

Cezary POLSKI¹
Tomasz POLSKI²
Jacek ROMAN³
Robert WRÓBLEWSKI⁴
Jarosław BARTOSZEWICZ⁵
Bartosz CERAN⁶

Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej

Wprowadzenie

Pomimo faktu, że wiele krajów postanowiło odejść od stosowania węgla w produkcji energii elektrycznej, paliwo to nadal będzie w najbliższym okresie podstawowym surowcem energetycznym. Przykładowo w polskim systemie elektroenergetycznym elektrownie węglowe produkują 76% energii elektrycznej (Raport KSE 2022). Przy czym bloki węgla można podzielić na bloki stare, budowane w latach 70. i 80. ubiegłego wieku, które obecnie po modernizacjach pracują w pokrywaniu obciążenia podszczytowego, oraz bloki węglowe na parametry nadkrytyczne o wartościach mocy od 440 do 1075 MW, które pracują w podstawie obciążenia. Jednakże, cały czas dochodzi do wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach od-

¹ ENERGO THERM Sp. z o.o., Przeźmierowo;
e-mail: cezary.polski@energotherm.pl

² ENERGO THERM Sp. z o.o., Przeźmierowo;
e-mail: tomasz.polski@energotherm.pl

³ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0003-3816-0088; e-mail: jacek.roman@put.poznan.pl

⁴ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl

⁵ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0002-9426-6891; e-mail: jaroslaw.bartoszewicz@put.poznan.pl

⁶ Politechnika Poznańska, Poznań;
ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

nawialnych, które na koniec 2022 roku stanowiły aż 39,7% całkowitej mocy zainstalowanej (Raport KSE 2022).

Wspomniane elektrownie odnawialne (wiatrowe i fotowoltaiczne) charakteryzują się bardzo dużą niestabilnością generowanej i przekazywanej do KSE mocy elektrycznej. Sytuacja ta prowadzi często do znacznych wahań ceny za energię elektryczną na rynku bilansującym, która w skrajnych przypadkach może prowadzić nie tylko do znacznego wzrostu, ale również do jej spadku poniżej kosztów wytwarzania, tj. do tzw. ceny ujemnej (Ujemne ceny energii... 2023).

W celu zachowania stabilności oraz pewności dostaw energii elektrycznej do odbiorców, oczekuje się, aby istniejące w KSE elektrownie zapewniły możliwie szeroki zakres wysokiej regulacyjności ich jednostek wytwórczych, czyli poprawę tzw. elastyczności ruchowej (Bronk 2019). Pożądane jest więc utrzymywanie w systemie jak największej liczby mas wirujących generatorów, przy zachowaniu ich wysokiej zdolności do naboru i zrzutu obciążenia. W zależności od długości postoju ponowne zsynchronizowanie bloku energetycznego z KSE wymaga czasu i wiąże się z wysokimi kosztami.

Środowisko naukowe jest zgodne co do tezy, że w celu poprawy stabilności pracy systemu elektroenergetycznego nasyconego źródłami OZE o stochastycznym charakterze produkcji energii elektrycznej należy zwiększyć elastyczność ruchową konwencjonalnych jednostek parowych. W tym celu proponowane są różnego typu rozwiązania. W pracy przedstawiona została koncepcja wykorzystania podgrzewacza elektrycznego w celu obniżenia minimalnej wartości mocy oddawanej do systemu elektroenergetycznego z bloku parowego, co powoduje zwiększenie elastyczności takiej jednostki. W rozdziale przedstawiono wyniki analizy opłacalności zastosowania proponowanej modyfikacji.

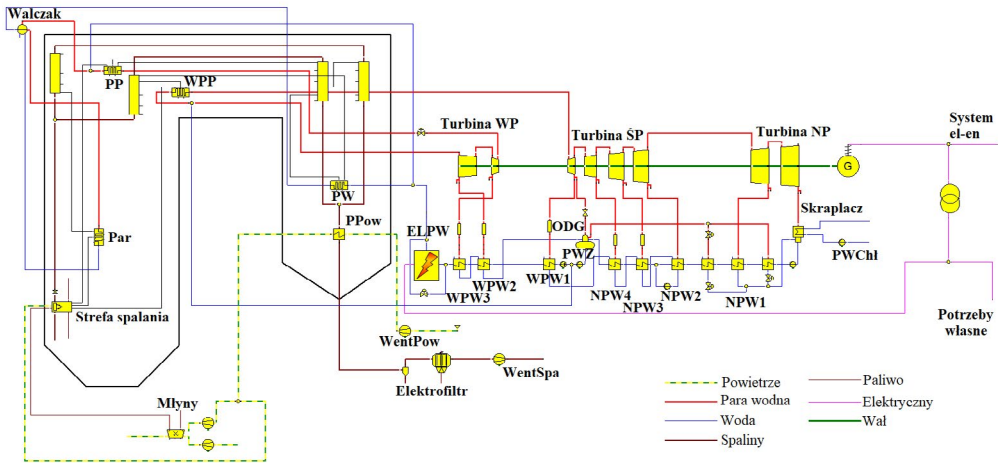
1. Koncepcja wykorzystania podgrzewacza elektrycznego

Do analizy przyjęto blok elektrowni parowej na parametry podkrytyczne o mocy nominalnej 200 MW. Wybór tej jednostki jest spowodowany następującymi faktami:

- w polskim systemie elektroenergetycznym eksploatowane jest nadal 45 bloków węglowych o tej mocy, co stanowi 20% mocy zainstalowanej w KSE,
- są to w większości jednostki, które przeszły rządowy program modernizacyjny mający na celu wydłużenie lat ich eksploatacji,
- bloki te pracują przy pokrywaniu obciążenia podszczytowego co, w związku z rozwojem energetyki odnawialnej, wymaga od nich zwiększania zdolności regulacyjnych.

Autorzy opracowali model układu technologicznego bloku elektrowni parowej w programie Epsilon® Professional na podstawie rzeczywistych pomiarów zrealizowanych na bloku klasy 200+. W modelu zaimplementowano elektryczny podgrzewacz wody zasilającej kocioł ELPW. Model przedstawiono na rysunku 1.

Blok parowy, według proponowanej koncepcji, pracuje w zakresie od mocy nominalnej do minimum technicznego bloku równej 50% mocy nominalnej. Przy tym obciążeniu kocioł pracuje z wydajnością równą 50% wydajności znamionowej. W celu dalszego zmniejszania wartości mocy oddawanej do sieci elektroenergetycznej załączony zostaje



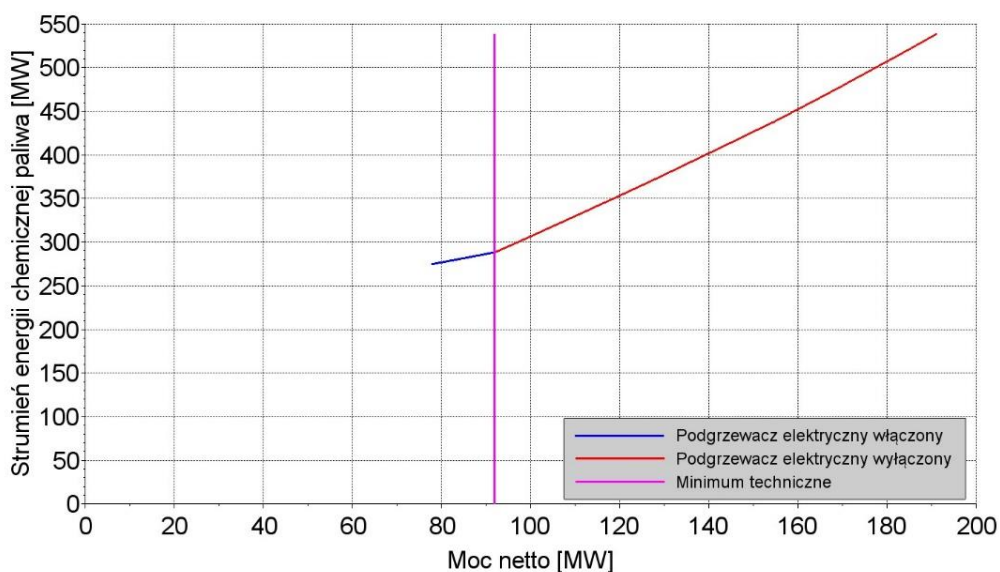
Rys. 1. Model bloku po modyfikacji (Par – parownik, PP – przegrzewacz pary, WPP – wtórny przegrzewacz pary, PW – podgrzewacz wody, PPow – podgrzewacz powietrza, WentPow – wentylator powietrza, WentSpa – wentylator spalin, WP – wysokoprężna, ŚP – średnioprężna, NP – niskoprężna, el-en – elektroenergetyczny, WPW – wysokociśnieniowy podgrzewacz wody, ODG – odgazowywacz, PWZ – pompa wody zasilającej, NPW – niskociśnieniowy podgrzewacz wody, PWChł – pompa wody chłodzącej, ELPW – elektryczny podgrzewacz wody)

Fig. 1. Power plan model (Par – evaporator, PP – superheater, WPP – reheater, PW – water preheater, PPow – air preheater, WentPow – air fan, WentSpa – flue gas fan, WP – high-pressure, ŚP – medium-pressure, NP – low-pressure, el-en – electroenergetic, WPW – high-pressure water preheater, ODG – deaerator, PWZ – feed water pump, NPW – low-pressure water preheater, PWChł – cooling water pump, ELPW – electric water preheater)

dotądowy układ elektrycznego podgrzewu wody zasilającej. Zwiększanie obciążenia podgrzewacza elektrycznego skutkuje zmniejszeniem mocy oddawanej do sieci. Z punktu widzenia KSE blok oddaje do systemu moc o wartości mniejszej niż wynika to z jego minimum technicznego. Dodatkowo młyny węglowe, podczas zwiększania obciążenia układu z elektrycznym podgrzewaczem, zmniejszają swoje obciążenie, ponieważ kocioł jest zasilany wodą o większej wartości entalpii (Polski i in. 2023). Na rysunku 2 przedstawiono charakterystykę eksploatacyjną bloku uzupełnioną o jej przebieg po załączeniu podgrzewacza wody zasilającej.

2. Analiza ekonomiczna

W celu przeprowadzenia analizy ekonomicznej proponowanego rozwiązania, na podstawie literatury, przyjęto założenia przedstawione w tabeli 1. Parametry dotyczące średniej liczby rozruchów, czasu pracy i średniej mocy pochodzą z raportów KSE (Generacja mocy Jednostek Wytwórczych 2023). Pozostałe parametry oszacowano na podstawie (Pilarczyk i Węglowski 2014) oraz (Szulc 2022).



Rys. 2. Charakterystyka eksploatacyjna zmodyfikowanego bloku 200+

Fig. 2. Characteristics of a modified 200+ type power plant

TABELA 1. Parametry techniczne przed i po modyfikacji

TABLE 1. Technical parameters before and after the modification

Data	Jednostka	Przed modyfikacją	Po modyfikacji
Roczny czas pracy	h	5 083	5 989
Liczba rozruchów gorących	–	12	0
Liczba rozruchów zimnych	–	9	0
Średnia roczna moc	MW	153,6	142,5
Średnie zużycie oleju przy rozruchu gorącym	Mg	24	24
Średnie zużycie oleju przy rozruchu zimnym	Mg	55	55
Średni strumień paliwa przy rozruchu	Mg/h	38	38
Czas rozruchu gorącego	h	4	4
Czas rozruchu zimnego	h	7	7

W tabeli 2 przedstawiono wartości kosztów rozruchów, nakładu inwestycyjnego oraz cen energii, paliwa i uprawnień przyjętych do analizy.

Analiza ekonomiczna przeprowadzona została w oparciu o przychody ze sprzedaży oraz koszty wytworzenia energii elektrycznej, amortyzowane w okresie 8 lat. Zyski wyznaczano dla dwóch scenariuszy: praca bloku z wprowadzoną modernizacją oraz praca bloku bez modyfikacji. Następnie obliczono zysk operacyjny EBIT (ang. *Earnings Before Interest and Taxes*), a po uwzględnieniu amortyzacji i podatku dochodowego wyznaczono możliwe wol-

TABELA 2. Dane wejściowe analizy ekonomicznej

TABLE 2. Input data for economic analysis

Dana	Koszt rozruchu gorącego	Koszt rozruchu zimnego	Nakład inwestycyjny modernizacji	CIT	WACC
Unit	PLN	PLN	PLN	%	%
Value	87 000	43 500	20 000 000	19	15

	Jednostka	Rok							
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Cena energii	PLN/MWh	695	737	737	737	803	855	855	855
Cena węgla	PLN/GJ	21	25	25	25	25	30	30	30
Cena uprawnień	EUR/t	85	85	85	85	100	100	100	100
Inflacja	%	20	16	15	10	8	5	5	5

ne przepływy pieniężne (ang. *Free Cash Flow*, FCF). Przy pomocy modelu różnicowego obliczono różnicę FCF obu scenariuszy. W celu uwzględnienia zmiany wartości pieniądza w czasie wyniki zostały zdyskontowane. W analizie nie uwzględniono żadnych dodatkowych przychodów, które mogłyby pochodzić od operatora systemu elektroenergetycznego za zwiększenie elastyczności bloku lub za możliwość czasowego obniżania mocy poniżej minimum.

3. Wyniki analizy ekonomicznej

Na podstawie modelu wyznaczono wskaźniki zużycia paliwa i emisyjności, które zostały przedstawione w tabeli 3.

TABELA 3. Wskaźniki zużycia paliwa i emisyjności

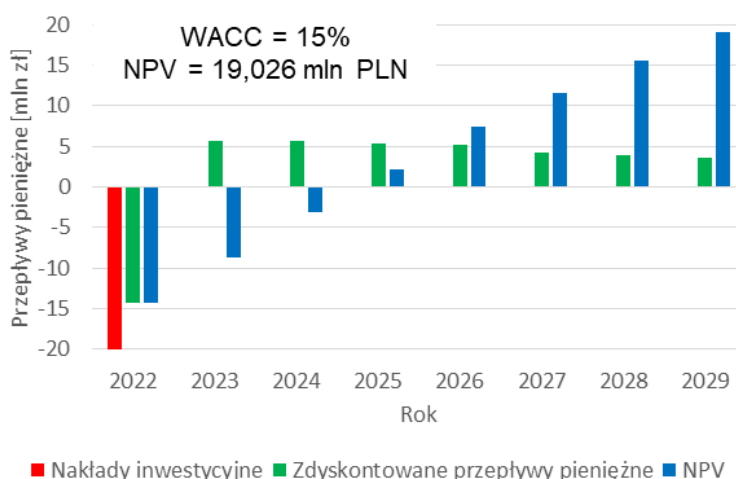
TABLE 3. Fuel consumption and emission factors

Wielkość	Jednostka	Przed modernizacją	Po modernizacji
Jednostkowe zużycie węgla	GJ/MWh	10,42	10,57
Średnioroczna jednostkowa emisja CO ₂ pochodząca z generacji energii elektrycznej	t/MWh	0,9666	0,9796
Roczna emisja CO ₂ pochodząca z rozruchów	Mg	13 136,5	0
Całkowita średnioroczna jednostkowa emisja CO ₂	Mg/MWh	0,9835	0,9796

Średnioroczna sprawność po modernizacji jest niższa ze względu na częściową pracę przy niskim obciążeniu z włączonym podgrzewaczem elektrycznym. Jednakże zmniejszenie liczby rozruchów instalacji powoduje, że nie spala się ciężkiego oleju opałowego i nie

wykorzystuje się dodatkowego węgla do rozruchu instalacji, przy konieczności zwiększenia produkcji energii elektrycznej. Dzięki temu osiąga się korzyść środowiskową w postaci redukcji całkowitej rocznej emisyjności.

Na rysunku 3 przedstawiono wyniki analizy ekonomicznej. Istotnym czynnikiem oceny rentowności projektu jest wartość bieżąca netto (ang. *Net Present Value*, NPV), który po przyjęciu średniego ważonego kosztu kapitału (ang. *Weighted Average Cost of Capital*, WACC) na poziomie 15% jest dodatni w analizowanym okresie. Widoczne jest, że pomimo znacznych nakładów finansowych na modernizację, zyski z niej są na tyle duże, że już po czwartym roku eksploatacji całkowite NPV jest dodatnie. Po upływie 8 lat dodatnie NPV jest niemal równe początkowym nakładom inwestycyjnym.

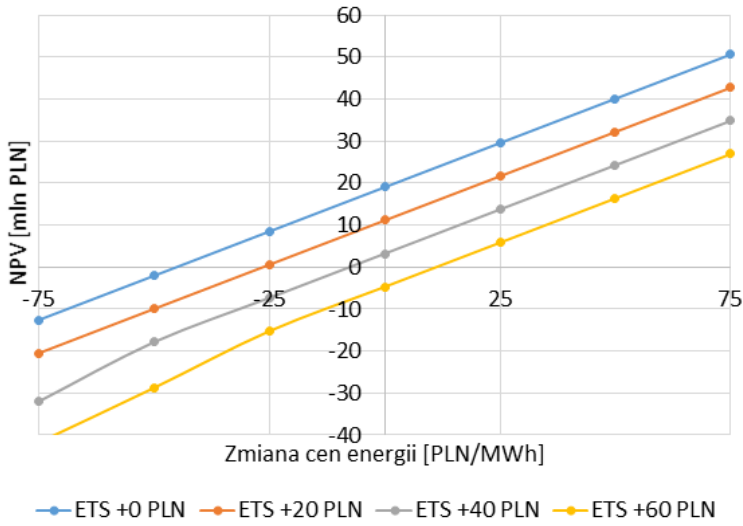


Rys. 3. Wyniki analizy ekonomicznej

Fig. 3. Results of economic analysis

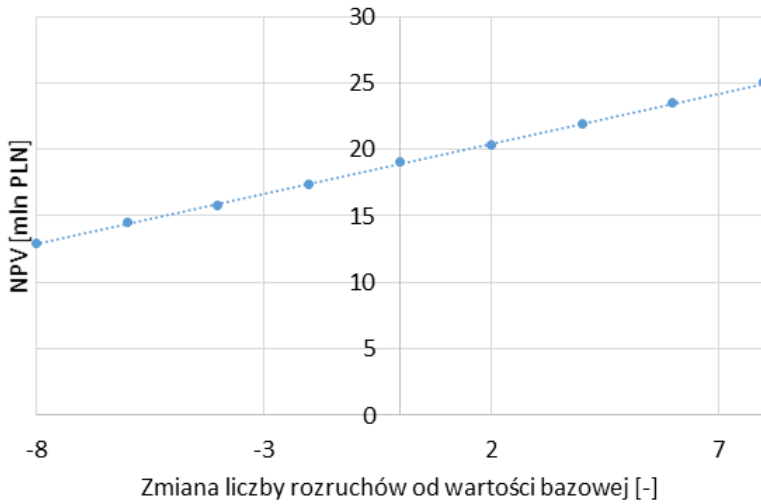
Na rysunku 4 przedstawiono wyniki analizy wrażliwości, która miała na celu zbadanie wpływu zmian cen energii oraz cen uprawnień do emisji na opłacalność proponowanej modyfikacji. Wynika z niej, że każde zwiększenie kosztów energii powoduje zwiększenie opłacalności rozwiązania. Jest to związane z faktem, że po modernizacji blok produkuje więcej energii elektrycznej. Jednakże, z tego samego względu zwiększenie kosztów uprawnień do emisji skutkuje spadkiem opłacalności.

Na rysunku 5 przedstawiano zależność wpływu liczby rozruchów na wartość wskaźnika NPV. Wykazano, że wraz ze wzrostem liczby unikniętych rozruchów opłacalność modyfikacji wzrasta.



Rys. 4. Analiza wrażliwości

Fig. 4. Sensitivity analysis



Rys. 5. Wpływ liczby rozruchów na NPV

Fig. 5. NPV dependence on number of start-ups

Podsumowanie

Analiza opłacalności przeprowadzona na podstawie modelu różnicowego wykazała, że wdrożenie proponowanej modernizacji jest zasadne. Przy przyjętych danych wejściowych współczynnik NPV w analizowanym okresie jest dodatni, a jego szacowana wartość wynosi 19 mln zł. Przy przyjętych założeniach modernizacja zwraca się po upływie 4 lat.

Częstsze wyłączenia i powtórne uruchomienia elektrowni spowodowane przez generację w źródłach odnawialnych będą powodować dalsze zwiększanie opłacalności inwestycji.

Obniżenie marży sprzedaży energii elektrycznej (np. na skutek zwiększenia opłat w systemie EU ETS (ang. *European Union Emissions Trading System*)) zmniejszy opłacalność modyfikacji ze względu na większą ilość generowanej energii. Jednakże, ze względu na fakt, że zwiększenie kosztów powodować powinno zwiększenie cen energii, inwestycja powinna być opłacalna.

Proponowana modyfikacja zwiększa liczbę godzin pracy elektrowni, roczną generację energii elektrycznej oraz zmniejsza średnioroczną jednostkową emisję CO₂. Jednakże, ze względu na spadek sprawności, nieznacznie zmniejsza się wskaźnik jednostkowego zużycia paliwa.

Kolejne planowane prace badawcze realizowane we współpracy z przemysłem będą dotyczyły zmodernizowania rzeczywistego bloku klasy 200+ według przedstawionej koncepcji i wykonanie badań eksploatacyjnych bloku w warunkach rzeczywistych mających na celu m.in. wyznaczenie zakresu ekonomicznej pracy bloku elektrowni parowej.

Literatura

- Bronk, L. 2019 – Możliwości zwiększenia elastyczności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej* 63, s. 99–102.
- Generacja mocy Jednostek Wytwórczych 2023. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-mocy-jednostek-wytworczych> [Dostęp: 15.11.2023].
- Pilarczyk, M. i Węglowski, B. 2014 – Analiza ciepłno-wytrzymałościowa rozruchu kotła parowego na przykładzie kotła OP-650. *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej* 290, s. 67–77.
- Polski i in. 2023 – Polski, C., Polski, T., Roman, J., Wróblewski, R., Bartoszewicz, J. i Ceran, B. 2023 – Koncepcja poprawy elastyczności układów energetycznych. [W:] Zajczyk, R. *Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych*, Gdańsk 2023, s. 85–92.
- Raport KSE 2022. [Online] https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022#r6_1 [Dostęp: 15.11.2023].
- Szulc, W. 2022 – Czy bloki 200+ mogą być „podporą” w czasie transformacji energetycznej? [Online] <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/czy-bloki-200-moga-byc-podpora-w-czasie-transformacji-energetycznej> [Dostęp: 15.11.2023].
- Ujemne ceny energii... 2023 – Ujemne ceny energii aż przez 10 godzin! Pierwsza taka sytuacja w historii. [Online] <https://globenergia.pl/ujemne-ceny-energii-az-przez-10-godzin-pierwsza-taka-sytuacja-w-historii/> [Dostęp: 15.11.2023].

Koncepcja poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej – wyniki analizy ekonomicznej

Słowa kluczowe: elastyczność elektrowni parowej, podgrzew wody zasilającej, podgrzewacz elektryczny, elektrownia parowa

Streszczenie: W pracy przedstawiono nową koncepcję poprawy elastyczności bloku elektrowni parowej, która polega na wykorzystaniu układu z elektrycznym podgrzewaczem do ogrzewania wody zasilającej kocioł. Celem tego rozwiązania jest zwiększenie elastyczności pracy bloku na skutek obniżenia wartości minimalnej mocy jaką blok energetyczny może oddawać do systemu elektroenergetycznego bez konieczności załączania palników olejowych. W niniejszym rozdziale przedstawiono wyniki analizy opłacalności stosowania powyższego rozwiązania. Wyznaczono wartość bieżącą netto (NPV) metodą różnicową do porównania układów z i bez proponowanej modyfikacji. Przeanalizowano również wpływ zmian cen energii oraz uprawnień do emisji na opłacalność inwestycji. W analizie przedstawiono wpływ zmian liczby rozruchów bloku energetycznego. Ponadto przeanalizowano, jak zastosowanie tego rozwiązania wpłynie na parametry środowiskowe (emisję CO₂) oraz energetyczne (sprawność, jednostkowe zużycie paliwa). Otrzymane wyniki wskazują, że proponowana koncepcja jest opłacalna ekonomicznie (dodatnie NPV). Średnioroczna wartość wskaźnika jednostkowej emisji CO₂ zmniejsza się po zastosowaniu proponowanego rozwiązania pomimo niewielkiego spadku średniorocznej wartości sprawności. Wynika to z ograniczenia liczby rozruchów, a w efekcie również ilości zużytych w tym celu oleju opałowego i węgla. Zwiększanie różnicy pomiędzy liczbą rozruchów w układach z i bez modernizacji powoduje zwiększenie opłacalności inwestycji. Pozytywnie na inwestycję wpływa również zwiększenie cen energii elektrycznej.

Concept for improving the flexibility of a steam power plant unit – results of an economic analysis

Keywords: flexibility of a steam power plant, feed water heating, electric heater, steam power plant

Abstract: The paper presents a new concept for improving the flexibility of a steam power plant unit using an electric heater to heat the feed water before the boiler. The purpose of this solution is to reduce the minimum power that the plant can transmit to the power system without the need to turn on the oil burners.

The paper presents the results of the economic analysis of the solution. The net present value (NPV) was calculated using the differential method to compare systems with and without the proposed modification. The impact of changes in energy prices and emission allowances on the profitability of the investment was also analyzed. The analysis took into account the influence of the number of start-ups of the power unit. Moreover, it was analyzed how this solution would affect environmental parameters (CO₂ emissions) and energy parameters (efficiency, specific fuel consumption). The obtained results indicate that the proposed concept is economically profitable (positive NPV). The average annual value of the specific CO₂ emission decreases after applying the proposed solution despite a decrease in the average annual efficiency value. This is due to limiting the number of starts and, as a result, also the amount of fuel oil and coal used for this purpose. Increasing the difference between the number of start-ups in systems with and without modernization increases the profitability of the investment. The increase in electricity prices also has a positive impact on the investment.