

Niemcy konsekwentnie stawiają na gaz. Kolejny etap Energiewende

20.7.2026 - Michał Kędzierski | Ośrodek Studiów Wschodnich

Za pomocą nowego mechanizmu wsparcia finansowego Niemcy chcą skłonić spółki energetyczne do budowy szeregu nowych elektrowni gazowych, które mają być gotowe na przełomie 2031 i 2032 r. Przyjęty system wsparcia ma charakter przejściowy i poprzedza wdrożenie rynku mocy jako rozwiązania docelowego, mającego zagwarantować odpowiednią dostępność mocy z jednostek wytwórczych. Nowe bloki gazowe mają pełnić funkcję uzupełniającą w systemie zdominowanym w coraz większym stopniu przez źródła odnawialne, a także umożliwić realizację harmonogramu wygaszania elektrowni węglowych przy utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw energii. [1] Zob. hasło Energiewende (zwrot energetyczny) [w:] Kultura polityczna Niemiec. Krótki kurs, OSW, osw.waw.pl. [2] Idem, hasło Atomausstieg (odejście od atomu). [3] Idem, hasło Kohleausstieg (odejście od węgla). [4] M. Kędzierski, Niemieckie pożegnanie z węglem. Kolejny etap Energiewende, OSW, Warszawa 2022, osw.waw.pl. [5] Szerzej zob. M. Kędzierski, S. Płóciennik, Niemcy: Trybunał Konstytucyjny zabiera rządowi 60 mld euro na transformację, OSW, 17.11.2023, osw.waw.pl. [6] Zob. M. Kędzierski, Niemcy: zielone światło dla sieci wodorowej, OSW, 24.10.2024, osw.waw.pl. [7] Idem, Niemcy otwierają drzwi dla CCS, OSW, 26.11.2025, osw.waw.pl.

Zgodnie z wytycznymi nowe bloki gazowe mają być budowane z myślą o przyszłym przejściu na wodór. Historia prac nad przyjętym mechanizmem dobrze pokazuje proces urealniania, a de facto obniżania oczekiwań niemieckich elit co do perspektyw rozwoju gospodarki wodorowej. Procesy te świetnie ilustrują specyficzną metodę wdrażania niemieckiej *Energiewende* – bardzo silne przywiązanie do raz obranych kierunków i celów strategicznych oraz możliwie długie unikanie rewizji przyjętych założeń na rzecz, często kosztownych, działań dostosowawczych w ramach ustalonego modelu.

10 lipca Bundesrat zatwierdził przegłosowaną dzień wcześniej przez Bundestag ustawę o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz rozwoju nowych zdolności wytwórczych (*Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz*, StromVKG). Nowe prawo wprowadza po raz pierwszy w Niemczech mechanizm dopłat dla operatorów elektrowni za samą gotowość do produkcji, co stanowi odejście od funkcjonującego dotychczas modelu rynku jednotowarowego (*energy only market*), w którym wynagradzana była wyłącznie sprzedaż energii elektrycznej.

W ramach nowego mechanizmu w drugiej połowie br. (8 września oraz 29 grudnia) mają zostać przeprowadzone dwie aukcje przeznaczone dla planowanych nowych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 9 GW. Jednym z głównych kryteriów udziału będzie wymóg tzw. długotrwałości, rozumiany jako zdolność do nieprzerwanego dostarczania mocy przez co najmniej 10 godzin oraz ponownego świadczenia tej usługi po trzygodzinnej przerwie. Choć mechanizm formalnie pozostaje otwarty na różne technologie, w tym magazynowania energii, to tak skonstruowane kryteria w praktyce faworyzują nowe elektrownie gazowe.

W 2027 r. ma się odbyć kolejna aukcja o łącznym wolumenie 2 GW, w której nie będzie obowiązywało kryterium długotrwałości. Do udziału zostaną dopuszczeni również operatorzy istniejących jednostek wytwórczych. Bloki węglowe de facto nie mogą uczestniczyć (m.in. przez limit emisji 550 g CO₂/kWh czy powiązanie z przepisami ustawy o odejściu od węgla). Wszystkie jednostki,

które pozytywnie przejdą wspomniane aukcje, będą musiały być gotowe do produkcji w okresie od 1 listopada 2031 do 31 października 2032 r.

Zgodnie ze StromVKG nowe elektrownie gazowe mają być projektowane jako *hydrogen-ready*, tak aby w przyszłości mogły zostać przystosowane do spalania wodoru, przy czym ustawa nie precyzuje technicznych wymagań spełnienia tego kryterium. Najpóźniej do 2045 r., kiedy to Niemcy zamierzają osiągnąć neutralność klimatyczną, jednostki te będą musiały funkcjonować bez wykorzystania paliw kopalnych. Przyspieszeniu przechodzenia na wykorzystanie wodoru ma służyć odrębny mechanizm wsparcia finansowego, pokrywający różnicę w kosztach operacyjnych między spalaniem wodoru a gazu ziemnego. W tym celu przewidziano dwie dodatkowe aukcje obejmujące projekty o łącznej mocy 4 GW. Te wyłonione w pierwszej aukcji (2 GW) będą zobowiązane do przejścia na spalanie wodoru do 2040 r., a w drugiej (2 GW) – do 2043 r.

Przyjęty w StromVKG mechanizm ma charakter instrumentu przejściowego do czasu planowanego na 2032 r. wdrożenia rynku mocy jako rozwiązania na wiele lat. Szczegółów tego ostatniego jeszcze nie uzgodniono. Ustawa regulująca funkcjonowanie docelowego rynku mocy ma zostać przyjęta w 2027 r. W tym akcie prawnym mają też zostać określone reguły finansowania mechanizmu ad hoc regulowanego w StromVKG – na obecnym etapie wiadomo, że jego koszty – szacowane na 1–3 mld euro w 2031 r. – pokrywane mają być ze środków uzyskanych za pośrednictwem nowej opłaty doliczanej do rachunków za prąd. Wyżej opisane założenia systemu uzgodniono wstępnie z Komisją Europejską na początku br. Wejście w życie mechanizmu wymaga jednak jeszcze formalnego zatwierdzenia przez KE, która uprzednio zbada go pod kątem zgodności z zasadami pomocy publicznej UE.

Kontekst energetyczny - w poszukiwaniu idealnego miksu

Niemiecki sektor elektroenergetyczny znajduje się na zaawansowanym etapie transformacji^[1]. W coraz większym stopniu opiera się na odnawialnych źródłach energii (OZE) – głównie energetyce wiatrowej i słonecznej. W 2025 r. OZE odpowiadały już za blisko 58% produkcji w krajowym systemie, a zgodnie z politycznymi założeniami *Energiewende* ich udział w miksie ma wzrosnąć do 80% w 2030 r. Choć osiągnięcie tego poziomu do końca dekadki wydaje się mało prawdopodobne, to wzięwszy pod uwagę obserwowany oraz prognozowany przyrost nowych farm wiatrowych i fotowoltaicznych, jest jasne, że w kolejnych latach niemiecki system elektroenergetyczny będzie coraz silniej bazował na odnawialnych i – co istotne – zależnych od pogody źródłach energii, których sterowalność i dyspozycyjność są ograniczone.

Jednocześnie Niemcy w 2023 r. wyłączyły ostatnie elektrownie jądrowe (wszystkie wygaszone reaktory znajdują się już w procesie demontażu^[2]) oraz realizują proces odejścia od energetyki węglowej^[3]. Od czasu przyjęcia w 2020 r. ustawy w tej sprawie zamknięto już bloki węglowe o łącznej mocy 14 GW, a kolejne siłownie o mocy 7,5 GW wycofano z rynku do rezerwy sieciowej. Obecnie w niemieckim systemie wciąż pracują elektrownie na węgiel brunatny o łącznej mocy 14,3 GW oraz na węgiel kamienny o mocy 7,6 GW. Do 2029 r. wyznaczono do wygaszenia kolejne bloki węglowe o zsumowanej mocy 7,2 GW. Zgodnie z przyjętym prawem ostatnie elektrownie na to paliwo mają zostać wyłączone do końca 2038 r.^[4]

Aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii również w okresach niskiej generacji z wiatru i słońca, system elektroenergetyczny musi dysponować odpowiednio rozbudowaną siecią także dyspozycyjnych i sterowalnych źródeł. Aktualnie rolę uzupełniania generacji z OZE odgrywają przede wszystkim bloki węglowe i gazowe – zgodnie z założeniami *Energiewende* po wycofaniu tych pierwszych funkcję tzw. back-upu mają przejąć głównie elektrownie na gaz ziemny (wspierane przez

magazyny energii, usługi elastyczności i inne). Stąd kluczowym warunkiem powodzenia procesu odejścia od węgla pozostaje zastępowanie wycofywanych siłowni nowymi – gazowymi. Zgodnie z ostatnim raportem niemieckiego regulatora rynku energii – Federalnej Agencji Sieci (Bundesnetzagentur, BNetzA) – w kontekście transformacji energetycznej do 2035 r. RFN potrzebuje w zależności od scenariusza od 22,4 do 35,5 GW nowych dyspozycyjnych jednostek wytwórczych.

Mimo od dawna sygnalizowanego zapotrzebowania niemieckie firmy energetyczne nie były skłonne do inwestowania w nowe bloki gazowe. W realiach jednotowarowego rynku energii, w którym płaci się jedynie za tę sprzedaną, oraz stale rosnącego udziału OZE, czego konsekwencją jest spadający czas pracy bloków konwencjonalnych, a co za tym idzie – możliwości generowania zysku, takie inwestycje pozostają zbyt ryzykowne. Nie da się bowiem przewidzieć, czy i w jakiej perspektywie czasowej się zwrócą. Stąd czołowe spółki energetyczne Niemiec – chcąc inwestować w nowe bloki gazowe (najlepiej w lokalizacjach dotychczasowych siłowni węglowych) – od kilku lat wzywały kolejne rządy RFN do udzielenia im wsparcia, najlepiej właśnie w formie rynku mocy, który z ich perspektywy sprawdził się już w krajach sąsiednich.

Przez wiele lat – w czasie, gdy kilka innych państw UE, jak np. Francja, Polska czy Belgia, wdrażało rynki mocy – Berlin wzbierał się przed wprowadzeniem takiego mechanizmu. Wynikało to z kilku powodów. W tamtejszej debacie długo dominowało przekonanie, że bezpieczeństwo dostaw powinno być zapewniane głównie przez sam rynek. W tym ujęciu przejściowo wysokie ceny (w okresach niedoborów) miałyby gwarantować wystarczające przychody tzw. elektrowniom szczytowym, a rynek mocy postrzegano jako zbędną ingerencję państwa, dodatkowo podnoszącą ceny energii (przez opłatę mającą finansować mechanizm). Po drugie, pojawiał się argument o niepotrzebnym subsydiowaniu starszych i nierentownych bloków węglowych. Po trzecie, liczone na szybszy rozwój wielkoskalowych magazynów energii, które przejmą funkcję uzupełniania generacji z OZE. Wreszcie po czwarte – w ubiegłej dekadzie Niemcy dysponowały jeszcze wysoką nadwyżką mocy w systemie (dotkliwie zredukowaną procesami odejścia od atomu i węgla). W połowie ubiegłej dekady Berlin – zamiast rynku mocy – zdecydował się na wprowadzenie instrumentu rezerw (*Netzreserve* oraz *Kapazitätsreserve*) jako dodatkowego zabezpieczenia dostaw.

Kontekst polityczny - paraliżujące kompromisy

Potrzeba budowy nowych bloków gazowych na dużą skalę nie budzi w Niemczech co do zasady większych kontrowersji – od dawna jest postrzegana jako jedno z podstawowych założeń *Energiewende*. Niemniej sam mechanizm wsparcia finansowego dla tego przedsięwzięcia był w ostatnich latach przedmiotem długotrwałego sporu politycznego. Niemieckie plany dodatkowo komplikował fakt, że ze względu na unijne regulacje potencjalny mechanizm w tym obszarze podlega zatwierdzeniu przez KE, co zmuszało Berlin do negocjowania swoich zamierzeń z Brukselą.

Pierwszy plan wprowadzenia systemu dopłat do budowy nowych bloków gazowych (dyskutowany w niemieckiej debacie pod nazwą *Kraftwerksstrategie*) sformułował w połowie 2023 r. rząd Olafa Scholza (koalicja SPD-Zieloni-FDP). Co istotne, za tamtą koncepcję odpowiadał wicekanclerz oraz minister gospodarki i klimatu Robert Habeck z partii Zielonych. Planowany mechanizm nie był wówczas przedstawiany jako instrument zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, lecz wpisywany w kontekst dekarbonizacji. Ówczesny plan – uzgodniony wstępnie przez Habecka z KE – zakładał rozpisanie aukcji na nowe bloki o łącznej mocy blisko 24 GW, z czego jednostki o mocy blisko 9 GW miały od początku funkcjonować jako wodorowe, a pozostałe 15 GW miały dostarczyć elektrownie gazowe, w których przejście z gazu ziemnego na wodór miało nastąpić obligatoryjnie najpóźniej do 2035 r.

W koncepcji Habecka niemiecki system elektroenergetyczny miał zostać do tego czasu „niemal w pełni” zdekarbonizowany. Ówczesny plan stał się jednak szybko przedmiotem koalicyjnego sporu na linii Zieloni-FDP. Podstawową kontrowersją były jego koszty, szacowane na ok. 60 mld euro przez okres 15 lat (ich lwią część miała przypadać na pokrycie kosztów działalności opartej na wodorze). Część z nich mieli ponosić konsumenci prądu, a część – budżet państwa. Ostatecznie plany te pokrzyżowało orzeczenie Federalnego Trybunału Konstytucyjnego z listopada 2023 r. w sprawie Funduszu Klimatu i Transformacji, które wymusiło na Berlinie poważne oszczędności budżetowe^[5].

Druga wersja instrumentu z pierwszej połowy 2024 r. – uzgodniona już zarówno między koalicyjantami, jak i z KE – istotnie zmieniała pierwotne zamierzenia Habecka. Po pierwsze, skala mechanizmu została uszczuplona do łącznie 12,5 GW. Planowane aukcje na wsparcie budowy nowych bloków gazowych miały obejmować w sumie 10 GW mocy, przy czym połowa miała obligatoryjnie przejść na stosowanie wodoru po ośmiu latach od uruchomienia, a pozostałe – najpóźniej do 2045 r. Aukcje na kolejne 2 GW miały dotyczyć wsparcia istniejących już bloków gazowych. Plan zakładał ponadto budowę jednostek o łącznej mocy 0,5 GW, które od początku miały działać w oparciu o wodór. Wreszcie porozumienie to po raz pierwszy zakładało wdrożenie w RFN (od 2028 r.) rynku mocy jako rozwiązania docelowego. Koszty mechanizmu szacowano na 15-20 mld euro. Ustawa wdrażająca powyższy system dopłat nie zdążyła przejść procesu legislacyjnego – przerwały go rozpad koalicji i przedterminowe wybory w lutym 2025 r.

Nowa koalicja CDU/CSU-SPD, która przejęła władzę wiosną ub.r., początkowo zamierzała ponownie zwiększyć skalę planowanego mechanizmu. W umowie koalicyjnej znalazła się zapowiedź wsparcia budowy nowych elektrowni gazowych o łącznej mocy 20 GW, a docelowo – wprowadzenia rynku mocy. Nowa minister gospodarki i energii Katherina Reiche (CDU) nie była jednak w stanie przeforsować swoich planów w negocjacjach z Brukselą (KE podważała tak dużą skalę wsparcia jako nieuzasadnioną). Ostatecznie wynegocjowany mechanizm ograniczono do maksymalnie 12 GW, czyli poziomu porównywalnego z poprzednim. Istotne zmiany, na których zależało nowemu rządowi RFN, obejmują głównie poluzowanie wymogów dotyczących wodoru. W porównaniu z poprzednią wersją mechanizmu nowe bloki mają być wprawdzie budowane jako *hydrogen-ready* (nie sprecyzowano, co to w praktyce oznacza), ale ich operatorzy będą mieli więcej czasu na zmianę paliwa – do 2045 r. Ponadto zyskają drugą opcję dekarbonizacji – przez zastosowanie technologii wychwytu dwutlenku węgla.

Ostatnie tygodnie prac nad ustawą StromVKG zdominowała wszakże polityczno-eksperska dyskusja na temat skali zapotrzebowania na nowe bloki gazowe i tego, w jakim stopniu ich funkcję – jako rezerwowego źródła mocy w okresach niskiej generacji z wiatru i słońca – mogą przejąć magazyny energii. Kontrowersje części ekspertów wzbudzają zwłaszcza regulacje dotyczące tzw. kryterium długotrwałości, które sprawiają, że – mimo formalnej neutralności technologicznej – w planowanych aukcjach wyraźnie preferowanym rozwiązaniem są elektrownie gazowe.

Kontekst wodorowy - sen przyszłości

Zarówno w dokumentach, jak i w dyskusjach politycznych i eksperckich w Niemczech przejście z gazu ziemnego na wodór pozostaje kluczowym elementem strategii dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. Zarazem jednak prace nad StromVKG na przestrzeni ostatnich trzech lat to dobry przykład urealnienia oczekiwań niemieckich elit, które zaczęły uwzględniać perspektywy rozwoju gospodarki wodorowej i technologii z nią związanych. Postępy w tym zakresie są bowiem znacznie wolniejsze, niż zakładano jeszcze na początku obecnej dekady. Rząd Olafa Scholza prognozował, że do 2030 r. w Niemczech działać będą elektrolizery do produkcji tzw. zielonego wodoru o łącznej mocy 10 000 MW. Tymczasem pod koniec pierwszego kwartału br. działały instalacje o mocy jedynie 180 MW, a w budowie są projekty o łącznej mocy 1271 MW. Co istotne, w tej puli znajdują się wyłącznie inwestycje wsparte finansowo ze środków unijnych, federalnych bądź

landowych. Kolejne przedsięwzięcia o łącznej mocy 7227 MW są wprawdzie planowane, lecz większość z nich pozostaje na tym etapie od nawet kilkudziesięciu miesięcy w oczekiwaniu na poprawę warunków do realizacji inwestycji i nie jest przesądzone, czy zostaną w ogóle podjęte (niektóre projekty już odwołano).

Zgodnie z przyjętymi (dość ambitnymi) założeniami rozwijana jest natomiast przesyłowa infrastruktura wodorowa^[6]. Do końca 2025 r. do użytku oddano w sumie 525 km sieci (z czego większość przypada na jedną z dwóch nitek gazociągu OPAL, stanowiącego lądowe przedłużenie Nord Streamu, którym wcześniej transportowano rosyjski gaz sprowadzany do RFN). Wobec zbyt wolnego rozwoju inwestycji w produkcję (bądź import) wodoru otwarte pozostaje pytanie o to, kiedy i w jakim zakresie uda się zapełnić powstającą infrastrukturę.

W kontekście planowanego przyszłego przejścia ze stosowania gazu ziemnego na wodór w elektrowniach gazowych – poza kwestią zapewnienia dostępności surowca – do przewyciężenia będą też wyzwania technologiczne. Przykładowo turbiny zdolne do spalania 100% wodoru przy wytwarzaniu energii elektrycznej znajdują się wciąż na etapie rozwoju. Wreszcie istotnym zagadnieniem pozostają wysokie koszty produkcji energii w takich elektrowniach. Ze względu na powyższe wątpliwości przy pracach nad ustawą StromVKG, w tym regulacjami dotyczącymi przyszłej zmiany paliwa, niemiecka branża energetyczna – choć stale podtrzymuje perspektywę wodorową dla elektroenergetyki – lobbowała za zachowaniem maksymalnej elastyczności w kwestii wodorowej przy ustalaniu warunków udziału w planowanych aukcjach na nowe bloki gazowe.

Istotną zmianą w stosunku do koncepcji poprzedniego rządu jest odejście od obligatoryjnego charakteru przejścia na wodór w przypadku elektrowni objętych mechanizmem wsparcia. Koalicja CDU/CSU-SPD dopuściła bowiem alternatywną ścieżkę dekarbonizacji z wykorzystaniem technologii wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS). Oznacza to, że nowe bloki gazowe – mimo wymogu projektowania ich jako *hydrogen-ready* – będą mogły wybrać inną metodę dekarbonizacji, jeżeli okaże się ona bardziej opłacalna. Większość przedstawicieli niemieckiej branży energetycznej wątpi jednak w rentowność stosowania technologii CCS w elektrowniach gazowych ze względu na wysokie koszty inwestycyjne i stosunkowo niską liczbę spodziewanych godzin pracy w systemie zdominowanym przez OZE. Ta opcja może być natomiast dobrym rozwiązaniem np. w blokach działających w klastrach chemicznych, gdzie wychwyt dwutlenku węgla mógłby być stosowany także w innych procesach przemysłowych. Warto przy tym zaznaczyć, że rozwój infrastruktury związanej z wychwytem, transportem i składowaniem CO₂ jest w RFN na wstępnym etapie^[7].

Kontekst węglowy - niechciany, lecz na razie niezbędny surowiec

Przyjęty w StromVKG mechanizm wraz z planowanym jako rozwiązanie docelowe rynkiem mocy mają fundamentalne znaczenie w kontekście kontynuowania procesu odchodzenia RFN od węgla. Bez szybkiego przystąpienia do budowy nowych bloków gazowych obowiązujący harmonogram wygaszania jednostek węglowych byłby niemożliwy do utrzymania. Brak inwestycji w nowe moce wytwórcze już w ostatnich latach doprowadził do tego, że BNetzA zablokowała planowane wygaszenie wielu starszych bloków na węgiel kamienny i – zaklasyfikowawszy je jako kluczowe z perspektywy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przeniosła je do rezerwy do 2031 r. lub do czasu, kiedy na ich miejsce powstaną nowe elektrownie.

Niezapewnienie wystarczających nowych mocy może wymusić zmiany w harmonogramie wygaszania w odniesieniu do bloków zaplanowanych do wyłączenia na przełomie dekad bądź rozszerzenie stosowania mechanizmów rezerwowych, a w skrajnym, choć w niemieckiej debacie eksperckiej wspominanym scenariuszu – nawet przejęcie w jakiejś formie przez państwo odpowiedzialności za bloki węglowe w przypadku niemożności ich rentownej eksploatacji przez firmy energetyczne przy jednoczesnej konieczności utrzymywania ich dostępności ze względu na bezpieczeństwo systemu

elektroenergetycznego. Jednym z wcześniej rozważanych scenariuszy było przykładowo powołanie specjalnej państwowej instytucji, która przejęłaby takie nierentowne, a zarazem nieodzowne aktywa węglowe od prywatnych przedsiębiorstw i zarządzała nimi do czasu ich wygaszenia.

Sam proces odchodzenia RFN od węgla, jak i jego wciąż aktualna finalna perspektywa czasowa (2038 r.) nie są na obecnym etapie podważane ani przez główne siły polityczne (z wyjątkiem AfD, która odrzuca całą *Energiewende*), ani przez środowiska biznesowo-przemysłowe. Zainteresowani aktorzy (zwłaszcza spółki energetyczne i landy) skupieni są na zabieganiu o umożliwienie – na opłacalnych zasadach – budowy nowych bloków gazowych w miejsce starszych węglowych jako gwarancji przedłużenia modelu działalności i zapewnienia zatrudnienia (zwłaszcza w obliczu restrukturyzacji zagłębi węglowych, jak te na terenie leżących przy granicy z Polską Łużyc).

Kontekst gazowy - długotrwałe rozwiązanie pomostowe

Oddanie do użytku licznych nowych elektrowni gazowych oraz proces zastępowania przez nie bloków węglowych w niemieckim systemie elektroenergetycznym istotnie zwiększy zużycie gazu ziemnego w tym sektorze. Jednocześnie, wzięwszy pod uwagę strukturę konsumpcji surowca w gospodarce (na elektroenergetykę przypada obecnie 14% – zob. wykres 3) oraz obserwowane i spodziewane zmiany w pozostałych jej obszarach (redukcję konsumpcji w przemyśle – wynikającą z procesu dekarbonizacji oraz koniunkturalnych i strukturalnych przeobrażeń w sektorze – oraz w ogrzewnictwie – obserwowany proces zastępowania kotłów gazowych i olejowych głównie pompami ciepła), nie jest jasne, czy zwiększenie zużycia gazu w energetyce w latach 30. doprowadzi do wzrostu jego ogólnej konsumpcji w gospodarce czy jedynie do zmian w jej strukturze.

Co więcej, w niemieckiej (ale też szerzej – unijnej) debacie polityczno-ekspertskiej elektrownie gazowe od lat przedstawia się jako rozwiązanie przejściowe w transformacji energetycznej. Często określa się je jako technologię pomostową – prowadzącą do systemu opartego w 100% na OZE dzięki planowanemu docelowemu zastąpieniu kopalnego gazu ziemnego niskoemisyjnym, a zwłaszcza tzw. zielonym wodorem. Wobec odsuwania się w czasie perspektywy wykorzystania wodoru w elektroenergetyce oraz licznych wyzwań związanych z rozwojem gospodarki wodorowej coraz bardziej zasadne staje się jednak pytanie, czy gaz ziemny rzeczywiście zachowa charakter paliwa jedynie przejściowego. Nie można wykluczyć, że jego rola w niemieckim systemie elektroenergetycznym okaże się trwalsza, niż obecnie zakładają dokumenty strategiczne, co może rodzić konsekwencje również dla realizacji długoterminowych celów polityki klimatycznej RFN.

***Energiewende* po niemiecku: wyższość ducha nad materią**

Historia przygotowywania i ewolucji mechanizmu StromVKG dobrze ilustruje specyficzny sposób prowadzenia transformacji energetycznej w Niemczech. Przyjęte cele i kierunki strategiczne – będące efektem kompromisu politycznego, gospodarczego i społecznego wypracowanego w toku długotrwałych debat – traktowane są jako trwałe punkty odniesienia, który niezwykle rzadko podlega zasadniczej rewizji, nawet gdy realizacja wyznaczonych celów napotyka bariery technologiczne, ekonomiczne czy geopolityczne.

Zamiast korygować raz obrany kierunek, niemieccy decydenci na ogół dostosowują same instrumenty, tworząc rozwiązania przejściowe, kolejne – nierzadko kosztowne – mechanizmy wsparcia lub odsuwając w czasie wykonanie części wcześniejszych założeń. Pozwala to zachować polityczną ciągłość projektu *Energiewende*, ale jednocześnie zwiększa złożoność całego systemu i koszty jego funkcjonowania. Takie podejście pozwala również zyskać czas w oczekiwaniu na rozwój technologii oraz zmianę uwarunkowań rynkowych, które w założeniu mają umożliwić osiągnięcie

pierwotnych celów bez konieczności ich zasadniczej rewizji.

Nie można jednak wykluczyć, że w dłuższej perspektywie – zwłaszcza w przypadku utrzymywania się lub pogłębiania barier o charakterze strukturalnym przy rosnących kosztach politycznych, gospodarczych i społecznych – polityka polegająca jedynie na modyfikowaniu instrumentów przyjętej strategii zderzy się z rzeczywistością. W niemieckich realiach przypuszczalnie dopiero wówczas przedmiotem rewizji staną się nie tylko środki służące osiągnięciu celów transformacji, lecz także – przynajmniej częściowo – same założenia, które jak dotąd pozostają poza zakresem zasadniczej debaty.

<https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2026-07-20/niemcy-konsekwentnie-stawiaja-n-a-gaz-kolejny-etap-energiewende>