

# ANALIZA EKONOMICZNA SKOJARZONEJ PRACY BLOKU ENERGETYCZNEGO O MOCY 370 MW PRACUJĄCEGO W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Ryszard BARTNIK, Zbigniew BURYN, Anna HNYDIUK-STEFAN

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono analizę ekonomiczną quasi-nieustalanej skojarzonej pracy bloku energetycznego o mocy znamionowej 370 MW pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Obliczono jednostkowy koszt produkcji ciepła oraz dyskontowe mierniki oceny efektywności ekonomicznej  $\Delta NPV$ ,  $DPBP$ ,  $IRR$ . Ponadto zaprezentowano analizę wrażliwości tych wielkości.

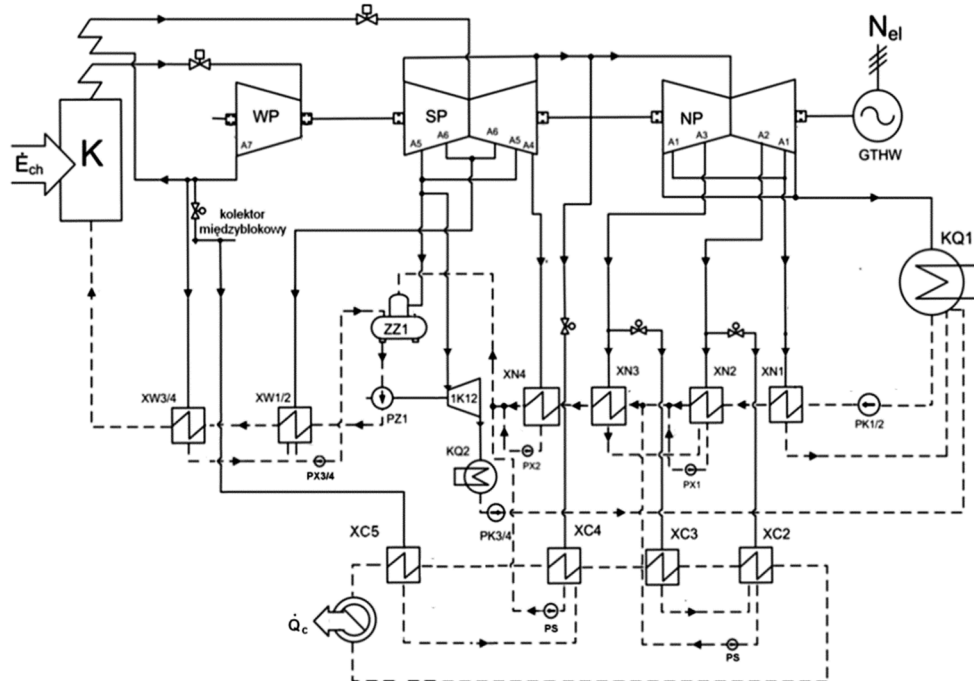
**Słowa kluczowe:** blok energetyczny, modernizacja, kogeneracja, analiza ekonomiczna

## 1. Wstęp

Głównym celem polskiej, i nie tylko, polityki energetycznej jest stworzenie warunków dla stałego i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego. Dla potrzeb realizacji tego celu wyznaczono trzy zadania: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej oraz zmniejszenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Zwiększenie efektywności energetycznej powinno być realizowane m.in. poprzez wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji. Jednym ze sposobów takiej produkcji jest, oprócz budowy nowych źródeł kogeneracyjnych i wyłączenia z eksploatacji ciepłowni, modernizacja elektrowni zawodowych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Modernizacja taka doprowadzi do istotnego zmniejszenia w skali kraju zużycia energii chemicznej paliw pierwotnych, a tym samym do zmniejszenia emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia, w tym dwutlenku węgla [2, 6]. Konieczna jest zatem analiza ekonomiczna takiego rozwiązania. W gospodarce rynkowej bowiem opłacalność ekonomiczna decyduje o podjęciu działań inwestycyjnych [3]. Innym interesującym rozwiązaniem jest też nadbudowa pracujących w skojarzeniu elektrowni turbozespołami gazowymi, co dodatkowo doprowadzi do zmniejszenia zużycia węgla, a tym samym w jeszcze większym stopniu zredukuje emisję szkodliwych produktów spalania do otoczenia [1].

W pracach [2 - 6] przedstawiono dwuwariantową analizę ekonomiczną skojarzonej pracy bloku 370 MW (rys. 1.): pracę ze stałą mocą elektryczną oraz pracę ze stałym strumieniem energii chemicznej paliwa. W niniejszym artykule przedstawiono wyniki obliczeń ekonomicznych dla całorocznej quasi-nieustalanej pracy bloku. W rzeczywistości bowiem blok pracuje w układzie regulacji mocy i częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), co skutkuje zmianami jego obciążenia w zależności od chwilowego zapotrzebowania na moc elektryczną. W praktyce moc elektryczna bloku zmienia się w całym paśmie regulacji, tj. od 180 do 380 MW, przy czym najniższe obciążenia charakteryzują pracę w czasie nocnej doliny obciążenia, a najwyższe w czasie szczytu dziennego (rys. 2.).



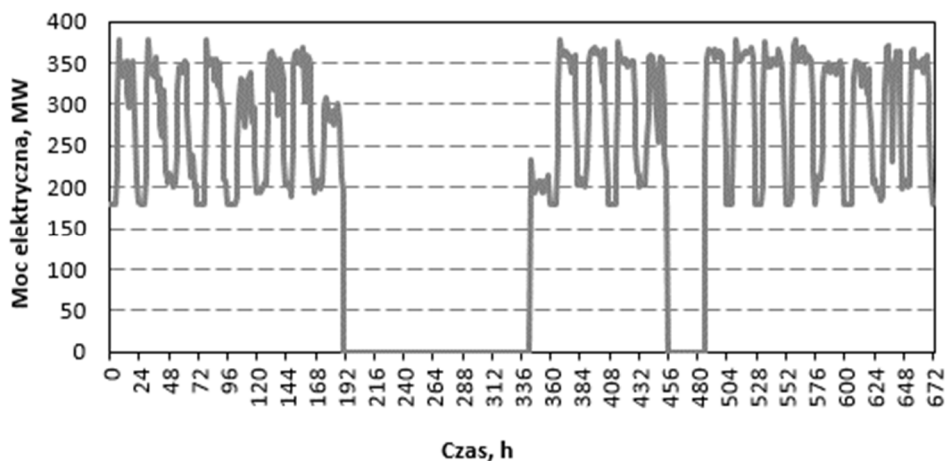
Rys. 1. Schemat bloku energetycznego 370 MW przystosowanego do pracy skojarzonej (K – kocioł parowy, WP, SP, NP – części wysoko-, średnio- i niskoprężna turbiny, GTHW – generator, A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 – upusty turbiny, KQ1, KQ2 – skraplacze turbiny głównej i pomocniczej, XN1, XN2, XN3, XN4 – wymienniki regeneracji niskoprężnej, XW1/2, XW 3/4 – wymienniki regeneracji wysokoprężnej, XC2, XC3, XC4, XC5 – wymienniki ciepłownicze, PZ1 – główna pompa wody zasilającej, 1K12 – turbina parowa napędzająca PZ1, PK – pompy kondensatu, PX, PS – pompy skroplin, ZZ1 – zbiornik wody zasilającej)

W analizie wykorzystano model matematyczny bloku sformułowany w [2, 6] uzupełniony o wymiennik ciepłowniczy XC5 zasilany parą z kolektora międzyblokowego łączącego wyloty części wysokoprężnych wszystkich 4. turbin pracujących w elektrowni (upusty A7, rys. 1.).

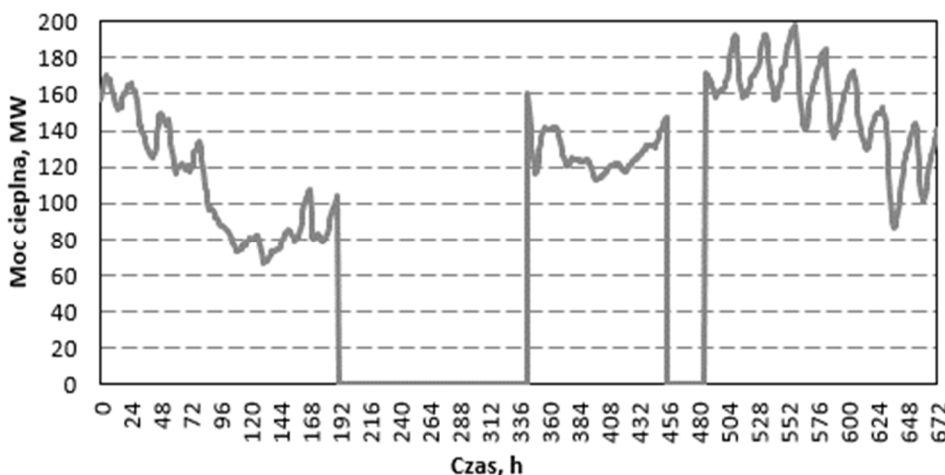
## 2. Wyniki obliczeń ekonomicznych

Jak już zaznaczono, obliczenia ekonomiczne wykonano z wykorzystaniem wyników obliczeń termodynamicznych uzyskanych dla całorocznych rzeczywistych, godzinowych przebiegów mocy elektrycznej i ciepłej. Zmianę mocy elektrycznej przyjęto zgodnie z jej przebiegiem narzuconym przez KSE (rys. 2.), zmianę mocy ciepłej natomiast zgodnie z prostoliniowym wykresem regulacji jakościowej dla rzeczywistych przebiegów temperatury zewnętrznej (rys. 3.) i dla mocy szczytowej  $\dot{Q}_{c\max} = 220$  MW oraz mocy na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej równej  $\dot{Q}_{c\text{cwu}} = 15$  MW. Przyjęto, że ciepło pobierane jest z ucieplonego bloku, a w przypadku jego postoju z kolektora

międzyblokowego zasilanego z upustów A7 turbin innych pracujących w elektrowni bloków.



Rys. 2. Wybrany fragment z całorocznego, rzeczywistego średniogodzinnego przebiegu mocy elektrycznej bloku energetycznego 370 MW – miesiąc luty



Rys. 3. Wybrany fragment z całorocznego, rzeczywistego średniogodzinnego przebiegu mocy cieplnej – miesiąc luty

Dane do obliczeń ekonomicznych przedstawione zostały w tabeli 1., przy czym dane dotyczące nakładów inwestycyjnych z [6] zwiększono o wskaźniki inflacji w latach 2010–2014 [8]. Wartości rocznej produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji, rocznej produkcji ciepła, rocznego zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła oraz wskaźnik ubytku mocy na produkcję energii elektrycznej uwzględniają zarówno pobór ciepła z uciepłonnionego bloku oraz pobór ciepła z magistrali międzyblokowej.

Tabela 1. Zestawienie danych do obliczeń jednostkowego kosztu produkcji ciepła oraz dyskontowych mierników oceny ekonomicznej przystosowania bloku energetycznego do pracy skojarzonej

L.p.	Wielkość	Wartość	Jednostka
1.	Całkowite nakłady inwestycyjne (w tym magistrala ciepłownicza o długości 12 km), $J_M$	170	mln PLN
2.	Roczna stopa amortyzacji, konserwacji i remontów, $z\rho+\delta_{rem}$	13,1	%
3.	Wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni z ciepłownictwem, $\varepsilon_{el}$	8	%
4.	Jednostkowa cena paliwa, $e_{pal}$	11	PLN/GJ
5.	Jednostkowa cena energii elektrycznej, $e_{el}$	180	PLN/MWh
6.	Jednostkowa cena energii elektrycznej dla urządzeń potrzeb własnych, $e_{PW}$	120	PLN/MWh
7.	Jednostkowe opłaty za korzystanie ze środowiska naturalnego (w tym pozwolenia na emisję CO <sub>2</sub> – 7 €/t)	3,2	PLN/GJ
8.	Jednostkowa cena świadectw pochodzenia energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji, $e_{kog}$	10,5	PLN/MWh
9.	Wzrost cen towarów i usług (inflacja) w latach 2010–2014 [8]	12	%
10.	Stopa podatku od zysku brutto, $p$	19	%
11.	Roczna stopa dyskonta, $r$	7	%
12.	Roczna produkcja energii elektrycznej brutto w uciepłnionym bloku, $E_{el,R}$	2 002 067	MWh
13.	Roczna produkcja energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji, $E_{el,kog}$	425 897	MWh
14.	Roczna produkcja ciepła w skojarzeniu, $Q_R$	2 007 799	GJ
15.	Roczny przyrost zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w skojarzeniu	774 612	GJ
16.	Średnioważony wskaźnik ubytku (zmienności) mocy elektrycznej na produkcję ciepła, $\beta$	0,16	MW/MW
17.	Roczny czas pracy uciepłnionego bloku energetycznego,	6 749	h
18.	Średnia moc elektryczna pobierana przez urządzenia do napędu pomp wody sieciowej i pomp uzupełniających magistralę ciepłowniczą	4	MW

### 2.1. Jednostkowy koszt produkcji ciepła

Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku energetycznym podczas jego pracy z kompensacją ubytku mocy elektrycznej można obliczyć z zależności:

$$k_c = \frac{\Delta K_R}{Q_R} \quad (1)$$

gdzie:

$Q_R$  – roczna produkcja ciepła z uciepłnionego bloku, tabela 1., poz. 14.,

$\Delta K_R$  – przyrost rocznych kosztów związany z inwestycjami na uciepłownienie bloku.  
 Przyrost rocznych kosztów działania elektrowni  $\Delta K_R$  wyraża się wzorem:

$$\Delta K_R = (z\rho + \delta_{rem})J_M + K_p + \Delta E_{ch} + \Delta K_{\text{śr}} \quad (2)$$

gdzie:

$J_M$  – nakłady inwestycyjne na przystosowanie bloku energetycznego do pracy skojarzonej (modernizacja turbin, magistrala cieplna, instalacja uzupełniania wody sieciowej, pompy sieciowe, stacja wymienników ciepła, rozdzielnia elektryczna oraz automatyka), tabela 1., poz. 1.,

$z\rho J_M$  – amortyzacja, tabela 1., poz. 2.,

$\delta_{rem}J_M$  – roczne koszty konserwacji i remontów urządzeń, tabela 1., poz. 2.,

$K_p$  – roczny koszt energii elektrycznej do napędu pomp wody sieciowej i pomp uzupełniających magistralę ciepłowniczą ( $K_p = N_p \tau$ ),

$\Delta E_{ch}$  – roczny przyrost zużycia energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w skojarzeniu, tabela 1., poz. 15,

$\Delta K_{\text{śr}}$  – roczny przyrost kosztów opłat środowiskowych (w tym opłaty za pozwolenia na emisję  $\text{CO}_2$ ).

Podstawiając wartości liczbowe z tabeli 1. do zależności (1) i (2) otrzymuje się jednostkowy koszt produkcji ciepła w wysokości  $k_c = 16,5$  PLN/GJ. Uwzględniając dodatkowe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji, obliczone zgodnie z [7], jednostkowy koszt produkcji ciepła w uciepłownionym bloku energetycznym wynosi  $k_c = 14,3$  PLN/GJ.

## 2.2. Dyskontowe mierniki oceny ekonomicznej efektywności pracy skojarzonej

Dyskontowe mierniki oceny efektywności ekonomicznej  $\Delta NPV$ ,  $DPBP$ ,  $IRR$  dają odpowiedź na pytanie o opłacalność ekonomiczną inwestycji. Mierniki te, uwzględniając zmianę wartości pieniądza w czasie, uznawane są za najbardziej efektywne kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto osiąganego ze skojarzonej pracy elektrowni wyraża się równaniem [1]:

$$\Delta NPV = \frac{\Delta Z_R(1-p)}{\rho} \quad (3)$$

gdzie:

$p$  – stopa podatku od zysku brutto  $\Delta Z_R$ ,

$\rho$  – zdyskontowana roczna stopa amortyzacji oprocentowanej,  
 przy czym przyrost zysku brutto  $\Delta Z_R$  przedstawia się zależnością:

$$\Delta Z_R = Q_R(e_c - k_c). \quad (4)$$

gdzie  $e_c$  jest ceną sprzedaży ciepła.

Stopa amortyzacji oprocentowanej  $\rho$  wyraża się wzorem [1]:

$$\rho = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (5)$$

gdzie:

$N$  – kalkulacyjny okres eksploatacji elektrowni (do obliczeń przyjęto  $N = 20$  lat),

$r$  – stopa dyskonta, tabela 1., poz. 11.

Dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych  $J_M$  poniesionych na przystosowanie bloku energetycznego do pracy skojarzonej łącznie z odsetkami, jakie by w tym czasie przyniósł zainwestowany kapitał  $J_M$  wyraża się zależnością [1]:

$$DPBP = \frac{\ln \frac{\Delta Z_R(1-p)+z\rho J_M}{\Delta Z_R(1-p)+z\rho J_M - zrJ_M}}{\ln(1+r)} \quad (6)$$

gdzie:

$z$  – współczynnik dyskontujący kapitał inwestycyjny  $J_M$  na moment zakończenia przystosowania bloku energetycznego do pracy skojarzonej; zakładając, co w praktyce ma miejsce, że okres przystosowania wynosi 1 rok, współczynnik dyskontujący wynosi  $z = 1 + r$ .

Oprocentowanie IRR, jakie „przynosi” zainwestowany kapitał  $J_M$  wyznacza się ze wzoru:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_R}{(1+IRR)^t} - J_M = 0 \quad (7)$$

przy czym roczne przepływy pieniężne  $CF_R$  wyrażone są zależnością:

$$CF_R = Q_R e_c + E_{el,kog} e_{kog} - \delta_{rem} J_M - \Delta E_{ch} e_{pal} - K_p - \Delta K_{\dot{s}r} \quad (8)$$

gdzie:

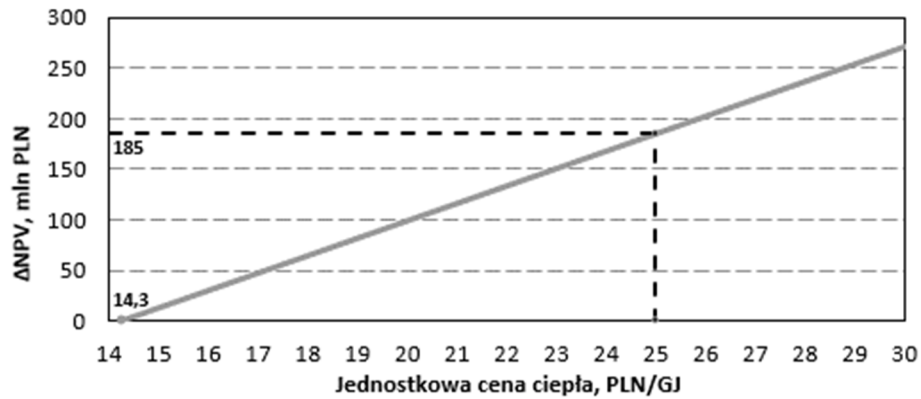
$E_{el,kog}$  – energia elektryczna wyprodukowana w skojarzeniu (wysokosprawnej kogeneracji) obliczona zgodnie z [7].

Na rysunkach 4–6 pokazano zależności sumarycznego przyrostu zdyskontowanego zysku netto  $\Delta NPV$ , dynamicznego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP oraz wewnętrznej stopy zwrotu IRR w funkcji jednostkowej ceny ciepła  $e_c$ .

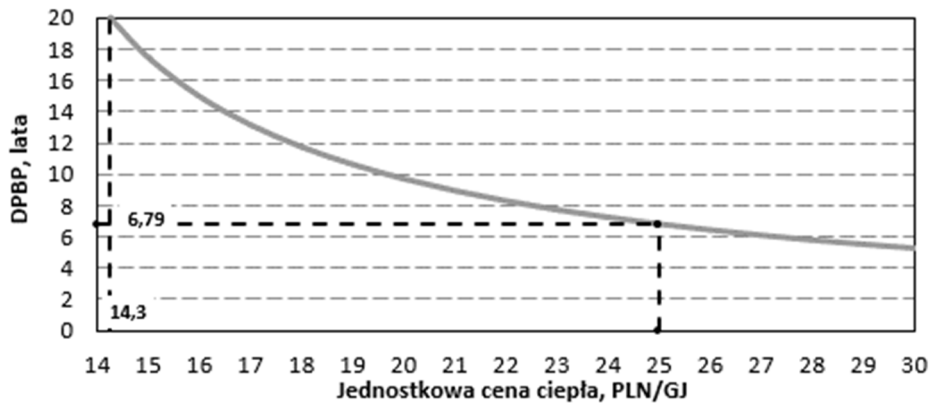
Analiza dyskontowych mierników oceny efektywności pokazuje, że skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła charakteryzuje się dużą efektywnością ekonomiczną. Przykładowo przy jednostkowej cenie ciepła równej 25 PLN/GJ, co jest wielkością o ok. 10 PLN/GJ niższą od średniej ceny ciepła (bez kosztów przesyłu) [9], sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto  $\Delta NPV$  wynosi ponad 180 mln PLN, dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP – poniżej 7 lat, a wewnętrzna stopa zwrotu IRR – 18,6%.

### 3. Analiza wrażliwości

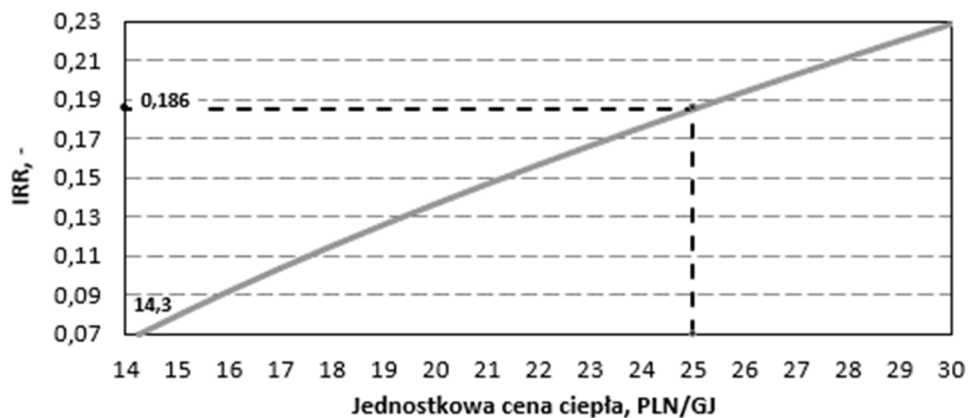
Analiza wrażliwości jest jedną z istotniejszych metod oceny ryzyka inwestycyjnego. Polega na badaniu wpływu zmian wartości wielkości ekonomicznych na opłacalność inwestycji. W niniejszym artykule przedmiotem analizy wrażliwości są: jednostkowy koszt produkcji ciepła  $k_c$ , sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto  $\Delta NPV$ , dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP oraz wewnętrzna stopa zwrotu



Rys. 4. Zależność zdyskontowanego zysku netto od jednostkowej ceny ciepła



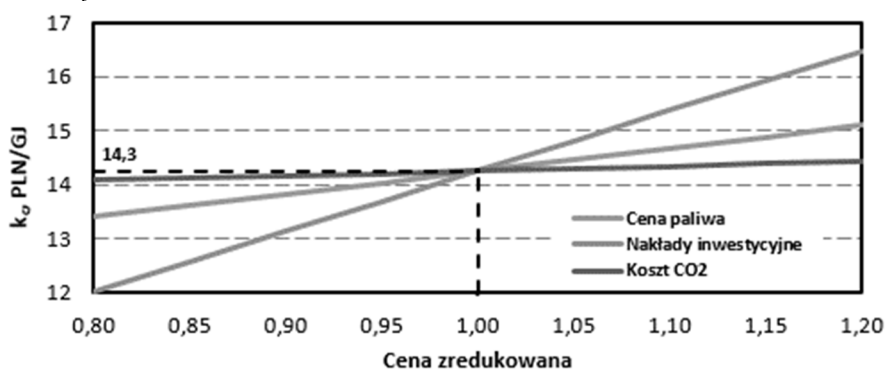
Rys. 5. Zależność dynamicznego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych od jednostkowej ceny ciepła



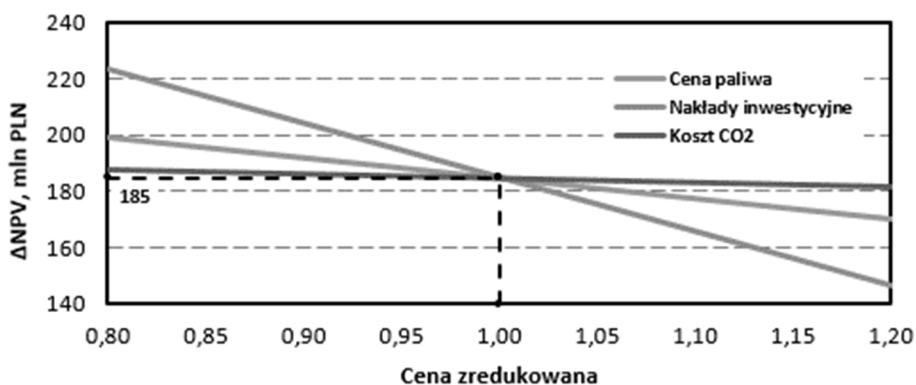
Rys. 6. Zależność wewnętrznej stopy zwrotu IRR od jednostkowej ceny ciepła

IRR. Na rys. 7–10 przedstawiono zmiany ich wartości w funkcji jednostkowej cena paliwa  $c_{pal}$ , zmian nakładów inwestycyjnych na modernizację  $J_M$  oraz kosztu pozwoleń na emisję

dwutlenku węgla. Wartości powyższych wielkości zmieniano w zakresie  $\pm 20\%$  od ich wartości bazowych, równych przyjętym do obliczeń wartościom wejściowym (tabela 1.) Odpowiadające cenom bazowym ceny zredukowane przyjmują na osi odciętych wartość 1. Do analizy wrażliwości mierników  $\Delta NPV$ , DPBP, IRR przyjęto wartość bazową ceny ciepła równą  $e_c = 25$  PLN/GJ.



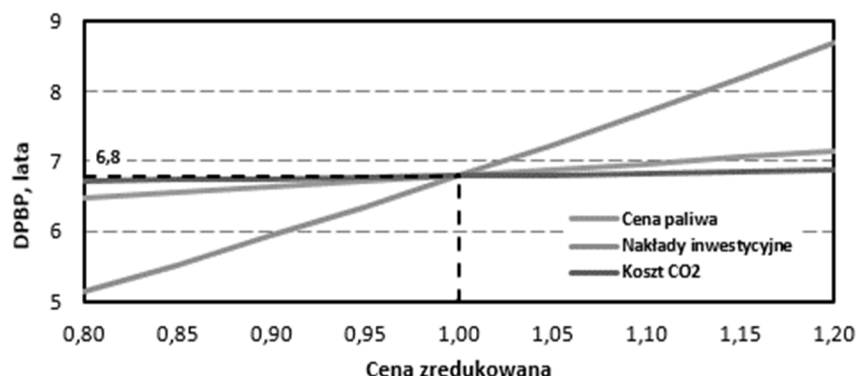
Rys. 7. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na wartość jednostkowego kosztu produkcji  $k_c$



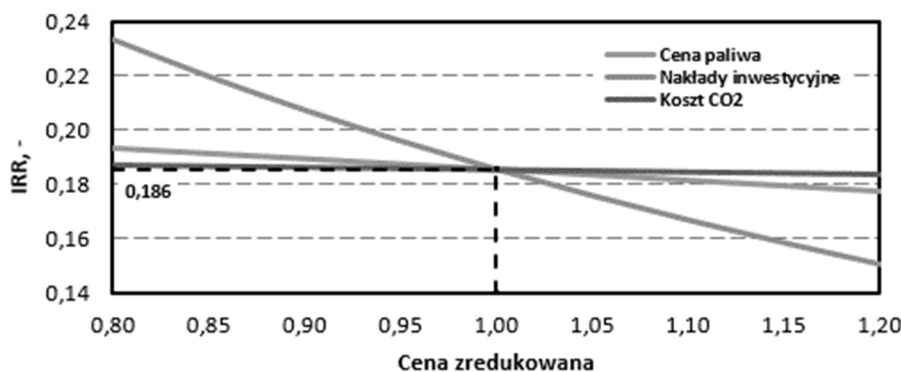
Rys. 8. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto  $\Delta NPV$

Na podstawie przedstawionej na rysunkach 7–10 analizy wrażliwości można stwierdzić, że największy wpływ na opłacalność ekonomiczną inwestycji mają całkowite nakłady inwestycyjne poniesione na przystosowanie bloku energetycznego do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Największy udział w nakładach inwestycyjnych ma koszt rurociągu ciepłowniczego będący funkcją jego długości. W analizowanym przypadku przyjęto, że długość rurociągu ciepłowniczego wynosi 12 km, a jego jednostkowy koszt równa się 6,7 mln PLN/km. Jak można zauważyć, nawet przy dwudziestoprocentowym wzroście całkowitych nakładów inwestycyjnych uciepłownienie bloku energetycznego jest bardzo opłacalne ekonomicznie. Jednostkowa cena ciepła wzrasta wówczas do ok. 16,5 PLN/GJ, sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto maleje tylko do ok. 146 mln PLN, dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych wynosi ok. 8,7 roku, a wewnętrzna stopa zwrotu ok. 15,1%.





Rys. 9. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP



Rys. 10. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP

#### 4. Podsumowanie i wnioski

- W artykule przedstawiono wybrane wyniki ekonomicznych obliczeń quasi-nieustalanej całorocznej skojarzonej pracy pojedynczego bloku energetycznego. Pewność zasilania odbiorców w ciepło wymaga jednak dostarczenia ciepła również w przypadku postoju ucieplonego bloku. Taki rezerwowym zasilaniem może być kotłownia awaryjno-rozruchowa, międzyblokowy kolektor pary lub drugi ucieplony blok.
- Korzystnym termodynamicznie, a zapewne także ekonomicznie, jest wspomniane ucieplnienie dwóch bloków energetycznych w celu równoległego zasilania wymienników ciepłowniczych. Rozwiązanie takie pozwoli dostarczać ciepło odbiorcom w przypadku postoju jednego z ucieplonych bloków. Konieczna jest zatem analiza ekonomiczna takiego rozwiązania.
- Jak wykazały obliczenia, ucieplnienie bloków energetycznych kondensacyjnych elektrowni zawodowych jest opłacalne ekonomicznie, co powinno być bodźcem do podejmowania przedsięwzięć tego typu. Najważniejszym warunkiem zapewniającym opłacalność jest znalezienie odbiorców ciepła na rynku lokalnym oraz taki pobór pary do celów

- ciepłowniczych, który zapewni jak najmniejszy wskaźnik ubytku mocy elektrycznej bloku.
- Budowane obecnie kondensacyjne bloki energetyczne mocy znamionowej 800–1000 MW, ze względu na niższy wskaźnik ubytku mocy elektrycznej, powinny charakteryzować się jeszcze wyższą opłacalnością ekonomiczną.
  - Należy również przeprowadzić analizę ekonomiczną dla uciepłownionej elektrowni nadbudowanej jednocześnie turbozespołem gazowym. Nadbudowa taka znacząco zwiększy sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni oraz zwiększy, nawet dwukrotnie [1], jej moc elektryczną, co przy niedoborach mocy w KSE jest bardzo istotne.

### Literatura

1. Bartnik R.: The Modernization Potential of Gas Turbines in the Coal-Fired Power Industry. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer-Verlag London 2013.
2. Bartnik R., Buryń Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer-Verlag London 2011.
3. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.
4. Bartnik R., Buryń Z.: „Porównawcza analiza termodynamiczna i ekonomiczna quasi-nieustalanej skojarzonej pracy bloku energetycznego 370 MW zasilającego sieć ciepłowniczą o parametrach termicznych wody sieciowej 135/70°C oraz 110/70°C.” Energetyka 2014, nr 11.
5. Bartnik R., Buryń Z.: Cogeneration in a power plant with 370 MW power units operating in Polish power system. Rynek Energii, 6(109)/2013
6. Buryń Z.: Dobór optymalnych struktur technologicznych przystosowujących zawodowe elektrownie węglowe do pracy skojarzonej. Praca doktorska. Politechnika Opolska, Wydział Mechaniczny, 2010.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. Dz.U. 2011 nr 176, poz. 1052.
8. <http://stat.gov.pl/>
9. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 17/2014) w sprawie wskaźników stosowanych przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła.

Prof. dr hab. inż. Ryszard BARTNIK

Dr inż. Zbigniew BURYN

Dr inż. Anna HNYDIUK-STEFAN

Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów/Katedra Zarządzania Energetyką

Politechnika Opolska

ul. Prószkowska 76, 45-758 Opole

e-mail: r.bartnik@po.opole.pl

z.buryn@ po.opole.pl

a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl