

RAPORT OSW

OSW



NIEMIECKIE POŻEGNANIE Z WĘGLEM KOLEJNY ETAP ENERGIEWENDE

Michał Kędzierski

WARSZAWA
STYCZEŃ 2022

NIEMIECKIE POŻEGNANIE Z WĘGLEM

KOLEJNY ETAP ENERGIEWENDE

Michał Kędzierski

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

REDAKCJA MERYTORYCZNA

Wojciech Konończuk, Anna Kwiatkowska

REDAKCJA

Katarzyna Kazimierska

WSPÓŁPRACA

Tomasz Strzelczyk, Szymon Sztyk

WYKRESY

Urszula Gumińska-Kurek

MAPY

Wojciech Mańkowski

OPRACOWANIE GRAFICZNE

PARA-BUCH

SKŁAD

IMAGINI

ZDJĘCIE NA OKŁADCE

SebastianO Photography / Shutterstock.com



OSW

Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia
ul. Koszykowa 6a, 00-564 Warszawa
tel.: (+48) 22 525 80 00, info@osw.waw.pl

  www.osw.waw.pl

ISBN 978-83-67159-09-8

Spis treści

WSTĘP | 5

TEZY | 6

I. ODEJŚCIE OD WĘGLA A POLITYKA KLIMATYCZNA | 9

1. Znaczenie węgla w niemieckiej energetyce | 9
2. Profil emisyjny RFN | 13

II. KOMISJA WĘGLOWA – KLUCZOWY KOMPROMIS | 17

1. Początki i kontekst debaty na temat odejścia od węgla | 17
2. Skład i priorytety komisji węglowej | 19
3. Raport końcowy i ocena rekomendacji | 20

III. MECHANIZM ODEJŚCIA OD WĘGLA | 23

1. Harmonogram | 23
2. Węgiel brunatny | 24
3. Węgiel kamienny | 29
4. Krytyka mechanizmu | 35

IV. RESTRUKTURYZACJA REGIONÓW WĘGLOWYCH – POZYSKANIE AKCEPTACJI SPOŁECZNEJ | 38

1. Sytuacja gospodarczo-społeczna zagłębi węglowych | 39
2. Stosunek mieszkańców zagłębi do rezygnacji z węgla | 42
3. Pakiet restrukturyzacyjny | 46

V. KONSEKWENCJE I PERSPEKTYWY | 50

WSTĘP

Węgiel brunatny i kamienny wciąż odgrywają ważną rolę w niemieckiej energetyce. W 2019 r. pochodziło z nich łącznie 28,4% wytworzonej w RFN energii elektrycznej¹. Są one zarazem znaczącym źródłem dwutlenku węgla – odpowiadają za trzy czwarte jego emisji w krajowej energetyce oraz jedną czwartą w całej gospodarce. Osiągnięcie celów polityki klimatycznej państwa już w średniej perspektywie nie będzie możliwe bez przyspieszenia procesu rezygnacji ze stosowania ich w celach energetycznych. Odchodzenie od węgla (*Kohleausstieg*) stanowi poważne wyzwanie z jednej strony w obszarze przebudowy systemu energetycznego, a z drugiej – w sferze różnych, często przeciwstawnych interesów politycznych, gospodarczych i społecznych.

W pierwszym rozdziale raportu przedstawiono rolę węgla w niemieckiej energetyce oraz wpływ stosowania go na wysokość emisji gazów cieplarnianych. W drugim pokazano kontekst debaty na temat *Kohleausstieg* w RFN oraz znaczenie komisji węglowej i wypracowanego w jej ramach ogólnospołecznego kompromisu dla powodzenia politycznego uregulowania odejścia od węgla. W kolejnej części zaprezentowano ustawowy mechanizm wygaszania energetyki opartej na tym surowcu w Niemczech. Opracowanie porusza także kwestie restrukturyzacji regionów wydobywania węgla brunatnego oraz roli transformacji zagłębi wydobywczych w zapewnianiu akceptacji obywateli dla całego procesu odejścia od węgla. Ostatni rozdział to próba pokazania konsekwencji *Kohleausstieg* jako kolejnego – po rezygnacji z energetyki jądrowej – etapu niemieckiej transformacji energetycznej, a także wpływu nowych celów redukcji emisji w UE i zmiany założeń polityki klimatycznej RFN na jego przebieg.

¹ W 2020 r. wskutek gospodarczych efektów pandemii COVID-19 znaczenie węgla tymczasowo spadło, przez co nie stanowi on odpowiedniego punktu odniesienia do porównań. W pierwszej połowie 2021 r. obserwuje się ponowny wzrost jego zużycia do celów energetycznych – zbliżony do poziomu odnotowanego w 2019 r.

TEZY

- Problem rezygnacji z energetyki węglowej jest politycznie bardzo niewygodny. Dotyka on przeciwstawnych interesów wielu wpływowych grup społecznych i gospodarczych tworzących elektorat chadeków i socjaldemokratów. Aby wybrnąć z tej skomplikowanej sytuacji, powołano tzw. komisję węglową, w której przy udziale zainteresowanych stron doszło do wypracowania akceptowalnego kompromisu uwzględniającego interesy gospodarcze, społeczne, regionalne oraz z zakresu ochrony klimatu. Porozumienie osiągnięte w styczniu 2019 r. w ramach tego gremium stało się punktem odniesienia oraz fundamentem niemieckiego procesu odejścia od węgla. Główne rekomendacje komisji posłużyły rządowi z jednej strony jako drogowskazy podczas przygotowywania projektów odpowiednich aktów prawnych, a z drugiej – wygodny i skuteczny sposób legitymizacji wdrażanych decyzji.
- Ustawa o odejściu od węgla z 3 lipca 2020 r. stanowi, że ostatnie bloki węglowe będą musiały zostać zamknięte najpóźniej z końcem 2038 r. Przyjęty w niej mechanizm reguluje tempo i zasady wycofywania tych elektrowni z rynku. Taki sposób działania jest bezpiecznym rozwiązaniem z perspektywy zapewnienia dostaw energii, lecz nie gwarantuje stałej redukcji emisji zgodnie z założeniami polityki klimatycznej RFN. Zmniejszanie mocy uczestniczących w rynku siłowni nie musi bowiem automatycznie przekładać się na obniżenie ich produkcji energii elektrycznej. Wykorzystywanie pozostałych bloków węglowych w najbliższych latach wzrośnie m.in. wskutek wygaszenia do końca 2022 r. ostatnich elektrowni jądrowych. Z kolei czynnikami pogarszającymi konkurencyjność wytwarzania prądu z węgla będą spodziewany dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS (unijny system handlu uprawnieniami do emisji) oraz ciągłe zwiększanie udziału OZE w miksie.
- Wśród elementów planów rezygnacji z energetyki węglowej największe kontrowersje wywołują w Niemczech rekompensaty dla operatorów elektrowni na węgiel brunatny. Wątpliwości budzi nietransparentny sposób ich uzgodnienia, a także sama ich kwota (spółki RWE i LEAG mają otrzymać łącznie 4,35 mld euro), którą powszechnie odbiera się jako nieproporcjonalnie wysoką. Zdaniem większości przedstawicieli środowiska eksperckiego wynika ona z posłużenia się błędnymi, nierealistycznymi założeniami, a ustalone sumy świadczeń mogły zostać świadomie zawyżone z pobudek politycznych. Gros wątpliwości co do rekompensat dla RWE i LEAG

podzieliła Komisja Europejska, która wszczęła formalne dochodzenie w celu zbadania ich zgodności z unijnymi zasadami dotyczącymi pomocy publicznej. Prawdopodobnym scenariuszem jest wymuszona przez KE konieczność renegocjacji wysokości świadczeń.

- Kluczowym czynnikiem warunkującym akceptację społeczną dla odejścia od węgla w regionach wydobywania jest zapewnienie czasu i środków finansowych na restrukturyzację. Wygaszanie branży budzi duże obawy obywateli oraz stanowi poważne wyzwanie gospodarcze zwłaszcza we wschodniemieckich zagłębiach wydobywczych. Premierzy Saksonii, Brandenburgii i Saksonii-Anhalt mieli znaczący wpływ na przebieg negocjacji i uzyskali daleko idące ustępstwa zarówno co do kształtu harmonogramu zamykania elektrowni, jak i wysokości wsparcia finansowego transformacji regionów wydobywania. Z liczącej łącznie 40 mld euro puli środków sfinansowane zostaną także inwestycje w drogowe i kolejowe połączenia transgraniczne z Polską.
- Odejście od węgla w Niemczech oznacza poważną przebudowę tamtejszego systemu elektroenergetycznego i stanowi kolejny – po rezygnacji z energetyki jądrowej – etap Energiewende. Wygaszanie elektrowni węglowych będzie w krótkim i średnim okresie nieuchronnie prowadzić do wzrostu znaczenia gazu ziemnego jako paliwa przejściowego transformacji energetycznej. Wycofywanie z rynku znacznej liczby siłowni konwencjonalnych przyniesie wzrost importu energii elektrycznej. Wiele scenariuszy wskazuje na to, że RFN w połowie lat dwudziestych z jej eksporterem netto przekształci się w importera. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw prądu konieczne stanie się ponadto zwiększanie (nawet pięciokrotne) mocy elektrowni rezerwowych. To, w jakim zakresie wystąpią wymienione konsekwencje, będzie zależało od tempa przyrostu mocy zainstalowanych w OZE, rozbudowy sieci elektroenergetycznych oraz skali wzrostu zużycia energii elektrycznej w ramach transformacji energetycznej.
- Nowy cel redukcji emisji UE do 2030 r. (o 55% w porównaniu z 1990 r.) oraz związane z nim nowe założenia polityki klimatycznej RFN (obniżenie emisji o 65% do 2030 r., o 88% do 2040 r. i osiągnięcie neutralności emisyjnej w 2045 r.) zwiększają presję na znaczące przyspieszenie Energiewende. W latach 2020–2030 emisyjność sektora energetycznego ma spaść o połowę, co oznacza konieczność znacznie szybszego, niż przewidują obowiązujące obecnie regulacje ustawowe, odejścia od węgla. Spodziewany istotny wzrost cen uprawnień do emisji w EU ETS będzie w coraz

większym stopniu pogarszał rentowność produkcji energii w elektrowniach węglowych (względem gazowych), co będzie sprzyjać samodzielnemu wycofywaniu ich przez operatorów z pobudek biznesowych – taką możliwość dopuszcza ustawa. Z perspektywy władz federalnych nie zachodzi konieczność jej nowelizacji przez ustalenie nowej daty odejścia od węgla – oznaczałoby to potrzebę renegotjacji wysokości rekompensat dla koncernów energetycznych.

- Przeprowadzenie zielonej transformacji gospodarki w zgodzie z długofalowym celem osiągnięcia neutralności emisyjnej do 2045 r. należy do największych wyzwań stojących przed nową koalicją rządzącą po wyborach do Bundestagu. Aby wywiązać się ze zobowiązań w sektorze elektroenergetycznym, Niemcy będą musiały przede wszystkim zwielokrotnić tempo przyrostu mocy zainstalowanych w OZE oraz stworzyć bodźce do inwestowania w nowe bloki gazowe lub zmianę paliwa z węgla na gaz ziemny w istniejących siłowniach. Ze względu na pomostowy charakter błękitnego paliwa w transformacji nowe inwestycje gazowe prawdopodobnie będą już uwzględniały możliwość przyszłego stosowania wodoru. System elektroenergetyczny RFN ma zostać w pełni oparty na OZE na początku lat czterdziestych.

I. ODEJŚCIE OD WĘGLA A POLITYKA KLIMATYCZNA

1. Znaczenie węgla w niemieckiej energetyce

W 2018 r. Niemcy znajdowały się na pierwszym – przed Chinami, Turcją i Rosją – miejscu na świecie pod względem zarówno wydobycia, jak i konsumpcji węgla brunatnego. W trzech tamtejszych zagłębiach węglowych (Łużyckim, Środkowo-niemieckim i Nadreńskim) pozyskano łącznie 166,3 mln ton tego surowca, co odpowiadało za 16,3% światowego wydobycia². Pozyskiwany węgiel niemal w całości zużywany jest na własne potrzeby – w 2018 r. na eksport trafiło zaledwie 430 tys. ton – i wykorzystywany w 90% na cele energetyczne w rodzimych elektrowniach.

W grudniu 2018 r. działalność zakończyły dwie ostatnie kopalnie węgla kamiennego – Prospel Haniel i Ibbenbüren w Nadrenii Północnej-Westfalii. Od 2019 r. zapotrzebowanie na ten surowiec (44 mln ton w 2018 r.) Niemcy pokrywają w całości importem. Do największych jego dostawców należą: Rosja (41%), USA (21%), Australia (11%), Kolumbia (8%) i Polska (4%)³. W 2018 r. blisko 59% konsumpcji węgla kamiennego przypadło na produkcję energii elektrycznej i ciepła, a 39% – na potrzeby przemysłu hutniczego⁴.

Koniec wydobycia węgla kamiennego w Niemczech

Z węglem kamiennym ściśle wiązał się okres powojennego cudu gospodarczego (*Wirtschaftswunder*) w Niemczech Zachodnich – wydobycie tego surowca stanowiło kluczową branżę gospodarczą i napędzało rozwój przemysłu. Pod koniec lat pięćdziesiątych XX wieku pracowało w niej ponad 600 tys. osób, a roczny urobek sięgał 150 mln ton. Wskutek coraz trudniejszego dostępu do formacji geologicznych, w których znajdowały się złoża, rodzimy surowiec od lat sześćdziesiątych zaczął wyraźnie tracić na konkurencyjności względem tego pochodzącego z importu. Z uwagi na deficytowy charakter górnictwa węgla kamiennego w 1974 r. po raz pierwszy wprowadzono dotacje ze środków publicznych (federalnych i landowych) dla tego sektora. Tylko w latach 1998–2018 subwencje z budżetu centralnego wyniosły łącznie ok. 40 mld euro. Po osiągnięciu szczytu w 1957 r. zarówno wielkość wydobycia, jak i zatrudnienia w niemieckich kopalniach

² *BGR Energiestudie 2019 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung*, Federalny Instytut Nauk Geologicznych i Surowców, kwiecień 2020, bgr.bund.de.

³ *Ibidem*.

⁴ *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018*, AG Energiebilanzen e.V., luty 2019, za: zsw-bw.de.

sukcesywnie spadały – do poziomu 70 mln ton i 130 tys. pracowników w 1990 r. W latach 1997, 2003 i 2007 rząd zawarł z organizacjami górniczymi porozumienia dotyczące zmniejszenia produkcji i stopniowego zamykania obiektów. Ostatni z układów, podpisany z rządami Nadrenii Północnej-Westfalii i Saary, spółką RAG Deutsche Steinkohle AG oraz Przemysłowym Związkiem Zawodowym Górnictwo, Chemie, Energia (IG Bergbau Chemie Energie), zakładał wygaśnięcie subwencji dla kopalni węgla kamiennego z końcem 2018 r. W tamtym roku 4,9 tys. górników pozyskało już tylko 2,7 mln ton surowca.

Jeszcze na początku drugiej dekady XXI wieku węgiel odpowiadał za blisko połowę produkcji prądu w Niemczech (zob. wykres 1). Wobec planowanej od 2000 r. rezygnacji z energetyki jądrowej (wówczas rząd SPD i Zielonych wspólnie z koncernami energetycznymi po raz pierwszy podjął decyzję o odejściu od atomu)⁵ właśnie siłowniom węglowym przypisywano kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii w kolejnych dekadach. Razem z elektrowniami opalonymi gazem ziemnym miały one stanowić pomost do systemu opartego w coraz większym stopniu na odnawialnych źródłach energii. Korzystne perspektywy funkcjonowania oraz niekiedy wręcz presja ze strony przedstawicieli ugrupowań rządzących na szczeblu federalnym i landowym skłoniły w połowie pierwszej dekady XXI wieku krajowe koncerny energetyczne do wznoszenia nowych bloków węglowych⁶. W latach 2006–2008 rozpoczęto budowę dziewięciu nowoczesnych siłowni opalanych węglem kamiennym o łącznej mocy 7,3 GW. Na zorganizowanej przez RWE ceremonii położenia kamienia węgielnego pod obiekt w Hamm obecna była kanclerz Angela Merkel, która w przemówieniu podkreślała znaczenie tego surowca dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego RFN, a także istotność utrzymania niskich cen energii dla konkurencyjności tamtejszego przemysłu⁷. Budowane wówczas elektrownie rozpoczęły pracę w latach 2013–2015 – z wyjątkiem siłowni w Datteln, którą oddano do użytku dopiero w 2020 r.

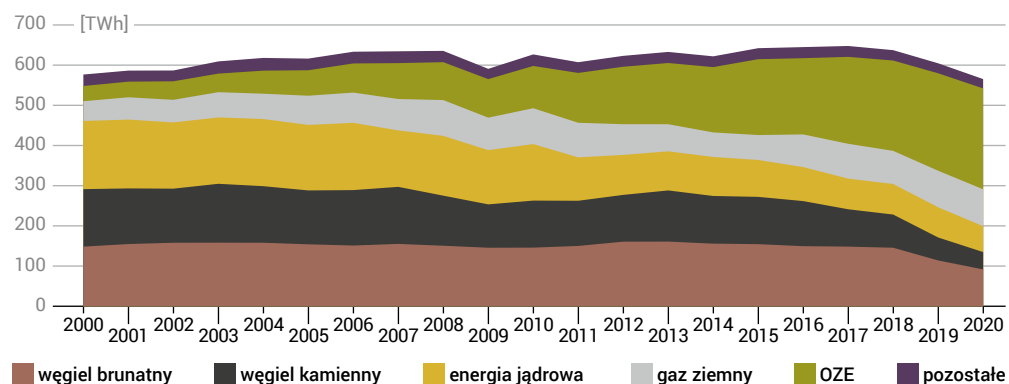
⁵ Zgodnie z porozumieniem zawartym 14 czerwca 2000 r. między rządem federalnym a koncernami energetycznymi niemieckim elektrowniom jądrowym przypisano określone kwoty energii, po których wyprodukowaniu miały one zostać wygaszone. Szacowano, że ostatnia z nich wyczerpie swój budżet na początku lat dwudziestych. Układ zatwierdzono ustawą w grudniu 2001 r. głosami koalicji SPD–Zieloni przy sprzeciwie opozycji CDU/CSU i FDP. Po zawiązaniu w 2009 r. koalicji chadecko-liberalnej nowy gabinet podjął jesienią 2010 r. decyzję o przedłużeniu działalności elektrowni jądrowych do lat trzydziestych.

⁶ F. Illing, *Energiepolitik in Deutschland: die energiepolitischen Maßnahmen der Bundesregierung 1949–2013*, Nomos, Baden-Baden 2012.

⁷ *Merkel wirbt für Neubau von Kohlekraftwerken*, Welt, 30.08.2008, welt.de.

W 2011 r., po katastrofie w Fukushima pod wpływem opinii publicznej podjęto decyzję o przyspieszeniu odejścia od energetyki jądrowej⁸. Wskutek natychmiastowego wygaszenia ośmiu z siedemnastu reaktorów produkcja energii elektrycznej z węgla wzrosła w latach 2011–2013 o 10%, wypełniając częściowo lukę powstałą w systemie (w większości pokrytą rosnącą generacją z OZE). W tym okresie wytwarzanie prądu tą drogą było tańsze niż z gazu ziemnego. Dopiero pod koniec drugiej połowy dekady energia pozyskiwana z węgla kamiennego wyraźnie straciła na konkurencyjności, co skutkowało stopniowym wypieraniem tego paliwa z miksu. Tendencję tę wspierały przede wszystkim: rosnąca generacja z OZE (mająca pierwszeństwo w dostępie do sieci), niższe ceny gazu ziemnego oraz silnie wzrastające od 2018 r. koszty uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do niej (EU ETS).

Wykres 1. Struktura produkcji energii elektrycznej w Niemczech w latach 2000–2020



Źródło: AG Energiebilanzen e.V.

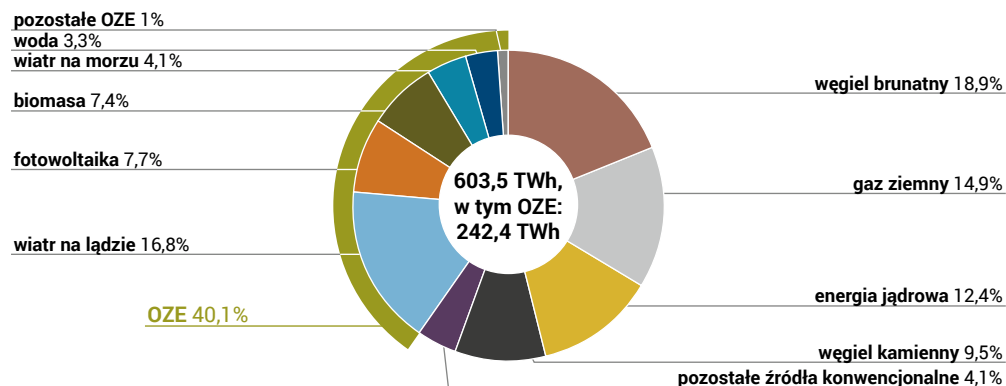
Mimo zarysowanego pod koniec ubiegłej dekady spadku udziału węgla w miksie energetycznym surowiec ten wciąż odgrywa w nim bardzo ważną rolę. W 2019 r. odpowiadał łącznie za 28,4% wytworzonej w Niemczech energii elektrycznej – po raz pierwszy znalazł się za źródłami odnawialnymi, z których pochodziło łącznie 40,1% prądu (udział OZE w jego zużyciu, czyli po uwzględnieniu salda wymiany handlowej, wyniósł natomiast 42%; jest to wskaźnik istotny z perspektywy polityki klimatycznej i energetycznej RFN). Węgiel brunatny z udziałem 18,9% był wówczas największym źródłem pozyskiwania energii elektrycznej – przed wiatrem na lądzie (16,8%), gazem ziemnym (14,9%)

⁸ A. Kwiatkowska (red.), *Niemiecka transformacja energetyczna: trudne początki*, OSW, Warszawa 2012, osw.waw.pl.

i energią jądrową (12,4%). Węgiel kamienny znajdował się w tym rankingu na piątym miejscu, z udziałem 9,5% (zob. wykres 2). Co więcej, węgiel wciąż liczy się w ciepłownictwie. W 2019 r. z węgla kamiennego pochodziło 17,5%, a z brunatnego – 5,6% wytwarzanego w elektrociepłowniach ciepła sieciowego. Jego głównym źródłem, z udziałem 43,9%, jest gaz ziemny.

Znaczenie węgla w generowaniu prądu wyraźnie rośnie w miesiącach jesienno-zimowych, gdy z jednej strony wzrasta zużycie energii, a z drugiej (szczególnie w okresach tzw. ciemnej flauty, czyli niskiej wietrzności i braku słońca) spada udział źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych. Siłownie opalane węglem są natomiast rzadziej wykorzystywane wiosną i latem – wtedy przy zmniejszonym zapotrzebowaniu znaczące miejsce w miksie zajmuje zwłaszcza fotowoltaika. Przykładowo w listopadzie 2019 r. z węgla pochodziło łącznie 36% wytworzonej w Niemczech energii, a w maju 2019 r. – 26%. Zimą zdarzają się jednak dni, w których udział OZE spada do kilkunastu procent, a węgiel odpowiada nawet za blisko połowę produkcji prądu⁹.

Wykres 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Niemczech według źródeł w 2019 r.



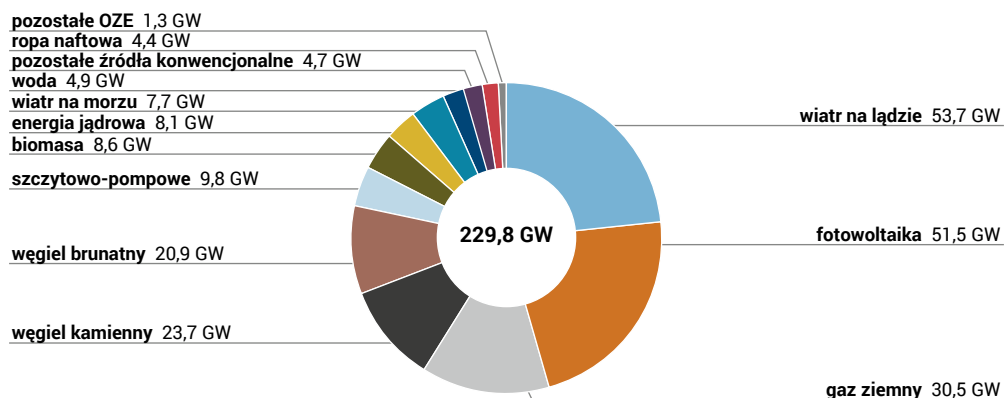
Źródło: AG Energiebilanzen e.V.

Pod koniec 2020 r. (przed rozpoczęciem wycofywania bloków energetycznych w ramach ustawy) moc zainstalowana elektrowni na węgiel brunatny w RFN wynosiła 20,9 GW, a tych na węgiel kamienny – 23,7 GW. Część z nich znajdowała się jednak w rezerwie lub pozostawała tymczasowo wyłączona (dotyczyło to wówczas siłowni o mocy odpowiednio 2,7 i 3 GW). Zainstalowana

⁹ Dane za prowadzonym przez Towarzystwo Fraunhofera serwisem [Energy Charts](https://energy-charts.info), energy-charts.info.

moc wszystkich źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym kraju wynosiła 229 GW, przy czym na OZE przypadało łącznie 128 GW, a na bloki konwencjonalne – 101 GW. Siłownie węglowe zapewniały zatem Niemcom łącznie blisko jedną piątą mocy (zob. wykres 3).

Wykres 3. Moc zainstalowana w niemieckim systemie elektroenergetycznym według źródeł w 2020 r.

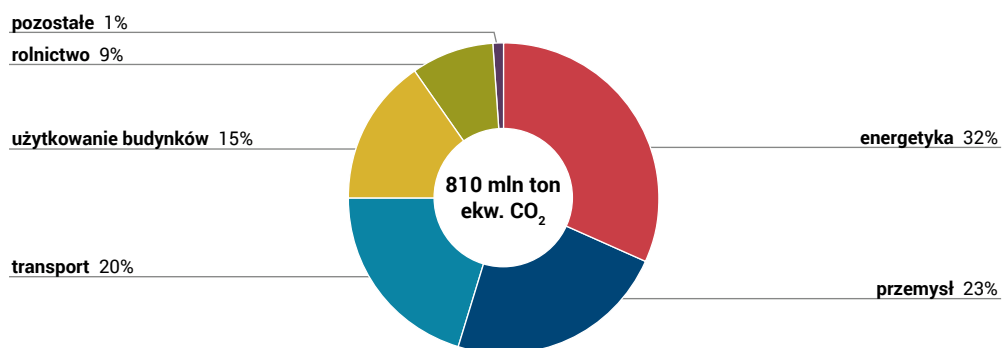


Źródło: Federalna Agencja Sieci.

2. Profil emisyjny RFN

W 2019 r. łączna emisja gazów cieplarnianych w Niemczech wyniosła 810 mln ton ekwiwalentu CO₂. W ujęciu sektorowym największym ich źródłem była energetyka, która odpowiadała za 32% emisji, udział przemysłu wyniósł 23%, transportu – 20%, użytkowania budynków – 15%, a rolnictwa – 9% (zob. wykres 4). W energetyce blisko trzy czwarte emisji pochodziło ze spalania węgla, przy czym za około połowę odpowiadały elektrownie i elektrociepłownie opalane węglem brunatnym, a za blisko jedną czwartą – bloki spalające węgiel kamienny. Jednostki, w których jako paliwo wykorzystywano gaz ziemny, generowały z kolei nieco ponad 12% emisji sektora. Tym samym używanie węgla do pozyskiwania energii elektrycznej i ciepłej odpowiadało za około jedną czwartą całej emisji gazów cieplarnianych w RFN.

Wykres 4. Emisje gazów cieplarnianych w Niemczech w 2019 r. według sektorów



Źródło: Federalny Urząd ds. Środowiska.

W pierwszej dekadzie po zjednoczeniu Niemcy odnotowały znaczący spadek emisji gazów cieplarnianych, co w głównej mierze wynikało z likwidacji lub modernizacji przemysłu (w tym energetycznego) byłej NRD¹⁰. Od końca lat dziewięćdziesiątych redukcja następowała już wolniej, wystąpiło też kilka paroletnich okresów stagnacji (zob. wykres 5). Spowodowane to było m.in. utrzymywaniem się w miksie energetycznym wysokiego udziału węgla – najbardziej emisyjnego paliwa używanego do produkcji prądu¹¹. Było to m.in. skutkiem wygaszenia w 2011 r. ośmiu elektrowni jądrowych i częściowego zastąpienia powstałej w ten sposób luki przez bloki węglowe. Zaobserwowane w latach 2011–2013 zwiększenie emisji gazów cieplarnianych (o 10%) przy jednoczesnym szybkim rozwoju generacji z OZE nazwano paradoksem Energiewende. W 2013 r. ilość generowanych w energetyce emisji wzrosła do poziomu z 1997 r.

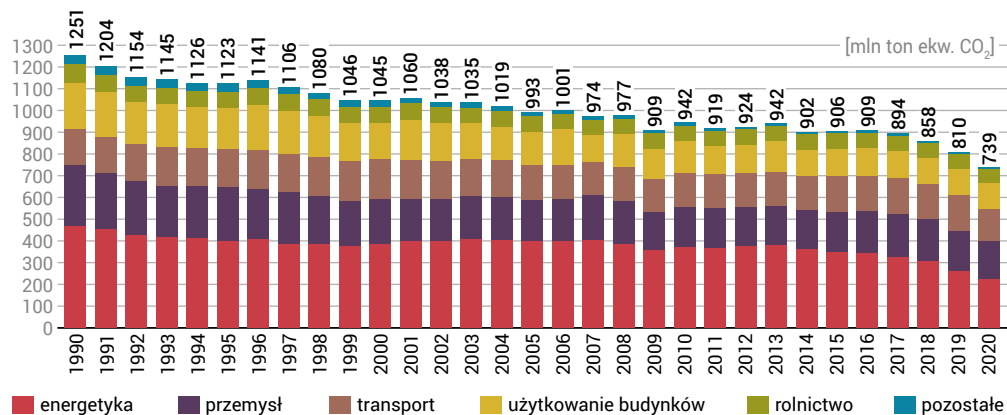
Przyspieszenie redukcji nadeszło w drugiej połowie ubiegłej dekady wraz z postępującym spadkiem udziału węgla w koszyku energetycznym. Wyrażne obniżenie emisyjności gospodarki po 2016 r. dotyczyło niemal wyłącznie energetyki – w pozostałych sektorach odnotowano jedynie niewielkie zmiany. Zgodnie ze wstępnymi szacunkami resortu środowiska w 2020 r. poziom emisji spadł w porównaniu z bazowym dla polityki klimatycznej rokiem 1990 o 41%. Zanotowano także znaczące jego obniżenie w porównaniu z 2019 r. – nie było ono jednak skutkiem zmiany technologicznej w gospodarce, lecz

¹⁰ R. Bajczuk, M. Kędziński, *Lider w zadyszce. Polityka klimatyczna Niemiec*, OSW, Warszawa 2020, osw.waw.pl.

¹¹ Według niemieckiego urzędu ds. handlu uprawnieniami do emisji (DEHSt) wskaźnik emisji CO₂ dla węgla brunatnego wynosi 104–114 kg/GJ, węgla kamiennego – 95 kg/GJ, oleju opałowego – 74–78 kg/GJ, a gazu ziemnego – 56 kg/GJ.

krótkoterminowym efektem pandemii COVID-19, w tym m.in. konsekwencją zmniejszenia zapotrzebowania na energię czy ograniczenia mobilności¹². Wraz z powrotem koniunktury gospodarczej po kryzysie pandemicznym należy się spodziewać ponownego wzrostu emisji.

Wykres 5. Emisja gazów cieplarnianych w Niemczech w latach 1990–2020



Źródło: Federalny Urząd ds. Środowiska.

W uchwalonej w 2010 r. rządowej strategii energetycznej (*Energiekonzept*) zapisano, że cele polityki klimatycznej RFN to redukcja emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r., o 70% do 2040 r. oraz o 80–95% do 2050 r.¹³ Wraz z przyjęciem w grudniu 2019 r. ustawy o ochronie klimatu (*Klimaschutzgesetz*) ten ostatni podniesiono do osiągnięcia neutralności emisyjnej, czyli de facto obniżenia emisji o ok. 95% (pozostałe, trudne do wyeliminowania gazy cieplarniane będą musiały zostać zrównoważone, np. przez naturalne pochłanianie lub wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla)¹⁴.

Osiągnięcie tak sformułowanych celów polityki klimatycznej nie będzie możliwe bez znaczącego ograniczenia – zarówno w długiej, jak i średniej perspektywie – emisji ze spalania węgla w energetyce. Zgodnie z dominującym w niemieckiej debacie stanowiskiem odejście od tego surowca to nie tylko nieodzowny, lecz także najszybszy i najefektywniejszy sposób na obniżenie

¹² M. Kędzierski, *COVID-19 i Energiewende: wpływ pandemii na niemiecką transformację energetyczną*, „Komentarze OSW”, nr 340, 17.06.2020, osw.waw.pl.

¹³ *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, 28.09.2010, bmwi.de.

¹⁴ M. Kędzierski, *Niemiecka ustawa o ochronie klimatu: mechanizm pozbawiony sankcji*, OSW, 16.10.2019, osw.waw.pl.

produkcji gazów ciepłarnianych. Z przygotowanych na potrzeby komisji węglowej (opisywanej obszernie w rozdziale drugim) ekspertyz ośrodków analitycznych wynikało, że redukcja emisji o 55% do 2030 r. wymagać będzie zmniejszenia ilości dostępnej w systemie mocy zainstalowanej w elektrowniach węglowych do łącznie 16–20 GW oraz całkowitej rezygnacji z pozyskiwania energii elektrycznej z węgla najpóźniej do 2040 r.¹⁵ Tymczasem prognozy wskazywały na to, że ze względu na pogarszające się warunki rynkowe (głównie wzrost generacji z OZE oraz cen uprawnień do emisji) moc zainstalowana siłowni spalających węgiel kamienny spadnie do 2030 r. do 11–17 GW, a bloków wykorzystujących węgiel brunatny – do 16 GW. Odbywające się na w pełni rynkowych zasadach odejście od węgla przebiegałoby zatem zbyt wolno, aby zapewnić osiągnięcie celów strategii klimatycznej. Z perspektywy rządu federalnego oznaczało to konieczność podjęcia działań politycznych na rzecz przyspieszenia tego procesu.

¹⁵ Według szacunków ośrodka Aurora Energy Research zainstalowana moc elektrowni spalających węgiel powinna do 2030 r. spaść do 16 GW (kamienny – 9 GW, brunatny – 7 GW), według r2b – do 17 GW (kamienny – 8 GW, brunatny – 9 GW), według ENavi – do 18 GW (kamienny – 11 GW, brunatny – 7 GW), a według BCG/Prognos – do 20 GW (kamienny – 11 GW, brunatny – 9 GW). Wyniki prognoz różnią się ze względu na inaczej obrane zmienne, takie jak ceny surowców, ceny uprawnień do emisji w ramach EU ETS, otoczenie regulacyjne oraz dostępna moc zainstalowana ze źródeł odnawialnych.

II. KOMISJA WĘGLOWA – KLUCZOWY KOMPROMIS

1. Początki i kontekst debaty na temat odejścia od węgla

Jeszcze w 2013 r. problem rezygnacji z energetyki węglowej nie był istotnym tematem dyskursu politycznego w Niemczech. W zawartej wówczas przez partie CDU, CSU i SPD umowie koalicyjnej zapisano, że „elektrownie konwencjonalne (na węgiel brunatny, kamienny i na gaz ziemny) pozostaną w przewidywalnej przyszłości nieodzownym elementem krajowego miks energetycznego”¹⁶. Wzrost znaczenia węgla w produkcji energii po wygaszeniu w 2011 r. ośmiu siłowni jądrowych skutkowało jednak, jak już wspomniano, zwiększeniem emisji gazów cieplarnianych. Eksperti zajmujący się zagadnieniami klimatycznymi, a także organizacje ekologiczne coraz częściej postulowały polityczne uregulowanie problemu i rozpoczęcie procesu wygaszania najbardziej emisyjnych bloków węglowych¹⁷, lecz rząd nie był jeszcze gotowy do tak daleko idących działań. Zaproponowane w marcu 2015 r. przez resort gospodarki i energii rozwiązanie, które zakładało wprowadzenie tzw. opłaty klimatycznej dla najstarszych, ponad 20-letnich elektrowni, gwałtownie oprotestowały związki zawodowe i przemysł energetyczny. Przeciwno tej propozycji wystąpili również chadecy. Przełom przyniosła kwietniowa demonstracja 15 tys. związkowców w Berlinie, po której pomysł ostatecznie zarzucono. W lipcu tego samego roku koalicjanci przedstawili wyjście kompromisowe, zakładające stopniowe przenoszenie siłowni na węgiel brunatny o łącznej mocy 2,7 GW do tzw. rezerwy bezpieczeństwa. Operatorzy tych jednostek mieli przez cztery lata otrzymywać rekompensatę za utrzymywanie ich w gotowości i włączać je jedynie na zlecenie Federalnej Agencji Sieci (Bundesnetzagentur, BNetzA) w wyjątkowych sytuacjach. Po tym okresie miały zostać ostatecznie wygaszone. Rozwiązanie to pozostawało jednak jedynie doraźnym sposobem na redukcję emisji – dotyczyło zaledwie 13% mocy niemieckich elektrowni na węgiel brunatny¹⁸.

Temat ostatecznego zakończenia wykorzystywania węgla do pozyskiwania energii elektrycznej na stałe zagościł w krajowej debacie publicznej pod koniec 2015 r. przy okazji prowadzonych przy dużym zaangażowaniu Berlina negocjacji nad międzynarodowym porozumieniem podczas konferencji klimatycznej w Paryżu (COP21). Federalna minister środowiska Barbara Hendricks (SPD) zapowiedziała wówczas konieczność zapoczątkowania rozmów na temat

¹⁶ *Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*, 27.11.2013, cdu.de.

¹⁷ G. Rueter, *Klimaexperten drängen auf Kohleausstieg*, Deutsche Welle, 12.09.2014, dw.com.

¹⁸ R. Bajczuk, *Niepewna przyszłość energetyki węglowej w Niemczech*, „Komentarze OSW”, nr 188, 20.10.2015, osw.waw.pl.

odejścia od węgla w ciągu 20–25 lat, aby dotrzymać zobowiązań wynikających z polityki klimatycznej. W Bundestagu przekonywała, że „czas paliw kopalnych dobiega końca i trzeba otwarcie mówić o tym obywatelom”¹⁹. Choć jej wypowiedź spotkała się z krytyką ze strony zarówno chadeków, jak i członków własnej partii, to sondaże pokazały, że obywatele wyraźnie popierają jej inicjatywę – za zamknięciem ostatnich siłowni węglowych między 2035 a 2040 r. opowiedziało się 68% badanych, a przeciwko – 25%²⁰.

Problem rezygnacji z energetyki węglowej pozostawał politycznie bardzo niewygodny dla rządzących chadeków i socjaldemokratów, ponieważ dotyczył interesów wielu wpływowych grup społecznych i gospodarczych należących do elektoratu obu partii. Grono zainteresowanych aktorów rozciągało się od organizacji ekologicznych przez związki zawodowe i przedstawicieli różnych branż gospodarki (energetyki, przemysłu czy sektora małych i średnich przedsiębiorstw) po mieszkańców zagłębi wydobywczych, dla których kompanie węglowe są atrakcyjnym pracodawcą. Interesy i oczekiwania tych stron były na tyle przeciwstawne, że początkowo zdecydowana większość polityków koalicji CDU/CSU–SPD podchodziła do kwestii politycznego uregulowania odejścia od węgla bardzo niechętnie.

Sposobem na wybrnięcie z tej skomplikowanej sytuacji stało się powołanie okrągłego stołu, przy którym przy udziale zainteresowanych stron miało dojść do wypracowania akceptowalnego społecznie kompromisu uwzględniającego interesy gospodarcze, społeczne, regionalne oraz kwestię ochrony klimatu. Z perspektywy politycznej powołanie takiego gremium służyłoby przeniesieniu sporu na nową płaszczyznę, dzięki czemu odpowiedzialność za wypracowane w ten sposób rozwiązania rozłożyłaby się na szerokie spektrum aktorów, reprezentujących wszystkich zainteresowanych. Miało to w założeniu rządzących wzmocnić legitymizację rezultatu obrad, bowiem mógłby on zostać przedstawiony jako ogólnokrajowy kompromis, władza zaś odpowiadałaby jedynie za jego wdrożenie.

Po raz pierwszy ustanowienie takiego ciała zapowiedziano w przyjętym przez rząd federalny w 2016 r. *Planie ochrony klimatu 2050*²¹, a potwierdzono w marcu 2018 r. w nowej umowie koalicyjnej między CDU/CSU i SPD. Partie rządzące uzgodniły wówczas powołanie Komisji ds. Wzrostu, Zmian Strukturalnych

¹⁹ *Hendricks: Zeit der Kohle geht zu Ende*, Deutsche Welle, 4.12.2015, dw.com.

²⁰ G. Rueter, *Mehrheit in Deutschland will Kohleausstieg*, Deutsche Welle, 10.12.2015, dw.com.

²¹ *Klimaschutzplan 2050*, Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów Atomowych, listopad 2016, bmu.de.

i Zatrudnienia, której zadanie polegało na przedstawieniu „planu stopniowej redukcji i zakończenia wykorzystywania węgla do produkcji energii elektrycznej, włącznie z datą tego zakończenia oraz niezbędnymi prawnymi, gospodarczymi, społecznymi i strukturalnymi instrumentami towarzyszącymi”. Chociaż intencją pomysłodawców było nadanie temu gremium nazwy, która wymykałaby się negatywnym konotacjom wygaszania branży węglowej w Niemczech, a skupiała by uwagę na pozytywnych aspektach transformacji strukturalnej, to w powszechnym obiegu określano je mianem komisji węglowej.

2. Skład i priorytety komisji węglowej

Organ został ostatecznie powołany przez rząd w czerwcu 2018 r. W jego skład weszło 28 osób z prawem głosu – przedstawiciele m.in. organizacji ekologicznych, regionalnych, zrzeszeń pracodawców, związków zawodowych, przemysłu, sektora małych i średnich przedsiębiorstw, świata nauki, a także politycy szczebla federalnego i landowego. Na czele gremium stanęło czworo przewodniczących: trzech polityków – byli premierzy Brandenburgii i Saksonii, Matthias Platzeck (SPD) i Stanisław Tillich (CDU), a także były szef Urzędu Kanclerskiego i zaufany kanclerz Merkel Ronald Pofalla (CDU) – oraz reprezentantka grona naukowego, prof. Barbara Praetorius. Obradom bez prawa głosu towarzyszyło ponadto trzech posłów partii rządzących (CDU, CSU i SPD) oraz czterech reprezentantów landtagów krajów związkowych, w których wciąż wydobywa się węgiel brunatny (Brandenburgii, Saksonii, Saksonii-Anhalt i Nadrenii Północnej-Westfalii). Prace wspomagali również sekretarze stanu z resortów gospodarki i energii, środowiska, spraw wewnętrznych i budownictwa oraz pracy i polityki społecznej.

Zarówno sama nazwa komisji, jak i sześć sformułowanych przez rząd priorytetów, którymi miała się ona zajmować, dawały do zrozumienia opinii publicznej, że rezygnacja z energetyki węglowej ma nie tylko służyć osiągnięciu celów polityki klimatycznej, lecz przede wszystkim stanowić nową szansę rozwojową dla regionów węglowych i całych Niemiec²². Cztery z sześciu priorytetów dotyczyły nakreślenia perspektyw transformacji obszarów dotkniętych zamknięciem kopalni i elektrowni wraz z niezbędnym zestawem instrumentów służących jej skutecznej realizacji przy uwzględnieniu założeń polityki gospodarczej, pracy, społecznej, socjalnej, klimatycznej oraz energetycznej. Gremium miało m.in. wskazać, jakie inwestycje ze środków federalnych i unijnych należy priorytetowo zrealizować dla powodzenia procesu restrukturyzacji, a także

²² R. Bajczuk, *Wyjście z węgla po niemiecku*, OSW, 13.06.2018, osw.waw.pl.

określić skalę potrzebnego wsparcia budżetowego w ramach specjalnego funduszu transformacji strukturalnej, a dopiero w dalszej kolejności wypracować harmonogram i sposób przeprowadzenia odejścia od węgla (punkt 5) oraz przygotować propozycje narzędzi służących osiągnięciu przez RFN celów redukcji emisji na lata 2020 oraz 2030 (punkty 4 i 6)²³.

Do podejmowania decyzji wymagana była teoretycznie większość dwóch trzecich głosów członków komisji, ale w praktyce dążono do osiągnięcia kompromisu akceptowalnego dla wszystkich stron. Obradom towarzyszyły protesty zarówno zwolenników, jak i przeciwników rozstania z energetyką węglową. Z powodu rozbieżności interesów dyskusje przebiegały często bardzo burzliwie, a kilkakrotnie niemal doszło do zerwania rozmów. Wbrew początkowym planom rządu organ nie był w stanie zakończyć prac przed rozpoczęciem w grudniu 2018 r. szczytu klimatycznego COP24 w Katowicach, gdzie zamierzano przedstawić światowej opinii publicznej niemiecki plan rezygnacji z energetyki węglowej i zaprezentować RFN jako lidera globalnej polityki klimatycznej. Ostatecznie kompromis udało się osiągnąć po siedmiu miesiącach obrad, w styczniu 2019 r. Za przyjęciem raportu końcowego zagłosowało 27 z 28 członków (przeciw opowiedziała się jedynie Hannelore Wodtke – radna CDU z miasteczka Welzow na Łużycach).

3. Raport końcowy i ocena rekomendacji

Zgodnie z wytycznymi raportu komisji Niemcy powinny odejść od pozyskiwania energii z węgla najpóźniej w 2038 r., a elektrownie wygaszać stopniowo, aby do końca 2022 r. w sieci pozostały bloki węglowe o łącznej mocy 30 GW, a w 2030 r. – maksymalnie 17 GW. Zalecono przy tym zbadanie w 2032 r. możliwości przyspieszenia zamknięcia wszystkich kopalni i elektrowni do 2035 r. Organ rekomendował, aby operatorzy jednostek wyłączanych do 2030 r. otrzymywali odszkodowania, których wysokość miała zostać ustalona drogą porozumienia między rządem a właścicielami lub przy zastosowaniu systemu aukcyjnego. Aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw prądu, zalecano wprowadzenie mechanizmów finansowego wspierania przestawiania elektrociepłowni węglowych na gaz ziemny oraz dodatkowych instrumentów na rzecz przyspieszenia rozbudowy mocy zainstalowanych w OZE (w 2030 r. ich udział w zużyciu energii elektrycznej powinien wynieść 65%). Ponadto komisja zaleciła władzom wprowadzenie mechanizmów stabilizujących ceny prądu zarówno

²³ *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, styczeń 2019, bmwi.de.

dla przemysłu, jak i konsumentów prywatnych w związku ze spodziewanymi ich wzrostami wskutek odejścia od węgla. Rząd powinien także zabezpieczyć pracowników branży węglowej przed negatywnymi konsekwencjami tego procesu – m.in. poprzez wprowadzenie zakazu przeprowadzania zwolnień grupowych, wypłacanie rekompensat pracownikom w wieku przedemerytalnym czy zapewnienie stosownych możliwości podnoszenia kwalifikacji i przebranżowienia. Zarekomendowano również przeznaczenie przez okres 20 lat 14 mld euro do podziału między landy, na których terenie znajdują się zagłębia węglowe, na projekty własne wspierające restrukturyzację. Kolejne 26 mld euro rząd miałyby przekazać na inwestycje w regionach wydobywania bezpośrednio z budżetu federalnego²⁴.

Reakcje na rezultaty prac komisji węglowej były w większości pozytywne. Przedstawiciele poszczególnych grup interesu podkreślali, że przyjęte rekomendacje to wynik wyważenia racji i wskazywali na przeforsowanie kluczowych z ich perspektywy postulatów. Zadowolenie okazywały zwłaszcza związki zawodowe, przedstawiciele branży energetycznej oraz politycy landów węglowych. Mniej entuzjastyczne okazały się organizacje ekologiczne, które określały wygaszenie ostatnich elektrowni w 2038 r. jako niewystarczające, lecz zarazem akcentowały przełomowy charakter samego rozpoczęcia procesu odejścia od węgla oraz jego nieodwracalność. Spośród członków gremium najbardziej sceptycznie wypowiadali się przedstawiciele przemysłu, którzy wyrażali obawy o wzrost cen energii²⁵.

Politycy koalicji rządzącej i większość środowiska eksperckiego odnosili się do rekomendacji komisji pozytywnie. Podkreślano wagę osiągniętego kompromisu dla powodzenia przedsięwzięcia, wskazywano na jego „historyczny” charakter i określano go m.in. jako „moment chwały niemieckiego systemu politycznego”²⁶. Minister gospodarki i energii Peter Altmaier (CDU) zapowiedział zaś szybkie wdrożenie rekomendacji w ramach procesu legislacyjnego²⁷. W podobnym tonie zareagowali przedstawiciele opozycyjnej Lewicy oraz Zielonych. Rezultat prac krytykowali natomiast politycy FDP oraz AfD. Liberałowie zarzucali rządzącym, że zamierzają ręcznie sterować działalnością przedsiębiorstw, aby osiągać cele polityki energetycznej i klimatycznej. AfD z kolei

²⁴ *Ibidem*.

²⁵ *Regierungskommission verständigt sich auf Kohleausstieg bis 2038*, Handelsblatt, 25.01.2019, handelsblatt.de.

²⁶ B. Schmidt-Mattern, B. Brandau, *Wie Bund und Länder den Kohleausstieg finanzieren wollen*, Deutschlandfunk, 31.01.2019, deutschlandfunk.de.

²⁷ *Altmaier kündigt schnelle Ausstiegsgesetze an*, ntv Nachrichten, 28.01.2019, n-tv.de.

nieprzychylnie wypowiadała się na temat likwidacji branży węglowej jako dobrze prosperującej gałęzi gospodarki i ostrzegała przed negatywnymi konsekwencjami odejścia od węgla dla obywateli²⁸.

Kompromis osiągnięty w ramach działalności komisji stał się punktem odniesienia oraz fundamentem procesu rezygnacji z energetyki węglowej. Jej główne rekomendacje posłużyły władzom z jednej strony jako drogowskazy podczas przygotowywania projektów ustaw, a z drugiej – wygodny i skuteczny sposób legitymizacji wdrażanych decyzji. Ustalenia gremium wykorzystywały zarazem ugrupowania Zielonych i Lewicy, które za ich pomocą ponaglały rząd do działania oraz rozliczały go ze zgodności proponowanych aktów z rekomendacjami.

²⁸ R. Bajczuk, *Niemcy: kompromis w sprawie wyjścia z węgla*, OSW, 30.01.2019, osw.waw.pl.

III. MECHANIZM ODEJŚCIA OD WĘGLA

Mechanizm rezygnacji RFN z energetyki węglowej uregulowała przyjęta przez Bundestag i Bundesrat 3 lipca 2020 r. ustawa o odejściu od węgla (*Kohleausstiegsgesetz*). Jak zapisano w paragrafie 2., jej deklarowanym celem jest „redukcja oraz zakończenie wykorzystywania węgla do produkcji energii elektrycznej w Niemczech w sposób odpowiedzialny pod względem społecznym, stopniowy oraz możliwie stały, aby w ten sposób zmniejszać emisje gazów cieplarnianych, a przy tym zagwarantować pewne, tanie, efektywne oraz przyjazne dla klimatu dostawy energii elektrycznej”²⁹.

1. Harmonogram

Zgodnie z rekomendacjami komisji węglowej proces odchodzenia od wytwarzania prądu z węgla będzie odbywał się drogą odgórnego ograniczania przez ustawodawcę maksymalnie dostępnej w kolejnych latach mocy zainstalowanej w siłowniach wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny i brunatny. Regulacje dotyczą elektrowni, które sprzedają generowaną przez siebie energię na rynku (przyjęty harmonogram nie obejmuje obiektów pozostających w rezerwie). Zgodnie z ustawą ich zainstalowana moc ma wynieść maksymalnie:

- 15 GW dla węgla kamiennego i 15 GW dla węgla brunatnego w 2022 r.,
- 8 GW dla węgla kamiennego i 9 GW dla węgla brunatnego w 2030 r.,
- 0 GW dla obu paliw najpóźniej w 2038 r.

Łączna moc siłowni węglowych sprzedających prąd na rynku energii powinna tym samym wynieść nie więcej niż 30 GW w 2022 r., 17 GW w 2030 r. oraz zostać zredukowana do zera z końcem 2038 r. Pomiędzy tymi cezurami ma zaś spadać co roku o taką samą ilość, tj. o ok. 1,63 GW w okresie 2023–2030 oraz o ok. 2,13 GW w latach 2031–2038 (zob. wykres 6). Tempo wygaszania elektrowni wykorzystujących poszczególne rodzaje węgla będzie się jednak różnić w kolejnych latach ze względu na inne zasady przyjęte dla obu technologii. W odniesieniu do siłowni na węgiel brunatny harmonogram wyłączenia poszczególnych bloków został już uprzednio ustalony i dołączony do ustawy jako załącznik. Wycofywanie tych na węgiel kamienny będzie natomiast przebiegać elastyczniej i należy je poniekąd traktować jako uzupełnienie dla redukcji mocy dostępnej w węglu brunatnym. W tym przypadku ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie instrumentu aukcji, umożliwiającego

²⁹ Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (*Kohleausstiegsgesetz*), 3.07.2020, bundesrat.de.

dopasowywanie tempa obniżania mocy zgodnie z przyjętym planem do bieżącej sytuacji w kolejnych latach.

2. Węgiel brunatny

W przypadku elektrowni wykorzystujących węgiel brunatny rząd zdecydował się na bezpośrednie negocjacje z operatorami w celu wypracowania harmonogramu wygaszania poszczególnych bloków oraz ustalenia wysokości rekompensat za wcześniejsze, niż planowano, zakończenie działalności. Znalezienie ugodowego rozwiązania było jedną z rekomendacji komisji węglowej. Brano przy tym pod uwagę, że na niemieckim rynku funkcjonuje jedynie kilku operatorów (co wykluczało wdrożenie rozwiązania bazującego na konkurencji) oraz – co zapewne ważniejsze – że siłownie są zaopatrywane w surowiec przez działające w ich pobliżu i należące zazwyczaj do tego samego koncernu kopalnie odkrywkowe, zatrudniające łącznie ok. 20 tys. pracowników. Ten drugi aspekt zmuszał do uwzględniania przy planowaniu wygaszania elektrowni likwidacji powiązanych z nimi odkrywek.

W połowie 2019 r. Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii podjęło pertraktacje z operatorami siłowni, a także premierami landów, gdzie funkcjonują kopalnie węgla brunatnego (Nadrenii Północnej-Westfalii, Brandenburgii, Saksonii i Saksonii-Anhalt). Przebiegały one opornie i w napiętej atmosferze, gdyż kwestia odejścia od węgla nie tylko wiązała się z przeciwstawnymi interesami stron, lecz także stanowiła problem polityczny, zwłaszcza dla koalicji rządzących w poszczególnych landach. Rządowi zależało na uzgodnieniu polubownego rozwiązania, zakładającego zgodny z rekomendacjami komisji węglowej i celami polityki klimatycznej harmonogram wygaszania bloków węglowych za możliwie niską rekompensatą. Premierzy krajów związkowych (szczególnie wschodnich) optowali z kolei za maksymalnym opóźnieniem zamykania elektrowni i odkrywek, aby zyskać czas potrzebny do rozpoczęcia restrukturyzacji regionów uzależnionych od branży wydobywczej (szerzej zob. rozdział IV). Operatorzy elektrowni byli natomiast skłonni przystać na szybsze zakończenie działalności za odpowiednio wysokim odszkodowaniem.

Rozmowy zakończyły się ostatecznie 15 stycznia 2020 r. na spotkaniu przedstawicieli rządu federalnego i zainteresowanych krajów związkowych, podczas którego premierzy landów zatwierdzili wynegocjowany z operatorami elektrowni plan odchodzenia od węgla brunatnego³⁰. Powzięte ustalenia zostały

³⁰ Spotkanie odbyło się na najwyższym szczeblu – udział w nim wzięli: kanclerz Angela Merkel (CDU), wicekanclerz i minister finansów Olaf Scholz (SPD), minister gospodarki i energii Peter

później włączone do treści *Kohleausstiegsgesetz*, a także stały się elementem umowy publicznoprawnej między władzami a zarządcami siłowni, podpisanej przez przedstawicieli obu stron 10 lutego 2021 r.³¹ Obejmuje ona zarówno harmonogram wyłączenia poszczególnych bloków, jak i wysokość oraz zasady wypłacania związanych z tym rekompensat, a także zobowiązanie koncernów do rezygnacji z dochodzenia ewentualnych roszczeń na drodze prawnej. Ta ostatnia kwestia – po gorzkiej lekcji z wygaszania energetyki jądrowej – jest dla rządu federalnego szczególnie istotna³².

Harmonogram odejścia od węgla brunatnego

Ustalony plan wyłączenia elektrowni, przedstawiony w poniższej tabeli, obejmuje duże siłownie o zainstalowanej mocy przynajmniej 100 MW, które w 2020 r. wciąż funkcjonowały na rynku energii. Odpowiadają one za blisko 96% mocy siłowni na węgiel brunatny w systemie elektroenergetycznym. Pozostałe, mniejsze jednostki, które należą do małych podmiotów, będą natomiast podlegały takim samym regulacjom jak te na węgiel kamienny. Zgodnie z przyjętym harmonogramem w pierwszym okresie wycofywane będą najstarsze siłownie w Nadrenii Północnej-Westfalii należące do koncernu RWE – do końca 2022 r. wyłączonych zostanie osiem bloków o łącznej mocy 2,8 GW. Pierwsze elektrownie we wschodnich Niemczech, którymi zarządza należąca do czeskiego kapitału spółka LEAG³³, ulegną natomiast ostatecznemu wygaszeniu dopiero z końcem 2028 r. (dwa bloki siłowni Jänschwalde na Łużycach przy granicy z Polską zostaną wcześniej – odpowiednio w 2025 i 2027 r. – przeniesione do rezerwy). W sumie w latach 2023–2029 z rynku znikną należące do RWE i LEAG elektrownie o łącznej mocy 5,7 GW. Z pozostałych obiektów, które pozostaną czynne po 2030 r., aż dwie trzecie (6,1 GW z 8,7 GW) będzie mogło działać do końca 2038 r., czyli do czasu zakończenia wykorzystywania węgla do pozyskiwania energii elektrycznej w RFN.

Altmaier (CDU), minister środowiska Svenja Schulze (SPD), szef Urzędu Kanclerskiego Helge Braun (CDU) oraz premierzy: Nadrenii Północnej-Westfalii – Armin Laschet (CDU), Brandenburgii – Dietmar Woidke (SPD), Saksonii – Michael Kretschmer (CDU) – i Saksonii-Anhalt – Reiner Haseloff (CDU). Więcej: M. Kędzierski, *Niemcy: Porozumienie rządu z landami w sprawie wyjścia z węgla*, OSW, 17.01.2020, osw.waw.pl.

³¹ *Rechtsicherheit für alle Beteiligten: Öffentlich-rechtlicher Vertrag zum Kohleausstieg in Deutschland unterzeichnet*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, 10.02.2021, bmwi.de.

³² M. Kędzierski, *Niemcy: rekompensaty za odejście od energetyki jądrowej*, OSW, 21.06.2021, osw.waw.pl.

³³ LEAG (Lausitz Energie AG) powstała w 2016 r. z lużyckich aktywów węglowych (kopalni węgla brunatnego i pobliskich elektrowni) przejętych od szwedzkiego koncernu Vattenfall. Spółka należy w równej mierze do czeskiego koncernu energetycznego EPH i funduszu PPF Investments, kontrolowanego do marca 2021 r. przez zmarłego wówczas najbogatszego Czecha Petra Kellnera. Od 2009 r. częścią EPH jest także spółka MIBRAG (Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH), która wydobywa węgiel brunatny w Zagłębiu Środkowoniemieckim.

Tabela 1. Daty wygaszenia poszczególnych elektrowni na węgiel brunatny

Operator	Nazwa bloku	Kraj federacji	Moc netto (MW)	Data przejścia do rezerwy	Data wygaszenia
RWE	Niederaußem D	Nadrenia Północna-Westfalia	297	-	31.12.2020
RWE	Niederaußem C	Nadrenia Północna-Westfalia	295	-	31.12.2021
RWE	Neurath B	Nadrenia Północna-Westfalia	294	-	31.12.2021
RWE	Weisweiler E lub F	Nadrenia Północna-Westfalia	321	-	31.12.2021
RWE	Neurath A	Nadrenia Północna-Westfalia	294	-	1.04.2022
RWE	Frechen/Wachtberg	Nadrenia Północna-Westfalia	120	-	31.12.2022
RWE	Neurath D	Nadrenia Północna-Westfalia	607	-	31.12.2022
RWE	Neurath E	Nadrenia Północna-Westfalia	604	-	31.12.2022
RWE	Weisweiler E lub F	Nadrenia Północna-Westfalia	321	-	1.01.2025
LEAG	Jänschwalde A	Brandenburgia	465	31.12.2025	31.12.2028
LEAG	Jänschwalde B	Brandenburgia	465	31.12.2027	31.12.2028
RWE	Weisweiler G lub H	Nadrenia Północna-Westfalia	663/656	-	1.04.2028
LEAG	Jänschwalde C	Brandenburgia	465	-	31.12.2028
LEAG	Jänschwalde D	Brandenburgia	465	-	31.12.2028
RWE	Weisweiler G lub H	Nadrenia Północna-Westfalia	663/656	-	1.04.2029
LEAG	Boxberg N	Saksonia	465	-	31.12.2029
LEAG	Boxberg P	Saksonia	465	-	31.12.2029
RWE	Niederaußem G lub H	Nadrenia Północna-Westfalia	628/648	-	31.12.2029
RWE	Niederaußem G lub H	Nadrenia Północna-Westfalia	628/648	31.12.2029	31.12.2033
Saale Energie	Schkopau A	Saksonia-Anhalt	450	-	31.12.2034
Saale Energie	Schkopau B	Saksonia-Anhalt	450	-	31.12.2034
LEAG	Lippendorf R	Saksonia	875	-	31.12.2035
EnBW	Lippendorf S	Saksonia	875	-	31.12.2035
RWE	Niederaußem K	Nadrenia Północna-Westfalia	944	-	31.12.2038
RWE	Neurath F	Nadrenia Północna-Westfalia	1060	-	31.12.2038
RWE	Neurath G	Nadrenia Północna-Westfalia	1060	-	31.12.2038
LEAG	Schwarze Pumpe A	Brandenburgia	750	-	31.12.2038
LEAG	Schwarze Pumpe B	Brandenburgia	750	-	31.12.2038
LEAG	Boxberg R	Saksonia	640	-	31.12.2038
LEAG	Boxberg Q	Saksonia	857	-	31.12.2038

Przyjęte w ustawie oraz umowie publicznoprawnej regulacje przewidują ponadto możliwość szybszego, niż przedstawia tabela, wygaszania poszczególnych jednostek. Władze federalne będą mogły podjąć decyzję o przyspieszeniu o trzy lata (do 2035 r.) wycofywania z rynku ostatnich bloków węglowych, co rekomendowała komisja. Taka zmiana nie będzie się wiązała z koniecznością wypłacenia dodatkowych odszkodowań, jeśli operatorzy zostaną poinformowani o wcześniejszej dacie zakończenia działalności co najmniej pięć lat przed nowym terminem wygaszenia (tzn. w przypadku siłowni, które planowo mają zostać wycofane w 2038 r., decyzja o likwidacji w 2035 r. będzie musiała zostać ogłoszona najpóźniej w 2030 r.)³⁴. Dano im też zgodę na wcześniejsze zamykanie elektrowni lub poszczególnych ich bloków na własną rękę, jeśli skłoni ich do tego pogarszająca się sytuacja rynkowa.

Rekompensaty

Zgodnie z rekomendacjami komisji węglowej rekompensaty za szybsze wygaszanie elektrowni na węgiel brunatny otrzymają te koncerny, których obiekty zostaną wycofane z rynku do 2030 r. Dotyczy to więc dwóch operatorów – zachodnioniemieckiej spółki RWE, która w latach 2020–2029 wyłączy bloki o łącznej mocy 5,7 GW, oraz wschodnioniemieckiej LEAG, która pomiędzy 2025 i 2029 r. zamknie siłownię o mocy 2,8 GW. Łączną wysokość odszkodowań ustalono na 4,35 mld euro, przy czym RWE dostanie 2,6 mld euro, a LEAG – 1,75 mld. Operatorom jednostek wygaszanych po 2030 r. nie zostaną natomiast przyznane żadne rekompensaty.

Świadczenia dla RWE i LEAG stanowią najbardziej kontrowersyjny element niemieckiego planu odejścia od węgla. Krytykuje się zarówno brak transparentności w procesie ich ustalania, jak i samą ich wysokość. Negocjacje w tej sprawie toczyły się za zamkniętymi drzwiami, a rząd nie ujawnił metody, którą posłużono się do określenia zakresu szkody wynikającej dla właścicieli kopalni z szybszego zakończenia wydobywania. Przedstawiciele władz ograniczyli się jedynie do enigmatycznych stwierdzeń, że przyjęto typowe, ustandaryzowane dane empiryczne o utraconych zyskach czy dodatkowych kosztach rekultywacji terenów podkrywkowych, które wynikają ze zmiany planów dotyczących rozwoju kopalni i ich wcześniejszego zamknięcia. Uwzględniano

³⁴ Umowa publicznoprawna w sprawie zmniejszenia i zakończenia generacji energii elektrycznej z węgla brunatnego w Niemczech – *Öffentlich-rechtlicher Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland*, Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, 10.02.2021, bmwi.de.

przy tym podane przez samych operatorów długofalowe zamierzenia związane z eksploatacją złóż wraz z datami jej zakończenia w poszczególnych obiektach.

Zdecydowana większość krajowego środowiska eksperckiego uznała wynegocjowane rekompensaty za nieproporcjonalnie wysokie. Nieprzejrzystość w zakresie ich określania oraz nieujawnienie przyjętej metodologii uważa się natomiast za próbę ukrycia tego, że posłużono się błędnymi, nierealistycznymi założeniami, które uzasadniałyby wyższe kwoty świadczeń. Według krytyków przy ich ustaleniu nie wzięto należyście pod uwagę m.in. postępującego spadku konkurencyjności generacji energii elektrycznej z węgla oraz niekorzystnych perspektyw rynkowych – przede wszystkim wzrastających cen uprawnień do emisji w EU ETS wskutek ambitniejszej polityki klimatycznej Unii, ciągłego wzrostu produkcji z OZE, który pozostawia mniej miejsca na energię ze źródeł konwencjonalnych, oraz relatywnie niższych cen gazu ziemnego, które w połączeniu z niższą emisyjnością elektrowni na ten surowiec stawiają je w coraz lepszej sytuacji względem bloków węglowych. Ten ostatni argument podważa sytuacja na europejskim rynku w połowie 2021 r. związana z radykalnym wzrostem cen gazu (generacja energii elektrycznej w siłowniach węglowych stała się ponownie konkurencyjna względem bloków gazowych mimo wysokich cen uprawnień do emisji w EU ETS)³⁵. Dodatkowo przy obliczaniu utraconych zysków mogło dojść do niewystarczającego uwzględnienia kosztów stałych działalności kopalni³⁶. Eksperci zwracają także uwagę, że zarówno RWE, jak i LEAG będą w pierwszej kolejności wygaszać najstarsze, najmniej wydajne i najbardziej emisyjne elektrownie, które już teraz mogą być nierentowne i wkrótce zostałyby wycofane tak czy inaczej. Stosunkowo nowe i efektywniejsze obiekty mają natomiast zostać zamknięte dopiero w drugiej połowie lat trzydziestych. Tymczasem według niektórych badań znaczna część niemieckich bloków węglowych przynosiła straty już w 2019 r.³⁷

Z danych doradzającego rządowi ośrodka Öko-Institut wynika, że w zależności od przyjętych założeń wynegocjowane rekompensaty mogą być zawyżone nawet dwukrotnie³⁸. Zarazem o ile kwotę dla RWE da się dowiedzieć przy

³⁵ Szerzej zob. A. Łoskot-Strachota, *Rosnące ceny gazu palącym problemem dla UE*, OSW, 24.09.2021, osw.waw.pl.

³⁶ H. Koenig, *Stellungnahme zum Thema „Öffentlich-rechtliche Verträge der Bundesregierung mit den Braunkohle-Betreibern“*, Aurora Energy Research, 7.09.2020, bundestag.de.

³⁷ *The cash cow has stopped giving: Are Germany's lignite plants now worthless?*, Sandbag, lipiec 2019, thecoalhub.com.

³⁸ F. Matthes i wsp., *Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen deutscher Braunkohlekraftwerke im Kontext aktueller Entwicklungen*, Öko-Institut, 29.06.2020, oeko.de.

uwzględnieniu bardzo wysokich dodatkowych kosztów rekultywacji, o tyle wysokości odszkodowania dla spółki LEAG nie sposób obronić, odwołując się do któregokolwiek z przyjętych scenariuszy. Zauważono także, że łżyckie bloki elektrowni Jänschwalde będą wycofywane dopiero pod koniec dekad, czyli tak, jak w 2016 r. planował już ich poprzedni właściciel – Vattenfall. Obecny operator – spółka LEAG – wskazuje jednak na przyjęty już po akwizycji plan z 2017 r., który przewidywał znacznie dłuższy okres działalności, a nawet otwarcie nowych odkrywek. Z medialnych informacji wynika ponadto, że w negocjacjach z rządem firma była gotowa do wcześniejszego wygaszenia swoich siłowni, lecz działania te zablokowali premierzy wschodnich krajów związkowych. Uprawdopodobnia to oskarżenia, że ustalone w przypadku łżyckiej spółki odszkodowanie zostało świadomie zawyżone z pobudek politycznych.

Rekompensaty dla RWE i LEAG podlegają weryfikacji Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z unijnymi zasadami dotyczącymi pomocy publicznej. Formalne dochodzenie wszczęto oficjalnie 2 marca 2021 r. W oświadczeniu KE podała, że wątpliwości budzi kwestia adekwatności wysokości odszkodowań w stosunku do spodziewanych przez operatorów utraconych zysków oraz dodatkowych kosztów rekultywacji terenów pokopalnianych. Tym samym w znacznej mierze podzieliła ona wątpliwości ekspertów. Uwagę zwrócił jednoznacznie krytyczny ton komunikatu, który został odczytany jako zapowiedź trudnych negocjacji rządu federalnego z Komisją. Resort gospodarki i energii podkreśla jednak, że formalne dochodzenie, które może potrwać wiele miesięcy, nie wstrzymuje realizacji części umowy dotyczącej wygaszania elektrowni – z końcem 2020 r., zgodnie z harmonogramem, spółka RWE zamknęła blok D siłowni Niederaußer.

3. Węgiel kamienny

Wycofywanie się z pozyskiwania energii elektrycznej z węgla kamiennego podzielono na dwa etapy, w których wykorzystywane będą inne mechanizmy³⁹. W pierwszym, obejmującym lata 2020–2027, wygaszanie elektrowni odbywa się drogą aukcji przeprowadzanych przez Federalną Agencję Sieci. W ramach konkurencyjnego postępowania operatorzy bloków węglowych mogą dobrowolnie zgłaszać gotowość do zakończenia produkcji w zamian za wskazaną

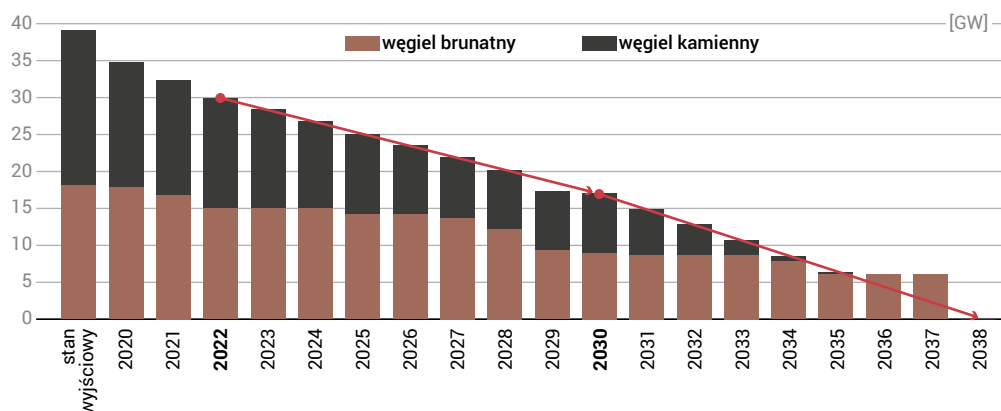
³⁹ Jak już wspomniano, rozwiązania kierowane do elektrowni na węgiel kamienny przeznaczone są także dla małych siłowni wykorzystujących węgiel brunatny, których zainstalowana moc nie przekracza 100 MW i których nie obejmuje porozumienie między rządem federalnym a operatorami.

przez nich rekompensatę finansową. Jej maksymalna wysokość będzie spadać – ze 165 tys. euro za 1 MW w 2020 r. do 89 tys. w 2027 r. O wyborze oferty w postępowaniu aukcyjnym zdecydują dwa czynniki – proponowana wysokość odszkodowania oraz średnia roczna emisja dwutlenku węgla danego bloku w przeliczeniu na 1 MW, co ma skutkować największą oszczędnością emisji za najniższą kwotę. Tak ukształtowany mechanizm, w którym właściciele obiektów ubiegają się o wysokość rekompensaty, ma zagwarantować redukcję kosztów budżetowych całej procedury. Wyniki każdego postępowania będą sprawdzane przez operatorów sieci przesyłowych pod kątem bezpieczeństwa dostaw energii. Jeśli uznają oni, że wybrana do wygaszenia jednostka jest niezbędna dla prawidłowego funkcjonowania systemu, to mogą wystąpić do agencji o przeniesienie jej na określony czas do rezerwy.

W ustawie przewidziano przeprowadzenie łącznie ośmiu aukcji, w ramach których mają zostać wyłonione elektrownie do wyłączenia w kolejnych latach, począwszy od 2020 r., a skończywszy na 2027 r. W dwóch pierwszych ilości mocy podlegającej wygaszeniu została z góry określona (4 GW dla 2020 r. i 1,5 GW dla 2021 r.). Przed rozpoczęciem kolejnych rund BNetzA ma badać **stan wyjściowy**, czyli łączną moc siłowni na węgiel kamienny, które w danym roku wciąż funkcjonują na rynku energii, oraz **wolumen aukcji** – moc podlegającą wycofaniu w poszczególnych etapach. To, ile elektrowni będzie mogło pozostać czynnych w kolejnych latach, zostanie obliczone poprzez odjęcie od maksymalnej dopuszczalnej mocy siłowni węglowych (według harmonogramu odejścia od węgla) łącznej mocy działających elektrowni na węgiel brunatny. Różnica stanu wyjściowego i dopuszczalnej maksymalnej ilości mocy w węglu kamiennym będzie wyznaczać wolumen aukcji. W ten sposób tempo wychodzenia z węgla kamiennego uzależniono od prędkości wygaszania elektrowni na węgiel brunatny – jeżeli operatorzy tych ostatnich będą chcieli szybciej, niż przewiduje umowa z rządem, zamykać swoje obiekty, to więcej bloków na węgiel kamienny będzie mogło pozostać aktywnych.

W ustawie zabezpieczono się ponadto na wypadek sytuacji, w której liczba złożonych przez operatorów ofert w ramach poszczególnych aukcji nie wypełni wolumenu podlegającego wygaszeniu. W takim przypadku w aukcjach za lata 2024–2027 BNetzA uzupełni powstałą lukę, odgórnie wskazując jednostki do zamknięcia. Ma się przy tym kierować wiekiem aktywnych bloków węglowych – jako pierwsze będą wyznaczone te najstarsze. Wycofywane w ten sposób siłownie nie otrzymają rekompensaty finansowej.

Wykres 6. Pozostająca na rynku energii maksymalna moc zainstalowana elektrowni węglowych zgodnie z ustawą o odejściu od węgla (wartość każdorazowo na 31 grudnia)



Źródło: opracowanie własne na podstawie treści ustawy o odejściu od węgla.

Biorąc pod uwagę pogarszające się z czasem warunki rynkowe, możliwe, że właściciele elektrowni, którzy bez powodzenia brali udział w aukcjach, będą – chcąc ograniczać straty wynikające z utrzymywania nierentownych bloków – decydować się na dobrowolne ich wygaszanie bez rekompensat poza mechanizmem ustawowym lub na zmianę paliwa (zob. poniżej). Jeśli w danym roku łączna moc czynnych siłowni na węgiel kamienny okaże się mniejsza niż dopuszczalna, BNetzA nie przeprowadzi aukcji.

Dopłata do zmiany paliwa w elektrociepłowniach węglowych

Kohleausstiegsgesetz wprowadziła dopłaty do inwestycji w zmianę paliwa w istniejących elektrociepłowniach węglowych (głównie na gaz ziemny, w mniejszym stopniu na biomasę). Specjalna premia (*Kohleersatzbonus*), skierowana wyłącznie do operatorów siłowni wytwarzających również ciepło, ma ich zachęcić do kontynuowania działalności w obecnych lokalizacjach i w ten sposób zabezpieczyć również substytucję dostaw ciepła sieciowego w ramach procesu odejścia od węgla. Na najwyższe dofinansowanie (240–390 tys. euro za 1 MW) mogą liczyć najnowsze elektrociepłownie, oddane do użytku po 1994 r. Najniższą kwotę wsparcia (5–20 tys. euro za 1 MW) przewidziano dla tych powstałych w latach 1975–1984. Wysokość bonusu zależy od szybkości przeprowadzenia inwestycji – najwyższe kwoty otrzymają projekty zakończone przed upływem 2023 r.,

a najniższe – te oddane do użytku do końca 2029 r. Ze względu na większe znaczenie dla dostaw ciepła sieciowego w Niemczech jednostek spalających węgiel kamienny mechanizm ten powstał z myślą głównie o obiektach korzystających z tego paliwa. Ustawa wyklucza jednak możliwość stosowania premii w przypadku siłowni, które otrzymały rekompensatę za wygaszenie w ramach mechanizmu aukcyjnego.

W drugim etapie, obejmującym lata 2031–2038, elektrownie na węgiel kamienny będą zamykane wyłącznie drogą odgórnej decyzji BNetzA, bez rekompensaty finansowej. Kolejność ich wyłączenia ma zależeć od wieku poszczególnych obiektów – jako pierwsze zgasną najstarsze bloki. Wolumen mocy do wycofania obliczany będzie w taki sam sposób jak w przypadku aukcji w pierwszym etapie. Harmonogram zamykania siłowni na węgiel brunatny przewiduje pozostawienie blisko 8 GW mocy do 2035 r. i 6 GW do 2038 r., więc w sytuacji braku decyzji ich operatorów o wcześniejszym zakończeniu produkcji ostatnia jednostka na węgiel kamienny – Datteln IV – będzie musiała zostać zamknięta najpóźniej w 2034 r. (zob. wykres 6). Decyzję o wygaszeniu danej elektrowni BNetzA ma ogłaszać najpóźniej na 30 miesięcy przed datą jej wyłączenia. Właściciel elektrowni wskazanej do wycofania będzie mógł jednak ubiegać się o przeniesienie jej do rezerwy mocy (takie obiekty nie mogą sprzedawać energii, lecz uruchamia się je w określonych sytuacjach na wniosek operatorów sieci w celu utrzymania stabilności dostaw; za okres pozostawania w rezerwie otrzymują określoną rekompensatę finansową).

Wyniki pierwszych aukcji

W ramach aukcji za 2020 r. (rozpisana moc siłowni do wygaszenia: 4000 MW) przyjęto 11 ofert na łączną moc 4788 MW. Średnia przyznanych rekompensat wyniosła 66,3 tys. euro za 1 MW (maksymalną dopuszczalną wartość ustalono na 165 tys. euro za 1 MW). Wśród obiektów wytypowanych do wycofania z rynku z końcem roku znalazły się m.in. elektrownie Hamburg-Moorburg (Vattenfall), Ibbenbüren i Westfalen (RWE), Heyden (Uniper) oraz Walsum (STEAG). Po okresie pozostawania w rezerwie wygaszono je ostatecznie 7 lipca 2021 r. (z wyjątkiem siłowni Heyden, która na mocy decyzji BNetzA ma być w rezerwie do 2022 r.).

W aukcji za 2021 r. (rozpisana moc: 1500 MW) wybrano trzy oferty na wygaszenie elektrowni o łącznej mocy 1514 MW. Dotyczyły one obiektów

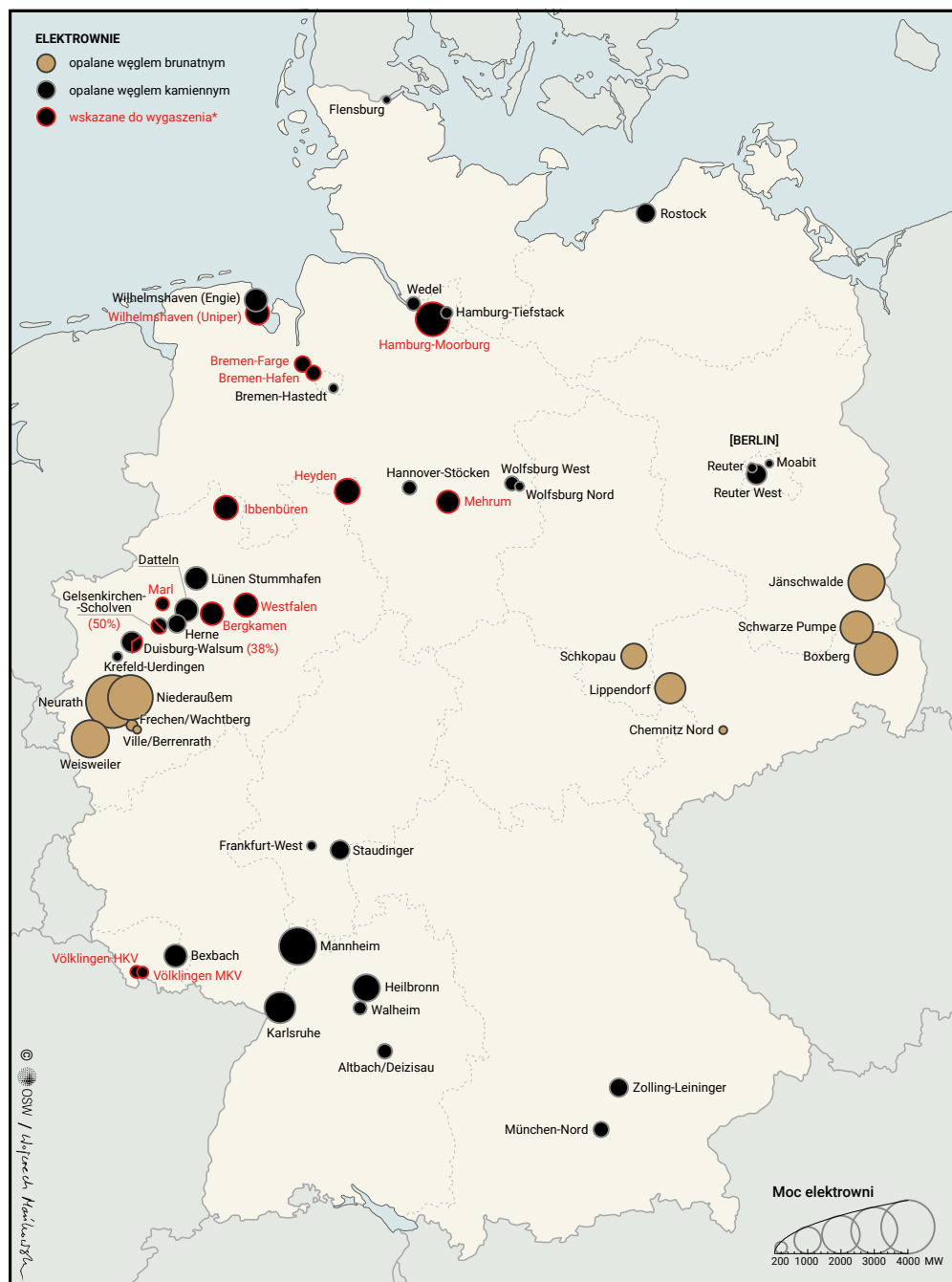
na węgiel kamienny w Wilhelmshaven (Uniper) i Mehrum (EPH) oraz małej (67 MW) jednostki spalającej węgiel brunatny w Deuben (MIBRAG). BNetzA nie ujawniła średniej wysokości przyznanych odszkodowań, lecz najwyższe z nich wyniosło 59 tys. euro za 1 MW (maksymalną wartość określono na 155 tys. euro). Wybrane siłownie muszą zostać ostatecznie wyłączone najpóźniej do 8 grudnia 2021 r.

W aukcji za 2022 r. (rozpisana moc: 2481 MW) wpłynęło 11 ofert na wygaszenie elektrowni o łącznej mocy 2133 MW, wszystkie przyjęto. Średnia rekompensata wyniosła 103 tys. euro za 1 MW (maksymalną wartość ustalono na 155 tys. euro). Wśród siłowni, które będą musiały zostać wygaszone do końca 2022 r., znalazły się m.in. obiekty w Bergkamen i Völklingen (STEAG), Bremen-Farge (Onyx) oraz Gelsenkirchen-Scholven (Uniper).

Zaproponowany przez rząd kształt regulacji dotyczących warunków wygaszania elektrowni na węgiel kamienny spotkał się z nieprzychylnym osądem zarówno przedstawicieli branży, jak i samorządów, do których należą spółki komunalne będące ich właścicielami. Największe kontrowersje wzbudziło zasadniczo odmienne potraktowanie operatorów siłowni na węgiel kamienny i brunatny, które zdaniem krytyków dyskryminowało tych pierwszych⁴⁰. Chodzi o harmonogram wyłączania elektrowni, który de facto uzależnia termin zamknięcia ostatnich obiektów na węgiel kamienny od tego, jak szybko z rynku wycofane zostaną te wykorzystujące węgiel brunatny. Jeżeli RWE i LEAG zdecydują się na utrzymanie funkcjonowania swoich ostatnich bloków do samego końca (tj. do 2038 r.), to zgodnie z założeniami ustawy ostatnie jednostki na węgiel kamienny będą musiały zostać wyłączone najpóźniej w 2034 r. Oznacza to złamanie kompromisu wypracowanego w komisji węglowej, która rekomendowała utrzymanie równoległych ścieżek dla obu technologii. Co więcej, za nieuzasadnioną uznano istotną dysproporcję w wysokości rekompensat, o które mogą starać się operatorzy elektrowni wygaszanych przed 2030 r. W przeliczeniu na 1 MW są one w przypadku RWE i LEAG około trzykrotnie wyższe niż maksymalne środki, które mieli szansę otrzymać podczas pierwszej aukcji właściciele obiektów na węgiel kamienny – a z każdą kolejną rundą kwoty odszkodowań znacząco spadają.

⁴⁰ K. Witsch, *Steinkohlekraftwerksbetreiber sehen sich im Nachteil und fordern mehr Geld*, Handelsblatt, 22.05.2020, handelsblatt.com.

Mapa 1. Elektrownie węglowe w Niemczech – stan na październik 2020 r.



* Na podstawie wyników trzech pierwszych aukcji przeprowadzonych przez BNetzA na mocy ustawy o odejściu od węgla.

Źródło: Federalny Urząd ds. Ochrony Środowiska.

Przeciw zaproponowanym przepisom zaprotestowali w liście do rządu federalnego przedstawiciele ponad pięćdziesięciu nadreńskich samorządów będących udziałowcami elektrowni za pośrednictwem spółek komunalnych⁴¹. Jego sygnatariusze – w tym m.in. burmistrzowie Dortmundu, Bochum, Duisburga czy Essen – ostrzegali władze, że zbyt szybkie wycofywanie leżących na ich terenach obiektów (zwłaszcza tych oddanych po 2010 r., które jeszcze nie zdążyły się zamortyzować) w połączeniu z brakiem odpowiednich rekompensat przyniesie samorządom ogromne problemy finansowe, a operatorom jednostek uniemożliwi inwestycje w zastąpienie wycofywanych bloków, które oprócz energii elektrycznej dostarczają również ciepło. Zawetowaniem ustawy groziły również rządy krajów związkowych, gdzie działają siłownie na węgiel kamienny – Nadrenii Północnej-Westfalii, Dolnej Saksonii, Saary i Badenii-Wirtembergii⁴². Presję na rząd próbowała ponadto wyrzucić sama branża. Zlecone przez nią ekspertyzy prawne wykazały, że regulacje w zaproponowanym kształcie są sprzeczne z konstytucją, co rodziło niebezpieczeństwo wejścia na drogę prawną⁴³. W końcu operatorzy elektrowni oddanych do użytku po 2010 r. wystąpili do rządu z propozycją przeniesienia ich obiektów po 2030 r. do specjalnej „rezerwy Energiewende”, w ramach której za odpowiednią rekompensatą pozostawałyby one w gotowości⁴⁴.

Naciski przyniosły jedynie częściowy skutek. W ostatecznej wersji ustawy znalazły się m.in. wyższe, niż pierwotnie planowano, maksymalne wartości odszkodowań w ramach aukcji, a w przypadku bloków uruchomionych po 2010 r. przewidziano w ramach ewaluacji ustawy opcję dopasowania warunków wygaszania elektrowni w sytuacji wystąpienia nadmiernego obciążenia (*Härtefallregelung*). Większość operatorów przyjęła te zmiany z zadowoleniem, zaznaczając jednak możliwość procesowania się w późniejszym terminie, jeśli rezultaty ewaluacji okażą się niesatysfakcjonujące.

4. Krytyka mechanizmu

Proponowany przez władze kształt dokumentu, a szczególnie regulacje dotyczące dat wyłączania elektrowni na węgiel brunatny spotkały się z ostrą reakcją organizacji ekologicznych. Ośmioro ich przedstawicieli, którzy wchodzili

⁴¹ K. Wiedemann, *Steinkohle: Oberbürgermeister warnen vor entschädigungslosen Stilllegungen*, Energate Messenger, 26.02.2020, energate-messenger.de.

⁴² H. Bündler, Ch. Geinitz, *NRW torpediert Kohleausstieg*, Frankfurter Allgemeine, 5.03.2020, faz.net.

⁴³ D. Wetzels, *Gutachten hält Kohleausstieg für verfassungswidrig*, Welt, 27.02.2020, welt.de.

⁴⁴ Ch. Geinitz, *Wie die Steinkohleallianz junge Kraftwerke retten will*, Frankfurter Allgemeine, 22.05.2020, faz.net.

w skład komisji węglowej, na czele z jej współprzewodniczącą prof. Praetorius, w specjalnym manifestie uznało rządowe plany za złamanie obietnicy wiernego wdrożenia rekomendacji gremium i zerwanie wypracowanego przez nie kompromisu⁴⁵. Ich zdaniem odejście od zasugerowanych rozwiązań odbywa się przede wszystkim kosztem ochrony klimatu, a przyjęte przepisy nie zagwarantują wymaganej redukcji emisji. Zaproponowane przez rząd rozwiązania nie znalazłyby w związku z tym poparcia większości członków komisji⁴⁶. Według autorów oświadczenia nowa treść regulacji spowoduje wyemitowanie do atmosfery do 2030 r. nawet 40 mln ton CO₂ więcej, niż pierwotnie zakładano. Wynika to z harmonogramu, który przewiduje, że siłownie nie będą wyłączane równomiernie, lecz w sposób skumulowany, „kaskadowy”, zwłaszcza w 2025 r. oraz w latach 2028–2029 (według rządu brak wygaszeń w latach 2023–2024 podyktowany jest względami bezpieczeństwa energetycznego i wiąże się z wycofaniem z końcem 2022 r. ostatnich elektrowni jądrowych). Ponadto źródłem dodatkowych emisji może być umożliwienie funkcjonowania do 2038 r. aż siedmiu obiektów na węgiel brunatny, podczas gdy wcześniej zamknięte zostaną mniej zanieczyszczające środowisko jednostki spalające węgiel kamienny.

Z krytyką części członków komisji i ekologów spotkało się także uruchomienie w połowie 2020 r. nadreńskiej elektrowni Datteln IV. Inwestycja, rozpoczęta w 2007 r., miała zostać pierwotnie ukończona pięć lat później, jednak wskutek wad konstrukcyjnych oraz sporów sądowych budowa przeciągnęła się aż do 2019 r. Środowiska ekologiczne próbowały zablokować jej otwarcie, przytaczając argumenty dotyczące ochrony klimatu. W raporcie końcowym komisja węglowa rekomendowała rządowi znalezienie z Uniperem – właścicielem obiektu – polubownego rozwiązania w sprawie zatrzymania przedsięwzięcia i niepodłączania jednostki do sieci. W odbiorze zarówno niemieckiej, jak i międzynarodowej opinii publicznej problem Datteln IV stał się papierkiem lakmusowym wiarygodności Berlina w polityce klimatycznej. Podkreślano, że uruchamianie nowej siłowni na węgiel w czasie prac nad odejściem od tego surowca to postępowanie niezrozumiałe, a nawet dowód hipokryzji. Zaniechanie oddania do użytku gotowego już obiektu wiązałoby się jednak z koniecznością wypłaty odszkodowania, szacowanego na 1,5 mld euro⁴⁷. Przeciw temu wystąpił premier Nadrenii Północnej-Westfalii Armin Laschet. Próbował on

⁴⁵ [Stellungnahme der ehemaligen Mitglieder der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung \(KWSB\)](#), 21.01.2020, za: oeko.de.

⁴⁶ Ch. Geinitz, N. Záboji, *Neuer Streit um den deutschen Kohleausstieg*, Frankfurter Allgemeine, 24.05.2020, faz.net.

⁴⁷ J. Flauger, *Uniper kämpft um Pannkraftwerk Datteln – Abschreibungen belasten die Bilanz*, Handelsblatt, 12.03.2019, handelsblatt.com.

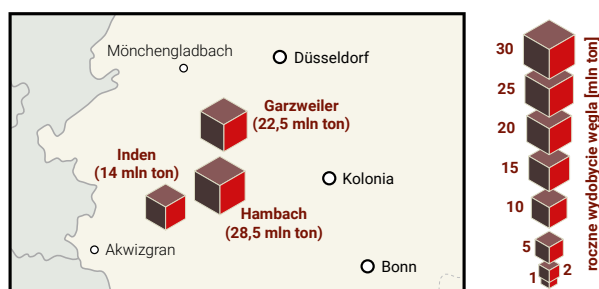
tłumaczyć potrzebę włączenia Datteln IV jej wyższą wydajnością i mniejszą emisyjnością w stosunku do bloków, które miałyby zostać wygaszone w jej miejsce. Ekolodzy kontrowali, że nowoczesna elektrownia będzie częściej w użytku niż starsze jednostki, które w obecnych warunkach rynkowych coraz rzadziej produkują energię. Dane z pierwszych miesięcy funkcjonowania siłowni dowodzą, że należy ona do najczęściej wykorzystywanych obiektów na węgiel kamienny w Niemczech – w ujęciu dziennym niejednokrotnie odpowiada za nawet ponad 20% generacji energii elektrycznej z tego paliwa. Uniper zadeklarował, że chce utrzymać siłownię na rynku tak długo, jak tylko możliwe, a w zamian wycofać do 2025 r. pozostałe należące do spółki elektrownie w Staudinger, Gelsenkirchen, Heyden i Wilhelmshaven⁴⁸. W trzech ostatnich przypadkach koncern z powodzeniem wziął udział w aukcjach za lata 2020, 2021 i 2022 – za ich wygaszenie otrzyma rekompensatę z budżetu państwa.

⁴⁸ *Uniper nimmt Steinkohlekraftwerke vom Netz – außer Datteln*, Zeit Online, 30.01.2020, zeit.de.

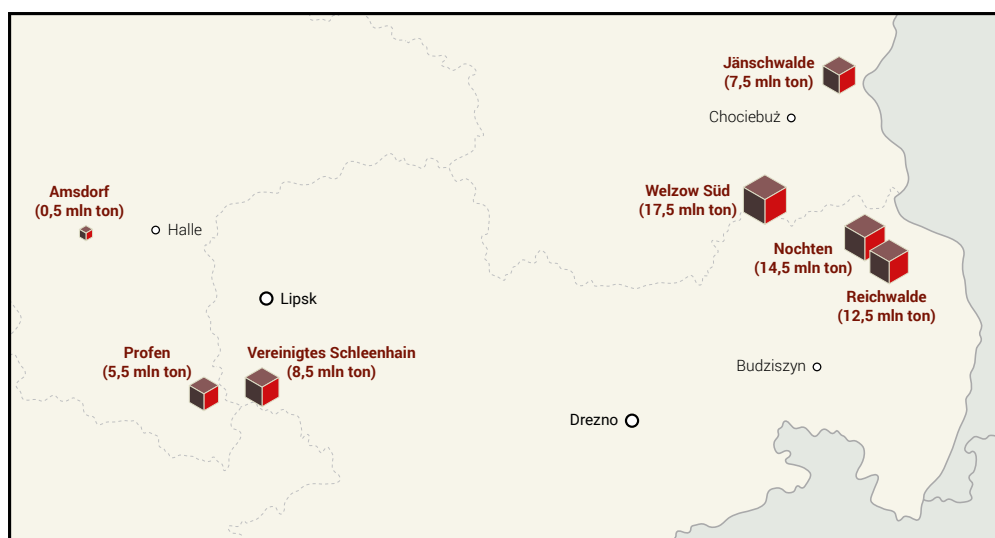
IV. RESTRUKTURYZACJA REGIONÓW WĘGLOWYCH – POZYSKANIE AKCEPTACJI SPOŁECZNEJ

Po zamknięciu w 2018 r. ostatnich kopalni węgla kamiennego w RFN prowadzi się już tylko wydobycie węgla brunatnego. Ze względu na charakterystykę tego surowca, który nie nadaje się do transportu na duże odległości (łatwo traci swoje właściwości i jakość pod wpływem wilgoci), elektrownie nim opalane budowano w pobliżu kopalń. Ich ścisłe powiązanie (również kapitałowe, gdyż zazwyczaj należą do jednego właściciela) sprawiało, że w zainicjowanym przez rząd federalny procesie odchodzenia od węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej problem sukcesywnego wygaszania siłowni oraz redukcji wydobycia w pobliskich odkrywkach musiał być traktowany łącznie. Ponieważ w Niemczech nie pozyskuje się już węgla kamiennego, w czasie negocjacji nad zagadnieniem restrukturyzacji regionów wydobycia skupiono się niemal wyłącznie na sektorze węgla brunatnego.

Mapa 2a. Roczne wydobycie węgla w Zagłębiu Nadreńskim (2019 rok) ▶



Mapa 2b. Roczne wydobycie węgla w zagłębiach Środkowoniemieckim i Łużyckim (2019 rok) ▼



Źródło: Federalny Związek Przemysłu Węgla Brunatnego.

1. Sytuacja gospodarczo-społeczna zagłębi węglowych

Węgiel brunatny wydobywa się obecnie w dziesięciu kopalniach w trzech zagłębiach – Nadreńskim (Nadrenia Północna-Westfalia), Środkowoniemieckim (Saksonia/Saksonia-Anhalt) i Łużyckim (Brandenburgia/Saksonia). Do 2016 r. surowiec pozyskiwano ponadto w okolicach Helmstedt (Dolna Saksonia/Saksonia-Anhalt), lecz w porównaniu z pozostałymi zagłębiami tamtejsze wydobycie było znikome (ok. 1%), a jego znaczenie energetyczne i gospodarcze – marginalne.

Ogólną sytuację społeczno-gospodarczą w regionach wydobycia należy określić mianem znacznie zróżnicowanej, co wynika w głównej mierze z ich charakterystyki, odmiennego położenia i różnego stopnia rozwoju. Niemieckie zagłębia wydobywcze (w całości lub części) zalicza się przy tym do obszarów borykających się z problemami strukturalnymi. Te we wschodnich landach wciąż odczuwają skutki gwałtownej transformacji lat dziewięćdziesiątych.

Tabela 2. Porównanie wybranych wskaźników społeczno-gospodarczych zagłębi wydobywczych

	Zagłębie Nadreńskie	Zagłębie Środkowoniemieckie	Zagłębie Łużyckie	Niemcy (ogółem)
Spadek liczby ludności (2000–2015)	0%	9%	16%	0,4%
Spadek liczby osób do 40. r.ż. (2000–2015)	12%	21%	38%	13%
PKB <i>per capita</i> w euro (2015)	32 769	27 640	28 434	37 128
Dochód rozporządzalny <i>per capita</i> w euro (2015)	20 961	18 163	18 722	21 583
Stopa bezrobocia (2015)	7,8%	9,9%	9,4%	6,4%
Wartość dodana brutto (2016)	2,4%	0,9%	4,3%	0,2%
Udział pracowników sektora wśród zatrudnionych na umowę o pracę (2016)	1,8%	0,5%	3,3%	0,2%
Udział branży we wpływach do budżetów samorządowych z tytułu podatku od działalności gospodarczej (2016)	2,4%	0,9%	4,3%	-

Źródło: Instytut Badań Gospodarczych im. Leibniza (RWI)⁴⁹.

⁴⁹ Dane porównawcze dotyczące znaczenia gospodarczego sektora węgla brunatnego dla zagłębi wydobywczych w RFN oraz ich sytuacji gospodarczo-społecznej pochodzą z raportów przygotowanych przez Instytut Badań Gospodarczych im. Leibniza (RWI) na zlecenie Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii: *Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, wrzesień 2018; *Erarbeitung aktueller vergleichender Strukturdaten für die deutschen Braunkohle-regionen*, styczeń 2018, rwi-essen.de.

Zagłębie Nadreńskie

To największy z wciąż funkcjonujących regionów wydobywczych w RFN. Składają się na niego trzy należące do koncernu RWE kopalnie: Garzweiler, Hambach i Inden. W 2018 r. pozyskano w nich łącznie 86,3 mln ton surowca (połowę niemieckiego wydobycia), który wykorzystano na potrzeby energetyczne w znajdujących się w rękach tego samego podmiotu pobliskich elektrowniach Niederaußem, Neurath, Weisweiler i Frechen. Branża węgla brunatnego zatrudnia na tym obszarze bezpośrednio blisko 9 tys., a pośrednio – kolejne 5,4 tys. osób.

Zagłębie Nadreńskie leży w zachodniej części najludniejszego i największego pod względem PKB kraju związkowego – Nadrenii Północnej-Westfalii – i jest częścią dobrze rozwiniętego gospodarczo i silnie uprzemysłowionego regionu. W jego skład wchodzi dwa duże miasta (Mönchengladbach i Akwizgran), a w bezpośrednim sąsiedztwie leżą także prężne aglomeracje Kolonii oraz stolicy landu – Düsseldorfu. Taka lokalizacja sprawia, że gminy wchodzące w jego skład charakteryzują się wysokim stopniem zurbanizowania oraz skomunikowania zarówno między sobą, jak i z okolicznymi centrami gospodarczymi, przemysłowymi i kulturalnymi (przy czym poważny problem stanowią wieloletnie zaniedbanie i niedoinwestowanie lokalnej infrastruktury). W regionie znajduje się ponadto szereg znanych ośrodków uniwersyteckich, naukowych i badawczych (m.in. oddziały Towarzystwa Fraunhofera, Towarzystwa Maxa Plancka czy Centrum Badawczego Jülich). Dzięki temu Zagłębie Nadreńskie dysponuje licznymi atutami w porównaniu z pozostałymi obszarami wydobycia węgla brunatnego – wyróżnia się wysokim rozwojem gospodarczym, stosunkowo dobrym rynkiem pracy, a także lepszą sytuacją demograficzną. Branża węgla brunatnego (zwłaszcza zaś RWE – jeden z najbardziej wpływowych koncernów energetycznych w RFN) to w okolicznych gminach istotny aktor gospodarczy i płatnik podatków do budżetów samorządowych oraz ważny pracodawca – w 2016 r. jej pracownicy stanowili 1,8% wszystkich zatrudnionych na umowę o pracę, a w takich miejscowościach jak Bedburg z sektorem związany jest nawet co dziesiąty mieszkaniec.

Zagłębie Środkowoniemieckie

Zagłębie Środkowoniemieckie to najmniejszy spośród regionów wydobycia węgla brunatnego w RFN. W jego skład wchodzi dwie należące do spółki MIBRAG duże kopalnie – Vereinigtes Schleenhain i Profen (urobek w 2018 r.: 18,7 mln ton) – z których surowiec trafia do elektrowni Lippendorf (po jednym

bloku mają tam LEAG i EnBW) i Schkopau (Saale Energie), a także mała kopalnia Amsdorf (roczne wydobycie na poziomie 0,5 mln ton), której właścicielem jest Romonta – producent wosku węglowego. W branży węgla brunatnego zatrudnienie znajduje tu bezpośrednio 2,4 tys., a pośrednio – kolejne 1,4 tys. osób.

Na zagłębie składają się zarówno biedne i zacofane obszary wiejskie, jak i zurbanizowane tereny miejskie. Obejmuje ono dwa duże ośrodki – Lipsk i Halle. Szczególnie pierwszy z nich, liczący ponad pół miliona mieszkańców i prężnie rozwijający się w ostatnich latach, jest motorem wzrostu gospodarczego regionu, w którym swoją działalność ulokowały firmy z branż energetycznej, motoryzacyjnej, chemicznej, szklarskiej i optycznej oraz liczne start-upy. Dzięki centralnemu położeniu obszar cieszy się rozbudowaną infrastrukturą drogową (krzyżują się tam autostrady łączące północ z południem oraz wschód z zachodem kraju), a także dużym lotniskiem Lipsk/Halle. Mimo pewnych atutów, które przyczyniły się do obecnego szybszego rozwoju gospodarczego, Zagłębie Środkowoniemieckie wciąż znacząco odstaje poziomem od średniej krajowej i odczuwa skutki transformacji z końca ubiegłego wieku. Wskaźnik PKB *per capita* (wyraźnie zawyżony przez Lipsk) wynosił tu w 2015 r. jedynie 74% średniej dla RFN, a dochód rozporządzalny – 84%. Stopa bezrobocia była z kolei o połowę wyższa niż w całych Niemczech. Sytuacja demograficzna regionu również kształtuje się niekorzystnie: zaobserwować można zarówno depopulację, jak i proces szybkiego starzenia się społeczeństwa. W latach 2000–2015 liczba mieszkańców spadła o jedną dziesiątą, a tych przed 40. r.ż. – nawet o nieco ponad 20%. Według prognoz negatywne trendy utrzymają się do 2035 r. – zaludnienie zagłębia może spaść o kolejne 13% przy wyraźnym wzroście odsetka osób po sześćdziesiątce (z 33% w 2016 r. do 39% w 2035 r.)⁵⁰. W odróżnieniu od dwóch pozostałych regionów wydobywczych branża węgla brunatnego nie odgrywa tu szczególnie eksponowanej roli gospodarczej.

Zagłębie Łużyckie

Leżące przy granicy z Polską Zagłębie Łużyckie to drugi pod względem wielkości region wydobywczy w RFN. Obecnie funkcjonują tam cztery odkrywkowe kopalnie węgla brunatnego – Welzow-Süd, Nochten, Reichwalde i Jänschwalde. W 2018 r. pozyskano w nich łącznie 60,7 mln ton surowca, który wykorzystano

⁵⁰ J. Dehio, T. Schmidt, *Gesamt- und regionalwirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlesektors und Perspektiven für die deutschen Braunkohleregionen*, „RWI Materialien”, Heft 126 (2018), Institut Badañ Gospodarczych im. Leibniza, rwi-essen.de.

na potrzeby elektrowni Boxberg, Schwarze Pumpe i Jänschwalde. Łużyckimi kopalniami i elektrowniami od ich zakupu w 2016 r. od spółki Vattenfall zarządza koncern LEAG, który obecnie zatrudnia tam 8,3 tys. osób. Pośrednio z branżą węglową w regionie związanych jest dodatkowo blisko 5 tys. pracowników.

Zagłębie charakteryzuje się nie tylko peryferyjnym położeniem, lecz także dominacją obszarów wiejskich. Na jego terenie nie ma dużych miast, mogących stanowić naturalny motor rozwoju regionu. Największe to liczący ok. 100 tys. mieszkańców Chociebuż (Cottbus), oddalony o nieco ponad 100 km od stolicy Saksonii – Drezna. Gminy tworzące Zagłębie Łużyckie narzekają na słabo rozwiniętą infrastrukturę komunikacyjną (drogową i kolejową), co stanowi poważną barierę rozwojową. Bolesny proces transformacji po zjednoczeniu Niemiec, który w latach dziewięćdziesiątych skutkował daleko idącą deindustrializacją, w tym drastyczną redukcją zatrudnienia w sektorze węglowym, odbił się wyraźnie na sytuacji gospodarczo-społecznej regionu. W 2015 r. wskaźnik PKB *per capita* wynosił tu 77% średniej, dochód rozporządzalny na mieszkańca był o ok. 13% niższy, a stopa bezrobocia – niemal o połowę wyższa niż w całej RFN. Branża węgla brunatnego pozostaje jedynym znaczącym aktorem gospodarczym na tym obszarze, a jej rola jest wyraźnie większa niż w innych zagłębiach wydobywczych. Koncern LEAG należy przy tym nie tylko do największych, lecz także do najatrakcyjniejszych pracodawców (przeciętne zarobki w firmie są nawet o połowę wyższe niż średnie wynagrodzenie w Saksonii i Brandenburgii). Najpoważniejszy problem strukturalny regionu to trudna sytuacja demograficzna. W latach 2000–2015 jego zaludnienie spadło o jedną szóstą, a populacja Chociebuża – niegdysiejszego bastionu przemysłu energetycznego NRD – o blisko jedną czwartą. Na przeprowadzkę powodowaną brakiem perspektyw decydowali się głównie ludzie młodzi, dlatego liczba mieszkańców do 40. r.ż. zmniejszyła się w tym czasie aż o 38%. Według prognoz niekorzystne trendy mogą się utrzymać do 2035 r. – spodziewane są dalsza depopulacja (nawet o jedną piątą), a także wyraźny wzrost odsetka osób po 60. r.ż. (z 35% w 2016 r. do 45% w 2035 r.).

2. Stosunek mieszkańców zagłębi do rezygnacji z węgla

Mieszkańcy poszczególnych obszarów, gdzie wydobywa się węgiel brunatny, różnią się znacząco pod względem stosunku do planów odejścia od użytkowania tego surowca. W Nadrenii Północnej-Westfalii postulat ten cieszył się dużym poparciem jeszcze przed rozpoczęciem prac przez komisję węglową. W sondażu przeprowadzonym wśród mieszkańców tego landu w 2016 r. aż 71% ankietowanych opowiedziało się za szybkim zakończeniem pozyskiwania

i wykorzystywania węgla brunatnego⁵¹. Tak wysoka aprobata wiąże się z dużym znaczeniem dla opinii publicznej argumentów dotyczących ochrony środowiska i przeciwdziałania zmianom klimatu oraz kontrowersjami wokół wyburzania kolejnych miejscowości pod ekspansję kopalń. W tym kontekście ważną rolę w kształtowaniu debaty odgrywali Zieloni, którzy od 1985 r. nieprzerwanie zasiadają w landtagu, a dwukrotnie (w latach 1995–2005 i 2010–2017) współtworzyli koalicję rządzącą z SPD. Na poparcie odejścia od węgla w istotnym stopniu wpływa też stosunkowo dobra sytuacja gospodarczo-społeczna regionu.

Zupełnie inaczej kształtuje się stosunek do tej kwestii we wschodnich landach. W badaniu ze stycznia 2019 r. jedynie 34% mieszkańców Saksonii, Saksonii-Anhalt i Brandenburgii opowiedziało się za szybkim zamykaniem kopalń i elektrowni. Przeciw była wyraźna większość respondentów – 61% (wyniki dla całych Niemiec wyglądały natomiast odwrotnie – 59% vs 36% na korzyść szybkiej rezygnacji z energetyki węglowej)⁵². Z jednej strony tak krytyczne stanowisko to skutek trudniejszej sytuacji oraz problemów strukturalnych w tamtejszych zagłębiach, czego naturalną konsekwencją są obawy przed utratą kluczowej gałęzi przemysłu i jednego z niewielu atrakcyjnych pracodawców. Z drugiej – bardzo istotne znaczenie (również natury psychologicznej) mają doświadczenia transformacji początku lat dziewięćdziesiątych.

Za czasów komunistycznych zagłębia Łużyckie i Środkowoniemieckie stanowiły energetyczne zaplecze państwa, dla którego węgiel brunatny był surowcem kluczowym (w latach osiemdziesiątych z jego spalania pochodziło ponad 80% energii elektrycznej, a NRD z rocznym urobkiem 300 mln ton otwierała światowy ranking krajów z największym wydobyciem⁵³). Ze względu na rolę węgla brunatnego w gospodarce zawód górnika wiązał się wówczas nie tylko z atrakcyjnymi zarobkami, lecz także z prestiżem i uznaniem społecznym, a energetyka stała się – zwłaszcza w przypadku Łużyc – istotnym elementem tożsamości regionalnej. W ramach zmian wprowadzonych w ostatniej dekadzie ubiegłego wieku w ciągu kilku lat zlikwidowano znaczną część tamtejszego przemysłu. Zamknięto większość (uznanych za nierentowne) kopalń, a liczba miejsc pracy w sektorze węgla brunatnego spadła o nawet 90%. W ślad za tym poszedł również upadek wielu zakładów produkcyjnych z innych powiązanych

⁵¹ A. Höning, *Mehrheit fordert raschen Braunkohle-Ausstieg*, RP Online, 26.09.2016, rp-online.de.

⁵² Badanie instytutu Infratest dimap dla telewizji ARD *Mehrheit wünscht sich schnellen Braunkohle-Ausstieg*, WDR, 24.01.2019, presse.wdr.de.

⁵³ J. Kahlert, *Die Energiepolitik der DDR. Mängelverwaltung zwischen Kernkraft und Braunkohle*, Fundacja im. Friedricha Eberta, Bonn 1988, epub.ub.uni-muenchen.de (udostępnione zbiory biblioteki Uniwersytetu Monachijskiego).

branż. Szacuje się, że na samych Łużycach zatrudnienie w przemyśle spadło łącznie o 180 tys. etatów, z czego 70 tys. przypadło na zamykane odkrywki węgla brunatnego. Obecne problemy strukturalne to w znacznej mierze skutek tych wydarzeń, a byli obywatele NRD „pierwsze wyjście z węgla” sprzed 30 lat postrzegają wciąż jako głęboką, niezabliżnioną ranę. W aktualnej debacie często uzasadnia się ich obawy właśnie ryzykiem powtórzenia tamtego scenariusza.

Jednocześnie większość mieszkańców wschodnioniemieckich regionów wydobywczych dostrzega potrzebę restrukturyzacji i odejścia od monokultury węglowej na rzecz nowych, przyszłościowych branż. Zarówno w Zagłębiu Łużyckim, jak i Środkowoniemieckim około dwóch trzecich badanych (odpowiednio 69% i 61%) opowiada się za głęboką transformacją, a tylko co piąty (18% i 20%) nie widzi potrzeby zmian. Sytuację komplikuje jednak sceptycyzm społeczeństwa co do skuteczności działań rządu i – co za tym idzie – powodzenia całego procesu. Na Łużycach aż 87% ankietowanych przyznaje, że oczekuje od polityków lepszego przeciwdziałania negatywnym skutkom zamykania sektora węglowego. Krytyczny stosunek mieszkańców regionów wydobywania do zaprezentowanych w styczniu 2019 r. planów znalazł odzwierciedlenie w sposobie, w jaki głosowali oni we wrześniowych wyborach do parlamentów Saksonii i Brandenburgii. Na terenach wchodzących w skład Zagłębia Łużyckiego najważniejszą siłą została Alternatywa dla Niemiec (AfD), czyli jedyne duże ugrupowanie w RFN w całości odrzucające zarówno odejście od energetyki węglowej, jak i transformację energetyczną. Jej przedstawiciele zwyciężyli tam w 12 z 19 okręgów jednomandatowych, a poparcie dla partii oscylowało w granicach 30–40%, choć zdarzały się gminy (jak Heinersbrück, leżąca przy kopalni Jänschwalde), w których sięgnęto nawet 50%. Problem odejścia od węgla był jednym z głównych tematów wykorzystywanych w tamtejszej kampanii przez kandydatów AfD, a głos na to ugrupowanie stał się dla wielu wyborców okazją do zademonstrowania dezaprobaty dla planów wygaszania energetyki opartej na tym surowcu.

Krytyczny stosunek mieszkańców oraz znaczenie gospodarcze branży węglowej w zagłębiach przełożyły się na twardą postawę władz wschodnich landów (Saksonii, Brandenburgii i Saksonii-Anhalt) najpierw podczas prac komisji węglowej, a później w trakcie procesu legislacyjnego. Ich premierzy znacząco wpłynęli na ostateczne ustalenia, niejednokrotnie publicznie wykorzystując groźbę weta lub doprowadzając do przedłużania pertraktacji w celu wywarcia presji na pozostałe strony i uzyskania daleko idących ustępstw przy stole negocjacyjnym. Po pierwsze, domagali się ustalenia konkretnych planów

restrukturyzacji regionów przed rozpoczęciem rozmów na temat daty ostatecznej rezygnacji z energetyki węglowej. Po drugie, postulowali przyznanie znaczących środków finansowych z budżetu federalnego na pokrycie kosztów transformacji (o ile początkowo Berlin oferował kwotę rzędu kilku miliardów euro, o tyle wschodnie landy oszacowały swoje potrzeby na 60 mld euro). Po trzecie, forsowali rozpoczęcie procesu odejścia od węgla od znajdującego się w lepszej sytuacji wyjściowej Zagłębia Nadreńskiego. Wygaszanie elektrowni i kopalni w pozostałych zagłębiach miało natomiast nastąpić dopiero pod koniec drugiej dekady, tak aby dać czas na przeprowadzenie kluczowych inwestycji i by w miejsce branży węglowej zdążyły powstać nowe atrakcyjne miejsca pracy w innych sektorach. Po czwarte, podczas gdy zwolennicy rezygnacji z węgla forsowali datę 2030 r. jako odpowiadającą potrzebom polityki klimatycznej, premierzy wschodnich krajów związkowych postulowali zakończenie wykorzystywania go w energetyce dopiero w połowie lat czterdziestych.

W kluczowych punktach premierzy wschodnich landów współpracowali z szefem rządu Nadrenii Północnej-Westfalii Arminem Laschetem, który także pozycjonował się jako przeciwnik zbyt szybkiego odejścia od węgla, obrońca miejsc pracy oraz interesów gospodarki i przemysłu, a także orędownik przekazania przez centrum federalne potężnych środków na inwestycje infrastrukturalne. Ze względu na wysokie poparcie dla wygaszenia energetyki węglowej w jego macierzystym landzie, rosnące znaczenie problematyki klimatycznej dla niemieckiej opinii publicznej oraz gotowość RWE do szybszego zamykania nadreńskich (starszych i mniej wydajnych niż te we wschodnich krajach związkowych) siłowni Laschet przystał także na rozpoczęcie wycofywania w pierwszej kolejności bloków w Nadrenii Północnej-Westfalii. Polityk CDU chętnie wykorzystuje obecnie ten argument w debacie publicznej, przedstawiając się jako autor konkretnych działań na rzecz ochrony klimatu.

Chociaż media najbardziej interesowała data odejścia RFN od węgla, to wskutek działań politycznych (zarówno władz landowych, jak i federalnych) w centrum zainteresowania prac komisji znalazł się problem restrukturyzacji regionów węglowych. Priorytetem stało się wypracowanie dla nich (zwłaszcza tych we wschodnich krajach związkowych) przekonujących perspektyw na przyszłość. Dla każdego z zagłębi przygotowano nowy, uwzględniający lokalne uwarunkowania model rozwojowy wraz z zaleceniami dotyczącymi jego realizacji. Wspólnym mianownikiem tych działań jest wola utrzymania przemysłowego charakteru regionów z naciskiem na tradycyjny dla nich obszar energetyki, w którym mogą one wykorzystać atuty w postaci istniejącej infrastruktury i kompetencji. W ramach restrukturyzacji sektor węglowy ma zostać zastąpiony przez inne,

przyszłościowe i innowacyjne gałęzie energetyki, które rozwiną technologie służące dekarbonizacji (od elektroenergetyki przez procesy przemysłowe po niskoemisyjny transport). Za atrakcyjne kierunki uznano nie tylko branżę OZE, lecz także szybko zyskujący na znaczeniu obszar szeroko rozumianej gospodarki wodorowej (obejmującej wytwarzanie, transport, magazynowanie i zastosowanie tego paliwa w dekarbonizacji)⁵⁴. Koncepcja rozwojowa dla Zagłębia Łużyckiego zakłada postawienie w centrum zainteresowania technologii Power-to-X (związanych z przekształcaniem energii odnawialnej w wodór oraz oparte na nim paliwa i gazy syntetyczne) oraz łączenia sektorów. Model dla Zagłębia Środkowoniemieckiego przyznaje priorytet dekarbonizacji procesów przemysłowych, w tym zwłaszcza w rozwiniętych na jego terenach branżach chemicznej, szklarskiej i logistycznej. Koncepcja dla Zagłębia Nadreńskiego skupia się z kolei na rozwoju kompetencji w zakresie tworzenia systemu energetycznego przyszłości, a także kwestiach bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię i surowce. W ten sposób obszary wydobywania mają wnieść istotny wkład w zrównoważoną modernizację gospodarki i przemysłu RFN.

Za kluczowe dla podniesienia atrakcyjności gospodarczej regionów i stworzenia dogodnych warunków pod nowe przedsięwzięcia uznano modernizację oraz rozbudowę drogowej i kolejowej infrastruktury transportowej (lepsze połączenie zarówno z najbliższymi aglomeracjami, jak i kluczowymi arteriami komunikacyjnymi) oraz telekomunikacyjnej (szybki i powszechnie dostępny Internet). Wśród ważnych elementów zachęcających do inwestycji w zagłębia i umożliwiających realizację wspomnianych wyżej modeli znalazła się też poprawa dostępności wykwalifikowanych pracowników dzięki otwieraniu ośrodków badawczo-naukowych zajmujących się innowacyjnymi technologiami. Zatrzymaniu depopulacji i przyciągnięciu młodych ludzi mają z kolei służyć projekty służące polepszeniu ogólnych warunków życia, a związane m.in. ze zdrowiem, edukacją czy rozrywką.

3. Pakiet restrukturyzacyjny

Ustawa o wzmocnieniu strukturalnym regionów węglowych (*Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen*) została ostatecznie przyjęta przez Bundestag i Bundesrat 3 lipca 2020 r. razem z aktem o odejściu od węgla. Mimo nacisków krajów związkowych, którym zależało na jak najszybszym uruchomieniu środków, rząd federalny obstawał przy jednoczesnym przyjęciu obu projektów.

⁵⁴ M. Kędziński, *Wodór – nadzieja niemieckiej polityki klimatycznej i przemysłowej*, „Komentarze OSW”, nr 330, 6.05.2020, osw.waw.pl.

Dokument reguluje ilość, podział, przeznaczenie i sposób wydatkowania pieniędzy na restrukturyzację regionów węglowych. Integralną część ustawy stanowią ustalone na etapie prac komisji węglowej koncepcje rozwojowe trzech zagłębi, o których mowa powyżej. Zgodnie z rekomendacjami tego organu (i politycznym porozumieniem między rządem federalnym a landami) na działania te zostanie przekazane łącznie 40 mld euro z budżetu centralnego w ramach dwóch filarów:

- 1) 14 mld euro na inwestycje własne wspierające proces restrukturyzacji otrzymają do podziału cztery kraje związkowe, w których wciąż funkcjonują zagłębia wydobywania węgla brunatnego. Najwięcej środków z tej puli – 6 mld euro (43%) – zostanie wydanych na projekty w Zagłębiu Łużyckim, przy czym Brandenburgia dostanie 3,6 mld, a Saksonia – 2,4 mld euro. Na potrzeby transformacji Zagłębia Nadreńskiego Nadrenia Północna-Westfalia otrzyma 5,2 mld euro (37%). Na własne przedsięwzięcia w Zagłębiu Środkowoniemieckim przypadło natomiast 2,8 mld euro (20%), którymi podzieliła się Saksonia-Anhalt (1,7 mld) i Saksonia (1,1 mld). Zgodnie z treścią ustawy sumy te należy rozdzielić pomiędzy projekty służące wyrównaniu różnic w potencjale gospodarczym oraz wsparciu zmiany strukturalnej, w szczególności zaś kreowaniu nowych miejsc pracy i podnoszeniu atrakcyjności inwestycyjnej. Obszar, do którego mają należeć te przedsięwzięcia, określono bardzo szeroko – obejmuje on infrastrukturę drogową i kolejową (oprócz tej podlegającej władzom federalnym), edukację, zdrowie, kulturę, renowację przestrzeni miejskiej, digitalizację, turystykę, badania i innowacje czy ochronę środowiska i klimatu. Środki z tej puli kraje związkowe mogą rozdysponować na projekty realizowane do końca 2038 r. z możliwością ich rozliczenia do 2041 r. Wkład własny, który muszą pokryć jednostki samorządu terytorialnego (landy, powiaty, gminy), wyniesie zaledwie 10%, aby wymóg ten nie ograniczał możliwości najbiedniejszych regionów. Wydatkowanie pieniędzy będzie zatwierdzać i nadzorować mieszane gremium kontrolne złożone z przedstawicieli rządu federalnego i władz lokalnych.
- 2) 26 mld euro przeznaczono na projekty realizowane bezpośrednio z budżetów ministerstw rządu centralnego. Dotyczą one w szczególności konkretnych inwestycji w rozbudowę federalnej infrastruktury drogowej i kolejowej poprawiających komunikację zarówno w obrębie zagłębi, jak i z kluczowymi pobliskimi arteriami i aglomeracjami. Wśród takich przedsięwzięć znajdują się: budowa nowych odcinków dróg wraz z węzłami autostradowymi (np. B2, B86, B96, B115, B156, B176), budowa nowych oraz

poszerzenie i/lub elektryfikacja istniejących dalekobieżnych tras kolejowych z dostosowaniem ich do uruchomienia szybkich połączeń klasy ICE (np. Lipsk-Chociebuż, Lipsk-Kamienica Saska/Chemnitz, Drezno-Chociebuż, Drezno-Żytawa, Akwizgran-Kolonia), rozbudowa infrastruktury kolei podmiejskiej (S-Bahn) między aglomeracjami a zagłębiami (np. nowe odcinki i stacje na trasach Kolonia-Mönchengladbach, Lipsk-Gera, Lipsk-Merseburg), a także modernizacja dworców kolejowych (Chociebuż, Berlin Schönefeld - planuje się stworzenie bezpośredniego połączenia kolejowego Zagłębia Łużyckiego ze stołecznym lotniskiem). Z polskiej perspektywy istotne są projekty infrastrukturalne poprawiające komunikację transgraniczną. Należą do nich poszerzenie do sześciu pasów autostrady A4 łączącej węzeł Drezno-Północ z granicą polsko-niemiecką w okolicach Zgorzelca, a także elektryfikacja i rozbudowa (umożliwiająca pociągom jazdę z prędkością 160 km/h) tras Berlin-Chociebuż-Görlitz/Zgorzelec(-Wrocław) i Drezno-Budziszyn-Görlitz/Zgorzelec(-Wrocław) czy elektryfikacja trasy Chociebuż-Guben/Gubin(-Zielona Góra).

Kolejny cel inwestycji wspieranych w ramach tego filaru to rozwój uczelni i stworzenie nowych filii instytutów badawczych, zwłaszcza działających w obszarze innowacyjnych i zielonych technologii. Lista obejmuje łącznie 32 takie projekty, w tym m.in. instytuty badań nad paliwami alternatywnymi oraz gospodarką wodorową przy centrum naukowo-badawczym Jülich w Nadrenii Północnej-Westfalii, centrum rozwoju zrównoważonego przemysłu chemicznego w Zagłębiu Środkowoniemieckim, badania nad elektryfikacją lotnictwa w filii Niemieckiego Centrum Lotnictwa i Kosmonautyki w Cochstedt k. Magdeburga, instytut badań nad niskoemisyjnymi silnikami odrzutowymi w Chociebużu, centrum kompetencyjne do spraw dekarbonizacji przemysłu energochłonnego tamże, rozbudowę kampusu innowacyjnego ds. elektroniki i mikrosensoryki na Politechnice Brandenburskiej (BTU) Chociebuż-Senftenberg czy powstanie centrum kompetencyjnego do spraw wykorzystania technologii Power-to-X na Łużycach.

Ponadto rząd centralny zobowiązał się do stworzenia do 2028 r. łącznie 5 tys. nowych miejsc pracy w filiach urzędów administracji federalnej na terenie zagłębi (m.in. powołania ekspozytury Federalnego Urzędu ds. Gospodarki i Kontroli Eksportu w Białej Wodzie na Łużycach).

Chociaż ustawa o wzmocnieniu strukturalnym regionów węglowych koncentruje się na trzech istniejących zagłębiach wydobywania węgla brunatnego, to przewiduje także dodatkowe środki finansowe na wsparcie restrukturyzacji

terenów, gdzie wciąż istotną rolę gospodarczą odgrywają elektrownie na węgiel kamienny. Na ten cel rząd federalny ma przeznaczyć kwotę 1,1 mld euro, z której największą część (662 mln euro) otrzyma Nadrenia Północna-Westfalia (dla miast Duisburg, Gelsenkirchen, Hamm i Herne). Pozostałe pieniądze trafią do Dolnej Saksonii (157 mln euro dla miasta Wilhelmshaven), Saary (128,5 mln euro dla powiatów Saarlouis i Saarbrücken) oraz Meklemburgii-Pomorza Przedniego (52,5 mln euro dla miasta i powiatu Rostock). Dodatkowo Dolna Saksonia dostanie 90 mln euro na pomoc regionowi Helmstedt. Przeznaczenie oraz sposób wydatkowania tych funduszy podlegają takim samym regulacjom jak pierwszy (landowy) filar wsparcia dla zagłębi wydobywania węgla brunatnego.

V. KONSEKWENCJE I PERSPEKTYWY

Odejście od węgla wiąże się z poważną przebudową niemieckiego systemu elektroenergetycznego i stanowi kolejny – po rezygnacji z energetyki jądrowej – etap tamtejszej transformacji energetycznej. Warto przy tym nadmienić, że w latach 2020–2022 oba procesy nakładają się na siebie, przez co ich konsekwencje, zwłaszcza w krótkiej perspektywie, należy postrzegać łącznie. W pierwszej fazie odstępowania od węgla (do końca 2022 r.) dojdzie do kumulacji wyłączeń siłowni jądrowych (8 GW) i węglowych (12 GW), w wyniku czego system utraci blisko jedną czwartą zainstalowanej mocy w stabilnych konwencjonalnych źródłach wytwórczych. Do 2030 r. z rynku mają zostać wycofane kolejne bloki węglowe o łącznej mocy 13 GW, a do 2038 r. – pozostałe 17 GW.

W oficjalnej narracji jednoczesne zaprzestanie pozyskiwania energii elektrycznej ze wspomnianych źródeł przedstawia się jako dowód na ambicje RFN w zakresie polityki klimatycznej. W kuluarach niejednokrotnie można jednak usłyszeć, że wdrażanie Energiewende byłoby łatwiejsze pod względem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii oraz przyniosłoby szybszą redukcję emisji gazów cieplarnianych, gdyby transformacja przebiegała w odwrotnej kolejności. Ze względu na antyatomowe nastawienie większości obywateli zawrócenie z przyjętej drogi odejścia od energetyki jądrowej pozostaje jednak politycznie wykluczone. Żadna z liczących się partii (z wyjątkiem AfD) ani nawet koncerny energetyczne nie postulują już przedłużenia funkcjonowania siłowni tego typu.

Odchodzenie od węgla niesie dla niemieckiego systemu elektroenergetycznego cztery główne konsekwencje. Po pierwsze, wycofywanie z rynku kolejnych elektrowni doprowadzi do spadku generacji energii z tego surowca, lecz wskutek przyjętej architektury całego procesu tempo owego spadku pozostaje trudne do przewidzenia. Na niekorzyść bloków węglowych działa przede wszystkim szybko rosnąca cena uprawnień do emisji w ramach EU ETS – w dniu ogłoszenia ustawy 3 lipca 2020 r. wynosiła ona 28 euro za tonę, a latem 2021 r. oscylowała już wokół 60 euro. Tak wysokie koszty emisji najbardziej uderzają w rentowność właśnie wytwarzania energii z węgla. Z kolei zamknięcie sześciu ostatnich siłowni jądrowych prawdopodobnie zapewni obiektom na węgiel drugi oddech i może nawet doprowadzić do paradoksalnej sytuacji, w której udział tego paliwa w miksie (mimo wygaszenia już części jednostek) ponownie tymczasowo wzrośnie, gdyż pozostałe bloki węglowe będą w większym niż obecnie stopniu wykorzystywane do wypełnienia powstałej luki. Wiele zależeć będzie także od koniunktury na rynku surowców – bardzo wysokie

ceny gazu ziemnego (jak te obserwowane w połowie 2021 r.) będą premiować stosowanie tańszego węgla (zwłaszcza brunatnego).

Po drugie, omawiany proces nieuchronnie spowoduje wzrost znaczenia gazu ziemnego jako paliwa przejściowego dla transformacji. W krótkim i średnim okresie można się spodziewać wyraźnego zwiększenia generacji energii elektrycznej z błękitnego paliwa, na którego korzyść przemawiać będą wycofywanie z rynku siłowni węglowych i jądrowych, a także rosnące ceny uprawnień w EU ETS, w mniejszym stopniu dotyczące bloków gazowych niż węglowych⁵⁵. Oczekiwać należy przede wszystkim wyraźnego zwiększenia (stosunkowo niskiego w ostatnich latach) współczynnika wykorzystywania elektrowni gazowych (*load factor*), a także przestawiania niektórych obiektów węglowych na gaz ziemny (*fuel switch*). Wiele koncernów energetycznych rozpoczęło już inwestycje w zmianę paliwa w istniejących jednostkach⁵⁶. Ekspertzy twierdzą, że do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii niezbędne będą jednak nowe obiekty, przy czym różnią się co do skali zapotrzebowania na nowe moce gazowe (w zależności od przyjętego modelu – od 13 do 33 GW do 2030 r.). Według danych BNetzA z początku 2021 r. do 2023 r. mają powstać bloki na ten surowiec o łącznej mocy 2,4 GW. Zdaniem części specjalistów i przedstawicieli branży energetycznej realizowanie przedsięwzięć tego typu jest obecnie w Niemczech nieatrakcyjne finansowo ze względu na ukształtowanie rynku, które pozwala jedynie na częściowe wykorzystywanie możliwości obiektów, co dalece zmniejsza ich rentowność. Ponadto zamiar pełnej dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego do lat czterdziestych sprawia, że inwestycje w gaz ziemny mają w najlepszym wypadku charakter średnioterminowy. Większość dużych koncernów branżowych podała już do publicznej wiadomości planowane daty osiągnięcia neutralności emisyjnej – RWE zamierza to uczynić w 2040 r., a Uniper i EnBW już w 2035 r. Szacunki ośrodków analitycznych wskazują, że szczyt generacji energii elektrycznej z gazu ziemnego przypadnie na pierwszą połowę czwartej dekady wieku, a udział tego paliwa w miksie może osiągnąć wówczas ok. 25%. Z kolei w długiej perspektywie elektrownie nim zasilane miałyby przechodzić na wykorzystywanie wodoru.

⁵⁵ Ten proces już się rozpoczął wskutek wzrostu cen uprawnień do emisji w ramach EU ETS, który w największym stopniu obciąża najbardziej emisyjne elektrownie węglowe. Począwszy od 2019 r., w rankingu cenowym Merit Order siłownie gazowo-parowe zaczęły wyprzedzać bloki wykorzystujące węgiel kamienny, a w 2020 r. często również te spalające węgiel brunatny.

⁵⁶ Najbardziej zaawansowane plany w tym zakresie prezentuje spółka EnBW z Badenii-Wirtembergii, która zamierza przestawić na gaz ziemny obiekty w Stuttgartarcie, Karlsruhe, Heilbronn i Altbach/Deizisau, obecnie wytwarzające prąd z węgla kamiennego. Podobne zamierzenia mają także m.in. Uniper w odniesieniu do siłowni w Gelsenkirchen oraz Mainova wobec tej we Frankfurcie.

Po trzecie, znacząca redukcja dostępnych na rynku stabilnych mocy wytwórczych w siłowniach konwencjonalnych przyniesie wzrost importu energii elektrycznej. Według różnych niezależnych od rządu instytucji w okresach tzw. ciemnej flauty (głównie zimą), czyli niskiej generacji energii z wiatru i słońca, RFN nie zawsze będzie w stanie pokryć zapotrzebowanie na nią z własnych źródeł. Federalny Trybunał Obrachunkowy (odpowiednik NIK) oszacował lukę w systemie na ok. 4,5 GW mocy w 2023 r.⁵⁷, a operatorzy sieci przesyłowych – nawet na 7,2 GW⁵⁸. W tych okresach Niemcom nie będzie wprawdzie groził blackout, ale konieczne okaże się zwiększenie dostaw energii z krajów ościennych. Wiele scenariuszy wskazuje na to, że wskutek coraz częstszego sprowadzania jej z zagranicy RFN z eksportera energii netto w połowie lat dwudziestych przekształci się w jej importera. Dodatkowe wyzwanie w tym kontekście stanowi fakt, że także sąsiedzi RFN decydują się na wycofywanie części elektrowni konwencjonalnych (głównie węglowych), co dodatkowo ograniczy liczbę potencjalnych źródeł importu. Ze względu na coraz większe potrzeby importowe Berlin dużą wagę przywiązuje do dalszej integracji rynków energii w Unii (chodzi m.in. o budowę nowych interkonektorów międzysystemowych)⁵⁹, która umożliwi swobodniejszą wymianę między państwami członkowskimi. Rząd pokłada również znaczne nadzieje w tworzeniu hybrydowych morskich farm wiatrowych, z których energia dzięki wielokierunkowym połączeniom mogłaby płynąć bezpośrednio do różnych krajów w zależności od zapotrzebowania.

Po czwarte, redukcja dostępnej mocy w siłowniach konwencjonalnych będzie skutkować potrzebą zwiększania liczby elektrowni w rezerwie – pozostających poza rynkiem i uruchamianych wyłącznie w określonych sytuacjach. W Niemczech funkcjonują w tym zakresie trzy mechanizmy – główna rezerwa sieciowa (*Netzreserve*), a także mające charakter uzupełniający rezerwa mocy (*Kapazitätsreserve*) i rezerwa bezpieczeństwa (*Sicherheitsbereitschaft*). Przykładowo koloński Instytut Gospodarki Energetycznej (EWI) szacuje, że łączna moc siłowni rezerwowych powinna wzrosnąć z 12 GW w 2019 r. do nawet

⁵⁷ M. Kędzierski, *Niemcy: Federalny Trybunał Obrachunkowy krytycznie o realizacji Energiewende*, OSW, 1.04.2021, osw.waw.pl.

⁵⁸ *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018–2022*, Amprion, 18.02.2020, amprion.net.

⁵⁹ W latach 2020–2021 oddano do użytku trzy nowe interkonektory: z Norwegią (NordLink o mocy 1400 MW), z Belgią (ALEGrO o mocy 1000 MW) oraz z Danią (Combined Grid Solution o mocy 400 MW poprzez dwukierunkowe połączenie morskich farm wiatrowych). Po ich uruchomieniu Niemcy mają bezpośrednie połączenia międzysystemowe z 11 krajami. Szerzej: M. Kędzierski, *Niemcy: rola połączenia elektroenergetycznego z Norwegią*, OSW, 27.04.2021, osw.waw.pl.

45 GW w 2030 r. i 58 GW w 2040 r.⁶⁰ Prawdopodobnie istotną częścią rezerwy staną się wycofywane z rynku obiekty węglowe (głównie na węgiel kamienny), co potwierdza decyzja Federalnej Agencji Sieci o pozostawieniu w niej do września 2022 r. nadreńskiej siłowni Heyden, wytypowanej do wyłączenia w ramach pierwszej aukcji⁶¹. Zwiększenie liczby jednostek pozostających w rezerwie wywoła dalszy wzrost kosztów zarządzania systemem, co uderzy w konsumentów energii, którzy uiszczają opłatę sieciową (*Netzentgelt*). Zwiększyła się ona przez ostatnią dekadę o 35% i w 2020 r. odpowiadała za jedną czwartą cen prądu, stanowiąc tym samym największą pozycję na rachunkach. Wysokie ceny energii elektrycznej to istotny problem społeczny, gospodarczy i polityczny w Niemczech.

To, w jakim zakresie wystąpią wymienione konsekwencje, będzie zależało od trzech głównych czynników, które przedstawiono poniżej.

Tempo rozbudowy mocy zainstalowanych w OZE. W założeniu architektów Energiewende generacja energii elektrycznej w siłowniach jądrowych i węglowych będzie w pierwszej kolejności zastępowana tą pozyskiwaną ze źródeł odnawialnych. Docelowo (na początku lat czterdziestych) system ma się opierać w 100% na OZE. Zgodnie ze znowelizowaną w grudniu 2020 r. ustawą o OZE moc lądowych farm wiatrowych ma wzrosnąć do 2030 r. o jedną trzecią (z 54 do 71 GW), morskich – niemal trzykrotnie (z 7,7 do 20 GW), a fotowoltaiki – blisko dwukrotnie (z 53 do 100 GW)⁶². Dzięki temu na koniec dekady udział źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej osiągnie według zamierzeń co najmniej 65% (w 2020 r. było to 46%). Za pozostałą część miksu miałyby natomiast odpowiadać elektrownie gazowe oraz pozostałe bloki węglowe. Rządowe plany odnośnie do tempa rozwoju OZE budzą jednak poważne wątpliwości – są uznawane za mało realistyczne. O ile panele fotowoltaiczne przeżywają w Niemczech prawdziwy renesans (przyrost o 4 GW w 2019 r. i 4,9 GW w 2020 r.), o tyle wciąż nierozwiązanym problemem pozostaje kryzys w branży wiatrowej. Problemy z uzyskiwaniem zezwoleń, protesty społeczne, procesy sądowe, a także bariery dotyczące odległości wiatraków od zabudowań sprawiły, że liczba nowo budowanych obiektów tego typu w ostatnich

⁶⁰ M. Gierkink, D. Lencz, F. Arnold, *Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien. Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission*, EWI, maj 2020, ewi.uni-koeln.de.

⁶¹ *Unipers Kohlekraftwerk Heyden 4 soll länger in Reserve bleiben*, Reuters, 1.06.2021, reuters.com.

⁶² M. Kędzierski, *Nowelizacja niemieckiej ustawy o OZE. Reforma rozłożona na raty*, OSW, 23.12.2020, osw.waw.pl.

latach gwałtownie spadła⁶³. Przy dotychczasowym tempie przyrostu mocy za-instalowanych w OZE Niemcom nie uda się osiągnąć celów stawianych przed Energiewende, a im mniej energii z „zielonych” źródeł znajdzie się w systemie, tym większą lukę będą musiały wypełnić elektrownie konwencjonalne (gazowe i węglowe) oraz import.

Szybkość rozbudowy elektroenergetycznej sieci przesyłowej. Zwłaszcza rosnąca rola energii wiatrowej w miksie (24% w 2020 r.) stawia RFN przed koniecznością zwiększenia przepustowości połączeń pomiędzy wietrzną północą, dysponującą nadmiarem prądu ze źródeł odnawialnych, a uprzemysłowionym południem. Wąskie gardła systemu uniemożliwiają obecnie transport części energii z farm wiatrowych, przez co coraz częściej dochodzi do przymusowego odłączania ich od sieci w celu uniknięcia przeciążenia⁶⁴. Tempo rozbudowy sieci elektroenergetycznych wciąż pozostaje zbyt niskie w stosunku do zmian zachodzących w systemie. Z przyjętych w latach 2009 i 2013 projektów obejmujących 7700 km tras, które miały być gotowe do końca 2022 r., zrealizowano jak dotąd jedynie 20%, a ich ukończenia należy się spodziewać dopiero w 2031 r. Kluczowe z perspektywy Energiewende trzy autostrady energetyczne zostaną oddane do użytku z co najmniej trzyletnim opóźnieniem (do 2025 r.). Niewielka przepustowość systemu skutkuje koniecznością pozostawienia większej liczby elektrowni konwencjonalnych na południu Niemiec, wzrostem liczby siłowni w rezerwie, a także potrzebą częstszego importowania energii.

Skala wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną. Rząd federalny, przygotowując reformy dotyczące odejścia od węgla czy nowelizację ustawy o OZE, opierał się na prognozie, zgodnie z którą wskaźnik zużycia energii elektrycznej wyniesie w 2030 r. 590 TWh, czyli pozostanie na podobnym poziomie co w latach ubiegłych (średnia dla lat 2014–2019 to 585 TWh)⁶⁵. Niemal wszystkie niezależne ośrodki wskazują jednak, że w kolejnych latach należy się w tym zakresie spodziewać wyraźnego trendu wzrostowego – głównie wskutek takich czynników jak przechodzenie na elektromobilność w transporcie, wykorzystywanie pomp ciepła w ogrzewnictwie czy produkcja zielonego

⁶³ O ile w latach 2015–2017 średni przyrost wynosił 4,5 GW, o tyle w 2018 r. spadł do 2,5 GW, a w 2019 r. do najniższego poziomu od 2000 r. – 1 GW. Mimo działań na rzecz odblokowania rozbudowy moc zainstalowana w lądowych farmach wiatrowych zwiększyła się w 2020 r. zaledwie o 1,2 GW. Szerzej zob.: M. Kędzierski, *Kryzys branży wiatrowej w Niemczech. Kolejne zagrożenie dla Energiewende*, „Komentarze OSW”, nr 309, 25.09.2019, osw.waw.pl.

⁶⁴ W 2019 r. utracono w ten sposób 6,5 TWh, czyli 5% prądu wytworzonego przez wiatraki. Więcej: M. Kędzierski, *Niemcy: coraz większy zakres rozbudowy sieci elektroenergetycznej*, OSW, 11.02.2021, osw.waw.pl.

⁶⁵ *Bruttostromverbrauch in Deutschland*, Federalny Urząd Statystyczny, de.statista.com.

wodoru na potrzeby przemysłu. Przykładowo Prognos, Öko-Institut i Wuppertal Institut szacują, że zapotrzebowanie na prąd zwiększy się do końca dekady o 9% (643 TWh)⁶⁶, a według EWI – nawet o 16% (685 TWh)⁶⁷ powyżej kalkulacji władz. Im szybciej będzie rosła jego zużycie, tym większe przyrosty mocy zainstalowanych w OZE trzeba będzie zanotować, aby wypełnić cele stawiane przed Energiewende. Brak odpowiednio wysokiej generacji ze źródeł odnawialnych przyniesie zaś większe zapotrzebowanie na energię pozyskiwaną z gazu ziemnego i węgla oraz tę z importu.

Przyjęta architektura procesu *Kohleausstieg* spowoduje także wzrost hurtowej ceny prądu. Przyczyni się do niego przede wszystkim wycofanie z rynku znacznej mocy dostępnej w źródłach konwencjonalnych (zmniejszenie podaży i konkurencji na giełdzie). W zależności od różnych zmiennych (w tym m.in. cen uprawnień do emisji w EU ETS czy gazu ziemnego i węgla) szacuje się, że wskutek realizowanego scenariusza rezygnacji z węgla wyniesie on do 2030 r. od 10% do 35%⁶⁸. Pesymistyczniejsze prognozy zakładają, że szczególnie w krótkim okresie, wskutek jednoczesnego wycofania licznych elektrowni węglowych i jądrowych do końca 2022 r., może być nawet dotkliwszy i przejściowo sięgnąć 60%⁶⁹. Takie przewidywania budzą obawy miejscowego biznesu, dla którego dodatkowe podwyższenie cen energii (i tak należących już do najwyższych w Unii) może stanowić poważne uderzenie w jego konkurencyjność. Mimo intensywnego lobbingu najbardziej wpływowych stowarzyszeń przedsiębiorców – w tym Federalnego Związku Przemysłu Niemieckiego (BDI) oraz Zrzeszenia Niemieckich Izb Przemysłowo-Handlowych (DIHK) – w dokumencie znalazły się jedynie mgliste obietnice weryfikacji zmian cen na tym rynku w ramach zaplanowanych ewaluacji ustawy o odejściu od węgla i ewentualnego podjęcia działań kompensacyjnych.

Wreszcie zaakceptowany mechanizm będzie się w najbliższych latach wiązać z istotnym obciążeniem budżetu federalnego. Rządowe plany zostały ostro skrytykowane między innymi przez Niemiecki Związek Podatników (Bund der Steuerzahler), który umieścił je jako przykład marnotrawstwa publicznych

⁶⁶ *Klimaneutrales Deutschland*, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (na zlecenie Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität), czerwiec 2021, agora-energiewende.de.

⁶⁷ M. Gierkink, T. Sprenger, *Auswirkungen des EEG 2021 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 2030*, EWI, kwiecień 2021, ewi.uni-koeln.de.

⁶⁸ *Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt. Analyse im Auftrag des BDI und des DIHK*, Federalny Związek Niemieckiego Przemysłu (BDI), 22.01.2019, bdi.eu.

⁶⁹ S. Schultz, *Strompreise könnten bis 2022 um mehr als 60 Prozent steigen*, Der Spiegel, 11.10.2019, spiegel.de.

pieniędzy w dorocznie publikowanej przez niego *Czarnej Księdze*⁷⁰. Według jej autorów przyjęte rozwiązanie jest o wiele kosztowniejsze niż przedstawiane w debacie opcje alternatywne, a jego efekty w postaci redukcji emisji pozostają trudne do oszacowania. Zsumowane wydatki budżetowe związane z rezygnacją z węgla przekroczą 50 mld euro⁷¹. Ponadto po stronie kosztów znajdują się też niższe przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji w ramach EU ETS (te przypadające na wycofywane elektrownie mają być anulowane). Przy cenie 23 euro za tonę CO₂ szacowano, że wpływy te spadną do 2030 r. o ok. 5 mld euro. Do połowy 2021 r. koszty uprawnień uległy już jednak podwojeniu.

Perspektywy

Podniesienie unijnego celu redukcji emisji na 2030 r. z 40% do 55% (względem 1990 r.) wymusiło na Niemczech rewizję obowiązujących w momencie przyjmowania ustawy o odejściu od węgla założeń krajowej polityki klimatycznej. Zgodnie z ekspertyzą przedstawioną w kwietniu 2021 r. przez doradzającą rządowi federalnemu radę ekspercką ds. klimatu ambitniejsze plany UE oznaczają dla RFN konieczność obniżenia emisji do końca dekady o 62–68% w zależności od przyjętych scenariuszy⁷². Ostatecznie koalicja CDU/CSU–SPD pod wpływem presji powstałej po publikacji orzeczenia Federalnego Trybunału Konstytucyjnego w sprawie niemieckiej ustawy o ochronie klimatu zdecydowała się na zmianę dotychczasowego krajowego celu redukcyjnego na 2030 r. z 55% na 65% oraz przesunięcie terminu osiągnięcia neutralności emisyjnej z 2050 r. na 2045 r.⁷³

Nowy cel polityki klimatycznej UE oraz związana z nim daleko idąca zmiana planów dotyczących dekarbonizacji gospodarki RFN oznaczają konieczność przyspieszenia tamtejszej transformacji energetycznej. Ten pierwszy element wywoła bezpośredni skutek w postaci trwałego wzrostu cen uprawnień do emisji w EU ETS, który w coraz większym stopniu będzie obniżał rentowność produkcji energii elektrycznej ze źródeł kopalnych, zwłaszcza

⁷⁰ *Kohleausstieg – hohe Kosten, wenig Wirkung*, Bund der Steuerzahler Deutschland e.V., 12.03.2020, steuerzahler.de.

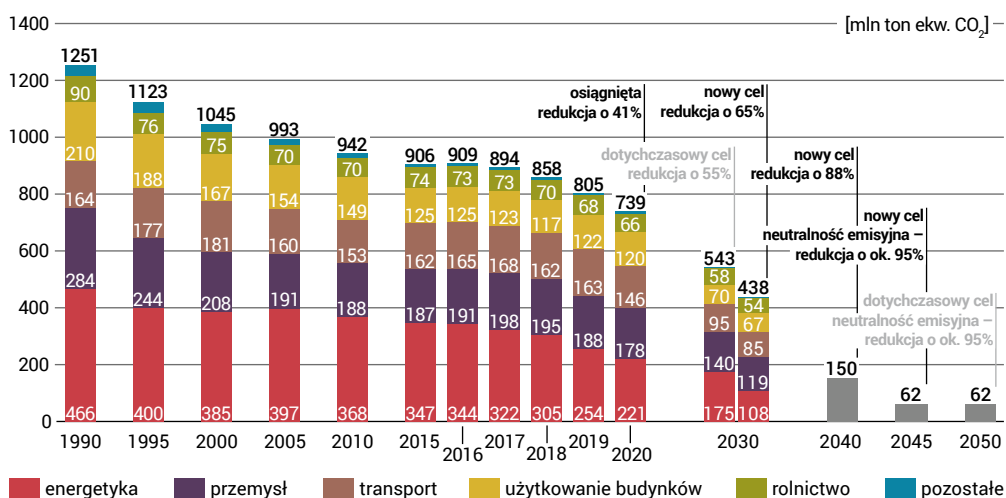
⁷¹ Na tę sumę składają się środki na restrukturyzację regionów węglowych (40 mld euro), rekompensaty dla operatorów elektrowni węgla brunatnego (4,35 mld euro) i kamiennego (trudne do oszacowania skutek przyjęcia rynkowego mechanizmu aukcji – w ramach pierwszej przyznano łącznie 317 mln euro), świadczenia dla pracowników kopalni węgla brunatnego powyżej 58. roku życia na czas przejściowy do emerytury (4,8 mld euro) oraz koszty administracyjne (180 mln euro).

⁷² *Bericht zur Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2020*, Expertenrat für Klimafragen, 15.04.2021, expertenrat-klima.de.

⁷³ M. Kędzierski, *Niemcy: nowelizacja ustawy o ochronie klimatu – neutralność emisyjna do 2045 roku*, OSW, 30.06.2021, osw.waw.pl.

z węgla⁷⁴. Doprowadzi to do konsekwentnego wypierania z rynku w pierwszej kolejności siłowni spalających węgiel kamienny, a w późniejszym okresie tych wykorzystujących węgiel brunatny. Większość prognoz przewiduje, że wzrost kosztów pozyskiwania uprawnień do emisji wpłynie na znaczne przyspieszenie spadku generacji energii z węgla do końca dekady. W 2030 r. udział tego paliwa w niemieckim miksie elektroenergetycznym miałby wynieść od 2,3% (Prognoz/Öko-Institut/Wuppertal Institut) do 5,1% (EWI). W tych okolicznościach wycofanie z rynku ostatnich elektrowni węglowych nastąpiłoby wskutek presji rynkowej prawdopodobnie jeszcze w pierwszej połowie lat trzydziestych. Takie scenariusze potwierdza wspomniana nowelizacja ustawy o ochronie klimatu, która stanowi, że w 2030 r. sektor energetyczny będzie mógł odprowadzić do atmosfery tylko 108 mln ton ekwiwalentu CO₂. Emisje te w zdecydowanej większości będą pochodzić z siłowni spalających gaz ziemny. Przy pogarszających się warunkach rynkowych operatorzy jednostek węglowych mogą sami decydować się na wcześniejsze (niż wymusza ustawa) ich zamknięcie lub inwestycję w zmianę paliwa.

Wykres 7. Emisja gazów cieplarnianych w Niemczech według sektorów oraz dotychczasowe i nowe cele redukcyjne



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Federalnego Urzędu ds. Środowiska.

⁷⁴ Tempo wzrostu cen uprawnień do emisji w ramach EU ETS nie jest jasne. Według poczdamskiego instytutu badań nad skutkami zmian klimatu (PIK) na koniec dekady mogą one kosztować nawet 130 euro za tonę CO₂ (w czerwcu 2021 r. ich cena oscylowała wokół 50 euro i była dwukrotnie wyższa niż średnio w 2019 r.). Mniej radykalną prognozę przedstawia EWI, który szacuje, że uprawnienia będą kosztowały 61 euro w 2030 r. i 85 euro w 2038 r. Szerzej zob.: *The new EU climate target will increase carbon prices and could phase out coal power in Europe as early as 2030*, Potsdam-Institut für

Spodziewane przyspieszenie procesu odejścia od węgla zwiększa skalę wyzwania, przed jakim staną w najbliższych latach architekci Energiewende. Osiągnięcie nowych celów polityki klimatycznej oznacza przede wszystkim konieczność radykalnego zwiększenia tempa przyrostu mocy zainstalowanych w OZE. Według minister środowiska Svenji Schulze do 2030 r. zsumowana moc paneli fotowoltaicznych powinna zostać niemal potrojona (do 150 GW), a lądowych farm wiatrowych – prawie podwojona (do 95 GW). Zarazem jednak szybsze wycofywanie bloków węglowych dodatkowo zwiększy zapotrzebowanie na moce gazowe oraz rezerwowe, a także podniesie ryzyko uzależnienia kraju od importu energii. Przyspieszona dekarbonizacja oznacza ponadto zwiększenie tempa elektryfikacji kolejnych sektorów gospodarki, a co za tym idzie – szybszy wzrost zużycia energii elektrycznej.

Nowe założenia unijnej oraz krajowej polityki klimatycznej sprawiły, że kwestia harmonogramu odchodzenia od węgla w energetyce stała się jednym z tematów kampanii przed wyborami do Bundestagu 26 września 2021 r. (zmiany klimatu oraz szeroko pojęta dekarbonizacja gospodarki należały do głównych problemów poruszanych przez partie)⁷⁵. Zieloni i Lewica domagały się znacznego przyspieszenia wygaszania energetyki węglowej i postulowały wdrożenie przez przysły rząd instrumentów skutkujących zamknięciem ostatnich elektrowni do 2030 r. Zieloni skłaniają się przy tym do stosowania bodźców podatkowych (np. wprowadzenia w Niemczech minimalnej ceny uprawnień do emisji w ramach EU ETS), które dodatkowo zmniejszą rentowność bloków węglowych i skłonią operatorów do samodzielnej rezygnacji z kontynuowania ich aktywności. Lewica preferuje natomiast wdrożenie nowelizacji ustawy o odejściu od węgla zawierającej wcześniejszą datę zakazu wykorzystywania tego surowca do produkcji energii elektrycznej (rok 2030 zamiast 2038). CDU/CSU, SPD i FDP są wprawdzie otwarte na szybsze, niż zapisano w dokumencie, odejście od energetyki węglowej, lecz sprzeciwiają się jednoznaczному ustaleniu, kiedy to nastąpi. Chadeocy i socjaldemokraci podkreślają przy tym wagę społecznego konsensusu wypracowanego przez komisję węglową oraz potrzebę zagwarantowania regionom wydobywania czasu zarówno na restrukturyzację, jak i na wprowadzenie niezbędnych zmian w systemie elektroenergetycznym, zapewniających bezpieczeństwo dostaw prądu. Partie te, podobnie jak liberałowie, chcą zdać się na działanie mechanizmów rynkowych (zwłaszcza rosnących cen

Klimafolgenforschung (PIK), 27.04.2021, pik-potsdam.de; M. Gierkink i wsp., *Auswirkungen einer Verschärfung der europäischen Klimaziele auf den deutschen Strommarkt*, EWI, 17.03.2021, ewi.uni-koeln.de.

⁷⁵ *Orzeczenie w sprawie polityki klimatycznej – prezent dla Zielonych*, „Monitor OSW: Wybory w Niemczech”, nr 5, 12.05.2021, osw.waw.pl.

uprawnień do emisji), które według nich wystarczą, by zredukować produkcję energii z węgla oraz skłonić operatorów do wcześniejszego wycofywania bloków z rynku. Zaletą takiego rozwiązania z perspektywy budżetowej jest brak ryzyka, że koncerny energetyczne zaczną występować o dodatkowe rekompensaty związane z wymuszonymi przez państwo działaniami biznesowymi. Należy się również liczyć ze sprzeciwem zarówno mieszkańców, jak i reprezentacji politycznej zagłębi wydobywczych wobec planów przyspieszenia wygaszania branży węglowej.

Przeprowadzenie zielonej transformacji gospodarki w przyspieszonym tempie znajdzie się wśród największych wyzwań stojących przed nową koalicją rządzącą po wyborach do Bundestagu. Przyszły rząd będzie musiał przyjąć ambitniejszy program wdrażania dekarbonizacji, który umożliwi osiągnięcie nowych celów krajowej polityki klimatycznej. W perspektywie roku 2030 oznacza to konieczność zwiększenia tempa działań zwłaszcza w sektorze elektroenergetycznym, w którym – zgodnie z nowymi przepisami zawartymi w ustawie o ochronie klimatu – w najbliższej dekadzie ma nastąpić najszybsza redukcja emisji (o 51% w porównaniu z rokiem 2020 – z 221 do 108 mln ton ekwiwalentu CO₂). Aby wywiązać się z tych zobowiązań, Niemcy będą zmuszone przede wszystkim znacząco zwiększyć przyrost mocy zainstalowanych w OZE oraz stworzyć nowe bodźce do inwestowania w bloki gazowe lub zmianę paliwa z węgla na gaz ziemny w istniejących elektrowniach. Ze względu na pomostowy charakter błękitnego paliwa w transformacji ku systemowi w pełni opartemu na źródłach odnawialnych powstające siłownie gazowe będą już prawdopodobnie uwzględniały przyszłe stosowanie wodoru. W 2040 r. wszystkie sektory gospodarki mają emitować do atmosfery maksymalnie 150 mln ton ekwiwalentu CO₂, co oznacza, że – z uwagi na większą skalę wyzwania w przemyśle, transporcie, użytkowaniu budynków i rolnictwie – pełna dekarbonizacja niemieckiej elektroenergetyki, a więc także odejście od gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej, powinna nastąpić najpóźniej na początku lat czterdziestych.

MICHAŁ KĘDZIERSKI

Pracę nad tekstem zakończono we wrześniu 2021 r.