

EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA I WYBRANE ASPEKTY RYZYKA PROJEKTÓW BUDOWY UKŁADÓW KOGENERACYJNYCH

*Aleksandra Otawa¹
Waldemar Skomudek²*

Streszczenie

Układy kogeneracyjne wykorzystujące gaz ziemny stanowią atrakcyjne ekonomiczne źródło wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej. Analiza efektywności ekonomicznej inwestycji w układy kogeneracyjne jest zadaniem złożonym, powinna być wykonana przy uwzględnieniu specyfiki danego podmiotu gospodarczego. Projekt budowy układu kogeneracyjnego jest inwestycją narażoną na określone czynniki ryzyka. Nieodzownym narzędziem w ocenie efektywności ekonomicznej tego typu projektu jest zatem analiza ryzyka, która daje pełniejszy obraz efektywności ekonomicznej badanej inwestycji. Artykuł przedstawia podstawowe zagadnienia związane z efektywnością ekonomiczną projektów budowy układów kogeneracyjnych oraz ogólne aspekty ryzyka w ujęciu jakościowym, które należy uwzględnić w celu właściwego przygotowania tego typu inwestycji.

Słowa kluczowe: kogeneracja, projekt, efektywność ekonomiczna, ryzyko.

1. Wprowadzenie

Kogeneracja (ang. *CHP – Combined Heat and Power*), zwana inaczej produkcją w skojarzeniu, to proces w którym energia pierwotna zawarta w paliwach jest jednocześnie zamieniana na dwa produkty użyteczne – energię cieplną oraz elektryczną. Jeżeli z tej energii pierwotnej można uzyskać trzy produkty użyteczne w postaci energii cieplnej, elektrycznej i chłodniczej, wówczas mamy do czynienia z układem typu trójgeneracyjnym (z ang. *CHCP – Combined Heat Cooling and Power*) (Charun, 2005). Układy kogeneracyjne CHP najczęściej są zasilane pali-

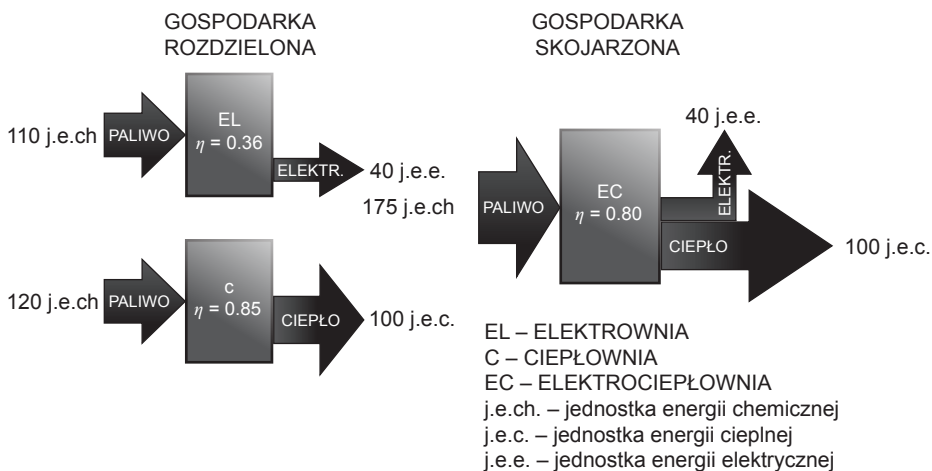
¹ Politechnika Opolska, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki/ Opole University of Technology, Faculty of Production Engineering and Logistics.

² Politechnika Opolska, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki/ Opole University of Technology, Faculty of Production Engineering and Logistics.

wami gazowymi. Mogą być zasilane różnymi rodzajami gazu, co stanowi ich cechą charakterystyczną i niewątpliwą zaletę (Dużyński, 2008).

Kogeneracja jest procesem przebiegającym z bardzo wysoką sprawnością, przez co może zapewnić liczne korzyści finansowe i środowiskowe. Na rysunku 1 przedstawiono możliwe do osiągnięcia korzyści w układzie kogeneracyjnym. Jak wynika ze schematu sto jednostek ciepła i czterdzieści jednostek energii elektrycznej wytwarzanych w ciepłowni o sprawności 0,85 i w elektrowni kondensacyjnej o sprawności 0,36 wymaga zużycia 230 jednostek energii chemicznej paliw pierwotnych. Te same ilości jednostek ciepła i energii elektrycznej można pozyskać w elektrociepłowni o sprawności 0,80 kosztem zużycia 175 jednostek energii chemicznej paliw pierwotnych (Szargut 2007).

rys. prze-
rysowany,
proszę
sprawdzić!



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w trybie gospodarki rozdzielnej i skojarzonej
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Szargut 2007).

Energia elektryczna i ciepło to dwa podstawowe rodzaje energii wykorzystywanej w podmiotach gospodarczych. Efektywne wykorzystanie tej energii stanowi obecnie wyzwanie z powodu wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych oraz ze względu na ochronę środowiska naturalnego (Popczyk, 2009). Konieczność ograniczenia kosztów związanych z emisją CO₂, uzyskiwanie nowych źródeł dochodów, chęć dywersyfikacji paliw oraz dyrektywy unijne wymagające zwiększenia efektywności energetycznej powodują coraz szersze zastosowanie systemów kogeneracyjnych jako źródeł energii cieplnej i elektrycznej w podmiotach gospodarczych. Korzyści ze stosowania kogeneracji są jednoznaczne, podobnie jak katalog jej zalet. Do głównych zalet układów kogeneracyjnych zalicza się: globalną oszczędność energii chemicznej paliw, możliwy przychód ze sprzedaży ewentualnych nadwyżek produkowanej energii elektrycznej, krótki okres zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych, wysokie sprawności energetyczne urządzeń, mniejsza emisja zanie-

czyszczeń do atmosfery w porównaniu do gospodarki rozdzielonej, zmniejszenie kosztów zasilania obiektów w energię elektryczną i w ciepło, zmniejszenie strat energii elektrycznej na drodze przesyłu i transformacji.

Kogeneracja jest nowoczesnym, efektywnym, ekonomicznym i ekologicznym sposobem produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Może być realizowana zarówno na dużą skalę w elektrociepłowniach zawodowych jak i w tzw. skali mikro czyli przy użyciu agregatów kogeneracyjnych pracujących bezpośrednio na potrzeby obiektu, w którym zostały zainstalowane. Energia elektryczna generowana w kogeneracji może być w całości zużyta w danym obiekcie, jak też w całości lub w części sprzedana do sieci lub innym odbiorcom. Miejsca gdzie można ją najczęściej stosować to pojedyncze obiekty o stosunkowo niedużych potrzebach energetycznych, np.: szpitale, uczelnie, centra sportowe, centra handlowe, biurowce, hotele, osiedla mieszkaniowe, zakłady przemysłowe (spożywcze, piwowarskie, papiernicze, chemiczne, kopalnie itd.), oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów czy szklarnie. Ciepło wytwarzane w kotłowni lub dostarczone z sieci oraz energia elektryczna z sieci są w takich obiektach zastępowane przez prowadzoną we własnym zakresie produkcję skojarzoną (Charun, 2005; Skorek, Kalina, 2012).

Nowoczesna metoda zaopatrywania podmiotów gospodarczych w energię z wykorzystaniem kogeneracji może mieć ogromne znaczenie dla ich dalszego rozwoju, bowiem rozwój ten w dużym stopniu zależy od ich gospodarki energią. Inwestycja w kogenerację może nieść ze sobą wiele korzyści – poprawę ekonomiki działalności podmiotów gospodarczych, wzrost ich efektywności energetycznej, korzyści finansowe oraz ekologiczne. Warunkiem uzyskania tych korzyści jest wykonanie szczegółowych analiz, m.in. technicznej oraz ekonomicznej w celu doboru odpowiedniego układu. W wyniku analizy technicznej zostają określone właściwe parametry układu kogeneracyjnego. Ustalane parametry techniczne są jednym z czynników determinujących opłacalność inwestycji w układy kogeneracyjne. Wybrany wariant techniczny musi być uzasadniony ekonomicznie, dlatego na podstawie parametrów technicznych wykonuje się analizę ekonomiczną inwestycji w kogenerację. Analiza ta pozwala na oszacowanie wyniku ekonomicznego inwestycji, realne ocenienie wskaźników ekonomicznych oraz ustalenie przewidywanej wysokości zwrotu poniesionych kosztów w określonym horyzoncie czasowym. Analiza ekonomiczna jest dla potencjalnego inwestora podstawą wyboru najbardziej efektywnego ekonomicznie rozwiązania. Na etapie analiz technicznych i ekonomicznych bardzo istotne jest również uwzględnienie szeregu rodzajów ryzyka, które występuje podczas finansowania projektu, jego implementacji oraz w trakcie funkcjonowania w przedsiębiorstwie. Niniejszy artykuł przedstawia podstawowe zagadnienia związane z efektywnością ekonomiczną inwestycji w kogenerację oraz ogólne aspekty ryzyka w ujęciu ilościowym, które należy uwzględnić w celu właściwego przygotowania inwestycji budowy układu kogeneracyjnego.

2. Uwarunkowania efektywności ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych

Nawet najlepsze wskaźniki efektywności energetycznej i ekologicznej nie są czynnikiem przesądającym o realizacji projektu inwestycyjnego budowy układu kogeneracyjnego. Podstawą takiej decyzji może być jedynie pozytywny efekt ekonomiczny, który zależy od wielu czynników. Czynniki te można podzielić na dwie zasadnicze grupy – czynniki techniczno-eksploatacyjne i czynniki zewnętrzne (Dańko, 2007; Skorek, 2012; Wojciechowski 2010):

I. Czynniki techniczno-eksploatacyjne:

- **Sprawności wytwarzania ciepła i energii elektrycznej** – są wysokie w przypadku układów gazowych i sięgają nawet ok. 85%, mogą zapewnić liczne korzyści finansowe i środowiskowe.
- **Roczny stopień wykorzystania mocy cieplnej i elektrycznej** – wskaźniki opłacalności inwestycji są tym lepsze, im większa jest liczba godzin pracy układu w roku. Przy krótkim rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej urządzeń należy dążyć do wykorzystania urządzeń w okresach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym w celu uzyskania najkorzystniejszych cen jej sprzedaży.
- **Jednostkowe nakłady inwestycyjne** – są niższe w porównaniu z innymi technologiami energetycznymi, zależą od rodzaju układu kogeneracyjnego i jego mocy. Układy o mniejszych mocach charakteryzują się wyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi niż układy o wyższych mocach.
- **Przestoje związane z modernizacją** – są bardzo krótkie w przypadku układów gazowych.
- **Koszty remontów, czynników eksploatacyjnych takich jak woda uzupełniająca, materiały czy też powstające odpady** – w zakresie bieżących kosztów przeglądów oraz planowanych remontów występuje znaczne zróżnicowanie w zależności od zastosowanego układu technologicznego. Koszt eksploatacyjny jest wprost proporcjonalny do czasu pracy agregatu, należy więc dążyć do tego, by jednostka pracowała z mocą nominalną przez krótsze okresy zamiast pracy ciągłej z mocą obniżoną, jednakże często jest to utrudnione przez charakter odbioru produkowanej energii, a układ nie jest wyposażony w zasobniki energii.
- **Rodzaj stosowanego paliwa** – podstawowym gazem stosowanym w układach wysokosprawnej kogeneracji jest gaz ziemny wysokometanowy, o zawartości metanu powyżej 90% i o wartości opałowej większej niż 30 MJ/m³. Pozostałe gazy, pomimo ich walorów cenowych, są dyskwalifikowane za niższą wartość opałową, większą zawartość zanieczyszczeń i brak powszechnego dostępu.
- **Zastosowana technologia** – technologia musi być dostosowana do specyfiki danego podmiotu gospodarczego i powinna charakteryzować się największym zyskiem. Koszt produkcji ciepła zależy od technologii jego produkcji. Parametry

techniczno-ekonomiczne w różnym stopniu wpływają na wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła.

- **Koszty plac i ubezpieczeń** – ten czynnik bardzo korzystnie sytuuje nowoczesne układy kogeneracyjne, które charakteryzują się niskim stopniem nasycenia obsługą. Przy wyposażeniu układu kogeneracyjnego w wysokiej klasy aparaturę kontrolno-pomiarową i nadzoru energetycznego, można go praktycznie potraktować jako układ bezobsługowy, zapewniając jedynie możliwość wizyt serwisu w sytuacjach awaryjnych.
- **Uciążliwość dla środowiska i związane z tym opłaty środowiskowe oraz konieczność uzyskiwania pozwoleń środowiskowych** – jest niska dla układów gazowych dzięki stosowaniu paliw gazowych i wysokich sprawności wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej.

II. Czynniki zewnętrzne kształtujące opłacalność inwestycji w kogenerację:

- Wysokość kosztu pozyskania kapitału inwestycyjnego – wysokość stopy dyskonta, która powinna uwzględniać premię za ryzyko oraz stopę inflacji.
- Wysokość i struktura cen paliw gazowych (głównie gazu ziemnego) – koszty paliwa zależą od rodzaju paliwa i jego kosztu jednostkowego oraz od wielkości zużycia paliwa, na które z kolei wpływa sprawność układu. Należy zauważyć, że w Polsce występuje niekorzystna struktura cen systemowego gazu ziemnego. Ceny gazu dla dużych odbiorców przemysłowych są wyższe niż w krajach UE w przeciwieństwie do małych odbiorców komunalnych, co bardzo niekorzystnie wpływa na opłacalność układów gazowych. Patrząc jednak optymistycznie, w perspektywie długofalowej nie należy się spodziewać gwałtownych wzrostów cen paliw gazowych – budowa gazoportu, nowych połączeń gazowych oraz poszukiwanie złóż gazu łupkowego, mogą przyczynić się do spadku cen gazu lub utrzymania ich na obecnym poziomie z uwagi na jego rosnącą podaż.
- Ceny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz ich struktura taryfowa – ceny sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, obok ceny zakupu paliwa, decydują w stopniu podstawowym o opłacalności inwestycji. Dotyczy to zwłaszcza energii elektrycznej. Najkorzystniejsza sytuacja występuje w przypadku układów kogeneracyjnych pracujących „na własne potrzeby”, zastępując przy tym samym energię kupowaną z sieci. Koszt uniknięty jest bowiem dużo wyższy niż ceny sprzedaży tej energii do sieci. Obecna relacja cen sprzedaży energii do cen zakupu paliwa powoduje, że układy skojarzone, choć są efektywne technicznie, to nie są efektywne ekonomicznie. Aby poprawić efektywność ekonomiczną wprowadzono certyfikaty pochodzenia energii.
- Ceny świadectw pochodzenia wytworzenia energii elektrycznej w wysoko-sprawnej kogeneracji – świadectwa „żółte” (dla instalacji o mocy do 1 MWe, np. cena w 2017 r. wynosi 120,00 zł/MWh), świadectwa „czerwone” (dla instalacji kogeneracyjnej o mocy powyżej 1MWe, ich cena w 2017 r. wynosi 10,00 zł/MWh) i „fioletowe” (dla jednostek kogeneracyjnych opalanych metanem po-

zyskiwanym w kopalniach lub biogazem, ich cena w 2017 r. kształtuje się na poziomie 56,00 zł/MWh).

- Ceny świadectw pochodzenia wytworzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przy wykorzystaniu jako paliwo np. biogazu) – tzw. świadectwa „zielone”, ich cena w 2014 r. została ustalona na poziomie ok. 300 zł/MWh, w 2017 r. ich cena spadła i wynosi obecnie ok. 40 zł/MWh. Aktualnie obowiązujący system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii będących jednocześnie jednostkami kogeneracyjnymi pozwala na łączenie za wyprodukowanie danej megawatogodziny energii certyfikatu zielonego i żółtego lub certyfikatu zielonego i fioletowego.
- Zmiana w czasie kosztów środowiskowych w tym głównie uprawnień do emisji CO₂ – są to koszty zewnętrzne (koszty: emisji zanieczyszczeń, wody, składowania odpadów, odprowadzania ścieków itp.). W przeciwieństwie do krajów wysoko rozwiniętych, w Polsce koszty gospodarczego korzystania ze środowiska są stosunkowo niskie.

Czynniki techniczno-eksploatacyjne zależą w pewnym stopniu od decyzji inwestora, czynniki zewnętrzne choć wpływają bardzo istotnie na efekty ekonomiczne inwestycji, są w zasadzie niezależne od procesu decyzyjnego. Pomiędzy parametrami techniczno-eksploatacyjnymi a czynnikami zewnętrznymi istnieją zależności, których znajomość pozwala skuteczniej przeprowadzić dobór układu kogeneracyjnego na poziomie studiów możliwości czy wykonalności inwestycji.

Ocena efektywności ekonomicznej dla projektu budowy gazowego układu kogeneracyjnego sprowadza się do wyznaczenia wskaźników opłacalności, które są kryteriami ułatwiającymi podejmowanie decyzji inwestycyjnych i dającymi możliwość porównania kilku rozwiązań projektowych. Do głównych wskaźników opłacalności zalicza się wartość bieżącą netto po zakończeniu eksploatacji obiektu *NPV* osiągnięty przez wszystkie lata eksploatacji podmiotu przeliczony na chwilę aktualną, wewnętrzną stopę zwrotu kapitału inwestycyjnego *IRR* oraz dynamiczny okres zwrotu poniesionych nakładów *DPBP*.

Miernik *NPV*, a także mierniki *IRR* i *DPBP* w literaturze przedmiotu przedstawiane są w zapisie dyskretnym, za pomocą szeregów. Całkowity zysk netto zdefiniowany jest wzorem (Bartnik, 2015):

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} - J_0, \quad (1)$$

i za jego pomocą przy założeniu, że $NPV = 0$ definiuje się mierniki *IRR* i *DPBP*:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,brutto}}{(1+IRR)^t} = J_0, \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} = J_0, \quad (3)$$

- gdzie: $CF_{t,netto}$ – przepływy pieniężne (*Cash Flow*) netto w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami S_R ze sprzedaży produktów (np. energii elektrycznej i ciepła) i wydatkami (kosztami eksploatacji K_e oraz podatkiem dochodowym od zysku brutto P , oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem w trakcie trwania eksploatacji; amortyzacja we wzorach (1)–(3) wynosi oczywiście J_0 ; $CF_{t,netto} = S_R - K_e - P$,
- $CF_{t,brutto}$ – przepływy pieniężne brutto; przepływy brutto nie uwzględniają podatku dochodowego; $CF_{t,brutto} = S_R - K_e$,
- J_0 – zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia eksploatacji przedsiębiorstwa $t = 0$ nakłady inwestycyjne J poniesione na jego budowę (nakłady J_0 muszą być oczywiście zwrócone, tj. zamortyzowane),
- N – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa,
- t – kolejne lata eksploatacji przedsiębiorstwa, $t = 1, 2, \dots, N$.

Zapisy miernika NPV , a także mierników IRR i $DPBP$ za pomocą szeregów (wzory (1)–(3)) są ich wadą, bowiem czasochłonny i „obszerny” proces obliczania krok po kroku w kolejnych latach $t = 1, 2, \dots, N$ kolejnych wartości kolejnych wyrazów szeregów i ich sumowanie, nie daje możliwości łatwego i szybkiego sposobu analizy zmian ich wartości. Aby pozbyć się tej niedogodności należy przyjąć, że przepływy pieniężne CF (*Cash Flow*) (m.in. ceny nośników energii i koszty środowiskowe) są niezmiennie w kolejnych latach. Wówczas szeregi geometryczne mierników NPV , IRR , $DPBP$ dają się zapisać za pomocą wzoru na sumę N ich pierwszych wyrazów, których to zwarte zapisy są już dogodne do analizy (Bartnik, 2015). „Obarczenie” jednak wzorów NPV , IRR , $DPBP$ stałością przepływów pieniężnych w całym okresie N lat nie daje możliwości optymalizacji strategii inwestycyjnej w przypadku zmian w kolejnych latach m.in. cen nośników energii i opłat środowiskowych. Takich problemów nie stwarzają zapisy NPV , IRR , $DPBP$ w czasie ciągłym, czyli gdy zapisze się je za pomocą całek (4), (5), (6). W zapisie z czasem ciągłym wielkość NPV wyraża się, co wykazano w (Bartnik, 2015) następującą zależnością:

— NPV (wartość bieżąca netto po zakończeniu eksploatacji obiektu):

$$NPV = \int_0^T [S_R - K_e - F - R - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt \quad (4)$$

Ze wzoru (4) z warunku $NPV = 0$ wyznacza się kolejne mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem ciągłym: wartość oprocentowania IRR , jakie przynosi zainwestowany kapitał J oraz wyrażony w latach czas jego zwrotu $DPBP$:

— **IRR** (wewnętrzna stopa zwrotu kapitału):

$$\int_0^T (S_R - K_e) e^{-IRRt} dt = \int_0^T [F(IRR) + R(IRR)] e^{-IRRt} dt \quad (5)$$

— **DPBP** (dynamiczny okres zwrotu poniesionych nakładów), przy założeniu $NPV=0$ miernik definiuje się wzorem:

$$\int_0^{DPBP} [S_R - K_e - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt = \int_0^T (F + R) e^{-rt} dt \quad (6)$$

gdzie: A – rata amortyzacji,

F – zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych J_0 ; odsetki F są nieznaną funkcją zmiennych w czasie rat R ; $F = F[R(t)]$,

K_e – zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji,

N – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrociepłowni,

p – zmienna w czasie stopa podatku dochodowego,

R – zmienna w czasie rata spłaty kredytu,

r – zmienna w czasie stopa dyskonta,

S_R – zmienny w czasie roczny przychód,

t – czas,

T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrociepłowni.

We wzorach (4), (5), (6) dla wszystkich wielkości podcałkowych można założyć dowolne funkcje zmian ich wartości w czasie, np. dowolne scenariusze zmian w czasie cen nośników energii oraz jednostkowych stawek za emisje zanieczyszczeń do środowiska naturalnego (Bartnik, 2015). Zapisy ciągłe (4), (5), (6) mają nieporównaną przewagę nad zapisami dyskretnymi (1)–(3). Pozwalają w łatwy i szybki sposób analizować zmiany na przykład wartości zysku NPV w celu znalezienia jego wartości największej. Co więcej, pozwalają na badanie zmienności funkcji NPV , IRR , $DPBP$ i sporządzenie ich wykresów z wykorzystaniem rachunku różniczkowego, co umożliwi uzyskanie całego szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których za pomocą innej metody nie można lub co najmniej trudno byłoby dostrzec. Pozwalają *explicitie* na ocenę wpływu poszczególnych wielkości wejściowych na wyniki końcowe, a przede wszystkim na łatwe i szybkie znalezienie nie tylko rozwiązania optymalnego, lecz także obszaru rozwiązań bliskich optymalnemu (Bartnik, Skomudek, Otawa, 2016).

Ważne zatem jest opracowanie mierników NPV , IRR i $DPBP$ w zapisie ciągłym oraz zbudowanie za ich pomocą „ciągłych” modeli matematycznych umożliwiających zastosowanie rachunku różniczkowego do analizy przebiegów ich wartości w czasie. Zapisy te będą fundamentem do szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych przedsięwzięć budowy układów kogeneracyjnych. Najlepszą inwestycją będzie ta technologia kogeneracyjna, przy której obliczona wartość NPV osiągnie

największą wartość. Podstawowym warunkiem opłacalności projektu jest uzyskanie w czasie okresu eksploatacji układu wartości NPV większej od zera ($NPV > 0$).

Po scałkowaniu zależności (4) w danych granicach, w przypadku źródeł skojarzonych miernik ten w postaci ciągłej ma następującą postać (Bartnik, Skomudek, Otawa, 2016):

$$\begin{aligned}
 NPV = & \left\{ E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el}-r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] + Q_R e^{t=0} \frac{1}{a_c-r} [e^{(a_c-r)T} - 1] + \right. \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{pal}-r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2}-r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} P_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO}-r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x}-r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2}-r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl}-r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + \\
 & - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2}-r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] + \\
 & \left. - J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} - J_0 [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] \right\} (1-p)
 \end{aligned}$$

gdzie: a_{el} , a_{pal} , a_{CO_2} , a_{CO} , a_{NO_x} , a_{pyl} , b_{CO_2} – sterowania,

$E_{el,R}$ – roczna produkcja netto energii elektrycznej, MWh/a,

Q_R – roczna produkcja netto ciepła, GJ/a,

η_c – sprawność energetyczna wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2 ,

ρ_{CO_2} , ρ_{CO} , ρ_{NO_x} , ρ_{SO_2} , ρ_{pyl} – jednostkowe stawki za emisję CO_2 , CO , NO_x , SO_2 , pyłu, PLN/kg,

$x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odprowadzania ścieków, składowania żużla, odpadów (w praktyce wartość $x_{wu,m,od}$ wynosi ok. 0,25),

$x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd. (w praktyce wartość $x_{pl,p,ub}$ wynosi ok. 0,02),

ρ_{CO_2} , ρ_{CO} , ρ_{NO_x} , ρ_{SO_2} , ρ_{pyl} – emisje CO_2 , CO , NO_x , SO_2 , pyłu na jednostkę energii chemicznej paliwa, kg/GJ (wielkości te zależą od zastosowanego paliwa).

Po scałkowaniu równań (5) i (6) otrzymuje się zależności na IRR oraz $DPBP$. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR w postaci ciągłej (Bartnik, Skomudek, Otawa, 2016):

$$\begin{aligned}
& Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - IRR} [e^{(a_c - IRR)T} - 1] + E_{e,R} e_{e,t}^{t=0} \frac{1}{a_{e,t} - IRR} [e^{(a_{e,t} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{w,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - IRR} [e^{(a_{pal} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - IRR} [e^{(a_{CO_2} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} P_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - IRR} [e^{(a_{CO} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - IRR} [e^{(a_{NO_x} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - IRR} [e^{(a_{SO_2} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - IRR} [e^{(a_{pyl} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - IRR_p^{IPP}} [e^{(b_{CO_2} - IRR_p^{IPP})T} - 1] + \\
& - J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{IRR} (1 - e^{-IRRT}) = J \frac{(1 + IRR)^{b+1} - 1}{(b+1)IRR} \left(1 + \frac{1 - e^{-IRRT}}{T} \right)
\end{aligned}$$

Dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych **DPBP** w zapisie ciągłym (Bartnik, Skomudek, Otawa, 2016):

$$\begin{aligned}
& Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - IRR} [e^{(a_c - IRR)T} - 1] + E_{e,R} e_{e,t}^{t=0} \frac{1}{a_{e,t} - IRR} [e^{(a_{e,t} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{w,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - IRR} [e^{(a_{pal} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - IRR} [e^{(a_{CO_2} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} P_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - IRR} [e^{(a_{CO} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - IRR} [e^{(a_{NO_x} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - IRR} [e^{(a_{SO_2} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - IRR} [e^{(a_{pyl} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{e,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - IRR_p^{IPP}} [e^{(b_{CO_2} - IRR_p^{IPP})T} - 1] + \\
& - J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{IRR} (1 - e^{-IRRT}) = J \frac{(1 + IRR)^{b+1} - 1}{(b+1)IRR} \left(1 + \frac{1 - e^{-IRRT}}{T} \right)
\end{aligned}$$

Przedstawione zapisy mierników *NPV*, *IRR*, *DPBP* w czasie ciągłym mają ogromną przewagę nad zapisami dyskretnymi. Zapisy ciągłe pozwalają na analizę modeli matematycznych za pomocą rachunku różniczkowego, bez którego byłoby bardzo trudno dostrzec, jak zmieniają się wartości *NPV*, *IRR*, *DPBP* w zależności od czasowych zmian m.in. cen nośników energii i taryfowych opłat środowiskowych. Zastosowanie zaprezentowanych wskaźników *NPV*, *IRR*, *DPBP* w zapisie ciągłym jest nowatorskim podejściem do wykonywania szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych procesów inwestycyjnych związanych z budową układów kogeneracyjnych (Bartnik, Skomudek, Otawa, 2016).

3. Ryzyko w realizacji projektów wysokosprawnej kogeneracji

Projekty budowy układów kogeneracyjnych charakteryzują się stosunkowo wysokim poziomem ryzyka. Specyfika tego typu projektów sprawia, że przy

ich realizacji pewien rodzaj ryzyka nie występuje lub prawdopodobieństwo jego wystąpienia jest wyjątkowo niewielkie. Ale istnieje pewna grupa zasadniczych zagrożeń, które rzutują na efektywność ekonomiczną tych projektów (Ćwiek, 2014). Dokonanie identyfikacji tych zagrożeń i opracowanie planów minimalizacji ich oddziaływania, zwiększa szansę na powodzenie realizacji projektu budowy układów kogeneracyjnych w wymiarze finansowym, ekonomicznym oraz rynkowym.

Na potrzebę identyfikacji ryzyka związanego z budową układów kogeneracyjnych, proces inwestycyjny można podzielić na trzy fazy: **przygotowania inwestycji**, **realizacji** oraz **eksploatacji** (Ćwiek, 2014).

Z punktu widzenia ryzyka najważniejsza jest faza przygotowania inwestycji. Nawet najdrobniejszy błąd czy niedopatrzenie w tej fazie inwestycji mogą przynieść nieodwracalne skutki i skazać projekt na duże straty. **Faza przygotowania inwestycji** w przypadku projektu wysokosprawnej kogeneracji może być podzielona na pięć następujących etapów (Ćwiek, 2014):

- **Etap wstępny**, w którym należy pozyskać podstawową wiedzę o obiektach i instalacjach, będących przedmiotem projektu; sformalizować intencję zamawiającego i inwestora; dokonać wstępnej oceny opłacalności inwestycji oraz przygotować materiały do realizacji kolejnych etapów.
- **Wykonanie audytów energetycznych oraz audytów efektywności energetycznej**, na tym etapie powinno się sprecyzować przedsięwzięcia niezbędne do realizacji przed zastosowaniem kogeneracji, oszacować koszty przedsięwzięć przewidzianych do realizacji, uzupełnić audyty o wymogi instytucji finansujących.
- **Wykonanie wstępnego studium możliwości realizacji inwestycji**, na tym etapie należy potwierdzić ekonomiczną zasadność oraz techniczną możliwość zastosowania układu kogeneracyjnego, trzeba dopełnić formalności prawnych i organizacyjnych niezbędnych do przystąpienia kolejnego etapu oraz zawrzeć główny kontrakt.
- **Szczegółowa analiza techniczno-ekonomiczna i projektowanie instalacji**, na tym etapie kompleksowo przygotowywane są materiały niezbędne do przystąpienia do realizacji zadania inwestycyjnego, wykonanie projektu inwestycji, zamknięcie kwestii finansowania projektu oraz sporządzenie harmonogramu realizacyjnego inwestycji.
- **Zarządzanie przygotowaniem inwestycji**, na tym etapie powinno się zabezpieczyć prawnie i organizacyjnie kontrakt, uzyskać pozwolenia na budowę, stworzyć pełną dokumentację wykonawczą oraz zawrzeć umowę na dostawę urządzeń i na wykonanie usług.

Każdy etap jest jednakowo ważny, wymaga profesjonalnego przygotowania i zachowania kolejności postępowania. **Faza realizacji** sprowadza się do wykonania montażu urządzeń i instalacji, ich podłączenia, uruchomienia i rozruchu. **Faza eksploatacji** implikuje korzyści w postaci przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej,

ciepła, chłodu, wynikające z zakończenia realizacji dwóch poprzednich faz inwestycyjnych.

Niepewność i ryzyko są związane, w różnej skali, z każdą inwestycją, dlatego konieczne jest uwzględnienie ich w decyzjach inwestycyjnych. Ryzyko można pojmować jako możliwość wystąpienia efektu działalności niezgodnej z oczekiwaniami. Niezgodność ta może mieć charakter negatywny albo neutralny. W przypadku niezgodności o charakterze negatywnym ryzyko pojmuje się jako zagrożenie dla działalności. Przy ryzyku neutralnym możliwe jest wystąpienie efektu zarówno lepszego (zysku), jak i gorszego (straty) od oczekiwań. W literaturze przedmiotu pojęcie ryzyka odróżnia się od pojęcia niepewności. Pojęciem niepewności określa się brak dostatecznej wiedzy o zdarzeniach w przyszłości. Niepewność określa stan, w którym nie można zidentyfikować wszystkich możliwych wyników ani poziomu prawdopodobieństwa ich wystąpienia, co oznacza konieczność subiektywnego ustalenia współczynników określających niepewność. Ryzyko jest szczególnym rodzajem niepewności, tym rodzajem niepewności, który można oszacować ilościowo (Kamrat, 2007; Rogowski, 2008). Ryzyko inwestycyjne nie różni się zdecydowanie od ryzyka właściwego pozostałej działalności gospodarczej. Jedną z najbardziej ogólnych klasyfikacji ryzyka wskazuje na jego trzy rodzaje: ryzyko wyłączone (dotyczące indywidualnych cech danej inwestycji), ryzyko firmy (obrazujące sposób wpływu inwestycji na wyniki finansowe i ekonomiczne firmy) oraz ryzyko właścicielskie (pokazujące relację, w jaki sposób inwestycja wpływa na zmiany kapitału zainwestowanego przez właścicieli) (Ćwięk, 2014).

Zarządzanie ryzykiem jest nieodłącznym składnikiem zarządzania inwestycją. Podstawowe elementy tego procesu to identyfikacja ryzyka, prawdopodobieństwo jego wystąpienia, monitoring i kontrola, pomiar ryzyka, obliczenie wartości ekspozycji na każde zidentyfikowane ryzyko, analiza ryzyka oraz źródło finansowania ryzyka.

Podjęcie decyzji inwestycyjnych należy uwzględnić ryzyko makrootoczenia i mikrootoczenia. Ryzyko makrootoczenia to przede wszystkim ryzyko polityki gospodarczej i fiskalnej państwa, ryzyko prawne (regulacyjne), społeczno-polityczne, ryzyko kursu walutowego, stóp procentowych, ryzyko infrastrukturalne, ryzyko popytu itp. (Ćwięk, 2014; Popczyk, 2017).

Wymienione wyżej rodzaje ryzyka stanowią grupę, na którą inwestorzy nie mają wpływu lub jest on niewielki. Ale istnieje duża ilość zagrożeń, których uniknięcie lub zminimalizowanie jest uzależnione wyłącznie od podejmowanych przez inwestora działań. Jest to ryzyko z obszaru mikrootoczenia, będące ryzykiem technicznym, marketingowym i finansowym. Ryzyko techniczne to ryzyko lokalizacji (ochrona środowiska), ryzyko czasu realizacji inwestycji, nakładów inwestycyjnych, technologii, wykonawcy. Ryzyko marketingowe to z kolei ryzyko rynku, popytu, produktu, ceny oraz konkurencji. Ryzyko finansowe to ryzyko nieosiągnięcia poziomu dochodów zgodnego z prognozami. Jakość procesu zarządzania ryzykiem zależy

wprost od możliwości pozyskania informacji i ich dostępności. Kwestią najbardziej istotną w tym procesie jest identyfikacja źródeł ryzyka inwestycji. W przypadku projektów kogeneracyjnych w fazie przygotowania inwestycji można wyszczególnić następujące rodzaje ryzyka (Ćwiek, 2014; Maryniak, 2011; Popczyk 2017):

- ryzyko zagrożenia dla suwerenności i stabilności politycznej państw w rejonach, w których występują złoża paliw, skutkiem tego ryzyka może być odcięcie dostaw gazu lub ograniczenie jego dostaw i w dalszej konsekwencji zablokowanie inwestycji;
- nieprawidłowe oszacowanie zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, może powodować zmniejszenie przychodu operacyjnego, występujące nadwyżki lub niedobory energii elektrycznej wymuszają konieczność współpracy z operatorem sieci energetycznej, co czasami w praktyce okazuje się trudnym przedsięwzięciem, wymagającym często poniesienia dodatkowych inwestycji w system pomiarowy, jak również prowadzenia trudnych negocjacji dotyczących kosztów i cen;
- przeszacowanie zapotrzebowania na gaz naraża inwestora na kary umowne, a także zwiększa jednostkowe ceny tego surowca w wydatkach operacyjnych;
- brak audytów energetycznych spowoduje, że nie zostaną wykonane przedsięwzięcia zmniejszające zużycie energii, a jednocześnie sprawi, że zainstalowane moce w źródle kogeneracyjnym będą przewymiarowane w stosunku do rzeczywistych potrzeb obiektu;
- niepełny zakres zabezpieczeń umownych utrudni lub uniemożliwi dochodzenie roszczeń od wykonawcy inwestycji czy innych stron umów;
- brak „spięcia” finansowania inwestycji lub niedoszacowania kosztów inwestycji, mogą doprowadzić do przerwania procesu inwestycyjnego lub pozyskania brakującego finansowania na wyjątkowo niekorzystnych warunkach, pozyskanie inwestora również może okazać się dużym wyzwaniem;
- niewystąpienie z odpowiednim wyprzedzeniem o przyznanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej może sprawić, że nie będzie możliwa produkcja energii elektrycznej i ciepła z obiektu oddanego do eksploatacji;
- ryzyko cofnięcia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej może spowodować wstrzymanie eksploatacji urządzeń;
- brak pełnego pakietu ubezpieczeń projektu może się przyczynić do znacznego przekroczenia kosztów samego ubezpieczenia w przypadku ewentualnego zdarzenia.

W fazie realizacji można zidentyfikować następujące rodzaje ryzyka:

- opóźnienie w dostawie urządzeń, które będzie skutkowało przesunięciem terminu rozpoczęcia eksploatacji układu;
- opóźnienie w wykonaniu przyłącza gazowego może sprawić, że inwestycja pomimo jej ukończenia, nie będzie mogła zostać uruchomiona;

— opóźnienie rozruchu może nastąpić w sytuacji, gdy zapotrzebowanie na ciepło w czasie rozruchu jest poniżej wymagalnego dla danego urządzenia poziomu.

W fazie eksploatacji następuje kumulacja wszystkich zagrożeń wpływających na poziom ryzyka opłacalności przedsięwzięcia. W tej fazie można wyróżnić dwa najbardziej istotne zagrożenia. Pierwszym jest ryzyko techniczne awarii urządzeń. Jest ono tym bardziej prawdopodobne im gorszej jakości jest usługa serwisowa. Zaistnienie tego typu awarii technicznej pozbawia nas całkowicie przychodu i sprawia, że nie odbieramy gwarantowanych w umowie ilości gazu (zagrożenie karami umownymi). Drugim zagrożeniem jest ryzyko zablokowania lub ograniczenia dostaw gazu oraz zmienność cen paliw. Szansa zaistnienia tego ryzyka jest zdecydowanie mniejsza aniżeli awarii technicznej, jednak należy uwzględnić możliwość okresowego braku dostaw gazu do instalacji CHP. Polska posiada w zasadzie jedno główne źródło dostaw, co zwiększa ryzyko niestabilności cen jednostkowych oraz dostępności, często uwarunkowanej polityką dostawcy. Podobnie jak w przypadku pierwszego zagrożenia, skutkiem tego zdarzenia jest brak przychodu operacyjnego (Ćwięk, 2012; Ćwięk, 2012; Maryniak, 2011).

4. Podsumowanie

Kogeneracja jest nowatorską i perspektywiczną technologią. Jest współczesną tendencją światową, jej rozwój jest zagadnieniem bardzo aktualnym i ma bardzo istotne znaczenie dla polskiego ciepłownictwa oraz energetyki przemysłowej.

Sam fakt wprowadzenia przez podmiot gospodarczy kogeneracji nie oznacza automatycznego osiągnięcia efektów ekonomicznych w skali danego przedsięwzięcia. Osiągnięcie korzystnych wskaźników opłacalności (m.in. krótkich czasów zwrotu nakładów inwestycyjnych, dużej wartości zysku) jest możliwe jedynie w przypadku właściwie dobranego układu CHP. Zastosowanie kogeneracji jest w większości przypadków rozwiązaniem opłacalnym i generującym duże oszczędności z tytułu własnej produkcji energii cieplnej i elektrycznej.

Inwestycja w budowę układu kogeneracyjnego, tak jak każdy inny proces inwestycyjny, narażona jest na określone czynniki ryzyka. Nieodzownym narzędziem w ocenie efektywności ekonomicznej projektu budowy układu kogeneracyjnego jest zatem analiza ryzyka, która daje pełniejszy obraz efektywności ekonomicznej badanej inwestycji.

Bibliografia

1. Bartnik R., Skomudek W., Otawa A., *Metodyka i modele matematyczne poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła*. Pomiary Automatyka Robotyka 4/2016.
2. Bartnik R.: *Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń*, Energetyka 10/2015.

3. Charun H., *Podstawy gospodarki energetycznej. Cz. 2, Przykłady zastosowań*. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Koszalińskiej, Koszalin 2005.
4. Ćwiek J., *Ryzyko opłacalności projektów inwestycyjnych CHP*. Paliwa i Energetyka, 4/2014.
5. Ćwiek W., *Analiza ryzyka w projektach wysokosprawnej kogeneracji CHP*. Paliwa i Energetyka, 3/2014.
6. Dańko R., Szymała K., Holtzer M., Holtzer G.: *Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w systemie Kogeneracji*, <http://www.afe.polsl.pl/index.php/pl/3627/skojarzone-wytwarzanie-energii-elektrycznej-i-ciepła-w-systemie-kogeneracji.pdf>, (dostęp on-line 24.09.2017).
7. Dużyński A.: *Analiza rzeczywistych parametrów techniczno-eksploatacyjnych gazowych zespołów kogeneracyjnych*. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008.
8. Kamrat W., *Ocena ryzyka przy realizacji inwestycji energetycznych*. Wokół Energetyki, 10/2007.
9. Maryniak L., *Ryzyko produkcji własnych mediów energetycznych*. Kwartalnik nauk o przedsiębiorstwie, 2/2011.
10. Popczyk J., *Energetyka Rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
11. Popczyk J., *Główne ryzyka i szanse na rynkach inwestycji infrastrukturalnych, w tym energetyki rozproszonej, i kapitałowych w gminach*. <http://www.cire.pl/publikacje/analizapo.pdf>, (dostęp on-line 23.09.2017).
12. Rogowski W., *Rachunek efektywności inwestycji*. Wolters Kluwer Polska, Kraków 2008.
13. Skorek J., Kalina J., *Podstawy metodologii doboru gazowych układów CHP małej mocy [w:] Kogeneracja rozproszona. Równoczesne wytwarzanie ciepła i prądu w gminie i w przedsiębiorstwie* pod red. nauk. M. Tańczuka, P. Bębenka, Politechnika Opolska. Oficyna Wydawnicza, Opole 2007.
14. Skorek J., *Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową*. Instal, 4/2012.
15. Szargut J., Ziębiak A., *Skojarzone wytwarzanie ciepła i elektryczności – elektrociepłownie*, Wydawnictwo Pracowni Komputerowej Jacka Skalmierskiego, Gliwice 2007.
16. Wojciechowski H., *Efektywność techniczna i ekonomiczna rozproszonych i rozsianych układów wytwarzania energii*. Instal, 6/2010.

ECONOMIC EFFICIENCY AND SELECTED RISK ASPECTS OF PROJECTS RELATED TO THE CONSTRUCTION OF COGENERATION

Abstract

Cogeneration systems using natural gas are an attractive economic source of heat and electricity generation. Analysis of the economic efficiency of investments in cogeneration systems is a complex task, it should be made taking into account the specificity business entity. The cogeneration system construction project is an investment exposed to specific risk factors. An indispensable tool in assessing the economic efficiency of this type of project is therefore risk analysis, which gives a more complete picture of the economic effectiveness

of the investment under study. The article presents the basic issues related to the economic efficiency of projects related to the construction of cogeneration and the risk aspects to be considered in order to properly prepare such investments.

Keywords: cogeneration, project, economic efficiency, risk.