

MOŻLIWOŚCI OGRANICZANIA EMISJI DITLENKU WĘGLA ZE SPALIN ENERGETYCZNYCH

Józef KUROPKA

Politechnika Wroclawska, Instytut Inżynierii Ochrony Środowiska

e-mail: jozef.kuropka@pwr.wroc.pl

STRESZCZENIE

Przedstawiono stan prawny, zobowiązania międzynarodowe i możliwości technologiczne ograniczania emisji ditlenku węgla ze spalin energetycznych. Omówiono metody usuwania ditlenku węgla ze spalin oraz zwrócono uwagę na koszty związane z wprowadzeniem metody CCS (*CO₂ Capture and Storage*) do realizacji w energetyce krajowej i wpływ tej metody na wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej.

1. Wstęp

Polska gospodarka od dziesięcioleci opiera się na wykorzystaniu węgla, a wynika to z faktu posiadanych zasobów, zarówno węgla kamiennego, jak i brunatnego. Obecnie udział węgla jako paliwa do produkcji energii elektrycznej jest dominujący i wynosi około 90%, a w ciepłownictwie około 78%. W polityce energetycznej Polski do roku 2030 [1], przyjętej przez Radę Ministrów dnia 10 listopada 2009 r., w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju, nadal zakłada się wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla elektroenergetyki, a także jako podstawowego paliwa dla ciepłownictwa. Paliwo to jednak, w całym procesie od wydobycia, poprzez spalanie, do wykorzystania zawartej w nim energii, stwarza liczne problemy związane z wymogami ochrony środowiska.

Równocześnie w tej dziedzinie zastrzane są w Unii Europejskiej standardy [2], przyjmowane nowe przepisy i zobowiązania [3-5], także w ramach umów międzynarodowych, obligujące Polskę do podejmowania kolejnych wysiłków, mających na celu dochodzenie do zrównoważonej, niskoemisyjnej gospodarki. Są one, m.in. elementem postanowień Traktatu Akcesyjnego [6] oraz podstawą tzw. „pakietu klimatyczno-energetycznego” UE [7], który ma zmusić kraje UE do „zielonej rewolucji” w przemyśle i energetyce: odejścia od wysokoemisyjnego węgla na rzecz odnawialnych źródeł energii oraz oszczędzania energii.

Wyróżnić w nim można trzy zasadnicze obszary: handel emisjami, separacja i składowanie ditlenku węgla, wykorzystanie energii odnawialnej. Pakiet ten zwany „3x20” dotyczy ograniczenia do 2020 roku emisji CO₂ o 20%, zmniejszenia zużycia energii o 20% oraz wzrost zużycia energii z odnawialnych źródeł z obecnych 8,5% do 20%. Jego wdrożenie wymaga skoordynowanego wysiłku całej polskiej gospodarki, w szczególności olbrzymiego wysiłku naszej energetyki, która stanowi główne i najpoważniejsze źródło tych zanieczyszczeń (tabela 1). Znaczny udział w tej emisji ma również ciepłownictwo i transport [8].

Ditlenek węgla, emitowany do atmosfery m.in. w wyniku wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o spalanie paliw kopalnych, jest uznawany za najważniejszy gaz cieplarniany, odpowiedzialny za około 50% efektu cieplarnianego, dlatego poszukuje się metod mających na celu ograniczenie jego emisji do atmosfery.

Jednym z narzędzi kontroli emisji CO₂ jest handel emisjami, którego mechanizm zakłada, że każde źródło na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień

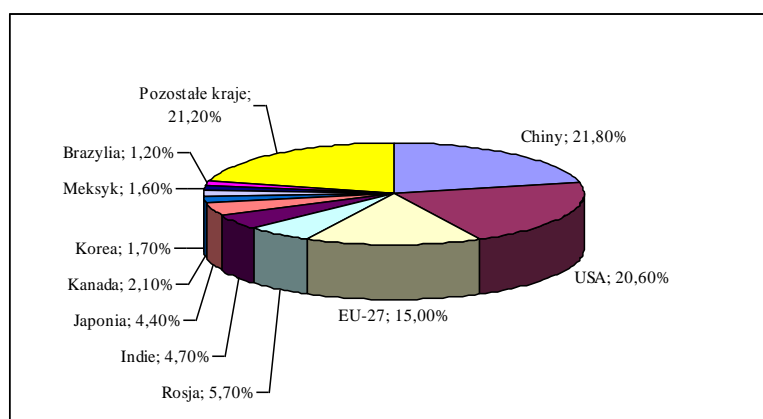
związane jest z opłatami karnymi. System handlu emisjami ma wymusić inwestowanie w najtańsze metody ograniczania emisji ditlenku węgla.

Ocenia się, że najdotkliwsze dla sektora elektroenergetycznego będzie zastąpienie krajowych planów rozdziału uprawnień do emisji przez system aukcyjny i wolne alokacje.

Tabela 1. Całkowita emisja głównych zanieczyszczeń powietrza [8]

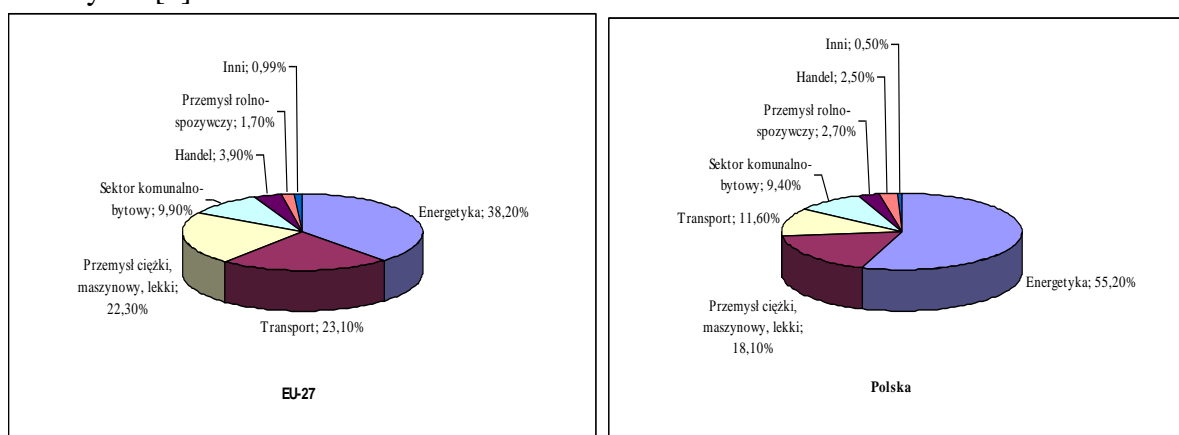
Zanieczyszczenia	2000	2005	2007	2009
	Gigagram/rok			
Ditlenek siarki	1511	1222	1216	861
Tlenki azotu (wyrażone w NO ₂)	838	811	860	820
Ditlenek węgla	320926	318164	328511	313722
Tlenek węgla	3463	2521	2553	2695
Niemetanowe lotne związki organiczne	905	867	879	917
Amoniak	323	326	289	273
Pyły	464	430	430	394

Udział wybranych krajów w światowej emisji ditlenku węgla w 2007 r. przedstawiono na rys.1 [9].



Rys. 1. Udział wybranych krajów w światowej emisji ditlenku węgla w 2007 r. [9]

Porównanie emisji ditlenku węgla z sektorów gospodarczych UE i Polski przedstawiono na rys. 2 [9].



Rys. 2. Porównanie emisji ditlenku węgla z sektorów gospodarczych 27 krajów EU i Polski w 2007 r. [9]

Z rys. 1 widać, że potentatem w światowej emisji CO₂ były Chiny i USA. Polska natomiast, w Europie, była w 2007 r. na 6. miejscu, przy stosunkowo niewielkim wykorzystaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (wiatrowej – 0,5 TWh, wodnej – 2,4 TWh, biomasy – 2,6 TWh) [9].

Z porównania emisji ditlenku węgla z sektorów gospodarczych 27 krajów EU i Polski w 2007 r. (rys. 2) widać, że w Polsce energetykę i ciepłownictwo cechowała wyższa, natomiast transport – niższa emisja CO₂, niż w UE. Emisja CO₂ z pozostałych sektorów była mniej więcej tego samego rzędu.

2. Technologie sekwestracji ditlenku węgla

Sekwestracja ditlenku węgla (*CCS-Carbon Dioxide Capture and Storage*), to proces technologiczny, polegający na separacji emitowanego do atmosfery przez instalacje przemysłowe ditlenku węgla, jego transporcie oraz trwałym zdeponowaniu (podziemne składowanie CO₂) w głębokich formacjach geologicznych, docelowo na setki i tysiące lat [4].

Metody ograniczania emisji ditlenku węgla przez jego separację ze spalin energetycznych można podzielić na następujące grupy [10-14]: przed procesem spalania (*pre-combustion*), po procesie spalania (*post-combustion*) oraz spalanie w atmosferze tlenowej (*oxy-fuel combustion*) lub z recyrkulacją spalin O₂/CO₂, a także spalanie w pętli chemicznej (*chemical looping combustion*).

W procesie separacji ditlenku węgla przed spalaniem paliwo jest częściowo utleniane i w wyniku tego procesu powstaje gaz syntezowy (tlenek węgla i wodór), tzw. syngaz, który jest przekształcany w ditlenek węgla i wodór. W rezultacie CO₂ jest łatwy do separacji ze strumienia gazu syntezowego, a wodór może być użyty jako paliwo w turbinie gazowej.

Separacja ditlenku węgla po procesie spalania polega na usuwaniu CO₂ ze spalin wychodzących z kotła lub turbiny gazowej. Komercyjnie najbardziej dostępna technologia separacji polega na absorpcji CO₂ w wodnym roztworze amin. CO₂ jest następnie desorbowany, osuszany, sprężany i transportowany do miejsca magazynowania.

W przypadku oxy-spalania paliwo jest spalane w mieszaninie tlenu i ditlenku węgla pochodzącego ze spalin w celu regulacji temperatury spalania. Powstające spaliny zawierają głównie CO₂ oraz parę wodną, która może być skondensowana, a otrzymany strumień gazu o bardzo dużym stężeniu CO₂ jest gotowy do transportu do miejsca składowania i magazynowania.

Spalanie w pętli chemicznej jest to proces spalania, w którym nie występuje bezpośredni kontakt paliwa z powietrzem. Utleniaczem w tym przypadku jest nośnik tlenu np. tlenki metalu, które przenoszą tlen z powietrza do paliwa. Główną zaletą tego procesu jest wysokie stężenie CO₂ w gazach opuszczających reaktor, gdyż spaliny pozbawione są azotu. Aby proces spalania w pętli chemicznej miał wysoką sprawność należy go zintegrować z układem parowo-gazowym [15].

Zastosowanie technologii CCS w nowoczesnej elektrowni konwencjonalnej pozwoli zredukować emisję CO₂ do atmosfery o około 80-90% [10]. W obecnych elektrowniach znajduje zastosowanie separacja ditlenku węgla po procesie spalania, natomiast w przypadku kombinowanych obiegów gazowo-parowych - separacja ditlenku węgla przed procesem spalania. Ponadto istnieje również możliwość przystosowania obecnych kotłów do spalania w atmosferze wzbogacanej tlenem [15]. Dokładne zestawienie i porównanie techniczno-ekonomiczne technologii CCS oraz metod mających zastosowanie do każdej z nich, a także problemy techniczne, które należy rozwiązać, przedstawił M. Kanniche i in. [16].

Problemem do rozwiązania pozostaje składowanie CO₂ na dużą skalę. Obecnie jako miejsca składowania wykorzystuje się podziemne zbiorniki (np. nieczynne kopalnie, wyeksploatowane lub eksploatowane złoża gazu ziemnego i pola naftowe) i złoża solankowe [17].

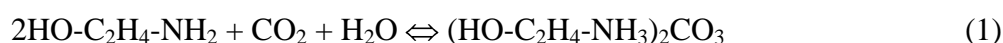
3. Metody usuwania ditlenku węgla z gazów – stan techniki

Wśród metod usuwania ditlenku węgla z gazów wyróżnia się: absorpcję (chemiczną i fizyczną), adsorpcję, separację membranową i separację kriogeniczną. Wybór metody zależy m.in. od parametrów spalin (strumienia spalin, stężenia CO₂ w spalinach, ciśnienia) oraz wysokości kosztów produkcji energii [18].

3.1. Absorpcja

Absorpcja uważana jest obecnie za najkorzystniejszą metodę usuwania ditlenku węgla ze spalin energetycznych ze względu na dużą efektywność procesu oraz możliwość uzyskania produktu o wysokim stopniu czystości. Metoda ta jest powszechnie stosowana do usuwania CO₂ z gazów odlotowych w przemyśle chemicznym i petrochemicznym. Absorpcję dzielimy na chemiczną i fizyczną.

Absorpcja chemiczna CO₂ jest od dawna znana i stosowana w technologii chemicznej [19]. Używa się do tego celu jako cieczy absorpcyjnej alkanoloaminy (mono-, di- lub trietyloaminy, di-izopropanoloaminy). Zwłaszcza stosując 30% roztwór monoetanolaminy (MEA) lub metyldietanolaminy (MDEA) osiąga się dobre rezultaty: dużą skuteczność procesu i wysoki stopień czystości CO₂ odzyskanego z gazów. Reakcja towarzysząca absorpcji CO₂ jest odwracalna po podgrzaniu roztworu do 383K:



Zastosowanie **metody aminowej** (*Advanced Amine Process*) do usuwania CO₂ ze spalin energetycznych stanowi nowe wyzwanie. Ujawniły się bowiem mankamenty metody: korozyjność środowiska reakcji, wpływ obecności tlenu w gazach, skutkujący degradacją cieczy absorpcyjnej, a także negatywny wpływ śladowych zanieczyszczeń w gazach. Prowadzone prace nad metodą aminową [20] mają na celu modyfikacje, które pozwolą zwiększyć skuteczność absorpcji CO₂, wyeliminować szkodliwe działanie tlenu i śladowych zanieczyszczeń oraz w znacznym stopniu zmniejszyć zużycie energii. W konsekwencji tych usprawnień zmniejszy się zużycie absorbentu, emisja produktów jego rozkładu i ilość ścieków.

Metoda amoniakalna (*Chilled Ammonia*) [20] polega na schłodzeniu spalin do około 283 K, kondensacji pary wodnej i zmniejszeniu strumienia objętości, a następnie na absorpcji CO₂ w zawiesinie węglanu i kwaśnego węglanu amonu:



Po reakcji z absorbentem około 90% CO₂ tworzy kwaśny węglan amonu. Gazy oczyszczone w absorberze są dodatkowo przemywane, aby usunąć resztki amoniaku przed wprowadzeniem do atmosfery. Zawiesina poabsorpcyjna jest podgrzewana w wymienniku ciepła, co powoduje rozpuszczenie kwaśnego węglanu amonu, który rozkłada się w podgrzewanym ciśnieniowym regeneratorsie, przy temperaturze 393 K i pod ciśnieniem 2 MPa. Powstaje strumień sprężonego, czystego CO₂ i roztwór węglanu amonu, zawracany bez istotnych ubytków do absorbera. Proces odznacza się niskim zużyciem energii, a obecność tlenu i substancji zanieczyszczających w gazach nie obniża skuteczności absorpcji CO₂.

Absorpcja fizyczna CO₂ zachodzi w wodzie lub w absorbentach organicznych (metanol, N-metylo-2-pyrolido, eter dimetylowy, węglan propylenowy, sulfolan). Regeneracja roztworu poabsorpcyjnego polega na obniżeniu ciśnienia lub podwyższeniu temperatury. Metoda ta jest efektywna w przypadku niskich temperatur (poniżej temperatury otoczenia) i wysokich ciśnień separowanego gazu, dlatego nadaje się do separacji ditlenku węgla z procesu zgazowania węgla, a nie ze spalin energetycznych.

3.2. Adsorpcja

W ostatnich latach adsorpcja uważana jest za jedną z najbardziej efektywnych metod usuwania ditlenku węgla ze spalin [12, 14]. Głównymi zaletami procesu są: duża dyspozycyjność i elastyczność pracy, możliwość pełnej automatyzacji procesu, możliwość uzyskania produktu o bardzo wysokiej czystości.

Do usuwania CO₂ ze spalin stosowane są następujące metody adsorpcyjne [14]:

- zmiennociśnieniowa (PSA – *Pressure Swing Adsorption*),
- zmiennociśnieniowa z zastosowaniem próżni (V-PSA lub VSA – *Vacuum Swing Adsorption*),
- zmiennotemperaturowa (TSA – *Temperature Swing Adsorption*),
- łączona zmiennociśnieniowa i zmiennotemperaturowa (PTSA – *Pressure-Temperature Swing Adsorption*).

Ponadto adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA) może być realizowana jako szybka adsorpcja zmiennociśnieniowa (RPSA – *Rapid Pressure Swing Adsorption*) oraz ultraszybka adsorpcja zmiennociśnieniowa (URPSA – *Ultra Rapid Pressure Swing Adsorption*).

Metody adsorpcyjne usuwania CO₂ ze spalin oprócz wielu zalet mają także wady [12]: wymagana duża objętość adsorbentu, ujemny wpływ wilgoci na skuteczność, stosunkowo niska selektywność. Do zastosowania tych metod w energetyce zaproponowano obecnie nowe adsorbenty pozyskiwane na bazie popiołów lotnych, które preferują adsorpcję CO₂ w obecności pary wodnej [21]. Atutem tych modyfikowanych adsorbentów jest duża selektywność względem CO₂, co pozwala na otrzymanie po desorpcji gazu o bardzo wysokiej czystości.

3.3. Separacja membranowa

Separacja membranowa jest komercyjnie stosowana do usuwania CO₂ z gazu naturalnego, będącego pod wysokim ciśnieniem i o dużej zawartości CO₂ [10]. Głównymi parametrami membran są: selektywność i przenikalność. Membrana dzieli strumień gazu na strumień gazu przenikający (permeat) oraz strumień gazu zatrzymany (retentat). Siłą napędową w procesie rozdziału (permeacji) gazów jest różnica ciśnień cząstkowych usuwanych zanieczyszczeń po obu stronach membrany [22].

Membrany dzielimy na: separacyjne (ceramiczne i polimerowe) oraz absorpcyjne (umożliwiają przeniesienie jednego ze składników gazowych do cieczy absorbującej ten składnik). Do usuwania CO₂ stosuje się oba rodzaje membran, przy czym aby uzyskać odpowiednią czystość produktu, a zarazem wysoką wydajność procesu stosuje się układy wielostopniowe-kaskady membranowe [22]. Zużycie energii waha się w zależności od konfiguracji układów membranowych w zakresie 0,04-0,07 kWh/kg CO₂ [11].

3.4. Metoda kriogeniczna

Separacja kriogeniczna polega na kondensacji CO₂ w niskiej temperaturze i przy odpowiednio wysokim ciśnieniu, a następnie wydzieleniu separowanego składnika w postaci ciekłej.

Zastosowanie tej metody do separacji CO₂ nie jest atrakcyjne, m.in. z uwagi na sprężanie, ale może być korzystne w połączeniu z innymi technikami, zwłaszcza gdy istnieje zarówno potrzeba oczyszczenia, jak i skroplenia ditlenku węgla przed transportem [14]. Zużycie energii na usunięcie CO₂ ze spalin waha się w zakresie 0,6-1,0 kWh/kg CO₂ [11].

4. Przewidywane koszty technologii CCS w elektrowniach

Wyposażenie w minionych dekadach elektrowni spalających stałe paliwa kopalne w instalacje ochrony powietrza przed emisją pyłu, tlenków siarki i azotu, chlorków i fluorków zwiększyło nakłady na budowę nowych bloków energetycznych oraz zwiększyło zużycie energii na potrzeby własne bloku i tym samym wpłynęło na podrożenie energii. Przedstawione perspektywy redukcji emisji ditlenku węgla oznaczają jeszcze głębsze zmiany w technice i technologii. Większość bloków spalających paliwa nieodnawialne będzie prawdopodobnie wyposażona w instalacje CCS. Można się więc spodziewać istotnego wzrostu kosztu produkcji energii w planowanych „czystych elektrowniach węglowych”.

Tak zwana „czysta elektrownia węglowa” z usuwaniem i sekwestracją ditlenku węgla będzie droższa. Droższy, prawdopodobnie dwukrotnie, będzie prąd z takiej elektrowni. Należy jednak pamiętać, że obecnie do energii odnawialnej, aby mogła być zbywalna na konkurencyjnym rynku, trzeba dopłacać około 250 zł do wyprodukowanej MWh [23].

Sowiński [24] stosując kryterium optymalizacji wartości zaktualizowanej *PV (Present Value)*, wyznaczonej na podstawie oczekiwanych kosztów dla możliwych do zastosowania przez elektrownię strategii, opracował wartości progowe ceny uprawnień do emisji CO₂, przyjmując wskaźniki ograniczenia emisji CO₂ i koszty wytwarzania energii elektrycznej bez i z technologią CCS według [10] (tabela 2).

Tabela 2. Wskaźniki ograniczenia emisji CO₂ i koszty wytwarzania energii elektrycznej bez i z technologią CCS [10]

Wyszczególnienie	Elektrownia konwencjonalna z kotłem pyłowym		
	minimum	typowa	maksimum
Wskaźnik emisji bez usuwania CO ₂ , kg CO ₂ /(MW·h)	736	762	811
Wskaźnik emisji z usuwaniem CO ₂ , kg CO ₂ /(MW·h)	92	112	145
Wzrost zużycia energii potrzebnej do usuwania CO ₂ , %	24	31	40
Nakład inwestycyjny bez usuwania CO ₂ , USD/kW	1161	1286	1486
Nakład inwestycyjny z usuwaniem CO ₂ , USD/kW	1894	2096	2578
Koszt wytwarzania energii elektrycznej bez usuwania CO ₂ , USD/(MW·h)	43	46	52
Koszt wytwarzania energii elektrycznej z usuwaniem CO ₂ , USD/(MW·h)	62	73	86

Celem tego modelu było wskazanie optymalnej strategii podejmowanej przez wytwórcę energii elektrycznej, dążącego do wypełnienia uregulowań prawnych w zakresie emisji ditlenku węgla do atmosfery, ponieważ elektrownia musi wybrać optymalne rozwiązanie.

Uzyskane wartości progowe ceny uprawnień do emisji CO₂ dla konwencjonalnej elektrowni są wyższe od obecnie obowiązującej ceny na światowych giełdach, co wskazuje na nieopłacalność budowy systemu CCS z wykorzystaniem technologii usuwania CO₂ ze spalin w skruberze z zastosowaniem wodnego roztworu monoetyloaminy (MEA) [10]. Na wartość progową ceny uprawnień ma wpływ przede wszystkim oszacowany koszt usuwania, transportu i składowania CO₂.

Postęp w rozwoju technologii CCS w najbliższych latach i obniżenie jej kosztów może zweryfikować powyższy wniosek. Podobnie mogą wpłynąć na wyniki obliczeń ewentualne zmiany w systemie funkcjonowania handlu emisjami, a szczególnie ustalenia dotyczące poziomów bezpłatnych uprawnień do emisji [24].

5. Perspektywy ograniczania emisji ditlenku węgla ze spalin

Chmielniak [25] stwierdza, że w perspektywie do 2050 r. należy rozpatrywać następujące technologie produkcji elektryczności:

- ✓ węglowe i gazowe technologie z separacją CO₂:
 - instalacje węglowe ze spalaniem powietrznym (kotły pyłowe i fluidalne) z separacją ditlenku węgla,
 - instalacje węglowe ze spalaniem tlenowym,
 - układy gazowo-parowe ze zgazowaniem węgla,
 - układy poligeneracyjne,
 - klasyczne układy gazowo-parowe z separacją CO₂,
 - instalacje gazowe ze spalaniem tlenowym,
- ✓ układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem biomasy (w tym z separacją CO₂),
- ✓ układy technologiczne o różnej strukturze technologicznej ze spalaniem i współspalaniem biomasy (w tym z separacją CO₂),
- ✓ węglowe i gazowe instalacje nowej generacji:
 - ultra-nadkrytyczne bloki z kotłami pyłowymi,
 - instalacje hybrydowe z ceramicznymi i węglanowymi ogniwami paliwowymi,
 - układy węglowe - *chemical looping*,
 - układy gazowe - *chemical looping*.

Trudno obecnie wskazać nowe technologie, które pojawią się po 2050 roku. Można przypuszczać, że w szerszej skali zostaną upowszechnione technologie hybrydowe oraz gazowe i węglowe technologie typu *chemical looping*, aczkolwiek niektóre analizy wskazują na możliwość wcześniejszego wprowadzenia tych technologii [25].

We wszystkich technologiach planuje się osiągnąć istotne efekty zastępując węgiel gazem w produkcji elektryczności. Nabiera więc znaczenia rozwój układów gazowo-parowych i układów kombinowanych, w tym układów z separacją CO₂. Problem ten powinien zostać szczególnie dokładnie przeanalizowany w Polsce, zwłaszcza z uwzględnieniem wieku polskiej energetyki węglowej.

Elektrownie mogą obrać właściwie dwie strategie postępowania. Pierwszą strategią jest podejście pasywne, zakładające niepodjęcie inwestycji proekologicznych, kontynuowanie emisji na niezmiennym poziomie i zaakceptowanie opłat z tytułu użytkowania środowiska oraz zakup uprawnień do emisji CO₂. Takie podejście jest uzasadnione w przypadku elektrowni starszych, w dużej mierze o zamortyzowanym parku maszynowym. Alternatywą

jest uniknięcie kosztów zakupu uprawnień przez ograniczenie emisji. Można to osiągnąć przez modernizację elektrowni i budowę systemu usuwania i sekwestracji ditlenku węgla. Obie ze wspomnianych strategii, pasywna i aktywna, wymagają poniesienia pewnych kosztów, które mogą zmieniać się w sposób trudny do przewidzenia w przyszłości.

Atutem rozwoju naszej energetyki jest rosnące zainteresowanie nowymi technologiami krajowego przemysłu energetycznego. Na uwagę zasługuje nowatorski projekt zgłoszony przez Polską Grupę Energetyczną, który dotyczy budowy w Elektrowni Bełchatów klasycznego bloku z demonstracyjną instalacją CCS usuwania, transportu i geologicznego składowania CO₂. Kocioł BB2400 będzie kotłem przepływowym na parametry nadkrytyczne, opalany węglem brunatnym o mocy 858 MW_e (rys. 3) [26]. Instalacja ta będzie usuwała ze spalin około 2,1 mln Mg CO₂ rocznie. Gaz ten, po skropleniu, będzie transportowany rurociągiem do miejsca zatłaczania w poziomach wodonośnych, solankowych, w odległości ok. 15 km od Elektrowni Bełchatów. Ta wstępna lokalizacja, wskazana przez Państwowy Instytut Geologiczny, dotyczy zbiornika o pojemności około 136 mln Mg CO₂, położonego na głębokości 1200 m [27].



Rys. 3. Koncepcja demonstracyjnej instalacji CCS dla bloku o mocy 858 MW_e w Elektrowni Bełchatów II [26]

1 - odsiarczanie spalin, 2 - wieża gaśnicza, 3 - absorbery, 4 - zbiornik przełwowy, 5 - desorbery, 6 - kondensator (skraplacz), 7 - hala sprężarek CO₂ (sprężarkownia), 8 - magazyn ciepłego CO₂, 9 - rurociąg do geologicznego składowania, 10 - zbiornik uzupełniania amin

Literatura

1. Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2007
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz.U.2010, L334)

3. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę 96/61/WE (Dz. Urz. WE L 275 z 25.10.2003)
4. Dyrektywa 2009/31/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania ditlenku węgla, zwana dyrektywą CCS
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IPPC)(Dz.U. 2008, L24)
6. Traktat o przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej podpisany 16 kwietnia 2003 r. w Atenach (Dz.U.2004, 90, poz.864)
7. Pakiet klimatyczny 3x20 zatwierdzony przez Parlament Europejski w dniu 17 grudnia 2008r.
8. Informacje i opracowania statystyczne. Ochrona Środowiska 2011. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa 2011
9. Energy and Transport. http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm
10. Metz B. i in.: IPCC special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, United Kingdom and New York, USA 2005
11. Kotowicz J., Janusz K.: Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych. Rynek Energii 2007, 1(68), 10-19
12. Nowak W., Majchrzak-Kucęba I.: Wychwytywanie CO₂ w energetyce. Systems 2008, vol.13, Special Issue 2/2
13. Tomeczek J. i in.: Redukcja emisji zanieczyszczeń z procesów konwersji paliw i odpadów. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009
14. Wawrzyńczak D. i in.: Metody separacji dwutlenku węgla, w: Sorbenty z popiołu dla energetyki (red. W.Nowak, J.Pacyna, I.Majchrzak-Kucęba), Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2010, 9-19
15. Nowak W.: Ograniczenie emisji CO₂ w energetyce zawodowej, w: Ochrona powietrza atmosferycznego. Osiągnięcia w nauce, energetyce i przemyśle (red. A.Musialik-Piotrowska, J.D.Rutkowski), Wyd. PZITS nr 863, Wrocław 2006, 157-160
16. Kanniche M., i in.: Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture. Applied Thermal Engineering 2010,30
17. Geologiczna sekwestracja CO₂ dla zmian klimatu (CCS), <http://składowanie.pgi.gov.pl>
18. Wójcik K, Chmielniak T.: Wychwytywanie i transport CO₂ ze spalin – efekty energetyczne i analiza ekonomiczna. Rynek Energii 2010, nr 6, 51-56
19. Astarita G.: Mass Transfer with Chemical Reactions. Elsevier Publishing Company, Amsterdam 1967
20. Hilton R.: Carbon capture update. 2009, www.alstrom.com
21. Majchrzak-Kucęba I., Nowak W.: Stałe sorbenty CO₂ pozyskiwane na bazie popiołów lotnych, w: Sorbenty z popiołu dla energetyki (red. W.Nowak, J.Pacyna, I.Majchrzak-Kucęba), Wyd. Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2010, 20-29
22. Rautenbach R.: Procesy membranowe. Podstawy projektowania modułów i instalacji. WNT, Warszawa 1996
23. Koniecznyński J., Pasoń-Koniecznyńska A.: Zastosowanie technologii wychwyty i składowania dwutlenku węgla w polskiej elektroenergetyce. Mat. II konf.nauk. Ochrona Powietrza w Teorii i Praktyce”. Wyd. Inst. Podstaw Inż. Środ. PAN, Zabrze 2010, 159-169
24. Sowiński J.: Zarządzanie na etapie podejmowania decyzji projektami inwestycji proekologicznych w elektrowniach. Rynek Energii 2011, 1(92), 10-14
25. Chmielniak T.: Rola różnych rodzajów technologii w osiągnięciu celów emisyjnych w perspektywie do 2050. Rynek Energii 2011, 1(92), 3-9
26. Elektrownia Bełchatów – strona internetowa

27. Gajewski W., Kosowska-Gołachowska M.: Konstrukcja współczesnych kotłów energetycznych. w: Procesy cieplne i przepływowe w dużych kotłach energetycznych. Modelowanie i monitoring (pod red. J.Talera). Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2011, 1-58.