

ANALIZA EKONOMICZNA QUASI-NIEUSTALONEJ SKOJARZONEJ PRACY DWÓCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH O MOCY 370 MW ZASILAJĄCYCH RÓWNOLEGLE WYMIENNIKI CIEPŁOWNICZE

Ryszard BARTNIK, Zbigniew BURYN, Anna HNYDIUK-STEFAN

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę ekonomiczną całorocznej, quasi-nieustalanej skojarzonej pracy dwóch bloków energetycznych o mocy 370 MW zasilających równolegle wymienniki ciepłownicze. Praca quasi-nieustalona bloków wynika z ich pracy w układzie regulacji mocy i częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Zaprezentowano jednostkowy koszt produkcji ciepła, dyskontowe mierniki oceny efektywności ekonomicznej, a także analizę ich wrażliwości.

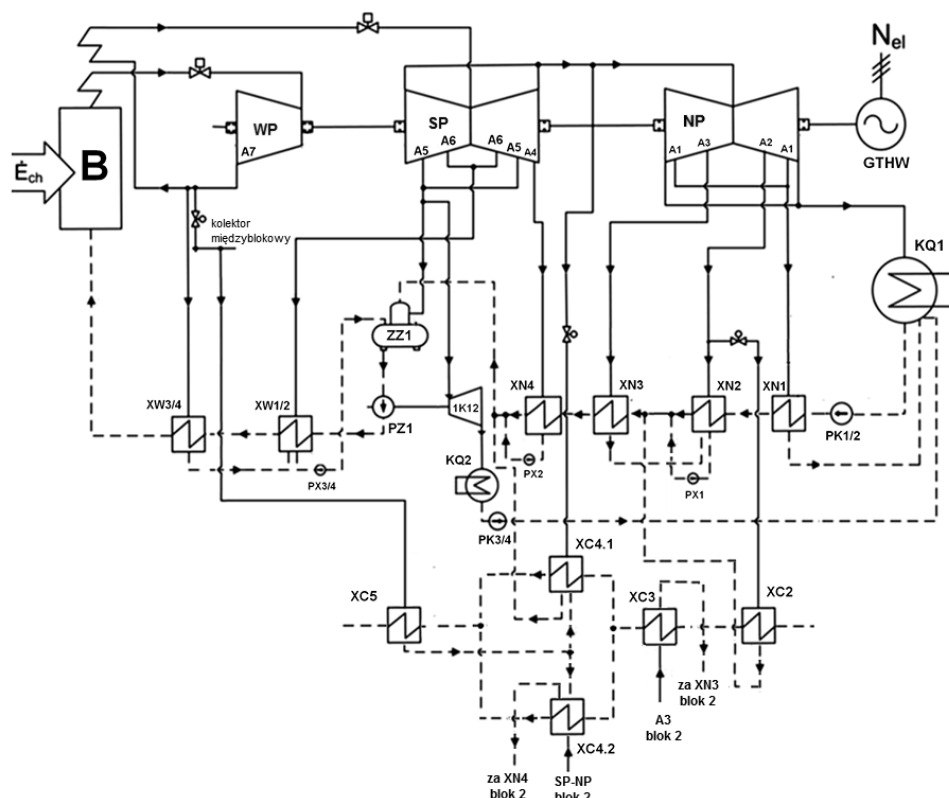
Słowa kluczowe: blok energetyczny, modernizacja, kogeneracja, analiza ekonomiczna

1. Wstęp

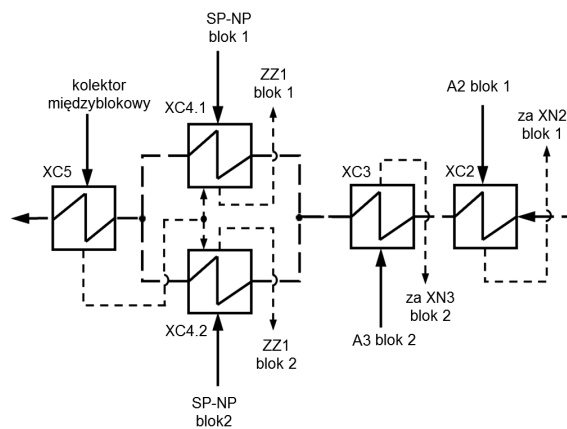
Zgodnie z projektem polityki energetycznej Polski do 2050 roku efektywność energetyczna będzie kluczowa dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa dostaw energii oraz dla wzrostu konkurencyjności polskich przedsiębiorstw i poziomu zamożności społeczeństwa. Poprawa efektywności energetycznej ma być również atrakcyjnym ekonomicznie środkiem przyczyniającym się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Cele te realizowane będą m.in. poprzez wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji. Jednym ze sposobów osiągnięcia tego celu jest przystosowanie elektrowni zawodowych do skojarzonej produkcji 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, 7]. Uciepłownienie elektrowni można zrealizować poprzez wyprowadzenie pary grzejnej z upustów turbiny parowej jednego lub większej liczby bloków energetycznych. Analiza termodynamiczna i ekonomiczna wyprowadzenia ciepła z jednego bloku energetycznego przedstawiona została m.in. w pracach [2, 6, 7]. W niniejszym artykule przedstawiono wybrane wyniki obliczeń ekonomicznych skojarzonej pracy dwóch bloków dla narzuconych przez KSE ich całorocznych średniogodzinowych przebiegów wartości mocy elektrycznej i rocznego średniogodzinowego przebiegu temperatur otoczenia (identycznie jak to miało miejsce w przypadku pracy skojarzonej jednego bloku) determinujących moc ciepłą bloków na potrzeby komunalnego ciepła grzejnego – rys. 3, 4. Jak wykazały obliczenia, skojarzona praca dwóch bloków jest efektywniejsza ekonomicznie od pracy jednego bloku [11].

2. Model matematyczny bloku energetycznego

Model matematyczny bloku energetycznego (rys. 1, 2) wykonano w oparciu o model przedstawiony w [2, 7]. Przyjęto, że wymiennik ciepłowniczy XC2 zasilany jest parą z upustu A2 jednego bloku, wymiennik XC3 parą z upustu A3 drugiego bloku, natomiast wymiennik XC4 parą z przelotni między średnio- i niskoprężną częścią turbiny. Para do wymiennika XC5, będącego wymiennikiem szczytowo-awaryjnym, pobierana jest natomiast z kolektora międzyblokowego zasilanego z wylotów części wysokoprężnych pracujących w elektrowni wszystkich 4 turbin (upust A7). Konfiguracja taka umożliwia utrzymanie wymaganych temperatur wody gorącej podczas postoju jednego z uciepłownionych bloków oraz awaryjne zasilanie wymiennika XC5. Skropliny pary grzejnej kierowane są powrotnie do układów wodnych bloków, z których pobrana została para grzejna.



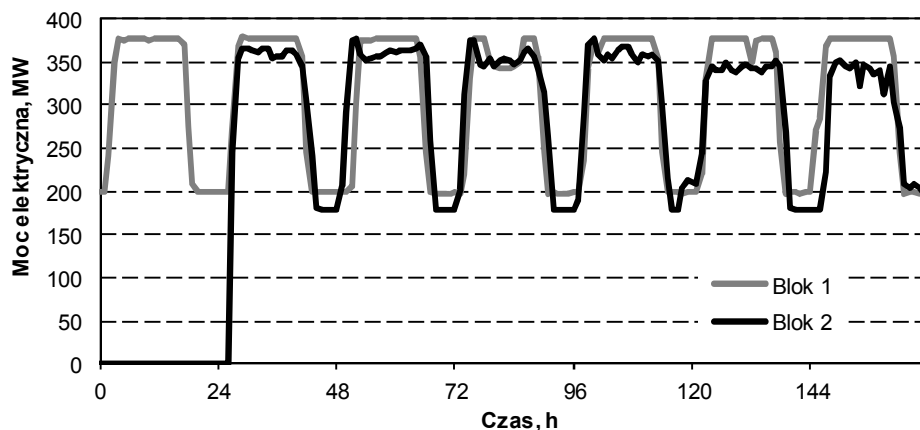
Rys. 1. Schemat bloku energetycznego 370 MW przystosowanego do pracy skojarzonej (K – kocioł parowy, WP, SP, NP – części wysoko-, średnio- i niskoprężna turbiny, GTHW – generator, A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 – upusty turbiny, KQ1, KQ2 – skraplacze turbiny głównej i pomocniczej, XN1, XN2, XN3, XN4 – wymienniki 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)



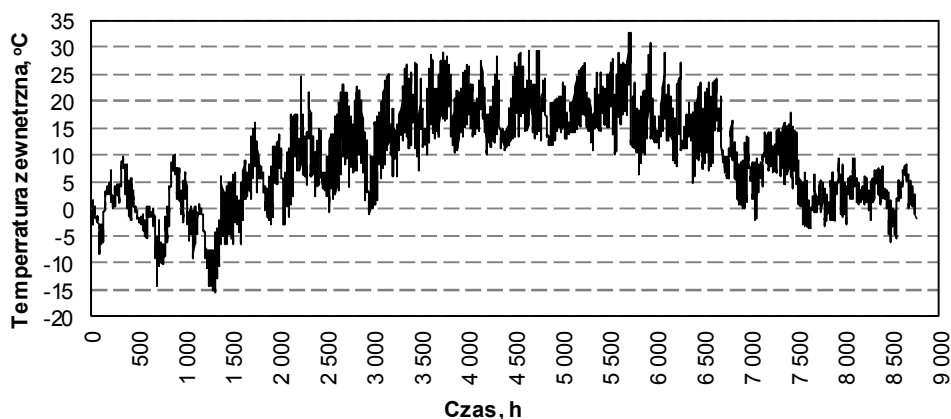
Rys. 2. Konfiguracja wymienników ciepłowniczych zasilanych z dwóch bloków energetycznych

3. Wyniki obliczeń ekonomicznych

Obliczenia ekonomiczne wykonano w oparciu o wyniki obliczeń termodynamicznych [5] dla całorocznych rzeczywistych, godzinowych przebiegów mocy elektrycznej bloków zgodnie z ich przebiegami wynikającymi z pracy w KSE (rys. 3), zmianę mocy ciepłej przyjęto natomiast zgodnie z prostoliniowym wykresem regulacji jakościowej dla rzeczywistych przebiegów temperatury zewnętrznej (rys. 4). i dla mocy szczytowej $\dot{Q}_{C\ max} = 220\ MW$ oraz mocy na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej równej $\dot{Q}_{C\ WU} = 15\ MW$, co odpowiada potrzebom cieplnym średniej wielkości miasta.



Rys. 3. Wybrane z całorocznych przykładowe tygodniowe przebiegi mocy elektrycznej dwóch bloków energetycznych 370 MW



Rys. 4. Roczny średniogodzinowy przebieg temperatur zewnętrznych

W tabeli 1 przedstawiono wybrane wyniki obliczeń termodynamicznych, a w tabeli 2 wielkości ekonomiczne będące danymi wejściowymi do obliczeń jednostkowego kosztu ciepła oraz dyskontowych mierników oceny efektywności ekonomicznej skojarzonej pracy bloków.

Tabela 1. Zestawienie danych termodynamicznych (wielkości roczne)

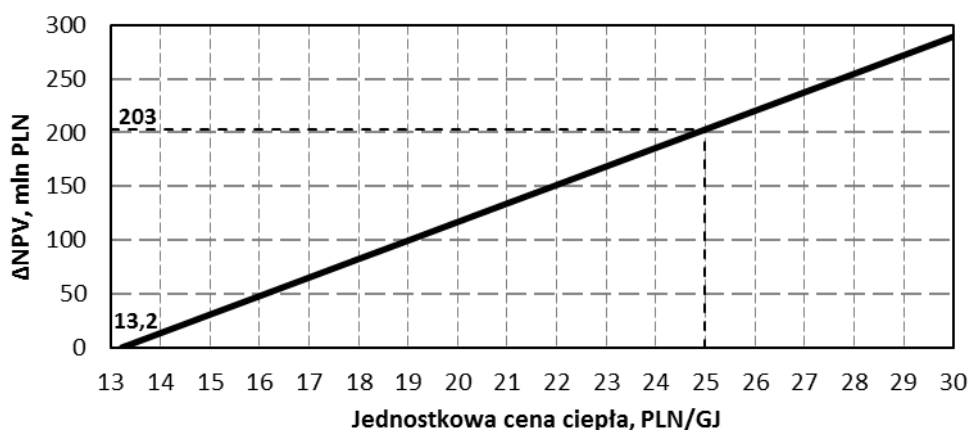
L.p.	Wielkość	Wartość	Jednostka
1.	Produkcja energii elektrycznej w ucieplonych blokach	2 002 067 2 214 861	MWh
2.	Zużycie energii chemicznej paliwa przy pracy kondensacyjnej	17 910 266 19 811 056	GJ
3.	Zużycie energii chemicznej paliwa przy pracy skojarzonej	18 303 700 20 025 101	GJ
4.	Produkcja ciepła w ucieplonych blokach	1 452 445 523 433	GJ
5.	Produkcja ciepła z kolektora międzyblokowego	31 921	GJ
6.	Zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła w skojarzeniu w ucieplonych blokach (p. 3 – p. 2)	393 434 214 045	GJ
7.	Produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu w ucieplonych blokach	340 998 113 236	MWh
8.	Produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu w pozostałych blokach	6 462	MWh
9.	Średnioważony wskaźnik ubytku (zmienności) mocy elektrycznej na produkcję ciepła, β	0,11 0,15	MW/MW
10.	Czas pracy ucieplonych bloków energetycznych	6 749 7 314	h
11.	Średnia moc elektryczna pobierana przez urządzenia do napędu pomp wody sieciowej i pomp uzupełniających magistralę ciepłowniczą	4	MW
12.	Wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni z ciepłownictwem, ε_{el}	8	%

Tabela 2. Zestawienie danych ekonomicznych (dane dotyczące nakładów inwestycyjnych pokazane w [6] zwiększono o wskaźniki inflacji w latach 2010–2014 [8])

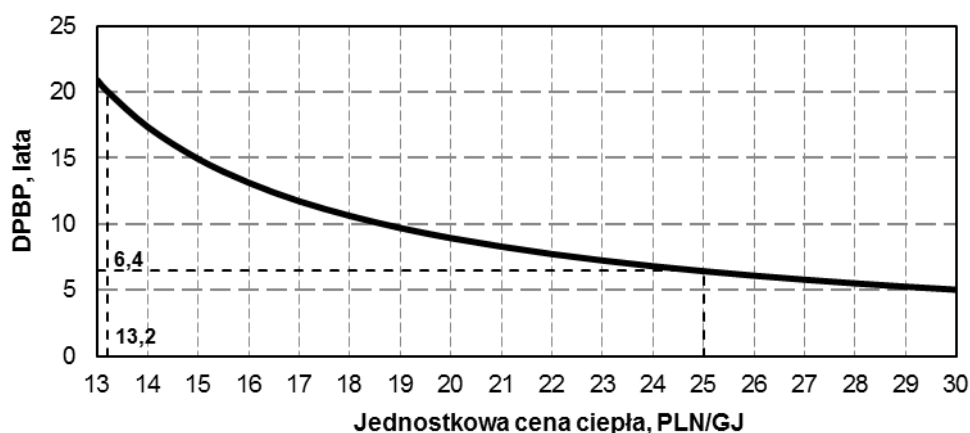
L.p.	Wielkość	Wartość	Jednostka
1.	Całkowite nakłady inwestycyjne (w tym magistrala ciepłownicza o długości 12 km), J_M	173	mln PLN
2.	Roczna stopa amortyzacji, konserwacji i remontów, $z\rho+\delta_{rem}$	13,1	%
4.	Jednostkowa cena paliwa, e_{pal}	11	PLN/GJ
5.	Jednostkowa cena energii elektrycznej, 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 $CO_2 - 7 \text{ €/t}$)	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 w latach 2010–2014 [9]	12	%
10.	Stopa podatku od zysku brutto, p	19	%
11.	Roczna stopa dyskonta, r	7	%

Posługując się metodyką opisaną w [2, 3, 7] obliczono jednostkowy koszt produkcji ciepła oraz dyskontowe mierniki oceny efektywności ekonomicznej. Koszt produkcji ciepła wyniósł $k_c = 15,6 \text{ PLN/GJ}$, a przy uwzględnieniu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji [7] jego wartość uległa obniżeniu do $k_c = 13,2 \text{ PLN/GJ}$.

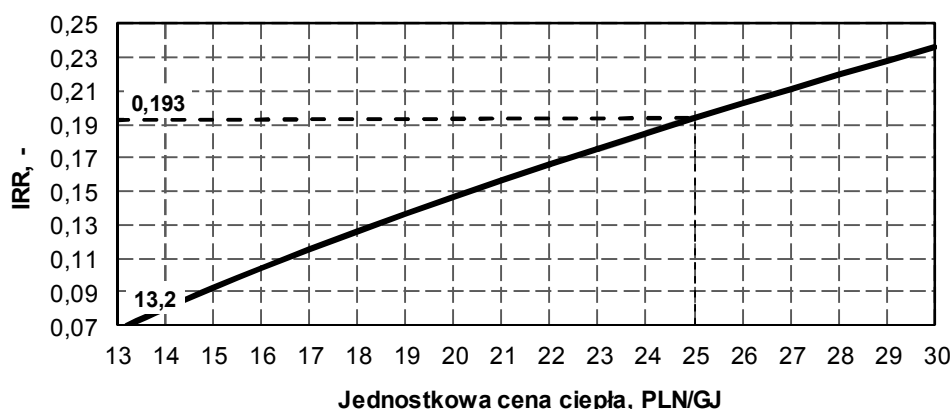
Na rysunkach 4–6 pokazano obliczone zależności sumarycznego przyrostu zdyskontowanego zysku netto ΔNPV , dynamicznego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP oraz wewnętrznej stopy zwrotu IRR w funkcji jednostkowej ceny ciepła e_c .



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

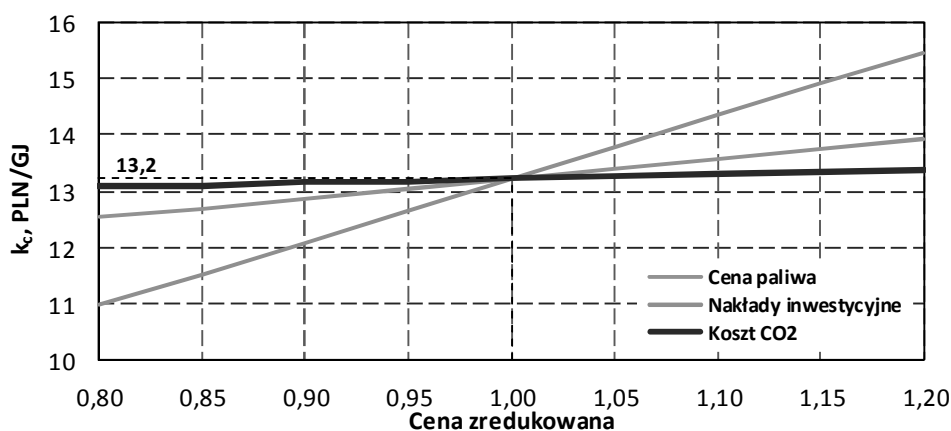
Analiza wartości dyskontowych mierników pokazuje, że skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w elektrowni charakteryzuje się bardzo dużą efektywnością ekonomiczną. Przykładowo przy jednostkowej cenie ciepła równej tylko 25 PLN/GJ, co jest wielkością o ok. 12 PLN/GJ niższą od średniej ceny ciepła (bez kosztów przesyłu) [10], sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto ΔNPV wynosi ponad 200 mln PLN, dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP – ok. 6,4 roku, a wewnętrzna stopa zwrotu IRR – 19,3%.

4. Analiza wrażliwości

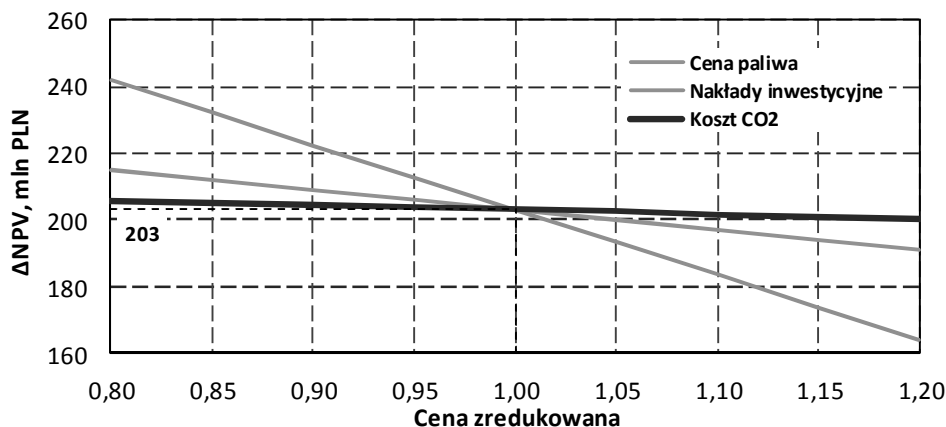
Zaprezentowana poniżej analiza wrażliwości jednostkowego kosztu produkcji ciepła k_c , zdyskontowanego zysku netto ΔNPV , dynamicznego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP oraz wewnętrznej stopy zwrotu IRR na zmiany wartości wielkości ekonomicznych będących danymi wejściowymi do ich obliczeń stanowi ważne narzędzie

pomagające ocenić bezpieczeństwo ekonomiczne przystosowania elektrowni do pracy skojarzonej.

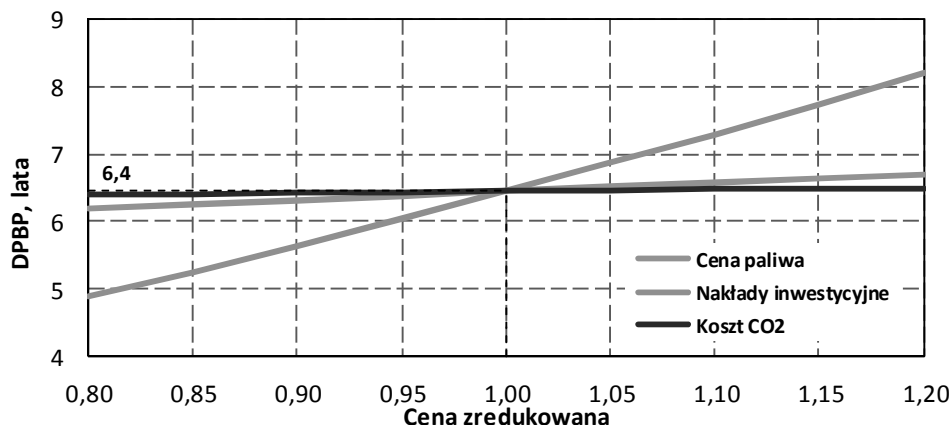
Na rys. 7–10 przedstawiono zmiany wartości wymienionych powyżej wielkości w funkcji zmian wartości nakładów inwestycyjnych na modernizację J_M , jednostkowej ceny paliwa e_{pal} oraz kosztu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Wartości tych wielkości zmieniano w zakresie $\pm 20\%$ od ich wartości bazowych, równych przyjętym do obliczeń wartościom wejściowym (tabela 2) Odpowiadające cenom bazowym ceny zredukowane przyjmują na osi odciętych wartość 1. Do analizy wrażliwości mierników ΔNPV , DPBP, IRR przyjęto wartość bazową ceny ciepła równą $e_c = 25$ PLN/GJ.



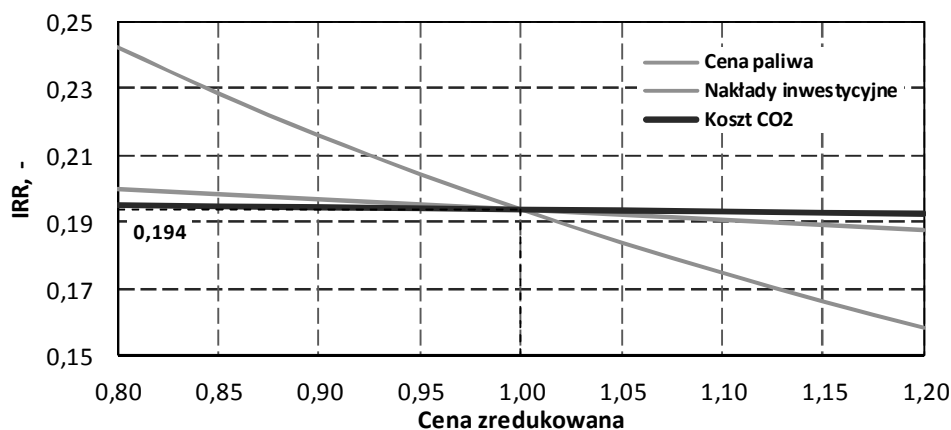
Rys. 7. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO₂ na wartość jednostkowego kosztu produkcji k_c



Rys. 8. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO₂ na sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto ΔNPV



Rys. 9. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO₂ na dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP



Rys. 10. Wpływ ceny paliwa, nakładów inwestycyjnych oraz ceny zakupu dodatkowych pozwoleń na emisję CO₂ na dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych DPBP

Przedstawiona na rysunkach 7–10 analiza wrażliwości pozwala stwierdzić, że największy wpływ na opłacalność ekonomiczną inwestycji mają całkowite nakłady inwestycyjne na przystosowanie bloków energetycznych w elektrowni do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Największy udział w tych nakładach ma koszt rurociągu ciepłowniczego, który jest proporcjonalny do jego długości. W analizowanym przypadku przyjęto, że długość rurociągu ciepłowniczego wynosi 12 km, a jego jednostkowy koszt wynosi 6,7 mln PLN/km. Jak można zauważyć, nawet przy dwudziestoprocentowym wzroście całkowitych nakładów inwestycyjnych uciepłownienie bloków energetycznych jest w dalszym ciągu bardzo opłacalne ekonomicznie. Jednostkowa cena ciepła wzrasta wówczas do zaledwie ok. 15,5 PLN/GJ, sumaryczny przyrost

zdyskontowanego zysku netto maleje tylko do ok. 164 mln PLN, dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych wynosi ok. 8 lat, a wewnętrzna stopa zwrotu 15,8%.

5. Podsumowanie i wnioski

- W artykule przedstawiono wybrane wyniki ekonomicznych obliczeń quasi-nieustalanej całorocznej skojarzonej pracy dwóch bloków energetycznych zasilających wymienniki ciepłownicze. Taki sposób zasilania powoduje, że w przypadku postępu jednego z ucieplonych bloków ciepło może być dostarczone z bloku drugiego, a jego koszt jest niższy niż w przypadku zasilania wymienników ciepłowniczych z jednego ucieplonego bloku. W rozpatrywanym przypadku udział ciepła z magistrali międzyblokowej był niewielki i wynosił tylko 1,6% całkowitej produkcji ciepła.
- Jak wykazują obliczenia nawet bez wsparcia w postaci świadectw pochodzenia za energię elektryczną wyprodukowaną w wysokosprawnej kogeneracji inwestycja jest opłacalna. Koszt produkcji ciepła jest w tym przypadku tylko o ok. 3 PLN/GJ wyższy.
- Jak wykazują obliczenia, ciepło z ucieplonych bloków w elektrowniach zawodowych jest bardzo konkurencyjne cenowo w stosunku do ciepła z lokalnych ciepłowni i elektrociepłowni i powinno stanowić podstawowy sposób dostarczenia ciepła odbiorcom nawet na odległość 60 km [2, 7].
- Należy również przeprowadzić analizę ekonomiczną dla ucieplonej 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., Buryn 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., Buryn 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., Buryn Z.: Thermodynamic analysis of quasi-nonstationary of two 370 MW power units operating in cogeneration in a parallel system. Monografia: Polski Mix Energetyczny 2014, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej
6. Bartnik R., Buryn Z.: Cogeneration in a power plant with 370 MW power units operating in Polish Power System. Rynek Energii, 6(109)/2013
7. Buryn Z.: Dobór optymalnych struktur technologicznych przystosowujących zawodowe elektrownie węglowe do pracy skojarzonej. Praca doktorska. Politechnika Opolska, Wydział Mechaniczny, 2010.

8. 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.
9. <http://stat.gov.pl/>
10. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 17/2014) w sprawie wskaźników stosowanych przy ustalaniu zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła
11. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A.: Analiza ekonomiczna skojarzonej pracy bloku energetycznego o mocy 370 MW pracującego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Innowacje w Zarządzaniu i Inżynierii Produkcji, Oficyna Wydawnicza PTZP, Opole 2015.

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.buryń@ po.opole.pl
a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl