

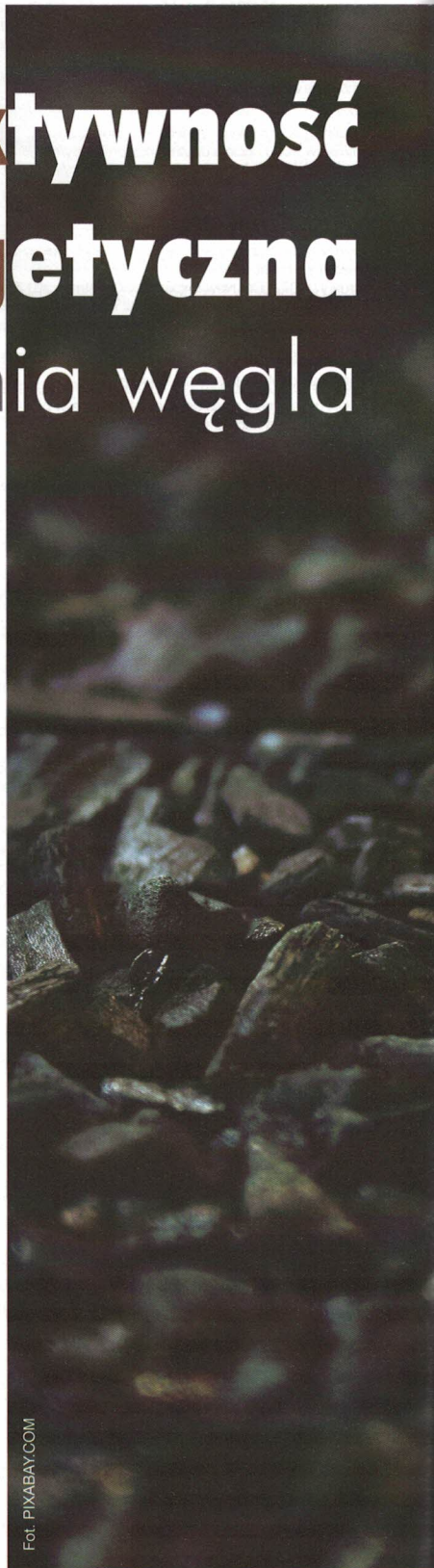
dr hab. inż. Marek Ściążko, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Centrum Energetyki AGH

Technologia i efektywność energetyczna zgazowania węgla

Rozwój nowych technologii węglowych, w tym zgazowania, związany jest nie tylko z oczekiwaniami zastąpienia kopalnych paliw gazowych i ciekłych przez produkty otrzymane z węgla, ale także istotną rolę odgrywa możliwość osiągnięcia lepszej efektywności energetycznej i ekonomicznej przetwarzania węgla przy coraz ostrzejszych wymaganiach środowiskowych. Z tego względu od czasu do czasu powraca zainteresowanie tą technologią w energetyce¹. Komunikaty przekazywane do opinii publicznej są często sprzeczne i z tego powodu rodzą wiele dyskusji nt. miejsca zgazowania w obszarze gospodarczego wykorzystania węgla².

Pomysł napowierzchniowego zgazowania węgla jest dziś efektywny ekonomicznie, był efektywny 10 lat temu i będzie efektywny za 10 lat, ale przede wszystkim w chemii. W szczególności, w przypadku lokalizacji, w istniejącej infrastrukturze zakładu chemicznego, korzystnie nawozów azotowych. To jest także jedyna szansa, aby zagospodarować nadmiar

krajowego węgla kamiennego, którego w Polsce mamy ok. 10 mln ton rocznie. Tendencja ta może się utrzymać, ponieważ energetyka, z uwagi na politykę klimatyczną Unii Europejskiej, będzie ograniczała zużycie węgla. Podstawową siłą napędową projektu chemicznego jest substytucja importowanego gazu ziemnego poprzez zgazowanie węgla³.



Największą aktywność w przemysłowym wykorzystaniu zgazowania przejawiają obecnie Chiny, ale także Stany Zjednoczone Ameryki Północnej, a ostatnio Japonia, Korea Płd. i Indie. W samych Chinach zgazowaniu poddaje się rocznie ok. 200 mln ton węgla, głównie na potrzeby przemysłu chemicznego. Do 2020 r. planuje się pozyskać tą drogą ok. 50 mld m³ gazu, co stanowi prawie 10% potrzeb Chin na gaz ziemny. Struktura zużycia paliw pierwotnych w Chinach jest prawie taka sama jak w Polsce i jak można przypuszczać podobne podejście do rozwoju przemysłu przetwórczego może być obiektywnie atrakcyjne także w naszym kraju.

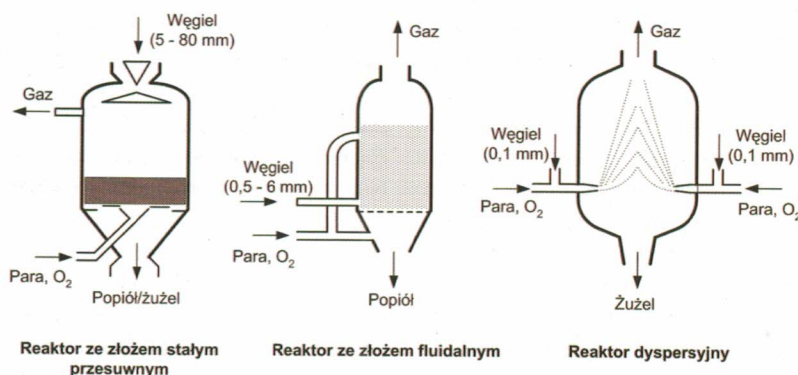
■ Klasyfikacja reaktorów zgazowania

Podstawowym elementem technologii jest reaktor zgazowania, który podobnie jak w klasycznej elektrowni jest jednostką przetwarzającą węgiel w procesie termicznym, tym razem z ograniczonym dostępem tlenu w celu wyprodukowania palnego gazu procesowego. Konstrukcje reaktorów zgazowania można podzielić na trzy zasadnicze typy, w zależności od struktury przepływu paliwa w strefie reakcyjnej^{4,5,6} (rys. 1):

- reaktory ze złożem zwartym przesuwnym,
- reaktory ze złożem fluidalnym,
- reaktory dyspersyjne.

Inne rodzaje reaktorów gazu opierają się na piecach obrotowych lub kąpielach w ciekłym metalu, lecz żadne z nich nie są stosowane w skali przemysłowej. Zgazowanie można też przeprowadzić *in situ* w złożu węglowym (tzw. zgazowanie podziemne), chociaż dotychczas brak jest rozwiązań przemysłowych.

Spośród technologii zgazowania w reaktorze fluidalnym i dyspersyjnym zdecydowanie ta druga jest lepiej rozwiniętą i zweryfikowaną w skali komercyjnej. Potwierdzają to dane na temat obecnej eksploatacyjnych i przewidzianych do wdrożenia instalacji zgazowania^{7,8}.



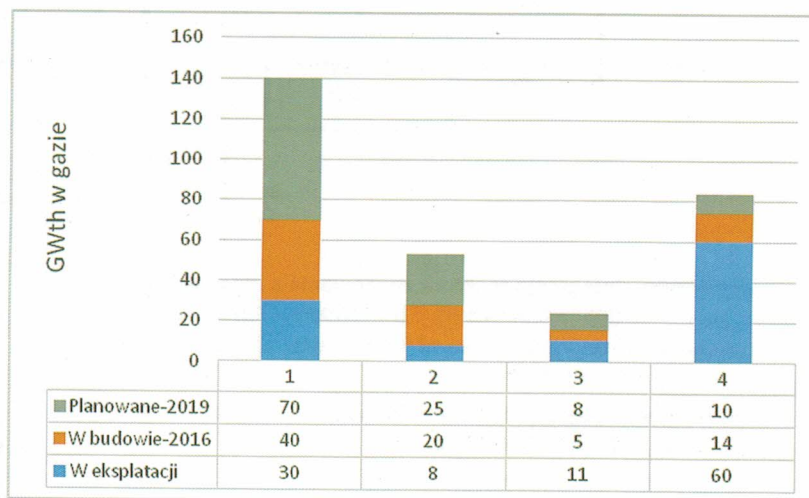
Rys. 1. Procesowe rozwiązania reaktorów zgazowania

W reaktorach dyspersyjnych rozdrobniony węgiel i inne paliwa doprowadzone są do strefy reakcji w mieszaninie z tlenem i parą wodną. Paliwo może być wprowadzone w stanie suchym (typowo wykorzystując azot jako gaz transportujący) lub w zawiesinie wodnej. Reaktory pracują zwykle w temperaturach 1200-1600°C i pod ciśnieniem 2-8 MPa (większość instalacji komercyjnych pracuje przy ciśnieniach 2,5 MPa). Krótki czas przebywania (kilka sekund) gazu w układzie reakcyjnym pozwala na osiągnięcie dużej wydajności, ale jednocześnie wymaga rozdrobnienia podawanego paliwa do wielkości ziarna poniżej 0,1 mm. Reaktory dysper-

syjne są bardzo elastyczne pod względem zmian właściwości stosowanych paliw, co daje możliwość stosowania zarówno paliw stałych jak i płynnych. Wysoka temperatura rdzenia płomienia zgazowującego, przekraczająca temperaturę płynięcia popiołu zapewnia wysoki stopień konwersji węgla i brak zanieczyszczeń smolistych w wytwarzanym gazie.

■ Stan rozwoju komercyjnych technologii zgazowania

Przegląd światowego stanu rozwoju technologii zgazowania przeprowadzo-



Rys. 2. Sumaryczna wydajność reaktorów zgazowania węgla w zależności od wytwarzanego produktu (1- produkty chemiczne, 2- paliwa ciekłe, 3- energetyka, 4- paliwa gazowe)

ny w 2016 r. przez Higmana⁹ pokazuje, że na świecie działa kilkaset jednostek wytwórczych gazu stosowanego do syntezy chemicznej o łącznej mocy ponad 60 GWth (moc cieplna w produkowanym gazie). Biorąc pod uwagę inne zastosowania oznacza to, że w okresie 1980-2015 zanotowano prawie czterestokrotny przyrost światowej produkcji gazu pozyskiwanego na tej drodze (z około 20 do 280 GW). W kierunku wytwarzania energii elektrycznej eksploatuje się obecnie jedynie 11 GWth gazu, co stanowi niewielką część całości zgazowywanych paliw (rys. 2.).

■ Układy gazowo-parowe skojarzone ze zgazowaniem węgla

Koncepcja zintegrowanego układu gazowo-parowego (IGCC) polega

na zgazowaniu węgla do średniokalorycznego paliwa gazowego (ok. 10 GJ/m³), które po oczyszczeniu spalane jest w turbinie gazowej. Ciepło odpadowych spalin wykorzystywane jest do generacji pary napędzającej turbinę parową. Najważniejsze elementy tego układu to układ separacji powietrza (ASU - *Air Separation Unit*), generator gazu, instalacja schładzania i oczyszczania gazu, turbina gazowa i turbina parowa z kotłem odzysknicowym (HRSG - *Heat Recovery Steam Generator*). Produktami ubocznymi systemu IGCC są żużel oraz siarka lub kwas siarkowy.

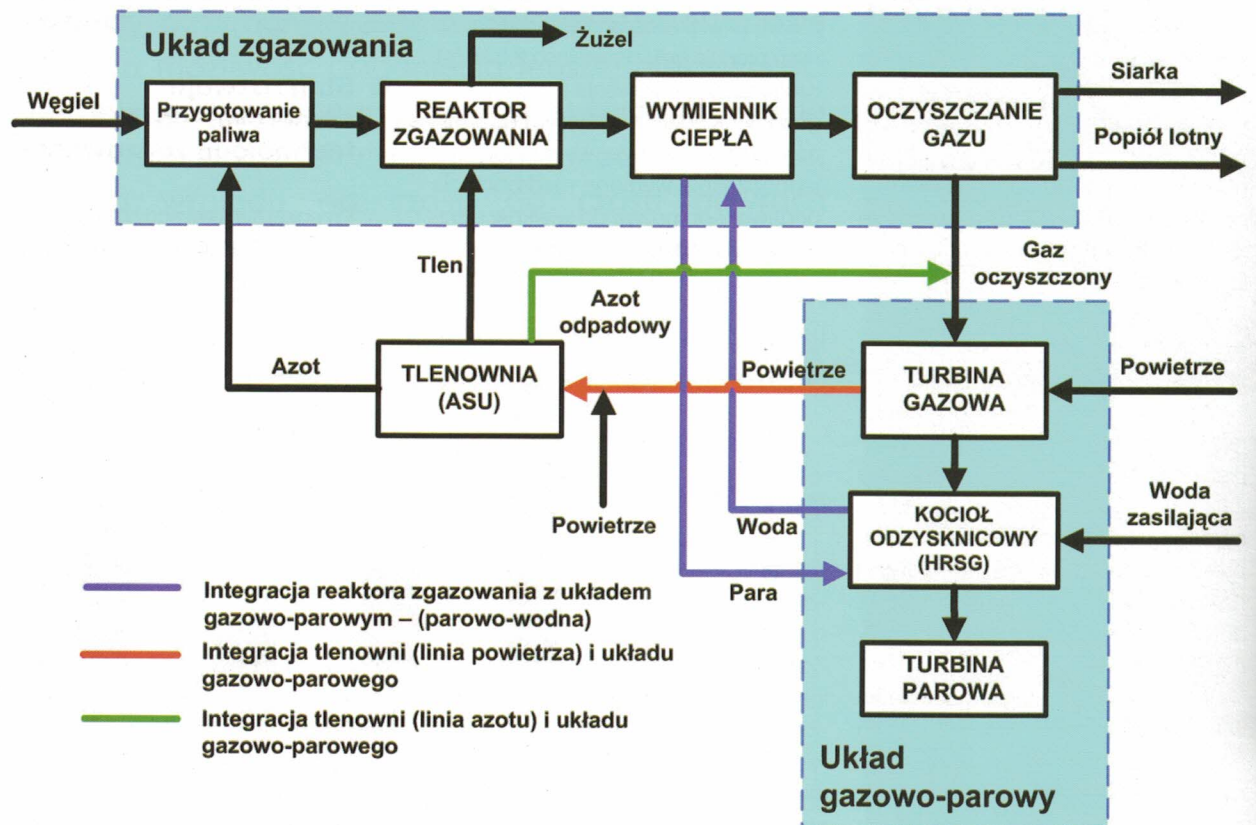
Do podstawowych zalet systemu IGCC należą:

- potencjalnie wysoka sprawność generacji energii elektrycznej,
- możliwość zgazowania pozostałości np. po rafinacji ropy z możliwością automatycznego przełączenia się na olej lub gaz ziemny,

- łatwiejsze usunięcie CO₂ przed procesem spalania gazu i zmniejszenie energetycznych kosztów tego procesu,
- niskie poziomy emisji niebezpiecznych składników gazowych i pyłu,
- zmniejszone zużycie wody o ok. 40% w porównaniu do bloku parowego,
- możliwość połączenia z ogniwem paliwowym wielkiej mocy i przekroczenie sprawności netto 50% wytwarzania elektryczności.

Istnieje wiele wariantów podstawowej konfiguracji układu IGCC związanych z integracją jej podstawowych komponentów. Do trzech podstawowych poziomów integracji należą:

- cieplna integracja układu zgazowania i układu gazowo-parowego (woda doprowadzana do generatora pary jest przegrzewana w kotle odzysknicowym - HRSG i kierowana



Rys. 3. Schemat układu IGCC wraz z opcjami integracji podstawowych elementów systemu

do układu zgazowania, gdzie produkowana jest para nasycona jako rezultat wymiany ciepła z surowym gazem procesowym. Para nasycona jest następnie przegrzewana w HRSG i rozprężana w układzie turbiny parowej) - jest to typowe rozwiązanie w układach obecnie eksploatowanych;

- integracja ASU (linia azotu) i układu gazowo-parowego (produkowany jako produkt uboczny w ASU azot jest sprężany i wykorzystywany do rozrzedzania gazu procesowego przed turbiną gazową dla obniżenia emisji NO_x i zwiększenia wydajności turbiny)
- integracja ASU (linia powietrza) i układu gazowo-parowego (powietrze doprowadzane do ASU jest częściowo lub całkowicie sprężane przy wykorzystaniu kompresora turbiny gazowej).

Typową konfigurację układu IGCC oraz możliwości integracji zasadniczych węzłów technologicznych przedstawia rys. 3.

W końcu XX w. uważano, że układy IGCC osiągną w perspektywie dwudziestu lat znacznie wyższą sprawność niż konwencjonalne układy produkcji energii elektrycznej z węgla. Tak się niestety nie stało i rozwój układów zatrzymał się na skali 250 MW, a jak wiadomo

klasa 1000 MW dominuje w energetyce konwencjonalnej, przy czym sprawność brutto bloków nadkrytycznych jest bliska 50%, obecnie nieosiągalna przez układy IGCC. Należy podkreślić, że w przypadku technologii IGCC istnieje ogromny potencjał rozwojowy związany z możliwością poprawy sprawności, a wynikający m.in. z rozwoju technologii zgazowania, turbin gazowych i ogniw paliwowych zasilanych gazem procesowym. Przewiduje się, że do 2040 r. sprawności układów zgazowania zintegrowanych z ogniwami paliwowymi może osiągnąć poziom 60%.

Istotną zaletą układów IGCC są niskie poziomy emisji substancji szkodliwych do środowiska wynikające z możliwości usuwania substancji szkodliwych z gazu przed procesem spalania. Mniejsze strumienie gazu (wyższe koncentracje zanieczyszczeń) oraz wyższe ciśnienia niż w przypadku układów konwencjonalnych pozwalają na uzyskanie wysokich efektywności procesowych usuwania zanieczyszczeń przy relatywnie niskich kosztach operacyjnych.

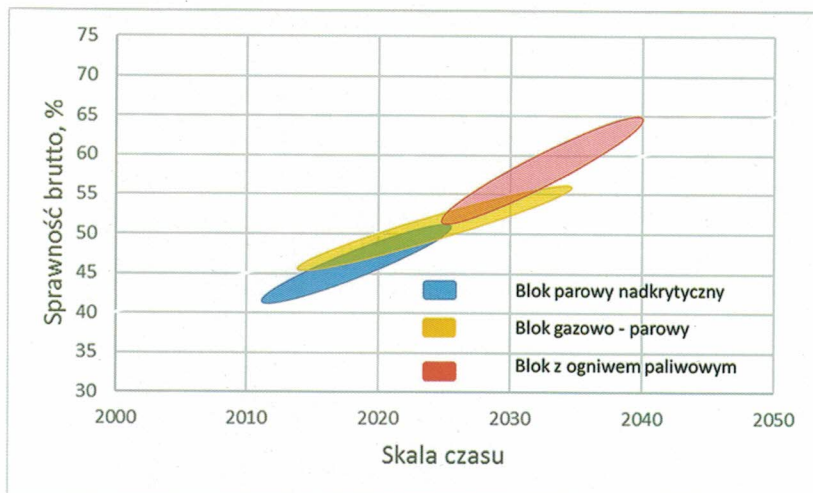
W połowie lat 90. XX w. uruchomiono 5 instalacji demonstracyjnych produkujących energię w skojarzeniu ze zgazowaniem węgla, w następujących elektrowniach: Demkolec (Buggenum, Holandia) - 252 MW, Tempa Electric (Floryda, USA) - 250 MW, Wabash Ri-

ver (Indiana, USA) - 252 MW, Puertollano (Hiszpania) - 300 MW, Pinon Pine (Nevada, USA) - 100 MW. Zastosowane w nich nowoczesne reaktory należą do największych stosowanych jednostek węglowych i oparte są o technologie generacji gazu następujących firm:

- Shell (Buggenum), reaktor dyspersyjny,
- Prenflo - Thyssen Krupp (Puertollano), reaktor dyspersyjny,
- E-Gas/Destec (Wabash River), reaktor dyspersyjny,
- Texaco-GE (Tampa Electric), reaktor dyspersyjny,
- KRW (Pinon Pine), reaktor fluidalny.

Cztery z nich, tj. Demkolec (Buggenum, Holandia), Tempa Electric (Floryda, USA), Wabash River (Indiana, USA) i Puertollano (Hiszpania) po okresie demonstracyjnym zaczęły być eksploatowane komercyjnie. Jedynie projekt Pinon Pine zakończył się technicznym niepowodzeniem i po okresie eksploatacji w skali pilotowej został przerwany. Elektrownie w Buggenum i Puertollano zatrzymano jednak w latach 2010-2014 z powodów ekonomicznych. Największy w świecie projekt energetyczny prowadzi się obecnie w USA, znany jako Kemper Plant (582 MW) i mimo poważnego dofinansowania rządowego nie widać końca jego budowy¹⁰. W ostatnich latach największego postępu technologicznego dokonał Siemens budując kilkadziesiąt reaktorów zgazowania w Chinach¹¹. Niestety problemy finansowe oraz zmiana polityki centrali tej firmy spowodowały, że biuro inżynierskie zgazowania (Freiberg - Niemcy) podlega obecnie sprzedaży.

W fazie wdrożenia jest kilka technologii japońskich: Tigar^{12,13}, MHI charakteryzujący się zgazowaniem powietrznym¹⁴ oraz EAGLE¹⁵. Technologie te znajdują się jednak dopiero w fazie rozwoju. Według NEDO (japońskie ministerstwo rozwoju technologicznego) zgazowanie jest najbardziej obiecującą technologią przyszłościową (rys. 4.)¹⁶ i z tego powodu znajduje się na czele



Rys. 4. Prognoza rozwoju technologii energetycznych

innowacyjnych technologii węglowych wspieranych w programach rządu japońskiego.

W Chinach, z uwagi na liczbę zastosowanych rozwiązań i wdrożonych licencji, biura inżynierskie oraz zespoły uniwersyteckie pozyskały unikatową wiedzę w zakresie projektowania oraz eksploatacji układów zgazowania, co pozwoliło rozwinąć własną technologię ECUST¹⁷, która w coraz większej liczbie wprowadzana jest do aplikacji przemysłowej.

Bardzo interesującą opcją jest możliwość zgazowania niskojakościowych węgla, w tym mułów węglowych, przy wykorzystaniu dostępnych technologii SES¹⁸ i HTW¹⁹. W tym przypadku otrzymany gaz procesowy może zasilać bezpośrednio kocioł opalany węglem, zwiększając jego elastyczność operacyjną. Technologie te mają swój początek w USA i Niemczech.

■ Efektywność układów energetycznych z usuwaniem CO₂

W zastosowaniu technologii zgazowania dla potrzeb energetycznych sprzyjać może w przyszłości wymuszenie usuwania CO₂ i jego sekwestracji. W tym przypadku, z uwagi na możliwość usuwania CO₂ przed spalaniem gazu (znacznie mniejszy strumień niż spalin kotlewych), koszt usuwania jest mniejszy. Porównawcza analiza wskazuje²⁰, że w przypadku wydzielenia CO₂ (CCS) technologie IGCC charakteryzują się znacznie wyższymi sprawnościami (o 5-7 p.p. w zależności od opcji technologicznej) oraz niższymi kosztami inwestycyjnymi, a w efekcie niższymi kosztami wytworzenia energii niż układy oparte o spalanie węgla. Średnie względne nakłady inwestycyjne dla opcji IGCC z opcją CCS wynoszą wg jednych źródeł 2530 \$/kW, a wg innych aż 4000 \$/kW, ale prognozuje się, że są niższe niż średnia wartość w przypadku bloków współpracujących z kółkami pyłowymi. Spowodowane jest to znacznie korzystniejszymi warunkami

procesowymi separacji CO₂ w przypadku zgazowania wynikającymi z faktu wydzielenia CO₂, z mniejszych strumieni gazu przy porównywalnych mocach energetycznych.

■ Podsumowanie

Główną siłą napędową rozwoju nowych technologii węglowych, oprócz konieczności podniesienia efektywności konwersji paliw, są stale zaostrzane wymogi ekologiczne stawiane przed producentami energii, w tym szczególnie potrzeba radykalnego obniżenia emisji CO₂. W przypadku nie stosowania wychwytu CO₂ obecny stan rozwoju technologii spalania pyłowego przy warunkach nadkrytycznych pary pozwala na osiągnięcie wyższych sprawności niż z układami zintegrowanymi ze zgazowaniem węgla, dodatkowo przy niższych kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Inaczej sytuacja kształtuje się w przypadku usuwania CO₂. Zgazowanie oferuje znacznie korzystniejsze termodynamiczne warunki procesowe wynikające z faktu wydzielenia CO₂, z mniejszych strumieni gazu

przy tych samych mocach energetycznych, co w konsekwencji wpływa na lepsze parametry procesowo-ekonomiczne układu IGCC w stosunku do tradycyjnych bloków energetycznych opartych o spalanie węgla.

Atrakcyjną opcją może być zastosowanie zgazowania w układzie hybrydowym do utylizacji mułów, co pozwala na zwiększenie elastyczności bloków węglowych, w szczególności klasy 200 MW.

Istotną zaletą technologii zgazowania węgla jest możliwość zastosowania jej w tzw. układach poligeneracyjnych wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i produkty chemiczne, w tym paliwa gazowe i płynne. Takie rozwiązanie posiada wiele zalet, do których należą m.in. wysoka sprawność konwersji paliwa oraz wysoka elastyczność i efektywność ekonomiczna. Zastosowanie tego typu rozwiązania jest ekonomicznie uzasadnione jedynie w przypadku lokalizacji, w obrębie istniejącej infrastruktury przemysłowej, najlepiej w zakładzie o profilu chemicznym. □

- 1) http://energetyka.wnp.pl/co-przed-polska-energetyka-magazynowanie-energii-zgazowanie-wegla-negawaty,271746_1_0_1.html
- 2) http://energetyka.wnp.pl/czy-pge-i-enea-zdecyduja-sie-na-zgazowanie-wegla,280983_1_0_0.html
- 3) http://energetyka.wnp.pl/zgazowanie-wegla-w-duzej-skali-w-polsce-jest-realne,252288_1_0_0.html
- 4) A. J. Minchener; Coal gasification for advanced power generation, Fuel 84 (2005) 2222-2235.
- 5) A. G. Collet; Matching gasification technologies to coal properties, International
- 6) Journal of Coal Geology 65 (2006), 191-212.
- 7) T.Chmielnik, M.Ściężko.: Zgazowanie węgla - stan rozwoju technologicznego, [w:]Borowiecki T., Kijeński J., Machnikowski J., Ściężko M.: czysta energia, produkty chemiczne i paliwa z węgla - ocena potencjału rozwojowego. IChPW, Zabrze 2008
- 8) GasificationWorld Database2007- Current Industry Status, Robust Growth Forecast, Department of Energy USA, National Energy Technology Laboratory, dostępny w: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/database/database.html
- 9) Gasification Database (9/2007) DOE, NETL, dostępny w: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/database/database.html
- 10) <http://www.gasification-syngas.org/resources/the-gasification-industry/>
- 11) <http://kemperproject.org/>
- 12) http://www.gasification-syngas.org/uploads/eventLibrary/2014_2_1_Siemens_Harry_Morehead.pdf
- 13) https://www.ihl.co.jp/var/ezwebin_site/storage/original/application/fae45aac0eb82bef2ca20cf8cc2cb0f0.pdf
- 14) <http://www.nedo.go.jp/content/100580336.pdf>
- 15) <http://www.nedo.go.jp/content/100580336.pdf>
- 16) http://www.jcoal.or.jp/eng/cctin/japan/2_2B3.pdf
- 17) <http://www.nedo.go.jp/content/100580321.pdf>
- 18) http://tu-freiberg.de/sites/default/files/media/professur-fuer-energieverfahrenstechnik-und-thermische-rueckstandsbehandlung-16460/publikationen/2015_10-2.pdf
- 19) <http://www.gasification-syngas.org/uploads/eventLibrary/GTC-2012-2-2.pdf>
- 20) <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/coal/energy%20systems/gasification/gasifiedia/16RADTKE.pdf>
- 21) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants; Final Report: Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity; DOE/NETL-2007/1281; August 2007