

O korzyściach technologii wychwytu dwutlenku węgla w polskich realiach

About the benefits of carbon dioxide capture technology in Polish realities

PAWEŁ WOSZCZYK, MICHAŁ KACZANOWSKI

DOI 10.36119/15.2022.12.1

Celem poniższego artykułu jest przedstawienie korzyści z zastosowania technologii wychwytu dwutlenku węgla w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. W artykule zostały przedstawione nie tylko zagadnienia związane z obecną sytuacją geopolityczną ale również kwestie techniczne. Ponadto tekst przybliży obecne trendy związane z CCS oraz jak wyglądają perspektywy tej technologii w najbliższym czasie.

Słowa kluczowe: Polska, energetyka, energetyka konwencjonalna, CCS, wychwyt dwutlenku węgla, czyste technologie węglowe

The purpose of this article is to present the benefits of using carbon dioxide capture technology in the National Power System. The article presents not only aspects related to the current geopolitical situation, but also technical issues. In addition, the text presents the current trends related to CCS and what the prospects for this technology look like in the near future.

Keywords: Poland, power industry, conventional power industry, CCS, carbon dioxide capture, clean coal technologies

Wstęp

Jak mówi stare chińskie przekleństwo: „Obyś żył w ciekawych czasach”. I rzeczywiście, patrząc na światowe wydarzenia można postawić tezę, że obecnie europejska energetyka, a w tym polska, znalazła się w bardzo ciekawych czasach. Wynika to między innymi z faktu, że z jednej strony wytwarzanie energii w naszym kraju jest w znaczącej części oparte o paliwa kopalne, głównie o węgiel kamienny i brunatny, zaś z drugiej strony energetyka jest zobowiązana do transformacji w kierunku energetyki klimatycznie neutralnej.

W 2004 roku Polska wstąpiła do Unii Europejskiej, co w głównej mierze wyznaczyło kierunek zmian w tym sektorze. Dołączenie do Wspólnoty poza szeregiem benefitów wiązało się z integracją sektorów energetycznych, gdzie nastąpiło wdrażanie różnych mechanizmów rynkowych, procesów prywatyzacji oraz wprowadzono obowiązek dostosowania się do wymagań środowiskowych, których głównym punktem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Dla porównania według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych około 87% energii wyprodukowanej w 2021 roku opierało się na energetyce konwencjonalnej.

Ponad perspektywą krajową oraz europejską jest jeszcze ta globalna, która w ostatnich latach przeżyła prawdziwe trzęsienie ziemi. Wraz z postępującymi lockdownami oraz pandemią koronawirusa, w roku 2020 zużycie energii elektrycznej na całym świecie zmalało. Jednak już w roku 2021 nastąpiło gwałtowne odbicie ekonomiczne – a tym samym wzrost zapotrzebowania na paliwa energetyczne. Niestety, za gwałtownym wzrostem zapotrzebowania nie podążył wzrost mocy produkcyjnych, czego efektem był ogólnosiwiatowy wzrost cen surowców i paliw.

Z kolei w Europie, poza kwestiami ekonomicznymi, związanymi z skutkami pandemii, na sytuację wpłynęły ruchy Gazpromu, który już we wrześniu 2021 roku zaczął ograniczać sprzedaż gazu ziemnego na rynku gazu. Po 24 lutego 2022 roku i rozpoczęciu przez Federację Rosyjską konfliktu zbrojnego na Ukrainie sytuacja na rynku paliwowym jedynie się pogorszyła. W ramach sankcji państwa Unii Europejskiej, między innymi, postanowiły narzucić embargo na surowce energetyczne. Ma ono wejść w życie 22 listopada i obejmuje ograniczenia na handel węglem, ropą naftową oraz olejem napędowym. Z kolei Federacja Rosyjska zmniejszyła dostawy gazu ziemnego, który jest kluczowy

dla Europy nie tylko w sektorze ciepłownictwa, ale również odpowiada za znaczną część produkcji energii elektrycznej.

Tak jak zostało to poruszone, na całą tę sytuację nakłada się długoterminowa polityka UE, polegająca na dojściu do neutralności klimatycznej do roku 2050 i zapewnienia zerowego bilansu emisji gazów cieplarnianych. Działania te mają źródło w Protokole z Kioto, którego efektem była większa świadomość społeczna i polityczna wola przeciwdziałaniu globalnym zmianom klimatu. Skutkiem tych zmian było przyjęcie w 2015 roku Porozumienia Paryskiego, którego najważniejszym elementem stał się ogólnosiwiatowy konsensus w kwestii ograniczenia wzrostu średniej temperatury na powierzchni Ziemi do 1,5°C z ewentualną górną granicą 2°C. Narzędziem realizującym te założenia w Unii Europejskiej jest, tzw. Europejski Zielony Ład (*Green Deal*), czyli program transformacji gospodarczej, który został ogłoszony w 2019 roku przez Komisję Europejską. Co ciekawe już dwa lata później program ten został zaktualizowany przyjęciem pakietu „Fit for 55”, który zwiększa docelowe poziomy redukcji emisji dla państw członkowskich. Oznacza to, że przy obecnym trendzie, dążenie do celów klimatycznych może być znacząco przyspieszane.

mgr. inż. Paweł Woszczyk – Zastępca Dyrektora ds. Technicznych; inż. Michał Kaczanowski, Młodszy Specjalista ds. Technicznych; Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie. Adres do korespondencji/ Corresponding author: michal.kaczanowski@tpe.pl

Wszystkie te czynniki mocno dotykają sektor wytwarzania energii, który musi podczas transformacji przejść z wysokoemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej na technologie o zerowych emisjach. Istota problemu, szczególnie w kontekście polskiej energetyki, polega na zastąpieniu dużych i stabilnych jednostek wytwórczych, technologiami, które są niesterowalne oraz posiadają niższy współczynnik dyspozycyjności mocy zainstalowanej. W ostatnim czasie technologia wychwytu dwutlenku węgla (*ang. Carbon Capture and Storage, CCS*) została wskazana jako jedno z potencjalnych rozwiązań tej kwestii. W swoich założeniach pozwala ona na jednoczesne utrzymanie sterowalności mocy wytwórczych przy redukcji emisyjności. **Należy zatem zadać pytanie czy ta technologia jest w stanie pomóc w procesie transformacji i czy jest odpowiednia do polskich realiów?**

Produkcja energii elektrycznej, krajowe emisje i moce wytwórcze

W celu dokładnego zrozumienia roli technologii CCS w Polsce, należy przyjrzeć się kilku czynnikom. Tak jak zostało już wspomniane, w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dominuje produkcja energii elektrycznej z paliw kopalnych. Cechą charakterystyczną tego typu technologii jest emisyjność, która często jest odniesiona do jednostki wyprodukowanej energii. Parametr ten zależy głównie od rodzaju metody wytwarzania, paliwa oraz sprawności układu. W przypadku węgla emisyjność oscyluje od około 850 do 1100 kg CO₂/MWh, zaś dla gazu w układzie kombinowanym jest to około 350 kg CO₂/MWh, a dla układu prostego to około 600 kg CO₂/MWh. Z racji, że 79,36% krajowej energii elektrycznej jest wytwarzana z węgla kamiennego i brunatnego to roczne emisje dwutlenku węgla kształtują się na poziomie 104,9 miliona ton. Biorąc pod uwagę nałożone wymagania redukcji emisji, oznacza to, że należałoby stopniowo odchodzić od tego paliwa, zaś w zamian oddawać nowe jednostki o mniejszych emisjach jednostkowych lub Odnawialne Źródła Energii. Jednak, gdy prześledzi się historię nowych mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, okazuje się, że w ciągu ostatnich lat do systemu oddano kilka nowych bloków węglowych, które głównie zrekompensowały wycofanie z użytku kilka najstarszych jednostek. Sytuacja z nowymi jednostkami wytwórczymi nie wygląda lepiej w pozostałych sektorach wytwarzania energii. W systemie

pojawiało się kilka jednostek gazowych, lecz są to przede wszystkim jednostki przemysłowe lub elektrociepłownie, zatem ich produkcja energii elektrycznej jest mocno powiązana z produkcją ciepła. Z drugiej strony rozwój lądowej energetyki wiatrowej został zamrożony ustawą, zaś morskie farmy wiatrowe to perspektywa kilku następnych lat. Wyjątkiem wydaje się być fotowoltaika, która przeżywa swoisty bum na nowe moce. Jednak, jak się okazuje, sieci dystrybucyjne w większej części kraju okazały się nieprzystosowane do tak gwałtownego wzrostu, co jest głównym czynnikiem ograniczającym rozwój PV.

System handlu uprawnieniami do emisji

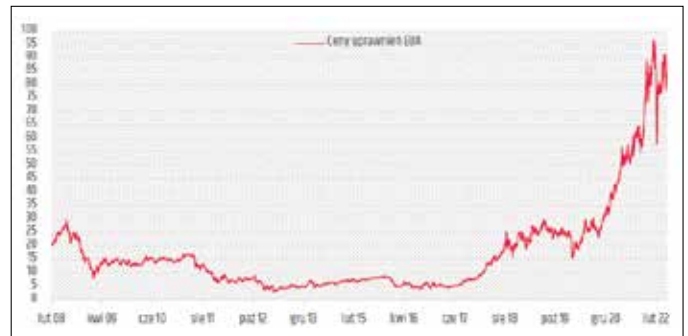
Jak powszechnie wiadomo, podstawą każdej inwestycji jest skomplikowana kalkulacja ekonomiczna, która odpowiada na dwa proste pytania: czy w swoim życiu technicznym dany obiekt się zwróci i czy przyniesie spodziewane zyski. Tym samym kwestie ekonomiczne oraz konkurencja na rynku, grają najważniejszą rolę, zaś technika często musi się przystosować do tych wymagań.

Ta prosta zależność pozwala dokładniej zrozumieć cel i powody stojące za powstaniem systemu do handlu pozwoleniami do emisji dwutlenku węgla tzn. EU ETS. W zamysłu, transformacja ener-

gicznego, tak aby wyrzucić wpływ na strategię spółek, a co gorsze, spadek cen uścił czynność decydentów. W tamtym okresie najbardziej restrykcyjne scenariusze prognozowały, że ceny powyżej 30-40 €/t pojawiają się dopiero w perspektywie 2030 roku. Jednak rzeczywistość okazała się zupełnie inna, kiedy na początku 2020 roku cena uprawnień zaczęła gwałtownie rosnąć. W roku 2021 został przekroczony poziom 90€/t, a obecnie ceny oscylują na poziomie 70€/t.

Pomijając kwestie biurokratyczne czy projektowania, sama budowa nowych jednostek wytwórczych zajmuje kilka lat. Tym samym w systemie EU ETS potrzebny był stabilny wzrost cen, który odpowiednio dawałoby się uwzględnić w kalkulacji ekonomicznej, tak aby zaplanować odpowiednio inwestycje umożliwiające transformację energetyki. Zamiast tego energetyka otrzymała skokowy wzrost cen uprawnień, który niespodziewanie obciążył wytwórców energii, którzy muszą płacić znaczące kwoty za emisje, aby móc wywiązać się z podjętych kontraktów. Oznacza to również, że fundusze, które mogłyby zostać przeznaczone na nowe inwestycje, są obecnie spożytkowane na koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej. W czerwcu 2022 roku udział pozwoleń w kosztach wytwarzania wynosił około 35%, a wcześniej, na przełomie 2021 i 2022 było to aż 60%.

Rysunek 1. Wykres przedstawiający zmiany cen na rynku pozwoleń do emisji dwutlenku węgla. Źródło: KOBIZE; Graph showing price changes in the carbon dioxide emission allowance market. Source: KOBIZE



tyczna Europy miała zostać zrealizowana poprzez stworzenie ekonomicznego nacisku, który z kolei zachęcałby spółki energetyczne do inwestycji w mniej emisyjne technologie. Niestety funkcjonowanie tego systemu okazało się niedoskonałe. EU ETS zaczął działać w roku 2005 i dwa pierwsze lata miały na celu ukształtowanie cen oraz przyzwyczajanie się podmiotów do funkcjonowania systemu, w roku 2010 cena pozwolenia osiągnęła około 15€/t, tak aby w roku 2013 osiągnąć zaledwie około 5€/t. Oznaczało to, że system zawiódł i zrobił to na dwóch płaszczyznach. Taki poziom cen nie był w stanie stworzyć odpowiedniego nacisku ekono-

Rynek mocy

Ważnym elementem dla energetyki konwencjonalnej jest Rynek Mocy. Wprowadzony ustawą z 8 grudnia 2017 r. zapewnia wsparcie ekonomiczne jednostkom, które są w stanie wykonać obowiązek mocy. Czyli po prostu jednostkom gotowym do produkcji energii elektrycznej do systemu w okresie zagrożenia niedoborem mocy. Udział w rynku mocy mogą brać tylko jednostki, które dostały odpowiedni certyfikat i zgłaszają dyspozycyjność za pomocą aukcji. Podobne rynki można znaleźć również w innych państwach europejskich i ich celem jest uzupełnianie Odnawialnych

Źródeł Energii poprzez utrzymanie sterowalnych i dyspozycyjnych jednostek, z kolejnymi limitami emisyjności mają zachęcać do inwestycji w efektywniejsze jednostki. Od 2025 roku, aby wziąć udział w rynku, średnioroczna emisyjność jednostki musi być mniejsza niż 550 kg CO₂/MWh, co w przypadku energetyki konwencjonalnej, oznacza głównie zachętę do budowy jednostek opalanych gazem. Jednak w obecnej sytuacji oznacza również pozbawienie wsparcia około 60% mocy wytwórczych w Polsce. Rezultatem może być, albo wzrost cen energii, albo nieopłacalność pracy wybranych jednostek, a tym samym wycofanie ich z ruchu.

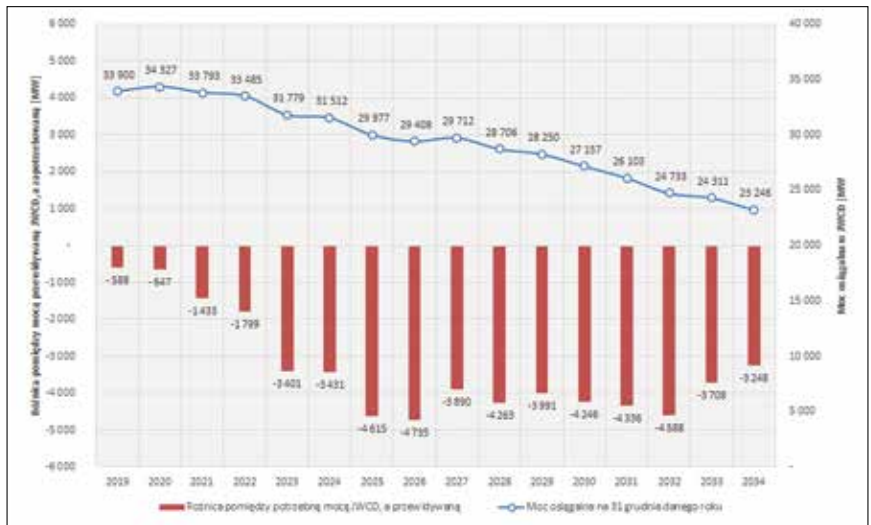
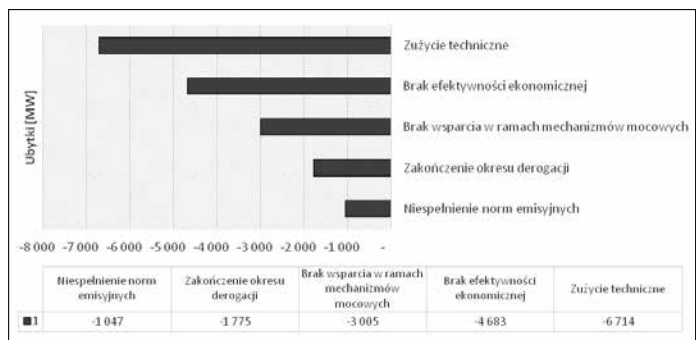
Ostrzeżenie w państwowych raportach

Połączenie przedstawionych czynników znacząco wpłynęło na perspektywę zapewnienia krajowego bezpieczeństwa energetycznego. W czerwcu 2021 roku przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zostaje opublikowana „Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034”, zaś miesiąc później, Ministerstwo Klimatu i Środowiska publikuje „Sprawozdanie z Wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej”. Oba dokumenty potwierdzają jeden kluczowy fakt – w najbliższych latach w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym ubędzie zdecydowanie więcej mocy wytwórczych, niż zostanie oddanych do użytku. W dokumentach została podana wartość ubytku na poziomie 4,6 GW mocy zainstalowanej, jednak należy wziąć pod uwagę, że w zdecydowanej większości będą to jednostki węglowe – aż 96,32%. Z kolei nowe inwestycje będą skupione wokół farm fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych. Zatem przy uwzględnieniu Współczynnika Dyspozycyjności Mocy ubytek rośnie do 10,6 GW, co stanowi aż 31% całej mocy dyspozycyjnej w systemie!

Co ważne, prognozy te zbiegają się z wyjątkową sytuacją geopolityczną oraz czynnikiem, który często jest pomijany. Mianowicie przewiduje się, żeby możliwe było osiągnięcie pełnej neutralności klimatycznej, należy mocno zelektryfikować szereg sektorów, w tym np. mobilność. Oznacza to, że nawet przy poprawie efektywności energetycznej, zużycie energii będzie rosło. W Polityce Energetycznej Państwa założono, że do roku 2040 zużycie energii elektrycznej wzrośnie o 30%.

Tym samym, obecnie kluczowym zadaniem sektora energetycznego jest zmniejszenie emisji przy jak najmniejszych kosz-

Rysunek 2. Wykres przedstawiający ilość ubytków w KSE oraz powodów ubytku. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE; Graph showing the number of losses in the PPS and the reason for the loss. Source: ERO data;



Rysunek 3. Wykres przedstawiający przewidywany bilans sterowalnych mocy wytwórczych w KSE oraz różnicę pomiędzy mocą przewidywaną, a potrzebną, bez uwzględnienia Wskaźnika Dostępności Mocy. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych URE i MKiŚ; Chart showing the expected balance of controllable generation capacity in the NPS and the difference between the expected and required capacity, without taking into account the Capacity Availability Index. Source: ERO and MCE data

tach oraz w jak najszybszym czasie, ale jednocześnie bez utraty istniejących jednostek wytwórczych.

Dlaczego technologia wychwytu dwutlenku węgla?

Niestety przedstawione raporty nie uwzględniają kluczowego wydarzenia, którym jest wybuch konfliktu zbrojnego na Ukrainie oraz konsekwencje jakie za sobą niesie. Szczególnie ważnym czynnikiem jest znaczne ograniczenie dostępnych wolumenów gazu ziemnego – paliwa, które w planach miało pełnić rolę pomostu podczas procesu transformacji. Zablokowanie gazociągu Jamalskiego oraz braki tego surowca komplikują sytuację, nawet pomimo zwiększenia dostępnych przepustowości dzięki oddaniu rurociągu Baltic Pipe. Obecnie dostępne i planowane zdolności przesyłowe nie są wystarczające, aby cały sektor energetyki konwencjonalnej mógł przejść na wytwarzanie z tego paliwa. Na przykład wysokosprawny blok gazowy klasy 600 MW, który pracuje 5000h w roku, może zużyć nawet do ok. 0,5 mld m³ gazu ziemnego, co stanowi

2,5% rocznego krajowego zapotrzebowania na to paliwo (względem 2021 roku). Według zapowiedzi niektórych ekspertów, sytuacja na rynku gazu powinna się uspokoić w przeciągu następnych dwóch lat, w zależności od tego jak będzie się rozwijała sytuacja geopolityczna. Jednak pewne jest, że Federacja Rosyjska straciła zaufanie Państw Europejskich jako pewnego dostawcy. Wnioskiem z tej sytuacji jest to, że bezpieczeństwo energetyczne powinno w jak największym stopniu opierać się o dostępne krajowe zasoby. Ponadto trzeba mieć na względzie wymagania klimatyczne oraz cel, do którego dążymy jako część wspólnoty. Optymalnym rozwiązaniem wydaje się być energetyka jądrowa. Wydaje się to potwierdzać wybór wykonawcy i zapowiedź budowy pierwszej tego typu instalacji w Polsce. Jednak należy pamiętać, że tego typu instalacje są bardzo czasochłonne – oraz kapitałochłonne. Tym samym nie będzie ona w stanie realnie zastąpić energetyki węglowej w perspektywie najbliższych kilkunastu lat. Celem zatem powinno być utrzymanie jak największej liczby sterowalnych mocy wytwórczych, aby zapewnić odpowiedni

poziom rezerw mocy i zachować bezpieczeństwo energetyczne państwa.

W powyższe wymagania wpisują się technologie z zakresu wychwytu i składowania dwutlenku węgla pozwalające na dalszą eksploatację istniejących jednostek wytwórczych, przy jednoczesnej redukcji emisji CO₂ – tym samym nie tylko związanych z tym kosztów, ale również dążenie do spełnienia celów klimatycznych dotyczących emisji gazów cieplarnianych. CCS wpisuje się w transformację, gdyż może być zastosowany nie tylko z jednostkami węglowymi, ale również z jednostkami gazowymi. One mają bowiem wspierać proces dekarbonizacji w krajach na całym świecie, a są niemal równie wrażliwe na kolejne zaostżenia polityki klimatycznej co bloki węglowe.

Technologie wychwytu dwutlenku węgla

Dla sektora energetycznego, można wyróżnić trzy główne ścieżki technologiczne dla wychwytu CO₂:

Pierwszy wariant, Post-Combustion, pozwala na separację większości CO₂ po przejściu spalin przez odpowiedni układ technologiczny. Zatem podobnie jak systemy oczyszczania spalin z siarki, ten układ może zostać zainstalowany do istniejących już obiektów bez większych ingerencji w samą konstrukcję bloku energetycznego. Co więcej te technologie mogą zostać zastosowane w instalacjach przemysłowych, takich jak np. cementownie, co pozwala na wspólne zbieranie doświadczeń oraz zwiększenie skali. Ze względu na duże wolumeny gazów, separacja następuje przy ciśnieniu atmosferycznym w temperaturach od 120°C do 180°C. Technologia post-combustion może być realizowana za pomocą czterech głównych metod: adsorpcyjnych, absorpcyjnych, membranowych, kriogenicznych.

Z kolei drugi wariant, technologie Pre-combustion, opierają się głównie na reakcji częściowego utleniania paliwa z tlenem lub reforming parowy. Celem reakcji jest uzyskanie gazu syntetycznego, w którym występuje wodór oraz tlenek węgla. W kolejnych procesach tlenek węgla zamienia się na dwutlenek węgla i separowany poprzez reakcje konwersji gazu wodnego między syngazem a parą wodną. Pozostały gaz jest wykorzystywany jako paliwo. Niestety, proces ten występuje w zakresie ciśnień od 1,4 MPa do 4 MPa, zaś technologie te mogą być stosowane jedynie w blokach IGCC, które łączą zgazowanie paliwa z układem gazowo-parowym. Zaletą tego typu podejścia jest łatwiejsza se-

paracja strumienia CO₂ z gazu, a tym samym mniejsze nakłady inwestycyjne związane z samą technologią separacji. Nie tylko potrzebne są mniejsze urządzenia do wychwytu, ale i wykorzystywane są mniejsze ilości adsorbentów i adsorbatów. Oczywistym minusem jest konieczność współpracy z blokami IGCC, które wymagają drogich inwestycji w układy zgazowania paliwa. Ponadto, z racji że sama metoda zgazowania węgla ogranicza emisyjność, wychwyty realizowany tym sposobem wymaga bardzo wysokich cen energii, aby był opłacalny.

Ostatni wariant, technologie Oxy-Fuel Combustion, opierają się na stosowaniu wysokiej czystości tlenu w procesach spalania paliw w celu uzyskania bardzo wysokich koncentracji CO₂ – około 65% w przypadku spalin mokrych. Podczas procesu kluczowe jest utrzymanie odpowiedniej temperatury spalania. Jest to realizowane poprzez recyrkulację części spalin do komory spalania i prowadzenie procesu spalania w atmosferze bogatej w tlen i dwutlenek węgla. Technologia Oxy-Fuel Combustion wymaga instalacji specjalnego układu do separacji tlenu z powietrza oraz wymaga wprowadzenia zmian w kotle w celu przystosowania go do prowadzenia procesu spalania w atmosferze tlenowej. Ponownie, oznacza to wysokie wymagania po stronie CAPEX i OPEX.

Zalety CCS

Za wyborem i stosowaniem technologii wychwytu dwutlenku węgla przede wszystkim przemawia szereg kwestii technicznych – wszystkie nowoczesne bloki węglowe i gazowe w Polsce były budowane zgodnie z zasadą „CCS Ready”, czyli możliwa jest ich modernizacja pozwalająca na współpracę z instalacją CCS. Wymóg ten został zawarty w Dyrektywie 2010/75/WE w sprawie emisji przemysłowych oraz Dyrektywie 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Przepisy te dotyczą wszystkich bloków energetycznych, których pozwolenie na budowę zostało wydane po 25 czerwca 2009 r. Jednym z wymogów było wykonanie oceny wpływu technologii CCS na środowisko. Efektem było to, że planując blok energetyczny projektanci musieli uwzględnić:

- wykonywalność techniczną przy zastosowaniu przynajmniej jednej technologii wychwytywania dwutlenku węgla;
- potencjalne miejsca składowania oraz miejsca pod budowę przy zapewnieniu, że istnieje możliwość bezpiecznej eksploatacji instalacji do wychwytu i sprężania CO₂;

- drogę transportu do miejsc składowania i identyfikację jednej (lub kilku) ścieżek, wykonalnych pod względem technicznym i ekonomicznym, dla rurociągu lub wskazanie innej alternatywnej drogi transportu sprężonego dwutlenku węgla;
- identyfikację jednego lub kilku składowisk, które zostały odpowiednio oszacowane i uważane są za miejsca odpowiednie do bezpiecznego składowania;
- identyfikację innych czynników, które uniemożliwiłyby budowę i eksploatację instalacji CCS oraz dokonanie analizy możliwości ich wyeliminowania;
- oszacowanie prawdopodobnych kosztów.

Zatem w przypadku podjęcia prób implementacji CCS, takie analizy powinny ułatwić i przyspieszyć proces wdrożenia tej technologii.

Kolejnym kluczowym argumentem, przemawiającym za CCS, jest samo ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Pozwala to nie tylko dążyć do spełnienia celu redukcji emisji na poziomie 55% do roku 2030, ale również pozwala ograniczyć koszty zmienne związane z opłatami za emisję. Odpowiednia instalacja wychwytu umożliwi osiągnięcie emisji na poziomie poniżej 100kg CO₂/MWh. Zatem kolejnym pozytywnym efektem byłoby dopuszczenie do rynku mocy po 2025 roku. Dla systemu niesie to korzyść w postaci zmniejszenia przewidywanego ubytku mocy oraz pozwala na pełne wykorzystanie nowych bloków nadkrytycznych, które dzięki zredukowanej emisyjności będą mogły w pełni wykorzystać swój techniczny czas życia.

Pośrednią korzyścią z zastosowania technologii CCS jest wykorzystanie obecnej infrastruktury sieci elektroenergetycznej, gdyż korzystamy z obiektów, które już w nią wyposażono. Dzięki temu PSE będzie mogło skupić się na modernizacjach oraz rozplanować na dłuższy okres budowę nowych linii przesyłowych.

Równie ważnym czynnikiem, przemawiającym za technologią wychwytu dwutlenku węgla, są kwestie społeczne. Dzięki utrzymaniu istniejących jednostek wytwórczych możliwe będzie zachowanie miejsc pracy, a przecież załogi elektrowni mogą składać się nawet z kilku tysięcy pracowników. Ponadto możliwe będzie wykorzystanie kompetencji zatrudnionych już specjalistów. Technologie CCS mogą także pomóc w przekształceniu branż o wysokiej emisyjności w branże o zerowych emisjach, zmieniając ich wizerunek i jednocześnie zapewniając dalsze wsparcie dla lokalnych społeczności. Na tym zalety się

nie kończą, bo CCS tworzy również nowe, wartościowe miejsca pracy – obiekty CCS są dużymi projektami inżynieryjnymi i budowlanymi. Zatem ich planowanie, projektowanie, budowa oraz oddanie do użytku i eksploatację generują miejsca pracy wymagające zatrudnienia wykwalifikowanej kadry wykonawczej.

Efekt ubocznym utrzymania elektrowni węglowych jest dalsze wytwarzanie ubocznych produktów spalania (UPS) czyli popiołów, które można wykorzystać przy produkcji cementu. Od jakiegoś czasu zachód Europy sygnalizuje zapotrzebowanie na tego typu produkty.

Minusy CCS

Niestety technologia wychwytu dwutlenku węgla posiada swoje ograniczenia i jak każda technologia wiąże się z pewnymi kompromisami.

Największym problemem instalacji CCS, jest zmniejszenie sprawności wytwarzania energii. Jak każda instalacja oczyszczania spalin, technologia wychwytu posiada własne zapotrzebowanie na energię, zależne od rodzaju zastosowanej technologii, wolumenów czy rodzaju paliwa wykorzystywanego przez blok energetyczny. Generalnie można szacować, że:

- dla bloku spalającego węgiel kamienny ze sprawnością brutto na poziomie 50% nastąpi spadek sprawności do 42%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 8 p.p.;
- dla bloku spalającego węgiel brunatny ze sprawnością brutto na poziomie 47,5% nastąpi spadek sprawności do 38,5%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 9 p.p.;
- dla bloku gazowo-parowego ze sprawnością brutto na poziomie 58,5% nastąpi spadek sprawności do 50,2%, co oznacza obniżenie sprawności na poziomie 8,3 p.p.

Utrudnieniem w utrzymaniu bloków węglowych jest mała elastyczność tych jednostek. Jest to bardzo ważny czynnik biorąc pod uwagę stale rozrastający się sektor OZE. Jednak w sytuacji zagrożenia deficytu mocy kluczowe jest utrzymanie jak największej liczby jednostek konwencjonalnych.

Czynnikiem kluczowym związanym z CCS jest ekonomia i opłacalność inwestycji. Wybudowanie całego systemu wychwytu i transportu wymaga zarówno CAPEX jak i OPEX, które muszą zwrócić się w czasie życia całego bloku energetycznego. Przy utrzymaniu się obecnych trendów nie powinno to stanowić problemu dla jednostek nadkrytycznych, lecz należy zadać pytanie co z pozostałymi jednostkami.

Warto również wziąć pod uwagę, że wdrożenie CCS zmniejszy popyt na uprawnia, co wpłynęłoby na ich cenę rynkową. Chociaż kolejnym aspektem jest to, że w systemie EU ETS liczba wydawanych bezpłatnych pozwoleń jest redukowana co roku – automatyczna redukcja podaży niezależna od popytu.

Poza samą technologią wychwytu i transportu, pozostaje jeszcze trzeci czynnik czyli dostępność odpowiednich miejsc do składowania. Według ocen ekspertów, w Polsce można składować do 15 000 mln t CO₂ – co przy rocznej emisji na poziomie 105 mln t CO₂ pozwoliłoby zatłaczać tą ilość przez ponad 140 lat. Jednak, nie wszystkie struktury, do których można by zatłaczać sprężony gaz, spełniają odpowiednie kryteria, a najważniejszym z nich jest sam transport do miejsca składowania.

Ostatnią kwestią jest brak odpowiednich uwarunkowań prawnych oraz brak systemowych rozwiązań, choć jest to stosunkowo łatwe do naprawienia i władze już działają w tym kierunku. Z inicjatywy Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, 25 sierpnia 2021 r. został powołany przez Ministra Klimatu i Środowiska „Zespół do spraw rozwoju technologii wychwytu, składowania i wykorzystania CO₂”. Zespół pod przewodnictwem wiceministra Piotra Dziadziwo składa się z ekspertów związanych z czołowymi przedsiębiorstwami oraz instytucjami. Zespół aktywnie pracuje na rzecz analizy tej technologii i możliwości jej wdrożenia. W ramach prac, TGPE zamówiło „Studium techniczno-ekonomiczne dla wychwytu i składowania CO₂”. Dokument został wy-

przeanalizowało cztery główne warianty spalania paliwa połączone z jednostką wychwytu i składowania. Otrzymane wyniki są bardzo ciekawe i obiecujące, zaś zakres pozwolił na przeanalizowanie szerokiego spektrum możliwości. Pewne jest, że ten dokument, który jest dostępny dla członków TGPE, może stanowić solidną podstawę i ważny krok dla rozwoju technologii CCS w Polsce.

Trendy w Polsce i na świecie

Dopiero od niedawna obserwuje się wzrost zainteresowania technologią CCS/CCUS – w sektorze energetyki jest to wciąż stosunkowo młoda technologia, która się jeszcze rozwija. Pod koniec 2021 roku na całym świecie sekwestrowano jedynie 36 mln ton CO₂. Jest to mało w porównaniu do światowych emisji na poziomie 36 300 mln ton, ale pokazuje, że sektor zaczyna się rozwijać.

W ostatnich latach nastąpiło zdecydowane przyspieszenie powstawania nowych projektów w technologii CCS/CCSU. Część z państw, np. Wielka Brytania ma już wpisany CCS do swojej polityki energetycznej. Dlatego ważne, aby Polska nie przegapiła okazji do rozwoju tej technologii. Na początku 2022 roku w użyciu znajdowało się 27 instalacji, w budowie 4, a kolejne 58 jest na dalekim etapie przygotowań, zaś dalsze 44 obiekty są dopiero na bardzo wczesnym etapie projektowania. Sumarycznie biorąc pod uwagę wszystkie inwestycje, prognozowane zdolności wychwytu dwutlenku węgla kształtują się na poziomie 110 mln ton CO₂ na rok.



Rysunek 4. Mapa przedstawiająca orientacyjne lokalizacje inwestycji w technologii CCS. Źródło: raport Globalnego Instytutu CCS; Map showing indicative locations of investments in CCS technology. Source: Global CCS Institute report

konany przez konsorcjum, którego liderem jest Centrum Energetyki AGH, a w jego skład wchodzi: Instytut Nafty i Gazu, Państwowy Instytut Geologiczny, Instytut Technologii Paliw i Energii (dawniej: Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla) oraz Główny Instytut Górnictwa. Konsorcjum

W Polsce, pomimo kilku projektów badawczych, nigdy nie powstała żadna wielkoskalowa instalacja. Najdalej posuniętym tego typu projektem była instalacja wychwytu dla bloku o mocy 858 MW znajdującym się w elektrowni Bełchatów. Jak możemy przeczytać w informacjach

prasowych PGE, planowany projekt obejmował wszystkie trzy komponenty CCS – wychwyty, transport i składowanie. Sama instalacja wychwyty miała mieć moc większą niż 250 MW i sprawność sekwestracji na poziomie 85%. Miała ona stosować technologię „zaawansowanych amin” z zamiarem wychwylenia około 1,8 miliona ton CO₂ rocznie. Transport miał być realizowany przy użyciu rurociągu, zaś wychwycony dwutlenek węgla miał być zatłaczany pod powierzchnię ziemi do głębokich warstw solankowych. Projekt ostatecznie zarzucono ze względu na jego nieopłacalność ekonomiczną w stosunku do ówczesnych cen emisji. Ciekawym i działającym projektem jest instalacja badawcza wychwyty w elektrowni łaziska, gdzie wychwycony dwutlenek węgla służy jako podstawa do produkcji syngazu.

Podsumowanie

Biorąc pod uwagę bieżącą sytuację geopolityczną oraz przewidywane ubytki mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, technologia wychwyty i składowania dwutlenku węgla jest receptą na przejście do "zielonego ładu" w bezpieczny sposób. Główną zaletą tej technologii jest utrzymanie sterowalnych jednostek wytwórczych poprzez redukcję emisji CO₂, a tym samym redukcję kosztów związanych z emisjami gazów cieplarnianych. Ponadto pozwala na realizację celów klimatycznych, zmieniając wysokoemisyjne technologie w technologie mało i zeroemisyjne. Co więcej, szeroki zakres stosowania technologii CCS pozwala nie tylko na jej integrację z jednostkami węglowymi czy gazowymi, ale również z przemysłem. Ważnym i niepomijalnym elementem są benefity dla lokalnych społeczności jakże za sobą niesie wdrożenie tego typu instalacji. Największym minusem technologii wychwyty, poza jej kosztami, jest zmniejszenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym zwiększenie zapotrzebowania na paliwo. Jest to duży problem w obecnych realiach, gdy dostępność paliwa może być ograniczona. Pewne jest to, że technologia CCS jest obecnie coraz szerzej stosowana i ważne jest, aby Polska właściwie ją wykorzystywała, ponieważ może pozwolić na zapewnienie bezpieczeństwa do czasu ukończenia innych inwestycji, kształtujących nasz docelowy miks energetyczny.

WYKAZ LITERATURY:

- [1] Carpenter S. M., Long H. A.: Integration of carbon capture in IGCC systems, Wang T., Stiegel G., (edytorzy), Woodhead Publishing, 2017.
- [2] Chao C., Deng Y., Dewil R., Baeyens J., Fan X.: Post-combustion carbon capture, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Tom 138, 2020.
- [3] Chmielniak T.: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin, Polityka Energetyczna, Tom 18, Zeszyt 3, 2015.
- [4] Czarnowska L., Gładysz P., Stanek W., Stadek S., Szlek A.: Thermo-ecological evaluation of an integrated MILD oxy-fuel combustion power plant with CO₂ capture, utilisation, and storage – A case study in Poland, Energy, Tom 144, 2018.
- [5] EMITOR 2019, Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, Warszawa, 2020.
- [6] EMITOR 2020, Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, Warszawa, 2021.
- [7] Kheiriniq M., Ahmed S., Rahmanian N.: Comparative Techno-Economic Analysis of Carbon Capture Processes: Pre-Combustion, Post-Combustion, and Oxy-Fuel Combustion Operations, Sustainability, 13(24): 13567, 2021.
- [8] Nagy S., Wójcicki A.: Aspekty prawne i merytoryczne związane z bezpieczeństwem składowania CO₂ w strukturach geologicznych, Energetyka, nr 1 (715), 2014.
- [9] Rakowski J., Obecne możliwości technologiczne ograniczania emisji CO₂ elektrowni węglowych, Energetyka, nr 6, 2008.
- [10] Szczepk E.: Obowiązek inwestorów – CCS Ready, Energetyka Ciepła i Zawodowa, nr 6, 2013.
- [11] Tarkowski R., Uliasz-Misiak B.: Koszty geologicznego składowania CO₂, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, nr 75, 2009.
- [12] Valavanidis A., Can Renewable Energy Sources Produce All the Global Electricity by 2050? Decarbonisation, ambitious climate goal by reducing carbon intensity of the electricity power sector, Uniwersytet Narodowy im. Kapodistriasa w Atenach, Ateny, 2020.
- [13] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006, 2019.
- [14] Informacja Najwyższej Izby Kontroli o wynikach kontroli, Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012 – 2018, 2019.
- [15] Komunikat Komisji Europejskiej do Rady, Parlamentu Europejskiego, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów, Działania na rzecz europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych, 2007.
- [16] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Raport z rynku CO₂, grudzień 2021.
- [17] Polityka Energetyczna Polski do 2040., Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.
- [18] Praca Doktorska Doroty Jeleń, Antropogeniczny dwutlenek węgla w atmosferze Krakowa, 2012.
- [19] Prezentacja Józefa Dubińskiego z konferencji „Węgiel – Tania energia i miejsca pracy”, Czyste Technologie Węglowe, 2015.
- [20] Prezentacja Mirosława Nakoniecznego z konferencji „Gospodarka niskoemisyjna, węgiel kamienny – realia polskie”, Węgiel – stały element biosfery Ziemi, 2012.
- [21] Prezentacja Stanisława Tokarskiego z VIII Europejskiego Meetingu Gospodarczego, „Pakiet czysta energia dla każdego Europejczyka. Co może dać, a czego żądać energetyka zawodowa?”, 2018.
- [22] Raport BP, bp Energy Outlook 2022 edition, 2022.
- [23] Raport European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, The Costs of CO₂ Capture Transport and Storage Post-demonstration CCS in the EU, 2011.
- [24] Raport Europejskiego Instytutu Miedzi, Stan i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznej w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce, 2017.
- [25] Raport Forum Energii, Jak Polska może osiągnąć zwiększone cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku, 2020.
- [26] Raport Global CCS Institute, Global status of CCS 2021 CCS Accelerating To Net Zero, 2021.
- [27] Raport Intergovernmental Panel On Climate Change, Climate Change 2022, 2022.
- [28] Raport Komisji Europejskiej, Summary report on the analysis of the responses received to the Consultative Communication on the future of Carbon Capture and Storage in Europe, 2013.
- [29] Raport McKinsey & Company, Neutralna emisyjnie Polska 2050 – Jak wyzwanie zmieścić w szanse, 2020.
- [30] Raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej, World Energy Outlook 2021.
- [31] Raport Polska Net-zero 2050, Polska Net-zero 2050, 2021.
- [32] Raporty Polskich Sieci Elektroenergetycznych, funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, 2012-2021.
- [33] Raport Polskich Sieci Elektroenergetycznych, funkcjonowanie Rynku Bilansującego, 2012-2021.
- [34] Raport Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetyczny, Współpraca Konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE, 2019.
- [35] Urząd specjalny Intergovernmental Panel On Climate Change, Carbon Dioxide Capture And Storage, 2005.
- [36] Raport specjalny Intergovernmental Panel On Climate Change, Global warming of 1,5°C, 2016.
- [37] Raport World Wide Fund for Nature, Zero-emisyjna Polska 2050, 2020.
- [38] Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2020 r., Minister Klimatu i Środowiska, 2021.
- [39] Urząd Regulacji Energetyki, Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018-2032, 2019.
- [40] Urząd Regulacji Energetyki, Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2020-2034, 2021.
- [41] Zarządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 25 sierpnia 2021 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw rozwoju technologii wychwyty, składowania i wykorzystania CO₂.