

Marcin Dusiło, dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska

# Analiza rentowności

## technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w nowym systemie wsparcia dla kogeneracji

### ■ Cel promowania wysokosprawnej kogeneracji

Promowanie generacji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu jest ważne ze względu na odpowiedzialne korzystanie z nieodnawialnych zasobów energetycznych Ziemi.

Rozważając elektrociepłownię o sprawności elektrycznej  $\eta_{el} = 35\%$  i ogólnej  $\eta_o = 90\%$  oraz elektrownię kondensacyjną o sprawności  $\eta = 42\%$ , dojdź należy do wniosku, że ten sam efekt energetyczny (wprowadzony do sieci wolumen ciepła i energii elektrycznej), otrzymywany jest w skojarzeniu przy wykorzystaniu jedynie ok. 2/3 ilości paliwa, potrzebnego w produkcji rozdzielonej.

Zmniejszenie zużycia paliwa to nie tylko bardziej odpowiedzialne gospodarowanie zasobami, lecz również odpowiednio mniejsza emisja zanieczyszczeń (pyłów, tlenków siarki i azotu, rtęci, chloro- i fluorowodoru, itd.) oraz dwutlenku węgla.

### ■ Nowy system wsparcia dla kogeneracji

Głównym powodem wprowadzenia nowego systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji jest wygaśnięcie obowiązywania poprzedniego mechanizmu wraz z 2018 r. Jego zasady uległy gruntownym zmianom, przede wszystkim w celu zapewnienia impulsu inwestycyjnego, poprzez udzielenie wsparcia o z góry znanej, niezmiennej wysokości na okres 15 lat. Koncentracja wsparcia na jednostkach o mocy poniżej 50 MW wynika z konieczności poprawy jakości powietrza w małych aglomeracjach miejskich. Ponadto obowiązek wprowadzenia co najmniej 70% wytworzonego w jednostce kogeneracji ciepła (nie dotyczy m.in. jednostek o mocy elektrycznej poniżej 1 MW), ma podnieść bardzo niski odsetek efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych.

### ■ Zasady wsparcia jednostek kogeneracji

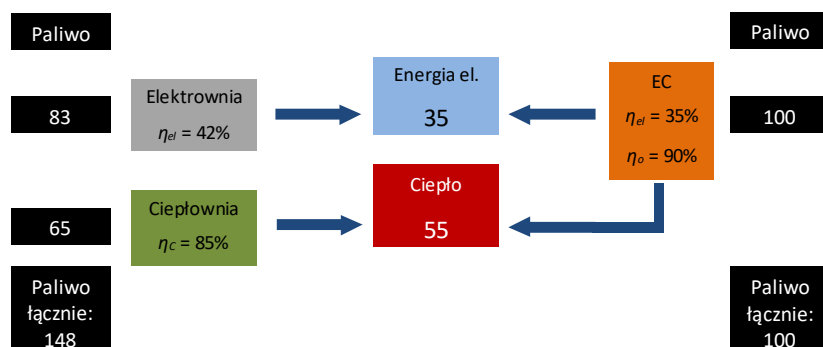
Najmniejsze jednostki kogeneracyjne o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW, będą wspierane finansowo w oparciu o stałą premię, z góry określoną dla danego rodzaju paliwa oraz rodzaju jednostki (nowa / znacznie zmodernizowana, albo istniejąca / zmodernizowana).

Wsparcie dla jednostek kogeneracyjnych o mocy z przedziału 1-50 MW zrealizowane będzie w oparciu o system aukcyjny, w którym wszystkie zakwalifikowane w procesie prekwalfikacji jednostki wysokosprawnej kogeneracji będą ze sobą konkurowały w obrębie jednego koszyka aukcyjnego.

Dzięki formule pay-as-bid każda zwycięska inwestycja będzie wspierana premią w wysokości wskazanej na aukcji, a nie najwyższą „zamykającą” aukcję (*pay-as-cleared*), co minimalizuje koszty funkcjonowania systemu.

W celu zachowania ciągłości wsparcia, istniejące i zmodernizowane jednostki kogeneracji o mocy elektrycznej 1-50 MW nie będą objęte systemem aukcyjnym, lecz analogicznie do małych jednostek kogeneracji będą korzystały z systemu premii gwarantowanych.

Największe jednostki o mocy elektrycznej przekraczającej 50 MW będą wspierane, podobnie jak w przypadku jednostek o mocy poniżej 1 MW i istniejących jednostek 1-50 MW, na zasa-



dzie premii gwarantowanej, przy czym jej wysokość ustalana będzie indywidualnie dla każdej instalacji na podstawie jej parametrów i sytuacji rynkowej.

Wsparcie w ramach nowego systemu zostanie przyznane na:

- 15 lat - dla jednostek nowych oraz znacznie zmodernizowanych,
- 5-7 lat - dla jednostek zmodernizowanych,
- różnicę pomiędzy 15 latami, a okresem objęcia danej jednostki poprzednim systemem wsparcia - dla jednostek istniejących.

### ■ Porównywane technologie kogeneracji

Celem pracy było określenie rentowności różnych technologii wysokosprawnej kogeneracji. Analizie zostało poddanych 9 jednostek:

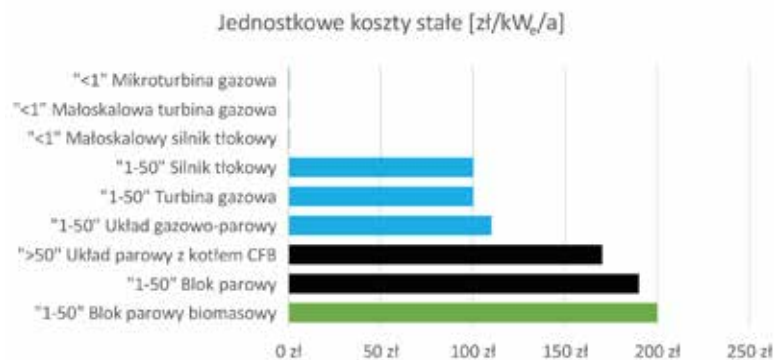
- 3 małe jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW:
  - a) małoskalowy silnik tłokowy o mocy elektrycznej 500 kW,
  - b) małoskalowa turbina gazowa o mocy elektrycznej 300 kW,
  - c) mikroturbina gazowa o mocy elektrycznej 15 kW;
- 5 jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej 1-50 MW:

- a) układ gazowo-parowy o mocy elektrycznej 50 MW,
- b) blok parowy z kotłem rusztowym opalany biomasą, o mocy elektrycznej 25 MW,
- c) turbina gazowa o mocy elek-

- trycznej 5 MW,
  - d) blok parowy z kotłem rusztowym o mocy elektrycznej 5 MW,
  - e) silnik tłokowy o mocy elektrycznej 5 MW;
- 1 duża jednostka kogeneracji o mo-



Rys. 1. Jednostkowe nakłady inwestycyjne



Rys. 2. Jednostkowe koszty stałe

Technologia	Moc zainstalowana [MW]		Kategoria	Paliwo
	Elektryczna	Ciepłota		
Blok parowy z kotłem CFB	100	185,19	> 50 MW	Węgiel kamienny
Układ gazowo-parowy	50	40	1-50 MW	Gaz ziemny
Blok parowy opalany biomasą	25	46,3	1-50 MW	Biomasa
Turbina gazowa	5	5,88	1-50 MW	Gaz ziemny
Blok parowy	5	10	1-50 MW	Węgiel kamienny
Silnik tłokowy	5	7,14	1-50 MW	Gaz ziemny
Małoskalowy silnik tłokowy	0,5	0,61	< 1 MW	Gaz ziemny
Małoskalowa turbina gazowa	0,3	0,25	< 1 MW	Gaz ziemny
Mikroturbina gazowa	0,015	0,0125	< 1 MW	Gaz ziemny

Tab. 1. Rozważane technologie wysokosprawnej kogeneracji

cy zainstalowanej elektrycznej powyżej 50 MW - blok parowy z kotłem fluidalnym z warstwą cyrkulacyjną (CFB) o mocy elektrycznej 100 MW. Rozważane technologie przedstawione zostały w tabeli 1.

Na rys. 1-4 zestawiono wybrane parametry: jednostkowe nakłady inwestycyjne, jednostkowe koszty stałe i zmienne oraz emisyjność poszczególnych technologii. Kolorem błękitnym oznaczono jednostki opalane gazem ziemnym, czarnym opalane węglem kamiennym, a zielonym - biomasą.

### ■ Analiza rentowności

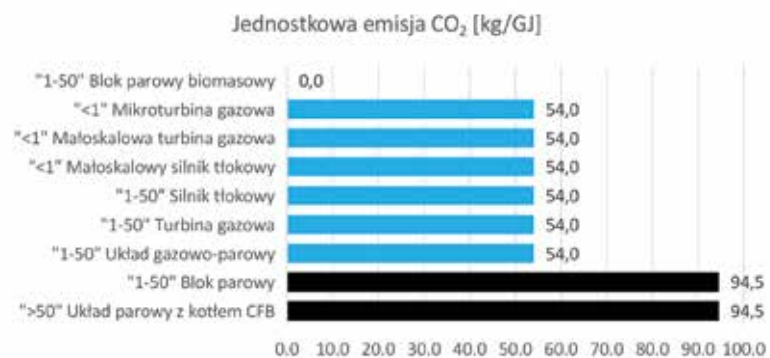
Celem analizy rentowności było wskazanie dla każdej technologii wielkości premii wypłacanej do każdej MWh energii wprowadzonej do KSE, która zapewniłaby inwestycji rentowność. Rozważane są tylko jednostki nowe, tj. objęte wsparciem na okres 15 lat od rozpoczęcia eksploatacji. Jako kryterium rentowności przyjęto wartość NPV w momencie wygaśnięcia wsparcia co najmniej 0 zł. Przepływy pieniężne dyskontowane były założonymi stopami procentowymi na poziomie 8%. Gdyby na warunkach rynkowych inwestycja osiągnęła rentowność, premia nie byłaby wypłacana.

Analiza rentowności została wykonana przy założeniu utrzymywania się przez cały, 15-letni okres otrzymywania wsparcia, stałych cen energii elektrycznej, ciepła, paliwa i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, których zestawienie przedstawiono w tabeli 2.

Wykres (rys. 5) przedstawia wyniki analizy rentowności. Kolorem błękitnym



Rys. 3. Jednostkowe koszty zmienne



Rys. 4. Emisyjność poszczególnych technologii



Rys. 5. Wyniki analizy rentowności

Wyszczególnienie	Cena	Jednostka
Energii elektryczna	280,10	zł/MWh
Ciepło	38,00	zł/GJ
Gaz ziemny wysokometanowy	28,89	zł/GJ
Węgiel kamienny	12,80	zł/GJ
Biomasa	27,50	zł/GJ
Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>	83,00	zł/t

Tab. 2.

Wyszczególnienie	Jednostka	Cena teraz	Cena w 2025 r.	Cena w 2040 r.
Energia elektryczna	zł/MWh	280,10	310,44	324,45
Gaz ziemny	zł/GJ	28,89	46,95	57,78
Węgiel kamienny	zł/GJ	12,80	15,16	16,15
Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> - max	zł/t	83,00	474,88	1055,29
Uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub> - min	zł/t	83,00	165,83	301,51
Cena ciepła	zł/GJ	38,00	61,75	76,00
Cena biomasy - max	zł/GJ	27,50	28,48	30,69
Cena biomasy - min	zł/GJ	27,50	26,56	24,64

oznaczono jednostki opalane gazem ziemnym, czarnym opalane węglem kamiennym, a zielonym - biomasą.

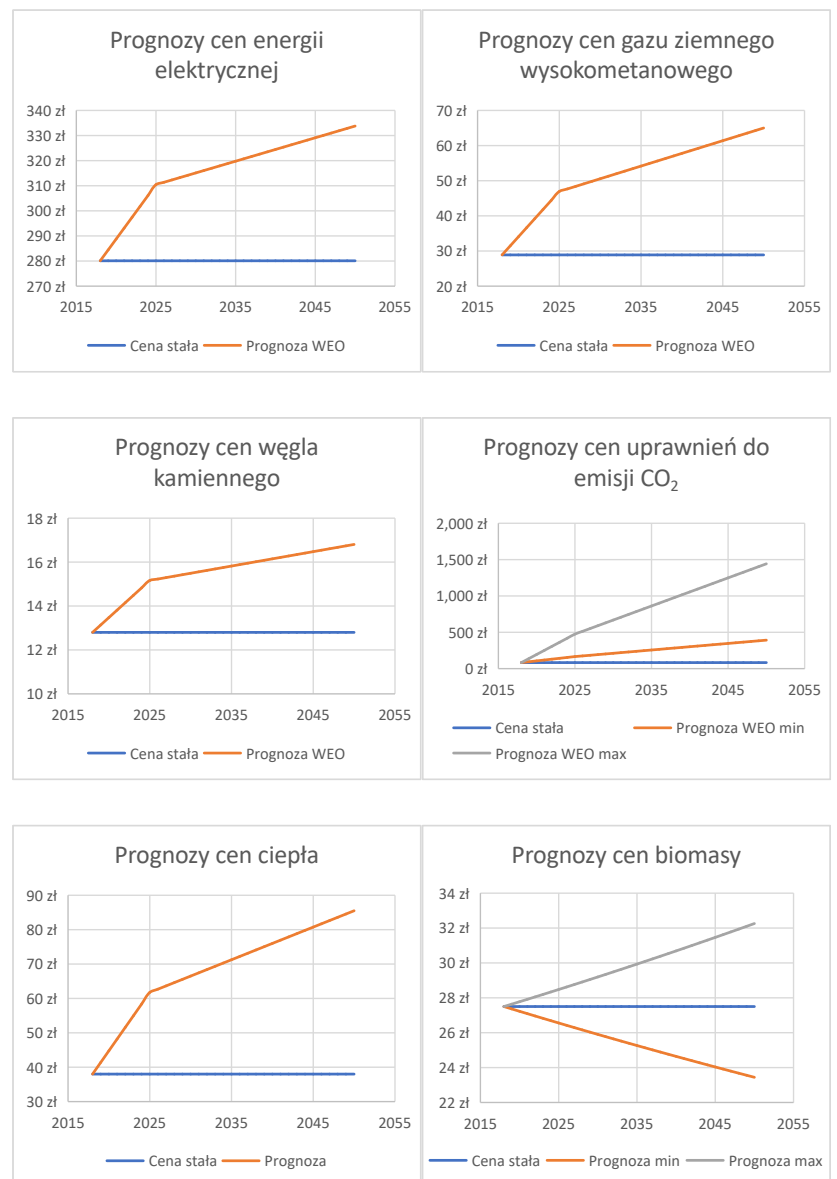
Tab. 3

### Analiza wrażliwości

Analiza wrażliwości powinna udzielić odpowiedzi na pytanie „czy opłacałoby się realizować projekt, gdyby...?”. Jest jednym z narzędzi, służących do rozpoznania ryzyk. Pozwala wskazać te wielkości, których zmiana w największym stopniu wpływa na wynik finansowy inwestycji.

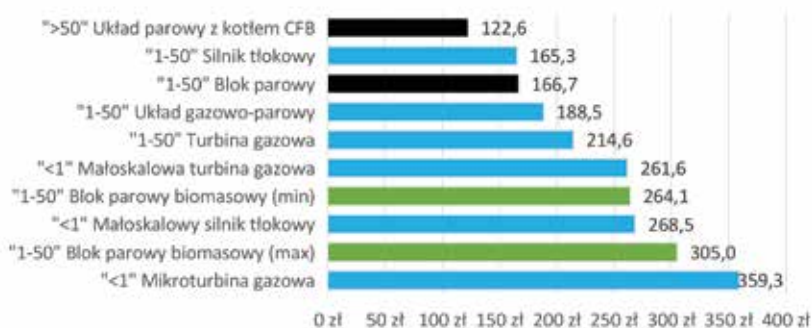
Celem analizy wrażliwości było określenie wymaganej przez każdą z technologii premii, która, podobnie jak w analizie rentowności, zapewniłaby opłacalność inwestycji, jednak nie przy założeniu stałych cen, tylko przy ich zmianie zgodnie z przyjętą prognozą.

Podstawą do określenia prognoz jest World Energy Outlook 2017. Na podstawie danych zaczerpniętych z WEO, wyznaczono trend zmiany cen energii elektrycznej, gazu ziemnego, węgla kamiennego oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które dostosowano do polskich warunków - dzięki znajomości aktualnych cen. Zmiany cen ciepła, ze względu na lokalne uwarunkowania rynku, przyjęto że będą zmieniały się zgodnie z trendem określonym dla gazu ziemnego, ponieważ przyjęto założenie, że alternatywą dla korzystania z ciepła systemowego jest indywidualne ogrzewanie kotłami gazowymi. Ze względu na brak referencyjnych prognoz, przyjęto dwa warianty zmiany cen biomasy: prognozę maksymalną - liniowy wzrost o 0,5% r/r oraz mini-

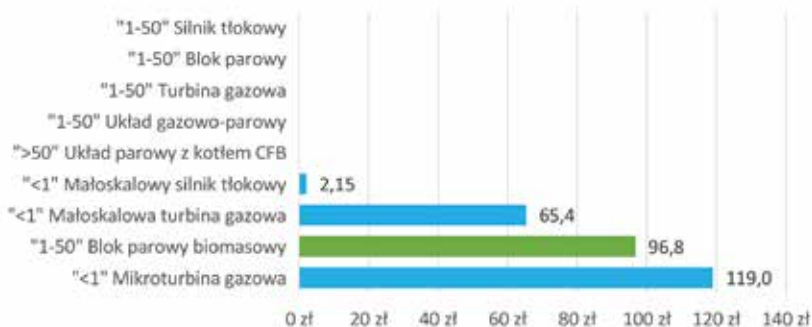


Rys. 6. Prognozy cen

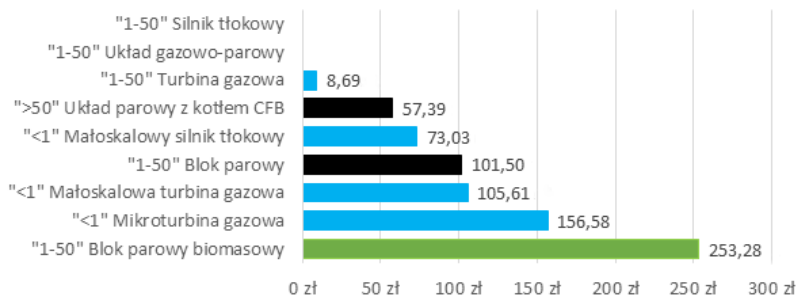
Wymagane wsparcie przy prognozowaniu jedynie cen paliwa



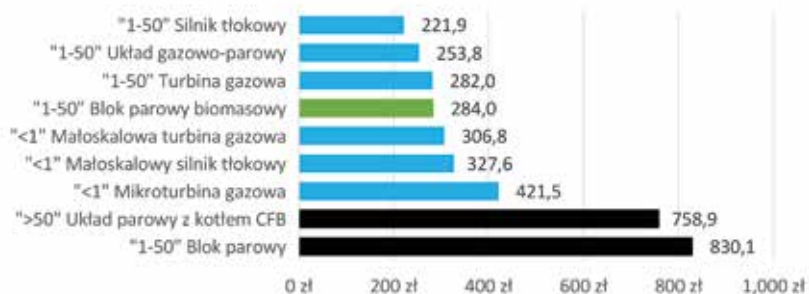
Wymagane wsparcie przy prognozowaniu jedynie cen ciepła



Wymagane wsparcie przy prognozowaniu jedynie cen energii elektrycznej



Wymagane wsparcie przy prognozowaniu jedynie ceny CO<sub>2</sub> (max)



Rys. 7. Wyniki analizy wrażliwości rozważanych technologii kogeneracyjnych

malną - liniowy spadek ceny o 0,5% r/r.

Analiza wrażliwości dla każdej z technologii została przeprowadzona dla następujących wariantów:

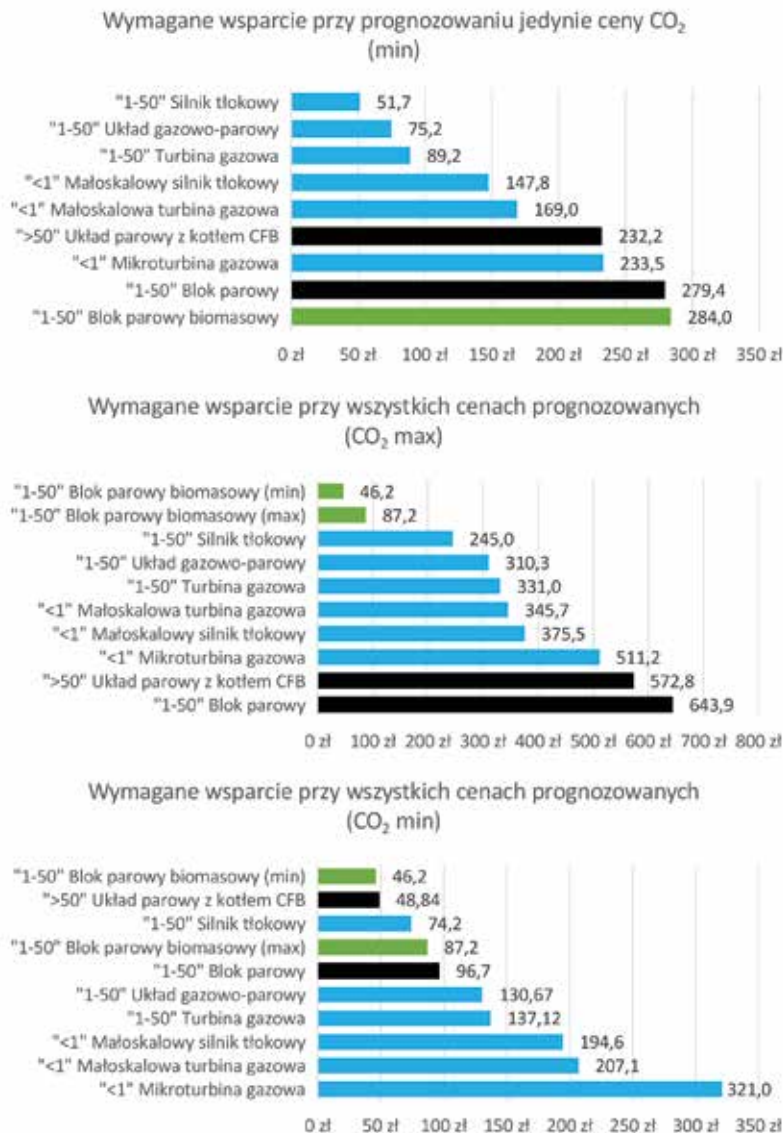
- Prognozowana cena paliwa, pozostałe ceny stałe,
- Prognozowana cena ciepła, pozostałe ceny stałe,
- Prognozowana cena energii elektrycznej, pozostałe ceny stałe,
- Prognozowana cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (prognoza maksymalna), pozostałe ceny stałe,
- Prognozowana cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (prognoza minimalna), pozostałe ceny stałe,
- Wszystkie ceny prognozowane (dla CO<sub>2</sub> prognoza maksymalna),
- Wszystkie ceny prognozowane (dla CO<sub>2</sub> prognoza minimalna).

Wyniki analizy wrażliwości rozważanych technologii kogeneracyjnych zostały przedstawione na rys. 7. Kolorem błękitnym oznaczono jednostki opalane gazem ziemnym, czarnym - opalane węglem kamiennym, a zielonym - biomasą.

## Wnioski

Przy założeniu niezmiennych przez cały okres eksploatacji cen, każda z rozważanych technologii wymaga uczestnictwa w systemie wsparcia, przy czym najniższa wartość wymaganej premii (5,75 zł/MWh) cechuje silnik tłokowy o mocy elektrycznej 5 MW, natomiast najwyższa - EC biomasową o mocy elektrycznej 25 MW, która do osiągnięcia rentowności wymaga premii na poziomie 284 zł/MWh, czyli więcej niż wynosi obecnie hurtowa cena energii.

Zauważalny jest również wpływ efektu skali, bowiem najbardziej efektywna kosztowo mała jednostka kogeneracji zajęła dopiero 5 z 9 miejsc. Wyjątkiem jest EC biomasowa, która pomimo relatywnie dużej mocy (25 MW) wymaga największego wsparcia ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne, wynikające m.in. z drogiej



Rys. 7. Wyniki analizy wrażliwości rozważanych technologii kogeneracyjnych

IOS, redukujących chloro- i fluorowodór, rtęć, dioksyny i furany.

W kategorii do 1 MW, tj. małych jednostek kogeneracji, najniższej premii gwarantowanej - ok. 99 zł/MWh - wymaga małoskalowy silnik tłokowy o mocy elektrycznej 500 kW. Obie małe turbiny gazowe. Średnia premia gwarantowana w tej kategorii wynosi ok. 38 zł/MWh.

Najniższą ofertę premii kogeneracyjnej na aukcji mogłoby złożyć inwe-

storzy startujący z inwestycją budowy silnika tłokowego o mocy elektrycznej 5 MW - 5,75 zł/MWh. Następne dwie oferty to ok. 26 zł/MWh dla bloku gazowo-parowego o mocy 50 MW oraz ok. 37 zł/MWh dla turbiny gazowej o mocy 5 MW.

Blok parowy z kotłem CFB o mocy zainstalowanej elektrycznej 100 MW dla osiągnięcia rentowności wymaga premii kogeneracyjnej indywidualnej w wysokości 88 zł/MWh.

Wzrost kosztu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stanowi największe ryzyko dla wszystkich rozważanych inwestycji (poza biomasą), przy czym najbardziej nim zagrożone są jednostki o najwyższej emisyjności - węglowe. Uwzględnienie prognozy „max CO<sub>2</sub>” spowodowało w przypadku silnika tłokowego o mocy 5 MW 29-krotny wzrost wymaganej premii kogeneracyjnej (z ok. 6 zł/MWh do ok. 222 zł/MWh), natomiast dla bloku parowego o mocy 5 MW wzrosła ona aż o 700 zł/MWh, wynosząc niebotyczne 830 zł/MWh.

Poza kosztem emisji CO<sub>2</sub>, największy wpływ na rentowność rozważanych inwestycji ma cena ciepła. Zmiana cen paliwa ma znaczny wpływ jedynie w technologiach gazowych. Zmiana cen biomasy i węgla kamiennego wiąże się z niewielką zmianą poziomu wymaganego wsparcia. W każdym z rozważanych przypadków wzrost cen energii elektrycznej nie wiąże się z radykalną poprawą rentowności inwestycji.

Przeprowadzona analiza miała na celu wskazanie optymalnych kosztowo rozwiązań pod kątem dostarczenia ciepła. Zmiana warunku optymalizacji na dostarczenie ciepła przy jednoczesnej minimalizacji wpływu na klimat i środowisko, wymagałoby dalszej analizy, pod kątem całkowitej zmiany mechanizmu. Uzasadniona wydaje się wątpliwość, czy najbardziej optymalne kosztowo jest wsparcie najdroższych jednostkowo małych jednostek kogeneracji. Warty rozważenia byłby model duński, w którym główny nacisk postawiony jest na możliwie szeroki dostęp do rozległych sieci ciepłowniczych, zasilanych przez duże, sprawne jednostki kogeneracji (jak np. Avedøre), wspomagane przez lokalne kotłownie szczytowe. Przeznaczony budżet mógłby być zatem przeznaczony nie na wsparcie drogich jednostek klasy 0-50 MW, lecz przede wszystkim na dołączeniu jak największej liczby odbiorców do istniejących sieci ciepłowniczych.

□