

OCENA MOŻLIWOŚCI OGRANICZENIA EMISJI CO₂ DZIĘKI BUDOWIE W POLSCE DUŻEGO BLOKU KOGENERACYJNEGO ZINTEGROWANEGO Z INSTALACJĄ SEPARACJI

Autorzy: Łukasz Bartela, Janusz Kotowicz, Anna Skorek-Osikowska

("Rynek Energii" - grudzień 2014)

Słowa kluczowe: ograniczenie emisji CO₂, nadkrytyczne bloki kogeneracyjne, separacja CO₂

Streszczenie. W artykule zaprezentowano wyniki analizy mającej wykazać ekologiczny efekt budowy bloku na parametry nadkrytyczne w ramach jednego z systemów ciepłowniczych Polski. Analizami objęto trzy warianty rozwiązań. Podstawowym analizowanym wariantem jest blok pracujący bez prowadzenia procesu separacji CO₂. Dwa pozostałe warianty zakładają integrację bloku z instalacją separacji opartej na wykorzystaniu metody absorpcji chemicznej. W tych przypadkach warianty różnią się od siebie organizacją sposobu dostarczenia ciepła, jakie wymagane jest dla realizacji procesu desorpcji. O ile w jednym z przypadków ciepło doprowadzane jest do instalacji separacji wraz z parą pobieraną z upustu turbiny parowej to w drugim przypadku źródłem ciepła jest odrębny układ turbiny gazowej. Analiza ekologiczna oparta została na założeniu, iż inwestycja w nowoczesny blok kogeneracyjny realizowana w ramach systemu ciepłowniczego pozwala na odstawienie z ruchu dwóch bloków klasy BC-100. Podstawowy efekt wynika z różnic jakie dotyczą sprawności bloków zastępowanych oraz bloku wprowadzanego do systemu ciepłowniczego. Inne efekty, będące następstwem ewentualnej inwestycji są identyfikowane w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wynikają one z pojawienia się w systemie dodatkowej mocy elektrycznej oraz zmniejszenia mocy jaka jest tracona na skutek transportu energii elektrycznej na duże odległości. Efekty ekologiczne zostały zaprezentowane przy wykorzystaniu zdefiniowanych w pracy wskaźników ujmujących bezwzględny oraz względny stopień ograniczenia emisji CO₂.

1. WSTĘP

Rozwój gospodarki energetycznej mającej na celu produkcję głównych form energii użytecznej w skomercjalizowaniu jest zgodny z celami wskazywanymi przez decydentów Unii Europejskiej. Krajowy potencjał w tym zakresie jest wskazywany jako podstawowy środek generowania oszczędności energii pierwotnej, czego konsekwencją może być ograniczenie emisji szkodliwych substancji, a w tym ograniczenie emisji gazów cieplarnianych [1,2]. Rozbudowa systemów oraz odbudowa mocy, głównie w oparciu o nowoczesne technologie, wspierana w ramach państw Unii Europejskiej przez odpowiednie mechanizmy prawno-administracyjne, musi jednak przebiegać w sposób kontrolowany, zgodny z gospodarczo uzasadnionym zapotrzebowaniem na ciepło użytkowe.

Kogeneracyjne bloki na parametry nadkrytyczne nie mają odpowiedników w obrębie rynku krajowego. Te pracujące w systemach ciepłowniczych innych państw europejskich (przykładowo Danii) na ogół charakteryzują się mocami elektrycznymi nie mniejszymi jak 250-300 MW, przy na ogół porównywalnej mocy cieplnej [3,4]. Taki poziom mocy można uznawać za minimum techniczne, uwarunkowane opłacalnością ekonomiczną (przy obniżaniu skali inwestycji następuje wykładniczy przyrost wymaganego nakładu inwestycyjnego). W związku ze skalą rozpatrywanych inwestycji ewentualną budowę bloku na parametry nadkrytyczne w Polsce można rozważać w ramach największych aglomeracji miejskich, takich jak np. Warszawa, Śląsk, Łódź, Trójmiasto, Wrocław, Kraków, Poznań.

Sumaryczna moc elektryczna zainstalowana w polskich elektrociepłowniach przekracza obecnie nieco ponad 8000 MW [5]. Rozwój skojarzonego wytwarzania ciepła oraz energii elektrycznej mocno związany jest z powstawaniem oraz rozbudową scentralizowanych systemów zasilania w ciepło. Systemy takie z uwagi na ekonomię przedsięwzięcia charakterystyczne są dla większych aglomeracji miejskich. Uruchamianie pierwszych układów kogeneracyjnych w Polsce datowane jest na początek lat 50-tych. Tak wtedy, jak i obecnie wśród układów tych największym potencjałem odznaczały się elektrociepłownie parowe wykorzystujące jako paliwo węgiel kamienny. W strukturze polskich układów kogeneracyjnych, przy braniu pod uwagę wyłącznie elektrociepłowni zawodowych, przeważają bloki z turbinami przeciwprężnymi lub upustowo-przeciwprężnymi - łącznie 75 o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej 2780 MW. Bloki, w których pracują turbiny upustowo-kondensacyjne, w liczbie 48 jednostek, charakteryzują się łączną mocą elektryczną 2220 MW [6]. Istotnym udziałem, jak na warunki polskie odznaczają się również elektrociepłownie opalane gazem ziemnym, w których moc zainstalowana wynosi ponad 800 MW [5]. Największym potencjałem charakteryzują się tutaj duże elektrociepłownie gazowo-parowe, które zlokalizowane są w większości przypadków przy wschodniej granicy kraju. Przewiduje się, iż, pomimo wciąż niekorzystnego stosunku ceny gazu do ceny węgla, rola dużych bloków opartych o wykorzystanie turbin gazowych będzie w bilansie energetycznym Polski coraz bardziej znacząca [7].

2. ZAŁOŻENIA DO ANALIZY

Przyjąć można, iż budowa bloku na parametry nadkrytyczne w ramach jednej z elektrociepłowni pracującej na potrzeby sieci ciepłowniczej zlokalizowanej w jednej z największych aglomeracji Polski pozwoliłaby na odstawienie dwóch bloków ciepłowniczych klasy BC-100. Uzasadnieniem odstawienia bloków powinien być ich stan techniczny, objawiający się uzyskiwaniem przez nie niskich wskaźników efektywnościowych. Wielkość włączanego do systemu nowoczesnego bloku kogeneracyjnego wynikać powinna z wielkości sumarycznej mocy cieplnej wyłączanych bloków BC-100.

Dla celów analizy założono, że zastępowane bloki pracują w podstawie zapotrzebowania z maksymalną mocą ciepłowniczą przez określoną liczbę godzin w roku. Założono, że moc elektryczna netto bloku BC-100 wynosi 100 MW. Założono, że średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,30, natomiast średnioroczna sprawność ogólna wynosi 0,88. Przy tych założeniach moc cieplna bloku zastępowanego wynosi 193,3 MW przy mocy w dostarczonym węglu na poziomie 333,3 MW. Analizę ekologiczną przeprowadzono dla trzech wariantów bloków na parametry nadkrytyczne, w tym również rozwiązań zintegrowanych z instalacjami separacji CO₂. Zakładano, że bloki BC-100 zastępowane są w systemie ciepłowniczym rozwiązaniami zgodnymi z trzema wariantami bloków na parametry nadkrytyczne, tj.:

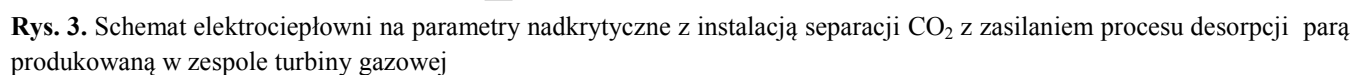
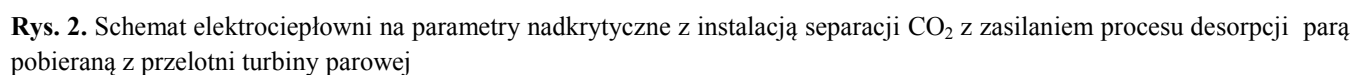
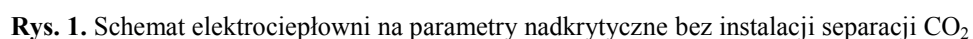
- wariant A** - blokiem na parametry nadkrytyczne, w ramach którego nie jest realizowana separacja CO₂,
- wariant B** - blokiem na parametry nadkrytyczne zintegrowanym z absorpcyjną instalacją separacji CO₂, gdzie ciepło wymagane dla realizacji procesu desorpcji dostarczane jest wraz z parą z upustu turbiny parowej.
- wariant C** - blokiem na parametry nadkrytyczne zintegrowanym z absorpcyjną instalacją separacji CO₂, gdzie ciepło wymagane dla realizacji procesu desorpcji dostarczane jest wraz z parą produkowaną w układzie turbiny gazowej.

Odpowiednie analizy termodynamiczne dla wszystkich wariantów przeprowadzono przy wykorzystaniu modeli opracowanych przez autorów przy wykorzystaniu programu GateCycle [8]. Opisy modeli oraz rezultaty szerokich analiz dla wymienionych wariantów bloku autorzy zaprezentowali m.in. w [X2,X3]. Przytoczone pozycje literaturowe dotyczą analiz prowadzonych przy założeniu, iż bloki pracują dla potrzeb wydzielonej sieci ciepłowniczej o stosunkowo niewielkim maksymalnym zapotrzebowaniu na ciepło (500 MW). Oznaczało to, iż w trakcie obliczeń symulacyjnych bloków, realizowanych dla całorocznego okresu pracy, konieczne było dostosowywanie ich charakterystyk pracy do aktualnego zapotrzebowania na ciepło. Jednakże, przykładowo, w przypadku rozważania inwestycji dla lokalizacji w obszarze sieci ciepłowniczej pracującej na potrzeby miasta Warszawa blok kogeneracyjny o mocy rzędu 300 MW elektrycznych, mający zaspokajać potrzeby systemu w podstawie zapotrzebowania, niezależnie od pory roku pracować mógłby z maksymalnym obciążeniem ciepłowniczym (w okresie poza-grzewczym produkując ciepło na potrzeby produkcji ciepłej wody użytkowej). Schematy bloków zgodnych z trzema analizowanymi wariantami, pokazujące również w przypadku wariantów B oraz C sposób integracji bloku z instalacją separacji CO₂, przedstawiono na rys. 1, rys. 2 oraz rys. 3. Ich szczegółowe charakterystyki oraz założenia jakie przyjmowane były do obliczeń termodynamicznych znaleźć można przykładowo w [9,10].

Zakładając, że moc cieplna włączanego do systemu bloku na parametry nadkrytyczne odpowiada łącznej mocy cieplnej dwóch jednostek zastępowanych oraz dodatkowo zakładając, że czas pracy nowego bloku odpowiada czasowi pracy bloków zastępowanych – założono tutaj 7500 h/rok, w toku obliczeń określano średnioroczne moce elektryczne bloków oraz średnioroczne wielkości konsumpcji paliw. Przed przystąpieniem do analiz założono, iż w przypadku analizowanych wariantów bloku nadkrytycznego jego moc elektryczna nie jest z góry narzucona, ale wynika z przyjmowanej mocy cieplnej stanowiącej łączną moc cieplną bloków zastępowanych w systemie. Rezultaty określone dla poszczególnych wariantów bloku zgromadzono w tabeli 1.

Tabela 1. Wielkości mocy elektrycznych oraz mocy w paliwach zastąpionych oraz wniesionych do systemu na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny

	Bloki zastąpione: 2x BC-100 (wielkości zastąpione)	Blok włączony do systemu: NBK (wielkości wniesione)		
		Wariant A	Wariant B	Wariant C
Moc cieplna, MW	386,7	386,7	386,7	386,7
Moc elektryczna netto, MW	200,0	335,1	646,0	628,2
Strumień energii chemicznej węgla, MW	666,7	836,3	1902,5	836,3
Strumień energii chemicznej gazu ziemnego, MW	-	-	-	785,7



3. REZULTATY ANALIZ EKOLOGICZNYCH

W bilansie systemu ciepłowniczego konsekwencją rozpatrywanej inwestycji będą zmiany w zakresie emisji dwutlenku węgla. Miarodajnym ekologicznym efektem zastąpienia w systemie bloków BC-100 nowym blokiem na parametry nadkrytyczne będzie bezwzględne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery w skali roku:

$$\Delta E_{\text{CO}_2} = E_{\text{CO}_2_z} - E_{\text{CO}_2_w}, \quad (1)$$

gdzie: $E_{\text{CO}_2_z}$ - wielkość emisji zastąpionej na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny, $E_{\text{CO}_2_w}$ - wielkość emisji wniesionej na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny.

Efekt ekologiczny może zostać pokazany również w ujęciu względnym:

$$\Delta \bar{E}_{\text{CO}_2} = \frac{\Delta E_{\text{CO}_2}}{E_{\text{CO}_2_z}} \cdot 100\%. \quad (2)$$

W przypadku wariantów B oraz C zmniejszenie emisji, będzie skutkiem nie tylko ograniczenia konsumpcji węgla, ale również będzie wynikało z zastosowania instalacji separacji CO_2 .

W przypadku rozpatrywanych inwestycji efekt ekologiczny określany przez wykorzystanie zależności (1) oraz (2) może być bilansowany dla wydzielonego źródła ciepłowniczego, jak również dla całego kraju. W tym wypadku dodatkowy efekt ekologiczny może być obserwowany z uwagi na wniesienie do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego dodatkowej mocy elektrycznej. Moc tą stanowi nadwyżka wynikająca z różnicy pomiędzy mocą wniesioną, a mocą zastąpioną w systemie. Nadwyżka ta jest wynikiem zdecydowanie wyższych wskaźników skojarzenia dla bloków na parametry nadkrytyczne (bliższych jedności), co jest następstwem dłuższej linii rozprężania pary w turbinie parowej [11]. Wobec powyższego dla określenia efektu ekologicznego w bilansie kraju należy uwzględnić emisję zniesioną wynikającą z zaprzestania produkcji energii elektrycznej w KSE, odpowiadającej nadwyżce mocy elektrycznej wniesionej w ramach elektrociepłowni. Dodatkowy efekt ekologiczny może zostać zaobserwowany jeśli uwzględni się, iż mocą zastąpioną będzie moc generowana w źródłach scentralizowanych, których lokalizacja w Polsce z reguły determinowana była bliskością złóż węglowych. W tym wypadku efekt ekologiczny wynikał będzie ze zmniejszenia strat przesyłu energii elektrycznej. Wobec powyższego odpowiednio wielkość emisji zastąpionej (w ramach elektrociepłowni oraz scentralizowanego źródła energii elektrycznej) oraz emisji wniesionej stanowiących podstawę obliczenia wielkości definiowanych zależnościami (1) oraz (2) będzie określona następującymi zależnościami:

$$E_{\text{CO}_2_z} = \left[\frac{2(E_{\text{el_BC100}} + Q_{\text{BC100}})}{\eta_{\text{el+q_BC100}}} + \left(\frac{E_{\text{el_NBK}} - 2 \cdot E_{\text{el_BC100}}}{\eta_{\text{el}}^{\text{REF}}} \right) (1 + \phi) \right] e_{\text{CO}_2_w} \quad (3)$$

$$E_{\text{CO}_2_w} = \frac{E_{\text{el_NBK}} + Q_{\text{NBK}}}{\eta_{\text{el+q_NBK}}} (1 - R_{\text{CO}_2}) e_{\text{CO}_2_w} + \left(\frac{E_{\text{el_TG}}}{\eta_{\text{el_TG}}} \right) e_{\text{CO}_2_gz} \cdot \quad (4)$$

gdzie: E_{el_BC-100} , E_{el_NBK} - ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w okresie rocznym netto, odpowiednio w zastępowanym bloku BC-100 oraz nowym nadkrytycznym bloku węglowym (bez uwzględnienia energii elektrycznej wyprodukowanej przez turbinę gazową w przypadku wariantu C), Q_{BC-100} , Q_{NBK} - ilości ciepła wyprodukowanego w okresie rocznym, odpowiednio w zastępowanym bloku BC-100 oraz nowym nadkrytycznym bloku węglowym, E_{el_TG} - ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w okresie rocznym przez turbinę gazową, η_{el+q_BC-100} , η_{el+q_NBK} - średnioroczna sprawność ogólna, odpowiednio zastępowanego bloku BC-100 oraz nowego nadkrytycznego bloku węglowego, η_{el_TG} - średnioroczna sprawność turbiny gazowej, η_{el}^{REF} - średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej w zastępowanym bloku kondensacyjnym pracującym w źródle scentralizowanym, ϕ - wskaźnik strat przesyłu energii elektrycznej, $e_{CO_2_w}$, $e_{CO_2_gz}$ - wskaźnik emisji jednostkowej, odpowiednio dla węgla oraz gazu ziemnego, R_{CO_2} - stopień odzysku CO_2 w instalacji separacji.

Dla wykorzystywanych w blokach paliw wskaźniki emisji jednostkowej CO_2 , odpowiednio dla węgla oraz dla gazu ziemnego wynosiły 91,51 kg CO_2 /GJ oraz 55,84 kg CO_2 /GJ. Warianty zakładające integrację z instalacjami separacji analizowano przy założeniu, że stopień odzysku R_{CO_2} wynosi 0,9. Dodatkowo przyjmując wartość sprawności zastępowanego w KSE bloku kondensacyjnego na poziomie 37% oraz wartość wskaźnika strat przesyłu na poziomie 12% określono wielkości emisji zastąpionej oraz wniesionej. Wyniki obliczeń zgromadzono w tabeli 2.

Tabela 2. Wielkości emisji CO_2 zastąpionych oraz wniesionych w bilansie kraju na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny

	Wariant A	Wariant B	Wariant C
Emisja zastąpiona, Tg CO_2 /rok	2,66	4,98	4,85
Emisja wniesiona, Tg CO_2 /rok	2,07	0,47	1,39

W tabeli 3 zestawiono wielkości bezwzględnego oraz względnego zmniejszenia emisji CO_2 będącego skutkiem w bilansie kraju inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny (zgodnie z zależnościami, odpowiednio (1) oraz (2)).

Tabela 3. Wielkości bezwzględnego oraz względnego zmniejszenia emisji CO_2 w bilansie kraju na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny

	Wariant A	Wariant B	Wariant C
Bezwzględne zmniejszenie emisji CO_2 , Tg CO_2 /rok	0,59	4,51	3,46
Względne zmniejszenie emisji CO_2 , %	22,2	90,6	71,3

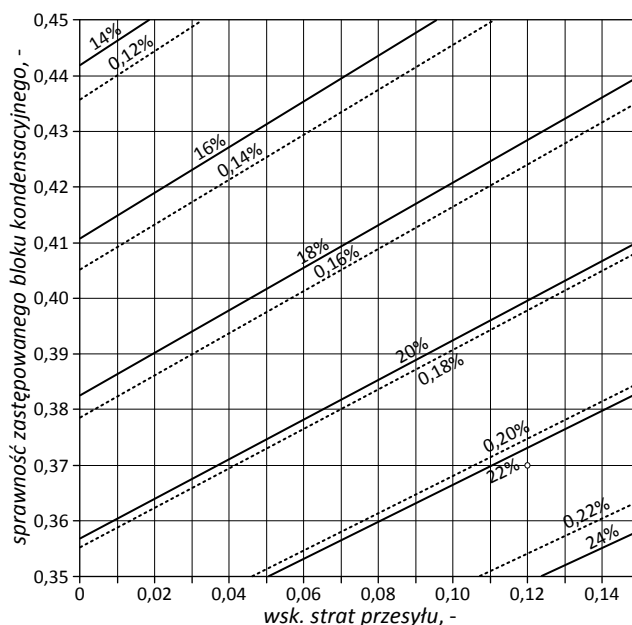
Wskaźnik względnego zmniejszenia emisji prezentowany w tabeli 3 stanowi odniesienie wielkości emisji ograniczonej na skutek inwestycji do wielkości emisji zastąpionej, a więc emisji z jaką mielibyśmy do czynienia w przypadku braku odpowiednich decyzji inwestycyjnych. Ograniczenie emisji może być

również odnoszone do ogólnej wielkości emisji CO₂ w bilansie kraju. Przykładowo emisja CO₂ będąca następstwem wykorzystania paliw kopalnych w Polsce w roku 2012 według oficjalnych danych zatwierdzonych podczas Konferencji Stron (COP-2012) ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC) [12] wyniosła 289,288 mln ton. Wobec tego odnosząc do tej wielkości bezwzględną wielkość zmniejszenia emisji będącej skutkiem inwestycji uzyskamy wielkość ograniczenia emisji CO₂ jaką moglibyśmy zaobserwować w Polsce w sektorze spalania paliw kopalnych. Odpowiednie rezultaty zestawiono w tabeli 4.

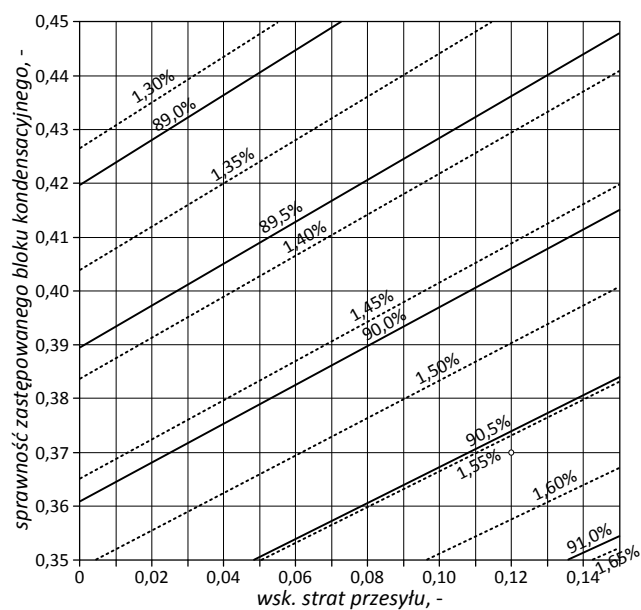
Tabela 4. Wielkości względnego zmniejszenia emisji CO₂ w bilansie kraju w sektorze spalania paliw kopalnych na skutek inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny

	Wariant A	Wariant B	Wariant C
Względne zmniejszenie emisji CO ₂ w krajowym sektorze spalania paliw kopalnych %	0,204	1,560	1,195

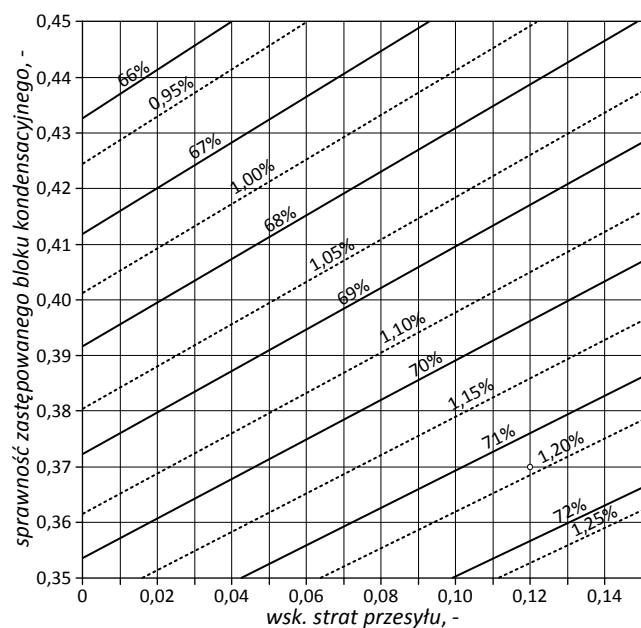
Wyniki uzyskane na podstawie przeprowadzonej analizy w sposób istotny zostały zdeterminowane założeniami jakie przyjęte zostały w odniesieniu do zastępowanego bloku kondensacyjnego, jak przyjęto, pracującego w ramach źródła scentralizowanego oddalonego od konsumenta. Na rys. 3, rys. 4 oraz rys. 5 przedstawiono odpowiednio dla wariantów A, B oraz C charakterystyki względnego zmniejszenia emisji CO₂ odniesionego do emisji zastąpionej (linia ciągła) oraz emisji generowanej w oparciu o spalanie paliw kopalnych w bilansie kraju (linia przerywana).



Rys. 3. Względne zmniejszenie emisji CO₂ odniesione do emisji zastąpionej (linia ciągła) oraz do łącznej emisji CO₂ związanej ze spalaniem w Polsce paliw kopalnych (linia przerywana) będące wynikiem inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny wg wariantu A



Rys. 4. Względne zmniejszenie emisji CO₂ odniesione do emisji zastąpionej (linia ciągła) oraz do łącznej emisji CO₂ związanej ze spalaniem w Polsce paliw kopalnych (linia przerywana) będące wynikiem inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny wg wariantu B



Rys. 5. Względne zmniejszenie emisji CO₂ odniesione do emisji zastąpionej (linia ciągła) oraz do łącznej emisji CO₂ związanej ze spalaniem w Polsce paliw kopalnych (linia przerywana) będące wynikiem inwestycji w nadkrytyczny blok kogeneracyjny wg wariantu C

4. PODSUMOWANIE

Analizowane w artykule warianty układów energetycznych reprezentują nowoczesne rozwiązania nadkrytycznych bloków węglowych, które w najbliższej przyszłości stanowić mogą podstawę wytwarzania ciepła w ramach dużych, krajowych systemów ciepłowniczych. Dużą zaletą tych rozwiązań jest możliwość osiągnięcia wysokich wskaźników efektywności energetycznej, a co za tym idzie, również osiągnięcie niskich wskaźników emisji szkodliwych substancji. Pomimo wielu problemów natury technicznej oraz natury ekonomicznej niewątpliwie budowa w Polsce kilku bloków na parametry nadkrytyczne niesie za sobą istotny potencjał w zakresie możliwości ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Omawiane rozwiązania, głównie te zintegrowane z instalacjami separacji CO₂, będą tym silniejsze w zakresie konkurencyjności, im wyższa będzie na rynku cena uprawnień do emisji. Istotnego przyrostu cen spodziewać można się w horyzoncie czasowym do roku 2030. Potencjał analizowanych bloków związany jest głównie z bardzo słabą kondycją techniczną układów pracujących obecnie w ramach sieci ciepłowniczych największych aglomeracji miejskich, a co za tym idzie ich niską sprawnością. Wiek stosowanych tam bloków, najczęściej typu BC-100, często przekracza poziom 40 lat. Istotną zaletą uruchomienia układów w aspekcie krajowego bilansu energii będzie odbudowa mocy wytwórczych. Związane jest to również z nominalnie wysokimi wartościami wskaźników skojarzenia uzyskiwanych przez bloki na parametry nadkrytyczne.

W związku z tym zastąpienie określonej mocy cieplnej w systemie ciepłowniczym niesie za sobą, prócz zastąpienia analogicznej mocy cieplnej na rynku lokalnym, również wniesienie dodatkowej mocy elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Konsekwencją pojawienia się ewentualnej nadwyżki mocy w systemie może być zmniejszenie produkcji prowadzonej w ramach bloków kondensacyjnych pracujących w scentralizowanych układach wytwórczych. Efekt ekologiczny wynika tutaj nie tylko z wycofania mocy generowanej w niskoefektywnych źródłach, ale również z ograniczenia strat przesyłu związanych z ograniczeniem produkcji energii elektrycznej w źródłach scentralizowanych zlokalizowanych najczęściej w dużych odległościach od konsumentów.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

LITERATURA

- [1] Ziębik A., Combined heat and power in Poland according to the EU Directive on promotion of cogeneration. Archives of thermodynamics 2006;vol. 27, No. 4:3-12
- [2] Badyda K., Bujalski W., Lewandowski J., New emission conditions of power industry as the Result of Implementation of the Climate and Energy package, Polish Journal of Environmental Studies 2012;Vol. 21, No. 5a:7–11
- [3] Kjaer S., Status and future of advanced PF power plants. Energy Conversion and Management 1996;6-8:897-902

- [4] Danish Energy Agency. Technology data for energy plants. ISBN:978-87-7844-857-6, June 2010
- [5] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2007. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2008
- [6] Reński A., Perspektywy rozwoju skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w Polsce. Rynek Energii 2008;79(6):61-68
- [7] Badyda K., Trendy, uwarunkowania i perspektywy budowy nowych bloków gazowo-parowych w Polsce. Rynek Energii 2013;108(5):26-33
- [8] GateCycleTM. GE Enter Software, LLC, 1490 Drew Avenue, Suite 180, Davis, California 95616, USA
- [9] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Economic analysis of a supercritical coal-fired CHP plant integrated with an absorption carbon capture installation. Energy 2014;64:513-523
- [10] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Kotowicz J., Thermodynamic, ecological and economic aspects of the use of the gas turbine for heat supply to the stripping process in a supercritical CHP plant integrated with a carbon capture installation. Energy Conversion and Management 2014;85:750-763
- [11] Bartela Ł., Skorek-Osikowska A., Analiza termodynamiczna wybranej struktury elektrociepłowni węglowej na parametry nadkrytyczne. Rynek Energii 2010;90(5):62-68
- [12] Konferencja Stron (COP-2012) ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC)

EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF LIMITING CO₂ EMISSIONS BY CONSTRUCTING IN POLAND A LARGE COGENERATION UNIT INTEGRATED WITH SEPARATION INSTALATION

Key words: limiting CO₂ emission, supercritical cogeneration units, CO₂ separation

Summary. This paper presents the results of the analysis aiming to demonstrate the ecological effect of building of a supercritical unit within one of the Polish district heating systems. The analysis consisted of three variants of solutions. The main analyzed variant is a unit working without any CO₂ separation process. Two other options involve the integration of the unit with a separation installation based on the use of chemical absorption method. In these cases, the variants differ in the method of heat delivery into the process which is required for the realization of the desorption process. In the first case heat is supplied to the separation plant with a steam extracted from steam turbine bleeding, in the second case the heat source consists in a separate gas turbine system. Ecological analysis was based on the assumption that the investment in a modern cogeneration unit realized as a part of the district heating system allows for a withdrawal from operation of two blocks of BC-100 class. The primary effect is due to differences concerning the efficiency of the replaced units and the unit introduced into the district heating system. Other effects, resulting from possible investment, are identified within the National Power System. They result from the introduction into the system of additional electric power and reduction of the power that is lost due to electricity transport over long distances. The ecological effects have been presented using the indicators defined in the paper, recognizing the absolute and the relative degree of the reduction of CO₂ emissions.

Łukasz Bartela, dr inż. Jest adiunktem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, E-mail: lukasz.bartela@polsl.pl

Janusz Kotowicz, prof. dr hab. inż. Jest dziekanem Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki oraz kierownikiem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, E-mail: janusz.kotowicz@polsl.pl

Anna Skorek-Osikowska, dr inż. Jest adiunktem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, E-mail: anna.skorek@polsl.pl