

## Sekwestracja CO<sub>2</sub> w Polsce nie ma sensu?!

### CO<sub>2</sub> sequestration in Poland does not make sense?!

Piotr Such

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Europejski Zielony Ład 2050 to dojście do neutralności klimatycznej wszystkich krajów zrzeszonych w UE. Jedną z opcji jest sekwestracja CO<sub>2</sub>, czyli magazynowanie wytworzonego przez elektrownie dwutlenku węgla w podziemnych składowiskach gazu, budowanych w strukturach geologicznych. Sekwestracja mogłaby obniżyć emisję CO<sub>2</sub> o 20% w skali świata. Sekwestracja CO<sub>2</sub> obok niewątpliwych zalet ma niestety również szereg ograniczeń. Należą do nich wysokie koszty oraz ograniczona liczba obiektów, w których można sekwestrować CO<sub>2</sub>. Sekwestrację można podzielić na trzy grupy: sekwestrację w wyczerpanych złożach węglowodorów, sekwestrację w głęboko zalegających poziomach wodonośnych oraz sekwestrację połączoną z intensyfikacją wydobycia oraz geotermią. Aby zasekwestrować znaczącą część emitowanego w Polsce dwutlenku węgla, potrzebne są: separacja CO<sub>2</sub> na terenie szeregu elektrowni, adaptacja odpowiednich obiektów geologicznych, kompleks badań związanych z eksploatacją i bezpieczeństwem, budowa lub uzupełnienie odpowiedniej infrastruktury, budowa rurociągów do przesyłania CO<sub>2</sub> z elektrowni na składowisko. Jakie elementy wpływają na koszt sekwestracji? Przede wszystkim separacja dwutlenku węgla – wymagająca dużych ilości energii i obniżająca wydajność elektrowni nawet o 10%. Następnie gaz ten należy sprężyć i doprowadzić do stanu ciekłego w warunkach ciśnienia nadkrytycznego oraz wybudować sieć gazociągów. Jeśli sekwestracja ma miejsce w wyczerpanych złożach węglowodorów, to wiadomo, że struktura jest szczelna i na powierzchni istnieje gotowa infrastruktura. Dla poziomów wodonośnych należy przeprowadzić pełny komplet badań, wywiercić odpowiednią liczbę otworów i wybudować infrastrukturę na powierzchni. Jeśli Polska chce wypęścić zadania związane z Zielonym Ładem w energetyce, to konieczne są ogromne inwestycje. W analizie kosztów należy wziąć pod uwagę takie elementy jak długość koniecznych do budowy gazociągów, istniejące linie przesyłowe energii elektrycznej, trzeba zsynchronizować działania nakierowane na ewentualną sekwestrację z działaniami związanymi z gospodarką wodorową. Trzeba też uwzględnić niewymierne koszty społeczne związane z protestami ludzi przeciwko projektom sekwestracyjnym. Poza tym dochodzi jeszcze „drobiazg”: wszystkie elektrownie powinny zostać zmodernizowane albo zburzone i wybudowane od nowa. OZE nie mogą istnieć same dla siebie, bo muszą zapewniać stałe dostawy energii. To można osiągnąć miksem energetycznym, w którym zabezpieczono miejsce na gospodarkę wodorową. Podstawą miksu energetycznego powinny być elektrownie jądrowe zbudowane na miejscu największych emitentów, dzięki temu można będzie wykorzystać istniejące sieci przesyłowe. OZE sprzężone z gospodarką wodorową powinny dać drugi co do wielkości wkład w produkcję energii. Tu będą potrzebne również wyczerpane złoża gazu jako PMG dla mieszanek metanowo-wodorowych lub wodoru. Elektrownie węglowe, które pozostaną, powinny zostać głęboko zmodernizowane. Wchodzi tutaj w grę hybrydyzacja (biomasa lub elektrownie parowo-gazowe). To powinno zmniejszyć ich emisję o 30–40%. Udział sekwestracji w ograniczeniu emisji CO<sub>2</sub> będzie śladowy i powiązany z geotermią.

Słowa kluczowe: sekwestracja, emisja CO<sub>2</sub>, koszty, horyzont czasowy.

**ABSTRACT:** The main goal of European Green Deal is for all EU member states to become climate-neutral by 2050. One option is CO<sub>2</sub> sequestration. It means underground CO<sub>2</sub> storage in geological structures. Theoretically, such sequestration could lower CO<sub>2</sub> emissions by about 20%. This process has also, however, a number of disadvantages, such as high costs and restricted volume of appropriate geological objects. Sequestration processes can be divided into three groups: sequestration in depleted hydrocarbon deposits, sequestration in aquifers and sequestration coupled with EOR and geothermal energy capture. To sequester a significant part of emitted CO<sub>2</sub>, it is necessary to separate CO<sub>2</sub> in power plants, to adapt appropriate geological objects, to investigate such objects and to build infrastructure and pipelines. What elements affect the cost of sequestration? First of all, separation of CO<sub>2</sub> requiring large amount of energy (about 10% of energy produced in power plant). Next, gas must be compressed and rendered to supercritical/liquid phase. In the case of depleted hydrocarbon reservoirs, we know that the structure is tight and there is an infrastructure on the surface. When it comes to aquifers, it is necessary to carry out a full set of investigations, drill holes and build an infrastructure. If Poland wants to fulfill all tasks of Green Deal, huge investments are needed. The cost analysis should take into account such elements as the length of pipelines

Autor do korespondencji: P. Such, e-mail: [piotr.such@inig.pl](mailto:piotr.such@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 31.08.2020 r. Zatwierdzono do druku: 30.11.2020. r.

to be constructed and existing power grids. Any probable sequestration must be correlated with hydrogen projects. RES cannot work alone because they are not able to provide a constant supply of energy. It can be achieved with energy mix. Such a mix should be based on nuclear plants built in place of the greatest coal plants, which will make it possible to use the existing power grids. RES coupled with hydrogen economy should result in the second largest contribution to energy mix. All coal power plants must be modernized. Hybridization must be taken into account here (biomass or steam and gas power plants). This should reduce their emissions by about 30–40%. The share of sequestration will be very small and associated with geothermal energy.

Key words: sequestration, emission of CO<sub>2</sub>, costs, time horizon.

## Wstęp

Europejski Zielony Ład 2050 to dojście do neutralności klimatycznej wszystkich krajów zrzeszonych w UE (IPCC, 2005; Komisja Europejska, 2019). W Polsce na razie trwa dyskusja, jakie perspektywiczne rozwiązania przyjąć w zakresie produkcji energii. Jedną z opcji jest sekwestracja CO<sub>2</sub>, czyli zatłaczanie wytworzonego przez elektrownie dwutlenku węgla do podziemnych składowisk gazu, budowanych w strukturach geologicznych (Gaurina-Medimurec i Novak-Mavar, 2019; Ringrose i Meckel, 2019). W pracy zaproponowano podział metod sekwestracyjnych oraz omówiono wkład tych metod do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w Polsce, koszty sekwestracji i horyzont czasowy stosowania tych metod.

## Co to jest sekwestracja i czego wymaga

Sekwestracja CO<sub>2</sub> (CCS) stała się modnym i gorącym tematem w różnego typu „zielonych programach”. Teoretycznie mogłaby ona obniżyć emisję CO<sub>2</sub> o 20% w skali świata. Fatih Birol (2019), dyrektor wykonawczy Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA), nazwał CCS „technologią krytyczną” w walce ze zmianami klimatu, wspierając tę technologię jako niezbędny sposób dekarbonizacji sektora paliw kopalnych. Sekwestracja CO<sub>2</sub> obok niewątpliwych zalet ma niestety również szereg ograniczeń (Piekacz et al., 2009; Lublańska et al., 2016). Należą do nich wysokie koszty oraz ograniczona liczba obiektów, w których można sekwestrować CO<sub>2</sub> (Uliasz-Misiak i Tarkowski, 2009). Jak wygląda sytuacja w Polsce? Autor niniejszego opracowania proponuje własny podział projektów sekwestracji (CCS).

Aby zasekwestrować znaczącą część emitowanego w Polsce dwutlenku węgla, potrzebne są:

- separacja CO<sub>2</sub> na terenie szeregu elektrowni;
- odpowiednia pojemność składowania, tj. objętość będących do wykorzystania wyeksploatowanych złóż lub adaptacja odpowiednich obiektów geologicznych (z wierceniem odwiertów, budową infrastruktury napowierzchniowej, kompleksowymi badaniami od sejsmiki po testy otworowe);
- budowa lub uzupełnienie (w przypadku wyeksploatowanych złóż) odpowiedniej infrastruktury;

- budowa rurociągów do przesyłania CO<sub>2</sub> z elektrowni na składowisko;
- do tego dochodzą niewymierne koszty związane z protektami społecznymi dotyczącymi składowania CO<sub>2</sub>.

Proponowany podział wygląda następująco:

1. Sekwestracja „tania”, czyli sekwestracja w wyeksploatowanych złóżach gazu. Sprawdzona jest szczelność, istnieje model geologiczny i pełna infrastruktura na złożu. Koszty obejmują separację CO<sub>2</sub> i transport do złoża (w koszt wchodzi budowa gazociągu z elektrowni).
2. Sekwestracja „droga”, czyli w zawodnionych strukturach geologicznych. Koszt obejmuje badania geologiczne, geofizyczne, petrofizyczne, geochemiczne w celu sprawdzenia szczelności struktury i jej odporności chemiczno-mineralogicznej na CO<sub>2</sub>, oszacowanie pojemności, opracowanie modelu geologicznego, budowę infrastruktury (odwierty, systemy zatłaczające, rurociągi) oraz oczywiście separację CO<sub>2</sub> w elektrowni.
3. Sekwestracja „opłacalna”, polegająca na zatłaczaniu CO<sub>2</sub> do złóż węglowodorów (na ogół ropy naftowej) pod koniec jego eksploatacji, czyli traktowana jako zabieg zwiększający współczynnik szczytowania złoża (intensyfikacja produkcji). Po zakończeniu eksploatacji złoża i jego napełnieniu CO<sub>2</sub> możliwe też byłoby wykorzystanie go jako źródła geotermalnego, przy czym elementem transportującym energię (ciepło) będzie CO<sub>2</sub>, a nie woda (van Horn, 2016; Riahi et al., 2017).

## Fakty obiektywne

1. Antropogeniczna emisja roczna CO<sub>2</sub> w Polsce wynosi około 340 mln ton, to jest około 227 mld m<sup>3</sup> (Ministerstwo Klimatu, 2020), i jak dotąd rośnie z roku na rok (Wójcicki, 2007; Piekacz et al., 2009; Green Projects, 2019). W roku 2017 Polskę umieszczono pod tym względem na pozycji piątej wśród krajów UE (rys. 1), do roku 2020 awansowaliśmy na miejsce trzecie.
2. Sekwestracja 20% emisji dwutlenku węgla w skali światowej pozwoliłaby, według IPCC, na utrzymanie ocieplenia klimatu poniżej 2 stopni do końca stulecia. W Polsce oznacza to konieczność zatłoczenia pod ziemię 68 mln t dwutlenku węgla rocznie.

3. Zastąpienie wszystkich elektrowni ciepłych (węgiel kamienny i brunatny) elektrowniami jądrowymi kosztowałoby 350 mld zł (wGospodarce.pl, 2018).

### Jak wygląda sytuacja polskich zakładów energetycznych

Regulowanie cen energii elektrycznej sprawiło, że u progu wielkiej operacji modernizacyjnej branży spółki energetyczne znajdują się przeważnie na minusie i nie są w stanie samodzielnie wykonać jakichkolwiek projektów/inwestycji związanych z Zielonym Ładem (z wyjątkiem zamknięcia poszczególnych zakładów). W sumie gigantyczne inwestycje w ten sektor będą musiały być finansowane przez państwo z ewentualnym wsparciem UE.

parowo-gazowe) czy dostarczaniem biomasy. Wydaje się, że jeśli w Polsce zdecydujemy się na jakiś miks energetyczny (OZE + elektrownie jądrowe + modernizacja dotychczasowych), to możliwe będzie optymalizowanie kosztów z zachowaniem do dalszej pracy tych elektrowni, które wymagają relatywnie najniższych nakładów na modernizację (najbardziej oczywistym elementem jest położenie warunkujące minimalizację długości gazociągów dla elektrowni gazowych).

Dla ograniczenia emisji dwutlenku węgla w Polsce wdrożenie planu modernizacji elektrowni oznacza redukcję emisji CO<sub>2</sub> o około 20%.

Ponieważ europejskim celem ekologicznym (Green Deal) jest dekarbonizacja gospodarek w granicach 80%, to możliwe są takie rozwiązania:

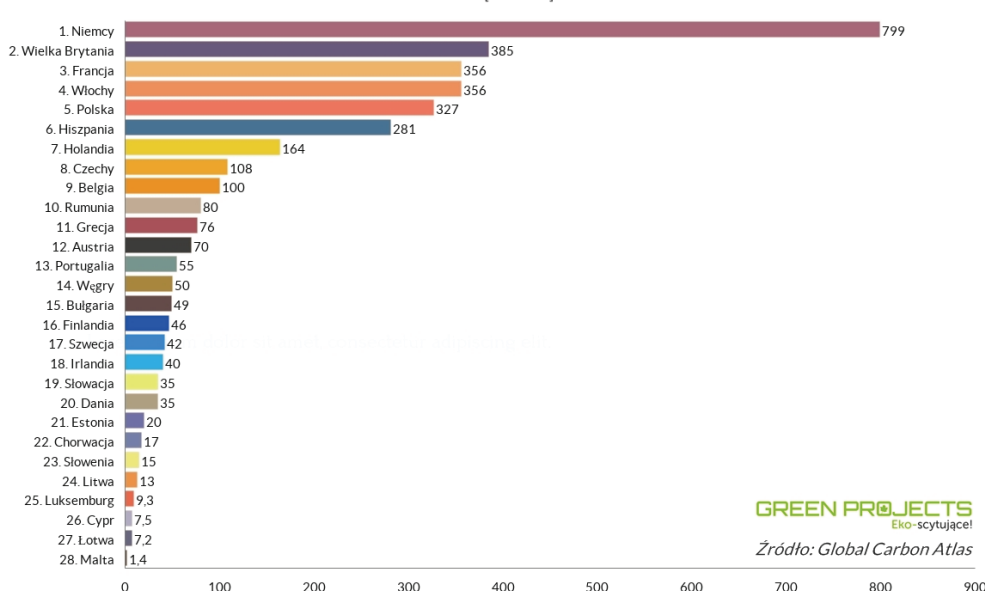
- sekwestrujemy dwutlenek węgla;
- zamykamy konwencjonalne elektrownie i zastępujemy je albo elektrowniami jądrowymi, albo energią odnawialną.

Należy zauważyć, że sekwestracja powinna obejmować nie tylko elektrownie, ale również inne zakłady przemysłowe emitujące duże ilości CO<sub>2</sub> (czyli kolejne trzydzieści kilka procent emisji). Pomysł radykalny, czyli sekwestracja całego dwutlenku węgla z polskich instalacji przemysłowych, oznacza, że wszystkie wyeksploatowane złoża węglowodorów wystarczą na 3–3,5 roku takiej sekwestracji (oczywiście magazynowanie i transport CO<sub>2</sub> w postaci nadkrytycznej – rys. 2) (Ministerstwo Klimatu, 2020).

Jeśli dołożymy potencjalne aquifery (i niesprawdzone dane o ich objętości okażą się prawdziwe – te wszystkie rozpoznane wielkie

struktury zawodnione muszą być szczelne), to wystarczy to na około 30 lat (Ministerstwo Klimatu, 2020). To jest pierwszy nonsens. Przy takiej objętości potencjalnych składowisk masowa sekwestracja jest rozwiązaniem tymczasowym (tym bardziej że konkurencyjne metody dekarbonizacji zakładają wykorzystanie tych składowisk jako magazynów wodoru). Drugim nonsensem takiego rozwiązania jest jego koszt (Stańczyk i Bieniecki, 2007; Bartela et al., 2018). Wykonano analizę techniczną dla Bełchatowa (Bartela et al., 2018). Stwierdzono, że hybrydyzacja (węgiel + biomasa albo węgiel + gaz) byłaby zdecydowanie tańsza niż sekwestracja, niestety przy również zdecydowanie mniejszym procentowo obniżeniu emisji CO<sub>2</sub>,

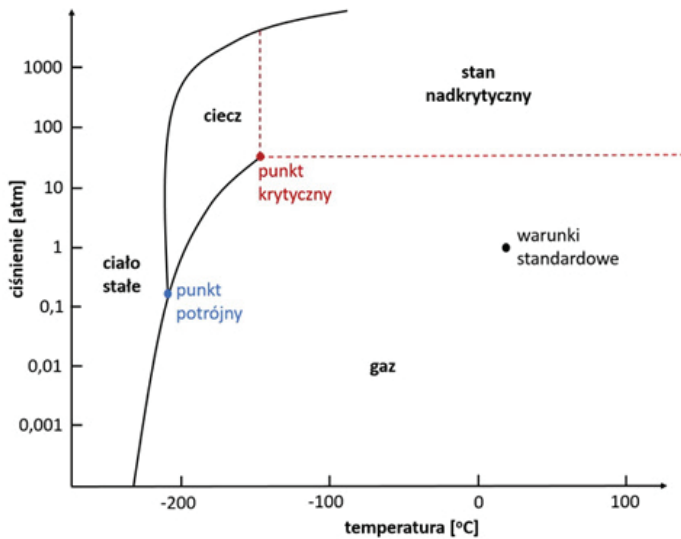
### Emisje CO<sub>2</sub> w Unii Europejskiej



Rys. 1. Najwięksi emitenci CO<sub>2</sub> w Europie w roku 2017 (Green Projects, 2019)

Fig. 1. Largest CO<sub>2</sub> emitters in Europe (Green Projects, 2019)

Zgodnie z *Krajowym Raportem Inwentaryzacyjnym 2020* (Ministerstwo Klimatu, 2020) elektrownie są odpowiedzialne za około 48% emisji. Nasze elektrownie charakteryzują się sprawnością cieplną poniżej 40%. Ich efektywność można poprawić metodami hybrydyzacji (dodatkowe kotły na biomasę), wprowadzeniem technologii gazowych (parowo-gazowych). Tego typu innowacje poprawiają wydajność energetyczną do 60%. Dla spalania węgla brunatnego oznacza to zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 27–45%. Oczywiście te modernizacje łączą się z miliardowymi inwestycjami. Obok modernizacji samych elektrowni będą konieczne inwestycje związane z budową gazociągów doprowadzających gaz (elektrownie



Rys. 2. Diagram fazowy dla CO<sub>2</sub> (Dubiński et al., 2010)

Fig. 2. Phase diagram for CO<sub>2</sub> (Dubiński et al., 2010)

w związku z czym do realizacji Green Deal byłaby również potrzebna sekwestracja, chociaż na mniejszą skalę. Koszt roczny całkowitej sekwestracji CO<sub>2</sub> z Bełchatowa przekraczałaby 10 mld zł (emisja roczna równa 37 mln ton CO<sub>2</sub> × 60 euro za sekwestrację 1 tony = 10 mld zł). Za te pieniądze po 8 latach można wybudować nowoczesną elektrownię jądrową. Roczny koszt całkowitej sekwestracji CO<sub>2</sub> emitowanego w Polsce (340 mln ton) to więcej niż 90 mld zł, a dochodzi do tego jeszcze sieć rurociągów transportujących CO<sub>2</sub> i cała potrzebna do tego infrastruktura, a także dodatkowe zatrudnienie w zakładach sekwestrujących.

**Co generuje koszty i kiedy sekwestracja będzie miała sens**

- A. Sekwestracja w głęboko zalegających poziomach wodonośnych.
  1. Separacja CO<sub>2</sub> wymaga dużych ilości energii. Moc i wydajność elektrowni spada o 10% i żeby utrzymać jej dotychczasową moc, trzeba dobudować nowe generatory.
  2. Gaz trzeba sprężyć i doprowadzić do stanu ciekłego w warunkach ciśnienia nadkrytycznego oraz wybudować sieć rurociągów do miejsc składowania dwutlenku węgla.
  3. Jeśli sekwestrujemy w głęboko zalegających utworach wodonośnych, to należy: przeprowadzić badania sejsmiczne, zinterpretować je i zacząć wiercić otwory rozpoznawcze. Należy przebadać skały, wywiercić odpowiednią liczbę otworów, przeprowadzić testy szczelności (Labus, 2009; Dubiński et al., 2010; Labus et al., 2011; Suchodolska, 2012; Szufflita, 2016). Trzeba też

- wykonać model numeryczny struktury i zaprojektować sposób sekwestracji (liczbę otworów i wielkości zatłaczania).
- 4. Należy wybudować odpowiednią infrastrukturę podziemną (otwory zatłaczające i monitoringowe, ewentualnie zaadaptować otwory rozpoznawcze do tego celu) i na powierzchni.
- 5. Należy prowadzić monitoring składowiska w trakcie eksploatacji (sejsmiczny, otworowy, środowiskowy) oraz na etapie likwidacji i po zamknięciu składowiska.
- 6. W każdym momencie może się okazać (np. przy końcu rozpoznawczych prac wiertniczych), że struktura nie jest szczelna. Wówczas zostawiamy inwestycję i zaczynamy w innym miejscu od początku.

- B. Sekwestracja w wyeksploatowanych złożach (Kotowicz i Janusz, 2007; Tarkowski i Uliasz-Misiak, 2007; Lubaś et al., 2015).

- 1 i 2. Separacja jak w punkcie A, przy czym tu nie można optymalizować długości rurociągów.
- 3. Ten etap w znacznej części odpada (skala ewentualnych badań uzupełniających zależy od stanu rozpoznania złoża), z wyjątkiem stworzenia modelu numerycznego i zaprojektowania procesu sekwestracji (być może będą potrzebne dodatkowe otwory lub rekonstrukcja starych).
- 4. Adaptacja istniejącej infrastruktury otworowej do zatłaczania i monitoringu CO<sub>2</sub>.
- 5. Prowadzenie monitoringu składowiska (sejsmicznego, otworowego i środowiskowego).
- 6. To ryzyko nie występuje.

- C. Sekwestracja w wybranych dojrzałych złożach węglowodorów.

Do takich celów nadają się złoża o tak wysokiej temperaturze złożowej, by były interesujące z punktu widzenia zastosowania technologii geotermalnych, i jednocześnie zalegające tak głęboko, by utrzymywały CO<sub>2</sub> w stanie nadkrytycznym (rys. 2). W etapie pierwszym zatłacza się CO<sub>2</sub> do złoża (Habera, 2016). Jest to intensyfikacja produkcji (zwiększenie współczynnika szcerpania) i w rezultacie obok kosztów pojawiają się również zyski. W celu wypełnienia zbiornika CO<sub>2</sub> wykonuje się czynności analogiczne do tych w punkcie B. Ewentualnie w kolejnym etapie instaluje się konieczną infrastrukturę geotermalną wraz z generatorami energii. Czynnikiem transportującym ciepło jest CO<sub>2</sub> i produkuje się energię elektryczną. Ten etap, po zainwestowaniu w infrastrukturę geotermalną, przynosi zyski. Ta technologia dopiero startuje. W USA firma GreenFire Energy uruchomiła pierwszą instalację doświadczalną. Trwają prace doświadczalne w Norwegii, Islandii i Szwajcarii.



## Dyskusja

Jeśli Polska chce wypełnić zadania związane z Zielonym Ładem, to w energetyce konieczne są ogromne inwestycje. Musi powstać odpowiedni miks energetyczny, przy czym jednym z głównych parametrów branych pod uwagę będzie analiza kosztów (które tak czy inaczej wyniosą setki miliardów złotych). W analizie kosztów należy wziąć pod uwagę takie elementy jak (w przypadku sekwestracji CO<sub>2</sub>) długość koniecznych do zainstalowania gazociągów czy istniejące linie przesyłowe dla energii elektrycznej. Trzeba też uwzględnić niewymierne koszty społeczne związane z protestami ludzi przeciw projektom sekwestracyjnym. Poza tym dochodzi jeszcze „drobiazg”: wszystkie elektrownie powinny zostać zmodernizowane albo zburzone i wybudowane od nowa.

OZE nie mogą istnieć same dla siebie, bo muszą zapewniać stałe dostawy energii. To można osiągnąć miksem energetycznym, w którym zabezpieczono miejsce na gospodarkę wodorową. Wiąże się to z dziesiątkami skoordynowanych działań, które muszą być wspomagane przez państwo, bo przy obecnych cenach na prywatne fundusze nie można liczyć (chyba że zostaną podniesione ceny prądu o 100%, chociaż już teraz jest on najdroższy w UE).

## Wnioski

1. Podstawą miksu energetycznego powinny być elektrownie jądrowe zbudowane na miejscu największych emitentów (i producentów energii), dzięki czemu można będzie wykorzystać istniejące sieci przesyłowe. Nowoczesne elektrownie jądrowe produkują Francja, Japonia i Korea Płd. Można odczekać kilka lat i zakontraktować elektrownie czwartej generacji.
2. OZE sprzężone z gospodarką wodorową powinny dać drugie co do wielkości wkład w produkcję energii.
3. Elektrownie węglowe, które pozostaną, powinny zostać głęboko zmodernizowane (co w praktyce oznacza zamontowanie nowych bloków). Wchodzi tutaj w grę hybrydyzacja (biomasa lub elektrownie parowo-gazowe). To powinno zmniejszyć ich emisję o 30–40%.
4. Jeżeli chodzi o sekwestrację, to należy rozważyć wykorzystanie sekwestracji sprzężonej najpierw z intensyfikacją produkcji węglowodorów, a następnie z geotermią. Oznacza to, że sekwestracja obejmie jedynie bardzo mały procent całkowitej emisji CO<sub>2</sub>, i to przy założeniu, że technologia geotermalna z dwutlenkiem węgla jako nośnikiem energii zostanie wdrożona. Z powodu bardzo wysokich kosztów (przy braku modernizacji emitentów) sekwestracja nie ma obecnie sensu. Wszystkie inne metody ograniczania

emisji CO<sub>2</sub> są tańsze i bardziej efektywne. Jej zastosowanie na szerszą skalę musi być związane z rewolucją w kosztach separacji dwutlenku węgla.

## Literatura

- Bartela Ł., Gładysz P., Plis M., 2018. Analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów. Wskaźnikowa analiza energetyczna, środowiskowa i ekonomiczna trzech ścieżek redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów. <<https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2019-08-27-analiza-techniczna-mozliwosci-redukcji-emisji-dwutlenku-wegla-z-elektrowni-belchatow-ext-pl.pdf>> (dostęp: 10.2019).
- Birol F., 2019. A Bright future. *Europejski Bank Rozwoju*. ISBN: 978-92-861-4290-1 (PDF/EN). DOI: 10.2867/67846.
- Dubiński J., Wachowicz J., Koterka A., 2010. Podziemne składowanie dwutlenku węgla – możliwości wykorzystania technologii CCS w polskich warunkach. *Górnictwo i Geologia*, 5(1): 5–19.
- Gaurina-Međimurec N., Novak-Mavar K., 2019. Carbon Capture and Storage (CCS): Geological Sequestration of CO<sub>2</sub>. *Intech Open*. DOI: 10.5772/intechopen.84428.
- Green Projects, 2019. Emisje CO<sub>2</sub> w Europie. <<http://green-projects.pl>> (dostęp: 10.2020).
- Habera Ł., 2016. Aspekty termodynamiczne zatłaczania dwutlenku węgla w procesach intensyfikacji wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego (EOR/EGR). *Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego*, 210: 1–169. DOI: 10.18668/PN2016.210.
- IPCC, 2005. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. *Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, USA*.
- Komisja Europejska, 2019. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Europejski Zielony Ład. Bruksela, COM(2019) 640 final.
- Kotowicz J., Janusz K., 2007. Sposoby redukcji emisji CO<sub>2</sub> z procesów energetycznych. *Rynek Energii*, 1: 10–18.
- Labus K., 2009. Modeling hydrochemical effects of carbon dioxide sequestration in saline aquifers of the Upper Silesian Coal Basin. *Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice*.
- Labus K., Bujok P., Leśniak G., Klempa M., 2011. Badania reakcji w systemie woda–skała–gaz dla celów sekwestracji CO<sub>2</sub> w poziomach wodonośnych. *Górnictwo i Geologia*, 7(2): 249–257.
- Lubaś J., Szott W., Wójcicki A., 2015. Wspomaganie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z polskich złóż z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> i jego równoczesną sekwestracją. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego*, 465: 45–56.
- Lublańska Z., Grudniewski T., Chodyka M., Nitychoruk J., 2016. Rodzaje metod sekwestracji CO<sub>2</sub>. *Budownictwo i Inżynieria Środowiska*, 33(63): 239–246. DOI: 10.7862/rb.2016.206.
- Ministerstwo Klimatu, 2020. Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2020: Inwentaryzacja gazów cieplarnianych dla lat 1988–2018. *Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) w Instytucie Ochrony Środowiska – Państwowym Instytucie Badawczym*, Warszawa.
- Piekacz J., Gąsiorowska E., Ściążko M., Wójcicki A., 2009. Technologia wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (CCS) sposobem na złagodzenie zmian klimatu. *Raport Polskiej Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan przy wsparciu funduszu Brytyjskiego Ministerstwa Spraw Zagranicznych (Foreign & Commonwealth Office)*.

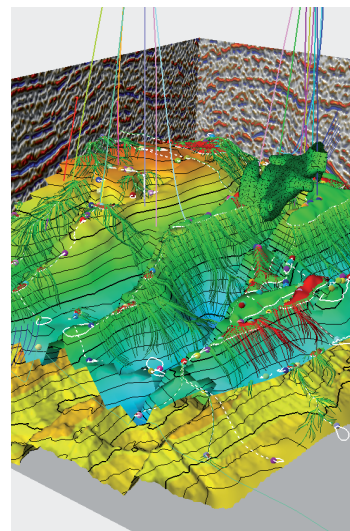
- Riahi A., Moncarz P., Kolbe W., Damjanac B., 2017. Innovative Closed-Loop Geothermal Well Designs Using Water and Super Critical Carbon Dioxide as Working Fluids. *41<sup>st</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California*.
- Ringrose P.S., Meckel T.A., 2019. Maturing global CO<sub>2</sub> storage resources on offshore continental margins to achieve 2DS emissions reductions. *Scientific Reports*, 9(17944). DOI: 10.1038/s41598-019-54363-z.
- Stańczyk K., Bieniecki M., 2007. Możliwości redukcji emisji CO<sub>2</sub> i jej wpływ na efektywność oraz koszty wytwarzania energii z węgla. *Górnictwo i Geoinżynieria*, 31(2): 575–586.
- Suchodolska K., 2012. Bezpieczeństwo geologicznej sekwestracji CO<sub>2</sub> – zagrożenia i prewencja. *Górnictwo i Geologia*, 7(2): 249–257.
- Szuflita S., 2016. Badania laboratoryjne oddziaływania gazów kwaśnych na skałę zbiornikową w procesach sekwestracji CO<sub>2</sub>. *Nafta-Gaz*, 7: 520–527. DOI: 10.18668/NG.2016.07.04.
- Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., 2007. Podziemne składowanie – sposób na dwutlenek węgla. *Przegląd Geologiczny*, 55: 655–660.
- Uliasz-Misiak B., Tarkowski R., 2009. Koszty geologicznego składowania CO<sub>2</sub>. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk*, 75.
- Van Horn A.J., 2016. An Innovative Carbon-free Geothermal Power Technology. *Technical Workshop on Clean Energy Across the Border, Holtville, California*. DOI: 10.13140/RG.2.1.1940.6485.
- wGospodarce.pl, 2018. Koszt budowy elektrowni atomowej to 40-70 mld zł. <<http://wGospodarce.pl>> (dostęp: 10.2020).
- Wójcicki A., 2007. Wychwytywanie i składowanie CO<sub>2</sub> pochodzącego ze spalania paliw kopalnych. *Projekt CO2NETEAST (prezentacja)*. <[http://www.geology.cz/geocapacity/publications/aw-CO2\\_Lviv.pdf](http://www.geology.cz/geocapacity/publications/aw-CO2_Lviv.pdf)> (dostęp: 10.2020).



Dr hab. Piotr SUCH, prof. INiG – PIB  
Zastępca Dyrektora ds. Poszukiwań Złóż  
Węglowodorów  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [piotr.such@inig.pl](mailto:piotr.such@inig.pl)

## OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU SEJSMIKI

- przetwarzanie danych sejsmicznych Prestack i Postack;
- przetwarzanie i interpretacja pionowych profilowań sejsmicznych PPS 1C / 3C;
- modelowanie sejsmiczne na danych 2D / 3D;
- interpretacja danych sejsmicznych 2D, 3D oraz pomiarów sejsmiki otworowej PPS-3C;
- interpretacja strukturalna i litofacialna danych sejsmicznych 2D i 3D;
- budowa modeli prędkościowych w domenie czasu i głębokości (na podstawie danych sejsmicznych i geofizyki otworowej) na potrzeby konwersji czas-głębokość oraz migracji głębokościowej;
- podwyższenie rozdzielczości pionowej danych sejsmicznych przy wykorzystaniu pomiarów PPS;
- poprawa rozdzielczości danych sejsmicznych z wykorzystaniem procedury dekompozycji spektralnej;
- konstrukcja map powierzchniowych w domenie czasu i głębokości;
- opracowanie i analiza map atrybutów sejsmicznych, inwersji sejsmicznej, dekompozycji spektralnej;
- wieloatrybutowa charakterystyka ośrodka geologicznego;
- analizy sejsmiczne AVO, AVAZ;
- obliczanie inwersji symultanicznej oraz stochastycznej na danych sejsmicznych;
- identyfikacja anizotropii typu HTI w ośrodku geologicznym przy użyciu danych sejsmicznych i otworowych (określenie intensywność oraz azymutu anizotropii);
- obliczanie parametrów anizotropii typu VTI i HTI oraz określenie głównych kierunków szczelinowości na podstawie wieloazymutalnego pomiaru PPS 3C i pomiarów sejsmicznych 3D;
- wyznaczanie obszarów perspektywicznych dla formacji tępokowych (sweet spots) oraz wskaźników DHI dla złóż konwencjonalnych na danych sejsmicznych;
- prognozowanie ciśnień porowych na podstawie danych sejsmicznych i geofizycznych;
- interpretacja parametrów petrofizycznych w przestrzeni okotworowej w oparciu o pomiary pionowego profilowania sejsmicznego (PPS);
- kompleksowa interpretacja geologiczno-złożowa w oparciu zintegrowane dane geologiczne i geofizyczne (analiza cech makroskopowych rdzeni wiertniczych, objawy i wyniki prób złożowych, profilowania geofizyki otworowej, interpretacja sejsmiczna).



Kierownik: dr Andrzej Urbaniec Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków  
Telefon: 12 617 74 86 Faks: 12 653 16 65 E-mail: [andrzej.urbaniec@inig.pl](mailto:andrzej.urbaniec@inig.pl)



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy