

Scenariusze wykorzystania węgla w polskiej energetyce w świetle polityki klimatycznej Unii Europejskiej

Scenarios of coal utilization in power engineering in Poland in the light of EU climate policy



Dr hab. inż. Lidia Gawlik *)



Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki *)

Treść: W artykule przedstawiono wykonane analizy dotyczące możliwych kierunków rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego w perspektywie do 2050 roku. Skupiono się na ocenie przyszłego zapotrzebowania na węgiel kamienny i węgiel brunatny. Będzie ono zależeć od wielu uwarunkowań, wśród których bardzo ważne będą ustalenia Unii Europejskiej dotyczące rozwoju cen uprawnień do emisji CO₂ oraz poziom przyszłych celów w zakresie użytkowania odnawialnych źródeł energii. Pokazano również jaki wpływ na przyszłe użytkowanie węgla w energetyce będzie miał rozwój technologii CCS oraz ewentualny rozwój wydobycia gazu z formacji łupkowych w Polsce.

Abstract: This paper presents the analyses of potential directions of development of the Polish power engineering sector up to 2050. The assessment was aimed at the future demand for hard coal and lignite which should depend on many conditions, such as the decisions of the EU referring to the level of prices of the titles for CO₂ emission and the scope of future objectives of using the renewable energy sources. Furthermore, the impact of the CCS technology and the potential development of shale gas exploitation in Poland on the future coal use in power engineering was presented.

Słowa kluczowe:

węgiel kamienny, węgiel brunatny, energetyka, pakiet klimatyczny UE

Key words:

hard coal, lignite, power engineering, EU climate package

1. Wprowadzenie

Jednym z istotnych priorytetów polityki energetycznej Unii Europejskiej jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla z sektora energetycznego. Dla Polski, której energetyka oparta jest głównie na węglu kamiennym i węglu brunatnym, zadanie to nie jest proste, gdyż paliwa stałe charakteryzują się wysokimi wskaźnikami emisyjności. Polska, która posiada znaczące zasoby węgla kamiennego i brunatnego i intensywnie je użytkuje, charakteryzuje się jednym z najwyższych wskaźników bezpieczeństwa energetycznego wśród państw unijnych.

Dalszy rozwój górnictwa węglowego i wykorzystanie tego surowca w energetyce jest w dłuższej perspektywie zagrożone ze względu na:

- politykę dekarbonizacji energetyki UE, ujętą w *Energy Roadmap 2050* [2], gdzie zakłada się obniżenie emisji CO₂ o 95% w 2050 roku w stosunku do roku bazowego (a więc praktycznie wyeliminowanie węgla jako surowca energetycznego),
- coraz trudniejsze warunki eksploatacji węgla w polskich kopalniach, co powoduje wzrost kosztów jego pozyskania i w konsekwencji zagrożenie brakiem konkurencyjności rodzimego surowca z węglem importowanym, a w dalszej konsekwencji wybór innych technologii generacji energii elektrycznej.

*) Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków

Polityka długoterminowej redukcji emisji po 2020 roku jest w Unii konsekwentnie opracowywana, między innymi w dokumentach obejmujących zamiary do roku 2030.

Polityka ochrony zmian klimatu Unii wydaje się być działaniem „za wszelką cenę”, gdyż w świetle szybkiego rozwoju energetyki węglowej w krajach azjatyckich, przede wszystkim w Chinach i Indiach [7], wysiłek by ograniczyć emisje w Europie nie da oczekiwanych wyników w skali świata. Wskazują na to ostatnie długoterminowe prognozy (WEC 2013) jak i najnowsza prognoza średnioterminowa IEA [1].

W tym artykule przedstawiono kilka scenariuszy wykorzystania węgla kamiennego i węgla brunatnego do 2050 roku. Są one podsumowaniem i rozwinięciem niektórych tez postawionych w pracy, wykonanej przez Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN na zlecenie Górnictwa Izby Przemysłowo-Handlowej [5].

2. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej

Pretendując do miana światowego lidera w działaniach na rzecz ograniczenia zmian klimatu, Unia Europejska nakłada na kraje członkowskie zobowiązania, których realizacja na razie jest obowiązującą do roku 2020. Pakiet energetyczno-klimatyczny „3x20” zaakceptowany w grudniu 2008 r. na unijnym szczycie wprowadził w życie cele na rok 2020 przyjęte w marcu 2007 roku przez Komisję Europejską, polegające na redukcji o 20% emisji gazów cieplarnianych, wzrost efektywności energetycznej o 20% oraz 20% udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Ambicje Unii Europejskiej nie kończą się na tym.

Dalsze, długoterminowe plany dotyczące ochrony klimatu przedstawiono w *Energy Road Map 2050* [2]. Propozycje Komisji Europejskiej w sprawie celów polityki energetyczno-klimatycznej na 2030 r. są obecnie na etapie roboczych dyskusji [7]. KE zaproponowała m.in. redukcję emisji CO₂ o 40% w stosunku do roku 1990, 27-procentowy udział źródeł odnawialnych (OZE) w produkcji energii elektrycznej dla całej UE oraz reformę systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), zakładającą możliwość ingerowania przez Komisję w jego mechanizm rynkowy.

Decyzje co do poziomu i kierunków tych zobowiązań nie są jeszcze znane, a wiele krajów (w tym zwłaszcza Polska), nie negując szczytnego celu ograniczania emisji gazów cieplarnianych, broni się przed precyzyjnym wyznaczeniem sposobów ograniczania tej emisji. Wyznaczenie kilku celów równocześnie powoduje bowiem, że przestaje być możliwe opracowanie indywidualnej dla poszczególnych krajów strategii, która brałaby pod uwagę specyficzne cechy poszczególnych gospodarek narodowych.

Jednakże, budując strategię rozwoju krajowego systemu energii, należy brać pod uwagę ewentualność wprowadzenia przez Unię takich zobowiązań. Dwa elementy polityki klimatycznej Unii, które będą miały zasadniczy wpływ na możliwy kierunek rozwoju sektora energii w Polsce w perspektywie 2050 roku i koszty jakie kraj będzie musiał ponieść, to wielkość dopuszczalnej emisji CO₂ do atmosfery oraz obligatoryjny poziom energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii elektrycznej.

3. Metodyka badawcza i przyjęte założenia

W analizach zastosowano metody modelowania matematycznego, wykorzystując modele zaimplementowane na platformach komputerowych, dedykowane do analiz systemów paliwowo-energetycznych [5].

Model wybiera technologie wytwarzania energii elektrycznej tak, aby możliwe było wyprodukowanie wymaganej ilości energii pokrywającej przewidywane zapotrzebowanie.

Zadaną funkcją celu jest minimalizacja łącznych kosztów systemowych w całym okresie do 2050 roku, przy zadanych ograniczeniach.

Technologie energetyczne, które są możliwe do wyboru to nowoczesne technologie oparte na paliwach kopalnych (w wersji z CCS i bez CCS), bloki jądrowe oraz technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii.

Dla tych technologii określono, na podstawie szczegółowych badań literaturowych, poziom nakładów inwestycyjnych niezbędnych do ich wybudowania. Określono również koszty operacyjne w podziale na koszty stałe i koszty zmienne funkcjonowania nowych jednostek wytwórczych. Uwzględniono koszty likwidacji. Określono sprawność netto jednostki, czas życia technologii oraz jej emisyjność.

Oprócz kosztów technologii istotnym elementem są koszty paliwa zużywanego do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Opracowano prognozy cen wszystkich paliw w perspektywie 2050 roku (tab. 1).

W prognozie tej uwzględniono zróżnicowanie cen dla węgla brunatnego z nowych i istniejących odkrywek, co jest związane z kosztami pozyskania tego surowca. Ceny węgla kamiennego importowanego określono w oparciu o światowe prognozy cen, zaś w przypadku cen węgla krajowego przyjęto, że aby mógł być on użytkowany w energetyce musi być tańszy od węgla importowanego.

W opracowanych scenariuszach rozważano dwa warianty ewolucji cen uprawnień do emisji CO₂ (rys. 1):

- wariant CO2WYS zakłada kształtowanie się tych cen na poziomach zbliżonych do postulowanych w scenariuszu *Current Policy Initiatives* zaprezentowanym w *Road Map 2050*, gdzie ceny uprawnień do emisji przekroczą 200 PLN za tonę emitowanego CO₂ (licząc w cenach stałych z roku 2011),

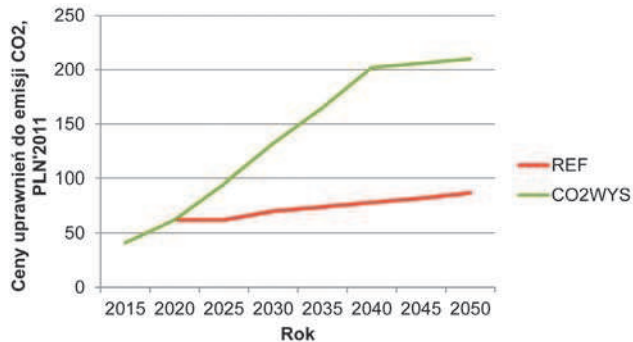
Tabela 1. Kształtowanie się cen paliw możliwych do wykorzystania przy produkcji energii elektrycznej w perspektywie do 2050 r., PLN'2011/GJ

Table 1. Fluctuation of prices of fuel possible to use by electric energy production up to 2050, PLN'2011/GJ

Paliwo	2011	2020	2030	2040	2050
Paliwo jądrowe	1,94	1,94	2,10	2,24	3,01
Węgiel brunatny	7,11	6,19	5,93	5,77	5,60
Węgiel brunatny (nowe odkrywki)		8,10	7,76	7,55	7,32
Węgiel kamienny (krajowy)	12,04	11,30	11,08	11,04	10,99
Węgiel kamienny (import)	13,49	11,92	11,72	11,70	11,67
Biomasa	27,80	25,00	25,00	25,90	26,80
Gaz ziemny	28,00	33,43	31,91	30,55	29,78
Biogaz	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00

Źródło: Gawlik [5]

- wariant REF – jest wariantem umiarkowanego wzrostu, który zakłada, że ceny za uprawnienia do emisji będą rosły, ale wolniej i osiągną 87 PLN w 2050 roku.



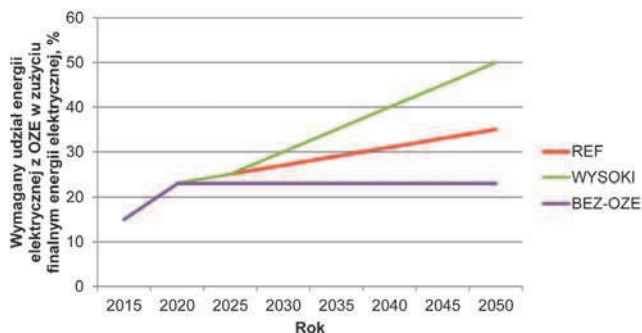
Rys. 1. Analizowane warianty kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂

Fig. 1. Analyzed options of fluctuations of prices of the titles for CO₂ emission

Źródło: Gawlik [5]

Rozważano również 3 poziomy wymaganego udziału energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii elektrycznej netto (rys. 2):

- wariant BEZ-OZE zakłada, że po osiągnięciu celów wskaźnikowych przewidzianych w dyrektywie OZE w 2020 roku, nie zostaną one podniesione, co oznacza, że dalszy wzrost ich wykorzystania nastąpi będzie na warunkach wolnej konkurencji z innymi źródłami energii (bez dedykowanych systemów wsparcia) – cel ogólny tj. osiągnięcie 19,13% udziału energii elektrycznej z OZE w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 r., który przekłada się na 23-procentowy udział energii z OZE w zużyciu energii finalnej netto – pozostanie na tym samym poziomie do roku 2050;
- wariant REF – zakłada umiarkowany wzrost celów wskaźnikowych, z poziomu 23% dla roku 2020 do 35% w 2050 roku;
- wariant WYSOKI – reprezentuje nacisk UE na wzrost użytkowania energii odnawialnej. Założono w nim, że cele wskaźnikowe do 2050 roku ulegną znacznemu wzrostowi, osiągając 50% udziału energii z OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej netto.



Rys. 2. Analizowane warianty kształtowania się wymaganego udziału energii elektrycznej z OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej netto, %

Fig. 2. Analyzed options of the required portion of electricity from OZE in the total use of net electric energy, %

Źródło: Gawlik [5]

Jednym z istotniejszych założeń było przyjęcie kształtowania się popytu na energię elektryczną. W przedstawionych w tym artykule scenariuszach przyjęto, że zapotrzebowanie to wzrośnie z poziomu 122 TWh (netto) w 2011 roku do 204 TWh w 2050 roku.

Struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej Polski to obecnie typowa monokultura węglowa, co wynika zarówno z uwarunkowań historycznych, jak również z posiadanych zasobów. Energetyka zawodowa w 2013 r. wyprodukowała 147,4 TWh energii elektrycznej (brutto), z czego 55,2% pochodziło z elektrowni na węglu kamiennym, a 37,1% z elektrowni na węglu brunatnym [10]. W ostatnich latach obserwuje się niewielki spadek udziału kopalnych paliw stałych w produkcji energii elektrycznej, na rzecz zwiększenia produkcji w elektrowniach wiatrowych [6], która w 2013 roku stanowiła 3,8% produkcji energetyki zawodowej. Obserwuje się również trend zwiększania udziału węgla brunatnego jako paliwa w energetyce, przy spadku zużycia węgla kamiennego. Są to jednak zmiany, które w sposób zasadniczy nie zmieniają struktury wytwarzania w Polsce.

Polska energetyka, obecnie zdominowana przez mocno wyeksploatowane elektrownie węglowe, musi – w najbliższej perspektywie – podjąć decyzje związane z budową nowych jednostek produkcyjnych zarówno dla zaspokojenia spodziewanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, jak również dla zastąpienia wyeksploatowanych już mocy [3]. Decyzje dotyczące tego jakie to mają być elektrownie związane są z możliwościami ich finansowania oraz zależą od kierunków polityki Unii Europejskiej, które będą następnie transponowane do warunków Polski. Analizy przedstawione w dalszej części artykułu dotyczą wpływu założonych przez Unię celów długoterminowych w zakresie OZE oraz decyzji kształtujących poziom cen uprawnień do emisji CO₂ na wykorzystanie węgla kamiennego i brunatnego w polskim sektorze elektroenergetycznym w perspektywie 2050 roku. Rozważane są również możliwości szerszego wykorzystania w energetyce gazu ziemnego, co byłoby możliwe gdyby w najbliższych latach udostępniono rodzimy gaz ze złóż w formacjach łupkowych [11].

4. Wpływ poziomu cen uprawnień do emisji CO₂ na wykorzystanie węgla w energetyce do 2050 roku

Wykorzystanie węgla w energetyce wiąże się z emisją dwutlenku węgla do atmosfery. Dlatego oceny wpływu poziomu cen uprawnień do emisji na przyszłe wykorzystanie węgla wykonano poprzez porównywanie parami scenariuszy, w których jedynym różniącym je założeniem był właśnie ten element.

Pierwszą taką parę stanowią REF i REF-CO2WYS. Wspólne dla obu scenariuszy założenia są następujące:

- 1) Istnieje możliwość budowy 3 bloków energetyki jądrowej – po 1,5 GW każdy w latach 2025, 2030 i 2035, przy czym model dokona wyboru energetyki jądrowej spośród wielu innych technologii w oparciu o optymalizację kosztów.
- 2) Nie przewiduje się rozwoju wydobywania gazu z formacji łupkowych w Polsce, zatem ceny gazu pozostaną na poziomie wynikającym z prognoz przedstawionych w tabeli 1.
- 3) Nastąpi umiarkowany wzrost wymagań unijnych dotyczących celów OZE (wariant REF- rys. 2).
- 4) Technologie CCS będą się rozwijać i osiągną dojrzałość komercyjną pozwalającą na ich zastosowanie w energetyce w elektrowniach budowanych po 2030 roku.

Jedyna różnica w przyjętych założeniach polega na wariantowaniu cen uprawnień do emisji CO₂:

- scenariusz REF zakłada umiarkowany wzrost tych cen (wariant REF – rys. 1),
- scenariusz REF-CO2WYS zakłada wysoki wzrost tych cen (wariant CO2WYS – rys. 1).

Drugą parę analizowanych scenariuszy stanowią: GAZOWY i GAZOWY-CO2WYS, w których założono, że w Polsce nastąpi rozwój wydobycia gazu z formacji łupkowych, co znajdzie odzwierciedlenie w większej podaży gazu dla energetyki i niższej jego cenie. Znów jedyną różnicą między tymi scenariuszami jest poziom cen uprawnień do emisji CO₂:

- scenariusz GAZOWY zakłada umiarkowany wzrost tych cen (wariant REF – rys. 1),
- scenariusz GAZOWY-CO2WYS – zakłada wysoki wzrost tych cen (wariant CO2WYS – rys. 1).

Pozostałe założenia są identyczne jak w poprzedniej parze scenariuszy.

Poniżej przedstawiono wyniki uzyskane przez model optymalizujący rozwój sektora energetycznego w warunkach minimalizacji zdyskontowanych kosztów systemowych.

Tabela 2 przedstawia wyniki modelowania w zakresie budowy nowych mocy energetyki w podziale na paliwa. Dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną sektor energetyki musi wybudować około 62 GW nowych mocy. We wszystkich scenariuszach następuje znacząca rozbudowa energetyki w oparciu o odnawialne źródła energii, co wynika z założonych celów wskaźnikowych w zakresie stosowania OZE.

Przy niskim poziomie cen uprawnień do emisji CO₂ i braku rozwoju wydobycia gazu ze złóż łupkowych (scenariusz REF) najefektywniejszym rozwiązaniem dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną jest budowa około 12 GW energetyki opartej na węglu kamiennym, 6,8 GW opartej na węglu brunatnym i 7,3 GW w oparciu o importowany gaz. W przypadku gdyby nastąpił rozwój krajowego wydobycia gazu (scenariusz GAZOWY), optymalnym byłoby wybudowanie o 0,6 GW więcej elektrowni i elektrociepłowni gazowych.

Tabela 2. Budowa nowych mocy w latach 2015 – 2050 w warunkach analizowanych scenariuszy, GW

Table 2. Implementation of new power stations in 2015-2050 within the analyzed scenarios, GW

Paliwo/ technologia	Scenariusz			
	REF	REF- CO2WYS	GAZOWY	GAZOWY- CO2WYS
Węgiel kamienny	12,0	3,6	11,9	3,6
Węgiel kamienny + CCS	0,0	9,8	0,0	0,0
Węgiel brunatny	6,8	0,0	6,8	0,0
Węgiel brunatny + CCS	0,0	6,2	0,0	6,4
Gaz ziemny	7,3	3,4	7,9	16,6
Energia jądrowa	0,0	3,0	0,0	0,0
Energia wodna	0,3	0,3	0,3	0,2
Biomasa	2,9	3,3	2,9	3,3
Biogaz	1,2	1,3	1,2	1,3
Energia wiatru	21,8	21,8	21,8	21,9
Energia słońca	9,6	9,6	9,6	9,6

Źródło: opracowanie własne na podstawie: [5]

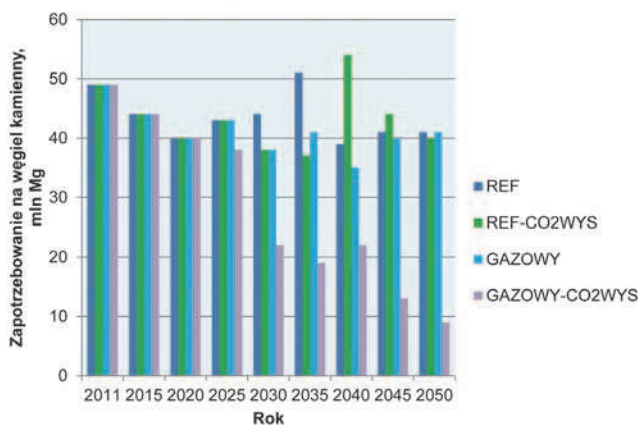
Wysoki wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, analizowany w scenariuszu REF-CO2WYS powoduje, że optymalnym rozwiązaniem staje się budowa dwóch bloków energetyki jądrowej po 1,5 GW w latach 2030 i 2035, przy ograniczeniu energetyki gazowej. W początkowym okresie analizy powstaną elektrownie na węgiel kamienny, a od 2030 roku

– gdy technologia CCS osiągnie dojrzałość komercyjną – w energetyce opartej na węglu kamiennym technologia ta staje się rozwiązaniem efektywnym ekonomicznie. Później – od 2045 roku – powstawać powinny również elektrownie IGCC z technologią CCS na węgiel brunatny.

Gdyby ceny gazu – za sprawą rozwoju wydobycia krajowego – osiągnęły niższe ceny, to w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ (scenariusz GAZOWY-CO2WYS) energetyka oparta na gazie byłaby rozwiązaniem optymalnym. Dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną powstałoby 16,6 GW jednostek mocy na to paliwo, a rozwiązanie to byłoby tańsze od budowy energetyki jądrowej. Gaz wyparłby w znacznym stopniu węgiel kamienny. Energetyka na węglu brunatnym – dzięki technologii CCS – mogłaby liczyć na rozwój.

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono zapotrzebowanie na węgiel kamienny i węgiel brunatny w poszczególnych scenariuszach.

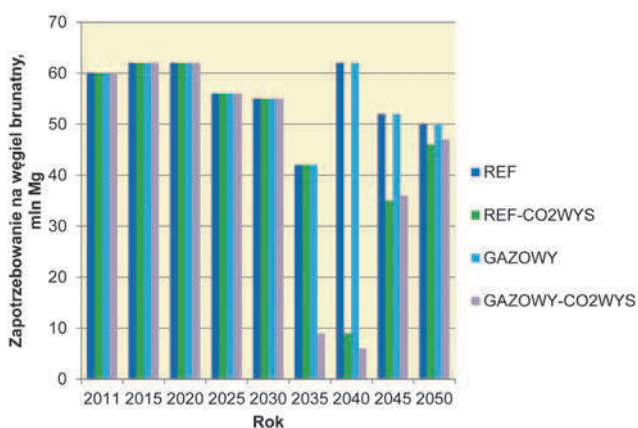
Do roku 2020 zapotrzebowanie na węgiel kamienny jest identyczne (rys. 3). Zmiana poziomu cen uprawnień do emisji nie ma wpływu na wykorzystanie węgla brunatnego do roku 2030 (rys. 4). Różnice są widoczne dopiero w latach późniejszych.



Rys. 3. Zapotrzebowanie sektora paliwowo-energetycznego na węgiel kamienny w analizowanych scenariuszach, mln Mg

Fig. 3. Demand for hard coal in the fuel-energy sector within the analyzed scenarios, mln Mg

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]



Rys. 4. Zapotrzebowanie sektora paliwowo-energetycznego na węgiel brunatny w analizowanych scenariuszach, mln Mg

Fig. 4. Demand for lignite in the fuel-energy sector within the analyzed scenarios, mln Mg

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]

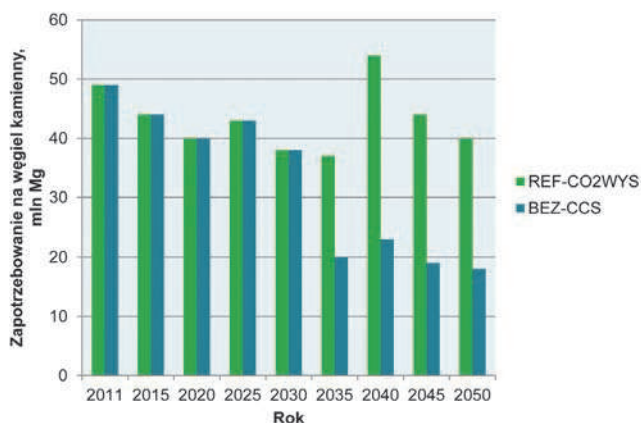
W pierwszej parze scenariuszy (gdy zakłada się brak rozwoju gazu z formacji łupkowych w Polsce), zapotrzebowanie na węgiel kamienny w latach 2030 i 2035 jest niższe, gdy przewidywana jest ścieżka wysokiego wzrostu cen uprawnień do emisji, ale potem (w latach 2040 i 2045), budowane są nowe elektrownie wyposażone w technologię CCS, wykorzystanie węgla kamiennego jest wyższe w scenariuszu REF-CO2WYS niż w scenariuszu REF (przy niższych cenach uprawnień do emisji).

W scenariuszu GAZOWY – niższe ceny gazu nie powodują dużego przyrostu nowej mocy opartych na gazie (tylko o 0,6 GW więcej niż w scenariuszu REF), a zatem tylko w niewielkim stopniu eliminują zapotrzebowanie na węgiel kamienny i wcale nie redukują zapotrzebowania na węgiel brunatny. Dopiero wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ do poziomu jak w wariantcie CO2WYS powoduje, że przy większej dostępności gazu opłacalna staje się budowa energetyki opartej na tym paliwie (scenariusz GAZOWY-CO2WYS). To powoduje bardzo znaczące ograniczenie zapotrzebowania na węgiel kamienny – gdyż nowe moce na węglu kamiennym z technologią CCS są niekonkurencyjne w stosunku do technologii opartych na gazie. Następują również ograniczenia w zapotrzebowaniu na węgiel brunatny (choć tylko w niewielkim stopniu).

Przedstawione badania pokazują, że przy wysokich cenach uprawnień do emisji węgiel brunatny będzie miał swoje miejsce w przyszłej strukturze paliwowej energetyki, jeśli technologie CCS będą gotowe do komercjalizacji począwszy od 2030 roku. Węgiel kamienny przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ będzie miał ograniczoną rolę, jeśli dostępny będzie gaz z formacji łupkowych.

Kluczowym dla rozwoju górnictwa węglowego okazuje się być rozwój technologii CCS, który uległ w ostatnich latach zahamowaniu [9]. Dla oceny roli jaką ma do spełnienia technologia CCS przebadano również scenariusz BEZ-CCS, w którym jedyną różnicą w stosunku do scenariusza REF-CO2WYS było założenie, że technologia CCS nie osiągnie dojrzałości komercyjnej do 2050 roku – nie będzie więc dostępna.

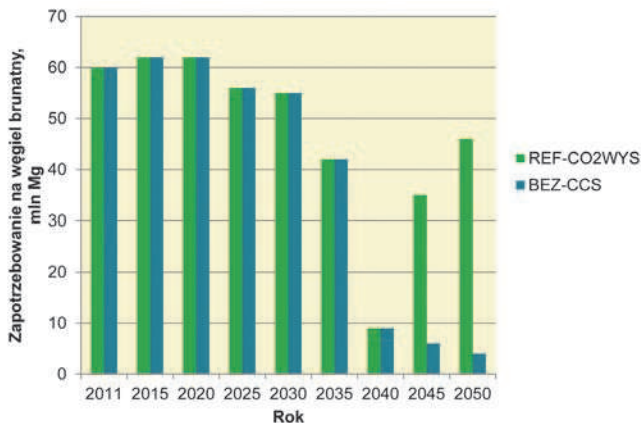
Porównanie zapotrzebowania na węgiel kamienny przedstawiono na rys. 5, a na węgiel brunatny na rys. 6.



Rys. 5. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ w warunkach dostępności technologii CCS od 2030 roku (scenariusz REF-CO2WYS) i jej braku (scenariusz BEZ-CCS)

Fig. 5. Demand for hard coal by high costs of titles for CO₂ emission with the accessibility to CCS technology, beginning 2030 (scenario REF-CO2WYS) and without it (scenario BEZ-CCS)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]



Rys. 6. Zapotrzebowanie na węgiel brunatny przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ w warunkach dostępności technologii CCS od 2030 roku (scenariusz REF-CO2WYS) i jej braku (scenariusz BEZ-CCS)

Fig. 6. Demand for lignite by high costs of titles for CO₂ emission with the accessibility to CCS technology, beginning 2030 (scenario REF-CO2WYS) and without it (scenario BEZ-CCS)

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]

Poza rozwojem energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii (takich samych jak w scenariuszu REF-CO2WYS), w scenariuszu BEZ-CCS model wybiera do budowy:

- 3,6 GW elektrowni na węglu kamiennym – w pierwszych latach analizy (identycznie jak w scenariuszu REF-CO2WYS),
- 3 GW bloków energetyki jądrowej (tak jak w scenariuszu REF-CO2WYS),
- 19,4 GW elektrowni na gazie ziemnym (o 16 GW więcej jak w scenariuszu REF-CO2WYS).

Wybór optymalnych mocy wytwórczych dla energetyki w scenariuszu BEZ-CCS polega na zastąpieniu technologii opartych na węglu – technologiami gazowymi. Górnictwo węgla kamiennego traci jako odbiorcę 9,8 GW nowych mocy, a górnictwo węgla brunatnego – 6,2 GW w nowych elektrowniach.

Zapotrzebowanie na węgiel kamienny po 2030 roku obniża się znacząco, stanowiąc mniej niż połowę zapotrzebowania wykazywanego w scenariuszu REF-CO2WYS. Zapotrzebowanie na węgiel brunatny obniża się, a w związku z tym, że nie powstają żadne nowe elektrownie – istniejącym elektrowniom wystarczy węgla z obecnie istniejących odkrywek. Dla górnictwa węgla kamiennego wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ i brak dostępności technologii CCS oznacza brak perspektyw rozwoju.

5. Wpływ zmiany celów wskaźnikowych OZE na wykorzystanie węgla w energetyce do 2050 roku

Ocena wpływu ustalenia przez UE celów wskaźnikowych w zakresie odnawialnych źródeł energii została zbadana poprzez porównanie trzech scenariuszy: BEZ-OZE, REF-CO2WYS, i BEZ-OZE. We wszystkich tych scenariuszach założono wysoki wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w perspektywie 2050 roku (rys. 1), dopuszczono możliwość budowy 3 bloków energetyki jądrowej – po 1,5 GW każdy w latach 2025, 2030 i 2035 pod warunkiem, że technologia ta będzie konkurencyjna z innymi. Założono, że nie dojdzie do

komercyjnego wydobycia gazu z łupków oraz, że technologia CCS będzie dostępna począwszy od 2030 roku.

W scenariuszach tych różnicowano zadane cele wskaźnikowe OZE według wariantów przedstawionych na rys. 2:

- w scenariuszu BEZ-OZE przyjęto, że po osiągnięciu celów wskaźnikowych w 2020 roku Unia nie będzie nakładała nowych zobowiązań, a więc dla Polski do 2050 roku pozostanie jako obowiązujący cel wskaźnikowy w wysokości 23% tego udziału,
- w scenariuszu REF-CO2WYS założono umiarkowany wzrost celów wskaźnikowych, z poziomu 23% dla 2020 roku do 35% w 2050 roku,
- w scenariuszu OZE przyjęto, że cele wskaźnikowe użytkowania odnawialnych źródeł energii wzrosną do 50% obligatoryjnego udziału energii z OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej netto w 2050 roku.

W tabeli 3 oraz na rys. 7 i 8 przedstawiono wyniki optymalizacji tych trzech scenariuszy.

Tabela 3. Budowa nowych mocy w latach 2015 – 2050 w zależności od poziomu wymaganych celów wskaźnikowych OZE, w GW

Table 3. Implementation of new power stations in 2015-2050 depending on the level of the required indicative programs OZE, GW

Paliwo/technologia	Scenariusz BEZ-OZE	Scenariusz REF-CO2WYS	Scenariusz OZE
Węgiel kamienny	3,6	3,6	3,6
Węgiel kamienny + CCS	10,9	9,8	7,9
Węgiel brunatny IGCC+ CCS	6,4	6,2	3,1
Gaz ziemny	3,6	3,4	3,4
Energia jądrowa	3,0	3,0	3,0
Energia wodna	0,1	0,3	0,3
Biomasa	3,3	3,3	4,0
Biogaz	1,3	1,3	2,0
Energia wiatru	21,0	21,8	25,1
Energia słońca	4,5	9,6	21,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]

Wysoki poziom cen uprawnień do emisji oznacza opłacalność budowy dwóch elektrowni jądrowych (razem 3 GW), bez względu na poziom założonych celów wskaźnikowych w zakresie OZE.

Tabela 4. Uzyskane udziały energii elektrycznej z OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych scenariuszach, na tle założonych celów wskaźnikowych na poszczególne lata, %

Table 4. Share of OZE electricity in the total energy use within particular scenarios in the light of the assumed indicative programs in particular periods

Rok	Scenariusz BEZ-OZE			Scenariusz REF-CO2WYS			Scenariusz OZE		
	cel OZE	uzyskany udział OZE	nadwyżka	cel OZE	uzyskany udział OZE	nadwyżka	cel OZE	uzyskany udział OZE	nadwyżka
2015	15	15	0	15	15	0	15	15	
2020	23	23	0	23	23	0	23	23	
2025	23	25,81	2,81	25	25,81	0,81	25	25,89	0,89
2030	23	31,13	8,13	27	31,2	4,2	30	33,62	3,62
2035	23	30,42	7,42	29	30,56	1,56	35	35,16	0,16
2040	23	29,14	6,14	31	31	0	40	40	0
2045	23	28,75	5,75	33	33	0	45	45	0
2050	23	31,14	8,14	35	35	0	50	50	0

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]

W miarę wzrostu celów wskaźnikowych OZE model, optymalizując strukturę produkcji energii elektrycznej, w coraz większym stopniu eliminuje inwestycje w energetykę na węglu kamiennym i brunatnym z technologią CCS.

Wymagany poziom energii z OZE wymusza budowę farm wiatrowych na lądzie i ogniw fotowoltaicznych. W scenariuszu OZE (zakładającym wysoki wzrost celu wskaźnikowego), dla uzyskania wymaganego udziału energii z źródeł odnawialnych budowane są również farmy wiatrowe na morzu.

Udział nowych mocy opartych na odnawialnych źródłach energii w okresie 2015 – 2050 we wszystkich wymaganych inwestycjach w sektorze energii wynosi:

- w scenariuszu BEZ-OZE (niski wskaźnik) – 52,4%,
- w scenariuszu REF-CO2WYS (referencyjny wskaźnik) – 58,2%,
- w scenariuszu OZE (wysoki wskaźnik) – 71,6%.

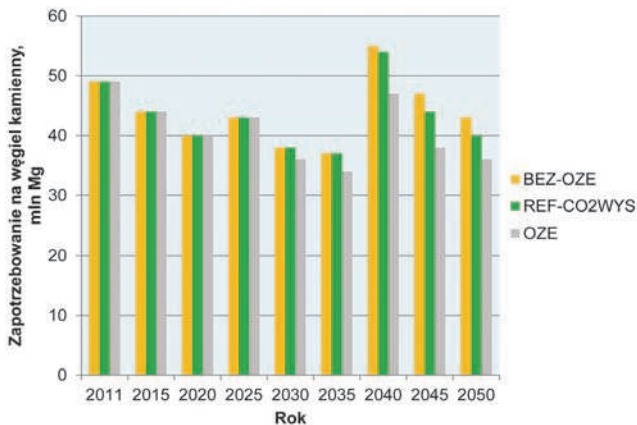
Uzyskane udziały energii elektrycznej z OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej przedstawia tabela 4.

W scenariuszu BEZ-OZE – w którym cele OZE po 2020 roku nie były podnoszone, uzyskane udziały energii elektrycznej z OZE były wyższe od narzuconych celów wskaźnikowych. W scenariuszach REF-CO2WYS i OZE dotyczy to tylko lat 2025 – 2030.

Jeśli w wyniku optymalizacji struktury za pomocą badań modelowych występuje nadwyżka udziału ponad obligatoryjny cel, oznacza to, że technologie wybrane przez model są konkurencyjne w porównaniu do technologii opartych na paliwach kopalnych. Zatem uzyskane w scenariuszu BEZ-OZE poziomy udziałów energii z OZE są optymalne.

Na rys. 7 przedstawiono zapotrzebowanie na węgiel kamienny w trzech analizowanych scenariuszach. W miarę wzrostu celów wskaźnikowych następuje obniżenie zapotrzebowania na węgiel w energetyce. Wysokie cele w zakresie użytkowania OZE będą miały wpływ na ograniczenie użytkowania węgla począwszy od 2030 roku, a zwłaszcza od 2040 roku. Podobną zależność można zaobserwować w użytkowaniu węgla brunatnego w energetyce (rys. 8), z tym że efekty są widoczne od 2040 roku.

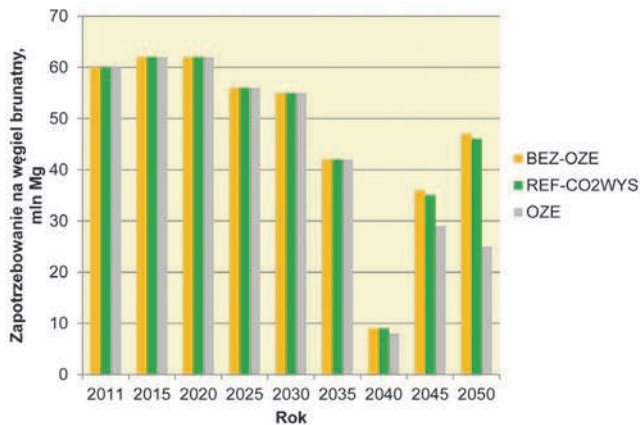
Wyższe cele wskaźnikowe powodują konieczność budowy odnawialnej energetyki mimo jej niedojrzałości ekonomicznej i niekonkurencyjnych kosztów. Wymuszenie zbyt wysokich celów wskaźnikowych OZE powoduje wzrost niezbędnych nakładów inwestycyjnych na realizację nowych mocy z poziomu 446 mld PLN w scenariuszu BEZ-OZE do 463 mld PLN w scenariuszu REF-CO2WYS i prawie 510 mld PLN w scenariuszu OZE.



Rys. 7. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny przy różnych wariantach kształtowania się celów wskaźnikowych w zakresie użytkowania OZE, mln Mg

Fig. 7. Demand for hard coal by assuming various options of indicative programs within the use of OZE, mln Mg

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]



Rys. 8. Zapotrzebowanie na węgiel brunatny przy różnych wariantach kształtowania się celów wskaźnikowych w zakresie użytkowania OZE, mln Mg

Fig. 8. Demand for lignite by assuming various options of indicative program within the use of OZE, mln Mg

Źródło: opracowanie własne na podstawie [5]

6. Wnioski

Konieczność ochrony klimatu w długiej perspektywie deklarowana przez Unię Europejską jest niezaprzeczalną potrzebą dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju w skali światowej. Jednakże należy rozważyć czy przyjęte cele są najlepszym rozwiązaniem.

Narzucenie wysokiego poziomu cen uprawnień do emisji CO₂ będzie powodowało wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, obniżając tym samym konkurencyjność gospodarki krajowej, a także droższe inwestycyjnie rozwiązania. Przy niskim poziomie cen uprawnień do emisji CO₂ (scenariusze REF i GAZOWY) sektor energii będzie w dużym stopniu wykorzystywał rodzimy węgiel kamienny i brunatny. W scenariuszach zakładających wysoki wzrost cen uprawnień (scenariusze REF-CO2WYS i GAZOWY-CO2WYS), wykorzystanie węgla uwarunkowane jest rozwojem technologii CCS. Opóźnienia w komercjalizacji tej technologii spowodują brak opłacalności wykorzystania węgla w energetyce (scenariusz BEZ-CCS).

Na uwagę zasługuje również fakt, że energetyka jądrowa staje się rozwiązaniem efektywnym, jeśli nie rozwinie się wydobycie krajowego gazu z formacji łupkowych. Jeśli dostępny będzie gaz ze źródeł krajowych – energetyka jądrowa staje się rozwiązaniem nieoptymalnym.

Przedstawione badania scenariuszowe wykazują, że narzucenie wysokich celów w zakresie OZE jest nieracjonalne, ponieważ:

- powoduje konieczność poniesienia bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych na budowę energetyki odnawialnej,
- powoduje bardzo wysoki wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej,
- ogranicza możliwość użytkowania rodzimych zasobów węgla kamiennego i brunatnego, które, w przypadku rozwoju technologii CCS, pozwoliłoby na osiągnięcie dobrego efektu w zakresie redukcji CO₂ przy znacząco niższych nakładach i niższych kosztach wytwarzania energii elektrycznej,
- pozostawia niepewność co do możliwości wykorzystania w energetyce gazu ziemnego z formacji łupkowych, w przypadku ich udokumentowania i rozwoju wydobycia,
- po 2025 roku część technologii opartych na odnawialnych źródłach energii będzie mogła konkurować z innymi technologiami energetycznymi, więc ich udział w produkcji energii elektrycznej będzie wzrastał, pomimo rezygnacji z narzucania obligatoryjnych celów.

Obecnie obowiązujący dokument „Polityka energetyczna Polski do roku 2030” uległ w znacznym stopniu dezaktualizacji w wyniku wpływu wielu czynników, z których najistotniejsze są rezultatem długofalowych planów Unii Europejskiej w zakresie funkcjonowania pakietu klimatycznego. Przedstawione scenariusze pokazują, że nowa polityka energetyczna Polski stawia przed rządem konieczność podjęcia ważnych decyzji, które ukierunkują sektor energii na długie lata. Badania powinny zostać wykorzystane podczas jej opracowywania, by wyważyć kilka elementów zrównoważonego rozwoju, do których oprócz celów środowiskowych należy dostępność do energii po rozsądnej cenie oraz bezpieczeństwo energetyczne państwa i obywateli.

Praca zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

1. *Alvares, C. P. 2014. Coal. Medium-Term Market Report 2013. Market Trends and Projections to 2018. International Energy Agency. Prezentacja, Katowice, 28.03.2014.*
2. *EC 2011. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050, COM(2011) 885 final. European Commission (EC). [online] <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:FIN:PDF> [dostęp: 13.03.2014]*
3. *Gawlik, L.: Węgiel kamienny energetyczny. Perspektywy rozwoju w świetle priorytetów środowiskowych. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków 2011. [online] http://www.wec-pkrsre.pl/img_in/publikacje/pdf/wegielkamienny.pdf [dostęp: 14.04.2014]*
4. *Gawlik, L.: Gaz ziemny z łupków w Polsce – raport. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej. Wyd. IGSMiE PAN, Warszawa 2013, [online] http://www.wec-pkrsre.pl/img_in/publikacje/pdf/gaz-ziemny-z-lupkow.pdf [dostęp: 14.04.2014]*
5. *Gawlik, L. (red.). Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa.*

- Wyd. IGSMiE PAN, Katowice 2013, [online] www.giph.com.pl/attachements/article/278/Wegiel_dla_polskiej_energetyki_2050_GIPH_MINPAN.pdf [dostęp: 13.03.2014]
6. *Grudziński, Z.*: Konkurencyjność paliw w wytwarzaniu energii elektrycznej. „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2013. nr 16 (4).
 7. KE 2013. Zielona Księga. Ramy polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030. Komisja Europejska, Bruksela 27.03.2013.COM(2013) 169 final.
 8. *Lorenz, U.*: Węgiel energetyczny na świecie – sytuacja w 2012 r. i perspektywy. „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal”, 2013, nr 16 (4).
 9. *Markewitz, P.* i in.: Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. Energy and Environment Science, 5, 2011. 7281-7305.
 10. PSE, 2014. Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., [online] www.pse.pl [dostęp 19.03.2014].
 11. *Rychlicki, S., Siemek, J.*: Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. „Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management” 2013, nr 29, 1.
 12. WEC 2013. World Energy Scenarios. Composing energy futures to 2050. World Energy Council, London. 281 s. [online] <http://www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-scenarios-composing-energy-futures-to-2050/> [dostęp: 10.04.2014]
-
-

NACZELNY REDAKTOR

w zeszycie 1-2/2010 Przeglądu Górniczego, zwrócił się do kadr górniczych z zachętą do publikowania artykułów ukierunkowanych na wywołanie

POLEMIKI – DYSKUSJI.

Trudnych problemów, które czekają na rzetelną, merytoryczną wymianę poglądów – jest wiele! Od niej – w znaczącej mierze – zależy skuteczność praktyki i nauki górniczej w działaniach na rzecz bezpieczeństwa górniczego oraz postępu technicznego i ekonomicznej efektywności eksploatacji złóż.

**Od naszego wysiłku w poszukiwaniu najlepszych rozwiązań
– zależy przyszłość polskiego górnictwa!!!**