

Rola technologii CCUS w transformacji energetycznej

The role of CCUS technology in the energy transition

Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz^{*)}

Słowa kluczowe: CCS, CCU, wychwytywanie CO₂, transport CO₂, dekarbonizacja przemysłu, technologie ujemnych emisji

Streszczenie

Technologie CCUS mogą potencjalnie odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej UE, mającej na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Istotne znaczenie w związku z tym mają działania w obszarze badań i innowacji. Tworzenie projektów CCUS na skalę przemysłową, pozwoli na zidentyfikowanie nowych problemów badawczych, które najlepiej rozwiązać poprzez prace badawczo-rozwojowe we współpracy z przemysłem.

Keywords: CCS, CCU, CO₂ sequestration, CO₂ transport, industrial decarbonisation, negative emission technologies

Abstract

CCUS technologies have the potential to play a key role to succeed in the EU energy transition, and R&I activities are crucial. Building industrial-scale CCUS projects will identify new research objectives that can best be achieved by undertaking R&I in parallel with large-scale implementation activities in cooperation with industry partners.

1. Wstęp

W 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła nową strategię wzrostu Unii Europejskiej – tzw. European Green Deal, wyznaczając cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. w ramach Unii Europejskiej. Technologie Carbon Capture, Storage (CCS) oraz technologie Carbon Capture and Utilisation (CCU) są ważnym instrumentem osiągnięcia tego celu. Technologie CCS i CCU są w stanie zapewnić głęboką dekarbonizację europejskiego sektora przemysłowego i energetycznego, co umożliwi Europie osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. w sposób efektywny kosztowo. W przypadku ich zastosowania w procesach przemysłowych i elektrowniach, CCS i CCU mogą obniżyć emisyjność istniejących energochłonnych gałęzi przemysłu i przyczynić się do ich zachowania w europejskiej gospodarce. Zachowując i dywersyfikując łańcuchy wartości energochłonnych produktów wytwarzanych w Europie, CCS i CCU mogą pomóc w tworzeniu i ochronie miejsc pracy, prowadzeniu działalności przemysłowej oraz utrzymać konkurencyjność europejskiego przemysłu na rynkach międzynarodowych. Staje się to jeszcze ważniejsze teraz, gdy Europa zajmuje się następstwami kryzysu zdrowotnego i gospodarczego, wywołanego epidemią koronawirusa.

Technologie CCS są stosowane od lat 80. XX wieku i są naukowo sprawdzone oraz bezpieczne dla środowiska, a ich potencjał łagodzenia skutków zmian klimatu jest zrozumiały i uznany. W ramach komercyjnych projektów CCS wychwycono i zmagazynowano ponad 260 mln ton CO₂ pochodzących z działalności człowieka w ciągu 40 lat, przy czym szacuje się, że obecnie wychwytywane jest i składowane ponad 42 mln ton CO₂ rocznie [4]. W Europie aktualnie działają instalacje demonstracyjne CCS Sleipner i Snøhvit, obecne na Morzu Północnym, a w latach 2020-tych mają do nich dołączyć inne projekty CCS finansowane przez Holandię, Irlandię, Belgię i Wielką Brytanię.

Technologie CCU prezentują różne poziomy dojrzałości, w zależności od produktu końcowego. Nadal są potrzebne oceny cyklu życia produktów oraz dalsze dowody naukowe, opisujące ich potencjał w zakresie

łagodzenia skutków zmian klimatu, aby lepiej udokumentować zasadność stosowania tych technologii. W niektórych przypadkach zastosowania CCU mają ograniczony potencjał redukcji CO₂ na dużą skalę, ale mogłyby stanowić cenny środek zachęcający do inwestowania w technologię wychwytywania CO₂ na potrzeby wspomagania wydobycia węglowodorów (EOR) w perspektywie krótkoterminowej.

Infrastruktura transportu i składowania CO₂ umożliwiłaby powstanie w całej Europie czystych, konkurencyjnych i elastycznych źródeł energii oraz nowych sektorów przemysłowych, takich jak wielkoskalowa produkcja czystego wodoru oraz technologie ujemnych emisji, w celu zrównoważenia pozostałych emisji z sektorów gospodarki trudnych do „zdekarbonizowania”.

Potencjał technologii CCS i CCU, w zakresie ograniczania i usuwania emisji dwutlenku węgla, jest naukowo uznany przez Międzypaństwowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) [5] oraz obecny w scenariuszach referencyjnych Komisji Europejskiej [2].

2. Status rozwoju technologii

Technologie CCS polegają na wychwytywaniu CO₂, wytwarzanego przez duże zakłady przemysłowe i energetyczne (elektroenergetyka i energetyka cieplna), transportowaniu go i trwałym składowaniu podziemnym w odpowiednich formacjach geologicznych. W przypadku technologii CCU, zamiast składowania, CO₂ jest wykorzystywany jako część procesu konwersji do wytwarzania lub syntezy nowych produktów, lub w procesach bezpośredniego wykorzystania CO₂.

Obecnie na świecie działa 30 pełnoskalowych projektów CCS, a 164 znajduje się na różnych etapach budowy i rozwoju [4]. W 2021 r. w ramach realizowanych projektów zatłoczono ponad 42 mln ton CO₂. Po osiągnięciu pełnej operacyjności wszystkie obecnie proponowane obiekty będą w stanie wychwytać i składować co najmniej 240 mln ton CO₂ rocznie. CCS działa w Europie już od ponad 20 lat, przy czym na norweskim obiekcie Sleipner składowane jest około 1 mln ton CO₂ rocznie od 1996 r.

^{*)} Maciej Chaczykowski, dr hab. inż., prof. uczelni; Andrzej J. Osiadacz, prof. dr hab. inż., Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych WIBHIŚ, Politechnika Warszawska, e-mail:andrzej.osiadacz@pw.edu.pl

Technologie CCS mogą być stosowane w różnych procesach, przy czym CO₂ jest oddzielany od gazu emitowanego w procesie, poprzez procesy fizyczne i chemiczne. Przykładem procesów emitujących CO₂ jest produkcja energii elektrycznej i ciepła, procesy przemysłowe (produkcja amoniaku, żelaza i stali, cementu, produktów chemicznych, ceramicznych, petrochemicznych, szkła, nawozów, itp.), niskoemisyjna produkcja wodoru. Wschodzącymi technologiami są technologie ujemnych emisji, polegające na usuwaniu CO₂ ze spalania biogazu lub biomasy, bądź bezpośrednie usuwanie węgla z powietrza (Bioenergy + CCS, Waste-to-Energy + CCS, Direct Air Capture + CCS itd.).

Transport CO₂ odbywa się przede wszystkim rurociągami, ale wykorzystywane są również inne środki transportu, np. transport morski, kolej czy transport drogowy. W Ameryce Północnej istnieje ponad 5 000 kilometrów podziemnych rurociągów, które z powodzeniem transportują CO₂ od ponad 30 lat na duże odległości. Rozwój wspólnej infrastruktury transportu CO₂ w celu połączenia klastrów przemysłowych ze składowiskami CO₂ jest kluczem do zapewnienia korzyści skali związanych z masowym wdrożeniem technologii CCS na poziomie regionalnym, krajowym i europejskim. Aby osiągnąć cele w zakresie dekarbonizacji całej UE, konieczne będzie również rozszerzenie stosowania CCUS na małe podmioty emitujące poniżej 0,2 mln ton CO₂ rocznie, w tym podmioty dla których bezpośrednie podłączenie do infrastruktury sieciowej transportu rurociągowego może nie być opłacalne [9].

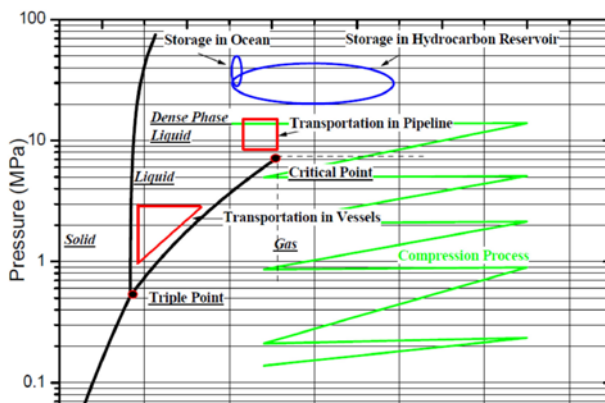
Trwałe i bezpieczne składowanie CO₂ odbywa się pod ziemią, przy wykorzystaniu szczypanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Wymagana do składowania struktura skał to warstwa porowatej skały do przechowywania CO₂ i leżące nad nią nieprzepuszczalne warstwy, które uszczelniają warstwę pod spodem, zatrzymując CO₂. Podobną strukturę geologiczną mają głębokie warstwy wodonośne.

Użytkowanie CO₂ (CCU) polega na jego wykorzystaniu w procesach przemysłowych lub produktach. Najbardziej rozpowszechnioną formą użytkowania jest intensyfikacja (wspomaganie) wydobywania ropy naftowej (EOR); proces, w którym CO₂ jest zatłaczany do pól naftowych, w celu zwiększenia stopnia szczypania zasobów złóż ropy naftowej. Takie działania prowadzone są od 1972 r. w Teksasie, USA. Bardziej interesujące są technologie CCU, które mogą być wykorzystane do wytwarzania różnych produktów, w tym materiałów budowlanych, paliw syntetycznych, chemikaliów, tworzyw sztucznych oraz w ogrodnictwie. Aby określić korzyści klimatyczne każdego zastosowania CCU, wymagane są przeprowadzenie pełnej analizy cyklu życia produktu (LCA) i w niektórych obszarach stają się one dostępne.

3. Właściwości CO₂

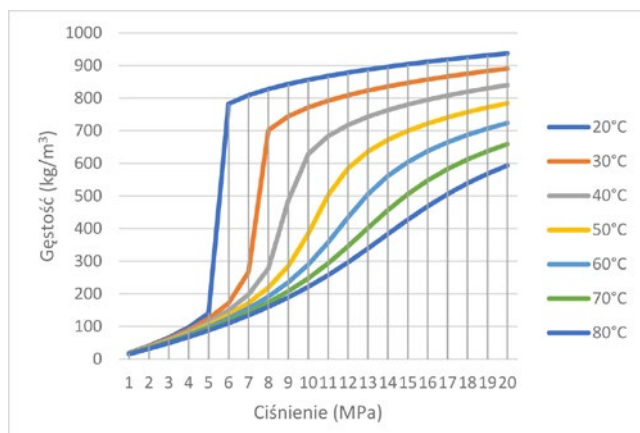
CO₂ jest bezbarwny, bezwonny, a w warunkach atmosferycznych ciśnienia i temperatury jest gazem nieco cięższym od powietrza. Powyżej swojej temperatury i ciśnienia krytycznego (31°C i 74 bar) CO₂ znajduje się w fazie nadkrytycznej (super critical), przyjmując gęstość charakterystyczną dla płynów w fazie ciekłej, jednocześnie zachowując obniżoną lepkość, charakterystyczną dla płynów w fazie gazowej.

Jak widać z rys.1, w zależności od wartości ciśnienia i temperatury, dwutlenek węgla może występować w jednym z trzech stanów skupienia: w fazie stałej, w fazie ciekłej i w fazie gazowej. Na przedstawionych diagramie fazowym jest jeden szczególny punkt. Jest nim punkt krytyczny, którym kończy się krzywa wrzenia. Położenie punktu krytycznego, tak samo, jak położenie punktu potrójnego, jest cechą charakterystyczną diagramu fazowego określonej substancji. Punkt krytyczny odpowiada pewnej temperaturze krytycznej. Po przekroczeniu punktu krytycznego mamy do czynienia z jedną fazą – a więc ciśnienie i temperatura są niezależne. Oznacza to, że zmiana każdego z tych parametrów nie powoduje zmiany stanu skupienia substancji. Z rys. 2 i rys. 3 widać, że gęstość i lepkość CO₂ rosną wraz ze wzrostem ciśnienia, a przy zadanym ciśnieniu zarówno gęstość, jak i lepkość CO₂ znacząco maleją ze wzrostem temperatury.



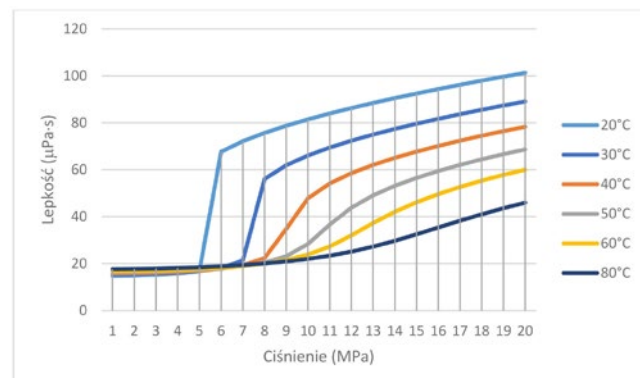
Rys. 1. Diagram fazowy dla dwutlenku węgla z potencjalnym zakresem wartości ciśnienia i temperatury w elementach łańcucha CCS [6]

Fig.1.Potential pressure and temperature windows of the CCS system [6]



Rys. 2. Zmiany gęstości dwutlenku węgla w funkcji ciśnienia dla różnej temperatury (źr. REFPROP – NIST Reference Fluid Properties)

Fig. 2. CO₂ density as function of pressure and temperature



Rys. 3 Zmiana lepkości dwutlenku węgla w funkcji ciśnienia dla różnej temperatury (źr. REFPROP – NIST Reference Fluid Properties)

Fig. 3. (CO₂ viscosity as function of pressure and temperature)

Transportowany, uzyskany z wychwytu dwutlenek węgla, nie jest w stu procentach czysty. Zawiera wiele zanieczyszczeń, do których zaliczyć należy: azot (N₂), metan (CH₄), siarkowodór (H₂S), dwutlenek siarki (SO₂), tlen (O₂), tlenek węgla (CO), amoniak (NH₃), argon (Ar), para wodna (H₂O) i wodór (H₂). Zanieczyszczenia mogą w sposób znaczący wpływać na termofizyczne właściwości płynu CO₂.

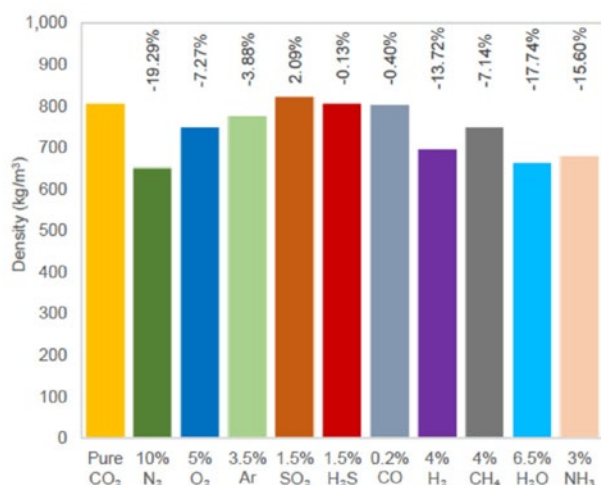
Procentowy udział molowy zanieczyszczeń w transportowanym rurociągiem dwutlenku węgla rzadko przekracza 10%, co przedstawiono w tab.1.

Tabela 1. Max. i min. udziału molowego[%] zanieczyszczeń w transportowanym CO₂ wg. [10] (Table 1. Maximum and minimum mol% of impurities in carbon dioxide pipelines)

	CO ₂	N ₂	O ₂	Ar	SO ₂	H ₂ S	NO _x	CO	H ₂	CH ₄	H ₂ O	NH ₃
Min.%	75	0.02	0.04	0.005	<10 ⁻³	0.01	<0.002	<10 ⁻³	0.06	0.7	0.005	<10 ⁻³
Max.%	99.95	10	5	3.5	1.5	1.5	0.3	0.2	4	4	6.5	3

Rodzaj i udział procentowy zanieczyszczeń w strumieniu dwutlenku węgla wpływa m.in. na gęstość, lepkość, zmiany ciśnienia i temperatury a także na wartości krytyczne ciśnienia i temperatury. Prawidłowo określony zakres zmian tych parametrów, pozwala na efektywne zaprojektowanie i eksploatację systemu transportu CO₂.

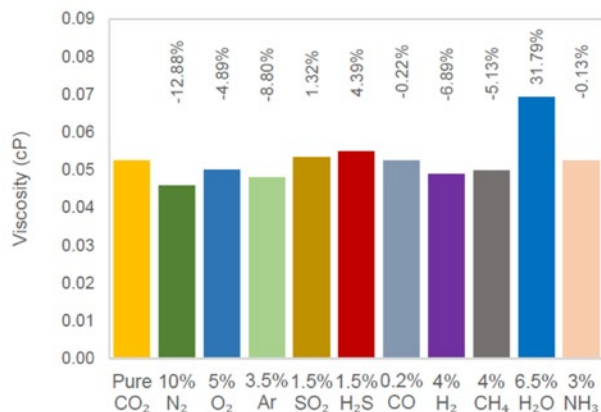
Rodzaj występujących zanieczyszczeń i ich stężenie występujące w strumieniach CO₂ zależą przede wszystkim od źródła pochodzenia dwutlenku węgla – naturalnego lub przemysłowego. Zanieczyszczenia CO₂ ze źródeł przemysłowych zależą od rodzaju paliwa (gaz, olej, węgiel lub biomasa), wykorzystywanego do spalania oraz rodzaju wychwytywania – spalanie wstępne, dopalanie lub spalanie tlenowe (*oxy-fuel*). Wpływ każdego zanieczyszczenia na gęstość mieszaniny CO₂ zależy od masy cząsteczkowej tego zanieczyszczenia. Na rys. 4 pokazano rzeczywistą gęstość czystego CO₂ a także zmiany procentowe gazów dwuskładnikowych, spowodowane wprowadzeniem zanieczyszczeń.



Rys. 4. Wpływ zanieczyszczeń na gęstość dwuskładnikowej mieszaniny CO₂ i różnica w stosunku do czystego CO₂ [10]

Fig. 4. Densities of CO₂ binary mixtures and percentage deviation from pure CO₂ [10]

Widocznym jest, że udział molowy N₂ w wysokości 10% powoduje redukcję gęstości mieszaniny o 19,3% a udział molowy SO₂ w wysokości 1,5% zwiększa gęstość o 2,09%. Wpływ zanieczyszczeń na lepkość CO₂ przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Wpływ zanieczyszczeń na lepkość dwuskładnikowej mieszaniny CO₂ przy ciśnieniu 15MPa i temperaturze 33°C i zmiana procentowa w stosunku do czystego CO₂ [10]

Fig. 10. (Viscosity of binary CO₂ fluids at 15MPa and 33°C and percentage change from pure CO₂) [10]

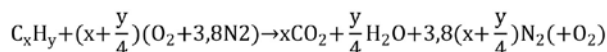
Podobnie jak w przypadku gęstości, największą redukcję lepkości mieszaniny CO₂ obserwujemy w przypadku dodania N₂, o udziale molowym 10%, a największy przyrost lepkości nastąpi w przypadku dodania H₂O o udziale molowym 6,5%.

4. Wychwytywanie CO₂

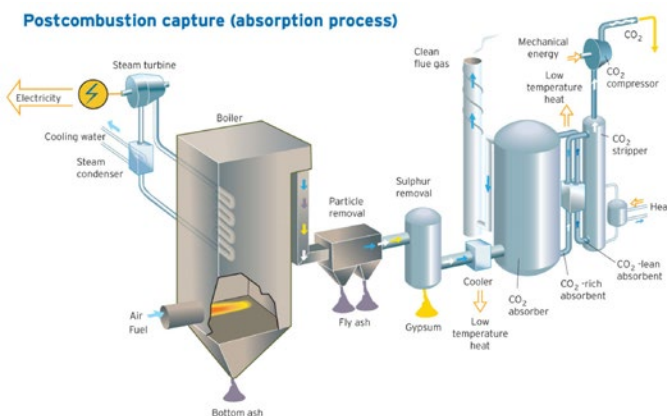
Istnieją trzy podstawowe metody wychwytywania CO₂:

- po spalaniu,
- przed spalaniem,
- spalanie tlenowe.

Nazwy nie wymagają głębszych wyjaśnień, należy jedynie podkreślić, że w przypadku pierwszej z metod, CO₂ jest oddzielany od gazów spalinowych, przy czym spaliny są przepuszczane przez rozpuszczalnik chemiczny, który wiąże CO₂. Równanie reakcji chemicznej tej metody wychwytywania w zapisie jakościowym jest następujące



Najpopularniejszymi rozpuszczalnikami, w absorpcyjnym wychwytywaniu CO₂, są wodne roztwory amin. Absorpcja gazu wymaga dużej objętości przestrzeni reakcyjnej, ponieważ reakcje gaz-ciecz są stosunkowo powolne. Niskie stężenie CO₂ w spalinach (mieszaninie zawierającej CO₂, parę wodną, azot i tlen), w zakresie 4-15%, powoduje duże zapotrzebowanie na ciepło reboilera w procesie regeneracji rozpuszczalnika (3-4 GJ/tCO₂) i duże strumienie objętości czynników roboczych, przez co duże gabaryty aparatów chemicznych (rys. 6). Mocną stroną technologii jest jednak brak ingerencji w istniejące instalacje i dostępność projektów demonstracyjnych w dużej skali przemysłowej. Przykładem mogą być instalacje w elektrowniach SaskPower's Boundary Dam w Saskatchewan (Kanada) na bloku węglowym o mocy 110MW i wydajności instalacji wychwytu wynoszącej 1,3Mt/r oraz WA Parish w Houston (USA) na bloku węglowym o mocy 240 MW i wydajności instalacji 1,6 Mt/r (projekt Petra Nova CCS).

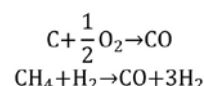


Rys. 6. Schemat instalacji wychwytu CO₂ po spalaniu (Vattenfall)

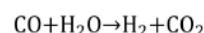
Fig. 6. Schematic of post-combustion CO₂ capture plant

W przypadku wychwytywania przed spalaniem, węgiel jest usuwany z paliwa stałego poddanego zgazowaniu przed jego spalaniem, wykorzystując reakcje reformingu parowego i konwersji CO z parą wodną, które są dobrze znane, np. z produkcji wodoru i nawozów sztucznych. Węglowodory są rozdzielane na CO₂ i wodór w następujących trzech krokach:

1. Zgazowanie + reforming parowy metanu:

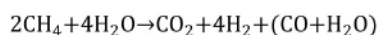


2. Konwersja CO parą wodną:

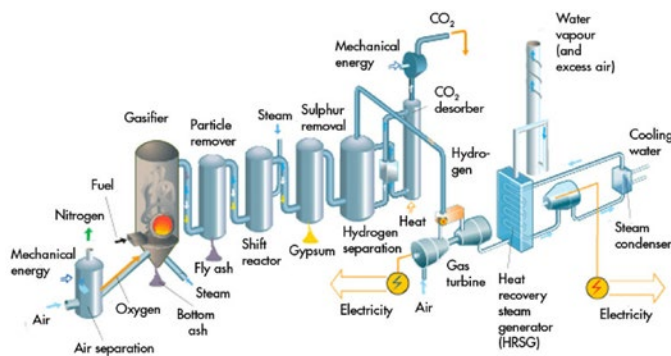


3. Usunięcie CO₂, na przykład w procesie adsorpcji zmiennociśnieniowej (PSA) lub płuczki aminowej.

Równanie reakcji chemicznej metody wychwytywania przed spalaniem w zapisie jakościowym jest następujące

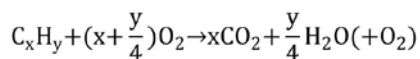


Energia chemiczna paliwa zamieniana jest na energię chemiczną wodoru. W czasie produkcji wodoru oddzielany jest również dwutlenek węgla. Z uwagi na wyższe ciśnienie i stężenie CO₂ w mieszaninie z wodorem i tlenkiem węgla (20-40%), energochłonność metody jest znacznie mniejsza i zapotrzebowanie na energię wynosi (0,8-1,2 GJ/tCO₂). Produkcja wodoru otwiera możliwość wielu zastosowań tej metody na potrzeby gospodarki wodorowej (produkcja chemikaliów, paliw syntetycznych). Słabą stroną metody jest konieczność gazyfikacji paliwa w procesie konwersji na syngaz, co wiąże się z dodatkowymi, wysokimi kosztami, złożonością instalacji do konwersji paliwa i niemożnością modernizacji istniejących źródeł. Barierą jest również niedostępność przemysłowych turbin gazowych na wodór na rynkach, z uwagi na wolno postępującą ich komercjalizację (zgodnie z deklaracjami producentów nie wcześniej niż w 2030 r.). Przykładem instalacji wychwytywającej CO₂ przed spalaniem jest pilotażowa instalacja na bloku gazowo parowym ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (IGCC) o mocy 14 MW i wydajności 100 t/d w Puertollano (Hiszpania).



Rys. 7. Schemat instalacji wychwytu CO₂ przed spalaniem (źr. Vattenfall)
Fig.7. Schematic of pre-combustion CO₂ capture plant

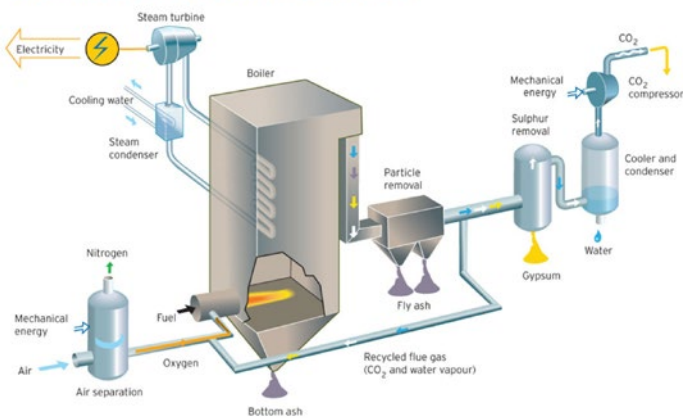
W przypadku spalania tlenowego, CO₂ jest oddzielany po spalaniu, jednak spalanie paliwa przebiega w tlenie, a nie w powietrzu, jak to miało miejsce w przypadku wychwytu po spalaniu. Równanie reakcji chemicznych tej metody wychwytywania w zapisie jakościowym jest następujące



Separacja CO₂ z mieszaniny z parą wodną nie stanowi problemu z uwagi na możliwość skraplania pary wodnej obniżając temperaturę spalin, jednocześnie separacja tlenu z powietrza jest dobrze znaną i powszechnie stosowaną technologią chemiczną, a jedynym wyzwaniem jest wysoki koszt wielkoskalowej realizacji tego procesu. Dodatkową zaletą tej metody jest również mniejsze zapotrzebowanie na energię w porównaniu z pozostałymi metodami, wynoszące 0,5-1,0 GJ/tCO₂. Słabszymi stronami metody jest wymóg modyfikacji procesu spalania i elementów układu oraz zwykle konieczność zastosowania dodatkowego etapu oczyszczania mieszaniny CO₂, w związku z obecnością zanieczyszczeń (niewielkich ilości azotu i argonu) w tlenie do spalania. Schemat instalacji tlenowego spalania przedstawiono na rys. 8.

Przykładem instalacji demonstracyjnej spalania tlenowego jest instalacja w elektrowni Schwarze Pumpe (Niemcy) o mocy 30 MW. Zastosowano w niej kriogeniczną instalację do separacji powietrza.

Oxyfuel (O₂/CO₂ recycle) combustion capture



Rys. 8. Schemat instalacji tlenowego spalania (źr. Vattenfall)
Fig.8. Schematic of oxy-fuel combustion power plant

5. Rurociągowy transport CO₂

Teoretycznie dwutlenek węgla może być transportowany rurociągiem w fazie gazowej, fazie ciekłej i w stanie nadkrytycznym. W przypadku transportu w fazie gazowej maksymalne ciśnienie początkowe w rurociągu (ciśnienie tłoczenia) jest ograniczone krzywą skraplania. Przyjmując, że temperatura CO₂ waha się między 278 a 283 K, to ciśnienie tłoczenia nie powinno przekroczyć 5 MPa. W przeciwnym bowiem przypadku pojawi się faza ciekła, która uniemożliwi dalszy transport dwutlenku węgla instalacją przystosowaną do transportu jedynie fazy gazowej. Innym mankamentem transportu CO₂ w fazie gazowej są duże spadki ciśnienia, spowodowane dużą gęstością dwutlenku węgla, co jednocześnie powoduje duże koszty transportu. Przesył dwutlenku węgla w stanie nadkrytycznym (gęstość porównywalna do fazy ciekłej oraz lepkość i ściślność porównywalna do fazy gazowej) wymaga zarówno stabilizacji ciśnienia powyżej punktu krytycznego, jak również utrzymania temperatury na odpowiednim poziomie. Koszty sprężania gazu oraz odpowiedniej izolacji rurociągu lub podgrzewania na trasie czyni ten sposób transportu bardzo droгим. Należy pamiętać, że na to mają wpływ zanieczyszczenia znajdujące się w strumieniu CO₂. W tab. 2 zawarto krytyczne wartości ciśnienia i temperatury, zmieniające się w zależności od udziału % molowego zanieczyszczeń.

Tabela 2 Wpływ zanieczyszczeń (% udziału molowego) w dwuskładnikowym CO₂ na wartości krytyczne temperatury i ciśnienia [10]

Table 2. Critical pressure and temperature of CO₂ fluids [10]

Impurity	Pure	10%	4%	3.5%	1.5%	1.5%	5%	4%	0.2%	3%
	CO ₂	N ₂	CH ₄	Ar	SO ₂	H ₂ S	O ₂	H ₂	CO	NH ₃
P _c (MPa)	7.37	8.82	7.99	7.71	7.56	7.38	7.40	7.86	7.60	7.57
T _c (°C)	30.9	23.6	27.8	28.8	34.0	31.2	30.8	28.5	28.0	34.3

Najatrakcyjniejszą formą rurociągowego transportu CO₂ jest faza ciekła, która charakteryzuje się stosunkowo szerokim zakresem dopuszczalnych zmian temperatury i ciśnienia. Fazę ciekłą otrzymujemy poprzez sprężenie CO₂ a następnie schłodzenie (*dense phase liquid*).

6. Obliczanie mocy niezbędnej do sprężania lub pompowania CO₂

Odzyskany z instalacji dwutlenek węgla musi być sprężony od ciśnienia atmosferycznego do ciśnienia wymaganego przez sieć przesyłową. Jeśli przyjmiemy, że będzie to ciśnienie 15 MPa, to oznacza, że dwutlenek węgla będzie docelowo, w zależności od temperatury, w fazie „gęstej” (*dense phase*) lub w postaci płynu nadkrytycznego. W tej sytuacji należy przyjąć, że do ciśnienia 7,38 MPa wykorzystywana będzie sprężarka a potem pompa, aby osiągnąć ciśnienie 15 MPa.

Moc potrzebną do sprężania CO₂ obliczać można z zależności [8]:

$$W = \left(\frac{1000}{24 \cdot 3600} \right) \left(\frac{mZRT}{M\eta} \right) \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \quad (1)$$

gdzie:

W – moc ,kW,

m – strumień masy CO₂, t/d,

Z – średnia wartość współczynnika ściśliwości CO₂,

R – indywidualna stała gazowa ,kJ/(kmol*K),

T – temperatura CO₂ na ssaniu, K,

M – masa molowa CO₂ ,kg/kmol,

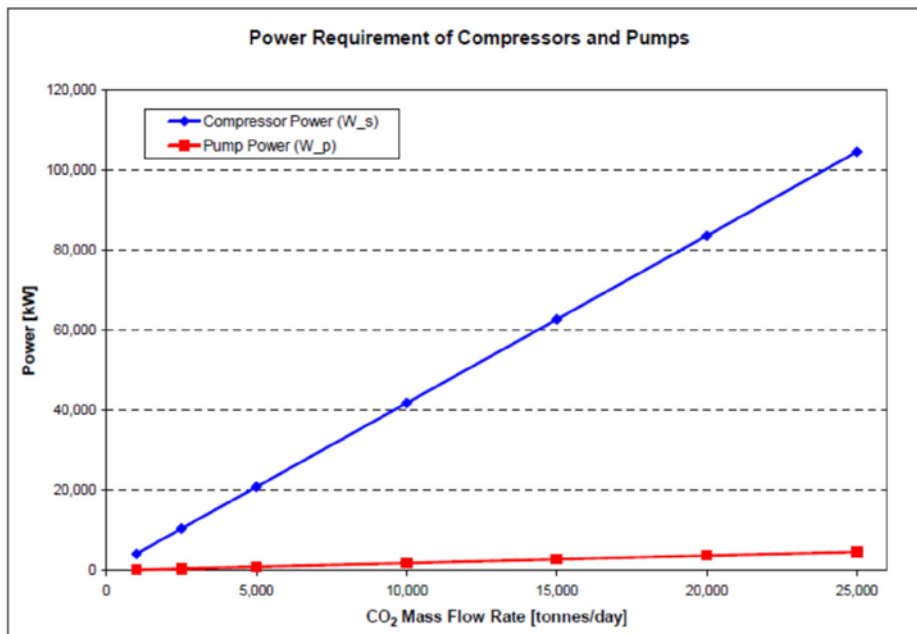
η – izentropowa sprawność sprężarki,

k – wykładnik izentropy CO₂.

ε – stopień sprężania

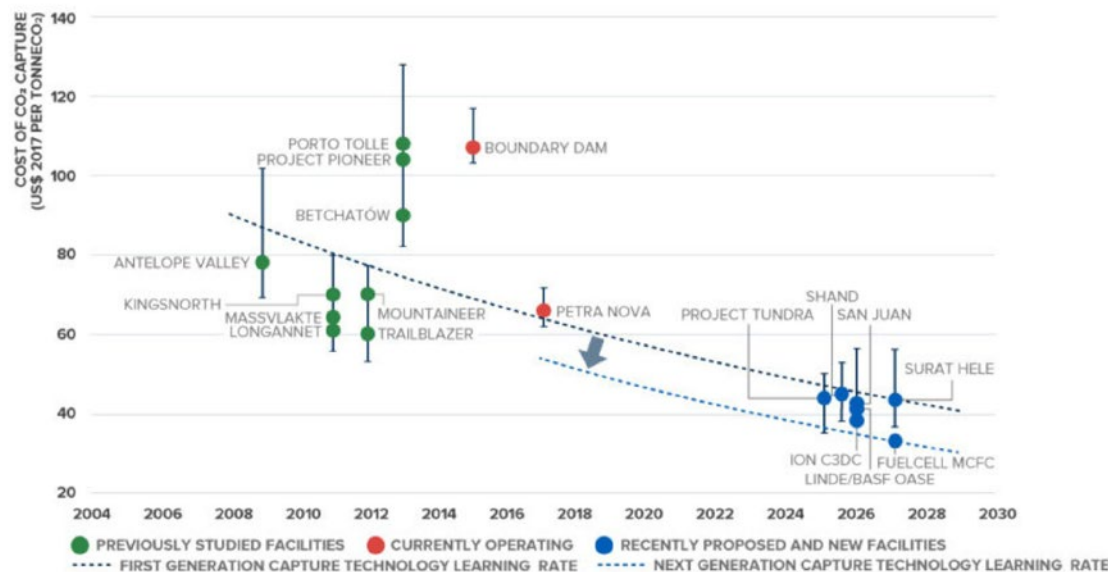
W [10] przeprowadzono analizę porównawczą zapotrzebowania na moc sprężania w warunkach podkrytycznych i moc sprężania (pompowania) w warunkach nadkrytycznych dla określonych ilości transportowanego CO₂.

Rezultaty przedstawia rys. 9.



Rys. 9 Zapotrzebowanie na moc sprężania i moc pompowania dla różnych wartości strumienia masy CO₂ [8]

Fig.8. Power requirement of compressors and pumps as a function of CO₂ mass flow rate [8]



Rys. 10. Krzywa kosztów technologii wychwytu CO₂ (źr. Global CCS Institute)

Fig.10. Cost curve of CO₂ capture technology

Istnieje jak widać bardzo duża różnica pomiędzy mocą niezbędną do sprężania w warunkach podkrytycznych, a mocą niezbędną do sprężania tej samej ilości CO₂ w warunkach nadkrytycznych. Wynika to z faktu, że w przypadku sprężania w warunkach podkrytycznych, stopień sprężania wynosi 7,38/0,1 = 73,8, a w przypadku sprężania w warunkach nadkrytycznych wynosi tylko 15,0/7,38 = 2,03.

6.1. Równanie przepływu CO₂

Przyjmując, że transport dwutlenku węgla odbywał się będzie w warunkach stanu ustalonego, równania opisujące zmiany ciśnienia i temperatury wzdłuż rurociągu są następujące [1]

$$\frac{dp}{dx} = (CE - BF)(AE - BD)^{-1} \quad (2)$$

$$\frac{dT}{dx} = (AF - CD)(AE - BD)^{-1} \quad (3)$$

gdzie współczynniki A, B, C, D, E, F są funkcją ciśnienia i temperatury i wynoszą:

$$A = \frac{1}{\rho} - \left(\frac{\rho_N Q_N}{A} \right)^2 \frac{1}{\rho^3} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T, \quad B = - \left(\frac{\rho_N Q_N}{A} \right)^2 \frac{1}{\rho^3} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p, \quad C = - \frac{\lambda}{2D} \left(\frac{\rho_N Q_N}{\rho A} \right)^2 - g \sin \alpha,$$

$$D = \frac{T}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p, \quad E = c_p, \quad F = \frac{\lambda}{2D} \left(\frac{\rho_N Q_N}{\rho A} \right)^2 - \frac{k_f}{\rho_N Q_N} (T - T_s),$$

przy czym:

Q_N – przepływ w warunkach normalnych, m^3/s ,

D – średnica wewnętrzna rurociągu, m ,

A – pole przekroju poprzecznego rurociągu,

ρ_N – gęstość w warunkach normalnych, kg/m^3 .

Wartości ρ , $(\partial\rho/\partial p)_T$ i $(\partial\rho/\partial T)_p$ są wyznaczane z równania stanu.

Relację pomiędzy parametrami rurociągu i transportowanego płynu opisuje uproszczone równanie będące całką pierwszą równania (2):

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{zR\bar{T}\lambda L}{A^2 D} M |M| \quad (4)$$

gdzie:

P_1 – ciśnienie wejściowe, Pa ,

P_2 – ciśnienie wyjściowe, Pa ,

λ – współczynnik oporów liniowych [–]

T – średnia temperatura CO_2 [–]

L – długość rurociągu, m ,

$M = \rho_N Q_N$ – strumień masy, kg/m^3 .

Przy założeniu, że temperatura dwutlenku węgla ulega zmianom wzdłuż rurociągu, model przepływu jest modelem nieizotermicznym, a średnią wartość temperatury w równaniu (4) wyznaczamy z następującej zależności [1]:

$$\bar{T} = \frac{1}{L} \int_0^L T dx = \frac{1}{L} \left[\frac{\beta}{\beta + \gamma} T_s L + \left(\frac{T_1}{\beta + \gamma} - \frac{T_s}{(\beta + \gamma)^2} \right) (1 - e^{-(\beta + \gamma)L}) \right] \quad (5)$$

gdzie:

$\beta = k_L / (c_p m)$,

$\gamma = \frac{\eta \lambda Z R m |m|}{2 p D A^2}$,

k_L – liniowy współczynnik przenikania ciepła, $W/(mK)$,

c_p – ciepło właściwe przy stałym ciśnieniu, $J/(kgK)$,

η – średni współczynnik Joule'a-Thomsona, K/Pa ,

T_1 – temperatura w węźle początkowym rurociągu, K ,

T_s – temperatura otoczenia rurociągu, K ,

p – średnie ciśnienie w rurociągu, Pa .

7. Aspekty ekonomiczne

Na rys. 10 przedstawiono „krzywą uczenia” się technologii wychwytu CO_2 , opublikowaną w raporcie „The Global Status of CCS” wydanym przez Global CCS Institute w 2019 r. [3]. Widocznym jest, że po 2025 r. oczekiwany jest spadek jednostkowego kosztu instalacji wychwytu CO_2 do około 40 USD/t CO_2 , co przy dzisiejszych cenach certyfikatów za

emisję CO_2 wyrażonych w USD (rys. 11), może spowodować wzrost zainteresowania dużych emitentów CO_2 tą technologią. Pierwsze oznaki tej tendencji są już widoczne na polskim rynku [7]

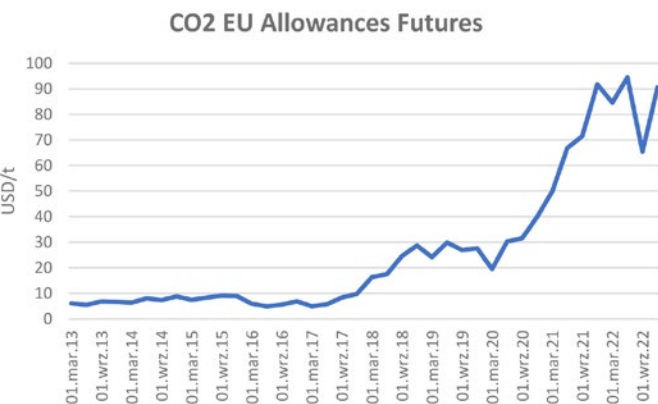
8. Wnioski

Technologie CCS i CCU są dojrzałe i działają od kilkudziesięciu lat w skali pilotażowej, demonstracyjnej i przemysłowej. Technologia CCS jest gotowa do wdrożeń w energetyce i procesach przemysłowych, w tym niskoemisyjnej produkcji wodoru w procesie reformingu parowego gazu ziemnego, z wykorzystaniem wspólnych sieci rurociągowego transportu CO_2 i podziemnych magazynów na skalę przemysłową. CCS umożliwi również wychwytywanie i usuwanie netto CO_2 z atmosfery. Technologie CCU mogą być stosowane w wielu nowych produktach lub procesach przemysłowych i będą wymagały przeprowadzenia pełnej analizy cyklu życia (LCA), w celu określenia ich potencjału w zakresie łagodzenia skutków zmian klimatu. CCU jest nową gałęzią przemysłu i w niektórych obszarach analizy LCA stają się dostępne.

Aby zapewnić gospodarkom europejskim najlepsze możliwości efektywnego kosztowo osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., w ciągu najbliższych dziesięciu lat należy wspierać wczesne wdrażanie technologii CCS i CCU oraz ustanowić podstawy do tego, aby stały się technologiami, w które będzie można inwestować kapitał, w celu ich przeskalowania i wsparcia transformacji energetycznej w UE. Jednocześnie należy wesprzeć sprawiedliwą transformację dla przemysłu europejskiego – zachowując miejsca pracy, wzrost gospodarczy i dywersyfikując łańcuchy dostaw dla nowych gałęzi przemysłu – a tym samym rozwinąć Europę jako światowego lidera w czystych, konkurencyjnych gałęziach przemysłu przyszłości. ■

LITERATURA

- [1] Chaczykowski M., A. Osiańczak .2012. "Comparative assesment of steady-state pipeline gas flow models". *Archives of Mining Sciences* 57 (1) :23-38.
- [2] European Commission. A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.2018. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>
- [3] Global CCS Institute .2019. <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/events/ccs-talks-the-technology-cost-curve/>
- [4] Global CCS Institute .2022. Global Status of CCS 2022, <https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/global-status-of-ccs/>
- [5] IPCC, Special Report Global Warming of 1.5 °C. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- [6] Li H. 2008. Thermodynamic Properties of CO2 Mixtures and Their Applications in Advanced Power Cycles with CO2 Capture Processes. Rozprawa doktorska. Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- [7] LOTOS Petrobaltic (2021) https://www.lotos.pl/322/n,5327/zielona_ksiega_dla_rozwoju_ccs_w_polsce
- [8] David L. McCollum, Joan M. Ogden (2006), Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis. <http://its.ucdavis.edu/>
- [9] Moe, A. M., i in. 2020. "A Trans-European CO2 Transportation Infrastructure for CCUS: Opportunities & Challenges." Advisory Council of the European Zero Emission Technology and Innovation Platform (ETIP ZEP), <https://zeroemissionsplatform.eu/a-trans-european-co2-transportation-infrastructure-for-ccus-opportunities-challenges>.
- [10] Peletiri Souton P, Mujtaba Iqbal M, Rahmanian Nejat .2019. "Process Simulation of Impurity Impacts on CO2 Fluids Flowing in Pipelines," Chemical Engineering Department, University of Bradford. <http://hdl.handle.net/10454/17247>



Rys. 11. Cena kontraktów terminowych na uprawnienia do emisji CO_2 wyrażona w USD (źr. obliczenia własne na podstawie danych stoop.pl)

Fig.11.Price of futures contracts for CO_2 emission allowances