

Krzysztof DRESZER*, Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY*

Obniżenie emisji CO₂ z sektora energetycznego – możliwe ścieżki wyboru technologii

STRESZCZENIE. W aspekcie obecnej polityki UE w zakresie obniżenia emisji gazów cieplarnianych, w tym głównie ditlenku węgla, znajomość dostępnych dla tego celu metod/technologii wydaje się być tematem bardzo ważnym, szczególnie dla polskiej energetyki opartej na węglu. W artykule dokonano analizy dostępnych technologii usuwania CO₂ ze strumieni gazowych, ze szczególnym uwzględnieniem gazów spalinowych z elektrowni. Dokonano charakterystyki tych metod oraz dokonano głębszej analizy technologii usuwania CO₂ (tzw. *post-combustion*) opartych na myciu aminowym. Przedstawiono możliwe problemy związane z dostosowaniem instalacji wydzielania ditlenku węgla ze spalin – CCS do istniejących obiektów elektroenergetycznych, wynikające głównie z zapotrzebowania instalacji na media energetyczne konieczne dla prowadzenia ciągłej pracy w cyklu absorpcji i desorpcji wydzielanego CO₂.

SŁOWA KLUCZOWE: emisja CO₂, usuwanie CO₂, CCS – *Carbon Capture and Storage*, monoetanolamina-MEA

Wprowadzenie

Pozyskiwanie i wykorzystanie nośników energii pierwotnej jest przyczyną znacznych obciążeń środowiska naturalnego i – jak się szacuje – odpowiada za 80% emisji gazów

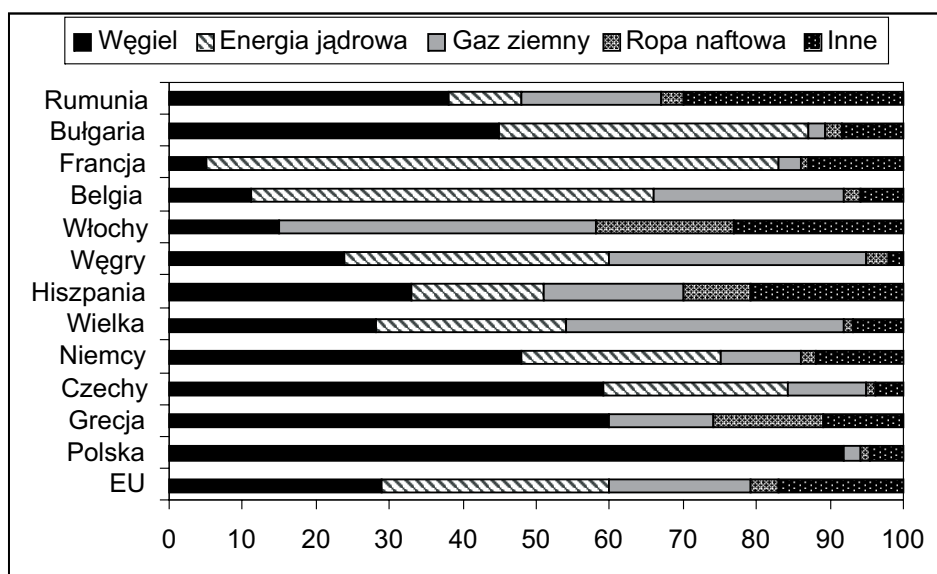
Dr inż. – Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze.

cieplarnianych w krajach UE. Sumaryczna światowa emisja ditlenku węgla w 2005 roku wyniosła 27 gigaton [1]. Emisje głównych gazów cieplarnianych w energetyce są łatwe do zmierzenia i do regulacji, bowiem emisja CO₂ jest bezpośrednio proporcjonalna do ilości spalanej paliwa. Świadomość negatywnego oddziaływania na środowisko sprawiła, że jednym z ważniejszych priorytetów polityki energetycznej UE jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z procesów wytwarzania energii. Przedsięwzięcia mające na celu redukcję emisji CO₂ obejmują wzrost sprawności energetycznej wytwarzania energii, wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz handel emisjami CO₂.

Uwzględniając dotychczasowy rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych, raczej mało prawdopodobna jest produkcja „czystej” energii w skali, która pokryłaby rosnące zapotrzebowanie rozwijającej się gospodarki światowej.

Przy konieczności zwiększenia produkcji dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na nośniki energii bezpośredniej jedynym środkiem umożliwiającym dostosowanie do wymagań konwencji klimatycznych będzie stosowanie czystych technologii węglowych oraz usuwanie i składowanie CO₂, pochodzącego ze spalania paliw kopalnych [2, 3, 4]. Należy jednak zdawać sobie sprawę, że osiągnięcie celu, jakim jest obniżenie emisji CO₂ z sektora energetycznego wiąże się z określonymi skutkami ekonomicznymi, przede wszystkim ze wzrostem kosztów wytwarzania energii.

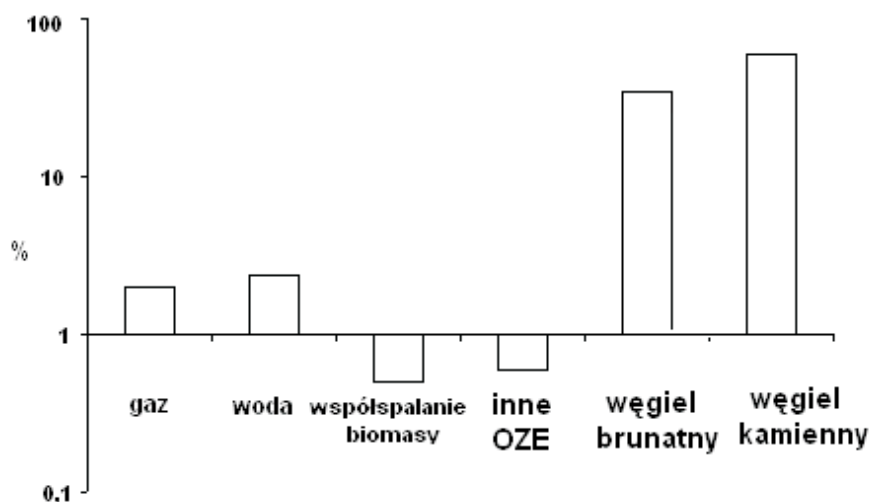
W wielu krajach produkuje się obecnie energię elektryczną z węgla z powodu lokalnej dostępności tego paliwa oraz jego relatywnie stabilnej ceny. Na rysunku 1 przedstawiono aktualny udział poszczególnych nośników energii w jej produkcji w krajach UE [2]. Polska zajmuje czołowe miejsce jako producent węgla wśród krajów europejskich. W Polsce ponad 90% energii elektrycznej pochodzi właśnie z elektrowni węglowych, przy czym



Rys. 1. Udział poszczególnych nośników w produkcji energii w krajach Unii Europejskiej

Fig. 1. Share of various power sources in EU Member States

w ogólnym bilansie produkcji energii elektrycznej 55% opartych jest na węglu kamiennym a około 40% na węglu brunatnym (rys. 2). Wskaźniki emisji CO₂ w roku 2005 do zastosowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2008 wynosiły odpowiednio 94,85 kg/GJ dla węgla kamiennego oraz 107,83 kg/GJ dla węgla brunatnego.

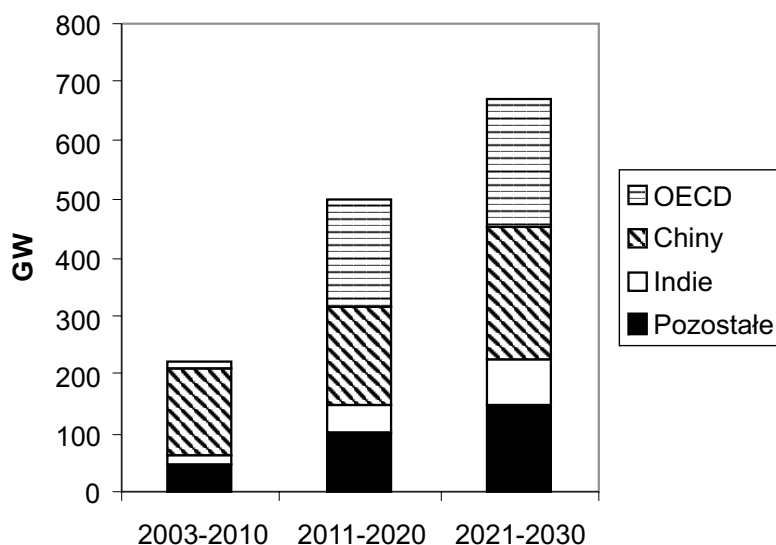


Rys. 2. Struktura zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej w Polsce – 2005 rok [5]

Fig. 2. Structure of fuel consumption for electricity production in Poland – 2005 year [5]

Zgodnie z dostępnymi analizami wzrost zapotrzebowania na energię związany z rozwojem gospodarczym jest niezaprzeczalny. Trudno jednak określić dokładnie o ile wzrośnie zapotrzebowanie i w jaki sposób zostanie zaspokojone. Szacuje się, że do roku 2030 globalne zapotrzebowanie na energię będzie wzrastać od 2–3% rocznie [6, 7, 8]. Szacunki IEA dla sektora energetycznego zakładają konieczność budowy około 4500 GW do roku 2030 [6]. Szacuje się, że elektrownie węglowe stanowiąc będą około 40% tej wartości, przy czym 70% tych obiektów usytuowanych będzie w Azji. Dla Uni Europejskiej szacuje się potrzebę zainstalowania mocy wielkości od 500–700 GW (wartość ta zawiera również odtworzenie zużytych mocy) do roku 2030 [8, 9, 10] Krajowa elektroenergetyka w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w najbliższych latach, wymagałaby stałego, corocznego oddawania do eksploatacji 0,8–1 GW mocy zainstalowanej [5]. Na rysunku 3 przedstawiono szacunkowy przyrost energii produkowanej z węgla na świecie w latach 2003–2030 [11].

Od 1 stycznia 2005 r. europejskie firmy z sektorów wymienionych w Dyrektywie 2003/87/EC muszą ograniczać swoje emisje gazów cieplarnianych do przyznaných limitów w latach 2005–2007 oraz 2008–2012. Jest to dodatkowy czynnik motywujący polski sektor energetyczny do redukcji emisji CO₂. Aktualnie rozpoczął się drugi okres rozliczeniowy 2008–2012, w którym Komisja Europejska zredukowała Polsce liczbę uprawnień do emisji CO₂ z wnioskowanych 284,6 mln ton do 208,5 mln ton. Dla energetyki oznacza to obniżenie



Rys. 3. Przyrost produkcji energii w oparciu o nowe elektrownie węglowe

Fig. 3. Increase of energy generation from new coal power plants

limitów emisji o 15%. Zgodnie z unijnym systemem przedsiębiorstwa, które wyczerpały swój limit będą zmuszone dokupić dodatkowe uprawnienia na rynku albo zmienić technologię na bardziej przyjazną środowisku – emitującą mniejsze ilości ditlenku węgla. Za emisję powyżej przyznanego limitu przewidziane są kary w wysokości 100 euro za tonę CO₂. Zgodnie z danymi literaturowymi sumaryczne koszty usunięcia, transportu i składowania tony CO₂ w instalacji CCS wahają się w granicach od 40–90 \$ [12].

W rezultacie wprowadzenia tego systemu elektrownie opalane paliwami kopalnymi, (czyli węglem, gazem ziemnym i olejem opałowym) będą zmuszone do uwzględniania kosztów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cenie produkowanej energii elektrycznej. Polski sektor energetyczny oparty głównie na węglu stoi zatem przed ogromnym wyzwaniem, jakim jest redukcja emisji CO₂. Sprawa obniżenia emisji CO₂ jest tym bardziej ważna, że w trzecim okresie rozliczeniowym (2013–2020) elektrownie będą musiały zakupić prawa do emisji w systemie aukcyjnym [13].

Posiadanie wiedzy na temat możliwych do zastosowania w polskiej energetyce technologii usuwania CO₂ jest więc zagadnieniem bardzo istotnym.

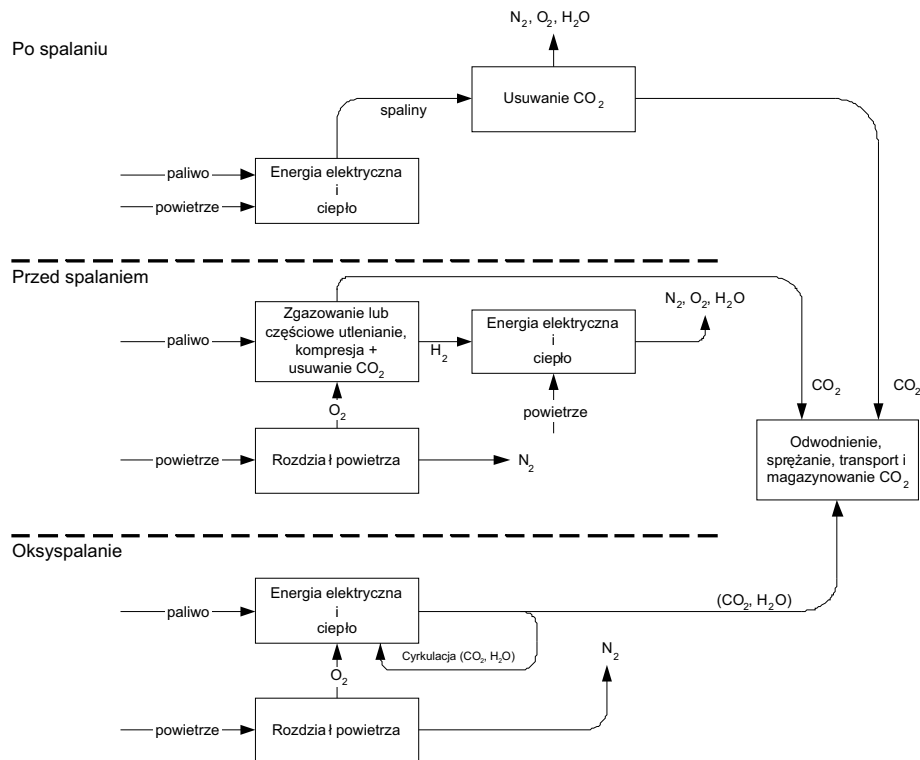
Analizując politykę unijną i projekty dyrektyw można stwierdzić, iż istnieje duże prawdopodobieństwo, że po roku 2020 nie będą wydawane zezwolenia na budowę bloków energetycznych bez instalacji usuwania CO₂ (tzw. CCS – *Carbon Capture and Storage*), a przynajmniej tzw. CCS ready.

Stąd najważniejszym aspektem przyszłych prac będzie dostosowanie instalacji CCS do układów technologicznych krajowej elektroenergetyki.

1. Usuwanie CO₂ ze strumieni gazowych

Analizując dostępne warianty technologiczne usuwania ditlenku węgla ze strumieni gazowych, możemy dokonać ich podziału na trzy podstawowe grupy (rys. 4):

- ✧ usuwanie przed spalaniem, tzw. *pre-combustion*,
- ✧ usuwanie po spalaniu, tzw. *post-combustion*,
- ✧ spalanie tlenowe, tzw. *oxy-fuel combustion*.



Rys. 4. Opcje technologiczne usuwania CO₂

Fig. 4. Overview of CO₂ capture processes and systems

Zgodnie z tym podziałem, z procesem usuwania CO₂ przed spalaniem mamy do czynienia w przypadku zgazowania węgla. Uzyskany na drodze zgazowania gaz, poddany procesom oczyszczania i konwersji, stanowi paliwo gazowe (którego głównym składnikiem jest wodór), które może zostać wykorzystane do produkcji energii elektrycznej w układach IGCC (lub syntezy chemicznej). Po usunięciu CO₂ gaz o dużej koncentracji wodoru jest spalany w turbinie gazowej, a końcowe spaliny zawierają głównie parę wodną. W przypadku IGCC mamy do czynienia ze strumieniem gazu pod wysokim ciśnieniem, co pozwala na efektywne wykorzystanie zjawisk fizycznej absorpcji w procesach usuwania ditlenku węgla z gazu.

Pomimo że elektrownie typu IGCC są uważane za czyste i sprawne wytwórnice energii z węgla, nie znalazły one dotychczas powszechnego zastosowania w skali przemysłowej. Jedną z przyczyn są ciągle zbyt duże nakłady inwestycyjne w porównaniu z innymi technikami produkcji energii elektrycznej z węgla, związane przede wszystkim z separacją tlenu stosowanego do zgazowania [14]. Można więc wnioskować, że polska energetyka w najbliższych latach w dalszym ciągu opierać się będzie na sprawdzonych rozwiązaniach – konwencjonalnych technologiach spalania węgla.

Dla oceny negatywnego wpływu na środowisko stosowanych obecnie technologii wytwarzania energii elektrycznej można się posłużyć wskaźnikiem emisyjności obliczonym w oparciu o ocenę pełnego cyklu życia technologii (*life cycle assessment* – LCA) [15, 16], które przedstawiono w tabeli 1. Na decyzję o budowie nowych obiektów elektroenergetycznych będą miały zatem wpływ takie czynniki, jak dostępność danego nośnika energii, jego cena (jak również sytuacja polityczna w krajach będących dostawcami danego nośnika), aspekty ekologiczne – a raczej koszty dostosowania technologii do wymogów ochrony środowiska, i najważniejsze – koszty inwestycyjne i wytwarzania energii elektrycznej w danej technologii.

TABELA 1. Zestawienie wskaźników emisyjności LCE (*life cycle emission*)

TABLE 1. Indices of life cycle emission LCE

	LCE [g CO ₂ /kW·h]	
	bez instalacji CCS	z instalacją CCS
Klasyczna elektrownia (wartość odniesienia)	984	
Elektrownia na parametry nadkrytyczne	879	255
NGCC	488	200
IGCC	861	167
Energetyka jądrowa	66	

W procesie usuwania CO₂ ze spalin po spalaniu węgla mogą być stosowane technologie absorpcyjne, polegające na wykorzystaniu wodnego roztworu amin. Zaabsorbowany ditlenek węgla jest następnie desorbowany z roztworu aminowego i odwadniany, po czym sprężany i transportowany do miejsca magazynowania – instalacje CCS.

W procesie spalania w tlenie z recykulacją spalin paliwo jest spalane w mieszaninie tlenu i ditlenku węgla (recykl CO₂ ma za zadanie obniżenie temperatury w kotle i związanej z tym korozji kotła). Powstające spaliny zawierają głównie CO₂ oraz parę wodną, którą można wydzielić na drodze kondensacji. W wyniku tego otrzymuje się strumień gazu o bardzo dużej koncentracji CO₂, który po sprężeniu jest gotowy do transportu i magazynowania. Można stwierdzić, że jest to dodatkowy wariant usuwania CO₂ po spalaniu, który jest uważany za bardzo przyszłościowy w energetyce zero-emisyjnej. Aktualnie badania prowadzone są w niewielkiej skali – 30 MW (instalacja demonstracyjna w Niemczech). Podobnie jak w przypadku zgazowania, także tutaj wyzwaniem stanowi opracowanie tańszych i mniej energochłonnych metod separacji tlenu z powietrza.

Obecnie możliwe jest zastosowanie wszystkich wymienionych technologii usuwania CO₂ z wykorzystaniem komercyjnie dostępnych urządzeń, jednak po znacznych modyfikacjach i dostosowaniu. W większości przypadków jest konieczny znaczący wzrost skali urządzeń, zwiększenie dyspozycyjności eksploatacyjnej i zmniejszenie energochłonności. Należy uświadomić sobie skalę przerobu takiej instalacji usuwania CO₂ ze spalin przy elektrowni o mocy 500 MW_e emitującej blisko 9000 ton CO₂/dobę. Wielkość emisji zależna jest oczywiście od sprawności wytwarzania energii elektrycznej i składu chemicznego paliwa. Nie ma ściśle określonych reguł i wytycznych dotyczących maksymalnych czy też optymalnych wielkości pojedynczego ciągu takiej instalacji usuwania CO₂ – CCS.

Dla istniejących obiektów wytwarzania energii elektrycznej z paliw kopalnych w Polsce jak również tych, które powstaną w najbliższych latach, koniecznością staje się zastosowanie tzw. metod *post-combustion*.

2. Usuwanie CO₂ z gazów spalinowych

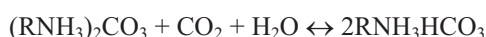
Technologie mające na celu odseparowanie CO₂ od innych produktów spalania zawartych w spalinach opierają się na procesach takich, jak absorpcja (fizyczna i chemiczna), adsorpcja, separacja kriogeniczna oraz membranowa. Wybór technologii separacji zależy od właściwości spalin – temperatury, ciśnienia, stężenia ditlenku węgla oraz wielkości strumienia, który dla elektrowni jest bardzo duży. Spaliny z elektrowni odprowadzane są do atmosfery przy bardzo małym ciśnieniu, bliskim atmosferycznemu. Dla elektrowni węglowych z kotłami pyłowymi stężenie CO₂ w spalinach wynosi około 15% obj. (suche spaliny). Sorbenty, stosowane zazwyczaj w komercyjnych instalacjach chemicznych, obejmują zimny metanol, glikol polietylenowy, węglan propylenowy tlenku wapnia, wodorotlenek sodu oraz wodorotlenek potasu. Nadają się one jednak do zastosowań przy wyższych ciśnieniach od ciśnienia spalin opuszczających bezpośrednio elektrownię (na kominie elektrowni). Do adsorpcji CO₂ ze spalin mogą być wykorzystywane substancje o dużej powierzchni aktywnej, jak zeolity oraz węgiel aktywowany. Adsorbent jest regenerowany bądź poprzez wzrost temperatury (tzw. TSA), bądź poprzez obniżenie ciśnienia (tzw. PSA). Jednakże metody adsorpcji nie mają jeszcze zastosowania dla instalacji wielkoskalowych, ich wydajność oraz selektywności względem CO₂ nie są duże, dla ich regeneracji potrzeba natomiast dużo energii.

Proces chemicznej absorpcji z wykorzystaniem reaktywnego ciekłego absorbenta jest technologią, która wydaje się obecnie najbardziej opłacalna i odpowiednia dla usuwania CO₂ ze spalin z elektrowni. Obecnie jedynie komercyjnie dostępne i wystarczająco aktywne absorbenty chemiczne do separacji CO₂ o małym stężeniu ze spalin, to wodne roztwory alkanoloamin [17, 18]. Na skutek prac prowadzonych nad doskonaleniem absorbentów aminowych wprowadzono na rynek nowe zmodyfikowane absorbenty oparte na tzw. *sterically hindered* aminach, które wykazują większą odporność na zanieczyszczenia w gazie oraz – najważniejsze – charakteryzują się mniejszym zapotrzebowaniem na ciepło potrzebne do regeneracji roztworu (desorpcja CO₂).

W literaturze można znaleźć informacje dotyczące różnych stosowanych absorbentów aminowych np.: monoetanolaminy – MEA, dietanolaminy – DEA, diglikoloaminy – DGA, metyldietanolaminy – MDEA oraz ich kombinacji. Stosowane w procesach absorpcji gazów kwaśnych aminy posiadają przynajmniej jedną grupę hydroksylową i jedną grupę aminową. Ogólnie można powiedzieć, że grupa hydroksylowa redukuje prężność par i zwiększa rozpuszczalność w wodzie, podczas gdy grupa aminowa odpowiada za wymaganą w procesie absorpcji gazów kwaśnych zasadowość roztworu [19].

Do najczęściej stosowanych amin należą MEA oraz MDEA (ta ostatnia ze względu na możliwość selektywnej absorpcji H₂S w obecności CO₂). Roztwór MEA wykazuje najwyższą zasadowość spośród wymienionych amin. MEA charakteryzuje się też wysoką reaktywnością, stabilnością, możliwością regeneracji (reclaiming), i co ważniejsze – niską ceną.

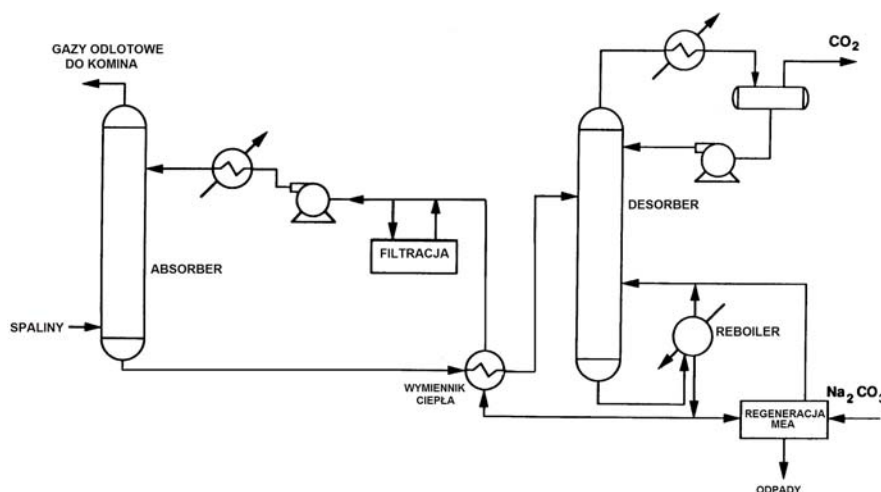
Podstawowe reakcje zachodzące w trakcie absorpcji chemicznej CO₂ pierwszorzędowej MEA można opisać wzorami [19]:



MEA ma jednak pewne wady. Główna to wysokie ciepło absorpcji, które oznacza potrzebę dostarczenia odpowiedniej energii do rozerwania kompleksu z CO₂ w procesie desorpcji, druga to wysoka prężność par oraz fakt, że MEA ulega procesom degradacji na drodze reakcji z SO_x i NO_x. Zalecane bezpieczne stężenie np. SO₂ nie powinno przekraczać 10 ppm, co stanowi dodatkowe wyzwanie, ponieważ obowiązujące limity emisji SO₂ w spalinach znacząco odbiegają od tej wartości (200 ppm). Zagadnienie to stanowi kolejny element optymalizacji i dostosowania technologii usuwania CO₂ do istniejących układów energetycznych.

W procesie separacji ditlenku węgla wykorzystywane są wodne roztwory amin dla uniknięcia nadmiernej korozji elementów instalacji. MEA tworzy silnie korozyjne środowisko, co ogranicza jej stężenie w roztworze do maksymalnie 30%. Jednocześnie woda jest czynnikiem, który stawia dodatkowe wymagania w zakresie wydajności instalacji i zużycia energii. Dlatego wzrost stężenia amin wraz z zastosowaniem inhibitorów korozji czy też stosowanie złożonych amin stanowią podstawowe elementy licencji procesowych. Japońskie firmy Kansai Electric Power Company oraz Mitsubishi Heavy Industries opracowały specjalne aminy („*sterically hindered*” – najbardziej znane z nich to KS-1 oraz KS-2). Mają tę zaletę, że mogą cyrkulować w obiegu wolniej wskutek możliwości separacji większej ilości CO₂ w jednym cyklu. Mają też niższą temperaturę regeneracji, jak również wykazują mniejsze ciepło absorpcji. Ponadto aminy te nie są korozyjne dla stali węglowych w temperaturze 130°C w obecności tlenu. Koszt takich absorbentów jest jednak bardzo wysoki i przekracza kilkukrotnie koszt MEA.

Układ procesowy instalacji usuwania ditlenku węgla składa się z dwóch zasadniczych części: absorbera, w którym CO₂ jest usuwany ze spalin oraz regeneratora, w którym jest desorbowany CO₂ o dużym stężeniu i odzyskiwany roztwór absorbujący (rys. 5). Przed separacją CO₂ spaliny są zazwyczaj schładzane do temperatury około 50°C, a następnie są usuwane z nich cząstki pyłu, które mogą potem być przyczyną problemów eksploatacyjnych, oraz inne zanieczyszczenia (SO_x, NO_x, HCl, Hg), które z kolei ulegając nieodwracalnym reakcjom z aminą stanowią przyczynę strat kosztownego sorbenta. Kluczową wadą systemu separacji za pomocą amin jest duża ilość ciepła wymagana do regeneracji roztworu absorbenta. Procesy absorpcji, aktywne przy niskich ciśnieniach cząstkowych gazów, charakteryzują się dużymi wartościami ciepła reakcji, co skutkuje dużym zużyciem ciepła na regenerację. Optymalizacji projektowej wymagają: minimalizacja energii regeneracji poprzez dobór absorbenta lub mieszanki absorbentów o małej energii regeneracji, zastosowanie niskopotencjalnego ciepła jako źródła energii regeneracji. Roztwory absorbentów na bazie aminy MEA wymagają energii regeneracji na poziomie 3–4 GJ/tonę CO₂.



Rys. 5. Schemat instalacji usuwania CO₂ opartej na chemicznej absorpcji

Fig. 5. Process flow diagram of a typical chemical absorption of CO₂ system

Prawie 80% potrzebnej energii zużywane jest właśnie w procesie regeneracji. Normalny poziom temperatury podczas regeneracji wynosi ok. 120°C. Energia cieplna do tego procesu w instalacji CCS zintegrowanej z elektrownią pochodzi z obiegu parowego elektrowni, zatem zmniejsza znacząco jego sprawność netto. Dla wszystkich technologii usuwania CO₂ niezbędna jest ponadto energia elektryczna do sprężania usuniętego CO₂ do parametrów ciśnienia, pozwalającego na jego dalszy transport do miejsca składowania.

Całkowita ilość energii potrzebnej do regeneracji stanowi sumę ciepła reakcji, ciepła potrzebnego do podgrzania roztworu absorbenta, ciepła parowania wody i ciepła parowania absorbenta. Ilość potrzebnego do regeneracji ciepła wynika z pojemności cieplnej absorbenta, a dodatkowo woda w roztworze z absorbentem musi ulec odparowaniu celem wytworzenia pary do kolumny desorpcyjnej. Zapotrzebowanie na energię zależy zatem od

zawartości wody w roztworze absorbenta; im większy udział wody, tym większe zapotrzebowanie energii. Odpowiednia ilość energii musi być dostarczona dla rozerwania kompleksu CO₂-absorbent utworzonego w trakcie absorpcji z reakcją chemiczną.

Obecnie pracujące w układach komercyjnych instalacje separacji CO₂ w połączeniu z obiektami energetycznymi są mniejsze, niż wymagałaby tego skala energetyki zawodowej, jednakże zbierane doświadczenia pozwolą w najbliższych latach przejść do skali w pełni przemysłowej. O zaangażowaniu ośrodków badawczych świadczy ogromna liczba projektów (powyżej 100) związanych z tematyką usuwania, transportu i składowania CO₂ prowadzonych na świecie.

Amerykańska firma energetyczna AES eksploatuje obecnie dwie instalacje absorpcji CO₂, zlokalizowane przy węglowych blokach energetycznych w elektrowni Shady Point Power w Oklahomie oraz elektrowni Warrior Run w stanie Maryland [18]. Instalacja absorpcji CO₂ w elektrowni Warrior Run była uruchomiona w 2000 roku, a w Shady Point została oddana do eksploatacji w roku 1991. Obie instalacje separacji CO₂ mają prawie identyczne wydajności. Instalacja w Shady Point została zlokalizowana przy bloku z dwoma kotłami fluidalnymi cyrkulacyjnymi, opalanymi węglem o ciepłe spalania 26,2 MJ/kg, zawartości popiołu 18% oraz siarki 2,7%, a moc bloku wynosi 320 MW_e. Instalacja do separacji CO₂ odbiera ditlenek węgla z części strumienia spalin, wykorzystując technologię wymywania CO₂ za pomocą roztworu aminy MEA. Spaliny są dodatkowo odsiarczone od stężenia 500 ppm do 2 ppm SO₂ przez zastosowanie skrubera z sodą kaustyczną. Wydajność instalacji wynosi 200 Mg CO₂/dobę, a ditlenek węgla ma jakość nadającą się do zastosowania w przemyśle spożywczym. Jedynie górna część absorbera jest wykonana ze stali nierdzewnej. W absorberze nadal są oryginalne wypełnienia, a cała instalacja ma dodatkowo system antypanowy, który nigdy nie był wykorzystany.

Oczywiście osobny aspekt stanowią zagadnienia związane z transportem i składowaniem usuniętego ditlenku węgla. Z literatury problemu wiadomo, że w Polsce istnieją potencjalne struktury geologiczne – naturalne zbiorniki zdolne do przyjęcia i zmagazynowania wydzielonego CO₂ [20]. Są to jednak zagadnienia nowe i wymagają szeregu badań i prac na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa procesu transportu i magazynowania CO₂.

Wnioski

Teoretycznie jest możliwe zastosowanie większości technologii usuwania CO₂ z wykorzystaniem komercyjnie dostępnych urządzeń. Wymagane jednak są prace nad powiększeniem skali tych instalacji, szczególnie w przypadku zastosowania metod *post-combustion*, zintegrowaniem obu układów tzn. instalacji CCS i bloku energetycznego oraz poprawą bezpieczeństwa systemów magazynowania ditlenku węgla. Ze względu na potrzebę dostarczenia ciepła do regeneracji oraz energii elektrycznej na potrzeby własne instalacji usuwania CO₂ z gazów spalinowych z elektrowni węglowych, integracja ich z blokiem energetycznym będzie skutkowałą spadkiem sprawności wytwarzania energii

elektrycznej od 8 do 13 punktów procentowych dla spalania węgla oraz 9–12% dla spalania gazu [14]. Z tego około 3 do 4% przy spalaniu węgla i 2 do 3% przy spalaniu gazu przypada na proces sprężania CO₂ do wymaganego ciśnienia, a reszta utraty sprawności przypada na sam proces usuwania CO₂. Koszty eksploatacyjne wynoszą około 10–50 EUR/MW·h. Jednakże różne opracowania podają bardzo zróżnicowane wielkości w tym zakresie. Koszty te znajdują odzwierciedlenie w cenach energii elektrycznej, jaką będą musieli ponieść odbiorcy (co stanowi główny problem w aspekcie społecznej akceptacji budowy instalacji CCS). Technologia usuwania CO₂ powinna być uwzględniona najlepiej już na etapie projektowania nowej elektrowni dla efektywnej optymalizacji całkowitej sprawności oraz osiągu elektrowni, ale może ona także być dodana do istniejącej elektrowni jako opcja jej modernizacji. W przypadku klasycznych elektrowni węglowych występuje konieczność zmiany konfiguracji turbiny parowej, tak aby zapewnić dostateczny upust średnioprężnej pary dla potrzeb instalacji CCS. Upust pary z turbiny oznacza w efekcie zmniejszenie produkcji energii elektrycznej i w efekcie obniża sprawność wytwarzania energii, a co za tym idzie – istnieje pewna wartość sprawności, przy której budowa instalacji CCS przestaje być zasadna. Najważniejszym problemem budowy instalacji CCS stanowi konieczność określenia miejsc składowania, do których transportowany będzie ditlenek węgla z elektrowni, bez których cała idea wyłapywania CO₂ traci sens.

Literatura

- [1] MARZEC A., 2007 – Globalne wyzwanie – jak chronić klimat i zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. *Polityka energetyczna* t. 10.
- [2] KAVOURRIDIS K., KOUKOZUS N., 2008 – Coal and Sustainable Energy Supply Challenges and Barriers. *Energy Policy* 36.
- [3] GIBBINS J., CHALMERS H., 2008 – Preparing for Global Rollout: A ‘Developed Country First’ Demonstration Programme for Rapid CCS Deployment, *Energy Policy* 36.
- [4] DUSEK D., 2007 – Węgiel tak, ale czysty. *Biuletyn Górniczy* 12.
- [5] ZUWAŁA J., 2008 – Potrzeby odtworzeniowe krajowej energetyki a wymagania energetyki „zero-emisyjnej”. *Karbo* 1.
- [6] FARLEY J.M., 2007 – Clean Coal Technologies for Power Generation. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers, Energy* 160.
- [7] SHAFIEE S., TOPAL E., 2008 – An Econometrics View of Worldwide Fossil Fuel Consumption and the Role of the USA. *Energy Policy* 36.
- [8] Fossil Fuel Power Generation within the European Research Area. Raport przygotowany przez PowerClean, D&D Thematic Network, 2003.
- [9] WERRING L., 2006 – European Policy for sustainable. *Future CHP: It’s The Future*, Londyn, listopad 2006.
- [10] OLSZOWSKI J., 2006 – Konwencjonalna Energetyka w UE. *Biuletyn Górniczy* 11.
- [11] SINGEL S., 2008 – CCS – an Uncomfortable but Necessary Option. *WWF International – European Policy Office*, Bruksela, styczeń 2008.
- [12] Clean Coal Technologies – Accelerating Commercial and Policy Drivers for Deployment Raport przygotowany przez Coal Industry Advisory Board i International Energy Agency.

- [13] SCHIFFER H., 2008 – Substytucja węgla przez gaz jest sprzeczna z zasadami i celem bezpieczeństwa energetycznego. Gigawat Energia 7.
- [14] BOROWIECKI T., KIJEŃSKI J., MACHNIKOWSKI J., ŚCIAŻKO M., 2008 – Czysta energia, produkty chemiczne i paliwa z węgla – ocena potencjału rozwojowego. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze.
- [15] ODEH N.A., COCKREILL T.T., 2008 – Life Cycle GHG Assessment of Fossil Fuel Power Plants with Carbon Capture and Storage. mEnergy Police 36.
- [16] SOVACOOB B.K., 2008 – Valuing the Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power: A Critical Survey Energy Policy 36.
- [17] CO₂ Capture and Storage. VGB Report on the State of the Art, 2004
- [18] Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants, raport DOE/NETL-401/20106, 2006.
- [19] Gas Purification – Chemical Engineering Series, A. L. Kohl, F.C. Riesenfeld McGraw-Hill Book Company, INC. 1960.
- [20] TARKOWSKI R., ULIASZ-MISIAK B., 2005 – Struktury geologiczne perspektywiczne do składowania CO₂ w Polsce. Polityka energetyczna t. 8.

Krzysztof DRESZER, Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY

Reduction of CO₂ emission in energy sector – feasible technology selection

Abstract

Monitoring of greenhouse gases is the most challenging environmental issue facing the world today. Capture and sequestration of CO₂ from fossil fuel power plants is gaining widespread interest as a potential method of greenhouse gas emission monitoring. A wide range of technologies currently exist for separation and capture of CO₂ from gas streams; the problem is that they have not been designed for power-plant-scale operations. The review covers the options of CO₂ separation from gas streams based on different physical and chemical processes including absorption, adsorption, membranes and cryogenics. This paper focused on wet scrubbing technology – in which chemical solvent reacts with CO₂ to remove it from flue gas. Chemical absorption for CO₂ separation currently represents the most “commercially ready” approach. To date all commercial CO₂ capture plants, such as those used to remove acid gases from natural gas streams, use processes based on chemical absorption with alkanolamines solvent – specially monoethanolamine (MEA) base solvent. The main utilities requirement in chemical absorption process is thermal energy (steam) and electricity. The energy requirement is the sum of the thermal energy needed to regenerate the solvent and electrical energy required especially by CO₂ compression process. The thermal energy for regeneration of sorbent can be achieved from steam cycle, but it lead to losses in power production of power plant.

Overall, the status of post-combustion technology is that all of the major components are commercially available, but often at a smaller scale and not integrated or optimised for application at large coal-fired power plants.

Postcombustion capture can be used in almost any power plant. In the same manner as in conventional power plants, flue gases are cleaned of nitrogen oxides (NO_x), sulphur oxides (SO_x), particles and other substances. The component technologies need to be adapted for CCS use, which involves up-scaling and cost reductions for capture technologies, and the integration of CCS system and power plant objects.

KEY WORDS: CO_2 emission, CO_2 removal, CCS – (Carbon Capture and Storage), monoethanolamine-MEA

