Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energetyce?

Jerzy Dzieża*

Streszczenie: W pracy zostaną przedstawione kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych w energetyce. W szczególności będzie przedstawione kryterium LCOE i jego istotne ograniczenia w nowym modelu funkcjonowania sektora energetycznego.

Słowa kluczowe: spread, NPV, IRR, LCOE, opcje realne

Wprowadzenie

Szoki naftowe lat 70. ubiegłego stulecia, jak również coraz większa świadomość degradacji środowiska naturalnego doprowadziły do poszukiwań nowych technologii generacji energii. Na przestrzeni ostatnich lat odnawialne źródła energii (OZE) stały się głównym obszarem gwałtownych zmian ze względu na technologię oraz wielkość nakładów inwestycyjnych. Od początku nowego milenium świat doświadcza dynamicznego wzrostu instalacji OZE. Całkowita moc zainstalowanych farm wiatrowych wzrosła z 48 GW w 2004 roku do 318 GW w 2013 roku. Natomiast w przypadku ogniw fotowoltaicznych ta dynamika była nawet jeszcze większa: z 2,6 GW do 139 GW, odpowiednio (BNEF).

Jednak nowe sposoby generacji energii elektrycznej, jak i nowy model rynku energii to nowe wyzwania dla całego sektora energetycznego w kraju i na świecie. W przypadku tradycyjnego, regulowanego rynku energii elektrycznej jedynym źródłem ryzyka dla wytwórców energii elektrycznej była bieżąca wielkość popytu oraz możliwość wystąpienia awarii technicznej. Wraz z liberalizacją rynku energii i wprowadzeniem giełdy energii główne cele uczestników rynku zmieniły się drastycznie. Ryzyko odnosi się nie tylko do problemów natury fizycznej prowadząc do ewentualnego niedopasowania podaży i popytu, ale także do ryzyka finansowego związanego z losowym charakterem ceny energii elektrycznej, jak i paliwa (Eydeland, Wolyniec, 2003).

Najbardziej widoczną konsekwencją liberalizacji rynku energii jest duża zmienność ceny energii elektrycznej (zarówno ceny spot, jak i ceny forward) w przeciwieństwie do stałej ceny, która była ustalana urzędowo. Co więcej, liberalizacja rynków węgla i gazu

* dr inż. Jerzy Dzieża, Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Matematyki Stosowanej, Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, dzieza@agh.edu.pl.

(paliwa jednostek generacyjnych) powoduje, że koszty wytwarzania energii również stały się wielkościami losowymi. Dodatkowo, jeśli elektrownia emituje dwutlenek węgla, to kosztem stają się również certyfikaty emisyjne. Z kolei w przypadku OZE źródłami niepewności mogą być warunki atmosferyczne, takie, jak siła wiatru dla farm wiatrowych, czy poziom nasłonecznienia dla generacji fotowoltaicznej.

Dobrym pomysłem na wyznaczenie rentowności inwestycji w generację energii elektrycznej jest *clean spread*¹. *Spread* określa w przybliżeniu koszt konwersji jednej energii (paliwa) na drugą (energię elektryczną), a *clean spread* uwzględnia dodatkowo koszty emisji CO₂. Jeśli uwzględnić elastyczność w podejmowaniu decyzji przez operatora bloku (elektrowni), to w istocie ma on długą pozycję w opcji kupna na *clean spread*. Z kolei dla generacji z OZE operator będzie miał opcję kupna na *green spread*. W obu przypadkach, *spread* będzie odgrywał kluczowe znaczenie również przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

W pracy zostaną przedstawione klasyczne metody podejmowania decyzji inwestycyjnych, takie, jak: wartość bieżąca netto NPV, wewnętrzna stopa zwrotu IRR oraz silnie związany z tymi pojęciami, ale typowy dla sektora energii elektrycznej, uśredniony koszt energii elektrycznej LCOE. Prosty przykład pokaże, że metody te są statyczne oraz istotnie zależą od przyjętych parametrów, co przy długim okresie eksploatacji bloków energetycznych może znacząco zniekształcić wycenę projektu. Statyczność podejścia zostanie w szczególności przedstawiona na przykładzie kryterium LCOE. Ramy niniejszego artykułu nie pozwalają na szersze przedstawienie metodologii wyceny energetycznych projektów inwestycyjnych opcjami realnymi.

1. Gwałtowne zmiany sektora energetycznego

Sektor energetyczny przechodzi bardzo dynamiczne zmiany w ostatnich latach. Dotychczasowe koncepcje biznesowe są kwestionowane, a w ich miejsce pojawiają się zupełnie nowe modele. Przyszłość rynku energii elektrycznej to generacja rozproszona, ekologia, niestabilność źródeł generacji, a co za tym idzie, złożoność całego sektora. W pewnym momencie większość dzisiejszych konsumentów energii stanie się również jej producentami i wtedy generacja energii elektrycznej straci dotychczasowe znaczenie, natomiast kluczowe staną się kompetencje. „To, co będzie się liczyć, to zdolność do zarządzania systemem w sposób inteligentny, wraz z innowacyjnymi produktami i usługami” – miał powiedzieć prezes RWE na ostatnim WZA w kwietniu 2016.

Z roku na rok rośnie rola OZE i generacji rozproszonej, a jednocześnie kurczy się przestrzeń dla konwencjonalnych elektrowni systemowych. Trend ten wymusza rozwój systemów zapewniających bezpieczeństwo dostaw, takich, jak m.in. rynek mocy i rezerwy

¹ Według stanu wiedzy autora praktycy używają pojęć anglojęzycznych i w pracy też będzie użyta taka konwencja.

w wytwarzaniu, zarządzanie stroną popytową (*Demand Side Management*) DSM. Na znaczeniu zyskują efektywność energetyczna i energooszczędność.

W kontekście zmian zachodzących w sektorze, polskim koncernom energetycznym brakuje dywersyfikacji generacji w porównaniu do ich odpowiedników w Europie Zachodniej (Moody's). Polski sektor energetyczny z jednej strony jest pod presją konieczności zastąpienia starzejących się mocy wytwórczych, a z drugiej, wspierania górnictwa węgla kamiennego. Coraz większego znaczenia nabiera dla polskiego systemu energetycznego import energii z krajów sąsiedzkich.

Brak dywersyfikacji powoduje, że polskie koncerny energetyczne uzyskują coraz słabsze wyniki finansowe. Rentowność polskiego segmentu wytwarzania konwencjonalnego znacznie spadła. Wynika to w głównej mierze z utrzymujących się niskich cen hurtowych energii elektrycznej oraz wzrostu udziału generacji OZE. Obecny poziom zysku operacyjnego EBIT w sektorze wytwarzania (dla 4 największych grup energetycznych: PGE, Tauron, Enea, Energa), wynosi poniżej 10 mld PLN, przede wszystkim za sprawą odpisów z tytułu trwałej utraty wartości aktywów (PwC, 2016).

Wybrane konwencjonalne jednostki wytwórcze, najbardziej narażone na utratę marży, pracują mniejszą liczbę godzin w roku, co przy malejących cenach energii elektrycznej na rynku hurtowym prowadzi do zmniejszenia ich przychodów o 13–25%. W wybranych przypadkach jednostki te nie mają nawet zdolności do pokrywania kosztów swojej działalności (PwC, 2016).

W tych warunkach powstaje naturalne pytanie, w jakie rodzaje generacji energii elektrycznej powinny inwestować koncerny energetyczne. W całej złożoności sytuacji sektora warto przedstawić kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych w energetyce i odpowiedzieć na pytanie o zasadność ich stosowania.

2. Klasyczne kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych

2.1. Wartość bieżąca netto

Najczęściej stosowanym kryterium inwestycyjnym jest wartość bieżąca netto (*net present value*) NPV projektu określona następująco (Brealey, Myers, 2000):

$$NPV(0) = -I + \sum_{i=1}^T \frac{E(CF(i))}{(1+k)^i} \quad (1)$$

gdzie: I – nakłady inwestycyjne, $CF(i)$ – przepływ pieniężny z projektu w i -roku, $E()$ – operator wartości oczekiwanej, k – koszt kapitału projektu, T – czas życia projektu.

Przyjmuje się, że projekt powinien być realizowany, jeśli wartość bieżąca netto jest dodatnia. Pomimo prostoty tego kryterium istnieją jednak poważne ograniczenia w praktycznym jego stosowaniu ze względu na trudności w określeniu:

- przyszłych przepływów pieniężnych $CF(i)$ projektu (stąd wartość oczekiwana),
- miary probabilistycznej do wyznaczenia wartości oczekiwanej,
- kosztu kapitału k projektu.

Jeśli przepływy pieniężne zależałyby tylko od innych instrumentów finansowych będących w publicznym obrocie, tzn. przepływy można byłoby replikować, to zgodnie z twierdzeniem o wycenie aktywów kapitałowych można by zastosować miarę neutralną względem ryzyka (Duffie, 2001). Jednak inwestycje kapitałowe dotyczą niefinansowych instrumentów, dla których, w ogólności, pewne ryzyka nie mają ceny rynkowej. I tak jest właśnie w przypadku generacji energii elektrycznej. Rynek jest niezupełny i nie sposób zdefiniować jedynej miary martyngałowej, aby wycenić analizowane instrumenty finansowe. W praktyce, ryzyko projektu jest wzięte pod uwagę poprzez dobranie odpowiedniej stopy dyskontowej (*risk adjusted discount rate*) (Graham, Harvey, 2001).

Zatem podejmujący decyzję inwestycyjną, aby znaleźć stopę dyskontową dostosowaną do ryzyka związanego z projektem, odwołuje się do kosztu kapitału własnego i obcego, który finansuje projekt. Stąd identyfikacja dostosowanej do ryzyka stopy dyskontowej projektu związana jest z wyznaczeniem średniego ważonego kosztu kapitału (*Weighted Average Cost of Capital*) WACC

$$WACC = \frac{D}{D+E} k_D (1 - \tau_C) + \frac{E}{D+E} k_E \quad (2)$$

gdzie: D – wartość kapitału obcego, E – wartość kapitału własnego, τ_C – wysokość stopy podatkowej, k_D – koszt kapitału obcego, k_E – koszt kapitału własnego.

W zależności (2) wielkość, która sprawia kłopot przy wyznaczaniu, to koszt kapitału własnego k_E . Koszt kapitału własnego jest wielkością nieobserwowalną bezpośrednio na rynku i jego estymacja odwołuje się do idei równowagi rynków finansowych: inwestorzy powinni oczekiwać takiej stopy zwrotu z inwestycji, która rekompensuje ryzyko projektu. Najbardziej znanym modelem równowagi jest Capital Asset Pricing Model CAPM, w którym inwestor jest nagradzany za podjęcie ryzyka systematycznego projektu, czyli takiego, które nie może być osłonięte dobrze zdywersyfikowanym portfelem innych instrumentów finansowych. Prostota modelu CAPM powoduje, że jest narzędziem preferowanym przez dyrektorów finansowych pomimo ograniczonych możliwości w prognozowaniu oczekiwanych stóp zwrotu na rynku akcji (Fama, French, 1994).

Celem zarządzającego projektem (firmą) jest maksymalizacja wartości projektu. To oznacza, że zarządzający, aby osiągnąć ten cel, powinien minimalizować WACC projektu. W związku z tym powinien dążyć do optymalnej struktury kapitałowej firmy.

2.2. Wewnętrzna stopa zwrotu

Innym często stosowanym kryterium podejmowania decyzji inwestycyjnych jest wewnętrzna stopa zwrotu (*Internal Rate of Return*) IRR. Jest to taki koszt kapitału projektu, dla

którego NPV projektu wynosi 0. Czyli znalezienie stopy IRR sprowadza się do rozwiązania równania

$$0 = -I + \frac{E(CF(1))}{(1+IRR)} + \frac{E(CF(2))}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{E(CF(T))}{(1+IRR)^T} \quad (3)$$

W tym przypadku projekt powinien zostać realizowany, jeśli stopa IRR jest większa, niż koszt kapitału projektu k . To kryterium jest często stosowane, pomimo tego, że stopa IRR nie ma ekonomicznego uzasadnienia, bo jest rozwiązaniem równania (3). Zależność (3) może mieć również wiele rozwiązań, co dodatkowo powoduje trudność w interpretacji.

2.3. Uśredniony koszt energii elektrycznej

W starym modelu funkcjonowania sektora energetycznego wypracowano również inną miarę podejmowania decyzji inwestycyjnych – uśredniony koszt energii elektrycznej (*Levelized Cost of Electricity*) LCOE. Miara ta powinna dać odpowiedź na pytanie: jaka powinna być średnia cena energii elektrycznej S_{av} , aby inwestycja w określony sposób generacji była opłacalna. Taką cenę energii elektrycznej można wyznaczyć (przykładowo dla bloku węglowego) z zależności (1) odpowiednio ją modyfikując

$$0 = -I + \sum_{i=1}^T \frac{N(S_{av} - H_c S_c - I_c S_{CO2}) - K_s}{(1+k)^i} \quad (4)$$

gdzie: I – nakłady inwestycyjne, N – liczba godzin pracy bloku/elektrowni w ciągu roku, S_{av} – średnia cena energii elektrycznej (PLN/MWh), S_c – średnia cena węgla kamiennego (PLN/GJ), H_c – współczynnik konwersji węgla kamiennego (GJ/MWh), S_{CO2} – średnia cena certyfikatu (PLN/MWh), I_c – wskaźnik intensywności emisji węgla (tCO₂/MWh), k – koszt kapitału projektu, K_s – jednostkowe (roczne) koszty stałe (PLN), T – czas życia projektu.

Jako koszt kapitału przyjmuje się średni ważony koszt kapitału WACC. W liczniku zależności (4) można odnaleźć wprowadzone wcześniej pojęcie clean dark spreadu bloku węglowego.

Zależność (4) mówi, jaka powinna być uśredniona cena energii elektrycznej S_{av} , aby NPV projektu było równe 0 (punkt opłacalności projektu). Idea podobna, jak w przypadku wewnętrznej stopy zwrotu IRR, przy czym w rozważanym przypadku poszukiwana jest stosowna cena energii elektrycznej S_{av} , a nie koszt kapitału, jak w przypadku IRR. Wyznaczając średnią cenę energii S_{av} z równania (4) uzyskuje się zależność:

$$S_{av} = H_c S_c + I_c S_{CO2} + \frac{K_s}{N} + \frac{I}{N} \frac{1-b}{b(1-b^T)} \quad (5)$$

gdzie parametr $b = 1/(1+k)$.

W przypadku generacji z OZE w zależności (4) zamiast clean dark spreadu należy wziąć pod uwagę green spread

$$0 = -I + \sum_{i=1}^T \frac{N(S_{av} - S_{REC}) - K_s}{(1+k)^i} \quad (6)$$

stąd średnia cena energii elektrycznej dla generacji z OZE

$$S_{av} = -S_{REC} + \frac{K_s}{N} + \frac{I}{N} \frac{1-b}{b(1-b^T)} \quad (7)$$

Rozważane pojęcia można zilustrować przykładem.

Przykład 1.

Niech będą dane następujące parametry generacji energii elektrycznej z bloku węgla kamiennego oraz lądowej farmy wiatrowej:

	Blok węglowy	Farma wiatrowa
Nakłady inwestycyjne (mln PLN/MWh)	6,0	6,0
Jednostkowe roczne koszty stałe (tys. PLN/MWh)	240,0	80,0
Czas eksploatacji (lata)	40	40
Czas generacji w roku (h)	3000	1700
Waga kapitału własnego w_E (%)	50	50
Koszt kapitału własnego k_E (%)	15	15
Waga kapitału obcego w_D (%)	50	50
Koszt kapitału obcego k_D (%)	5	5
Współczynnik konwersji węgla H_c (GJ/MWh)	0,4	
Cena węgla S_c (PLN/GJ)	360	
Wskaźnik intensywności emisji węgla I_c (tCO ₂ /MWh)	0,4	
Cena certyfikatu S_{CO_2} (PLN/tCO ₂)	60	
Cena prawa majątkowego S_{REC} (PLN)		40

Źródło: obliczenia własne.

Dla tak przyjętych parametrów można wyznaczyć średni ważony koszt kapitału WACC dla obu rodzajów generacji

$$WACC = 50\% \times 15\% + 50\% \times 5\% (1 - 19\%) = 9,53\%.$$

Stąd uśredniony koszt energii elektrycznej LCOE dla rozważanych rodzajów generacji:

- bloku węglowego: 440 PLN/MWh,
- farmy wiatrowej: 340,8 PLN/MWh.

W przypadku wyznaczania LCOE zakłada się, że parametry wejściowe są stałe w czasie życia projektu. Część opracowań dopuszcza też badanie wrażliwości LCOE na wybrane parametry (*ceteris paribus*) (Lazard, 2016).

3. Krytyka miary LCOE jako wskaźnika podejmowania decyzji inwestycyjnych w energetyce

Wielu profesjonalistów sektora energetyki bezkrytycznie stosuje wskaźnik LCOE, aby ocenić konkurencyjność różnych źródeł generacji energii elektrycznej. Można jednak wyróżnić kilka aspektów, które powodują, że wskaźnik LCOE jest nieodpowiedni przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w tym sektorze.

3.1. LCOE nie uwzględnia elastyczności projektów energetycznych

Metodologia zdyskontowanych przepływów pieniężnych (NPV, IRR czy LCOE) została rozwinięta do wyceny instrumentów finansowych, głównie instrumentów o stałym dochodzie. Zakłada się w niej, że:

- każdy dowolny przepływ pieniężny można replikować portfelem innych instrumentów kwotowanych na rynku, czyli zakłada się zupełność rynku,
- na rynku nie ma możliwości arbitrażu.

Jednak w przypadku decyzji inwestycyjnych dotyczących aktywów rzeczowych sektora energetycznego można dostrzec wady metod opartych o zdyskontowane przepływy pieniężne (Dixit, Pindyck, 1994):

- większość decyzji inwestycyjnych nie jest typu 'teraz lub nigdy',
- nakłady inwestycyjne w aktywna rzeczowe są nieodwracalne,
- wielkości potrzebne do wyznaczenia efektywności projektu (takie, jak cena energii, koszty paliwa, czas pracy generacji w ciągu dnia, etc.) są wielkościami losowymi i są opisywane procesami stochastycznymi,
- projekty mają zwykle wbudowane opcje, które nie są wyceniane metodą DCF.

Co więcej, typowa analiza NPV na ogół zaniża wartość przedsięwzięcia (w przypadku LCOE podwyższa średnią cenę energii elektrycznej), ponieważ nie uwzględnia korzyści płynących z elastyczności operacyjnej oraz innych czynników strategicznych (Boer, 2000). W przypadku projektów energetycznych, sam proces generacji energii elektrycznej jest opcją typu spread.

Wiele innych opcji realnych pojawia się w sposób naturalny w energetycznych projektach inwestycyjnych (np. możliwość odroczenia, zamknięcia lub zaniechania projektu), podczas, gdy inne opcje mogą być planowane i utworzone po określonym koszcie (np. zwiększenia/zmniejszenia zdolności produkcyjnych, przełączenia pomiędzy alternatywnymi wejściami/wyjściami).

W przypadku stosowania LCOE do porównywania opłacalności inwestycji w energetyce, szczególnie warto zwrócić uwagę na następujące zagadnienia związane z elastycznością firmy/projektu:

1. LCOE nie uwzględnia specyfiki struktury poszczególnych koncernów energetycznych.

Przed deregulacją sektora energetycznego wiele firm było zintegrowanych pionowo: od generacji poprzez przesył do dystrybucji energii elektrycznej. W tym momencie na rynku funkcjonuje wielu uczestników rynku, którzy mogą mieć różne struktury, a stąd zupełnie różne parametry wejściowe do wyznaczania LCOE.

2. LCOE nie uwzględnia pozafinansowych czynników wpływających na generację energii elektrycznej.

Ideą wyznaczania LCOE było porównanie i pokazanie, które źródła generacji energii elektrycznej są najbardziej ekonomiczne pod względem kosztowym. Jednak metoda ta pomija wiele zewnętrznych czynników, takich, jak choćby koszty związane z ochroną środowiska.

Przykładowo, generacja z bloku węgla kamiennego to nie tylko koszty emisji CO₂ do atmosfery, ale także duże zużycie wody do chłodzenia generatorów i, co za tym idzie, jej ogrzanie (zanieczyszczenie). Nawet energetyka jądrowa uważana za czyste źródło energii traktowana jest obecnie jako źródło, które wytwarza odpady, które trudno utylizować.

W podobnym tonie można również odnieść się do problemu handlu transgranicznego energią elektryczną. W niektórych sytuacjach bardziej opłacalnym mógłby być import energii elektrycznej, niż jej produkcja (przykładowo w Niemczech na rynku energii w pewnych okresach doby ceny energii bywają ujemne). Jednak większość krajów dąży do niezależności energetycznej kosztem opłacalności ekonomicznej.

3. LCOE jest bardzo wrażliwa na operacyjne i techniczne parametry wejściowe.

Aby wyznaczyć LCOE dla studiów porównawczych, należy określić czas życia generatora oraz współczynnik obciążenia (*capacity factor*), czyli liczbę godzin pracy generatora w ciągu roku. Wydaje się, że powinno się wyznaczyć LCOE dla przedziału czasu życia generacji oraz dla różnych współczynników obciążenia.

Zdecydowana większość obliczeń LCOE zakłada z góry określony czas życia generacji (np. 30 lat – dokładnie taki sam, jak czas finansowania inwestycji) podczas, gdy pewne generatory mają większą żywotność. Ta sama uwaga dotyczy założeń odnośnie współczynnika obciążenia, który jest często przeszacowywany/niedoszacowany. Ogólnie, im wyższa wartość współczynnika obciążenia, tym niższa wartość LCOE.

4. LCOE nie uwzględnia reżimów pracy różnych jednostek generacji.

Jednostki pracujące w podstawie, takie, jak elektrownie jądrowe, czy elektrownie węglowe mają inne reżimy pracy, niż jednostki pracujące w szczycie. Turbiny wiatrowe, które pracują głównie w nocy, można porównywać odpowiednio z najbardziej

efektywnymi jednostkami pracującymi w podstawie. Z drugiej strony, instalacje fotowoltaiczne można właściwie porównywać z mniej efektywnymi jednostkami pracującymi w szczycie.

Lokalizacja jednostki generacyjnej, ograniczenia sieci przesyłowej, jak również dostępność paliwa w danym regionie znacząco wpływają na wysokość LCOE.

5. LCOE nie jest miarą kosztów systemowych.

Jeśli w systemie energetycznym występują niedobory energii w szczycie, to zasadnym będzie raczej inwestycja w blok gazowy, niż w blok węglowy, choć blok węglowy mógłby mieć niższe LCOE, niż blok gazowy (sparklibrary).

Podobnie będzie w przypadku, gdy w okolicy będzie dostępna (bądź nie) sieć przesyłowa. Wtedy dobrym pomysłem może być inwestycja w blok o mniejszej mocy, który może mieć wyższe LCOE, niż jednostka generacyjna o większej mocy.

3.2. LCOE nie rozróżnia kosztów krańcowych od nakładów inwestycyjnych

Energia generowana przez farmę wiatrową i ogniwa fotowoltaiczne ma niskie koszty krańcowe, a wysokie nakłady inwestycyjne. Natomiast generacja energii elektrycznej z gazu ma stosunkowo niskie nakłady kapitałowe, ale wysoką zmienność cen paliwa (gazu), a co za tym idzie, może mieć wysokie koszty krańcowe.

Zatem w przypadku generacji z OZE, większość kosztów jest ponoszona na początku inwestycji, w przeciwieństwie do generacji ze źródeł konwencjonalnych, gdzie główne koszty to koszty operacyjne (w szczególności paliwo), których cena może zmieniać się znacząco.

To oznacza, że, jeśli nawet technologia ma wysokie nakłady inwestycyjne i niski LCOE, to właśnie te początkowe (wysokie) nakłady mogą powodować odrzucenie projektu.

Zatem głównym problemem dla deweloperów OZE jest pozyskanie stosownego finansowania. Finansowe innowacje (przykładowo obligacje typu Yieldco) są w tym momencie równie ważnym motywem dla rozwoju OZE obok różnego rodzaju wsparcia, czy technologicznych innowacji.

3.3. Wpływ kosztu kapitału projektu na wysokość LCOE

Większość rozważań dotyczących wyznaczania LCOE zakłada określony poziom kosztu kapitału finansującego projekt. Przykładowo, Lazard (2016), zakłada, że wszystkie projekty są finansowane w proporcji: 60% waga kapitału obcego, 40% waga kapitału własnego, a koszt kapitału wynosi 8% oraz 12% odpowiednio.

W rzeczywistości, koszt kapitału jest wielkością zmienną, która zależy od kilku parametrów rynkowych. Warto zaznaczyć, że w literaturze przedmiotu istnieje co najmniej kilka modeli opisujących dynamikę stopy procentowej. Zmiana określonych parametrów kosztu kapitału może prowadzić do poważnych zmian LCOE rozważanego projektu energetycznego (rys. 1).

3.4. LCOE nie bierze pod uwagę ryzyka projektu

W przypadku projektów inwestycyjnych w energetyce można wyróżnić kilka rodzajów ryzyka:

- ceny energii elektrycznej,
- ceny paliwa wejściowego,
- prawne,
- operacyjne.

Wymienione czynniki ryzyka nie są w żaden sposób uwzględnione w wyrażeniu na LCOE. Co więcej, są one ważne w kontekście rozróżnienia pomiędzy nakładami inwestycyjnymi, a kosztami krańcowymi. Dwie inwestycje mogą być konkurencyjne, jeśli wziąć pod uwagę miarę LCOE (np. farma wiatrowa oraz blok węglowy). Inwestycja w farmę wiatrową jest obciążona tylko nakładami kapitałowymi. I to jest praktycznie jedyne ryzyko inwestycji. Natomiast inwestycja w blok węglowy oznacza, że większość kosztów jest trudna do oszacowania – cena węgla (czy innego paliwa wejściowego) charakteryzuje się wysoką zmiennością.

Rysunek 1. Wrażliwość LCOE (USD/MWh) ze względu na koszt kapitału WACC (%)

Źródło: opracowanie własne.

Profil ryzyka inwestycji w OZE jest inny, niż w przypadku konwencjonalnych źródeł energii. Jeśli projekt OZE jest zakończony i deweloper ma podpisaną umowę z operatorem sieci energetycznej, to praktycznie znika ryzyko finansowe.

Wnioski końcowe

Szczególne cechy energii elektrycznej powodują, że podejmowanie inwestycji w projekty generacji energii jest szczególnie trudne. Klasyczne wskaźniki podejmowania decyzji inwestycyjnych polegają na porównaniu wartości bieżącej kosztów projektu z wartościami bieżącymi przyszłych przychodów.

Jednak rzeczywistość rynkowa pokazuje, że działanie firmy w sektorze energetycznym charakteryzuje się dynamicznymi zmianami otoczenia, niespodziewanymi zmianami warunków atmosferycznych, niepewnością oraz oddziaływaniem konkurencji, co często oznacza, że założone przepływy pieniężne z projektu (lub ich rozkład) znacznie się różnią od tych przyjętych pierwotnie. W czasie realizacji projektu, napływające informacje i zmniejszająca się niepewność odnośnie przyszłych przepływów pieniężnych, pozwalają zarządzającym na dokonywanie bieżących zmian.

Podsumowując, mając wiele losowych parametrów decydent chce mieć w miarę proste kryterium podejmowania decyzji inwestycyjnych. Jednak takie podejście powoduje, że czyni się wiele upraszczających założeń. LCOE może być jedną z miar wspomagających proces podejmowania decyzji inwestycyjnych w energetyce. Jednak porównując efektywność ekonomiczną różnych źródeł generacji energii elektrycznej wydaje się koniecznym pokreślenie przyjętych założeń. Co więcej, przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych powinno się wziąć pod uwagę wiele szczegółów, takich, jak: losowość parametrów wejściowych, przyszłe ryzyka oraz wpływ na cały system elektroenergetyczny.

Literatura

- Boer, F.P. (2000). *Valuation of Technology Using Real Options*, *Research Technology Management*. July/August.
- Brealey, R., Myers, S. (2000). *Principles of Corporate Finance*. Boston: Irwin McGraw-Hill.
- Dixit, A.K., Pindyck, R. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Duffie, D. (2001). *Dynamic Asset Pricing Theory*. Princeton University Press.
- Eydeland, A., Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management – New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*. Hoboken: John Wiley & Sons.
- Fama, E.F., French, K.R. (1992). The cross-section of expected stock returns. *J. of Finance*, 2 (47), 427–465.
- Graham, J.R., Harvey, C.R. (2001). The theory and practice of corporate finance: Evidence from the field. *J. of Fin. Economics*, 60, 187–243.
- <https://about.bnef.com/press-releases/coal-and-gas-to-stay-cheap-but-renewables-still-win-race-on-costs>.
- https://www.moodys.com/research/Moodys-Polands-coal-dominated-fuel-mix-expected-to-remain-unchanged-PR_352249.
- <https://www.sprinklery.com/9-reasons-why-lcoe-can-mislead>.
- Raport PwC Polska (2016). *7 pokus polskiej energetyki 2016*. Maj.

IS LCOE A GOOD MEASURE OF INVESTMENT DECISION IN ENERGY INDUSTRY?

Abstract: In this paper criteria of investment decision in energy industry is presented. Particular attention is focused on LCOE measure. Some limitations of using LCOE in new model of energy market is discussed.

Keywords: spread, NPV, IRR, LCOE, real options

Cytowanie

Dzięża, J. (2017). Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energetyce? *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia*, 5 (89/2), 273–284. DOI: 10.18276/frfu.2017.89/2-20.