, proporcjach kosztów stałych i zmiennych, a wreszcie różnych czasach życia instalacji.

Porównanie uśrednionych kosztów jednostkowych jest pomocne przy ocenie ekonomiki wytwarzania i generalnie przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, czy rozwojowych dla całego systemu paliwowo-energetycznego, choć nie są to wskaźniki mające decydujące znaczenie.

■ Metoda obliczania kosztów uśrednionych

Koszt uśredniony jest obliczany jako zdyskontowana suma składników

¹ Artykuł bazuje na opracowaniu [1]

² Koszty te w literaturze angielskojęzycznej są nazywane: Levelised Costs Of Electricity (LCOE), Levelized Unit Electricity Cost (LUEC), Levelized Energy Cost (LEC)

³ DCF - discounted cash flow

kosztów³ podzielona przez zdyskontowaną wielkość produkcji. Uwzględniane składniki to najczęściej:

- nakłady inwestycyjne, zazwyczaj szacowane na podstawie wskaźników, np. USD/kW jako tzw. overnight investment (construction) costs,
- koszty operacyjne i utrzymania produkcji (O&M operational and maintenance costs), jeśli dostępne są odpowiednie dane, z podziałem na stałe i zmienne,
- koszty paliwa,
- koszty nabycia uprawnień do emisji CO₂, czasem innych opłat emisyjnych,
- koszty likwidacji wyeksploatowanej instalacji (decommissioning),
- wartość końcowa, tzn. przychody uzyskane ze sprzedaży wyeksploatowanej jednostki (salvage value).

Jak widać w składnikach tych nie uwzględniono kosztów kapitału, jednak dyskontowanie jest pewną formą uwzględniania tego kosztu. Zastosowana tutaj formuła obliczania średniego jednostkowego kosztu ma postać:

$$LUEC = \frac{\sum_{t=TP}^{T0} (N_t) * (1 + r_t)^t + \sum_{t=T0}^{TK} (OM_t + F_t + CO_{2t} + L_t) * (1 + r_t)^{-t} - SV_T * (1 + r_{TK})^{-TK}}{\sum_{t=T0}^{TK} P_t * (1 + r_t)^{-t}}$$

gdzie:

LUEC - uśredniony jednostkowy koszt energii elektrycznej,

t - indeks czasu, najczęściej roku, t=0 to moment (rok) rozpoczęcia inwestycji,

T0 - moment, rok zakończenia budowy i rozpoczęcia produkcji, numer kolejny = 0,

TP - moment, numer kolejny roku rozpoczęcia procesu inwestycyjnego, liczony wstecz od momentu T0,

r_t - stopa dyskonta dla roku t,

TK - moment, numer kolejny roku zakończenia eksploatacji instalacji liczony od momentu T0,

N_t - całkowite nakłady inwestycyjne

poniesione w roku **t**,

OM_t - całkowite koszty operacyjne i utrzymania produkcji poniesione w roku **t**,

F_t - całkowite koszty paliwa poniesione w roku **t**,

CO_{2t} - całkowite koszty nabycia uprawnień do emisji dwutlenku węgla w roku **t**,

L_t - całkowite koszty likwidacji poniesione w roku **t**,

SV_T - wartość końcowa instalacji po zakończeniu jej funkcjonowania, w roku **T**,

P_t - poziom produkcji energii elektrycznej w roku **t**.

Stopa dyskonta **r** to realna (nie bieżąca, tj. bez inflacji) stopa zwrotu z inwestycji w gospodarce. Często zakładana na poziomie tzw. WACC Weighted Costs of Capital, który jest ważoną średnią kosztów pozyskania funduszy na inwestycje z kapitału własnego oraz kredytów. Stopa dyskonta, a także WACC, zależą przede wszystkim od ryzyka inwestowania.

Dla ujednoczenia obliczeń przyjęto dane wskazywane przez EURELECTRIC na podstawie publikacji Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, IEA OECD, Paris, 2010 [2].

Założono, że wszystkie elektrownie zostaną uruchomione w 2025 r., a koszt uzyskania pozwolenia na emisję CO₂ w całym okresie wyniesie 25 USD/t CO₂.

Wybrano typowe, reprezentatywne klasyczne technologie wytwarzania energii elektrycznej, które w przyszłości mogą stanowić bazę dla generacji w podstanie (tab.1).

■ Koszty średnie wytwarzania energii elektrycznej

Przeprowadzone obliczenia dają wyniki przedstawione w tab. 2.

Najniższy uśredniony koszt wytwa-

Kod elektrowni	Uśredniony koszt wytwarzania USD/MWh
SMR6005k	62,80
SMR6003k	47,80
NUC1000	65,42
Coal1000	77,60
Lig1000	66,48
CCGT300	127,67
Coal1000_CCS	89,83

Tab. 2 . Uśrednione koszty energii elektrycznej dla analizowanych technologii USD/MWh

Kod elektrowni	Opis
SMR6005k	małe reaktory modułowe o łącznej mocy 600 MW i koszcie inwestycyjnym 5k USD/kWh
SMR6003k	małe reaktory modułowe o łącznej mocy 600 MW i koszcie inwestycyjnym 3k USD/kWh (bardzo niski, ale wskazywany jako możliwy do osiągnięcia [3])
NUC1000	klasyczna elektrownia jądrowa o mocy 1000 MW
Coal1000	elektrownia na węgiel kamienny o mocy 1000 MW
Lig1000	elektrownia na węgiel brunatny o mocy 1000 MW
CCGT300	elektrociepłownia z turbiną gazową o mocy 300 MW
Coal1000_CCS	elektrownia na węgiel kamienny o mocy 1000 MW z instalacją wychwytu i magazynowania CO ₂

Tab. 1 . Wybrane reprezentatywne technologie wytwarzania energii elektrycznej

rzania mają małe reaktory jądrowe o nakładach inwestycyjnych 3k USD/kWe, jednakże należy zaznaczyć, że osiągnięcie aż tak niskiego kosztu jest nierealne w ciągu najbliższych dekad. Tanią technologią jest mały reaktor o nakładach inwestycyjnych 5k USD/kWe, które optymistycznie będą osiągalne komercyjnie po 2030 r. Przy założonej cenie uprawnień do emisji CO₂, elektrownia opalana węglem brunatnym ma koszty porównywalne z dużą elektrownią jądrową, a elektrownia na węgiel kamienny ma koszty wyższe niż elektrownie jądrowe o około 20%. W warunkach rygorystycznej polityki klimatycznej technologie węglowe stają się niekonkurencyjne w stosunku do technologii jądrowych. Najwyższe koszty ma elektrownia na gaz ziemny, co jest wynikiem założonych wysokich cen tego paliwa, jednak w warunkach 2020 r. należy zauważyć wzrost skali jednostkowej bloków gazowych do 700 MW, a także niższy koszt paliwa gazowego, co może zwiększyć atrakcyjność tych inwestycji.

Nakłady inwestycyjne i inne koszty podawane w literaturze, jak i przyjmowane w niniejszej pracy są obarczone pewnym stopniem niepewności, dlatego przeprowadzono obliczenia symulujące kształtowania się kosztów uśrednionych dla rozkładu normalnego uwzględnianych kosztów o wartości średniej tu przyjętej oraz odchyleniu standardowych oszacowanym w *Projected Costs of Generating...*

Wyniki przedstawiono na rys.1. Można zauważyć zasadnicze zmiany w stosunku do wartości podanych uprzednio. Zmniejsza się różnica między technologiami nuklearnymi (SMR6005k i NUC1000), które ponadto mają koszty praktycznie takie same jak elektrownie

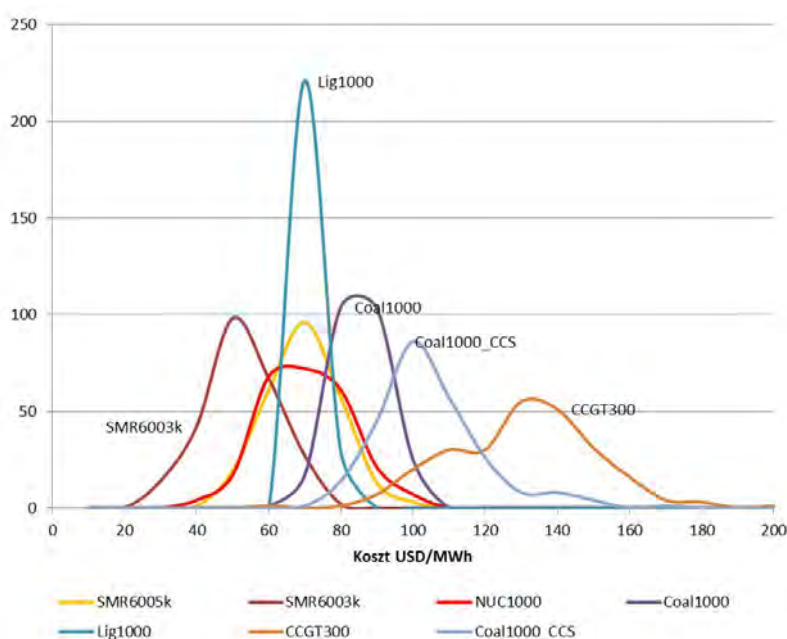
opalone węglem brunatnym. Powiększyła się także różnica między tą grupą, a elektrowniami wykorzystującymi węgiel kamienny. Wysokość krzywych jest miarą częstości występowania konkretnej wartości kosztu.

Wnioski

Przeprowadzone obliczenia i symulacje wykazały, że koszty technologii energetycznych, jeśli uwzględnić niepewność szacowania poszczególnych składników kosztów, są najniższe i porównywalne dla technologii nuklearnych, zarówno obecnych, jak i perspektywicznych (SMR). Przy stosunkowo niskich cenach uprawnień do emisji CO₂, na podobnym poziomie są koszty energii

z węgla brunatnego, które cechuje także niski stopień niepewności. Wyższe koszty ma energia z węgla kamiennego oraz gazu ziemnego. W wielu rozważaniach poświęconych polityce energetycznej wskazuje się właśnie technologie jądrowe jako przejściowe, do czasu opracowania technologii umożliwiających generację energii elektrycznej wyłącznie na bazie źródeł odnawialnych. Chociaż wskaźnik LCOE jest często wykorzystywany do oceny ekonomiki wytwarzania jedną z jego wad jest pominięcie kosztów systemowych, np. utrzymania rezerw mocy koniecznych do zbilansowania systemu w przypadku jednostek niesterowalnych, np. wykorzystujących odnawialne źródła energii.

□



Rys. 1. Rozkłady częstości kosztów uśrednionych dla badanych rozkładów normalnych kosztów

Literatura

[1] Analiza perspektyw rozwoju technologii reaktorów małej mocy, AGH WEiP, Marzec 2017.

[2] *Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition*, IEA OECD, Paris, 2010.

[3] Roulstone T., Guan Z., 2014, *Economics of Scale v Economies of Volume - LWRs*, Nuclear Institute -SMR Conference September 2014.