

Marcin Wierzbński

ZASTOSOWANIE RACHUNKU KOSZTÓW CYKLU ŻYCIA W OCENIE EFEKTYWNOŚCI INWESTYCJI POLEGAJĄCYCH NA BUDOWIE KOGENERACYJNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

1. Ogólna charakterystyka rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii)

Koncepcja cyklu życia produktu wywodzi się z zakresu zarządzania strategicznego oraz marketingu. Koncepcja ta zakłada, iż produkt, istniejąc na rynku, przechodzi przez kilka następujących po sobie faz, do których zalicza się:

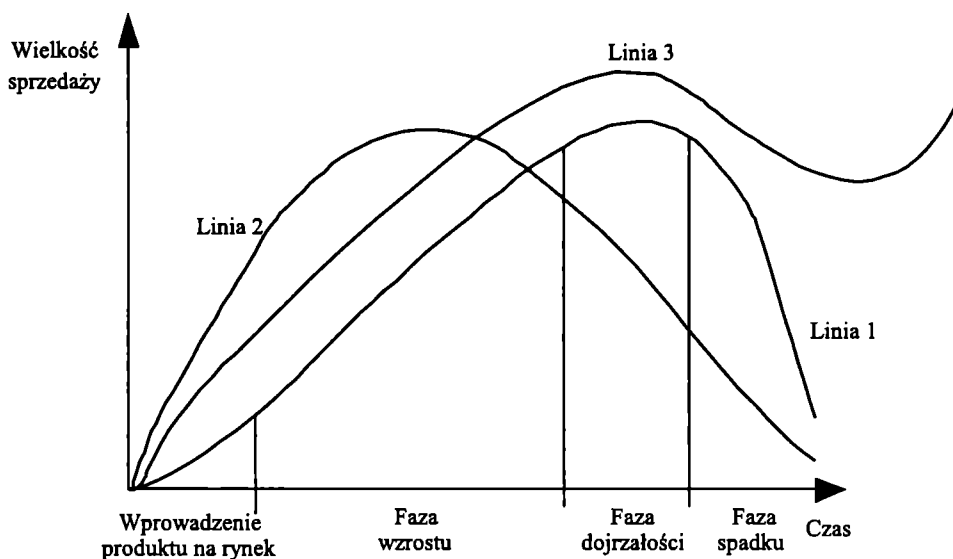
- fazę wprowadzenia produktu na rynek,
- fazę wzrostu,
- fazę dojrzałości,
- fazę spadku.

Podstawą wyodrębniania tych faz jest intensywność oraz kierunek zmian wielkości sprzedaży produktu. Na rys. 1 przedstawiono przykładowe kształty krzywej cyklu życia produktu.

Wymienione cztery fazy cyklu życia produktu należy jednak uzupełnić o etap, w którym prowadzone są badania nad opracowaniem koncepcji oraz prototypu nowego wyrobu, a także o etap wycofania produktu z rynku. Często wstępny etap w historii produktu stanowi dużą część jego cyklu życia i jest z nim związane ponoszenie dużych wydatków.

Koncepcja cyklu życia produktu wymaga ścisłego zdefiniowania rodzaju i istoty oferowanego produktu, zdarza się bowiem, że na rynku istnieje kilka bardzo podobnych produktów. Wówczas należy rozstrzygnąć, czy istniejące produkty są substytutami tzn. mogą one być łączone w jeden cykl życia, czy też są to wyroby na tyle się różniące, iż każdy z nich może tworzyć własny cykl życia.

Istnieją trzy podstawowe przekroje, w ramach których produkty mogą być definiowane. Zalicza się do nich [11, s. 147]:



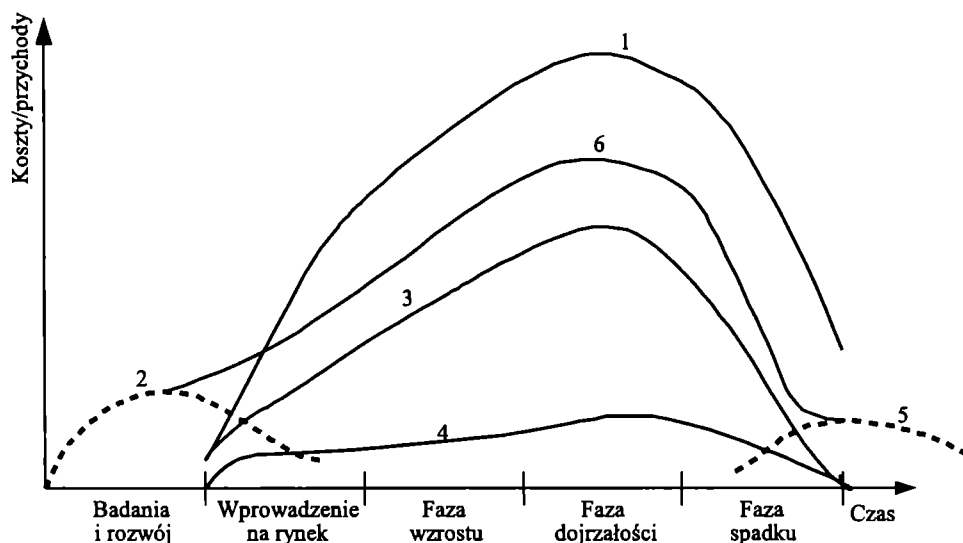
Rys. 1. Możliwe kształty krzywej cyklu życia produktu

Źródło: opracowanie własne.

charakterystykę technologiczną, czyli specyfikację fizycznych i operacyjnych cech produktu,
funkcjonalność, czyli zakres funkcji, które spełnia dany produkt,
korzyści z wykorzystania produktu przez konsumenta, oznaczające specyfikację przewag, które posiada dany produkt dla określonej klasy konsumentów.

W ostatnim czasie zauważalne jest zjawisko skracania się przeciętnego czasu trwania cyklu życia produktu. Niekiedy zdarza się również, iż w cyklu życia produktu nie występuje faza dojrzałości, lecz produkt przechodzi bezpośrednio z fazy wzrostu do fazy schyłku. W dużej mierze jest to związane z postępowaniem technologicznym oraz z zaostrzającą się konkurencją. Przedsiębiorstwa, chcąc utrzymać się na rynku, prześcigają się w wyszukiwaniu nowych pomysłów na zaspokajanie coraz bardziej wyrafinowanych potrzeb klientów. Z drugiej strony można również wskazać na takie produkty, bez których trudno byłoby sobie wyobrazić codzienne życie i których cykl życia jest bardzo długi. Należy chociażby wymienić energię elektryczną, ciepło czy niektóre artykuły spożywcze. W tym przypadku można jednak mówić o cyklu życia produktu w kontekście stosowanej technologii wytwarzania tego typu wyrobów, która ulega częstszym zmianom niż istota samego produktu. Okres od momentu zaprojektowania określonej technologii do wycofania jej z użytkowania składa się na tzw. cykl życia technologii.

Istotą rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii) jest planowanie oraz ocena i kontrola kosztów w długim okresie, który sięga od momentu rozpoczęcia badań do zakończenia produkcji i wycofania produktu z rynku lub likwidacji stosowanej technologii wytwarzania produktu. Dzięki temu, iż koszty są planowane oraz poddawane ocenie w początkowej fazie cyklu życia produktu (technologii), można nimi sterować w taki sposób, aby uzyskać jak największy efekt z wprowadzenia nowego wyrobu na rynek. Zagadnienie to jest bardzo istotne, gdyż, jak się ocenia, od 80 do 90% przyszłych kosztów wytwarzania zostaje przesądzonych na etapie projektowania produktu (technologii). W tej fazie bowiem można wpływać na wysokość kosztów w bardzo różny sposób, jak np. poprzez zastosowanie określonej technologii wytwarzania produktu czy poprzez odpowiednie zaprojektowanie produktu.



1 – przychody ze sprzedaży, 2 – koszty badań i rozwoju, 3 – koszty produkcji, 4 – koszty ogólnego zarządu, koszty sprzedaży i zaopatrzenia, 5 – koszty związane z zakończeniem produkcji, 6 – koszty łącznie.

Rys. 2. Kategorie kosztów cyklu życia produktu

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5, s. 114].

Kompleksowość zarządzania kosztami w przedstawianym rachunku kosztów przejawia się w tym, iż bierze on pod uwagę różne kategorie kosztów ponoszone w poszczególnych fazach cyklu życia produktu (technologii). Trzema głównymi grupami kosztów, będącymi przedmiotem kalkulacji w rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii), są:

- koszty badań i rozwoju, które są ponoszone w fazie przedprodukcyjnej,

koszty wytwarzania produktu, sprzedaży oraz inne kategorie kosztów ponoszone w fazie rynkowej,
koszty zakończenia produkcji, występujące w ostatniej fazie cyklu życia produktu (technologii).

Tradycyjne systemy rachunku kosztów nie doceniają pierwszej i ostatniej kategorii kosztów. Ich uwaga skupia się raczej na planowaniu i kalkulacji kosztów fazy produkcyjnej. W rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii) istnieje możliwość oceny rentowności sprzedaży określonego produktu z uwzględnieniem wszystkich trzech kategorii kosztów.

Różne kategorie kosztów cyklu życia produktu przedstawiono na rys. 2.

Przedstawione kategorie kosztów pozwalają na podanie ogólnej formuły obliczeniowej dla kosztów cyklu życia produktu (technologii), która przedstawia się następująco:

$$K_c = K_{B+R} + K_{KW} \cdot \left(1 + \frac{snK_o (\%)}{100}\right) + K_{zp}, \quad (1)$$

gdzie: K_c – koszty cyklu życia produktu,

K_{B+R} – koszty badań i rozwoju,

K_{KW} – koszt wytworzenia produktu,

snK_o – stopa narzutu kosztów ogólnego zarządu oraz kosztów sprzedaży,

K_{zp} – koszty związane z zakończeniem produkcji.

W przedstawionej formule obliczeniowej do kosztów wytworzenia dodano pewien narzut kosztów ogólnego zarządu oraz sprzedaży. Wydaje się jednak, iż lepszym rozwiązaniem jest analizowanie tylko tych kosztów cyklu życia produktu (technologii), których ponoszenie będzie się ściśle wiązało z wprowadzeniem na rynek i wytwarzaniem określonego wyrobu. Dzięki temu unika się arbitralnego rozliczania kosztów ogólnego zarządu i sprzedaży na poszczególne produkty.

2. Metoda skorygowanej wartości bieżącej w ocenie ekonomicznej efektywności projektów inwestycyjnych

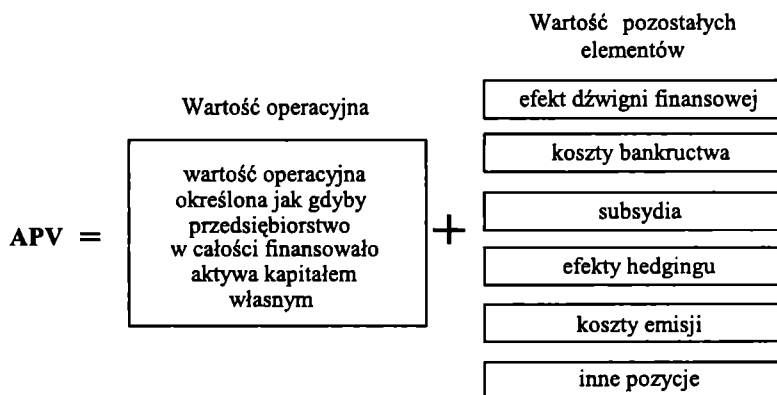
Metoda skorygowanej wartości bieżącej (APV – *adjusted present value*) opiera się na obowiązującej w finansach zasadzie addytywności. Zgodnie z tą zasadą, jeżeli rynek kapitałowy ustala wartość środka A jako $PV(A)$, a środka B jako $PV(B)$, to wartość rynkowa przedsiębiorstwa posiadającego tylko te dwa składniki jest następująca [1, s. 244]:

$$PV(AB) = PV(A) + PV(B). \quad (2)$$

Model APV jest powszechnie uważany za lepsze narzędzie oceny ekonomicznej efektywności projektów inwestycyjnych niż koncepcja oparta na średnim ważonym koszcie kapitału (WACC). Dzieje się tak dlatego, że za pomocą metody

APV jest możliwe dezagregowanie projektów na wiele obszarów, a następnie poddawanie ich oddzielnej wycenie [6].

Wartość tworzoną przez projekt inwestycyjny można dezagregować na wiele pozycji w różnych przekrojach. Jeden z przykładowych przekrojów dezagregacji wartości tworzonej przez projekt inwestycyjny zobrazowano na rys. 3.



Rys. 3. Idea metody skorygowanej wartości bieżącej (APV)

Źródło: [6].

Dwoma najważniejszymi składnikami, które wycenia się oddzielnie w metodzie APV, są:

- wartość operacyjna projektu, którą jest wartość obecna generowanych wolnych przepływów środków pieniężnych (FCF) przy założeniu, że projekt inwestycyjny jest finansowany wyłącznie kapitałem własnym, wartość efektu związanego z dźwignią finansową, którą jest wartość obecna dodatkowych przepływów środków pieniężnych wynikających z finansowania części projektu długiem; te dodatkowe przepływy odpowiadają oszczędnościom podatkowym, które można uzyskać poprzez fakt, iż prawo podatkowe uznaje koszty odsetek od zaciągniętych zobowiązań za koszt uzyskania przychodów.

Wartość operacyjną projektu inwestycyjnego wycenia się, dyskontując wolne przepływy środków pieniężnych (FCF) kosztem kapitału własnego, który uwzględnia jedynie ryzyko operacyjne. Koszt kapitału własnego przyjmuje się na takim poziomie, który jest charakterystyczny dla podmiotu niekorzystającego z długu. Wartość operacyjną oblicza się więc ze wzoru:

$$WO = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{FCT_t}{(1 + k_{sUt})}, \quad (3)$$

gdzie: WO – wartość operacyjna projektu inwestycyjnego,

k_{sUt} – koszt kapitału własnego przy założeniu, iż nie korzysta się z zadłużenia.

Wycena drugiego podstawowego składnika wartości tworzonej przez projekt polega na oszacowaniu korzyści związanych z dźwignią finansową i doprowadzeniu ich do wartości bieżącej za pomocą odpowiedniej stopy dyskontowej. Korzyści z dźwigni finansowej stanowią iloczyn szacowanych kosztów odsetek i stopy podatkowej. Uznaje się, iż stopą dyskontową, która odpowiada ryzyku tego rodzaju dodatkowych przepływów środków pieniężnych, jest rynkowe oprocentowanie kapitału obcego. W związku tym wartość tych dodatkowych efektów określa się ze wzoru:

$$WDF = \sum_{t=1}^{\infty} \left(\frac{CF_t}{1 + k_{dt}} \right), \quad (4)$$

gdzie: WDF – wartość efektu związanego z dźwignią finansową,

CF_t – dodatkowe przepływy związane z dźwignią finansową,

k_{dt} – rynkowe oprocentowanie długu w okresie t .

Stosując metodę skorygowanej wartości bieżącej, uzyskuje się bardziej szczegółową informację o tym, w których obszarach jest tworzona wartość oraz jakie jest jej znaczenie z punktu widzenia wartości całego projektu inwestycyjnego. Tego typu informacji nie można uzyskać, stosując metodę opartą na WACC, w której wszystkie wolne przepływy środków pieniężnych są traktowane nierozłącznie.

3. Wykorzystanie rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii) do oceny przedsięwzięć inwestycyjnych polegających na budowie kogeneracyjnych źródeł energii

W ostatnim czasie wzrasta zainteresowanie inwestorów budowaniem nowoczesnych źródeł energii, które są efektywne ekonomicznie oraz przyjazne środowisku naturalnemu. Do tego typu źródeł zaliczają się układy skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, których walory proekologiczne przejawiają się w:

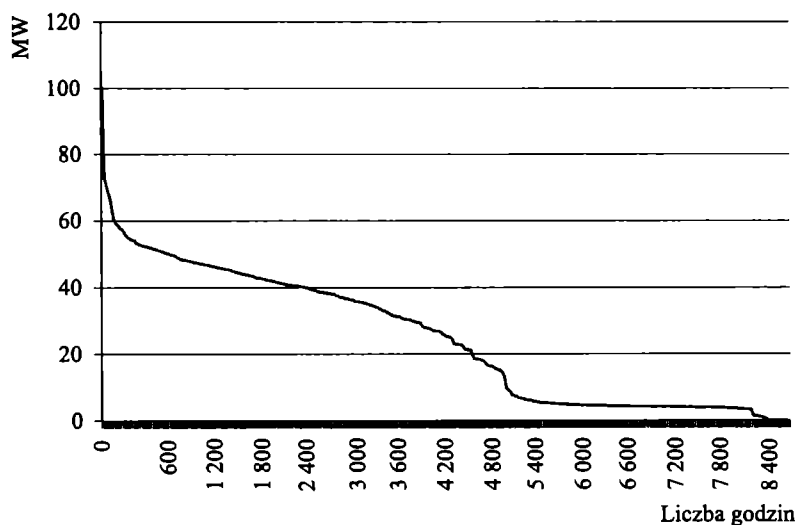
- wykorzystywaniu jako paliwa gazu ziemnego,
- wyższej sprawności działania w stosunku do tradycyjnych ciepłowni lub elektrowni kondensacyjnych,
- ograniczeniu strat ciepła na przesył.

Ograniczenie strat ciepła na przesył związane jest z tym, iż źródła kogeneracyjne są najczęściej budowane w pobliżu finalnych odbiorców ciepła. Nie ma więc potrzeby, tak jak w przypadku wielkich elektrociepłowni zawodowych, przesyłania tego produktu na duże odległości.

Rachunek kosztów cyklu życia produktu (technologii) może zostać wykorzystany do określenia technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, która zapewni minimalizację kosztów cyklu życia, a jednocześnie sprawi, iż wartość tworzona przez nowo budowane źródło będzie maksymalizowana. Innym moż-

liwym zastosowaniem rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii) jest wpływanie na różne czynniki kosztotwórcze w taki sposób, aby maksymalizować wartość tworzoną przez nowo budowane źródło kogeneracyjne. W dalszej części artykułu został przedstawiony przykład, w jaki sposób można wykorzystać rachunek kosztów cyklu życia produktu (technologii) do optymalnego doboru urządzeń wytwórczych w nowo budowanym źródle.

Problem postawiony przed projektantami źródła polega na odpowiednim doborze urządzeń wytwórczych, które byłyby dopasowane do zadanej z góry krzywej obciążeń cieplnych dla pewnego rejonu miasta. Na rys. 4 została przedstawiona krzywa obciążeń cieplnych dla osiedla, na którym ma zostać wybudowane nowe źródło.



Rys. 4. Krzywa obciążeń cieplnych

Źródło: opracowanie własne.

Szczytowe obciążenie cieplne dla danego rejonu miasta w okresie najniższych zanotowanych temperatur wynosi ok. 80 MW. Ta wielkość wyznacza wysokość zainstalowanej mocy cieplnej w nowo budowanym źródle. Na podstawie krzywej obciążeń cieplnych można również oszacować zapotrzebowanie na ciepło, które występuje w analizowanym rejonie miasta. Szacuje się, iż sprzedaż ciepła wynosi 743 tys. GJ rocznie.

Ze względu na różne uwarunkowania projektowe wyróżniono cztery potencjalne rodzaje urządzeń, które mogą znaleźć zastosowanie w nowo budowanym źródle. Oczywiście rzeczywista liczba możliwych urządzeń stosowanych przy budowie kogeneracyjnego źródła energii jest znacznie większa. Podstawowe dane charakteryzujące poszczególne urządzenia zaprezentowano w tab. 1.

Tabela 1. Podstawowe dane charakteryzujące potencjalne urządzenia do wytwarzania ciepła

Rodzaj urządzenia	Jednostkowe nakłady inwestycyjne*	Sprawność działania	Wykorzystywane paliwo	Wartość opałowa paliwa
Kotły węglowe	225 tys. zł/MW _t	71%	węgiel kamienny	21,13 GJ/t
Kotły gazowe	170 tys. zł/MW _t	90%	gaz ziemny wysokometanowy	34,33 MJ/m ³
Kotły olejowe	100 tys. zł/MW _t	90%	olej opałowy	11,54 kWh/kg
Silniki gazowe (urządzenia do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej)	1776 tys. zł/MW _e	37%**	gaz ziemny wysokometanowy	34,33 MJ/m ³

* MW_t – jeden megawat termiczny, MW_e – jeden megawat elektryczny,

**podana sprawność została określona jedynie w stosunku do wytwarzania energii elektrycznej, całkowita sprawność układu kogeneracyjnego z silnikiem gazowym sięga 90%.

Źródło: opracowanie własne.

W toku analizy przyjmowano szereg założeń odnoszących się do źródeł finansowania nakładów inwestycyjnych, przychodów ze sprzedaży i czynników kosztotwórczych. Najważniejsze z nich zostały przedstawione w tab. 2.

Tabela 2. Charakterystyka najważniejszych założeń odnoszących się do budowy źródła kogeneracyjnego

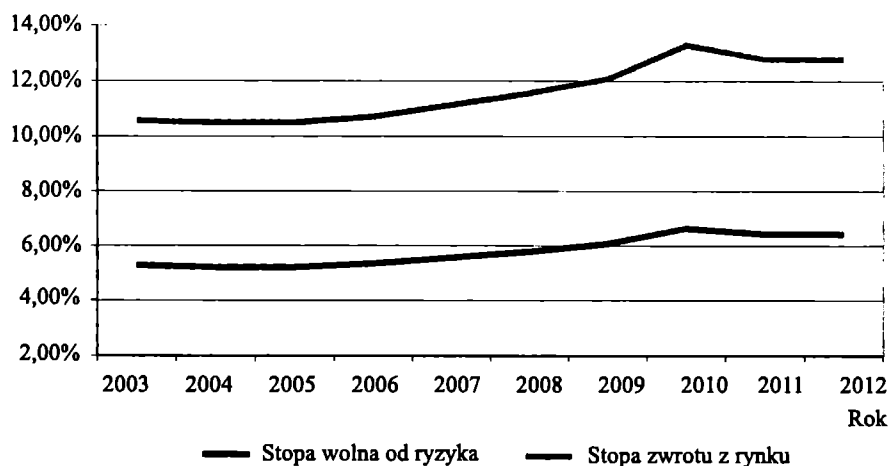
Kategoria ekonomiczna	Założenie
Cykl życia technologii	15 lat
Nakłady inwestycyjne poza urządzeniami wytwórczymi (obiekty budowlane, przyłącza mediów itp.)	12,9 mln zł
Struktura kapitału wykorzystanego do sfinansowania przedsięwzięcia	• 30% kapitał własny • 70% kapitał obcy
Cena sprzedaży ciepła	nie wyższa niż 21,02 zł/GJ
Cena sprzedaży energii elektrycznej	energia elektryczna będzie sprzedawana bezpośrednio do odbiorcy z pominięciem zakładu energetycznego, w związku z czym jej wysokość może wynosić 210 zł/MWh
Ceny zakupu paliwa	• węgiel kamienny (z kosztami transportu) – 172,77 zł/t • gaz ziemny wysokometanowy – taryfa PGNiG SA z dnia 15 marca 2002 r. (grupa taryfowa W – 9 lub W – 10 w zależności od wysokości mocy zamówionej) • olej opałowy (wraz z kosztami transportu) – 1,20 zł/kg

Źródło: opracowanie własne.

Oprócz powyższych wielkości ekonomicznych konieczne jest oszacowanie takich dodatkowych kosztów fazy produkcyjnej i poprodukcyjnej, jak:

- koszty opłat za emisję zanieczyszczeń,
- koszty podatku akcyzowego związanego z produkcją energii elektrycznej,
- koszty wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników,
- koszty remontów oraz serwisu.
- koszty dywestycji ponoszone na końcu cyklu życia technologii.

Przedstawiona charakterystyka podstawowych rozwiązań technologicznych oraz pozostałych parametrów pozwala na wygenerowanie kilku opcji odnoszących się do technologicznego układu wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Należy dodać, iż jest możliwe zaprojektowanie źródła wykorzystującego kombinację wszystkich czterech rodzajów urządzeń. Do oszacowania wartości operacyjnej tworzonej przez źródło kogeneracyjne w każdej ze zdefiniowanych opcji wykorzystano stopę dyskontową w wysokości kosztu kapitału własnego bez uwzględnienia ryzyka finansowego. Tę kategorię kosztu kapitału oszacowano na podstawie modelu CAPM. Podstawowe wartości parametrów tego modelu przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Przyjęte wartości parametrów modelu CAPM

Źródło: opracowanie własne.

Współczynnik beta odzwierciedlający wyłącznie ryzyko operacyjne został oszacowany na poziomie 0,5.

Ocena trzech wygenerowanych opcji z punktu widzenia kosztów cyklu życia produktu (technologii) oraz z perspektywy tworzenia wartości została zaprezentowana w kolejnych punktach.

Opcja I

Układ technologiczny dla opcji I przedstawia się następująco:

kotły węglowe – 30 MW

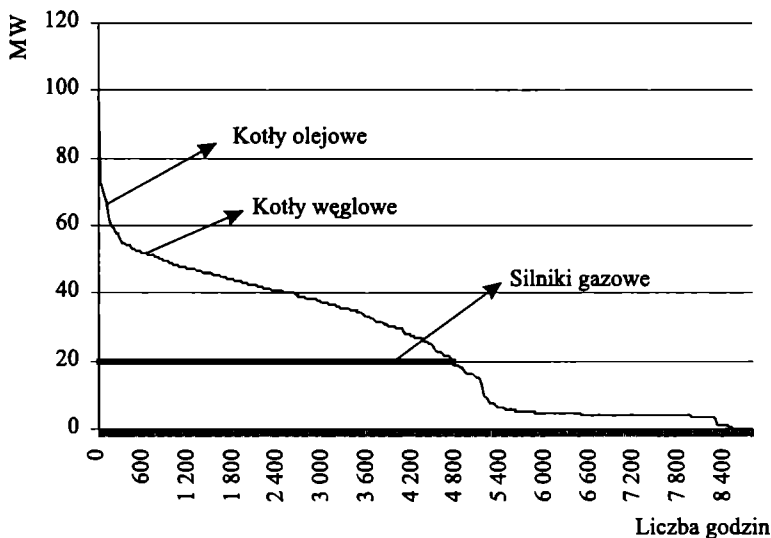
kotły gazowe – 0 MW

kotły olejowe – 30 MW

silniki gazowe

– moc cieplna – 20 MW_t

– moc elektryczna – 20 MW_e



Rys. 6. Wykres obciążeń cieplnych dobranych urządzeń (opcja I)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3. Koszty cyklu życia technologii i efektywność ekonomiczna inwestycji (opcja I)

Pozycja	Wielkości sprowadzone do wartości bieżącej
1	2
Nakłady inwestycyjne	60 038
Przychody ze sprzedaży	344 046
Koszty cyklu życia technologii	305 665
Koszty operacyjne	304 138
Koszty zmienne	228 311
koszt zużycia gazu	176 018
koszt zużycia węgla	25 783
koszt zużycia oleju opałowego	2 570
koszty związane z emisją zanieczyszczeń	2 270
koszty podatku akcyzowego	21 671

1	2
Koszty stałe	75 872
amortyzacja	29 019
koszty wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników	10 254
pozostałe koszty	36 599
Koszty dywestycji	1 482
Zysk operacyjny w całym cyklu życia technologii	38 381
NPV	8 139
wartość działalności operacyjnej	524
wartość związana z dźwignią finansową	7 616

Źródło: opracowanie własne.

Opcja II

Układ technologiczny dla opcji II przedstawia się następująco:

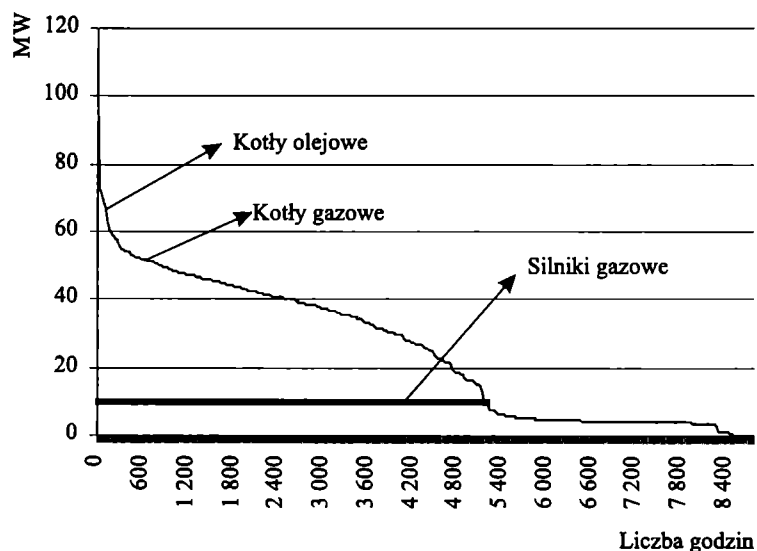
kotły węglowe – 0 MW

kotły gazowe – 40 MW

kotły olejowe – 30 MW

silniki gazowe

- moc cieplna – 10 MW_t
- moc elektryczna – 10 MW_e



Rys. 7. Wykres obciążeń cieplnych dobranych urządzeń (opcja II)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4. Koszty cyklu życia technologii i efektywność ekonomiczna inwestycji (opcja II)

Pozycja	Wielkości sprowadzone do wartości bieżącej
Nakłady inwestycyjne	42 321
Przychody ze sprzedaży	264 553
Koszty cyklu życia technologii	253 769
Koszty operacyjne	252 738
Koszty zmienne	200 882
koszt zużycia gazu	184 028
koszt zużycia węgla	0
koszt zużycia oleju opałowego	2 570
koszty związane z emisją zanieczyszczeń	775
koszty podatku akcyzowego	13 508
Koszty stałe	51 856
amortyzacja	19 775
koszty wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników	3 845
pozostałe koszty	28 237
Koszty dywestycji	1 031
Zysk operacyjny w całym cyklu życia technologii	10 784
NPV	-9 330
wartość działalności operacyjnej	-11 503
wartość związana z dźwignią finansową	2 173

Źródło: opracowanie własne.

Opcja III

Układ technologiczny dla opcji III przedstawia się następująco:

kotły węglowe – 0 MW

kotły gazowe – 20 MW

kotły olejowe – 30 MW

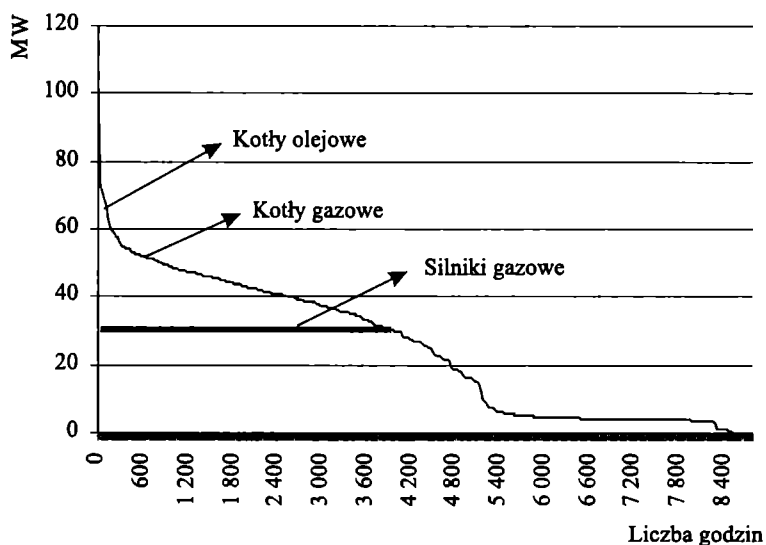
silniki gazowe

– moc cieplna – 30 MW_t

– moc elektryczna – 30 MW_e

Zastosowanie rachunku kosztów cyklu życia produktu (technologii) pozwoliło na wyciągnięcie kilku zasadniczych wniosków:

- silniki gazowe jako jednostki kogeneracyjne powinny pracować w jak najdłuższym czasie w ciągu roku; w związku z tym tego rodzaju urządzenia pracują przy najniższych obciążeniach źródła ciepła, przez co uzyskuje się maksymalny efekt dotyczący skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej;
- kotły gazowe powinny być stosowane jako urządzenia pracujące w średnim zakresie obciążenia źródła; instalowanie silników gazowych w tym przedziale obciążeń byłoby nieefektywne ze względu na wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz stosunkowo krótki czas pracy tych urządzeń;



Rys. 8. Wykres obciążeń cieplnych dobranych urządzeń (opcja III)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5. Koszty cyklu życia technologii i efektywność ekonomiczna inwestycji (opcja III)

Pozycja	Wielkości sprowadzone do wartości bieżącej
Nakłady inwestycyjne	74 455
Przychody ze sprzedaży	406 736
Koszty cyklu życia technologii	355 464
Koszty operacyjne	353 614
Koszty zmienne	270 436
koszt zużycia gazu	238 292
koszt zużycia węgla	0
koszt zużycia oleju opałowego	2 570
koszty związane z emisją zanieczyszczeń	1 065
koszty podatku akcyzowego	28 508
Koszty stałe	83 178
amortyzacja	36 541
koszty wynagrodzeń i świadczeń na rzecz pracowników	3 845
pozostałe koszty	42 792
Koszty dywestycji	1 849
Zysk operacyjny w całym cyklu życia technologii	51 273
NPV	13 923
wartość działalności operacyjnej	3 813
wartość związana z dźwignią finansową	10 110

Źródło: opracowanie własne.

kotły olejowe powinny być stosowane jako kotły szczytowe, pracujące w najwyższym przedziale obciążeń źródła ciepła; kotły olejowe charakteryzują się najniższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi, a jednocześnie najwyższymi kosztami eksploatacji (szczególnie w odniesieniu do kosztu zużycia paliwa na jednostkę wytwarzanego ciepła); dlatego urządzenia tego rodzaju mogą w obecnych uwarunkowaniach cenowych pełnić funkcję jedynie kotłów szczytowych, których czas eksploatacji w ciągu roku jest bardzo krótki.

Sporządzona analiza wskazuje na opcję III jako rozwiązanie najbardziej efektywne ekonomicznie. W rzeczywistości przy zadanych z góry parametrach wejściowych jest to opcja, która maksymalizuje wartość generowaną przez to przedsięwzięcie. Opłacalność opcji III wynika w dużej mierze z tego, iż:

- zainstalowana moc cieplna i elektryczna urządzeń wykorzystujących gaz ziemny jest najwyższa; spowodowało to wysokie zużycie gazu ziemnego, które obniżyło w zasadniczy sposób jednostkowe koszty zakupu tego paliwa; wysokie zużycie gazu bowiem pozwala na skorzystanie z taryfy W-10 PGNiG SA, w której przewidziano najniższe opłaty za przesył gazu; zastosowanie w dużym wymiarze urządzeń wykorzystujących gaz ziemny ogranicza koszty wynagrodzeń pracowników i pochodnych oraz koszty związane z emisją zanieczyszczeń; te ostatnie nie mają jednak dużego wpływu na uzyskane wyniki efektywności ekonomicznej inwestycji.

Pomimo dodatniej wartości generowanej przez analizowane przedsięwzięcie wydaje się, iż uzyskane NPV jest stosunkowo niskie w relacji do nakładów inwestycyjnych. Niestety, jest to cecha charakterystyczna dla większości inwestycji realizowanych w sektorze energetycznym. Tego rodzaju inwestycje są bardzo kapitałochłonne oraz charakteryzują się długim okresem zwrotu, który w dużej mierze zależy od regulacji prawnych sektora odnoszących się do kształtowania cen.

Szczegółowa prognoza wolnych przepływów środków pieniężnych generowanych przez nowo budowane źródło o technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, która jest charakterystyczna dla opcji III, oraz ocena ekonomicznej efektywności tego przedsięwzięcia zostały przedstawione w tab. 6 i 7.

Przedstawiony przykład wskazuje na to, iż rachunek kosztów cyklu życia produktu (technologii) może istotnie ułatwić ekonomiczną ocenę różnego rodzaju przedsięwzięć, w tym także przedsięwzięć energetycznych. Rachunek kosztów cyklu życia produktu (technologii) wspomaga ocenę zdefiniowanych wcześniej wariantów technologicznej konstrukcji nowo budowanych źródeł kogeneracyjnych. Ponadto za pomocą tego rodzaju rachunku kosztów można ocenić wpływ różnych czynników kosztotwórczych na efektywność przedsięwzięcia. Niezależnie jednak od tego, w jakich dziedzinach rachunek kosztów cyklu życia produktu (technologii) może znaleźć zastosowanie, istotne jest, aby szacowanie kosztów odbywało się przy zachowaniu należytej staranności, która ograniczy ryzyko popełnienia błędów.

Literatura

- [1] Brealey R.A., Myers S., *Podstawy finansów przedsiębiorstw*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1999.
- [2] *Ciepłownictwo, stan, taryfowanie, problemy*, Biblioteka Regulatora, www.ure.gov.pl.
- [3] Dhillon B.S., *Life Cycle Costing*, Gordon and Breach Science Publishers, New York 1989.
- [4] Froehling O., Spilker D., *Life Cycle Costing*, „Management Zeitschrift” 59 (1990) nr 10.
- [5] Jaruga A., Nowak W.A., Szychta A., *Rachunkowość zarządcza*, SWSzPiZ, Absolwent, Łódź 1999.
- [6] Luehrman T.A., *What's It Worth? A General Manager's Guide To Valuation*, „Harvard Business Review”, May-June 1997.
- [7] Luehrman T.A., *Using APV: A Better Tool for Valuing Operations*, „Harvard Business Review”, May-June 1997.
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 12 października 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie ciepłem, DzU nr 96, poz. 1053.
- [9] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i regulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną, DzU nr 1, poz. 7.
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku, DzU nr 122, poz. 1336.
- [11] Ryan B., *Strategic Accounting for Management*, The Dryden Press, London 1995.
- [12] Sobańska I., Michalak J., *Metoda cyklu życia produktu a strategiczna rachunkowość zarządcza*, Zeszyty Teoretyczne RN 1999 nr 52.
- [13] Stabryła A., *Zarządzanie strategiczne w teorii i praktyce firmy*, PWN, Warszawa-Kraków 2000.

THE APPLICATION OF LIFE CYCLE COSTING TO EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF INVESTMENTS IN CO-GENERATION POWER PLANTS

Summary

In the article the author shows how way life cycle costing can be used to evaluate the effectiveness of investments in co-generation power plants. Firstly, there are presented the main characteristics of life cycle costing and the method of evaluating the effectiveness of investments called adjusted present value (APV). Then the author tries to apply these two instruments to evaluate the effectiveness of hypothetical investment in co-generation power plant.

Dr Marcin Wierziński jest asystentem w Katedrze Rachunku Kosztów i Rachunkowości Zarządczej Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu.