



Adam KAMPA*, Leszek JURDZIAK**

Wielowariantowa analiza opłacalności budowy źródła kogeneracyjnego opartego na technologii kotła wielopaliwowego

STRESZCZENIE. Przedstawiono wielowariantową analizę opłacalności budowy elektrociepłowni z kotłem wielopaliwowym. Dokonano porównania różnych scenariuszy i wariantów pracy elektrociepłowni w zależności od zastosowanego miksu paliwowego w polskich warunkach. Opłacalność porównano metodami zdyskontowanych przepływów pieniężnych przy użyciu wartości zaktualizowanej netto (NPV) oraz wewnętrznej stopy zwrotu (IRR). Założenia zaczerpnięte zostały z analiz i prognoz rynkowych, danych historycznych, danych statystycznych oraz własnego doświadczenia autorów pracy. Jednym z problemów, który napotkano przy gromadzeniu danych były trudności pozyskania wiarygodnych danych wejściowych z jednego źródła. Przeprowadzono analizę opłacalności dla sześciu scenariuszy różniących się zastosowanym miksem paliwowym oraz podstawową technologią. Najbardziej opłacalnym paliwem dla scenariusza niskiego wzrostu cen węgla okazał się węgiel spalany w kotle monopaliwowym. Nieco gorsze wyniki dała biomasa i węgiel spalane w kotle wielopaliwowym w sekwencji pozwalającej na pełne wykorzystanie dopłat do produkcji „zielonej energii” (pierwsze 15 lat biomasa, potem węgiel). Scenariusz węglowy w kotle wielopaliwowym dał wynik NPV gorszy o około 50 mln PLN z uwagi na wyższe koszty inwestycyjne. Współspalanie węgla i biomasy w tych samych proporcjach dało akceptowalny rezultat. Najgorszy wynik osiągnięto dla spalania węgla w kotle monopaliwowym przy wysokim wzroście cen węgla. Rozwiązanie monopaliwowe okazało się więc zagrożone wysokim ryzykiem rynkowym. Rozwiązanie wielopaliwowe jest znacznie bardziej elastyczne i gwarantuje akceptowalną opłacalność dla różnych – nawet skrajnych scenariuszy. Możliwości elastycznej

* Mgr inż. – Fortum Power and Heat Polska; e-mail: adam.kampa@fortum.com

** Dr hab. inż., prof. nadzw – Politechnika Wroclawska, Wrocław; e-mail: leszek.jurdziak@pwr.wroc.pl

zmiany paliwa i przez to optymalnego dopasowania się do zmieniającej się sytuacji ekonomicznej i prawnej na rynku jest rozwiązaniem znacznie bezpieczniejszym.

SŁOWA KLUCZOWE: opłacalność inwestycji, energetyka, kogeneracja, kocioł wielopaliwowy

Wprowadzenie

Odtworzenie istniejących mocy wytwórczych i wybór odpowiedniej technologii oraz struktury paliwowej obiektów wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej to wyzwania stojące aktualnie przed polską energetyką. Sprawę komplikuje sytuacja makro- i mikroekonomiczna oraz niestabilne i nieprzewidywalne regulacje prawne, a także mechanizmy wsparcia wdrażane przez rząd. Zmiany, które zachodzą w energetyce europejskiej na przestrzeni ostatnich lat dodatkowo zmuszają potencjalnych inwestorów do rozważenia możliwości realizacji inwestycji opartych na nowych, nie stosowanych do tej pory na szeroką skalę technologiach, a także do poszukiwania możliwości zagospodarowania zdywersyfikowanej palety paliw w nowych obiektach energetycznych. Tendencja do ograniczania emisji gazów cieplarnianych przez Unię Europejską i wspierany przez rządy rozwój odnawialnych źródeł energii przemawiają za poszukiwaniem uniwersalnych rozwiązań paliwowych pozwalających na swobodny wybór optymalnego miks paliwowego.

Wybór źródła wielopaliwowego, np. elektrociepłowni opalanej węglem i biomasą stanowi ciekawą alternatywę dla źródła monopolaliwowego, np. elektrociepłowni opalanej jedynie węglem. Źródło wielopaliwowe charakteryzuje się większą elastycznością w zakresie możliwości zastosowania różnorodnych paliw o obniżonej kaloryczności oraz większą tolerancją w zakresie parametrów paliwa. Obecnie w Polsce technologia kotła wielopaliwowego nie jest popularnym rozwiązaniem, jednak na świecie doczekała się już wielu wdrożeń. Rozpowszechnienie zastosowania źródeł wielopaliwowych w kraju mogłoby przyczynić się do spełnienia uwarunkowań restrykcyjnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej. W porównaniu do jednostek opalanych jedynie węglem, źródła wielopaliwowe charakteryzują się niższą emisją szkodliwych produktów spalania. Wybór jednostki wielopaliwowej zapewnia możliwość płynnego przejścia na alternatywne paliwo w przypadku niekorzystnych, z punktu widzenia inwestora, zmian dotyczących: ceny paliwa, opłat za korzystanie ze środowiska, ceny energii elektrycznej, ceny energii ciepłej. Dla wytwórców energii w Polsce dodatkowym czynnikiem motywacyjnym dla wyboru tego rozwiązania może być również chęć dywersyfikacji portfela wytwórczego. Przy planowaniu inwestycji w budowę źródła wielopaliwowego dodatkowym czynnikiem determinującym może być perspektywa pozyskania wsparcia dla jednostek kogeneracyjnych, jak również jednostek opartych na odnawialnych źródłach energii (OZE).

Nakłady inwestycyjne na budowę źródła wielopaliwowego są wyższe od nakładów inwestycyjnych na budowę źródła monopolaliwowego o takich samych parametrach. Przy planowaniu budowy tego typu źródła należy jednak wziąć pod uwagę fakt, że opłacalność projektów inwestycyjnych w energetyce liczona jest w stosunkowo długiej perspektywie żywotności źródła od 15 do nawet 30 lat i w tym czasie wiele rzeczy może się wydarzyć.

Biorąc pod uwagę tak długi okres eksploatacji źródła, a także szereg ryzyk związanych z możliwymi zmianami w otoczeniu projektu na tym etapie, uzasadniona jest możliwość rozpatrzenia dywersyfikacji paliwa i zapewnienia inwestorowi elastyczności w zakresie możliwości stosowania szerokiej gamy paliw.

Okres realizacji budowy źródła wielopaliwowego jest zbliżony do okresu budowy źródła monopaliwowego opalanego węglem, dla obiektów o zbliżonych parametrach, gdyż wszystkie urządzenia oraz instalacje, które wchodzi w zakres docelowej elektrociepłowni wielopaliwowej mogą być kontraktowane oraz budowane równolegle z podstawowymi urządzeniami technologicznymi.

Analizując możliwość zainwestowania w nowe źródło wytwórcze, w tym również dla możliwości realizacji inwestycji w blok wielopaliwowy, inwestor przeprowadza cały szereg analiz stanowiących łącznie studium wykonalności projektu. Nieodzownym elementem takiego studium jest analiza ekonomiczna w zakresie opłacalności oraz czasu zwrotu z tej inwestycji. Taką właśnie analizę wykonano w tej pracy.

1. Przykładowe źródła kogeneracyjne oparte na technologii dedykowanego kotła wielopaliwowego w Polsce

Elektrociepłownie z kotłami wielopaliwowymi nie są jeszcze w Polsce popularnym rozwiązaniem, ale rozwiązania te już się pojawiły, czego przykładem jest np. wybudowana elektrociepłownia w Częstochowie. Rozwiązanie to będzie również wykorzystane w innych rozwijanych obecnie projektach, w tym np. w budowanej elektrociepłowni CHP Zofiówka.

Inwestycja Fortum CHP Częstochowa. W 2010 roku koncern energetyczny Fortum uruchomił swoją pierwszą elektrociepłownię wielopaliwową w Polsce, która została zlokalizowana w Częstochowie przy ulicy Rejtana. Jest to jedna z najnowocześniejszych oraz najbardziej efektywnych instalacji tego typu w Europie Środkowowschodniej.

Inwestycja CHP Częstochowa realizowana była w modelu wyspowym, tzw. EPCM (*engineering, procurement, construction management*), w ramach którego inwestor występował jako generalny wykonawca, jak również zatrudniał konsultanta EPCM, który miał za zadanie dostarczyć zasoby niezbędne do pomocy w zarządzaniu projektem. Inwestycja została podzielona na pakiety, w ramach których Fortum zawierał umowy z poszczególnymi wykonawcami robót. Konsultant EPCM wykonywał funkcje związane z pracami projektowymi, inżynierskimi, organizacją zamówień oraz nadzorem konstrukcyjnym i budowlanym.

Podstawowe parametry Elektrociepłowni Częstochowa:

- ✧ moc elektrociepłowni: 67 MWe / 120 MWt,
- ✧ podstawowe paliwa: węgiel kamienny oraz biomasa (25%),
- ✧ nakłady inwestycyjne: około 540 mln PLN,
- ✧ typ inwestycji: *green-field*.

Elektrociepłownię oddano do eksploatacji we wrześniu 2010 r.

Inwestycja Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. CHP Zofiówka: W 2013 roku spółka Energetyczna „Jastrzębie” ogłosiła zamiar realizacji inwestycji polegającej na budowie kogeneracyjnego bloku wielopaliwowego w Elektrociepłowni Zofiówka.

Podstawowe parametry Elektrociepłowni Zofiówka:

- ✧ planowana moc elektrociepłowni: 75 MWe, 110 MWt,
- ✧ podstawowe paliwa: węgiel (73%), węgiel niskokaloryczny (17%), biomasa (10%),
- ✧ nakłady inwestycyjne: około 590 mln PLN,
- ✧ typ inwestycji: *green-field*.

Planowane oddanie do eksploatacji: 2016 r.

2. Założenia do analizy opłacalności budowy źródła wielopaliwowego

Wielowariantową analizę opłacalności budowy źródła wielopaliwowego wykonano dla jednostki zlokalizowanej w Zabrze o mocy 75MWe/140MWt, opartej na technologii kotła wielopaliwowego ze złożem fluidalnym (CFB) oraz turbiną parową przeciwną (*back-pressure* ST). W celu uproszczenia analizy założono, że w pierwszej fazie eksploatacji obiekt będzie mógł być zasilany paliwem w postaci węgla kamiennego o wartości kalorycznej uśrednionej około 22 MJ/kg lub biomasą (zrębki drewniane) o wartości kalorycznej uśrednionej około 10 MJ/kg. Obiekt ten będzie mógł być również zasilany mieszanką wymienionych paliw w dowolnych proporcjach. Z uwagi na konstrukcję kotła obiekt będzie również przystosowany do spalania w przyszłości innych paliw stałych, a o zastosowaniu tych paliw inwestor będzie decydował każdorazowo w zależności od rozwoju sytuacji na rynku.

Nakłady inwestycyjne na budowę bloków wielopaliwowych są wyższe od nakładów inwestycyjnych dla elektrociepłowni węglowych. Różnice te wynikają w głównej mierze z bardziej rozbudowanych systemów podawania paliw oraz specyficznej konstrukcji kotła,

TABELA 1. Nakłady inwestycyjne dla poszczególnych technologii energetycznych (Kocot 2010)

TABLE 1. Capital expenditures for the different energy technologies (Kocot 2010)

Technologia	Nakłady inwestycyjne [mln PLN/MWe]
Elektrownia węglowa	5,5
Elektrownia jądrowa	8,0
Elektrociepłownia węglowa	7,4
Elektrociepłownia gazowa	3,2
Elektrociepłownia biogazowa	10,0

co znalazło potwierdzenie w deklarowanych przez inwestorów nakładach dla obiektów wybudowanych, jak również planowanych do realizacji.

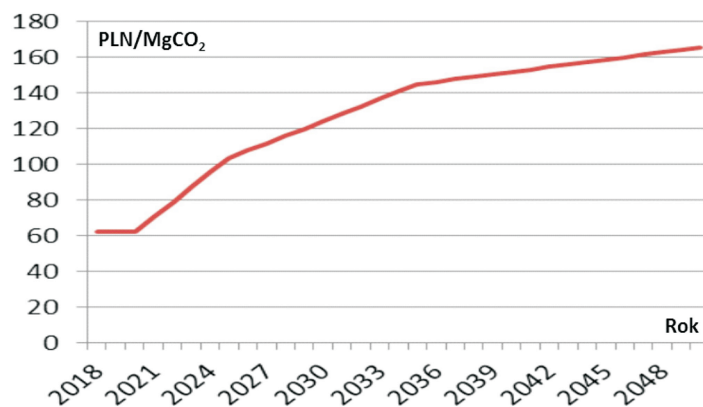
Dla potrzeb niniejszej analizy przyjęte zostało, że nakłady te są wyższe o około 10% od nakładów inwestycyjnych dla elektrociepłowni węglowej. Dla bloków wielopaliwowych przyjęto współczynnik nakładów inwestycyjnych na poziomie 6,1 mln PLN/MWe.

Okres realizacji budowy źródła wielopaliwowego został przyjęty jak dla maksymalnego okresu budowy źródła opalanego gazem – 36 miesięcy, co potwierdzają deklarowane przez inwestorów terminy realizacji budowy tego typu źródeł.

Koszty z tytułu opłaty za korzystanie ze środowiska przyjęto opierając się na założeniu, iż dla trybu pracy opartego w pełni na paliwie węglowym będą one analogiczne, jak dla jednostki dedykowanej do spalania węgla i będą konsekwencją emisji na poziomie 0,685 kg CO₂/kWh wyprodukowanej energii elektrycznej (Zaporowski 2012). Dla pozostałych trybów pracy koszty te zostały oszacowane adekwatnie do procentowego udziału węgla w miksie paliwowym.

Mając na uwadze, że obecnie obowiązuje trzeci okres rozliczeniowy EU ETS 2013–2020, wiążący się – pomimo przyznanych Polsce derogacji – ze stopniową likwidacją darmowego przydziału uprawnień emisyjnych, w kolejnych latach branża energetyczna będzie zmuszona kupować coraz więcej uprawnień emisyjnych, po coraz wyższej cenie, zwiększając tym samym koszty wytwarzania energii, co w zamierzeniu premiować będzie technologie zeroemisyjne i niskoemisyjne (ARE 2013).

Prognozy ceny węgla zostały przyjęte zgodnie z projekcją Międzynarodowego Funduszu Walutowego i World Bank (IMF 2014).

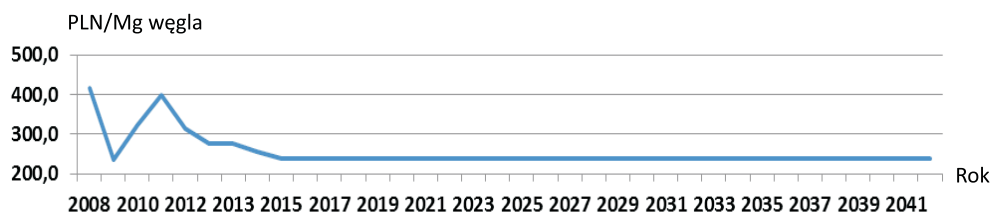


Rys. 1. Prognoza kosztów uprawnień do emisji CO₂ [PLN/MgCO₂]

Fig. 1. Forecast of CO₂ emission allowances costs [PLN/MgCO₂]

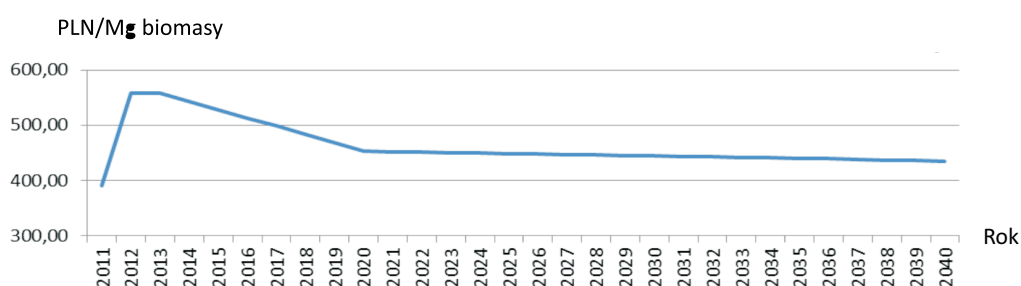
Prognozy cen biomasy zostały przyjęte na bazie raportu „UK and Global Bioenergy Resource” (AEA 2011).

Prognoza cen energii elektrycznej: W 2012 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wynosiła 201,36 zł/MWh, natomiast w 2011 r. 198,90 zł/MWh (URE,2014). Analogiczny wzrost ceny energii elektrycznej został przyjęty dla kolejnych lat.



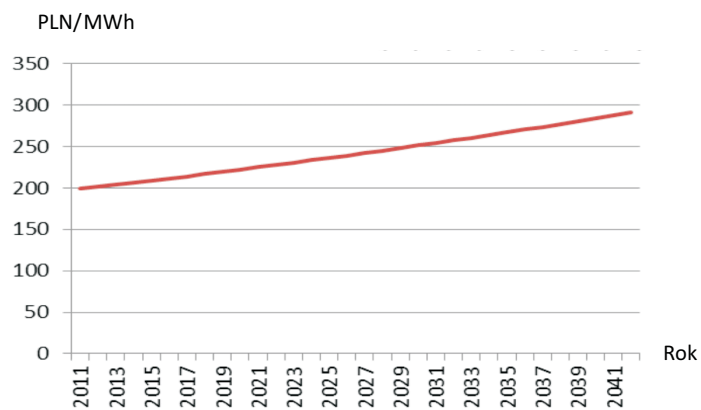
Rys. 2. Prognoza cen węgla [PLN/Mg]

Fig. 2. Forecast of coal prices [PLN/Mg]



Rys. 3. Prognoza cen biomasy [PLN/Mg]

Fig. 3. Forecast of biomass prices [PLN/Mg]



Rys. 4. Prognoza wzrostu cen energii elektrycznej

Fig. 4. Forecast of electricity prices increase

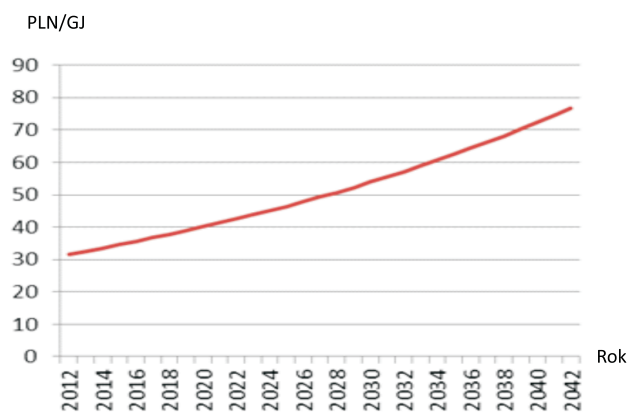
Prognoza cen energii ciepłej: Obecnie można zaobserwować zróżnicowanie poziomu cen ciepła w zależności o regionu. Zależy on między innymi od następujących czynników: źródeł wytwarzania ciepła w danym regionie, poziomu kosztów, zapotrzebowania na ciepło w danym regionie.

TABELA 2. Ceny ciepła w 2012 r. (URE 2014)

TABLE 2. Heat prices in 2012 (URE 2014)

Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł [zł/GJ]	Województwa	Średnia cena ciepła sprzedawanego bezpośrednio ze źródeł [zł/GJ]
Polska	29,72		
Dolnośląskie	33,43	Podkarpackie	38,31
Kujawsko-pomorskie	32,9	Podlaskie	35,69
Lubelskie	29,48	Pomorskie	30,29
Lubuskie	37,17	Śląskie	31,64
Łódzkie	30,21	Świętokrzyskie	28,80
Małopolskie	26,84	Warmińsko-mazurskie	35,14
Mazowieckie	24,28	Wielkopolskie	31,46
Opolskie	47,46	Zachodniopomorskie	36,25

Dla potrzeb analizy przyjęto cenę energii cieplnej dla województwa śląskiego indeksowaną o wskaźnik inflacji.



Rys. 5. Prognoza wzrostu cen ciepła [PLN/GJ]

Fig. 5. Forecast of heat prices increase [PLN/GJ]

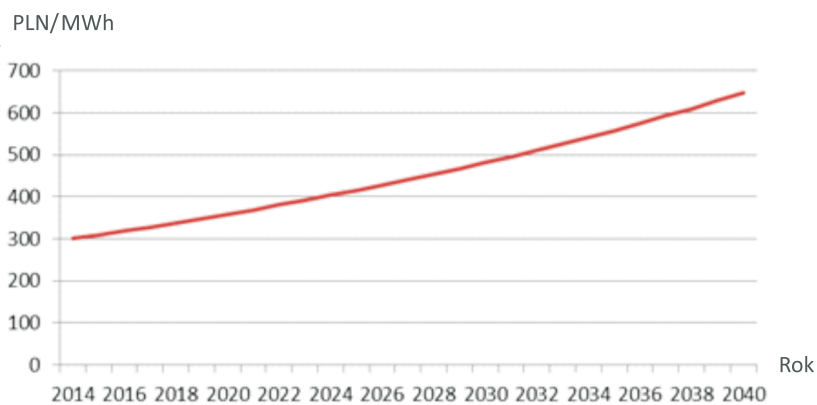
W tabeli 3 zawarto **przyjęte założenia związane z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz zapotrzebowania na węgiel i biomasę** w trzech analizowanych wariantach miksu paliwowego.

TABELA 3. Założona produkcja energii elektrycznej i ciepła oraz konsumpcja węgla i biomasy w analizowanych wariantach miks paliwowego

TABLE 3. Assumed production of electric energy and heat as well as consumption of coal and biomass in analysed fuel mix scenarios

Przewidywane parametry	Produkcja energii elektrycznej	Produkcja ciepła	Zużycie węgla o kaloryczności 22 MJ/kg	Zużycie biomasy o kalor 10 MJ/kg
	GWh/rok	GWh/rok	Mg/rok	Mg/rok
Wariant 1	520	700 (2,52 GJ/rok)	305 000 (100%)	0 (0%)
Wariant 2	520	700 (2,52 GJ/rok)	152 500 (50%)	337 500 (50%)
Wariant 3	520	700 (2,52 GJ/rok)	0 (0%)	675 000 (100%)

Wsparcie z tytułu możliwości pozyskania zielonych certyfikatów zostało założone na poziomie opłaty zastępczej określonej na 2014 rok, indeksowanej o inflację. Dla potrzeb analizy założono możliwość pozyskiwania zielonych certyfikatów przez okres 15 lat od daty uruchomienia obiektu. Wszystkie powyższe założenia poczyniono na podstawie założeń ustawy o odnawialnych źródłach energii.



Rys. 6. Wysokość opłaty zastępczej – wysokość wsparcia z tytułu zielonych certyfikatów

Fig. 6. The level of replacement fee – amount of support for green certificates

Wydatki związane z zatrudnieniem obsługi elektrociepłowni wielopaliwowej zależą w dużej mierze od planowanego stopnia korzystania z usług outsourcingowych. Dla potrzeb analizy założone zostało zatrudnienie 30 osób personelu własnego.

Energetyka z medianą wynagrodzenia na poziomie 4100 zł (Sedlak & Sedlak 2010), znalazła się w czołowej piątce branż o najwyższych płacach według badań przeprowadzonych w 2010 r. (Cire 2011). Przy obliczaniu kosztu utrzymania pracowników należy dodatkowo uwzględnić narzuty związane ze składkami na ubezpieczenie społeczne, fundusz pracy oraz fundusz gwarantowanych świadczeń pracowniczych, co oznacza, że po uwzględnieniu wskaźnika inflacji, średni koszt utrzymania jednego pracownika w energetyce w 2018 roku wyniesie około 6333 zł.

Koszty operacyjne i eksploatacyjne przyjęto na podstawie założeń wskaźnikowych, przy czym założony został maksymalny współczynnik kosztów operacyjnych i eksploatacyjnych dla elektrociepłowni opartej na technologii turbiny parowej (EPA, 2008) z uwagi na planowany wysoki stopień korzystania z usług outsourcingowych. W kolejnych latach koszty operacyjne i eksploatacyjne indeksowane zostały o wskaźnik inflacji.

Podstawowe parametry finansowe: Stopa dyskontowa, zależnie od stopy inflacji, zwykle zawiera się w przedziale między 5 a 12%. Na potrzeby niniejszej analizy przyjęto nominalną stopę dyskonta na poziomie 11%. Kursy wymiany walut zostały przyjęte na podstawie kursów średnich NBP z dnia 2014.05.30 : 1 EUR = 4,1385 PLN i 1 USD = 3,0395 PLN. Wskaźnik inflacji został przyjęty na poziomie 3%. Ponadto przyjęto stopę podatku dochodowego na poziomie 19%.

3. Wyniki wielowariantowej analizy

W celu określenia opłacalności ekonomicznej inwestycji dla inwestora zdecydowano się obliczyć podstawowe wskaźniki efektywności ekonomicznej, tj. teraźniejszą (obecną) wartość netto (NPV) projektu oraz wewnętrzną stopę zwrotu (IRR).

Dla obliczenia w/w wskaźników konieczne było określenie rocznych przepływów pieniężnych dla 28 lat analizy, z których pierwsze 3 lata stanowiły okres inwestycyjny, a reszta (25 lat) okres eksploatacji obiektu.

Założono, że nakłady finansowe na realizację projektu rozłożone zostaną w równych proporcjach dla każdego roku w okresie inwestycyjnym, czego efektem były roczne przepływy pieniężne na poziomie 202 mln PLN.

Po stronie przychodów uwzględniono: przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz ewentualne przychody z tytułu możliwości pozyskania wsparcia w postaci tzw. „zielonych certyfikatów” dla obiektów opartych na odnawialnych źródłach energii (OZE) – w scenariuszach, dla których w miksie paliwowym pojawiała się biomasa. Możliwość pozyskania wsparcia dla OZE uwarunkowana jest ostatecznym kształtem ustawy o odnawialnych źródłach energii. Nowy system wsparcia OZE nie wszedł jeszcze w życie, ale wspomina się już o możliwych weryfikacjach obecnie procedowanej wersji ustawy o OZE, co może skutkować kolejnymi zmianami w zakresie wsparcia dla źródeł spalających lub współspalających biomasę (WNP 2014a).

Z punktu widzenia inwestora dodatkowym ryzykiem pozostaje możliwość zakwalifikowania konkretnego obiektu o określonej mocy, jako obiektu opartego na OZE oraz przede

wszystkim problematyczny okres wsparcia dla OZE. Obecnie procedowany projekt ustawy o OZE zakłada 15 lat jako okres wsparcia, co jest rozbieżne z najnowszymi wytycznymi Komisji Europejskiej w zakresie maksymalnej długości wsparcia na poziomie 10 lat (WNP 2014b).

Dla potrzeb niniejszej analizy założono okres wsparcia dla OZE oraz konieczność uczestnictwa w przewidywanym systemie aukcyjnym, zgodnie z najnowszą wersją projektu ustawy o OZE, dla wszystkich scenariuszy, w których w miksie paliwowym pojawia się biomasa.

Po stronie kosztów dla okresu eksploatacji zdecydowano się uwzględnić pozycje mające największy wpływ na przepływy pieniężne: koszty zakupu paliwa, koszty operacyjne i eksploatacyjne obiektu, koszty związane z zatrudnieniem personelu obsługującego obiekt, koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ dla scenariuszy zakładających zastosowanie węgla.

Koszty związane z emisją CO₂ do atmosfery uwzględnione zostały w scenariuszach, dla których w miksie paliwowym pojawiał się węgiel. Dla scenariuszy, w których węgiel występuje wspólnie z biomasą w miksie paliwowym założone zostały koszty z tytułu emisji CO₂ adekwatne do udziału węgla w strukturze paliwa.

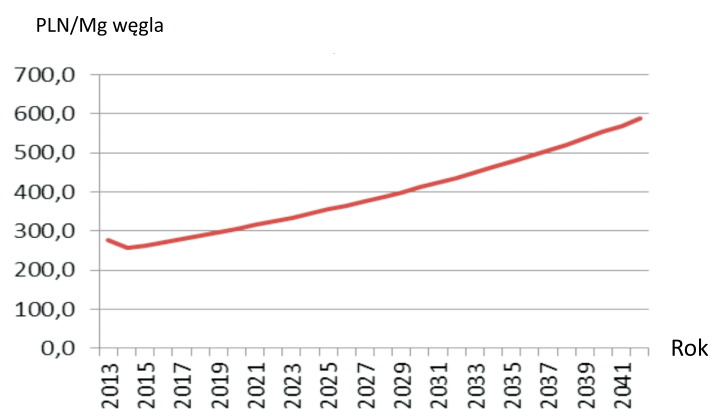
W przepływach pieniężnych uwzględniono również podatek oraz amortyzację, które mają znaczący wpływ na wyniki opłacalności inwestycji dla rozpatrywanych scenariuszy. Dla uproszczenia analizy założone zostało, że całość nakładów inwestycyjnych podlegać będzie amortyzacji.

Przedmiotem niniejszej analizy były scenariusze w zakresie opłacalności inwestycji w zależności od zastosowanego miksu paliwowego, jak również pomocniczo w zależności od technologii elektrociepłowni.

- ❖ **Scenariusz 1.** Założono pracę przy zastosowaniu paliwa węglowego przez cały okres.
- ❖ **Scenariusz 2.** Założono pracę przy użyciu biomasy przez cały okres obejmujący analizę.
- ❖ **Scenariusz 3.** Założono pracę przy zastosowaniu paliwa w postaci miksu węgla i biomasy, w proporcji 50/50% przez cały okres obejmujący analizę.
- ❖ **Scenariusz 4.** Założono pracę przy zastosowaniu biomasy przez okres pierwszych 15 lat eksploatacji oraz wykorzystaniu węgla przez okres pozostałych 10 lat.
- ❖ **Scenariusz pomocniczy 5.** Dokonano analizy opłacalności przy wykorzystaniu węgla przez cały okres i niższych o 10% nakładów inwestycyjnych.
- ❖ **Scenariusz pomocniczy 6.** Dokonano analizy opłacalności przy wykorzystaniu węgla przez cały okres i niższych o 10% nakładów inwestycyjnych oraz agresywnego trendu wzrostu cen węgla (rys. 7).

Analiza wszystkich okresów oraz scenariuszy w zakresie trybu pracy elektrociepłowni, pozwoliła wyznaczyć podstawowe wskaźniki opłacalności ekonomicznej inwestycji. W tabeli 4 przedstawiono porównanie wyników analizowanych scenariuszy.

Okazało się, że dla każdego ze scenariuszy inwestycja jest opłacalna. We wszystkich przypadkach wpływy z projektu wystarczają na pokrycie poniesionych nakładów i zapewniają wymaganą stopę zwrotu z kapitału. Projekt będzie generował więcej wpływów niż potrzebne jest do obsługi zadłużenia i zapewnienia wymaganej stopy zwrotu. Stopa rentowności – w zależności od wybranego trybu pracy jednostki lub technologii – waha się w granicach 11–15%.



Rys. 7. Ceny węgla (agresywny wzrost) założone dla scenariusza pomocniczego 6 [PLN/Mg]

Fig. 7. Coal prices (aggressive growth) established for the auxiliary scenario 6 [PLN/Mg]

TABELA 4. Wskaźniki ekonomiczne opłacalności analizowanej inwestycji

TABLE 4. Economic indicators of analysed investment profitability

Wskaźnik opłacalności ekonomicznej	Jednostka	Scenariusz 1 „Multifuel Coal”	Scenariusz 2 „Multifuel Bio”	Scenariusz 3 „Multifuel 50% Coal 50% Bio”	Scenariusz 4 „Multifuel 15 lat Bio 10 lat Coal”	Scenariusz 5 „Monofuel Coal Low prices”	Scenariusz 6 „Monofuel Coal High prices”
NPV	mln PLN	446	227	337	490	495	175
IRR	%	14	12	13	14	15	11

Analizując otrzymane wyniki należy pamiętać, że na potrzeby niniejszych kalkulacji poczyniono szereg założeń, opartych między innymi na prognozach rynkowych, które mogą okazać się bardziej optymistyczne niż faktyczne przyszłe wartości.

Najwyższymi współczynnikami NPV projektu oraz IRR charakteryzuje się inwestycja w budowę bloku monopaliwowego opalanego węglem (NPV: 496 mln PLN, IRR: 15%). Wynika to w głównej mierze z założonych niższych nakładów, niezbędnych dla realizacji tego typu inwestycji. Należy jednak pamiętać, że z uwagi na uwarunkowania technologiczne, jednostka taka nie będzie charakteryzowała się elastycznością w zakresie możliwości doboru paliwa, w zależności od zmiany sytuacji rynkowej. Bardzo dobrze ilustrują taką sytuację wskaźniki opłacalności inwestycji dla tej samej jednostki, ale przy założeniu wyższych niż zakładane dla pozostałych przypadków wzrostów cen węgla (Scenariusz 6). Jednostka monopaliwowa charakteryzuje się wtedy najniższymi wskaźnikami za wszystkich rozpatrywanych przypadków (NPV: 175 mln zł, IRR: 11%) nie dając jednocześnie inwestorowi możliwości przejścia na inne paliwo.

Warto zwrócić uwagę na fakt, iż współczynniki opłacalności inwestycji dla jednostki wielopaliwowej, ale wykorzystującej jedynie węgiel przez cały okres eksploatacji są niższe niż analogiczne współczynniki dla jednostki dedykowanej węglowej, ale różnice te nie są duże (NPV: 446–495 mln zł, IRR: 14–15%). Może okazać się to bardzo istotne z punktu widzenia inwestora, który może docenić walory elastyczności źródła jako dodatkowy element redukujący ryzyko niepewności.

Przy umiejętnym planowaniu produkcji i wykorzystaniu dopłat w źródle wielopaliwowym, możliwe jest osiągnięcie praktycznie takiej samej opłacalności mierzonej wskaźnikami NPV i IRR, jak dla źródła monopaliwowego (Scenariusz 4 vs. Scenariusz 5). Scenariusz 4 zakładał maksymalne wykorzystanie biomasy w okresie, w którym można było pozyskać tzw. zielone certyfikaty. W drugiej fazie cyklu życia projektu, kiedy wygasła możliwość pozyskania certyfikatów, wykorzystano maksymalnie węgiel.

Podsumowanie i wnioski

Rozwiązania wielopaliwowe, pomimo tego, że nie są obecnie szeroko rozpowszechnione w polskiej energetyce, stanowią bardzo ciekawą alternatywę dla bloków monopaliwowych. Wniosek ten dodatkowo potwierdza możliwość wykorzystania w takich jednostkach węgla, który ma bardzo silną pozycję rynkową w Polsce w stosunku do innych paliw. Poza czynnikami ekonomicznymi inwestor powinien rozważyć aspekty związane ze świadomością ekologiczną. Możliwość wykorzystania OZE w źródłach wielopaliwowych może się przyczynić do znacznej redukcji emisji CO₂ do atmosfery i tym samym jest zbieżna z proekologiczną polityką Unii Europejskiej. Niniejsza analiza potwierdza, że budowa tego typu jednostki może być, przy odpowiednim planowaniu produkcji, równie lub bardziej opłacalna od inwestycji w analogiczny blok węglowy, pomimo wyższych nakładów inwestycyjnych, przy jednoczesnym zabezpieczeniu szeregu ryzyk związanych ze słabo przewidywalną sytuacją na rynku oraz niestabilnym polskim ustawodawstwem.

Elementy niniejszego opracowania, poza czynnikiem wspomagającym decyzję inwestycyjną, mogą być również przydatnym narzędziem w trakcie eksploatacji obiektu wielopaliwowego. Model ekonomiczny stworzony na potrzeby analizy ekonomicznej opłacalności inwestycji może być na bieżąco aktualizowany na etapie eksploatacji źródła w celu optymalizacji pracy elektrociepłowni oraz umiejętnej i optymalnej polityki w zakresie zakupów paliwa.

Przedmiotem niniejszej pracy była analiza opłacalności budowy źródła, które opalane jest mieszanką dwóch paliw w różnej konfiguracji. W przypadku chęci wykorzystania większej gamy paliw, w celu dalszego pogłębienia analizy, można zastanowić się nad zastosowaniem innego sposobu oceny opłacalności inwestycji niż metody wykorzystujące zdyskontowane przepływy pieniężne, tj: wartość zaktualizowaną netto (NPV) oraz wewnętrzną stopę zwrotu (IRR). Sposobem takim mogłoby być zastosowanie modelu wyceny opcji rzeczowych (Wilińska i Łukaniuk 2005).

Literatura

- [1] AEA 2011. *UK and Global Bioenergy Resources and Prices – Final report*. Report to DECC. ED 56029. Issue 2 – Final, AEA Technology plc, March.
- [2] ARE 2013. *Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii*. Kwiecień.
- [3] Cire 2011. *Zarobki i praca w energetyce*. Raport CIRE.
<http://www.cire.pl/drukuj,52711,2,raport-cire-zarobki-i-praca-w-energetyce.html>
- [4] EPA 2008. *Catalog of CHP Technologies*. U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership. December.
- [5] IMF 2014.
<http://knoema.com/WBCFPD2014Jul/world-bank-commodity-forecast-price-data-july-2014>
- [6] KOCOT, H. 2010. Nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji Scenariuszy Rozwojowych Podsektora Wytwarzania, *Rynek Energii*, kwiecień.
- [7] Sedlak & Sedlak, 2010. *Ogólnopolskie Badanie Wynagrodzeń przeprowadzone w 2010 roku*.
- [8] URE 2014. *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2013 r.* Warszawa, kwiecień.
<http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/sprawozdania/2916,dok.html>
- [9] WILIMOWSKA, Z. i ŁUKANIUK, M. 2005. Modele wyceny opcji rzeczowych – model Blacka-Scholesa. *Badania operacyjne i decyzje* Nr 1, s. 85–96.
- [10] WNP 2014a. *Problematyczny okres wsparcia dla OZE*. Portal www.nbp.pl, 19-05-2014 17:47
http://energetyka.wnp.pl/problematyczny-okres-wsparcia-dla-oze,226001_1_0_2.html
- [11] WNP 2014b. *W 2017 ma być weryfikacja wsparcia OZE*. www.nbp.pl 27-05-2014 19:23.
http://energetyka.wnp.pl/w-2017-ma-byc-weryfikacja-wsparcia-oze,226653_1_0_0.html
- [12] ZAPOROWSKI, B. 2012. Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 4.
- [13] www.nbp.pl
- [14] www.money.pl

Adam KAMPA, Leszek JURDZIAK

Multivariate analysis of the profitability of the construction of the cogeneration source based on a multi-fuel boiler technology

Abstract

The paper presents a multi-variant analysis of the profitability of CHP multi-fuel boiler. A comparison of different scenarios and options for power plant operation in Polish conditions, depending on the fuel

mix used has been presented. Profitability based on DCFs methods has been compared using net present value (NPV) and internal rate of return (IRR). Assumptions have been derived from the analysis and market forecasts, historical data, statistical data, and the authors own experience. One of the problems that were encountered in the collection of data was the difficulty of obtaining reliable input data from a single source. The profitability analysis has been carried for 6 scenarios with usage of different fuel mix and basic technology. The most cost-effective fuel for the low coal price growth scenario was the coal burned in the mono-fuel boiler. Slightly worse results gave biomass and coal burned in the multi-fuel boiler in a sequence that allows the full use of subsidies for the production of “green energy” (first 15 years only biomass, then only coal). The coal scenario in multi-fuel boiler gave the NPV result worse by about 50 million PLN due to higher investment costs. Co-firing of coal and biomass in the same proportions gave a decent result. The worst result was achieved for the combustion of coal in the mono-fuel boiler with the high coal prices growth scenario. The mono-fuel solution turned out to be highly exposed to market risk. Multi-fuel solution is much more flexible and ensures a decent cost-effectiveness for different – even extreme scenarios. The possibility of flexible fuel change and therefore optimal adaptation to the changing economic and legal situation at the market is the significantly safer solution..

KEY WORDS: return on investment, power industry, cogeneration, multi-fuel boiler