

Rozwiązania technologiczne wychwytu, transportu i składowania CO₂ ze źródeł opartych o paliwa kopalne

Carbon capture, transport and storage technology for fossil fuel-fired power plants

Niccolo Isoli*)

Słowa kluczowe: *sekwestracja CO₂, paliwa kopalne, emisja CO₂, geologiczne składowanie, transport CO₂*

Streszczenie

W artykule przedstawiono pełny łańcuch technologiczny sekwestracji CO₂. Omówiono podstawowe technologie wychwytu: wychwyty po spalaniu, wychwyty przed spalaniem, spalanie w czystym tlenie. Scharakteryzowano metody transportu i ich opłacalność w zależności od ilości wychwyconego CO₂ i długości trasy. Dla struktur geologicznych do składowania CO₂ zostały przedstawione kryteria jakie muszą spełniać w ramach bezpiecznej eksploatacji. Dla każdego elementu łańcucha sekwestracji CO₂ przedstawiono szacowane koszty.

Keywords: *CO₂ sequestration, fossil fuel, CO₂ emission, geological storage, CO₂ transport*

Abstract

The article describes the whole technology chain of CO₂ sequestration. Basic capture technology such as post-combustion, pre-combustion and oxy-fuel combustion were discussed. Transport methods features and profitability between were presented based on the amount of captured CO₂ and route length. Safe operation criteria were discussed for geological storage sites. Estimated costs for each CO₂ sequestration technology chain were presented.

1. Wstęp

Zapotrzebowanie energetyczne w kraju będzie rosnąć w miarę rozwoju sektora gospodarki, co prowadzi do zwiększenia importu nośników energii i uzależnienia od dostawcy. Niezależność energetyczna jest ważnym aktywnym jakimi może posiadać dany kraj, lecz nie jest ona rzeczą nabywaną, a jest ściśle związana z naturalnymi zasobami energii.

Polska zalicza się do krajów o największych zasobach węgla kamiennego na świecie. Jej złoża szacowane są na 87,62 mld ton według stanu z 31.12.2020 r., a wydobycie w roku 2020 wyniosło 95 mln ton [11]. Na przestrzeni 40 lat można zauważyć trend spadkowy w wydobyciu tego surowca na skutek likwidacji kopalń, stosowania niekonwencjonalnych paliw, rozwoju infrastruktury sieci gazowych i korzyści wynikających ze spalania gazu. Jednakże głównym powodem tego spadku jest polityka UE dążąca do minimalizacji emisji gazów cieplarnianych. W ramach polityki dekarbonizacyjnej UE, kraje członkowskie zobowiązały się do osiągnięcia zeroemisyjnej gospodarki do 2050 roku. Przy transformacji prognozuje się wzrost ceny za emisję 1t CO₂ w wyniku zmniejszenia ilości uprawnień do emisji na giełdzie i powstających umów klimatycznych między krajami. Z ekologicznego punktu widzenia sprawa jest słuszna bowiem węgiel kamienny i węgiel brunatny w wyniku spalania oprócz energii produkuje dużą ilość zanieczyszczeń, w których dominuje CO₂. W 2021 roku zaobserwowano wzrost w cenach uprawnień EUA o ponad 100% w porównaniu do średnioważonej ceny z grudnia 2020, która była na poziomie 29 EUR. W listopadzie 2021 odnotowano rekordowe wzrosty cen uprawnień z poziomu 58 EUR do 75 EUR [6]. Znaczący wzrost w cenach uprawnień do emisji przekłada się bezpośrednio na ceny energii elektrycznej jak i na pozostałe sektory gospodarki. Mimo tych wszystkich restrykcji węgiel kamienny oraz węgiel brunatny w dalszym ciągu są na pierwszym miejscu w pokrywaniu

zapotrzebowania energetycznego w Polsce – 70% [2]. Gwałtowne działania ograniczające zużycie tego surowca jak i pozostałych paliw kopalnych mogą doprowadzić do niepożądanego wzrostu cen energii. Dlatego też istotne jest wdrożenie łańcucha technologicznego, który pozwoli na stosowanie zanieczyszczonych paliw kopalnych i jednocześnie ograniczy szkodliwy wpływ na środowisko.

2. Technologia wychwytu CO₂

Sekwestracja CO₂ jest technologią polegającą na wychwytywaniu, transportowaniu i składowaniu CO₂. Umożliwia ona redukcję emisji o co najmniej 90% dla konwencjonalnych źródeł ciepła, poprzez zastosowanie jednej z trzech metod wychwytu: po spalaniu (ang. *post-combustion*), przed spalaniem (ang. *pre-combustion*), spalanie w czystym tlenie (ang. *oxyfuel-combustion*).

2.1. Wychwyty po spalaniu

Wychwyty CO₂ ze spalin można wykonać przez przeprowadzenie absorpcji przy pomocy absorbentów ciekłych. Proces ten, w odniesieniu do elektrowni, ma szereg wymagań co do wyboru absorbentu. Spaliny z sektora energetycznego, które zawierają CO₂, O₂, N oraz inne zanieczyszczenia, głównie mają ciśnienie atmosferyczne 101,325 kPa oraz niskie ciśnienie cząstkowe CO₂. W związku z tym dobierając absorbenty, należy kierować się: niskim zapotrzebowaniem energii do desorpcji, zdolnością do pochłaniania CO₂ oraz stabilnym składem chemicznym. Stosując absorbenty, dąży się do ograniczenia ich produkcji i usuwania z obiegu, w tym celu należy uwzględnić w układzie stację regeneracyjną, w której następuje

*) Niccolo Isoli, dr inż. – PGNiG SA, ul. M. Kasprzaka 25A, 01-224 Warszawa, e-mail: niccolo.isoli@pgnig.pl

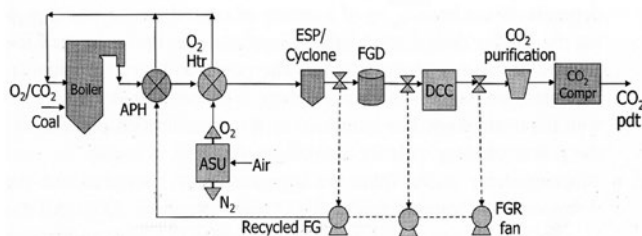
Następnie paliwo gazowe dostarczane jest do pierwszego absorbera, w którym usuwany jest H_2S przy pomocy Selexolu z wychwyconym CO_2 . Wzbogacony roztwór jest regenerowany w kolumnie odpędowej poprzez średnie dostarczenie ciepła. Strumień gazu z zawartością H_2S , CO_2 oraz H_2O wędruje do instalacji Clausa, z której zostaje odzyskana siarka z H_2S . Paliwo gazowe opuszcza pierwszy absorber i przechodzi do drugiego absorbera, gdzie miesza się z Selexolem. Na tym etapie następuje całkowite wychwycenie reszty CO_2 ze strumienia paliwa gazowego. Po przejściu przez drugi absorber gaz syntezowy, który składa się głównie z wodoru, zostaje nawilżony, podgrzany i wysłany do bloku energetycznego. Przy pomocy turbin gazowych, turbin parowych oraz wytwornicy pary następuje produkcja energii elektrycznej. Całkowicie wychwycony CO_2 po opuszczeniu drugiego absorbera, przechodzi do stacji sprężania i przygotowania do transportu [14].

2.3. Spalanie paliwa w czystym tlenie

Metoda ta postrzegana jest jako zero emisyjny system przetwarzania energii, za sprawą stosowania czystego tlenu zamiast powietrza w procesie spalania paliwa w kotle. W zależności od składu paliwa, przy spalaniu czystym tlenem (95-99%) otrzymuje się spaliny złożone głównie z CO_2 (90-95%), H_2O , śladowych ilości gazów szlachetnych oraz NO_x i SO_x . Temperatura płomienia przy spalaniu czystym tlenem wynosi ok. $2500^\circ C$, co sprawia, że materiały z których jest zbudowany kocioł nie wytrzymują termicznie tego procesu. Temperatura w komorze spalania kontrolowana jest przez recykling frakcji spalin, złożonych z CO_2 , H_2O . Dzięki temu w zwykłym kotle parowym zasilanym węglem, temperatura spalin obniża się do $1900^\circ C$, natomiast w komorze spalania turbiny gazowej obniża się do $1400^\circ C$. Para wodna oddzielana jest ze spalin, w wyniku kondensacji przy procesie chłodzenia spalin, co powoduje, że zawartość CO_2 wzrasta objętościowo do 80-98% [9].

2.3.1. Opis obiegu

Na rys. 3 przedstawiono schemat elektrowni w konfiguracji spalania czystym tlenem (O_2/CO_2) z recyklingiem spalin.



Rys. 3 Schemat elektrowni w konfiguracji spalania czystym tlenem (O_2/CO_2) z recyklingiem spalin [15]

Fig. 3 Oxy-fuel combustion installation with flue gas recirculation [15]

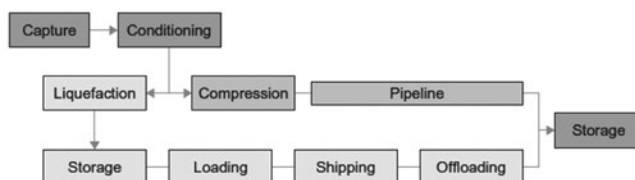
W celu otrzymania czystego O_2 , powietrze doprowadzane jest do jednostki separacji powietrza. Ekstrakcja tlenu od powietrza następuje poprzez dwustopniową destylację w temperaturze $-180^\circ C$. Oddzielony tlen wędruje do podgrzewacza, a następnie mieszając się z utylizowanymi spalinami przechodzi do kotła, w którym następuje spalanie paliwa. Wyprodukowane spaliny w kotle przechodzą do podgrzewacza powietrza i podgrzewacza tlenu, następnie strumień spalin wędruje do odpylacza cyklonowego, gdzie są usuwane cząstki stałe. Kolejnym etapem jest proces odsiarczenia spalin. Obecność stacji odsiarczania gazu może być zbędna w nowo zaprojektowanych elektrowniach pod konfigurację spalania czystym tlenem, ale tylko pod warunkiem, że można usuwać CO_2 i SO_2 razem. Odsiarczone spaliny wędrują do chłodnicy, w której większa część wilgoci jest usuwana, zostawiając czysty strumień CO_2 . W celu zapobiegania wystąpienia wysokiej temperatury w kotle, część strumienia spalin jest recykulowana do kotła. Po opuszczeniu chłodnicy strumień CO_2 wędruje do stacji oczyszczania, gdzie przy pomocy destylacji usuwana jest resztkowa wilgoć, N_2 i O_2 oraz

SO_x i NO_x . Następnie oczyszczony strumień CO_2 przechodzi do stacji przygotowawczej, gdzie odbywa się sprężenie gazu pod wymagane ciśnienie do transportu [14].

3. Transport CO_2

Transport jest kluczowym elementem w łańcuchu sekwestracji CO_2 i jest uzależniony od technologii wychwytu oraz specyfikacji magazynu. Dlatego też istotne jest, aby na początku wybrać odpowiednią technologię wychwytu, transportu oraz magazynowania, tak aby oszczędność jednej technologii nie generowała kosztów drugiej.

Najodpowiedniejszymi środkami transportu na tak dużą skalę są rurociągi i statki. Na rys. 4 przedstawiono etapy transportowania CO_2 w zależności od wyboru środka transportu.

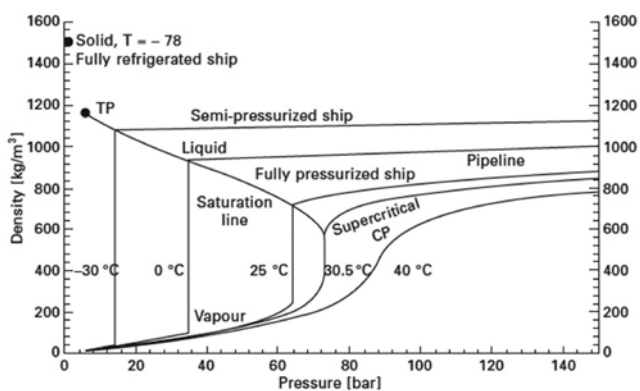


Rys. 4 Etapy transportowania CO_2 [13]

Fig. 4 CO_2 transport stages [13]

3.1. Wybór ciśnienia transportu

W celu efektywnego transportu dużych ilości CO_2 , należy zmienić stan skupienia na taki, który posiadałby dużą gęstość. W tym przypadku trzeba wziąć pod uwagę transport w fazie ciekłej, stałej lub fazie nadkrytycznej. Na rys. 5 przedstawiono gęstość CO_2 w zależności ciśnienia transportu dla rurociągów i statków.



Rys. 5 Gęstość CO_2 w zależności od ciśnienia transportu dla rurociągów i statków [9]

Fig. 5 CO_2 density under pressure condition for pipeline and marine transport [9]

CO_2 jest transportowany w rurociągach pod ciśnieniem nadkrytycznym w zakresie 80 – 150 bar oraz jest całkowicie osuszony w celu uniknięcia korozji. Zanieczyszczenia takie jak N_2 , O_2 nie stanowią zagrożenia dla rurociągu, aczkolwiek ich wcześniejsze usunięcie przyniesie bardziej ekonomiczny transport [13]. Ciśnienie transportu powinno być znacznie wyższe od ciśnienia punktu krytycznego, w celu uniknięcia przepływu w dwóch fazach, co powoduje uszkodzenie sprzężarek.

Transport w statkach utrzymywany jest w fazie ciekłej, o ciśnieniu wyższym od ciśnienia atmosferycznego i temperaturze niższej od temperatury otoczenia. CO_2 występuje w fazie ciekłej przy ciśnieniu od 5,2 bar i temperaturze $-56,5^\circ C$ w punkcie potrójnym, do ciśnienia 73 bar i temperatury $30,9^\circ C$ w punkcie krytycznym. Według przeprowadzonych badań stwierdzono, że najbardziej wydajnymi warunkami do transportu CO_2 w fazie ciekłej jest ciśnienie 6,5 bar oraz temperatura $-51,2^\circ C$, ze względu na dużą gęstość i oszczędności wynikające z konstrukcji zbiorników porto-

wych oraz magazynowych w tankowcach [13]. Margines bezpieczeństwa wynoszący 1,3 bar, powinien być wystarczający, aby uniknąć wszelkich problemów operacyjnych.

Zwyczaj wydobyci CO₂ z elektrowni nasycony jest wodą i zawiera w sobie azot. Przede wszystkim, niezależnie od technologii transportu, należy schłodzić CO₂ do temperatury otoczenia i usunąć z niego wodę za pomocą separatorów. Następnie CO₂ zostaje sprężony dwustopniowo wraz z chłodzeniem międzystopniowym do 20-30 bar. Resztki zawartości wody usuwane są przy pomocy kolumn adsorbujących.

3.2. Transport rurociągowy

Cała infrastruktura sieciowa projektowana jest dla fazy nadkrytycznej, ze względu na to, że CO₂ w fazie gazowej ma małą gęstość i wolumentowo zajmowałby dużo miejsca, co też powodowałoby potrzebę wybudowania ogromnych obiektów w celu jego magazynowania. Dlatego też, zostały opracowane warunki konieczne, jakie musi spełniać gaz do transportowania w fazie nadkrytycznej. Sieć rurociągów musi być przystosowana do pracy powyżej ciśnienia krytycznego CO₂ P_c = 73,8 bar.

3.2.1. Punkt krytyczny – CO₂

Przetransportowany CO₂ w fazie ciekłej o dużej gęstości może być płynem nadkrytycznym lub dochłodzoną cieczą, w zależności, w którą stronę temperatura przekracza temperaturę krytyczną T_c = 30,9°C. Transport dochłodzonej cieczy ma taką zaletę, że posiada ona dużą gęstość oraz małą ściśliwość, co sprowadza się do małych średnic przewodów i małych spadków ciśnienia w porównaniu z płynem nadkrytycznym. Wymagane jest chłodzenie poniżej 15°C, w zależności od odległości, warunków otoczenia oraz izolacji przewodów, w celu utrzymania temperatury poniżej temperatury krytycznej na całej długości sieci. Wybór między dwoma opcjami uzależniony jest od warunków otoczenia. Transport dochłodzonej cieczy opłacalny jest wyłącznie w chłodnych klimatach oraz rurociągach podmorskich [9].

Obecność zanieczyszczeń takich jak woda, H₂S oraz metan także istotnie wpływa na gęstość i ściśliwość strumienia gazu, w wyniku czego dokładne oszacowanie zachowania strumienia płynu, wymaga złożonego modelowania przepływu, zwłaszcza na odcinkach rurociągu, gdzie spadek ciśnienia jest poniżej 10 MPa.

3.2.2. Korozja i uszkodzenia mechaniczne rurociągu

Najbardziej ekonomicznym materiałem do rurociągów, który minimalizuje koszty inwestycyjne, jest stal niestopowa, która charakteryzuje się dużą wytrzymałością oraz odpornością na korozję. Właściwości tego materiału, mocno wpływają na sposób projektowania systemu transportu [16].

Jeżeli w przetransportowanym CO₂ stężenie H₂O przekroczy linię graniczną rozpuszczalności przy temperaturze i ciśnieniu pracy sieci, to wtedy wytrąci się woda. W wyniku czego powstanie kwas węglowy H₂CO₃, który przyczynia się do korozji. Ten szczególny typ korozji jest wolno zachodzącym procesem, który skutkuje wyrwami na powierzchni stali oraz doprowadza do powstania wycieków w postaci otworów na rurze. Ryzyko korozji może być zmniejszone przez osuszanie strumienia CO₂ poniżej linii granicznej rozpuszczalności oraz poprzez zwiększanie grubości ścian rurociągów podczas projektowania sieci. Podobnie stężenie H₂S musi być utrzymane poniżej linii granicznej rozpuszczalności, aby nie dopuścić do korozji „kwaśnej”. Przy stosowaniu stali niestopowej, wymagane jest zewnętrzne zabezpieczenie przed korozją w postaci płaszcza lub ochrony katodowej.

Wyróżnia się dwa typy pęknięć w rurociągach transportujących CO₂: pęknięcia kruche przez korozję naprężeniową oraz pęknięcia ciągliwe. Pęknięcia kruche tworzą się w miejscach, gdzie występują duże miejscowe naprężenia przez korozję, w wyniku czego powstają małe szczeliny, które będą się stale powiększać. Rurociągi transportujące CO₂ mają większe ryzyko występowania uszkodzeń przez osiowe pęknięcia kruche. Powodem występowania tych pęknięć jest zjawisko intensywnego chłodzenia Joule'a Thomson'a, które zachodzi, kiedy gaz rozpręża się z wysokiego do niskiego ciśnienia przy stałej entalpi.

Pęknięcia ciągliwe występują, kiedy naprężenia przekroczą wytrzymałość na rozciąganie danego materiału oraz skutkują uszkodzeniem przez odkształcenie plastyczne. Głównym powodem powstania pęknięć ciągliwych w rurociągach jest wysokie, krótkotrwałe ciśnienie, które występuje podczas zmiany fazy przy rozprężaniu.

3.2.3. Zabezpieczenie rurociągu

Aby utrudnić dynamiczny rozwój pęknięć osiowych instaluje się blokadę przeciw pęknięciom lub szczelinom. Blokada taka składa się z włókna szklanego z żywicą epoksydową owiniętą wokół rury. Można również stosować stalowe pierścienie. Zabezpieczenia umieszczane są co 100-3000 m na podstawie klasy lokalizacji, w zależności od gęstości zaludnienia terenu. Natomiast podwójne blokady często są instalowane obok siebie, aby zapewnić całkowitą blokadę każdej szczeliny [9].

Przy projektowaniu trasy rurociągów należy uwzględnić nałożenie izolacji oraz umieścić zawory odcinające w takich interwałach, aby zmniejszyć ryzyko masowego wycieku CO₂ w razie pęknięcia rurociągu. Odległość między zaworami mieści się w zakresie 5-40 km na podstawie klasy lokalizacji.

W tab. 1 przedstawiono problemy związane z materiałami stosowanymi w rurociągach.

Tabela 1 Problemy z materiałami stosowanymi w przewodach do transportu CO₂ [13]
Table 1 Pipeline material issues related to CO₂ transport [13]

Materiał	Opis i przeciwdziałanie
Plomba elastomeryczna	Dyfuzja CO ₂ w materiałach elastomerycznych używanych w pompach i uszczelnkach zaworu, skutkuje dekompresją wybuchową. Jeżeli nastąpi gwałtowny spadek ciśnienia pracy. Aby zmniejszyć ryzyko dyfuzji CO ₂ i dekompresji, wymagane jest przeprowadzenie odpowiednich badań nad mało przepuszczalnymi i wytrzymałymi elastomerami.
Smary	Ubogie właściwości smarne suchego CO ₂ wpływają na konstrukcję pompy oraz wewnętrzne czyszczenie i zdrapywanie przewodów. Smary na bazie ropy naftowej i smary syntetyczne utwardzają się i stają się bezużyteczne do usługi transportu CO ₂ . Wymagane jest stosowanie specjalnych smarów nieorganicznych.

3.2.4. Problemy eksploatacyjne rurociągu

Charakterystyka pracy sieci jest mocno uzależniona od ciśnienia, zmienności temperatury oraz procesów dotyczących przetwarzania CO₂. Dlatego też, należy brać pod uwagę istotne problemy jakie mogą wystąpić podczas eksploatacji sieci. W tab. 2 przedstawiono główne problemy eksploatacyjne systemu transportu CO₂.

Tabela 2 Problemy eksploatacyjne systemu transportu CO₂ przez rurociągi [13]
Table 2 Operational challenges for CO₂ pipeline transport [13]

Problem	Opis i przeciwdziałanie
Dekompresja	Gwałtowna dekompresja doprowadza do skrajnego chłodzenia. Wymagana jest ostrożna kontrola procesu dekompresji np. podczas prac konserwacyjno-eksploatacyjnych, aby uniknąć termicznych naprężeń na rurociągach, zaworach oraz innych urządzeniach, które mogą spowodować zwiększenie kruchości lub pęknięcia. Gwałtowna dekompresja może być spowolniona lub przerwana we wczesnym stadium różnicy ciśnienia między ciśnieniem przed otwarciem zaworu i ciśnieniem po zamknięciu zaworu. Dzięki temu w przewodach i osprzęcie uniknie się powstania niskiej temperatury oraz zmiany fazy CO ₂ na ciało stałe.
Krótkotrwałe zmiany ciśnienia	W przeciwieństwie do rurociągów gazu ziemnego lub ropy naftowej, które pracują pod ciśnieniem (ropa) lub temperaturze (gaz) daleko od punktu krytycznego, rurociąg do transportu CO ₂ pracuje przy ciśnieniu i temperaturze relatywnie bliskiej punktu krytycznego. Krótkotrwałe zmiany ciśnienia powodują znaczące zmiany gęstości i ściśliwości, a w ekstremalnych przypadkach zmianę stanu skupienia.

Wykrywanie wycieków	Wykrywanie wycieków jest o wiele trudniejsze niż przy rurociągach transportujących węglowodór, ze względu na wysoką zależność temperatury na podstawie ściśłości płynu. W wyniku skrajnego chłodzenia podczas przecieku, najbardziej efektywną metodą wykrywania wycieków są pomiary aerofotogrametryczne, stosujące termowizję.
Kompresyjne magazynowanie w przewodach	Zjawisko to zachodzi kiedy pompa pracuje dalej, mimo, że zamknięto dany odcinek rurociągu. W wyniku tego ciśnienie rośnie na danym odcinku, co powoduje, że jego uwolnienie może być niebezpieczne. Przeciwdziałanie temu zjawisku może być osiągnięte poprzez prawidłowy system kontroli sieci.

4. Podziemne magazynowanie CO₂

Wyróżnia się trzy typy złóż posiadających duży potencjał na magazynowanie CO₂: złoża węglowe, szczerpane złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego oraz solankowe poziomy wodonośne. Spośród wymienionych typów magazynu, najbardziej nieekonomicznym rozwiązaniem są złoża węgla, ze względu na to, że posiadają najmniejszą pojemność [1]. Szczerpane złoża ropy naftowej, pomimo że posiadają znacznie mniejszą pojemność od złóż gazu ziemnego, czy też solankowych poziomów wodonośnych, mają jedną zaletę. Wydobycie ropy naftowej w czynnym złożu poprzez zatłaczanie CO₂ zwiększa pojemność złoża i zmniejsza koszty magazynowania, że w procesie dodatkowo otrzymuje się ropę naftową. W przypadku szczerpanych złóż gazu ziemnego ich atutem jest współczynnik regeneracji, który wynosi 80-90% oraz duża pojemność składowania. Jednakże spośród wszystkich magazynów największą pojemność mają solankowe poziomy wodonośne [16], a dodatkowo mają przewagę, że występują w obszarach, w których nie ma szczerpanych złóż ropy naftowej lub gazu.

4.1. Kryteria wyboru miejsca składowania CO₂

Spośród różnych elementów łańcucha sekwestracji CO₂, wybór miejsca składowania oraz jego charakterystyka są priorytetem, ponieważ wybrany obszar musi wykazać, że ma zdolność przyjmowania CO₂ w tempie dostawy.

W tab.3 przedstawiono szereg kryteriów eliminacyjnych dla złoża. Pierwsze trzy kryteria, są warunkami krytycznymi. Jeżeli złożo lub jego część nie spełnia tych warunków, powinno być uważane za miejsce nieodpowiednie do składowania CO₂, ze względu na wysokie ryzyko narażenia bezpieczeństwa. Kolejne cztery kryteria, są warunkami podstawowymi. Mogą być przypadki, w których jeden z tych warunków nie jest spełniony, wtedy dane złożo wciąż może być brane pod uwagę jako miejsce składowania. Jednakże, w przypadku większej liczby niespełnionych warunków powoduje, że dane złożo nie może pełnić funkcji magazynu. Ostatnie kryterium jest również warunkiem krytycznym, ale w przeciwieństwie do pozostałych kryteriów nie odnosi się do charakterystyki fizycznej złoża, lecz do jego opisu, wynikającego z aktów prawnych, które mogą ulec zmianie w przyszłości.

Tabela 3 Kryteria eliminacyjne do oceny przystosowalności złoża do składowania CO₂ [16]

Table 3 Evaluation criteria for geological carbon storage [16]

L.p.	Kryterium	Nieodpowiednie	Odpowiednie
1	Głębokość	<1000 m	>1000 m
2	Uszczelnienie złoża i stratygraficzna sekwencja	Ubogie	Umiarkowane i znakomite, co najmniej jedno rozległe, solidne uszczelnienie
3	Warunki ciśnieniowe	Nadciśnienie	Hydrostatyczne lub sub-hydrostatyczne
4	Sejsmiczność	Wysoka lub bardzo wysoka	Bardzo niska lub umiarkowana
5	Intensywność pękania	Rozległe	Ograniczone do umiarkowanego
6	Zasięg powierzchni naziemnej	<2500 km ²	>2500 km ²
7	Hydrogeologia	Płytkie małe przepływy	Umiarkowane na skalę regionalną przepływy
8	Regulacja prawna-dostępność	Zabroniona	Możliwa

W tab. 4 przedstawiono pożądane charakterystyki złoża lub jego części do składowania CO₂.

Tabela 4 Pożądane charakterystyki złoża lub jego części do składowania CO₂ [10]

Table 4 Wanted and unwanted features for geological storage sites [10]

L.p.	Kryterium	Niepożądane	Pożądane
1	Wewnątrz górotworu	Tak	Nie
2	Diageneza	Obecna	Nieobecna
3	Warunki geotermiczne	Ciepłe złoża (gradient >40°C/km i wysoka temperatura na powierzchni)	Chłodne złoża (gradient <40°C/km i niska temperatura na powierzchni)
4	Ewaporaty (sole)	Nieobecne	Słupy i złoża solne
5	Potencjał węglowodorowy	Nieobecny lub mały	Średni lub duży
6	Dojrzałość w przemyśle	Niedojrzałe	Dojrzałe
7	Pokłady węgla	Nieobecne, bardzo płytkie lub bardzo głębokie (<400 m lub >800 m głębokości)	Na umiarkowanej głębokości (400-800 m)
8	Klasa węgla	Lignit, antracyt	Węgiel brunatny lub bitumiczny
9	Wartość węgla	Wartościowy	Nie wartościowy
10	Na lądzie/Na morzu	Głęboko na morzu	Na lądzie lub płytko na morzu
11	Klimat	Srogi	Umiarkowany
12	Dostępność	Trudna lub niedostępna	Dobra
13	Infrastruktura	Nieobecna lub podstawowa	Rozwinięta
14	Źródła CO ₂ w ekonomicznej odległości	Nieobecne	Obecne

Pierwsze cztery kryteria (1-4) odnoszą się do ogólnej charakterystyki złoża. Magazyny znajdujące się wewnątrz górotworu są mało pożądane, ze względu na ich pęknięcie. Procesy diagenetyczne zazwyczaj prowadzą do utraty porowatości i przepuszczalności. Ciepłe złoża posiadają znacznie mniejszą zdolność składowania. Zmagazynowany CO₂ podlega silniejszym wyporom hydrostatycznym, ze względu na to, że ma mniejszą gęstość. Złoża solne mają taką przewagę, że formują mocne bariery dla strumienia CO₂, a wraz ze słupami solnymi mogą zapewnić magazynowanie w kawernach solnych [10].

Kolejne pięć kryteriów (5-9) odnosi się do możliwości magazynowania w konkretnych mediach. Potencjał węglowodorowy oraz dojrzałość w przemyśle energetycznym odnoszą się do możliwości składowania CO₂ w magazynach ropy naftowej lub gazu ziemnego, natomiast obecność lub brak pokładów węgla, ich klasa i ich wartość ekonomiczna odnoszą się do możliwości składowania CO₂ w pokładach węgla. Następne cztery kryteria (10-13) są oszacowaniami ekonomicznymi do magazynowania CO₂. Koszty są znacznie wyższe, jeżeli magazyn znajduje się głęboko w morzu, w srogich klimatach lub miejscach trudnodostępnych, gdzie występuje brak infrastruktury i jest potrzeba jej budowy. Ostatnie kryterium jest również oszacowaniem ekonomicznym, jednak odległość ekonomiczna może się zmienić wraz z rozwojem technologii transportu i budową nowych źródeł CO₂. Żadne z tych kryteriów nie jest eliminacyjne same w sobie, dopuszcza się sytuację, kiedy złożo może posiadać wiele niepożądanych właściwości, a wciąż być brane pod uwagę jako miejsce składowania CO₂. Z drugiej strony jeżeli jest za dużo niepożądanych właściwości, powinno się poważnie zastanowić czy jest sens inwestowania w geologiczne składowanie CO₂ w danym złożu. Zanim przystąpi się do oszacowania pojemności złoża i wyboru obszaru, należałoby ocenić, czy dane złożo ma potencjał na miejsce składowania CO₂.

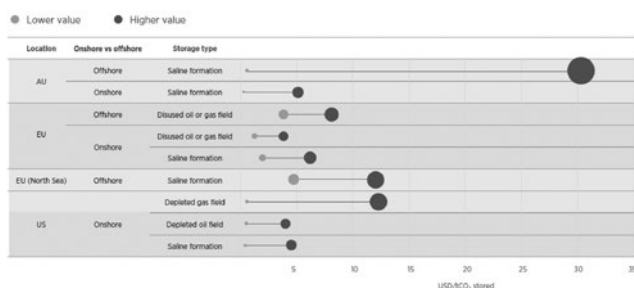
5. Koszt sekwestracji CO₂

Duży poziom niepewności towarzyszy przy szacowaniu kosztów sekwestracji, zwłaszcza w pierwszej fazie wdrażania, kiedy zastosowane technologie nie są jeszcze wystarczająco rozwinięte na taką skalę działań. Pilotażowe projekty na dużą i średnią skalę są kluczem do oszacowania rzeczywistych kosztów projektu.

5.3. Koszty magazynowania CO₂

Koszty inwestycyjne dotyczące rozwoju obszaru magazynowania, związane są z aktywnością gazu ziemnego i ropy naftowej. Koszty operacyjne są niskie, jeżeli włącza się CO₂ w fazie nadkrytycznej [13]. Wysokość kosztów jest zależna od następujących czynników: czy magazyn znajduje się na lądzie lub na morzu, pojemność danego złoża, rodzaj struktury geologicznej, parametry fizyczne magazynu, liczba istniejących otworów wiertniczych, rodzaj systemu zapobiegawczego czynności w razie wycieku CO₂.

Znalezienie odpowiedniego magazynu i sprawdzenie, czy jest to opłacalne rozwiązanie, obejmuje badanie i charakterystykę złoża pod kątem pojemności, łatwości wtłoczenia i bezpieczeństwa. Nie wszystkie badania magazynów CO₂ przebiegają pomyślnie, istnieje ryzyko, że poniesione koszty zostaną zmarnowane ze względu na brak wymaganej pojemności geologicznej. Na rys. 9 przedstawiono szacunkowe koszty magazynowania CO₂ w zależności od rodzaju i lokalizacji magazynu.



Rys. 9 Koszty magazynowania CO₂ [8]

Fig. 9 CO₂ storage costs [8]

6. Podsumowanie

Niewątpliwie technologia sekwestracji CO₂ jest drogą umożliwiającą wykorzystywanie paliw kopalnych w procesie produkcji energii elektrycznej bez większego zanieczyszczenia środowiska. Obserwując zdarzenia jakie miały miejsce w 2021 roku, gdzie sytuacja na globalnym rynku paliw była niestabilna oraz europejskie warunki atmosferyczne w IV kwartale 2021 nie były sprzyjające do produkcji energii elektrycznej z OZE, należy podjąć kroki w celu dostosowania i skomercjalizowania technologii pozwalającej na wykorzystanie zanieczyszczonych paliw. Przy coraz wyższych cenach uprawnień emisji CO₂ w ramach światowej transformacji do zeroemisyjnej gospodarki do roku 2050, implementacja rozwiązania opartego na wybranej technologii wychwytu jest kluczowa z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa w przypadku wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych, które przyczyniają się do wielkości produkcji energii z OZE. W takim wypadku przy wysokich cenach uprawnień EUA, posiadanie skomercjalizowanej technologii sekwestracji w portfolio energetycznym pozwoli na znaczną redukcję kosztów produkcji energii elektrycznej niezależnie od tego jaki nośnik energii będzie dominujący w krajowym miksie energetycznym.

W Polsce szacuje się, że realistyczna pojemność magazynowa do geologicznego składowania wynosi 10 Gt, z czego ponad 89% to solankowe poziomy wodonośne, 10% szcerpane złoża węglowodorów i < 1% głębokie nieeksploatowane pokłady węgla [12].

Powierzchnia magazynowa jest ograniczona i w trakcie eksploatacji łańcucha sekwestracji CO₂ nadejdzie moment, w którym nie będzie można już składować wychwyconego CO₂. W takim wypadku pozostań transport tankowcem do innego miejsca składowania w Europie lub na świecie [16].

Pomijając zmiany klimatyczne spowodowane nadmierną emisyjnością, należy wziąć pod uwagę wpływ tego procesu na zdrowie człowieka. W tabeli 5 przedstawiono negatywne skutki stężenia CO₂ w atmosferze.

Tabela 5 Wpływ stężenia CO₂ w atmosferze na zdrowie człowieka [16]

Table 5 Health impact on various levels of CO₂ concentration in the air [16]

Stężenie CO ₂	Skutki na zdrowym dorosłym osobniku
0,037%	Przeciętne stężenie w atmosferze w roku 2000, niestanowiące zagrożenia dla zdrowia
0,5%	Nie stanowi zagrożenia dla zdrowia
1%	Zwiększona częstotliwość oddechu, brak efektów trwałych
3%	Naczynia rozszerzające się miejscowo, rozszerzające się naczynia mózgowe, dwukrotnie wyższa częstotliwość oddychania, osłabiony wzrok i słuch, ból głowy, wyższe ciśnienie krwi, dezorientowanie
4-5%	Czterokrotnie zwiększona częstotliwość oddychania, uczucie zatrucia, duszenie, ból i zawroty głowy, podwyższone ciśnienie krwi
>30%	Śmierć w przeciągu kilku minut

Sekwestracja CO₂ jest technologią, która posiada duży potencjał, aby być w przyszłości nieodzownym elementem każdej elektrowni zasilanej paliwami kopalnymi. Kluczem do osiągnięcia zamierzonego efektu są ciągłe badania, analizy demonstracyjnych instalacji i wyszukiwania innowacyjnych rozwiązań, które przyczynią się do łagodnej transformacji energetycznej [5].

LITERATURA

- [1] Al-Fattah Saud M., Barghouty Murad F., 2011. „Carbon Capture and Storage: Technologies, Policies, Economics, and Implementation Strategies”, CRC Press Taylor & Francis Group.
- [2] Główny Urząd Statystyczny. 2021. „Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2019 i 2020”.
- [3] Hester r.E. and Harrison r.M., 2010. „Carbon Capture Sequestration and Storage”. The Royal Society of Chemistry.
- [4] Isoli N., Chaczykowski M., 2017. „Conceptual design of multi-source CCS pipeline transportation network for Polish energy sector”. International Conference on Advances in Energy Systems and Environmental Engineering (ASEE17). Nr 22.
- [5] Isoli N., 2014. „Sekwestracja CO₂”, praca inżynierska, Politechnika Warszawska.
- [6] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. 2021. „Raport z rynku CO₂ – Listopad”. Nr 116.
- [7] Kohl L. A., Nielsen B. r., 1997. „Gas Purification”. Gulf Publishing Company.
- [8] Lyons M., Durrant P., Kochhar K., 2021. „Reaching zero with renewables capturing carbon”. International Renewable Energy Agency. Technical Paper 4/2021.
- [9] Mercedes Maroto-Valer M., 2010. „Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology Volume 1: Carbon Dioxide (CO₂) capture, transport and industrial applications”, Woodhead Publishing Limited.
- [10] Mercedes Maroto-Valer M., 2010. „Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology Volume 2: Carbon Dioxide (CO₂) storage and utilisation”. Woodhead Publishing Limited.
- [11] Państwowy Instytut Geologiczny. 2021. „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31.12.2020”. <http://surowce.pgi.gov.pl>
- [12] Państwowy Instytut Geologiczny. 2013. „Raport – Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania”. <http://skladowanie.pgi.gov.pl>
- [13] Rackley S., 2010. „Carbon Capture and Storage”. Elsevier.
- [14] Thomas D., Benson S., 2005. „Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Results from the CO₂ Capture Project Volume 1: Capture and Separation of Carbon Dioxide from Combustion Sources”. Elsevier.
- [15] Wilson E., Gerard D., 2007. „Carbon Capture and Sequestration Integrating Technology”. Monitoring and Regulation, Blackwell Publishing
- [16] Ying Wu, Carrol J., Zhimin Du. 2011. „Carbon Dioxide Sequestration and Related Technologies”. Scrivener Publishing.