

Włączenie górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w proces zielonej transformacji

Marek Gruchelski¹, Marcin Gruchelski²

¹ PROF. WSM, WYŻSZA SZKOŁA MENEDŻERSKA W WARSZAWIE, GRUCHELSCY@TLEN.PL,
ORCID: 0000-0003-4177-1613.

² M.GRUCHELSKI@GMAIL.COM
ORCID: 0000-0002-1759-0823.

Abstrakt

W opracowaniu podjęto próbę określenia wpływu Europejskiego Zielonego Ładu na bezpieczeństwo energetyczne i rozwój zrównoważony polskiej gospodarki. Sformułowano także propozycję przeprowadzenia zielonej transformacji w Polsce w zakresie działań podejmowanych w polskim sektorze energetycznym, z uwzględnieniem możliwości włączenia górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w proces zielonej transformacji. W proponowanym rozwiązaniu łączącym wykorzystanie OZE oraz technologie węglowe uwzględniono odniesienie do potencjałów zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego.

Key words: górnictwo, sektor energetyczny, zielona transformacja, bezpieczeństwo energetyczne, rozwój zrównoważony, zarządzanie.

Kody JEL: Q0, Q4.

Abstract

In the study an attempt was made to define the influence of the European Green Deal on energy security and sustainable development of the Polish economy. In addition, a proposal was presented to implement a green transformation in Poland, including the possibility of including hard coal and lignite mining in the process of green transformation. The proposed solution combining the use of RES and coal technologies includes reference to the potentials of both the public and private sectors.

Key words: mining, energy sector, green transformation, energy security, sustainable development, management.

JEL Classification: Q0, Q4.

Wstęp

Niniejsze opracowanie ma na celu określenie wpływu Europejskiego Zielonego Ładu na bezpieczeństwo energetyczne i rozwój zrównoważony polskiej gospodarki poprzez udzielenie odpowiedzi na poniżej przedstawione pytania:

- Jaki wpływ ma Europejski Zielony Ład na sektor energetyczny w Polsce?
- W jaki sposób powinno wyglądać przeprowadzenie zielonej transformacji w Polsce?
- Czy działania podejmowane w polskim sektorze energetycznym zmierzają w kierunku zielonej transformacji?

Odpowiedź na powyższe pytania można sprowadzić do tezy: **Bezpieczeństwo energetyczne i rozwój zrównoważony polskiej gospodarki, w perspektywie realizacji Europejskiego Zielonego Ładu, wymaga implementacji rozwiązań hybrydowych.**

Przedstawione w niniejszym opracowaniu rozwiązania dla sektora energetycznego zostały sformułowane przy uwzględnieniu metodyki podejścia interdyscyplinarnego, obejmującego w swoich założeniach rozwiązania hybrydowe, czyli łączące wykorzystanie OZE oraz technologii węglowych, jak również (w sferze ekonomicznej) odniesienie do potencjałów zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego.

Europejski Zielony Ład a bezpieczeństwo energetyczne Polski

Zgodnie z definicją Światowej Agencji Energii bezpieczeństwo energetyczne to ciągłe dostawy energii po akceptowalnych cenach, co bezpośrednio oznacza (Kasztelewicz Ptak Sikora 2018):

- gwarancje terminowych dostaw energii;
- gwarancje utrzymania cen energii dla firm oraz gospodarstw domowych na poziomie akceptowalnym przez ww. podmioty.

Ponadto, zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, bezpieczeństwo energetyczne oznacza stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021).

Oparcie znacznej części produkcji energii elektrycznej i ciepła na wykorzystaniu importowanego gazu ziemnego nie spełnia kryteriów gwarancji zarówno terminowych dostaw energii elektrycznej i ciepła jak też utrzymania cen dla firm oraz gospodarstw domowych na akceptowalnym poziomie. Przyczyną jest zbyt wysokie obciążenie kosztami importu zarówno podmiotów gospodarczych, jak i bilansu płatniczego państwa oraz brak stabilności cen.

Dywersyfikacja dostaw importowanego gazu ziemnego powinna po 2022 roku wyeliminować problem szantażu przerwania ze względów politycznych dostaw gazu ziemnego przez stronę rosyjską, przy czym nie wyeliminuje ryzyka braku dostaw spowodowanego gwałtownym wzrostem cen gazu. Obecnie cena gazu ziemnego wzrosła w latach 2018-2021 ponad trzykrotnie, osiągając poziom 1300 USD za 1000 m³ gazu (Eurostat 2021).

Istotny wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej ma polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, której głównym założeniem jest dążenie do neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Realizacja niskoemisyjnej transformacji energetycznej opiera się o mechanizmy regulacyjne stymulujące osiąganie efektów w najbliższych dziesięcioleciach. W 2019 roku Komisja Europejska opublikowała komunikat ws. Europejskiego Zielonego Ładu, czyli strategii której celem jest osiągnięcie przez UE neutralności klimatycznej do 2050 roku (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021) oraz ograniczenie emisji CO₂ w Europie o 50-55% (w porównaniu do 1990 r.) do 2030 r. (Brauers Oei 2020).

Ramy transformacji energetycznej w Polsce określa „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.”, która stanowi krajową kontrybucję w realizację polityki klimatyczno-energetycznej UE. Polityka ta uwzględnia skalę wyzwań związanych z dostosowaniem krajowej gospodarki do uwarunkowań regulacyjnych UE związanych z celami klimatyczno-energetycznymi na 2030 r., Europejskim Zielonym Ładem, oraz planem odbudowy

gospodarczej po pandemii COVID i dążeniem do osiągnięcia neutralności klimatycznej zgodnie z krajowymi możliwościami (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021).

Zgodnie z założeniami przyjętymi w „Polityce Energetycznej Państwa do 2040 r.” (PEP2040) (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021) gaz będzie wykorzystywany w kogeneracji oraz w elektrowniach gazowych jako zdolności rezerwowe, regulacyjne i szczytowe, które mają osiągnąć poziom 11 mld m³ w 2040 roku. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w energetyce ma wzrosnąć z 4,2 mld m³ w 2020 r. do maksymalnego poziomu 13,4 mld m³ w 2036, a następnie w niewielkim stopniu zmaleć (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021). Techniczne zdolności importowe po 2023 r. będą umożliwiały pokrycie takiego zapotrzebowania bez dostaw z kierunku wschodniego. Zachowanie bezpieczeństwa energetycznego wymaga posiadania zarówno odpowiedniej infrastruktury technicznej, jak również odpowiednich środków finansowych. Przy obecnej cenie gazu jest to kwota 15,4 mld USD. Dla porównania, nadwyżka eksportowa Polski za 2020 r. wyniosła 20,7 mld USD (Główny Urząd Statystyczny 2020).

Bardzo długi okres inwestycyjny (12-15 lat) oraz wysokie koszty inwestycyjne (4,5 mld EUR, czyli 20,5 mld PLN / 1 MW netto przy planowanych 9 MW netto daje kwotę 184,5 mld PLN) powodują, że produkcję energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych należy traktować jako czynnik uzupełniający, a nie o podstawowym znaczeniu (Rada Ministrów RP 2020). Tym bardziej, że zarówno paliwo jądrowe, jak i większość zespołów w elektrowniach atomowych będzie musiała być importowana. Należy nadmienić, że elektrownie jądrowe spełniają wiele pozytywnych funkcji – charakteryzuje je zeroemisyjność oraz sprzyjają podniesieniu poziomu postępu technicznego w gospodarce narodowej.

W 2019 r. polska gospodarka zużyła blisko 170 TWh energii elektrycznej, w większości wykorzystując produkcję własną, która od 1990 roku zwiększyła się o ok. 16% (Kasztelewicz Patyk 2015). Moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) na koniec 2019 r. wyniosła blisko 46,8 GW brutto, z czego niemal 36,7 GW to udział elektrowni zawodowych opartych w większości na węglu kamiennym i brunatnym, a w mniejszej części na gazie i hydroenergii. Około 7,5 GW stanowiły zdolności zainstalowane w OZE (przede wszystkim wiatrowe), resztę stanowiły elektrownie przemysłowe (różne paliwa) – ok. 2,6 GW (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021).

Aktualnie Polska może w całości pokryć swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowymi źródłami wytwórczymi (Kasztelewicz 2012). Przy czym, w najbliższych kilkunastu latach, zwłaszcza po 2029 r., z systemu elektroenergetycznego, zdaniem autorów PEP2040, wycofana zostanie znaczna część obecnie eksploatowanych jednostek wytwórczych. Tylko w 2020 r. odstawione zostanie ok. 2,5 GW mocy zainstalowanej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021).

Powodami odstawienia jednostek wytwórczych jest brak możliwości lub zasadności dostosowania ich do coraz wyższych wymogów środowiskowych, wynikających m.in. z: konkluzji BAT, wieku i poziomu wyeksploatowania jednostek, a także poziomu efektywności ekonomicznej działalności poszczególnych jednostek. Przy czym, w związku z rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, związanym m.in. z elektryfikacją kolejnych inwestycji w niskoemisyjne źródła produkcyjne, zakłada się, że podstawą przemysłu elektroenergetycznego będą źródła zeroemisyjne.

Perspektywy wykorzystania OZE

Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej w latach 2021-2040 mają osiągnąć poziom ok. 320- 342 mld PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na moce bezemisyjne, czyli OZE i energetykę jądrową (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2021).

Za szerokim wykorzystaniem OZE przemawiają następujące argumenty:

- Bezemisyjność produkcji energii elektrycznej i ciepła;
- Relatywnie niskie nakłady inwestycyjne i koszty OZE (poza magazynami energii elektrycznej i ciepła, których instalacje są bardzo kosztowne i obciążone wysoką awaryjnością);
- Antyimportowy charakter OZE, co pozytywnie wpływa na finanse firm i gospodarstw domowych, jak też stan bilansu płatniczego państwa.

Oprócz zalet są również negatywne strony wykorzystywania OZE:

- Relatywnie niska efektywność poboru energii, zarówno przez elektrownie wiatrowe, jak i fotowoltaiczne;
- Wysokie ryzyko załamania się produkcji z OZE, a w konsekwencji wywołanie energetycznego lockdownu w gospodarce;
- Gwarancja bezpiecznego funkcjonowania produkcji wymaga 100% zabezpieczenia przez producentów energii wykorzystujących w produkcji surowce kopalne.

Należy wziąć pod uwagę, że energię z OZE charakteryzuje niestabilna praca, zarówno ze źródeł słonecznych, jak i wiatrowych. Ponadto, wymagane jest posiadanie elastycznych, to jest zdolnych do szybkiego uruchomienia, rezerw mocy dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców. W okresach nakładania się (zwłaszcza wtedy) przestoju obu, zarówno słonecznych, jak i wiatrowych źródeł energii odnawialnych, konieczne staje się wykorzystanie w pełni dyspozycyjnych źródeł węglowych, gazowych czy hydroenergetyki (poza Polską także energetyki jądrowej). Doświadczenia energetyki w Niemczech wskazują, że na uruchomienie systemu elektrowni opalanych węglem brunatnym o mocy aż 5000 MW wystarczy zaledwie 30 minut (Kasztelewicz Ptak Sikora Tajduś, 2018). Ten przykład pokazuje, że nowoczesne elektrownie węglowe dorównują sterowalnością elektrowniom opalonym gazem (Zawada 2018).

Inną metodą szybkiego podniesienia produkcji energii elektrycznej czy ciepła jest utrzymywanie poziomu produkcji na poziomie 50% wykorzystania zdolności produkcyjnych. W takim przypadku, czas podniesienia stopnia wykorzystania zdolności produkcyjnych będzie wystarczająco krótki, aby utrzymać odpowiednie rezerwy mocy dla zabezpieczenia ciągłości dostaw dla odbiorców.

Jak nieprzewidywalna jest produkcja energii elektrycznej z wiatru oraz słońca pokazuje okres ciepłego lata (sierpnia) 2015 roku w Niemczech, gdzie na 4200 MW zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej pracowało zaledwie 100 MW (Kasztelewicz Ptak Sikora 2018). Należy również przypomnieć sytuację ze stycznia 2017 roku, kiedy to miała miejsce pogoda bezwietrzna i kraj stanął na skraju katastrofy. Na szybko „odkurzano” nawet stare bloki węglowe. Ten sam problem dotyczy energii słonecznej i biomasy – raz są, raz ich nie ma (Kasztelewicz 2018).

Gwałtowny wzrost opłat klimatycznych z poziomu 20 EUR / 1 tonę CO₂ do 62,5 EUR / 1 tonę CO₂ spowodował, że jedyne rentownymi producentami energii są firmy, które nie ponoszą opłat klimatycznych (w polskich warunkach – producenci OZE). Jednocześnie należy spodziewać się, że do 2025 roku opłaty klimatyczne przekroczą 100 EUR / 1 tonę CO₂. Należy podkreślić, że opłata klimatyczna w wysokości 62,5 EUR przekracza koszt 100% utylizacji 1 tony CO₂, który jest szacowany na 50 EUR (Adlen Hepburn 2019).

Zgodnie z definicją, konwencjonalne wykorzystanie CO₂ to proces przemysłowy, wytwarzający wartościowy ekonomicznie produkt przy użyciu CO₂ o stężeniu powyżej poziomu atmosferycznego CO₂, który jest przekształcany w reakcjach chemicznych w materiały, chemikalia i paliwa lub jest wykorzystywany bezpośrednio w procesach technologicznych (np. intensyfikacja wydobywania ropy naftowej) (European Research Council 2018).

Powyższa definicja ma swoje historyczne uzasadnienie, ale nie jest to jedyny rodzaj wykorzystania CO₂ w przemyśle. Od wielu lat prowadzone są badania mające na celu opracowanie metod wykorzystania naturalnego węgla produkowanego przez rośliny z atmosferycznego CO₂ jako surowca do wytwarzania wartościowych produktów. Ponadto, technologie wykorzystujące CO₂, wspierające procesy sekwestracji węgla w glebie, dzięki swojej zdolności do zwiększania plonów, mogą również tworzyć produkt w znaczeniu ekonomicznym.

Należy również wziąć pod uwagę, że równolegle następuje szybki wzrost cen energii, który - jeżeli nie zostanie zahamowany – spowoduje istotny spadek rentowności przedsiębiorstw oraz rozszerzenie zakresu ubóstwa energetycznego wśród mieszkańców. W efekcie należy spodziewać się redukcji dynamiki wzrostu gospodarczego oraz obniżenia poziomu życia mieszkańców, ze wszystkimi ekonomicznymi i społecznymi tego konsekwencjami.

Wzrost poziomu opłat klimatycznych i cen energii wymaga jak najszybszego rozszerzenia zakresu wykorzystania OZE w gospodarce narodowej, z równoczesnym wprowadzeniem zabezpieczenia (swoistej polisy ubezpieczeniowej) ze strony producentów energii wykorzystujących paliwa kopalne. W warunkach polskich, taki system jest możliwy do wprowadzenia w odniesieniu do producentów energii elektrycznej

i ciepła na bazie węgla brunatnego i kamiennego, ale przy wsparciu ze strony firm z tzw. otoczenia kopalń i elektrowni oraz przy jednoczesnym wykorzystaniu profesjonalnego zaplecza naukowo-dydaktycznego dla szkół górniczych (Bednarczyk Nowak 2010).

W powyższym zakresie, szanse polskiego górnictwa wynikają nie tylko z obowiązku Państwa do realizacji polityki bezpieczeństwa energetycznego oraz możliwości prowadzenia przez organy państwowe jednolitej i efektywnej polityki węglowej, ale również ze względu na (Ministerstwo Energii 2019)¹:

- Wysokie zapotrzebowanie na moc szczytową w sezonie letnim, co może przyczynić się do wdrożenia efektu zachęty do utrzymywania odpowiedniego wolumenu mocy sterowalnej w systemie elektroenergetycznym, a w konsekwencji stać się czynnikiem sprzyjającym dodatkowej podaży na węgiel kamienny;
- Wdrożenie w fazę realizacji koncepcji budowy tzw. rynku mocy w Polsce;
- Około 35% kluczowych krajowych odbiorców z sektora energetyki zawodowej zlokalizowanych jest w województwie śląskim i małopolskim;
- Dogodna infrastruktura Górnośląskiego Ośrodka Przemysłowego – dobra jakość połączeń pomiędzy kopalniami i kluczowymi odbiorcami, co powinno korzystnie wpływać na koszty transportu i organizację produkcji (European Commission 2021);
- Możliwość rozwoju czystych technologii węglowych dla sektora elektroenergetyki;
- Silne relacje pomiędzy krajowymi producentami węgla;
- Bardzo dobre rozeznanie dostawców towarów i usług do sektora górnictwa węgla kamiennego;
- Silne krajowe zaplecze badawczo-rozwojowe;
- Możliwość pozyskania nowych i poszerzenia obecnych rynków zbytu;
- Procesy integracji kapitałowej (integracja pionowa) pomiędzy producentami węgla kamiennego oraz sektorem energetycznym oraz, w dalszej perspektywie, możliwość procesów integracji funkcjonalnej pomiędzy krajowymi producentami węgla;
- Znaczenie społeczne i gospodarcze w ujęciu regionalnym: bezpośrednie zatrudnienie w branży węgla brunatnego znajduje obecnie około 23,5 tysiąca osób, a po uwzględnieniu miejsc pracy w usługach towarzyszących (dodatkowe 4 razy więcej zatrudnionych) łącznie nawet 100 tysięcy osób (Ministerstwo Energii 2018)².

Połączenie OZE i technologii węglowych może mieć kluczowe znaczenie, zarówno w kwestii wdrożenia zielonej transformacji, jak i poprawy rentowności kopalń i elektrowni opartych na węglu (bezpośrednio lub pośrednio poprzez zgazowanie i wykorzystanie w elektrowniach gazowych).

W tym celu niezbędnym będzie:

- Zredefiniowanie roli węgla w polskiej gospodarce poprzez:
 - zmianę roli węgla jako surowca energetycznego na podstawowy surowiec zapasowy stanowiący uzupełnienie pracy OZE;
 - rozszerzenie roli węgla jako surowca dla przemysłu chemicznego;
 - powrót do surowca eksportowego w przypadkach korzystnego poziomu cen na rynkach międzynarodowych.
- Przekształcenie obecnych branżowych producentów energii elektrycznej i ciepła (kopalnie węgla oraz elektrownie wykorzystujące węgiel) na wielobranżowe konglomeraty obejmujące również: producentów technologii OZE;
 - firmy nadzorujące eksploatację elektrowni wiatrowych i słonecznych;
 - budowę domów i mieszkań niskoemisyjnych;
 - usługi termomodernizacyjne;
 - odbiór, składowanie i utylizację zanieczyszczeń z przerobu węgla, w tym CO₂.

¹ „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” obejmuje okres do 2030 i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. oraz uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów 30 września 2019 r.

² „Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce” obejmuje lata 2018-2030 z perspektywą do 2050 roku i prezentuje kierunki rozwoju sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce.

Możliwość wykorzystania OZE oraz technologii węglowych w praktyce – wyliczenia na podstawie analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

Podstawą wykorzystanych w niniejszej części danych statystycznych są dane przedstawione w Tabeli 3 – Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych, zawartej w Załączniku nr 2 – Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego do Polityki Energetycznej Państwa do 2040 opublikowanej w Monitorze Polskim, jako załącznik do Obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.

Założenia wstępne

- Średni roczny czas pracy elektrowni: 5137 h;
- 20% rezerwa objęta CCS (sekwestracja – wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla – *carbon capture and storage*);
- Przyrost nakładów inwestycyjnych: $(3250\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} - 1800\ 000 / 1\ \text{MW}\ \text{netto}) \times 0,2 = 290\ 000 / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- Średnie wykorzystanie zdolności energetycznych elektrowni w części rezerwowej: 50%;
- Rezerwa zdolności energetycznych nieobjętych CCS, utrzymywana na wypadek dużego załamania produkcji OZE: 80%;
- Zdolności produkcyjne OZE na poziomie 90% zdolności produkcyjnych elektrowni na węgiel 10%;
- Proporcje podziału na elektrownie wiatrowe i słoneczne po 45%;
- Koszt neutralizacji 1 tony CO₂: 50 EUR;
- Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych na lądzie: 1 300 000 EUR / 1 MW netto;
- Nakłady inwestycyjne elektrowni wiatrowych na morzu: 2 300 000 EUR / 1 MW netto;
- Nakłady inwestycyjne ogniw fotowoltaicznych: 700 000 EUR / 1 MW netto;
- 10% koszt utrzymania w stanie wygaszenia 80% zdolności energetycznych;
- Pracownicy zarówno elektrowni i kopalń są wykorzystywani do innych zadań np. obsługa elektrowni OZE i innych zadań w ramach konglomeratów;
- Przyjmuje się 15% narzut zysku na jednostkowe koszty wytwarzania;
- Podstawą rachunku kosztów będą koszty stałe zmodyfikowane o uwzględnienie kosztów zmiennych i narzutu na koszty CCS oraz całkowite usunięcie CO₂;
- Średni koszt usunięcia CO₂ wynosi 50 EUR / tonę CO₂ x 10% = 5 EUR / 1 tonę CO₂.

Wyliczenie kosztów u producenta energii wykorzystującego węgiel brunatny

- $72\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} \times 10\% = 7\ 200\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$ (CCS + neutralizacja 1 tony CO₂);
- $48\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} \times 10\% = 4800\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- $48000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} \times 20\%$ (ekwiwalent 80% uśpionego potencjału elektrowni oraz rezerwy w kopalni);
- Suma = $7\ 200\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} + 4800\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} + 9\ 600\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} = 24\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$.

Wyliczenie nakładów u producenta energii wykorzystującego OZE – 90% potencjału producenta wykorzystującego węgiel brunatny

- $45\% \times 50\ 000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} = 22\ 500\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- $2,45\% \times 16000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} = 7200\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- Suma = $22\ 500\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} + 7\ 200\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} = 29\ 700\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- $24000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} + 29\ 700\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto} = 53\ 700\ \text{EUR} / 1\ \text{MW}\ \text{netto}$;
- $53\ 700\ \text{EUR} \times 4,57\ \text{PLN} / 1\ \text{EUR} = 243\ 260\ \text{PLN}$.

Nakłady kapitałowe niezbędne w celu zintegrowania elektrowni i kopalni węgla brunatnego z OZE dla zdolności 1 MW netto

- 20% dla pokrycia nakładów CCS: $(3\,250\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} - 1800\,000 / 1\ \text{MW netto}) \times 20\% = 290\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto}$;
- $0,45 \times 1\,300\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} + 0,45 \times 700\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} = 585\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} + 315\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} = 900\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto}$;
- Suma nakładów: $290\,000\ \text{EUR} / 1\ \text{MW netto} + 900\,000\ \text{EUR} = 1\,190\,000 / 1\ \text{MW netto}$.

Ograniczonosc szczegółowych danych była przyczyną wprowadzenia w zestawie założeń do przeprowadzonego rachunku uproszczeń i skoncentrowanie się na dwóch głównych wskaźnikach: wielkości kosztów stałych w przeliczeniu na 1 MW netto oraz wielkości nakładów inwestycyjnych na 1 MW netto. Łączne wyniki dla produ-

Tabela 1. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

| paliwo / technologia | okres uruchom. | nakłady inwest. OVN | koszty | | sprawność netto elektr. /całkowita | techniczny czas życia | wskaź. emisji CO ₂ |
|---|----------------|---------------------|-------------------------|------------------------|------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| | | | stałe | zmiennie | | | |
| | | | tys.€/MW _{net} | €/MWh _{netto} | | | |
| 1.1. węgiel brunatny – PL | 2016–2040 | 1800 | 48 | 3,4 | 44 | 40 | 110 |
| 1.2. węgiel brunatny – PL+CCS | 2030–2040 | 3250 | 72 | 8,6* | 38 | 40 | 14 |
| 1.3. węgiel brunatny – FBC | 2020–2040 | 2050 | 50 | 3,4 | 40 | 40 | 106 |
| 2.1. węgiel kamienny – PC | 2016–2040 | 1650 | 44 | 3,2 | 46 | 40 | 94 |
| 2.2. węgiel kamienny – IGCC | 2025–2040 | 2250 | 58 | 5,0 | 48 | 40 | 12 |
| 2.3. węgiel kamienny – IGCC+CCS | 2030–2040 | 3250 | 78 | 7,2* | 40 | 40 | 12 |
| 2.4. węgiel kamienny – CHP | 2016–2040 | 2250 | 48 | 3,2 | 30/80 | 40 | 94 |
| 2.5. węgiel kamienny – CHP+CCS | 2030–2040 | 3500 | 76 | 10* | 22/75 | 40 | 12 |
| 3.1. gaz ziemny – GTCC | 2016–2040 | 750 | 18 | 1,8 | 58–62 | 30 | 56 |
| 3.2. gaz ziemny – GTCC+CCS | 2030–2040 | 1350 | 38 | 4,0* | 50–52 | 30 | 6 |
| 3.3. gaz ziemny – TG | 2025–2040 | 500 | 16 | 1,4 | 40 | 30 | 56 |
| 3.4. gaz mikro CHP | 2016–2040 | 2350 | 97 | – | 20/90 | 25 | 56 |
| 4.1. jądrowa – PWR | 2030–2040 | 4500 | 85 | 0,8 | 36 | 60 | 0 |
| 5.1. wiatrowe na lądzie | 2016–2020 | 1350 | 50 | – | – | 25 | 0 |
| 5.2. wiatrowe na lądzie | 2021–2040 | 1350,1250 | 50 | – | – | 25 | 0 |
| 5.3. wiatrowe na morzu | 2020–2030 | 2450,2250 | 90 | – | – | 25 | 0 |
| 5.4. wiatrowe na morzu | 2031–2040 | 2250,2075 | 90 | – | – | 25 | 0 |
| 5.5. duże wodne | 2020–2040 | 2500 | 35 | – | – | 60 | 0 |
| 5.5. małe wodne | 2016–2040 | 2000 | 75 | – | – | 60 | 0 |
| 5.6. geotermalne | 2020–2040 | 7000 | 160 | – | 0,12 | 30 | 0 |
| 5.7. ogniwa fotowoltaiczne | 2016–2020 | 1100,800 | 16 | – | – | 25 | 0 |
| 5.8. ogniwa fotowoltaiczne | 2021–2040 | 800,600 | 16 | – | – | 25 | 0 |
| 5.9. ogniwa fotowoltaiczne dachowe | 2016–2020 | 1250,1150 | 20 | – | – | 25 | 0 |
| 5.10. ogniwa fotowoltaiczne dachowe | 2021–2040 | 1100,800 | 20 | – | – | 25 | 0 |
| 5.11. biogaz rolniczy – CHP | 2016–2040 | 3250,2750 | 220 | – | 36/85 | 25 | 0 |
| 5.12. biogaz z oczyszczalni ścieków – CHP | 2016–2040 | 3500 | 135 | – | 34/85 | 25 | 0 |
| 5.13. biogaz składowiskowy – CHP | 2016–2040 | 1800 | 80 | – | 40/85 | 25 | 0 |

| | | | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----|-----|-------|----|----|
| 5.14. biomasa stała – CHP | 2021–2040 | 2950,2750 | 120 | – | 30/80 | 30 | 0 |
| 5.15. kocioł ciepłowniczy – węgiel | 2016–2040 | 350 | 1 | 1,4 | 0,9 | 30 | 94 |
| 5.16. kocioł ciepłowniczy – gaz ziemny | 2016–2040 | 150 | 1 | 0,4 | 0,96 | 30 | 56 |
| 5.18. kocioł ciepłowniczy – olej opałowy | 2016–2040 | 200 | 1 | 0,5 | 0,95 | 30 | 74 |
| 5.19. kocioł ciepłowniczy – biomasa | 2016–2040 | 500 | 1 | 1,4 | 0,9 | 30 | 0 |
| 5.20. elektroenerg. sieć przesyłowa WN | 2016–2040 | 190 | | | | | |
| 5.21. elektroenerg. sieć dystrybucyjna SN | 2016–2040 | 250 | | | | | |
| 5.22. elektroenerg. sieć dystrybucyjna NN | 2016–2040 | 500 | | | | | |

*włącznie z transportem i magazynowaniem CO₂

Wykorzystane skróty (European Commission, 2014):

CHP – kogeneracja, skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (*combined heat and power*)

PC – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny (*pulverized coal*)

PL – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny (*pulverized lignite*)

CCS – sekwestracja (wychwytywanie i składowanie) dwutlenku węgla (*carbon capture and storage*)

GTCC – elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny (*gas turbine combined cycle*)

IGCC – elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego (*integrated gasification combined cycle*)

FBC – elektrownie z kotłami fluidalnymi (*fluidized bed combustion*)

PWR – reaktor wodny ciśnieniowy (*pressurized water reactor*)

SN – średnie napięcia

NN – najwyższe napięcia

WN – wysokie napięcia

Opracowano na podstawie Tabeli 3 - Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych, zawartej w Załączniku nr 2 - Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego do Polityki Energetycznej Państwa do 2040 opublikowanej w Monitorze Polskim, jako załącznik do Obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.

centa energii bazującego na węglu brunatnym oraz OZE wyniosły odpowiednio: 53 700 EUR / 1 MW netto oraz 1 190 000 EUR / 1 MW netto i były niższe odpowiednio o 40% i 48,3% od wskaźników farmy wiatrowej na morzu.

Jednocześnie należy podkreślić, że współpraca producentów, wykorzystujących węgiel brunatny oraz OZE daje wysokie gwarancje bezpieczeństwa dostaw energii i jest również zeroemisyjna w znaczeniu technologicznym.

Reasumując, przedstawiono powyżej rozwiązanie polegające na połączeniu produkcji energii elektrycznej i ciepła w oparciu o technologie węglowe oraz OZE w proporcji: 10% technologie węglowe (oraz 90% uśpionego potencjału opartego na węglu, jako zabezpieczenie w przypadku wystąpienia problemów klimatycznych ograniczających produkcję OZE) oraz 90% OZE. Ponadto, przyjęto założenie, że ze względu na możliwość wystąpienia problemów klimatycznych, ostateczne proporcje produkcji energii z węgla i OZE mogą wynieść odpowiednio: 20% oraz 80%. W zależności od przyjętego wariantu, redukcja wykorzystania technologii węglowych wyniosłaby od 80% do 90%, co mogłoby też istotnie ograniczyć wpływ różnic cen węgla importowanego i krajowego na ekonomikę podmiotów gospodarczych. Rozwiązanie to pozwoliłoby nie tylko na znaczną redukcję emisji CO₂, ale oznaczałoby proporcjonalnie wysoki stopień ograniczenia kosztów z tytułu opłat klimatycznych oraz utylizacji CO₂.

Implementacja rozwiązań hybrydowych w praktyce gospodarczej

Wprowadzenie (implementacja) w praktyce gospodarczej przedstawionych rozwiązań hybrydowych, czyli łączących wykorzystanie OZE oraz technologii węglowych, stanowi wyzwanie nie tylko z perspektywy

mikro, ale też makroekonomicznej. Stąd, w celu opracowania skutecznej, spójnej oraz innowacyjnej polityki energetycznej uwzględniającej powyższe rozwiązania, należałoby przyjąć podejście interdyscyplinarne, obejmujące w swoich założeniach wykorzystanie potencjałów zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego.

Wyznaczenie kierunków działań należy rozpocząć od określenia istniejących ograniczeń, nie tylko w sferze ekonomicznej i społecznej, ale również istniejących regulacji prawnych. Jedną z podstawowych kwestii jest brak możliwości (w ramach reguł unijnych) wspierania przez państwo krajowych firm oraz konsorcjów. Przy czym przepisy unijne dopuszczają wsparcie pośrednie, np. poprzez tworzenie państwowych i/lub państwowo-prywatnych (w tym z mniejszościowym udziałem państwa) funduszy gwarancyjnych. Ma to ma kluczowe znaczenie w przetargach na otrzymanie zamówień współfinansowanych ze środków unijnych (Gruchelski, 2020).

Łączenie potencjałów sektora publicznego i prywatnego może przyjmować różne formy: od pojedynczych umów pomiędzy podmiotami gospodarczymi, przez zorganizowane programy współpracy, czy konsorcja działające na zasadach wielobranżowych konglomeratów, po możliwość utworzenia publiczno-prywatnego holdingu energetycznego.

Dzięki planowanej nowelizacji Kodeksu spółek handlowych, ostatnie z wymienionych rozwiązań będzie możliwe do wprowadzenia na zasadach ułatwiających proces decyzyjny z punktu widzenia spółek funkcjonujących w ramach grup kapitałowych. Podstawowym celem projektu nowelizacji jest wprowadzenie do polskiego prawa regulacji prawnej prawa holdingowego, które regulowałoby relacje prywatno-prawne pomiędzy spółką dominującą i jej spółkami zależnymi, w sposób uwzględniający interes nie tylko wierzycieli, członków organów czy wspólników (akcjonariuszy) spółki zależnej, jak również pozwalałoby na wyposażenie rad nadzorczych w narzędzia umożliwiające prowadzenie bardziej efektywnego nadzoru korporacyjnego (Chamera, Mrozowicka, 2021).

Przybliżając ogólne założenia koncepcji publiczno-prywatnego holdingu energetycznego należy stwierdzić, że do jego głównych zadań powinno należeć:

- Realizacja zobowiązań Polski wobec Unii Europejskiej z tytułu Zielonego Ładu z jednoczesnym zabezpieczeniem rejonów górniczych w zakresie utrzymania ich dalszego rozwoju oraz z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju;
- Przekształcenie kopalń węgla kamiennego i brunatnego oraz systemu elektrowni bazujących na węglu w wielobranżowe konglomeraty, w których energia elektryczna i ciepło byłyby wytwarzane przy współdziałaniu przetwórstwa węgla (z zachowaniem zasady zero emisyjności) oraz OZE;
- Stworzenie warunków do ścisłej współpracy inwestycyjnej, kapitałowej, produkcyjnej i handlowej dla spółek otoczenia górniczego i podmiotów naukowo-badawczych pracujących dla górnictwa i energetyki opartej na węglu;
- Rozszerzenie zakresu kształcenia w szkołach górniczych o działalność wydobywania i przetwórstwa węgla w ramach struktur wykorzystujących OZE oraz podmiotów produkujących, budujących i monitorujących OZE.

Ponadto, proponowana koncepcja, ze względu na niewielki udział technologii węglowych oraz wykorzystanie metod zeroemisyjnych, jest możliwa do wdrożenia w świetle polskich oraz unijnych przepisów dotyczących polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, zwłaszcza w zakresie emisji CO₂.

Wnioski

Reasumując, przedstawione w niniejszym opracowaniu rozwiązania dla sektora energetycznego, oprócz zapewnienia gwarancji dostaw energii, posiadają potencjał zahamowania wzrostu cen energii z możliwością ich przyszłego obniżenia. Składają się na to następujące czynniki:

1. Spadkowa tendencja kosztów produkcji i eksploatacji OZE.
2. Przewiduje się, że do 2040 roku ceny energii w elektrowniach wiatrowych zmaleją o 40%, a w przypadku instalacji fotowoltaicznych o 60%;
3. Spadkowa tendencja w zakresie kosztów CCS i utylizacji CO₂.
4. Szczególnie intensywne badania są w tym zakresie prowadzone w Japonii;
5. Rozszerzenie zakresu wykorzystywania węgla dla potrzeb przemysłu chemicznego.

6. Prowadzone są intensywne badania nad obniżeniem kosztów zgazowywania węgla, co przy wzrostowej tendencji cen gazu ziemnego może poprawić efektywność górnictwa węgla;
7. Powtarzające się wzrosty cen węgla na rynkach międzynarodowych;
8. W przypadku synergii działań producentów energii opartej na węglu oraz OZE istnieją duże szanse przyspieszenia wdrażania OZE, a w konsekwencji zredukowania kosztów opłat emisyjnych;
9. Zachowanie potencjału firm ekologicznych oraz potencjału naukowo-badawczego, jak też szkolnictwa średniego (szkoły górnicze);
10. Obniżenie kosztów i podniesienie efektywności zielonej transformacji w regionach górniczych, zgodnie z zasadami wzrostu zrównoważonego.

Ogólne założenie przedstawionego rozwiązania hybrydowego polega na połączeniu produkcji energii w oparciu o technologie węglowe oraz OZE w proporcji: 10% technologie węglowe oraz 90% OZE, z jednoczesnym przyjęciem założenia, że ze względu na możliwość wystąpienia problemów klimatycznych ostateczne proporcje produkcji energii z węgla i OZE mogą wynieść odpowiednio: 20% oraz 80%.

W zależności od przyjętego wariantu, redukcja wykorzystania technologii węglowych wyniosłaby od 80% do 90%, co w rezultacie:

- pozwoliłoby istotnie ograniczyć wpływ różnic cen węgla importowanego i krajowego na ekonomikę podmiotów gospodarczych;
- znacznie zredukować emisję CO₂;
- oznaczałoby proporcjonalnie wysoki stopień ograniczenia kosztów z tytułu opłat klimatycznych oraz utylizacji CO₂.

Należy zwrócić uwagę, że implementacja w praktyce gospodarczej proponowanych koncepcji dla sektora energetycznego wymaga opracowania skutecznej, spójnej oraz innowacyjnej polityki uwzględniającej w swoich założeniach wykorzystanie potencjałów zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego. Dopiero po spełnieniu powyższego warunku możliwe byłoby określenie właściwego horyzontu czasowego proponowanych rozwiązań. Przy czym realizacja tych założeń może przyjmować różne formy: od pojedynczych umów pomiędzy podmiotami gospodarczymi, przez zorganizowane programy współpracy, czy konsorcja działające na zasadach wielobranżowych konglomeratów, po możliwość utworzenia publiczno-prywatnego holdingu energetycznego.

References

- Adlen E., Hepburn C. 2019. „10 Carbon Capture methods compared: costs, scalability, permanence, cleanness”, *Energy Post*.
- Bednarczyk J., Nowak A., 2010. „Strategie i scenariusze perspektywicznego rozwoju produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w świetle występujących uwarunkowań”, *Górnictwo i Geoinżynieria*, Vol. 34, No. 4.
- Brauers H., Oei P. 2020. „The political economy of coal in Poland: Drivers and barriers for a shift away from fossil fuels”, *Energy Policy*, Vol. 144.
- Chamera A., Mrozowicka A. 2021. „Holding w projekcie nowelizacji Kodeksu Spółek Handlowych”, *Przedsiębiorcy.eu – Magazyn Ludzi Biznesu*, 10.2021.
- European Commission. 2014. “Energy Technology Reference Indicator projections for 2010–2050”, European Commission JRC Institute for Energy and Transport.
- European Commission. 2021. “Silesia – Regional Profile”, European Commission.
- European Research Council. 2018. “A Diagonal Approach to CO2 Recycling to Fine Chemicals”, European Commission.
- Eurostat. 2021. „Electricity and gas prices in the first half of 2021”, Eurostat.
- Gruchelski M. 2020. *Możliwości wykorzystania doświadczeń z procesów industrializacji Korei Południowej ze szczególnym uwzględnieniem relacji pomiędzy sektorem publicznym a sektorem prywatnym jako czynnikiem wspomagającym realizację polityki społeczno-ekonomicznej państwa, Sektor prywatny a sektor publiczny. Ujęcie interdyscyplinarne*, Oficyna Wydawnicza ASPRA.
- Główny Urząd Statystyczny. 2020. *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2020*, Główny Urząd Statystyczny.
- Kasztelewicz Z. 2012. „Blaski i cienie górnictwa węglowego w Polsce”, *Polityka Energetyczna*, Vol. 15, No. 4.
- Kasztelewicz Z. 2018. *Możliwości wykorzystania doświadczeń z procesów industrializacji w Niemczech wraz z diagnozą działań dla rozwoju tej branży w I połowie XXI wieku*, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie.
- Kasztelewicz Z., Patyk M. 2015. „Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski”, *Polityka Energetyczna*, Vol. 18, No. 4.

- Kasztelewicz Z., Ptak M., Sikora M. 2018. *Analiza porównawcza systemów elektroenergetycznych w Polsce i w Niemczech w kontekście wykorzystania zasobów węgla brunatnego*, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.
- Kasztelewicz Z., Ptak M., Sikora M., Tajduś A. 2018. „Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla krajowej energetyki w I połowie XXI wieku” w: *Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości*, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna ART.-TEKST.
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska. 2021. „Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r.”, Monitor Polski, 10 marca 2021 r.
- Ministerstwo Energii. 2018. „Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce”, Ministerstwo Energii.
- Ministerstwo Energii. 2019. „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”, Ministerstwo Energii.
- Rada Ministrów RP. 2020. „Program polskiej energetyki jądrowej”, Monitor Polski, 16 października 2020 r.
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
- Zawada S. 2018. „Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości”, *Węgiel brunatny – dziś i w przyszłości*, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna ART.-TEKST..