

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, prof. dr hab. inż. Henryk Łukowicz,
mgr inż. Paweł Pilarz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

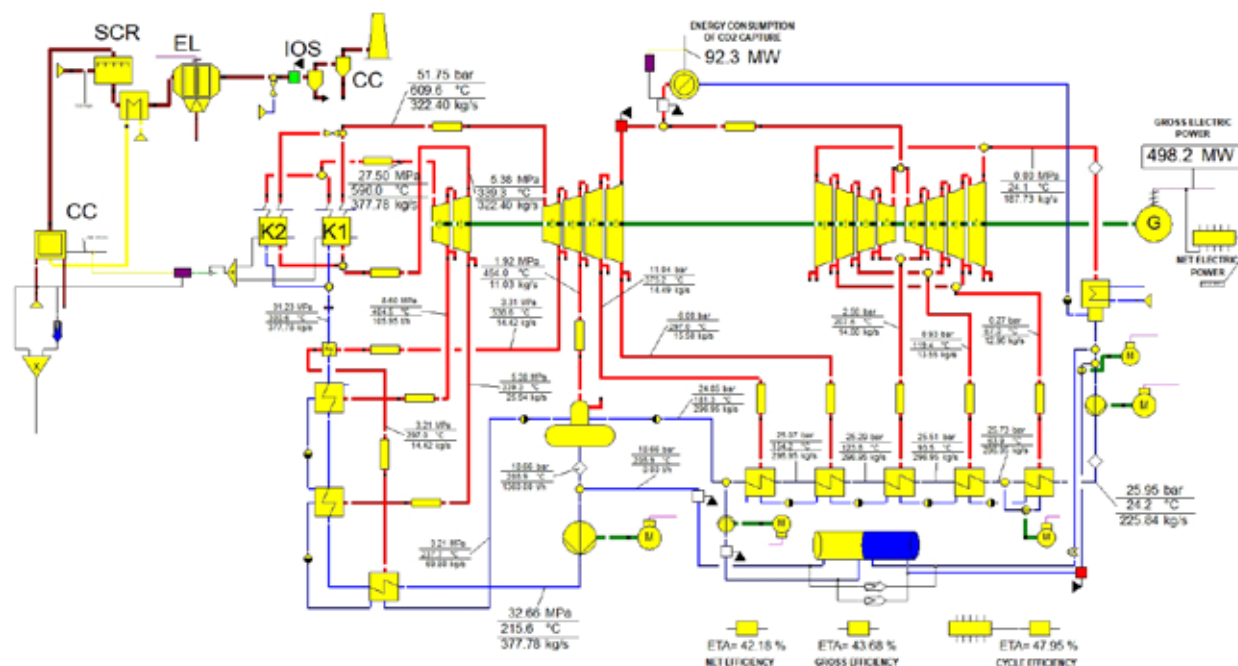
Instalacje węglowe wytwarzania elektryczności z emisją poniżej 550 g CO₂/kWh

Strategia dekarbonizacji gospodarki wymaga wprowadzenia do eksploatacji nowych technologii energetycznych. Pierwszą grupę tych technologii stanowią technologie źródeł odnawialnych (OZE). Zgodnie z wieloma scenariuszami osiągnięcia celów emisyjnych przyjętych w polityce energetycznej UE do 2050 r. ich ekonomicznie uzasadnione upowszechnienie nie umożliwi pożądanej redukcji ditlenku węgla. Wymagane jest zastosowanie wielu dodatkowych przedsięwzięć, w tym wprowadzenie prawie zeroemisyjnych technologii węglowych, wspomaganych technologiami gazowymi. Ważną rolę mogą spełniać także technologie wykorzystania paliw alternatywnych, w tym odpadów.

Dyskusja różnych opcji technologicznych w tym obszarze jest szczególnie istotna dla polskiej energetyki, biorąc pod uwagę duży udział węgla w systemie wytwarzania elektryczności. Przy tym, wobec braku jednoznacznej decyzji w sprawie budowy bloków jądrowych, realizacja celów klimatycznych może okazać się szczególnie trudna. Obszar poszukiwań technologii spełniających kryterium mniejszej emisji od wartość 500 (550) kg/MWh jest rozległy. W artykule skupiono uwagę na stosunkowo prostych rozwiązaniach, mając na uwadze wysoki stopień wykorzystania węgla. W pierwszej kolejności przedstawiono obliczenia układu z separacją ditlenku węgla. Następnie rozpatrzono układy kombinowane szeregowo i równoległe. Ponadto wskazano na potencjał technologii dwupaliwowej węglowo-odpadowej. Do analizy wybrano duoblok, wcześniej przedstawiony jako technologia o stosunkowo wysokiej elastyczności cieplnej [1, 2]. Wyniki uzyskano w ramach badań statutowych Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej.

Tab. 1. Podstawowe parametry spalin do analizy wychwytu CO₂ z Duobloku

Obciążenie	Strumień masy	Udział masowy ditlenku węgla	Separowany CO ₂	Moc
	kg/s	-	kg/s	MW
100%	516,42	0,192	0	525,11
90%	464,89	0,195	0	473,70
80%	415,37	0,197	0	421,00
70%	368,46	0,197	0	368,88
60%	320,07	0,197	0	316,75
50%	272,49	0,196	0	264,08
40%	222,87	0,196	0	209,03
30%	185,53	0,185	0	165,46
25%	161,67	0,174	0	133,43



Rys. 1. Struktura technologiczna duobloku z modulem separacji ditlenku węgla

■ Analiza duobloku pod kątem wychwytu dwutlenku węgla do poziomu 550 (500) kg/MWh

W pierwszym etapie procesu obliczeniowego duobloku określono strumienie ditlenku węgla generowane przez kotły. Wykorzystując integrację Ebsilona z Excelem wyznaczono strumienie masowe oraz udziały CO₂ w spalinach dla pełnego zakresu obciążeń (25-100%), tab. 1. Wartość emisji odniesioną do jednostki wyprodukowanej energii dla poszczególnych poziomów obciążenia podano w tab. 2.

W kolejnym kroku zbudowano układ z członem separacyjnym, rys. 1. Z jego wykorzystaniem określono ilość separowanego CO₂, gwarantującego jego emisję równą 500 kgCO₂/MWh.

Na podstawie obliczeń parametrycznych ustalono, że w zależności od obciążenia należy wychwycić od 26 do 34% CO₂, aby uzyskać założone 500 kgCO₂/MWh.

Proces separacji wymaga doprowadzenia odpowiedniej ilości ciepła do procesu desorpcji. W obliczeniach skutków energetycznych procesu separacji przyjęto, że odbywa się on w instalacji aminowej o energochłonności 3,5 MJ/kg CO₂. Parę do desorbera pobierano z przełotni między SP i NP. W efekcie końcowym uzyskano spadek mocy duobloku, z uwagi na zmniejszenie strumienia pary pracującej w turbinie niskoprężnej. To z kolei doprowadziło do zmiany podstawy (mocy brutto) wziętej do obliczeń emisji CO₂ i spowodowało zwiększenia jej wartości z 500 (założonych) do 532 kgCO₂/MWh (dla obciążenia nominalnego). Wyniki zawiera tab. 3.

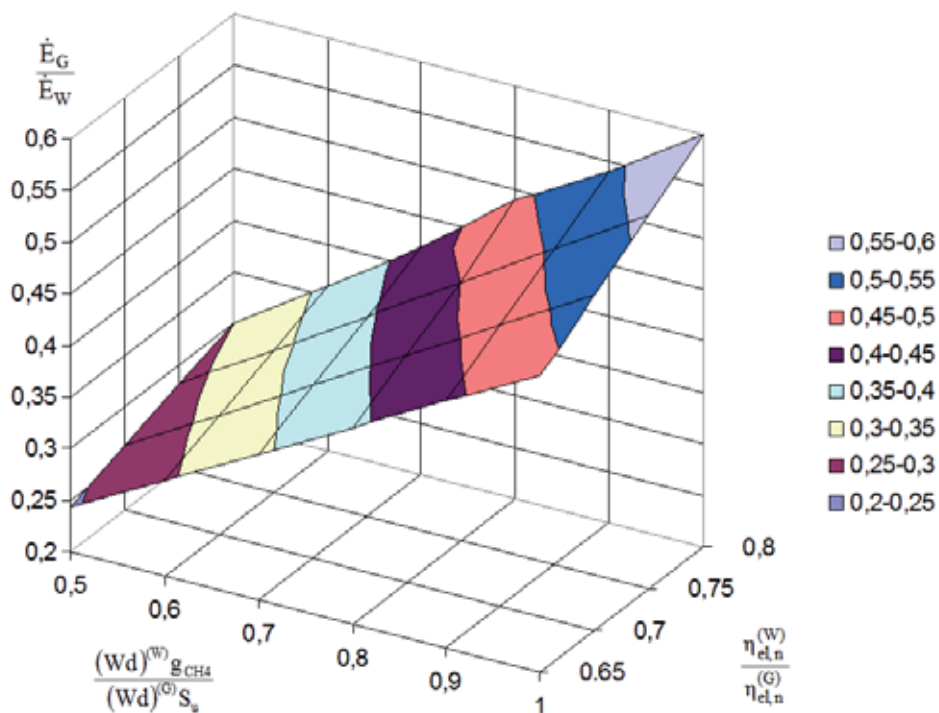
Reasumując, należy zauważyć, że wychwyt ditlenku węgla w przypadku duobloku dla zapewnienia ograniczenia emisji do granicy 500 kgCO₂/MWh nie powoduje istotnego wzrostu potrzeb własnych. Celem wzrostu efektywności należy zastosować algorytm optymalizacyjny.

■ Układy kombinowane

Wyróżniamy dwa podstawowe dwupaliwowe węglowo-gazowe układy kombinowane szeregowe i równoległe [3]. Mają one pewne cechy hierarchiczności. Umożliwia to uzyskanie w tych instalacjach nieco wyższych sprawności w porównaniu do klasycznych kondensacyjnych bloków węglowych. W artykule nie rozpatrywano wzajemnych sprzężeń układów, analizując jedynie wzajemny udział mocy, przy którym możliwe jest

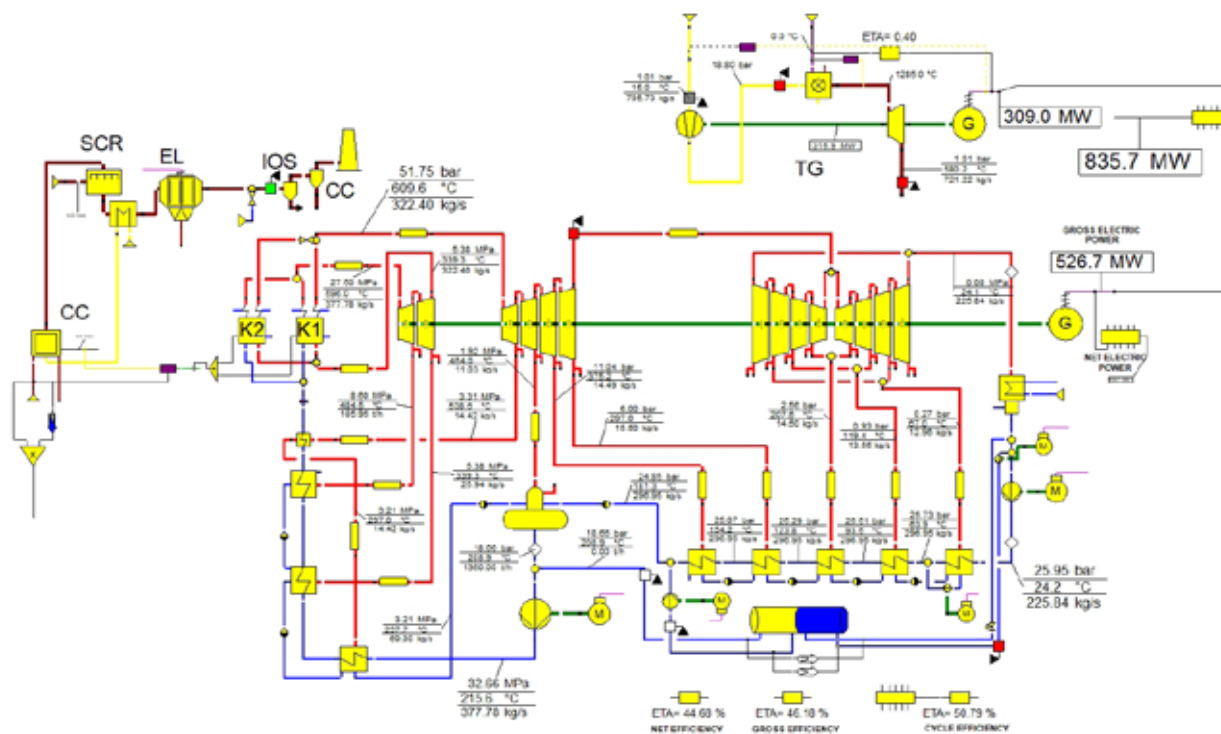
Tab. 2. Zależność emisji od stopnia obciążenia

Obciążenie duobloku	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	25%
Wskaźnik emisji, kg CO ₂ /MWh	660	671	678	687	698	713	732	725	736



Rys. 2. Zależność stosunku $\frac{\dot{E}_G}{\dot{E}_W}$ od stosunku sprawności technologii węglowej ($\eta_{el,n}^{(W)}$) i sprawności instalacji gazowej ($\eta_{el,n}^{(G)}$) i parametru

$\frac{W_d^{(W)}g_{CH_4}}{W_d^{(G)}s_g}$, \dot{E}_G, \dot{E}_W - emisje odpowiednio z technologii gazowej i węglowej, $W_d^{(W)}, W_d^{(G)}$ - wartości opalowe odpowiednio węgla i gazu



Rys. 3. Duoblok z turbiną gazową

osiągnięcie pożądanej wartości emisji. Zmniejszenia emisji ditlenku węgla na jednostkę mocy jest możliwe ze względu na niższą emisję CO₂ przy spalaniu gazu ziemnego w porównaniu do spalania węgla.

Ogólnie można napisać:

$$e_{CO_2} = \frac{3600 \alpha}{W_d \eta} \cdot \frac{kg}{MWh} \quad (1)$$

gdzie: W_d [MJ/kg] - wartość opałowa, η - sprawność instalacji, α - emisja ditlenku węgla z kilograma paliwa (dla

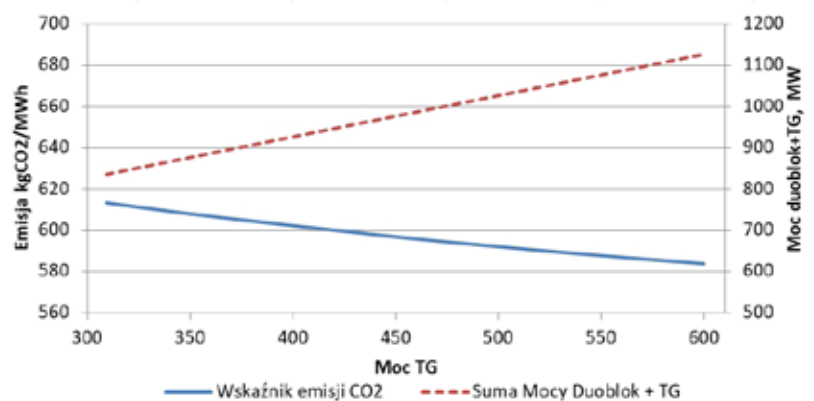
gazu ziemnego $\alpha = 2.75 \frac{kg CO_2}{kg pal} \cdot g_{CO_2}$ - udział masowy metanu w gazie, ewentualnie udział masowy substancji palnej przeliczony na udział metanu; dla węgla $\alpha = 3.66 S_u$, S_u - stopień uwęglenia paliwa węglowego).

Na podstawie (1) można wykreślić relacje między emisjami ditlenku węgla dla technologii węglowych i gazowych, rys. 2.

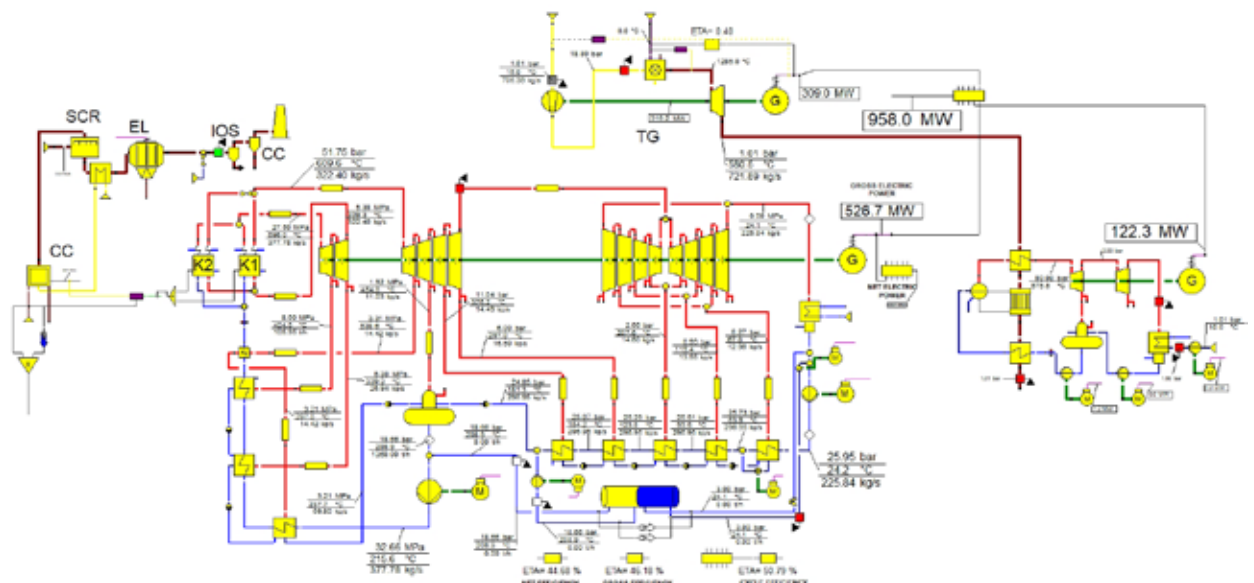
Nawet dla wysokich sprawności wytwarzania elektryczności w technologiach węglowych jednostkowa emisja ditlenku węgla w tych technologiach bę-

Tab. 3. Wyniki wstępnej analizy działania wychwyty CO₂ z duobloku

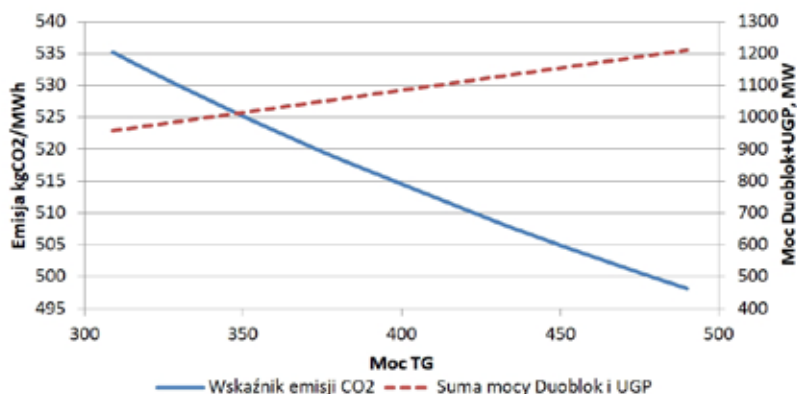
Obciążenie Duobloku	Moc brutto bez CC, MW	Moc brutto z wychwytem CO ₂ , MW	Stopień wychwyty, -	Zapotrzebowanie na ciepło CC, MW
100%	525,11	498,2	0,265	92,3
90%	473,70	445,1	0,277	87,8
80%	421,00	395,6	0,284	81,2
70%	368,88	345,5	0,293	74,3
60%	316,75	294,8	0,304	67,1
50%	264,08	243,1	0,319	59,7
40%	209,03	192,5	0,337	51,5
30%	165,46	152,7	0,332	39,8
25%	133,43	122,6	0,343	33,7



Rys. 4. Zależność emisji ditlenku węgla od mocy bloku węglowego i gazowego



Rys. 5. Duoblok z układem gazowo-parowym



Rys. 6. Zależność emisji dwutlenku węgla od mocy bloku węglowego i układu gazowo-parowego

Tab. 4. Porównanie wyników uzyskanych przez dołączenie układów gazowych

Model	Duoblok	Duoblok + TG	Duoblok + UGP
Wskaźnik Emisji kgCO ₂ /MWh	680	613	535
Model	Duoblok	Duoblok + TG	Duoblok + UGP
Teoretyczna moc Turbiny gazowej, aby osiągnąć wskaźnik emisji 500 kgCO ₂ /MWh	X	800 MW	480 MW

dzie zazwyczaj dwukrotnie przekraczała jej wartość dla technologii gazowych. Z tego powodu kombinacja obu technologii może być dobrym rozwiązaniem dla obniżenia łącznej emisji.

■ Dobudowa turbiny gazowej

Do analizowanej struktury duobloku dobudowano turbinę gazową. Nowy układ ma na celu obniżenie końcowej emisji kgCO₂/MWh. Do prostej analizy przyjęto model turbiny gazowej Siemens SGT5-4000F o mocy nominalnej 309 MW, rys. 3. Sumaryczna moc nominalna wyniosła 835,7 MW, a wskaźnik emisji zmniejszył się z 680 kgCO₂/MWh na 613 kg/MWh.

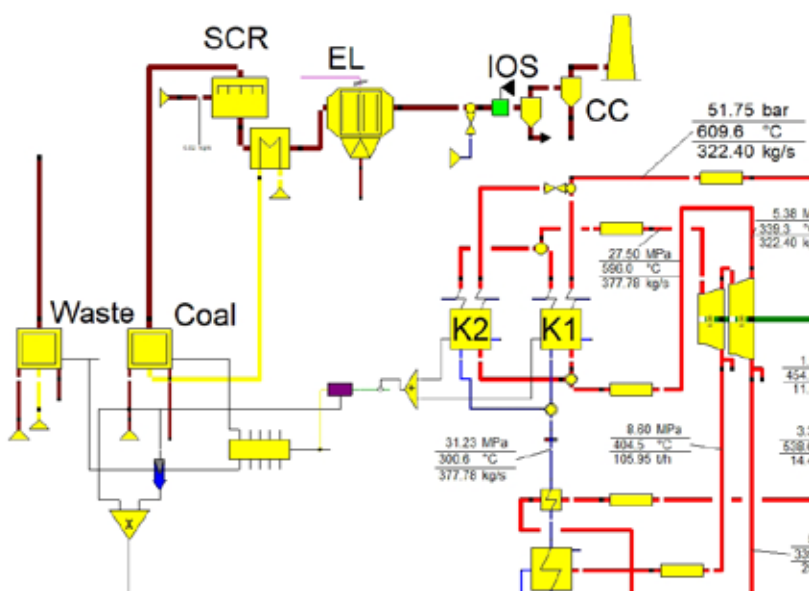
Zatem aby osiągnąć normę 500 kgCO₂/MWh należałoby zwiększyć moc układu turbiny gazowej. Rys. 4 ilustruje zmianę intensywności emisji od mocy. Wynika z niego, że dobudowa turbiny gazowej nie jest zbyt efektywnym rozwiązaniem z punktu widzenia uzyskania emisji rzędu 500 kgCO₂/MWh.

■ Dobudowa układu gazowo-parowego

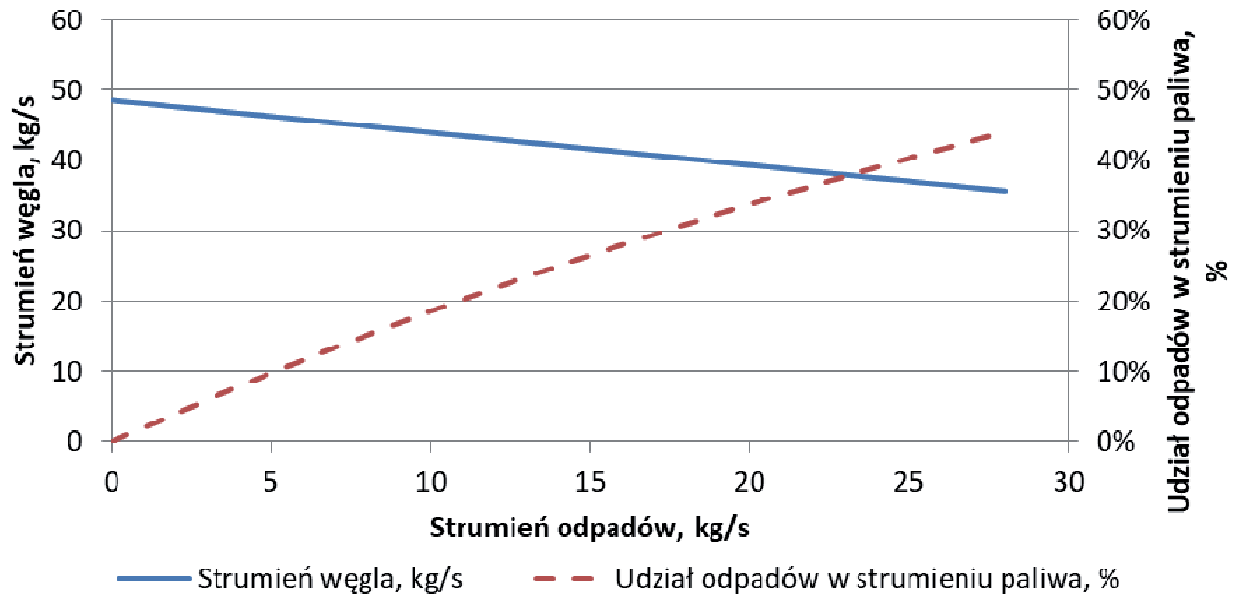
Rys. 6 pokazuje efektywność emisyjną połączenia duobloku z układem gazowo-parowym. Dla układu gazowo-parowego o mocy 431 MW (Część parowa - układ jednociśnieniowy generuje dodatkowe 122 MW mocy dla nominalnej mocy turbiny gazowej 309 MW) emisja osiąga poziom 535 kgCO₂/MWh. Aby osiągnąć poziom „500” również zwiększyć moc turbiny gazowej, a tym samym moc całego układu gazowo-parowego. Teoretycznie turbina gazowa powinna osiągnąć moc nominalną ok. 480 MW, aby sumaryczny wskaźnik emisji osiągnął wartość 500 kgCO₂/MWh.

W tab. 4 zamieszczono główne wyniki analizy.

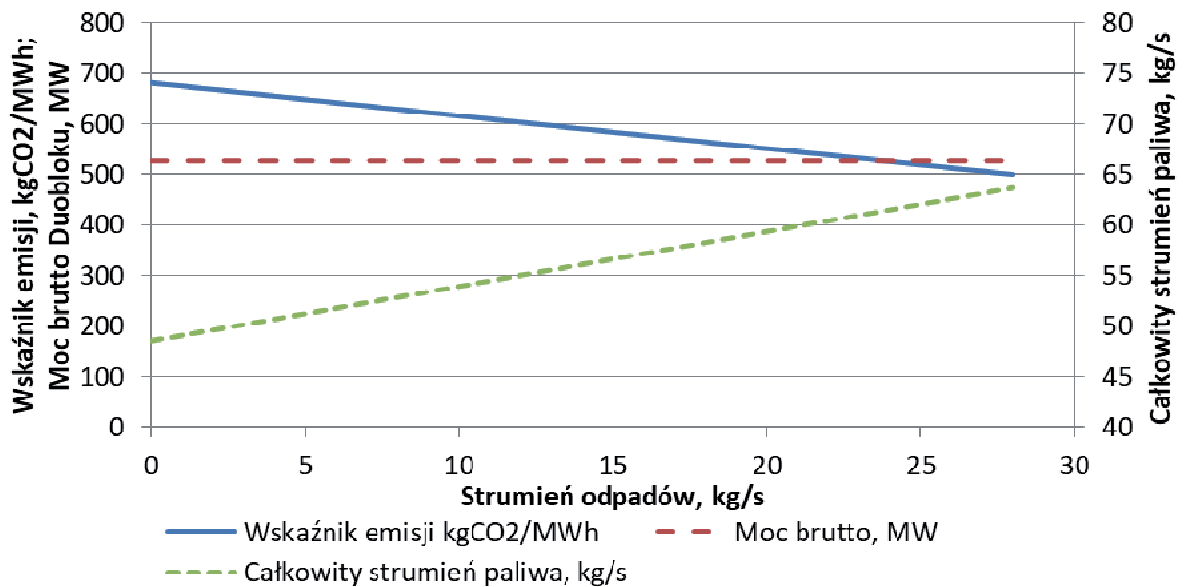
■ Analiza współspalania odpadów w celu redukcji wskaźnika emisji CO₂ dla duobloku



Rys. 7. Rozdzielenie procesu spalania na dwie komory spalania duobloku



Rys. 8. Wpływ zwiększania strumienia odpadów na strumień spalnego węgla

Rys. 9. Wpływ zwiększania strumienia odpadów na wskaźnik emisji CO₂ i moc duobloku

Zamodelowano wariant duobloku z dwiema komorami spalania, gdzie jedna spala węgiel kamienny o wartości opałowej 23,5 MJ/kg, druga odpady komunalne o wartości opałowej 9,8 MJ/kg (skład: C=20%, H=5%, O=15%, N=1%, S=1%, Cl=0,02%,

popiół=25%, wilgotność=33%), rys. 7. Założono, że strumień spalin generowanych przez utlenianie odpadów nie jest brany pod uwagę do obliczeń wskaźnika emisji CO₂, gdyż paliwo to jest traktowane jako zeroemisyjne. Z tego powodu na potrzeby wstępnej

analizy zamodelowano rozdzielanie strumieni spalin.

Zwiększając strumień odpadów dochodzimy do obniżenia strumienia spalnego węgla (rys. 8), a tym samym redukcji wskaźnika CO₂ przy jednoczesnym utrzymaniu nominalnej mocy 526,7 MW.

Optymalny udział odpadów w całkowitym strumieniu paliwa wynosi 44%, ponieważ dopiero przy tej wartości uzyskano założony wskaźnik emisji ditlenku węgla.

W momencie osiągnięcia 28 kg/s strumienia spalanych odpadów uzyskuje wymagany poziom wskaźnika równy 500 kgCO₂/MWh, rys. 9. Strumień sumaryczny spalane paliwa wzrósł z 48,5 kg/s (dla samego węgla) do 63,6 kg/s (miks węgiel+odpady), rys. 9.

Podsumowując, należy zauważyć, że zastosowanie odpadów komunalnych może skutecznie obniżyć emisję i pozwala osiągnąć zamierzoną emisję na poziomie 500 kgCO₂/MWh.

■ Uwagi końcowe

W artykule przeanalizowano, biorąc pod uwagę proste modele, różne możliwości obniżenia emisji ditlenku węgla z układów obejmujących węglowy blok kondensacyjny. Rozważano separację CO₂, połączenie z prostym układem turbiny gazowej i układem gazowo-parowym oraz układ z dodatkowym paliwem (odpadami). Z termodynamicznego punktu widzenia efektywnym rozwiązaniem jest kombinacja bloku węglowego i układu gazowo-parowego. W połączeniu sprzężonym taki układ po optymalizacji powinien osiągnąć sprawność przekraczającą sprawność bloku kondensacyjnego o 3-4 punkty procentowe, co dodatkowo zwiększa efekt ograniczenia emisji. Skuteczność emisyjna procesu współspalania odpadów jest zauważalna, aczkolwiek przy stosunkowo wysokim ich udziale w miksie paliwowym. Osobnego omówienia wymaga zastosowanie separacji ditlenku węgla ze spalin. Z obliczeń wynika, że dla osiągnięcia pożądanego wartości emisji należy wychwycić ok. 27% CO₂. Problemem pozostaje jego wykorzystanie. W rozwiązaniach perspektywicznych można rozpatrzyć produkcję nowych paliw. Jednym z możliwych rozwiązań jest zastosowanie elektrolizera tlenkowego do współelektrolizy wody i ditlen-

ku węgla, rys. 10, według reakcji [4,5]:

Katoda:

- $2H_2O_{(l,g)} + 4e^- \rightarrow 2H_{2(g)} + 2O^{2-}$
- $2CO_2 + 4e^- \rightarrow 2CO + 2O^{2-}$

Anoda:

- $2O^{2-} \rightarrow O_{2(g)} + 4e^-$

Reakcje sumaryczna:

- $2H_2O + CO_2 \rightarrow CO + 2H_2 + \frac{3}{2}O_2$

Produkty elektrolizy wodoru i tlenek węgla są substratami w produkcji nowych paliw.

□

Literatura:

1. Chmielniak T., Łukowicz H., Pilarz P., *Elastyczność cieplna bloków energetycznych dużych mocy. Możliwości jej wzrostu [Thermal flexibility of high-capacity power units. Opportunities for improvement]*, Nowa Energia, 5-6/2015, pp. 40-53.

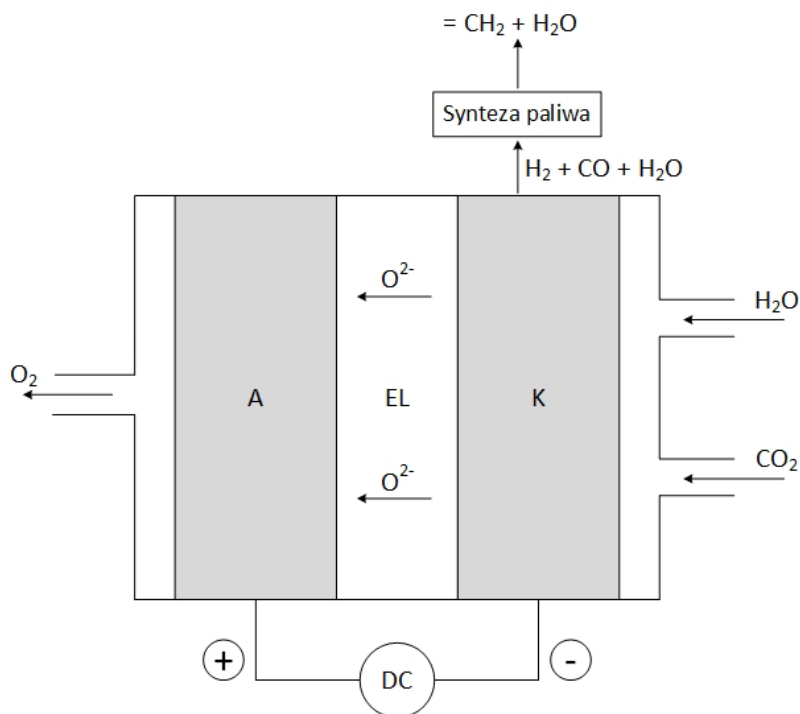
mal flexibility of high-capacity power units. Opportunities for improvement]. Nowa Energia, 5-6/2015, pp. 40-53.

2. Chmielniak T., Łukowicz H., Pilarz P. *Thermal Flexibility of a Turbine Set operating in a Twin-boiler System. 4th International Conference on Contemporary Problems of Thermal Engineering CPOTE 2016, 14-16 September 2016, Katowice, Poland.*

3. Chmielniak T. *Technologie energetyczne. WNT 2008, Warszawa.*

4. Chmielniak T., Lepczyński S., Morikawa P. *Energetyka wodorowa - podstawowe problemy. Polityka Energetyczna 2017, T.20, z. 3, 55-66.*

5. Ebbesen S.D. *Solid Oxide Electrolysis Cells - High Pressure Operation. DTU Symposium: Water electrolysis and hydrogen as part of the future Renewable Energy System, Copenhagen, May 10-11 2012.*



Rys. 10. Elektrolizer wysokotemperaturowy tlenkowy