

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) jako wskaźnik porównawczy kosztów produkcji różnych źródeł

Levelized cost of electricity (LCOE) as a comparative indicator of various technologies electricity generation costs

Wytwarzanie energii elektrycznej odznacza się poszczególnymi kosztami, które można podzielić na stałe oraz zmienne [1]. Do kosztów stałych zalicza się: materiały przeznaczone na remonty, wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników, amortyzację, podatki i opłaty oraz pozostałe koszty niezaliczane do kosztów zmiennych. Do kosztów zmiennych natomiast należą: koszty paliwa wraz z kosztami zakupu, koszty pozostałych materiałów eksploatacyjnych oraz koszty korzystania ze środowiska. Koszty stałe są w większości niezależne od wielkości produkcji, można je powiązać z kosztami mocy. Koszty zmienne zależą w dużym stopniu od wielkości produkcji i utożsamiane są z kosztami energii.

Każda jednostka wytwórcza może się oczywiście charakteryzować innym kosztem wytwarzania. Znajomość kosztów energii elektrycznej jest podstawą do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji związanych z budową nowych mocy wytwórczych. Poziom tych kosztów, zróżnicowany dla poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, powinien odgrywać kluczową rolę przy odpowiednim planowaniu nowych inwestycji [1]. Niezmiernie ważną funkcję pełnią w tym miejscu jednostkowe koszty wytwarzania danej technologii.

Jednym z podstawowych i stosunkowo popularnych wskaźników, który pozwala na porównanie, szczególnie pod kątem ekonomicznym, poszczególnych technologii wykorzystywanych przy wytwarzaniu energii elektrycznej, jest uśredniony (równoważny) jednostkowy koszt wytwarzania (ang. *LCOE – Levelized Cost of Electricity*) [2]. Wskaźnik ten określa minimalną cenę energii elektrycznej, która równoważy koszty produkcji w jednostce wytwórczej danego rodzaju [3]. Innymi słowy, jest to również minimalna cena, w jakiej sprzedaż energii pozwala na przekroczenie progu rentowności inwestycji.

¹⁾ mgr inż. Damian Mrowiec, PSE Innowacje, damian.mrowiec@pse.pl

Wyznaczanie jednostkowego uśrednionego kosztu wytwarzania

Aby porównać różne rodzaje technologii wykorzystywane w elektrowniach pod względem ekonomicznym należy mieć na uwadze wszystkie elementy tych kosztów [4]. Dodatkowo, wszystkie koszty i nakłady finansowe muszą zostać sprowadzone do porównywalnych wartości za pomocą rachunku dyskonta [5]. Wskaźnik LCOE uwzględnia wszystkie koszty budowy i eksploatacji w całym okresie funkcjonowania danych jednostek wytwórczych, w tym wydatki inwestycyjne oraz na utrzymanie i remonty, koszty paliwowe i emisji CO₂ oraz koszty związane z likwidacją elektrowni [6]. Zdyskontowane wartości tych kosztów odnosi się do zdyskontowanej ilości wytworzonej w odpowiednim okresie energii elektrycznej. Najogólniej, uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania dla danej technologii można wyznaczyć na podstawie zależności przedstawionej poniżej. W rzeczywistości nie jest dyskontowana sama ilość wytworzonej energii, lecz wypracowany na jej podstawie zysk. Zakłada się jednak stałe wynagrodzenie za wytworzoną energię, w związku z czym element ten przenosi się na drugą stronę równania, otrzymując wartość LCOE.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t + C_t + D_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+d)^t}} \quad (1)$$

gdzie:

- I_t – nakłady inwestycyjne w roku t (ang. *investment costs*),
- $O\&M_t$ – wydatki na utrzymanie i remonty w roku t (ang. *operations and maintenance costs*),
- F_t – koszty paliwowe w roku t (ang. *fuel costs*),
- C_t – koszty emisji CO₂ w roku t (ang. *carbon costs*),
- D_t – koszty związane z likwidacją elektrowni w roku t (ang. *decommissioning cost*),
- A_t – energia elektryczna wytworzona w roku t ,
- d – stopa dyskonta,
- n – okres eksploatacji (czas „życia” obiektu).

Przy ocenie kosztów wytwarzania na podstawie wartości wskaźnika LCOE należy jednak zachować pewną ostrożność. Przy zastosowaniu klasycznej metody nie uwzględnia się kosztów związanych z umożliwieniem przesyłu i dystrybucji energii, co prowadzi do ponoszenia nakładów na przystosowanie jednostki wytwórczej do infrastruktury sieciowej i podłączenie do sieci [7]. Metoda ta z reguły odzwierciedla również ryzyko na poziomie rodzaju technologii ogółem, a nie na poziomie konkretnego projektu realizowanego na konkretnym rynku [8].

Jednym z istotnych ograniczeń jest również fakt, że obliczając LCOE dla danych jednostek wytwórczych poszczególne wydatki są dyskontowane do początkowego okresu inwestycji. Koszty te będą się oczywiście zmieniać w czasie, jednak mając na uwadze ich niepewność przeprowadzany jest dla nich rachunek dyskonta. Ponadto, najczęściej wszystkie nakłady inwestycyjne ponoszone na rzecz danej jednostki wytwórczej w całym okresie eksploatacji są agregowane i ich wartość odnoszona jest do chwili bieżącej [9]. Taki sposób prowadzenia obliczeń może być wadą, zarówno jak i zaletą, gdyż z drugiej strony metoda ta pozwala porównać ze sobą ekonomicznie zróżnicowane technologie wytwarzania. Kolejnym istotnym założeniem jest zastosowanie stopy dyskonta, której wartość jest stała w każdym kolejnym roku.

Podstawową zaletą LCOE jest z kolei możliwość sprowadzenia do spójnego formatu struktury kosztów ponoszonych w ciągu wielu lat na zróżnicowane technologie wytwarzania energii [7]. Dzięki takiemu zabiegowi można porównać pod względem ekonomicznym między innymi konwencjonalne elektrownie z odnawialnymi źródłami energii, takimi jak elektrownie fotowoltaiczne lub wiatrowe, mimo odznaczania się tych elektrowni inną strukturą kosztów [10].

Charakterystyka czynników kształtujących koszty LCOE różnych technologii wytwórczych

Uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej można oczywiście obliczać na poziomie pojedynczych jednostek wytwórczych, jednak w niniejszym artykule skoncentrowano się na średnich wartościach reprezentujących przeciętne elektrownie wykorzystujące poszczególne technologie.

Zabieg taki ma na celu przedstawienie ogólnych tendencji panujących w różnych regionach. W artykule posłużono się danymi oraz obliczeniami zrealizowanymi wspólnie przez organizacje IEA (ang. *International Energy Agency*) oraz NEA (ang. *Nuclear Energy Agency*), które zamieszczono w publikacji „Projected Costs of Generating Electricity 2015” (EGC 2015) [11]. Przedstawione w przytoczonej publikacji badania bazują na przewidywanych kosztach uruchomienia jednostek wytwórczych w 2020 roku.

Mimo że niektóre elementy wchodzące w skład LCOE, a szczególnie koszty operacyjne, nakłady inwestycyjne oraz współczynnik wykorzystania mocy mogą być szeroko zróżnicowane w różnych regionach, przedstawione wyniki uwzględniają dane pochodzące z wielu miejsc na świecie, dając tym samym ogólny pogląd na kwestię LCOE, nieograniczającą się do pojedynczej lokalizacji. Informacje zawarte w EGC 2015 pochodzą z 22 państw z całego świata, natomiast przedstawione poniżej dane odnoszą się tylko do krajów należących do grupy OECD (ang. *Organisation for Economic Co-operation and Development*), czyli z pominięciem Brazylii, Chin oraz Republiki Południowej Afryki, z racji dużej odmienności danych w stosunku do państw wchodzących w skład OECD.

W celu uwzględnienia różnej możliwej zmiany wartości pieniądza w czasie wyniki przedstawiono dla trzech różnych wartości stopy dyskonta: 3%, 7% oraz 10%. Obliczenia zostały wykonane przy założeniu jednej, stałej stopy dyskonta w całym okresie eksploatacji jednostki wytwórczej. Kolejnym założeniem jest uwzględnienie stałego wynagrodzenia dostawcy energii w całym okresie eksploatacji danej elektrowni.

W tabeli 1 przedstawiono podstawowe kluczowe dane wzięte pod uwagę przy analizie przeprowadzonej w EGC 2015. W zestawieniu tym przedstawiono mediany poszczególnych zbiorów, czyli wartości środkowe uporządkowanych rosnąco danych, wyznaczone na podstawie informacji i kosztów związanych z poszczególnymi technologiami wytwarzania energii wykorzystywanymi w różnych państwach. Niektóre mediany zostały w zestawieniu pominięte, głównie dla jednostek wytwórczych wykorzystujących biomasę i biogaz oraz jednostek kogeneracyjnych, ze względu na zależność tych wartości typowo od rodzaju wykorzystywanej technologii. Wszystkie koszty zostały zestawione w dolarach amerykańskich.

Tabela 1

Podstawowe dane charakteryzujące poszczególne technologie wytwarzania

Technologia jednostki wytwórczej	Moc osiągalna	Sprawność	Wskaźnik wykorzystania mocy	Nakłady inwestycyjne	Koszty O&M	Koszty paliwa	Koszty emisji CO ₂	Czas budowy	Czas eksploatacji
–	MW	%	%	USD/kW	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	lata	lata
Gaz ziemny	488,00	60	85	1033,5	6,25	74,31	10,18	2	30
Węgiel	758,00	46	85	2401,5	8,88	31,48	22,21	4	40
Jądrowe	1343,00	35	85	4986,0	13,33	10,46	0,00	7	60
Fotowoltaiczne małe	0,05	–	13	1957,0	23,91	0,00	0,00	1	25
Fotowoltaiczne duże	3,00	–	15	1467,0	38,24	0,00	0,00	1	25
Wiatrowe na lądzie	14,00	–	29	1867,5	24,21	0,00	0,00	1	25
Wiatrowe na morzu	223,50	–	41	4998,5	45,02	0,00	0,00	1	25
Biomasę i biogaz	10,00	–	80	4060,0	52,13	51,80	0,00	–	–
Kogeneracja	1,10	–	71	2926,0	28,55	71,46	0,00	–	–

Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]

Dla elektrowni opalanych gazem ziemnym powyższe wartości odzwierciedlają tylko te jednostki wytwórcze, które bazują na układzie gazowo-parowym z turbiną gazową (ang. *CCGT – Combined Cycle Gas Turbine*). Technologia ta charakteryzuje się stosunkowo krótkim okresem budowy i niskimi nakładami inwestycyjnymi, zarówno jak i wysokim poziomem elastyczności pracy. Na końcową wartość kosztów LCOE dla elektrowni gazowych największy wpływ mają zdecydowanie koszty paliwa.

Zestawione mediany współczynników wykorzystania mocy, w szczególności dla jednostek gazowych, węglowych oraz jądrowych, odzwierciedlają średnie wartości wynikające z ogółu pracy tych jednostek w całym okresie eksploatacji. Przykładowo, jednostki gazowe mogą odznaczać się niższym współczynnikiem wykorzystania mocy niż 85%, jeśli ich praca będzie w porównaniu z innymi technologiami mało opłacalna ekonomicznie.

Zbiór informacji dla elektrowni opalanych węglem obejmuje tylko elektrownie na nadkrytyczne, supernadkrytyczne oraz ultrasupernadkrytyczne parametry pary. Elektrownie węglowe tego typu odznaczają się wyższymi kosztami budowy niż jednostki na standardowe parametry pary, jednak ogółem koszty te opłaca się ponosić ze względu na możliwy do osiągnięcia wzrost ich sprawności. Podobnie jak w przypadku elektrowni gazowych, jednostki wytwórcze opalane węglem w największym stopniu zależą od kosztów paliwa. Istotnie ważnym składnikiem są również koszty emisji dwutlenku węgla, natomiast przy wysokiej wartości stopy dyskonta dużą rolę odgrywają również sumaryczne nakłady inwestycyjne.

Dla elektrowni jądrowych uwzględniono z kolei głównie elektrownie wyposażone w reaktory lekkowodne (ang. *Light Water Reactor – LWR*). Rozwiązanie takie jest najbardziej popularne na świecie. Technologia ta może być oparta na reaktorach ciśnieniowych (ang. *Pressurized Water Reactor – PWR*) lub wrzących (ang. *Boiling Water Reactor – BWR*) [12]. Oba rodzaje reaktorów posiadają rozwiązania zaawansowane (ang. *Advanced Light Water Reactor – ALWR*). Nowe elektrownie jądrowe charakteryzują się bardzo zróżnicowanymi wartościami mocy instalowanych jednostek. To samo dotyczy nakładów inwestycyjnych, głównie ze względu na różne konstrukcje reaktorów oraz szczegółowe ograniczenia krajowe. Ogółem jednak, koszty kapitałowe są stosunkowo duże dla tych jednostek.

Elektrownie jądrowe od pozostałych rozwiązań wyróżniają szczególnie koszty wycofania tych jednostek z eksploatacji, czyli koszty likwidacji, gdyż w porównaniu z pozostałymi technologiami są one dużo wyższe. Jest to głównie spowodowane dodatkowym kosztem związanym z likwidacją pozostałych materiałów promieniotwórczych. Średnio dla elektrowni jądrowych przyjmuje się koszty likwidacji na poziomie 15% pozostałych kosztów inwestycyjnych, w porównaniu z standardowo 5% dla elektrowni węglowych oraz gazowych [11]. Z racji wysokich nakładów finansowych, koszty likwidacji są tym bardziej wysokie i powiększa się równocześnie różnica w stosunku do innych technologii. Mimo to, przy założeniu okresu eksploatacji elektrowni na poziomie 60 lat oraz uwzględnieniu rachunku dyskonta i po przeniesieniu tych kosztów (ponoszonych na końcu okresu eksploatacji) na wartość bieżącą, koszty te w stosunku do całości nakładów finansowych elektrowni jądrowych są i tak stosunkowo niskie. Z racji wysokich kosztów budowy elektrowni jądrowych, wartość LCOE dla tej

technologii w dużym stopniu zależy od wartości stopy dyskonta. Im mniejsza jest stopa dyskonta, tym większego znaczenia nabiera okres eksploatacji tych jednostek. Z racji stosunkowo długiego okresu budowy, wszelkie opóźnienia mogą również znacznie wpływać na ogółem ponoszone koszty, szczególnie przy wysokiej stopie dyskonta.

Wśród elektrowni fotowoltaicznych można wyróżnić trzy podstawowe grupy: instalacje na dachach domów mieszkalnych (ang. *residential rooftop*) o mocy mniejszej niż 20 kW, instalacje komercyjne na dachach (ang. *commercial rooftop*) o mocy od 20 kW do 1 MW, oraz duże instalacje naziemne (ang. *large ground-mounted*) o mocy większej niż 1 MW [11]. W zestawieniu przedstawiono dane dla instalacji dachowych łącznie (do 1 MW) oraz dużych jednostek naziemnych (powyżej 1 MW). Zróżnicowane wymogi prawne oraz poziomy i mechanizmy wsparcia w poszczególnych regionach na świecie prowadzą do bardzo zróżnicowanych kosztów związanych z tą technologią. Mimo dość krótkiego czasu budowy (średnio 1 rok, podobnie jak pozostałe odnawialne źródła energii), koszty te zauważalnie zależą od stopy dyskonta. Największy wpływ ma jednak zdecydowanie wartość współczynnika wykorzystania mocy, którego poprawa i wzrost mogłyby w znaczącym stopniu wpłynąć na obniżenie kosztów wytwarzania. Przy niskich wartościach stopy dyskonta bardzo istotną jest również długość okresu eksploatacji instalacji fotowoltaicznych.

Elektrownie wiatrowe rozdzielono na farmy wiatrowe na lądzie (ang. *onshore wind*) oraz farmy wiatrowe na morzu (ang. *offshore wind*). Dane zostały zestawione osobno dla obu technologii. Podobnie jak dla jednostek fotowoltaicznych, największe znaczenie dla kosztów wytwarzania energii elektrowni wiatrowych ma współczynnik wykorzystania mocy. Pozostałe czynniki mające duży wpływ na poziom LCOE jednostek wiatrowych to długość okresu eksploatacji, wartość stopy dyskonta oraz zmiany poziomu nakładów inwestycyjnych.

Przedstawiono również wartość LCOE dla elektrowni wykorzystujących biomasę i biogaz. Jednostki te obejmują szeroki zakres technologii, w związku z czym moce tych jednostek oraz związane z nimi nakłady inwestycyjne są bardzo zróżnicowane. Koszty wytwarzania oraz podstawowe założenia brane pod uwagę przy ich wyznaczaniu zależą od rodzaju wykorzystywanej technologii.

Ogółem, nakłady inwestycyjne związane z odnawialnymi źródłami energii są stosunkowo wysokie w porównaniu z konwencjonalnymi technologiami, natomiast koszty zmienne są z reguły dużo niższe, gdyż nie ponosi się kosztów paliwa. Dla elektrowni wykorzystujących biomasę lub biogaz stosunek kosztów stałych do kosztów zmiennych jest bardziej zbliżony do elektrowni konwencjonalnych [13].

Ostatnią zestawioną i porównywaną w artykule technologią są jednostki kogeneracyjne (ang. *Combined Heat and Power – CHP*). Rozwiązanie takie jest najbardziej opłacalne i sprawdza się wyjątkowo dobrze w obszarach, w których występuje zbliżone zapotrzebowanie na ciepło oraz energię elektryczną. Jednostki kogeneracyjne odznaczają się niższą emisyjnością w porównaniu z technologiami, które wykorzystują tylko to samo paliwo podstawowe. Koszty takich elektrowni zależą oczywiście w dużym stopniu od samej produkcji ciepła. Zestawione dane odnoszą się do kogeneracji wykorzystującej różne paliwa, jednak najczęstsze są różne formy biomasy oraz biogazu.

Poziom kosztów LCOE poszczególnych technologii wytwarzania

W tabeli 2 zestawiono mediany kosztów LCOE przypadających na jednostki wytwórcze wykorzystujące poszczególne technologie. Koszty te podano dla trzech wartości stopy dyskonta – 3%, 7% oraz 10%.

Tabela 2

Mediany kosztów LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania

Technologia jednostki wytwórczej	LCOE		
	USD/MWh		
	3%	7%	10%
Gaz ziemny	98,515	102,585	106,195
Węgiel	77,970	87,110	97,895
Jądrowe	53,900	83,950	115,210
Fotowoltaiczne małe	122,560	170,710	211,750
Fotowoltaiczne duże	101,860	134,500	166,350
Wiatrowe na lądzie	70,095	91,835	109,120
Wiatrowe na morzu	132,610	171,125	203,990
Biomasa i biogaz	151,880	167,380	170,410
Kogeneracja	94,690	112,160	131,840

Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]

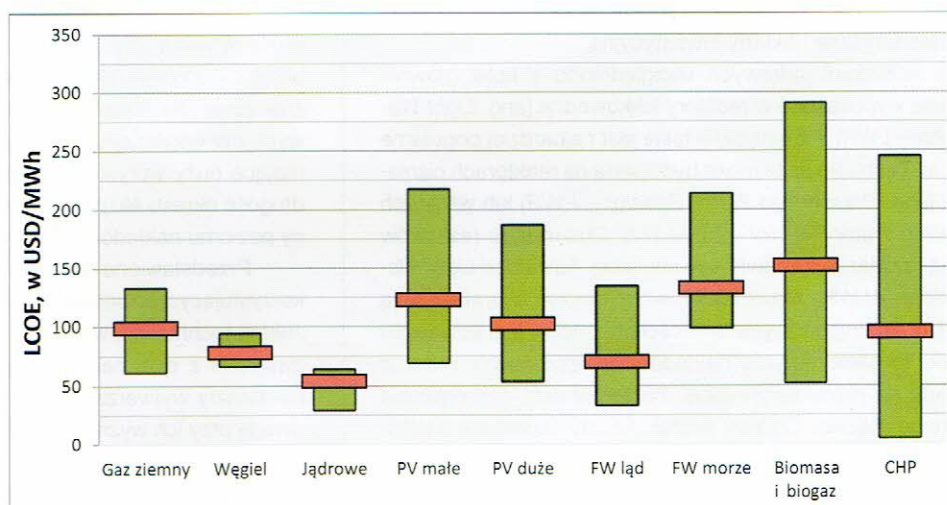
Na rysunkach 1-3 przedstawiono graficznie wartości wskaźnika LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania, osobno dla każdej stopy dyskonta. Na wykresach tych wyznaczono zakresy od minimalnej do maksymalnej pojedynczej wartości LCOE w całym zbiorze informacji dla danej technologii oraz kolorem czerwonym zaznaczono mediany podane w tabeli 2.

Na rysunku 4 przedstawiono z kolei tylko mediany wartości z których wyznaczono zakresy dla poszczególnych technologii – wartość minimalna zakresu odpowiada wartości LCOE przy stopie dyskonta równej 3%, natomiast maksymalna odpowiada stopie dyskonta równej 10%. Czerwonymi punktami na wykresie tym zaznaczono również wartości mediany wskaźnika LCOE przy stopie dyskonta równej 7%.

Największą rozbieżnością w kosztach LCOE odznaczają się technologie kogeneracyjne oraz jednostki wykorzystujące biomasę i biogaz. Jest to oczywiście spowodowane zależnością tych wartości od rodzaju wykorzystywanych technologii, dostępnych z szerokiego zakresu. W związku z tym koszty te mogą być zarówno bardzo wysokie, jak i bardzo niskie. Stosunkowo duże koszty LCOE przypadają na elektrownie wiatrowe instalowane na morzu oraz jednostki fotowoltaiczne, przy czym wyższe są koszty mniejszych elektrowni fotowoltaicznych instalowanych na dachach niż większych jednostek naziemnych. Elektrownie wiatrowe budowane na lądzie odznaczają się z kolei niższymi kosztami niż te na morzu.

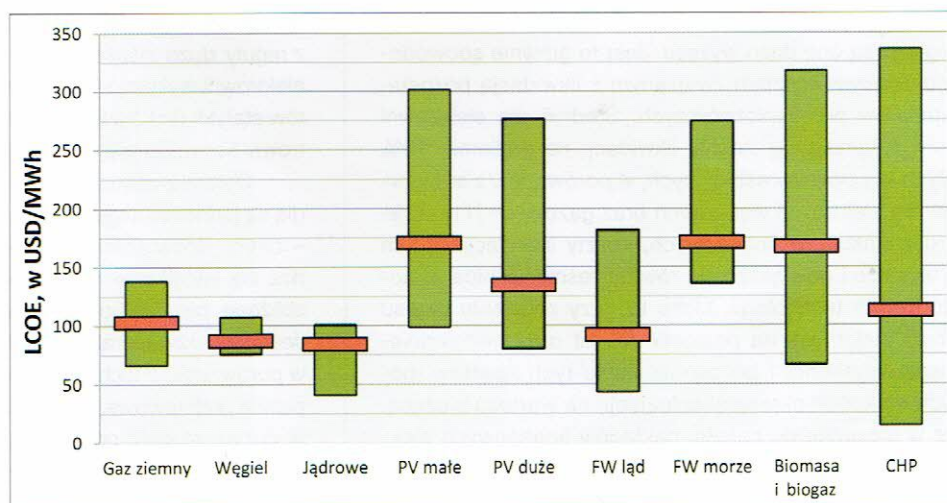
Rys. 1. Koszty LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania przy stopie dyskonta równej 3%

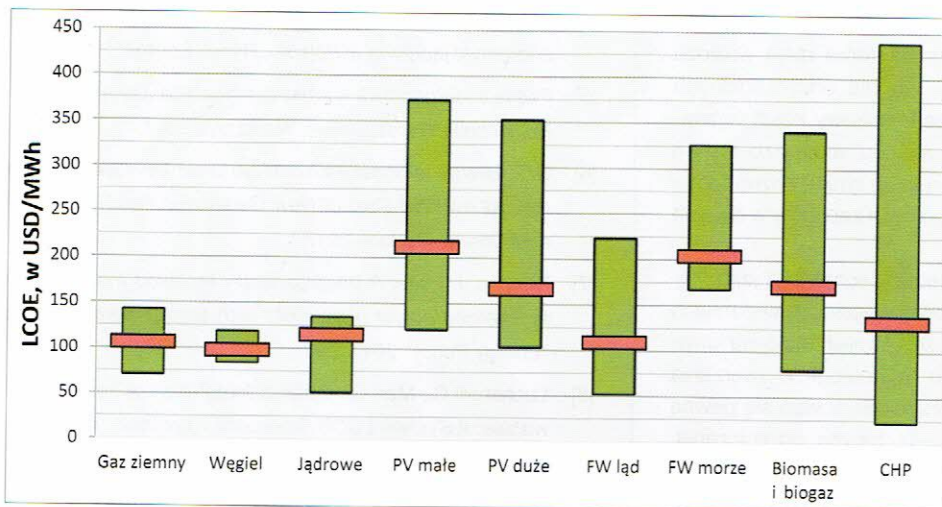
Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]



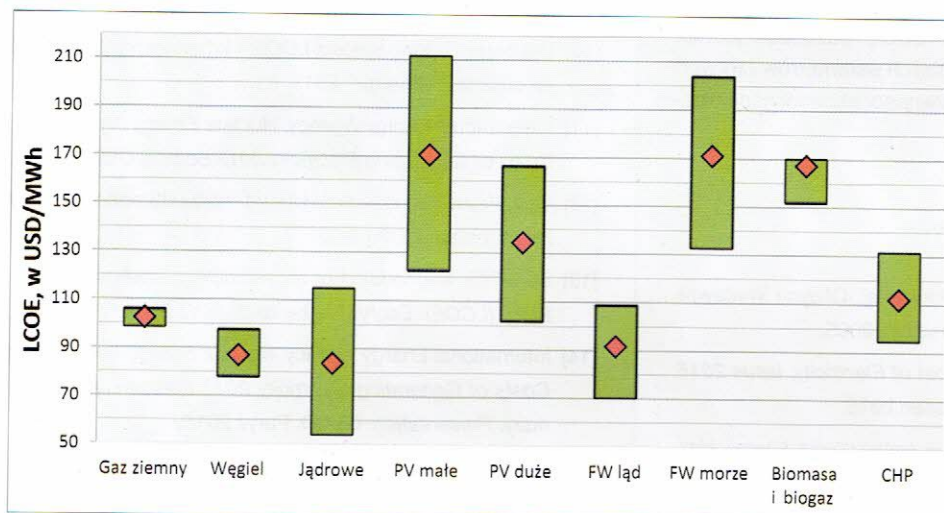
Rys. 2. Koszty LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania przy stopie dyskonta równej 7%

Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]





Rys. 3. Koszty LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania przy stopie dyskonta równej 10%
Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]



Rys. 4. Mediany LCOE dla poszczególnych technologii wytwarzania w zależności od wartości stopy dyskonta (3% – 10%, 7%)
Źródło: opracowanie własne na podstawie [11]

Mając na uwadze elektrownie konwencjonalne, stosunkowo niska wartość LCOE przypada na wszystkie trzy rodzaje analizowanych technologii. Zakres wartości od minimalnej do maksymalnej dla różnych poziomów stopy dyskonta jest najmniejszy dla elektrowni węglowych, natomiast bazując tylko na medianach LCOE, najmniejsze zróżnicowanie tych kosztów wykazują elektrownie gazowe.

Elektrownie jądrowe charakteryzuje z kolei bardzo niski poziom kosztów LCOE przy niskiej stopie dyskonta, natomiast przy wyższych koszty te mogą osiągać duże wartości. Jednostkowy koszt wytwarzania w zależności od stopy dyskonta może być również bardzo zróżnicowany, oprócz elektrowni jądrowych, dla instalacji fotowoltaicznych oraz wykorzystujących energię wiatru, szczególnie elektrowni wiatrowych stawianych na morzu. Biorąc z kolei pod uwagę tylko mediany LCOE, stosunkowo optymalny koszt przypada na elektrownie wiatrowe instalowane na lądzie.

Podsumowanie

Analiza takich wskaźników, jak LCOE jest ważna, gdyż pozwala porównać pod względem ekonomicznym jednostki wytwórcze wykorzystujące różne technologie. Na podstawie

uśrednionego jednostkowego kosztu wytwarzania można wywnioskować pewne trendy, w kierunku jakich technologii wytwarzania energii elektrycznej mogą zmieniać się struktury wytwórcze w poszczególnych regionach. Ogółem zauważa się tendencję do zmniejszania się jednostkowych uśrednionych kosztów energii elektrycznej dla odnawialnych źródeł energii wraz z wpływem czasu. Szczególnie widać to na przykładzie instalacji fotowoltaicznych, które stają się coraz bardziej konkurencyjne cenowo. Koszty wytwarzania dla konwencjonalnych technologii ciepłych utrzymują się z kolei na mniej więcej stałym poziomie.

Jednostki wytwórcze wykorzystujące odnawialne źródła energii odznaczają się na ogół wysokimi kosztami stałymi oraz niskimi kosztami zmiennymi, podczas gdy dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych stosunek kosztów stałych do zmiennych może być zróżnicowany. Wartość LCOE, szczególnie dla instalacji bazujących na źródłach odnawialnych, może być również elementem pomocnym w określaniu poziomu wsparcia finansowego tych jednostek, które konieczne jest do poniesienia w celu zachęty do inwestowania w te technologie [13]. Przewiduje się, że w momencie zrównania się poziomu kosztów LCOE odnawialnych źródeł energii z elektrowniami konwencjonalnymi, instalacja tych jednostek powinna być w dużo większym stopniu uzasadniona ekonomicznie [10].

Na koszty wytwarzania danych technologii w zróżnicowanym stopniu oddziałują odrębne czynniki, które mają podłoże charakterystyczne dla danego rynku lub dla poszczególnych technologii. Na końcowy uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania jednostki wytwórczej danego rodzaju w bardzo dużym stopniu mają wpływ między innymi: struktura rynku, prowadzona polityka, czy też dostępność poszczególnych zasobów w danych regionach [14].

W związku z tym wyznaczenie jednej technologii jako najlepszej i najtańszej do zastosowania opcji w każdych warunkach jest bardzo trudnym zadaniem. Należy również mieć na uwadze, że porównywanie różnorodnych technologii wytwarzania na podstawie kosztów LCOE może charakteryzować się pewną niedokładnością. Wskaźnik ten posiada pewne ograniczenia, do których zalicza się głównie brak uwzględnienia koniecznych do ponoszenia kosztów systemowych, czy też bezpośredniego wpływu wprowadzenia do eksploatacji nowej jednostki wytwórczej na system elektroenergetyczny. LCOE pozostaje jednak bardzo istotnym i jednym z najważniejszych parametrów branych pod uwagę przy porównywaniu efektywności ekonomicznej różnych technologii wytwarzania.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Paska J., *Wytwarzanie energii elektrycznej*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [2] VGB PowerTech e.V.: *Levelised Cost of Electricity, Issue 2015*. VGB PowerTech Service GmbH, Essen 2015.
- [3] Paska J., *Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej*. „Rynek Energii” 2012, nr 2.
- [4] Kołacińska K., Sasin R., *Analiza kosztów i korzyści wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce*. „Rynek Energii” 2016.
- [5] Paska J., *Ekonomika w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [6] U.S. Energy Information Administration: *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017*.
- [7] Rhodes J. i inni, *A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities*. “Energy Policy” 2017, 102.
- [8] Lucheroni C., Mari C., *Optimal Integration of Intermittent Renewables: A System LCOE Stochastic Approach*. “Energies” 2018.
- [9] Fawzy M. i inni, *Towards carbon neutral combustion. LCOE analysis of co-firing solid particles and gaseous fuel in Latvia*. “Energy Procedia” 2017, 113.
- [10] Ueckerdt F. i inni, *System LCOE – What are the costs of variable renewables*. “Energy” 2013, 63.
- [11] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency: *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*. OECD, Paryż 2015.
- [12] <http://if.pw.edu.pl/~pluta/pl/dyd/mfj/za103/sobolewski/praca1.htm>. Dostęp: 2018.03.23.
- [13] ECOFYS: *Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE)*. Ecofys Netherlands B.V., 2014.
- [14] International Energy Agency, Nuclear Energy Agency: *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition – Executive Summary, Presentation*. OECD, Paryż 2015.

