



Bezpieczeństwo energetyczne Polski

uwarunkowania
zasoby
perspektywy

redakcja naukowa
Agata Dziewulska
Ewa Krogulec



Bezpieczeństwo energetyczne Polski

uwarunkowania
zasoby
perspektywy



Pod auspicjami Platformy Zielonego Dialogu UW
ukazały się następujące publikacje

Ewa Krogulec, Agata Dziewulska (red.)

Susza – zjawisko, konteksty, ramy prawne

W przygotowaniu

Agata Dziewulska, Ewa Krogulec (red.)

Zrównoważony rozwój – koncepcja, perspektywy, wyzwania

Bezpieczeństwo energetyczne Polski

uwarunkowania
zasoby
perspektywy

redakcja naukowa
Agata Dziewulska
Ewa Krogulec



Recenzenci

Małgorzata Burchard-Dziubińska

Michał Krzykowski

Redaktor prowadzący

Małgorzata Yamazaki

Redakcja

Grażyna Polkowska-Nowak

Redakcja techniczna

Maryla Broda

Korekta

Grażyna Ćwietkow-Góralna

Projekt okładki i stron tytułowych

Anna Gogolewska

Ilustracja na okładce

Alina Turchik/Shutterstock

Skład i łamanie

INK GRAF S.C. Sławomir Łąkocy i Łukasz Łąkocy

Publikacja dofinansowana przez Uniwersytet Warszawski w ramach programu Inicjatywa doskonałości – Uczelnia Badawcza



Publikacja dofinansowana przez KGHM



© Copyright by Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2024

Agata Dziewulska, ORCID 0000-0002-0977-4753, Uniwersytet Warszawski

Ewa Krogulec, ORCID 0000-0002-2230-0720, Uniwersytet Warszawski

ISBN 978-83-235-6478-2 (druk)

ISBN 978-83-235-6486-7 (pdf online)

ISBN 978-83-235-6494-2 (e-pub)

ISBN 978-83-235-6502-4 (mobi)

Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego

02-678 Warszawa, ul. Smyczkowa 5/7

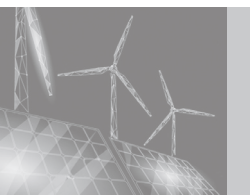
e-mail: wuw@uw.edu.pl

księgarnia internetowa: www.wuw.pl

Wydanie 1, Warszawa 2024

Druk i oprawa

POZKAL

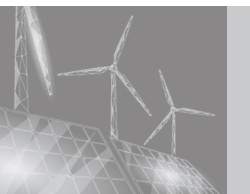


Spis treści

Wprowadzenie	
<i>Grzegorz Tchorek</i>	7
Międzynarodowe uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego Polski i rozwoju sektora wytwarzania energii	
<i>Jarosław Pietras</i>	11
Bezpieczeństwo energetyczne Polski – wymiary: geostrategiczny, ekonomiczny i ekologiczny	
<i>Kamila Pronińska</i>	31
Zwinne administrowanie bezpieczeństwem energetycznym: dobro wspólne i administrowanie ryzykiem w modelowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski	
<i>Agata Dziewulska</i>	53
Prawo energetyczne i uwarunkowania planowania polityki energetycznej Polski	
<i>Piotr Mikusek, Bartosz Odziemkowski, Mateusz Sitek, Maciej M. Sokołowski</i>	75
Niezależność krajowego organu regulacyjnego w energetyce. Co zmienia wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w sprawie C-378/19, Prezydent Slovenskej republiky?	
<i>Adam Szafrński</i>	99
Surowce energetyczne dla Polski	
<i>Jan Wierchowicz</i>	117
Polityka surowcowa Polski w kontekście bezpieczeństwa energetycznego	
<i>Krzysztof Szamałek</i>	139
Wody geotermalne w Polsce	
<i>Ewa Krogulec, Dorota Porowska</i>	165
Możliwości rozwoju energetyki jądrowej w Polsce	
<i>Aleksandra Fijałkowska</i>	195

Spis treści

Paliwo jądrowe	
<i>Maciej Chotkowski</i>	217
Gospodarstwa domowe – fundament bezpieczeństwa energetycznego w Polsce	
<i>Jakub Sokołowski</i>	237
Noty o autorach	251



Wprowadzenie

Zaproszenie do napisania wstępu do niniejszej monografii było dla mnie prawdziwym zaszczytem i wielką przyjemnością. Jest to niezwykle cenna publikacja podejmująca aktualny temat bezpieczeństwa energetycznego rozumianego przez pryzmat wielu jego aspektów: geopolitycznego, ekonomicznego, społecznego, geograficznego, prawnego, surowcowego etc. Przedstawione rozważania stanowią jednocześnie bardzo trafną diagnozę stanu bezpieczeństwa energetycznego Polski i Unii Europejskiej, uwzględniającą turbulencje rynkowe będące efektem kryzysu energetycznego w Unii, który rozpoczął się w drugiej połowie 2021 r. i został spotęgowany wojną rosyjsko-ukraińską oraz pandemią COVID-19, którym towarzyszyły przerwanie łańcuchów dostaw surowców i komponentów oraz wysoka inflacja.

Zachęcając Czytelników do zapoznania się z jedenastoma rozdziałami różnorodnego spojrzenia wybitnych ekspertów na kwestię bezpieczeństwa energetycznego, chciałbym zainspirować pomysłodawców projektu do dalszych poszukiwań naukowych oraz stymulowania dyskusji na Uniwersytecie Warszawskim w obszarze transformacji klimatycznej i energetycznej.

Bezpieczeństwo energetyczne może być rozumiane jako sprawne i niezakłócone realizowanie funkcji systemu elektroenergetycznego, zapewniającego stały dostęp i osiągalne ceny energii elektrycznej. Oznacza to, że tak definiowany problem dotyczy w znaczącym stopniu tzw. megatrendów w zakresie transformacji energetycznej i klimatycznej, które zachodzą z różną intensywnością w Polsce, Unii Europejskiej i na świecie. Każdy z przedstawionych wątków zasługuje na odrębne potraktowanie, badania, dyskusję i zaprojektowanie narzędzi oddziaływania polityki gospodarczej, gdyż wpływa na bezpieczeństwo systemu energetycznego.

Po pierwsze, efektywność energetyczna rozumiana jest jako zwiększenie skali oszczędności oraz zmniejszenie marnotrawstwa energii, zastosowania narzędzi opomiarowania i zarządzania popytem i podażą na energię (np. elastyczne ceny), jak również wykorzystania energii odpadowej oraz nowoczesnych materiałów i rozwiązań do izolacji budynków. Jest to istotny element budowy bezpiecznego i zrównoważonego systemu energetycznego, ponieważ żadne źródło energii w swoim cyklu życia nie jest zeroemisyjne i wymagane jest racjonalne gospodarowanie energią / ograniczanie jej zużycia.

Po drugie, zwiększenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE, w tym w modelu rozproszonym) oraz **elektryfikacja** rozumiane są jako wzrost roli systemu elektroenergetycznego w pokrywaniu potrzeb energetycznych. Dziś około 20% zużywanej energii ma postać energii elektrycznej, a znacząca jej część pochodzi z bezpośredniego zużycia węgla, gazu i ropy. Zakłada się, że w perspektywie kilku dekad proporcje te ulegną odwróceniu, a wiele sektorów, w tym mobilności, zostanie zelektryfikowanych.

Po trzecie, m.in. na potrzeby stabilizowania systemu elektroenergetycznego z rosnącym udziałem niesterowalnych OZE, konieczny jest **rozwój technologii i metod magazynowania energii**, w tym wielkoskalowego i długoterminowego/sezonowego. Ponadto oczekiwane w kolejnych latach wyłączenia elektrowni węglowych w Polsce, grożące deficytami mocy, powinny być rekompensowane dostępem do energii zmagazynowanej.

Po czwarte, w celu zapewnienia podaży energii oraz równomiernej pracy systemu elektroenergetycznego konieczna jest **rozbudowa sieci elektroenergetycznej przesyłowej i dystrybucyjnej** oraz **zwiększenie zdolności przesyłowych**, dostosowanych do współpracy ze źródłami rozproszonymi. Brak rozbudowy infrastruktury grozi m.in. różnymi dysfunkcjami systemu i brakiem pełnej możliwości produkcji energii z zainstalowanych mocy. W Polsce dodatkowo wyzwaniem jest przebudowa systemu dystrybucji energii, która historycznie była produkowana na południu kraju i transferowana w jego głąb, a perspektywa kolejnych lat i dekad oznacza silną koncentrację produkcji na północy (*offshore* i atom).

Po piąte, konieczne jest **zapewnienie dostępu i racjonalne wykorzystanie surowców zgodnie z zasadami gospodarki obiegu zamkniętego**. Nowe technologie nisko- i zeroemisyjne są niezwykle wymagające pod względem zasobności surowców mineralnych i metali ziem rzadkich. Niestety, ich dostępność w Polsce (oprócz miedzi i srebra) i w Unii Europejskiej

jest dość ograniczona, a ich zasobami mogą się pochwalić takie kraje, jak Chiny czy Rosja, które charakteryzują się agresywnym podejściem do ich wykorzystania jako instrumentów nacisku politycznego. Umiejętne zarządzanie gospodarką cyrkularną oraz rozwój technologii recyklingu powinny sprzyjać zwiększeniu bezpieczeństwa w zakresie dostępności do surowców i komponentów.

Jednocześnie, wobec wskazanych trendów, które będą postępować z różną intensywnością, w kolejne lata najprawdopodobniej wejdziemy z nieco bardziej krytycznym podejściem niż dotychczas w zakresie realizacji działań neutralności klimatycznej, w tym wyznaczonej przez restrykcyjny gorset regulacyjny Unii Europejskiej. Wynika to z następujących przesłanek.

Po pierwsze, mimo ambitnych działań i starań w zakresie zapewnienia dostępności nowoczesnych technologii ich dyfuzja jest wciąż niska, osiągalność ograniczona, a ceny wysokie. Dla wielu technologii konieczne jest dalsze doskonalenie w zakresie: B+R, komercjalizacji oraz postępu na skali tzw. krzywych uczenia, które pozwolą na doskonalenie produkcji, osiąganie korzyści skali oraz niższe ceny.

Po drugie, szybkie wdrażanie planów neutralności klimatycznej, konieczność olbrzymich inwestycji oraz wysokie ceny pozyskania technologii zeroemisyjnych sprawiają, że transformacja energetyczna może prowadzić do ubóstwa energetycznego i ograniczonej dostępności energii po akceptowalnych cenach. Może to rodzić niepokoje społeczne, wzrost znaczenia radykalnych poglądów i partii sprzeciwiających się szybkiej realizacji polityki klimatycznej, co było widoczne chociażby w protestach rolników w wielu krajach unijnych zimą i wiosną 2024 r.

Po trzecie, w opinii wielu ekspertów ograniczona dostępność źródeł energii wynikająca z ich wysokich cen pośrednio zagraża bezpieczeństwu energetycznemu i kłóci się z ideą zrównoważonego (inkluzywnego) rozwoju. Brak dostępności energii po akceptowalnych cenach zagraża realizacji funkcji gospodarczych i może osłabiać potencjały: ekonomiczny, przemysłowy i społeczny.

Przedstawione obserwacje nie oznaczają zanegowania kierunku transformacji energetycznej i klimatycznej, ale urealnienie bardzo ambitnego podejścia Unii Europejskiej, które w odniesieniu do poszczególnych krajów ma charakter polityki *one size fits all*, nieuwzględniającej wielu istotnych cech indywidualnych krajów członkowskich. W przypadku Polski są to m.in.: rozbudowana i ciągle rozwijana sieć połączeń gazowych, rozbudowana sieć ciepłownicza i oczywiście wciąż głębokie uzależnienie od węgla.

Nieuwzględnienie specyfiki lokalnej może prowadzić do sytuacji, w której transformacja będzie miała charakter dyskryminujący i niesprawiedliwy.

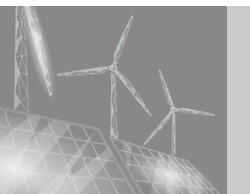
Niemniej, jeśli nawet w kolejnych latach realizacja Europejskiego Zielonego Ładu napotka więcej trudności niż zakładano, to z punktu widzenia krajowego podwórka może to mieć paradoksalnie pozytywne konsekwencje dla przyspieszenia działań w niektórych obszarach.

Po pierwsze, nasza luka w zakresie udziału OZE w miksie energetycznym oraz duży udział węgla nie pozwalają na spowolnienie transformacji. Konwergencja polskiej energetyki musi być bardziej ambitna, ale i bardziej rozważna, dostosowana do lokalnych uwarunkowań.

Po drugie, spowolnienie niektórych procesów na poziomie Unii Europejskiej być może pozwoli na stabilizację cen technologii i komponentów oraz na skrócenie terminów dostaw. Boom w zakresie na przykład technologii wodorowych w ostatnich latach spowodował wzrost zapotrzebowania, któremu nie zawsze towarzyszyła dostatecznie elastyczna podaż.

Po trzecie, skuteczne przeprowadzenie procesu transformacji wymaga rewizji polityki przemysłowej, energetycznej i klimatycznej tak, by wyznaczyć optymalne ścieżki transformacji, uwzględniając kryteria: technologiczne (dostępność, w tym krajowych rozwiązań), ekonomiczne (zdolność do budowania tzw. *local content*, generowania przychodów podatkowych, wpływ na bilans płatniczy), finansowe (możliwości pozyskania środków, struktura finansowania), społeczne (akceptacja, obawy) etc.

Dość ogólne spojrzenie na różnorodne wątki związane z transformacją energetyczną i bezpieczeństwem wskazuje, jak złożony i wielowątkowy jest to proces. Oznacza to potrzebę dalszych badań, rozmów i dyskusji nad modelem transformacji w Polsce. Uniwersytet Warszawski – jak również wiele innych znakomitych uczelni i instytutów – powinien odegrać istotną rolę, nie tylko stymulując konstruktywny dialog, lecz także zwiększając współpracę nauki z biznesem.



Międzynarodowe uwarunkowania bezpieczeństwa energetycznego Polski i rozwoju sektora wytwarzania energii

1. Wstęp

Bezpieczeństwo energetyczne Polski w coraz mniejszym stopniu zależy od posiadanych własnych zasobów energetycznych. Bezpieczeństwo energetyczne oznacza przecież konieczność zapewnienia niezakłóconych dostaw energii dla gospodarki oraz obywateli, i to w przewidywalnej perspektywie, po przystępnych cenach (ekonomicznie uzasadnionych) oraz spełniających wymagania ochrony środowiska. Nie jest możliwe spełnienie tych warunków, opierając się na krajowym potencjale pozyskiwania energii. Polska nie może w pełni polegać na solidarnym wsparciu innych krajów członkowskich Unii Europejskiej, gdyż również europejskie zasoby surowców energetycznych w tych krajach nie są wystarczające. Nawet rozwój odnawialnych źródeł energii – tak silnie promowany przez Unię – w przewidywalnej perspektywie nie stworzy podstaw do zapewnienia trwałego bezpieczeństwa energetycznego. W Europie mamy do czynienia z odmiennymi warunkami w porównaniu na przykład do Stanów Zjednoczonych. Na początku lat 70., w momencie kryzysu naftowego, Amerykanie, będąc znaczącym importem ropy naftowej, mogli zdecydować, że ich celem jest samowystarczalność energetyczna. W grudniu 1973 r. w słynnym wystąpieniu *Address to the Nation About Policies To Deal With the Energy Shortages* (Nixon, 1973) prezydent USA Richard Nixon zapowiedział podjęcie działań w ramach „Projektu Niezależność”, które miały doprowadzić do samowystarczalności energetycznej Stanów Zjednoczonych. Projekt ten w początkowym okresie zakładał nawet relatywnie skrajną wersję samowystarczalności, by później

ograniczyć się do warunku równowagi w ilości energii importowanej i eksportowanej, niekoniecznie w takiej samej formie.

W Europie, a w szczególności w Unii Europejskiej, takie podejście nie jest możliwe, ponieważ zasoby geologiczne są zbyt skromne. Nawet strategiczna decyzja Francji podjęta w okresie kryzysu naftowego z początku lat 70. (Le Gros, 2020, s. 56–59), aby wykorzystać ogromny potencjał energii nuklearnej poprzez budowę wielu elektrowni atomowych, też wymagała zapewnienia nieprzerwanego importu surowców do uzyskania paliwa dla tych elektrowni z krajów leżących poza Europą.

Polska, podobnie jak kraje członkowskie Unii Europejskiej, nie ma wystarczających złóż paliw kopalnych, by sprostać rysującemu się zapotrzebowaniu, i to na energię niskoemisyjną, a do tego posiadane zasoby to w większości węgiel kamienny i brunatny, w mniejszym stopniu gaz ziemny i w zupełnie minimalnym ropa naftowa. Struktura własnych zasobów energetycznych nie ma szans zmienić się w przewidywalnej przyszłości (Pangsy-Kania i Wierzbicka, 2022). Polska będzie zatem kontynuować import nośników energii, produktów energetycznych i samej energii. Taka sytuacja zawsze tworzy konieczność poświęcania uwagi tworzeniu warunków zwiększających bezpieczeństwo energetyczne kraju, w tym rozwoju potencjału wytwarzania energii pochodzącej z różnych źródeł i opartej na różnych nośnikach.

Ponadto w skali światowej, w tym w szczególności w Europie, następują przemiany w kierunku pozyskiwania energii bezemisyjnej, i nawet jeśli ten proces zachodzi jeszcze powoli, to w naszym regionie transformacja energetyczna jest już zaawansowana i wymogi zarówno prowadzonej na forum europejskim polityki, jak i bardzo wymagających rozwiązań prawnych ograniczą i tak niezbyt duże możliwości szerszego korzystania z posiadanych zasobów paliw kopalnych. Przede wszystkim będzie to kwestia podwyższonych kosztów pozyskiwania energii z tych zasobów. Zmniejszenie wpływu na środowisko, a przede wszystkim ograniczenie emisji gazów cieplarnianych będą wymagały dalszych znaczących inwestycji, przy coraz bardziej restrykcyjnych standardach odnoszących się do procesu produkcji. Są testowane technologie pozwalające na uzyskanie energii z węgla w procesach nisko- lub bezemisyjnych, jak np. wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla, ale ich praktyczne zastosowanie jest jeszcze trudne, a koszty uzyskanej energii przy współudziale takiej technologii są znacząco wyższe.

Cały świat stoi wobec transformacji sektora energii o klarownym kierunku w stronę energii bezemisyjnej i odnawialnej, ale o niejasnym jeszcze

kształcie. Sygnały płynące z zewnątrz i wymogi, które także polski sektor energetyczny będzie musiał spełniać, będą tworzyć niezwykle silne uwarunkowania dla przyszłego bezpieczeństwa energetycznego Polski. Transformacja sektora energetycznego nie przebiega i nie będzie przebiegać jednakowo w każdym regionie. Polska jest położona wśród krajów europejskich podejmujących wysiłek dekarbonizacji z największą intensyfikacją. Globalne trendy będą zatem dochodzić do naszego kraju przez pryzmat europejskiej polityki w tym obszarze. To, co wydarzy się w skali światowej, bezpośrednio lub pośrednio będzie oddziaływać na naszą sytuację.

Dodatkowo procesy w gospodarce globalnej i sytuacji politycznej stały się mniej przewidywalne, i choć niekoniecznie dotyczą one bezpośrednio sektora energii, wywołują zmiany, które mają wpływ na światowe rynki energii i sytuację każdego kraju. Skala niepewności jest większa niż kiedykolwiek. Mimo postępu w efektywności energetycznej procesów gospodarczych i tak popyt na energię do 2050 r. będzie się powiększał. Tak zwane oddzielenie trendu wzrostu gospodarczego i zużycia energii (*decoupling*) nie oznacza radykalnego spadku zapotrzebowania na energię (Sorrell i Ockwell, 2010). Rozwój technologii umożliwia: zastosowanie nowych technik, wytwarzanie w nowych procesach, wytwarzanie nowych produktów, zastosowanie nowej organizacji. Wpływa to na przewidywane kierunki zmian gospodarki i zapotrzebowanie na energię. Duża skala niepewności co do dalszego rozwoju otoczenia zewnętrznego polskiej gospodarki stawia pytania o właściwe ukształtowanie zarówno struktury wytwarzania i zaopatrzenia w nośniki energii, jak i sposobów oraz instrumentów zapewnienia – w zmieniających się warunkach – bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju.

Jeszcze do niedawna sądzono, że eksporterzy i importerzy nośników energii są wzajemnie uzależnieni, a to utrudnia istotnie podejmowanie ekonomicznie nieracjonalnych decyzji. Kraje europejskie, uzależnione od importu energii w różnej postaci z Rosji, oceniały, że rosyjska gospodarka potrzebująca utrzymania dynamiki rozwojowej również stała się zależna od przychodów z eksportu. Rozumowanie, że rządy – tak jak przedsiębiorstwa działające na rynku międzynarodowym – są racjonalnie działającymi podmiotami, przy użyciu narzędzi teorii gier prowadzi do wniosku, że np. równowaga wzajemnych uzależnień rosyjskiej i europejskiej gospodarki powoduje, iż mało prawdopodobne jest celowe naruszanie tych relacji (Månsson i in., 2014). Ale nawet jeszcze przed agresją Rosji na Ukrainę – zwłaszcza w państwach Europy Środkowej i Wschodniej – można było spotkać opinie o możliwości wykorzystania wzajemnych zależności przez

Rosję w szczególności do wywarcia wpływu na bezpieczeństwo energetyczne krajów europejskich (Meierding, 2021; Krutikhin, 2021).

2. Bezpieczeństwo energetyczne Polski

Punktem wyjścia do oceny ekonomicznej problemu bezpieczeństwa energetycznego Polski jest spojrzenie na relacje krajowej podaży i popytu na energię. Od początku transformacji ustrojowej Polska przeżywa prawie nieprzerwany wzrost gospodarczy, mający silny związek z zapotrzebowaniem na energię. W ostatniej dekadzie przed pandemią – w latach 2010–2019 – produkt krajowy brutto (PKB) w Polsce wzrósł o 38%, przy stopie wzrostu gospodarczego w 2019 r. na poziomie 4,7%, znacznie przewyższając średnią w Unii Europejskiej wynoszącą 1,5%. Wysoki wzrost gospodarczy doprowadził do znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię, w tempie również przekraczającym średnią europejską. Pandemia przyczyniła się do pewnego zachwiania tego trendu. Dotychczasowa trajektoria rozwoju sektora energetycznego charakteryzuje się rosnącym popytem, dominacją oparcia się na paliwach kopalnych z konsekwencjami dla poziomu emisji CO₂, ale nie jest zgodna z celami transformacji energetycznej i z przeciwdziałaniem zmianom klimatycznym.

Wynika to z faktu, że mimo wielu zmian, od momentu zawirowań związanych z pandemią COVID-19, podaż energii w Polsce jest nadal zdominowana przez paliwa kopalne i ich udział w 2020 r. sięgał 85% całkowitej podaży energii, przy czym węgiel miał w tym największy udział, tj. 40%, a potem ropa – 28% i gaz naturalny – 17%. To czyni polską gospodarkę szczególnie uzależnioną od paliw kopalnych i emisyjnych, w tym w największym stopniu od węgla, wśród krajów OECD. Należy jednak odnotować, że rola węgla w systemie energetycznym Polski powoli, lecz dość systematycznie spadała w latach 2010–2020. Przejawiało się to spadkiem udziału węgla w całkowitym zużyciu surowców energetycznych, w tym zwłaszcza w produkcji energii elektrycznej i ciepłownictwie. Spadała jednocześnie produkcja węgla tak, że od 2017 r. Polska stała się importerem netto węgla. Oznacza to, że mimo posiadania niewykorzystanych jeszcze pokładów węgla w polskim górnictwie, ten surowiec energetyczny zmienia swoje znaczenie w zapewnianiu bezpieczeństwa dostaw energii i ma na to wpływ poziom kosztów wydobywania i pozyskiwania energii pochodzącej z krajowego węgla (Kawecka-Wyrzykowska, 2022). Sporą, ale krótkookresową

zmianę przyniosła pandemia, gdyż po chwilowym spadku działalności gospodarczej już w 2021 r. zapotrzebowanie na węgiel znacznie wzrosło, a produkcja energii elektrycznej z węgla powróciła do 80% całkowitej produkcji. Następnie duże zmiany przyniosły sankcje nałożone na Rosję i ich wpływ na import surowców energetycznych. Zmieniły się, choć raczej krótkotrwale, relacje cenowe, sprzyjając utrzymaniu większego znaczenia krajowego węgla. Choć po dość gwałtownych zaburzeniach w dostawach i w kosztach różnych form energii sytuacja cenowa na rynkach światowych się ustabilizowała, to pytanie o prawdopodobieństwo i częstotliwość zjawisk tego typu i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego każdej gospodarki stało się dużo ważniejsze.

3. Kontekst globalny bezpieczeństwa energetycznego Polski

Czynnikiem, który ma najbardziej przewidywalny wpływ na globalne zapotrzebowanie na energię, jest wzrost światowej liczby ludności. Przewiduje się, że będzie ona w dalszym ciągu rosła, choć w wolniejszym tempie niż w poprzednich dziesięcioleciach. Wzrost liczby ludności będzie skutkować większym zapotrzebowaniem na energię, szczególnie w takich miejscach, jak: Afryka, Indie i inne kraje Azji Południowo-Wschodniej, czyli generalnie w krajach rozwijających się, gdzie dodatkowo oczekuje się wzrostu standardu życia i zwiększonego dostępu do usług energetycznych. Wzrost ten nie jest rozłożony równomiernie w skali światowej, będzie to zatem skutkować zmianą kierunków handlu nośnikami energii. Tym bardziej że kraje te, przynajmniej w części, odnotowują wysoki wzrost gospodarczy, w większości przypadków oznaczający również wzrost intensywności energetycznej procesów wytwarzania. Wzrost gospodarczy – w miarę rozwoju i uprzemysłowienia tych krajów – zwiększy zapotrzebowanie na energię w produkcji, transporcie i rozwoju infrastruktury. Kraje rozwijające się przechodzą równolegle intensywną urbanizację i można oczekiwać, że ten trend będzie się utrzymywał. W miarę powstawania megamiast i spadku liczby ludności wiejskiej zapotrzebowanie na energię na obszarach miejskich będzie rosło, by sprostać zaspokojeniu potrzeb konsumpcyjnych, a zwłaszcza transportu i korzystania z infrastruktury.

W krajach średnio i wysoko rozwiniętych nowymi, znaczącymi konsumentami energii są cyfryzacja i centra danych. Rosnąca zależność od przetwarzania

w chmurze, urządzeń Internetu Rzeczy (IoT), sztucznej inteligencji i innych technologii cyfrowych będzie wymagać znacznego wzrostu zużycia energii do przechowywania, przetwarzania i przesyłu danych.

Na globalne zużycie energii będą wpływały zjawiska sprzyjające ograniczeniu zapotrzebowania. Do takich niewątpliwie należy poprawa efektywności energetycznej. Postęp techniczny we wszystkich sektorach może się przyczynić do złagodzenia wzrostu zapotrzebowania na energię. Chodzi nie tylko o nowe technologie wytwarzania, ale także o coraz powszechniejsze działania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej, takie jak: izolacja budynków, produkcja energooszczędnych urządzeń czy optymalizacja procesów przemysłowych. Jednakże dotychczasowe tempo poprawy efektywności energetycznej jest zbyt powolne w stosunku do požądanej dynamiki, zgodnie z długofalowym celem osiągnięcia gospodarki zdekarbonizowanej. Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że do realizacji opracowanego przez nią scenariusza (*IEA Net Zero Emissions by 2050 Scenario*, IEA, 2023) potrzeba poprawy efektywności energetycznej co najmniej o 4% do roku 2030, podczas gdy w ostatnich kilku latach tempo tej poprawy spadło z 2% rocznie do 1,3% (IEA, 2020a, s. 9).

Do tego dochodzi zmiana w strukturze zapotrzebowania na różne formy energii. Przede wszystkim istnieje rosnący trend w kierunku elektryfikacji poszczególnych sektorów, w tym: transportu, ciepłownictwa i przemysłu. Zmiana ta jest napędzana postępowaniem w technologii pojazdów elektrycznych, wytwarzaniu energii odnawialnej i polityce mającej na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych. Oczekuje się, że elektryfikacja, choć umożliwi w większym stopniu korzystanie z energii odnawialnej, to może zwiększyć globalne zapotrzebowanie na energię, ale w innej strukturze. Trendy transformacji energetycznej nie będą zatem polegały wyłącznie na globalnym przejściu w kierunku odnawialnych źródeł energii ze względu na obawy związane ze zmianami klimatycznymi i pragnieniem dywersyfikacji źródeł energii, ale też na zmianie zapotrzebowania na formy energii w miejsce substancji energetycznych (pochodnych paliw kopalnych) w kierunku energii oderwanej od formy chemicznej, co prowadzi do zmian we wzorcach zapotrzebowania na energię i w wymaganiach infrastrukturalnych.

Już w ostatnich dekadach globalna podaż energii ulegała silnym przeobrażeniom, zarówno jeśli chodzi o strukturę dostaw surowców energetycznych, jak i ich geograficzne rozlokowanie. Znaczące zasoby ropy naftowej znajdują się w takich regionach, jak: Bliski Wschód (Arabia Saudyjska, Irak, Iran, Kuwejt), Rosja, Wenezuela, Kanada, oraz w przybrzeżnych złożach

w Zatoce Meksykańskiej. Jeśli chodzi o gaz ziemny, to jego zasoby skupiają się w takich regionach, jak: Rosja, Iran, Katar, Stany Zjednoczone, oraz w przybrzeżnych złożach w Morzu Śródziemnym i Zatoce Meksykańskiej. Natomiast obfite zasoby węgla znajdują się m.in. w: Stanach Zjednoczonych, Chinach, Indiach, Australii i Indonezji.

Potencjał energii słonecznej, choć jest bardziej równomiernie rozłożony, to jednak jest wyższy w regionach położonych blisko równika, w tym na pustyniach, takich jak: Sahara w Afryce, pustynia Atakama w Ameryce Południowej, i w regionach południowo-zachodnich Stanów Zjednoczonych. W podobnym stopniu dość równomiernie ulokowane są zasoby energii wiatrowej. Jednak i w tym przypadku skupiają się na obszarach o korzystnych warunkach wietrznych – na obszarach przybrzeżnych i na określonych obszarach lądowych, m.in. na Wielkich Równinach w Stanach Zjednoczonych oraz na równinach Europy Północnej i Chin. Natomiast znaczny potencjał hydroelektryczny istnieje w takich krajach, jak: Chiny, Brazylia, Kanada, Stany Zjednoczone, Rosja i Norwegia, a energia geotermalna jest głównie możliwa do większego wykorzystania na obszarach o dużej aktywności wulkanicznej lub tektonicznej, takich jak: Islandia, Filipiny, Indonezja, Stany Zjednoczone i części Afryki Wschodniej.

Energia jądrowa opiera się na uranie i innych materiałach rozszczepialnych. Główne zasoby uranu znajdują się w takich krajach, jak: Australia, Kazachstan, Kanada, Rosja i Namibia, a większość jest położona w jurysdykcjach mogących mieć wpływ na niestabilność dostaw.

Poza Chinami i niektórymi krajami rozwijającymi się węgiel jako surowiec energetyczny odnotowywał systematyczną erozję znaczenia. Jednakże zwiększały się obroty handlowe węglem, gdyż przestało to być paliwo wydobywane i zużywane regionalnie. Zastosowanie nowoczesnych technik wydobywania (wiercenie poziome i „fracking” hydrauliczny), a także komercyjne wykorzystanie znaczących złóż ropy i gazu na obszarach podmorskich umożliwiły wydobycie niedostępnych wcześniej zasobów ropy i gazu. To doprowadziło do zwiększenia znaczenia tych surowców energetycznych – mimo dostrzegalnych spadków wydobywania z tradycyjnych złóż naftowych, a także wysiłków na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Geograficznie największy wzrost wydobywania tymi technikami nastąpił w USA, czyniąc ten kraj ponownie niezależnym od importu. Jednakże nie doprowadziło to do erozji znaczenia OPEC, jako że organizacja ta obniżyła własne limity wydobywania (głównie Arabia Saudyjska), co pozwoliło na utrzymanie zdolności do sterowania cenami ropy i do bilansu

podaż i popytu na rynku globalnym. Dodatkowym zjawiskiem jest wpływ państwowych przedsiębiorstw wydobywczych realizujących strategię rządów, niekierujących się przesłankami istotnymi dla prywatnego biznesu. Przy, z jednej strony, niestabilności politycznej niektórych rządów państw wydobywających ropę (jak: Irak, Libia, Wenezuela), a z drugiej strony – przy celowym wykorzystaniu handlu surowcami energetycznymi do celów politycznych (jak w przypadku Rosji) podaż światowa paliw kopalnych stała się niestabilna i nieprzewidywalna.

Zmiany w podaży energii w skali globalnej wynikają również z postępu technologicznego stymulowanego zarówno relatywnie wysokimi kosztami energii, jak i posunięciami regulacyjnymi. Stąd wynika szybki wzrost produkcji energii odnawialnej, włączając w to energię pochodzącą z wiatru, fotowoltaiki, geotermalną czy hydroelektryczną. Ma na to niewątpliwie wpływ mieszanka zachęt finansowych, obniżających się kosztów coraz to nowych rozwiązań technicznych oraz polityki zachęcającej do korzystania z odnawialnych źródeł, a zniechęcania do opierania się na paliwach kopalnych. Tempo rozwoju tych źródeł energii przyczynia się do znaczącej obniżki kosztów do tego stopnia, że mogą one stać się w pełni konkurencyjne w stosunku do tradycyjnych źródeł energii. Równolegle następuje – ciągle jeszcze niewystarczający – postęp w technikach magazynowania energii, włączając coraz to nowe akumulatory, magazynowanie termalne, hydroelektrownie szczytowe. Postęp w tym obszarze umacnia trend rozwoju odnawialnych źródeł energii, zmniejszając problem fluktuacji mocy.

Inną cechą zmian technicznych mających wpływ na bezpieczeństwo energetyczne jest wyraźny trend rozwoju zdecentralizowanych sieci energetycznych, wiążący się ze zwiększającym się udziałem wytwarzania energii przez mini- i mikroinstalacje, takie jak instalacje solarne na dachach budowli, wolnostojące farmy fotowoltaiczne czy wiatrowe. Decentralizacja wytwarzania wymusza dostosowanie sieci przesyłu, które przy braku dostosowania stają się mniej stabilne, ale przy właściwej strukturze umożliwiają lokalną samowystarczalność i odporność na zakłócenia zewnętrzne. Nowoczesne sieci umożliwiają nie tylko przesył do prosumentów w sytuacji, gdy zgłaszają popyt, oraz od tych samych podmiotów, kiedy mają nadwyżki energii, lecz także centralne zarządzanie popytem na energię przez umożliwianie korzystania z niskich cen „spot” na bieżąco lub nawet sterowanie urządzeniami u odbiorców energii w celu dostosowania popytu do chwilowych sytuacji na rynku.

Bezpieczeństwo energetyczne można rozpatrywać także w kategoriach odporności na szoki podażowe (lub popytowe) wymagające natychmiastowego

działania, często o charakterze krótkotrwałym, na przykład gromadzenie obowiązkowych rezerw paliw płynnych wystarczających do utrzymania niezakłóconej konsumpcji (wymóg prawa europejskiego, a także obowiązek członków Międzynarodowej Agencji Energii na podstawie przedkładanego przez nich programu). W przypadku zakłócenia dostaw uruchomienie rezerw umożliwia złagodzenie negatywnych skutków. Poza tym państwa dysponują innymi środkami, aby poradzić sobie z bezpieczeństwem dostaw w krótkim okresie. Mogą wprowadzić ograniczenia konsumpcji, umożliwić zmianę wykorzystywanych paliw, wykorzystać rezerwy mocy produkcyjnych, a nawet obniżyć wymogi jakościowe czy dotyczące ochrony środowiska. Zastosowanie tylko niektórych z tych środków pozwoliło bez fatalnych konsekwencji przetrwać zaburzenia dostaw wywołane np. przez wojnę w Iraku, zniszczenia po huraganach „Katrina” i „Rita”, wojnę domową w Libii czy agresję Rosji na Ukrainę. Tym bardziej że w takich sytuacjach działania są podejmowane kolektywnie, i to nie tylko przez kraje unijne. W okresach średnim i dłuższym potrzebne są już dodatkowe instrumenty i zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego ma wymiar strukturalny, wymagający długofalowej polityki odnośnie do: zróżnicowania kierunków dostaw, tworzenia fizycznej infrastruktury umożliwiającej import, kształtowania krajowej struktury pozyskiwania i wytwarzania energii, a także formowanie zapotrzebowania na różne nośniki energii.

4. Kontekst europejski bezpieczeństwa energetycznego Polski

Mimo że decyzje w sprawie wyboru źródeł zaopatrzenia w energię pozostają w kompetencji państw członkowskich, to polityka Unii Europejskiej i przyjmowane rozwiązania prawne znacząco ograniczają pole manewru każdego państwa członkowskiego. Dzieje się to z powodu obowiązkowych rozwiązań zawartych w rozstrzygnięciach unijnych dotyczących energii, jak też jest konsekwencją coraz szerszego wzajemnego otwierania rynków energii. Część nośników energii wymaga istnienia rozbudowanej infrastruktury umożliwiającej jej sprzedaż w kraju i eksport. Ograniczenia infrastrukturalne, dotyczące np. transgranicznych połączeń rurociągów czy sieci energetycznych, pozwalały zatem na utrzymywanie odizolowanych od siebie rynków wewnętrznych każdego kraju członkowskiego, a jednocześnie umożliwiały wprowadzanie rozbieżnych rozwiązań w polityce energetycznej

każdego kraju osobno. Dopiero od końca lat 90. podjęto decyzję, by większość krajowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego w Unii Europejskiej stopniowo otwierać na konkurencję w skali całego ugrupowania. Legislacja unijna mająca wpływ na rynki energii była przyjmowana stopniowo w ramach tzw. pakietów legislacyjnych.

Pierwszy pakiet energetyczny przyjęto w latach 1996–1998. Była to pierwsza liberalizacja krajowych rynków energii elektrycznej i gazu. Jej podstawą były dwie dyrektywy w sprawie energii elektrycznej i gazu.

Drugi pakiet energetyczny przyjęto w 2003 r. Wprowadzał on rozwiązania, które umożliwiały konsumentom przemysłowym swobodny wybór dostawcy gazu i energii elektrycznej spośród szerszego grona konkurentów.

Duży postęp nastąpił w wyniku przyjęcia w 2009 r. trzeciego pakietu legislacji dotyczącej rynku energii. Wprowadzono w nim wiele reform strukturalnych, np.: oddzielono dostarczanie i wytwarzanie energii od eksploatacji sieci przesyłowych (tzw. *unbundling*), wprowadzono wymogi dotyczące ustanowienia niezależnych organów regulacyjnych, powołano nową Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), utworzono europejskie sieci operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej i gazu (ENTSO-E i ENTSO-G) oraz wzmocniono prawa konsumentów na rynkach detalicznych. Praktycznie dopiero wdrożenie tych rozwiązań stworzyło zręby unijnego rynku energii.

Istotnym wątkiem działań Unii Europejskiej było tworzenie podstaw gospodarki bezemisyjnej. Wynika to z istniejącego od dłuższego czasu przekonania, że przemiany w sektorze energii podejmowane obecnie mają ogromne znaczenie dla możliwości efektywnej dekarbonizacji gospodarki w przyszłości i zarazem wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego (IEA, 2007). Był to jeden z ważnych komponentów strategii na rzecz unii energetycznej. W jej następstwie został opublikowany w 2016 r. pakiet¹, którego deklarowanym celem było zapewnienie konsumentom bezpiecznej, zrównoważonej, konkurencyjnej i przystępnej cenowo energii.

Tuż przed pandemią w czerwcu 2019 r. przyjęto czwarty pakiet energetyczny². Wprowadzono w nim przepisy dotyczące także energii ze źródeł

¹ Tzw. pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” – Communication from the Commission „Clean Energy For All Europeans”, COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0860> (dostęp: 14.06.2024 r.).

² Pakiet ten zawierał akty prawne Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z 5 czerwca 2019 r.: dyrektywę 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii

odnawialnych. Przewidziano zachęty dla konsumentów wykorzystujących energię odnawialną. Dostrzeżono problem współistnienia tradycyjnych elektrowni i instalacji generujących energię odnawialną zależną od warunków pogodowych. Obowiązujący obecnie czwarty pakiet energetyczny praktycznie wdraża unię energetyczną, obejmując takie dziedziny, jak: efektywność energetyczna, energia odnawialna, struktura rynku energii elektrycznej, bezpieczeństwo dostaw energii oraz przepisy dotyczące zarządzania unią energetyczną. Rozwinięto na przykład system dotacji w ramach mechanizmu utrzymywania zdolności wytwórczych. Nałożono również na państwa członkowskie obowiązek przygotowania planów awaryjnych na wypadek kryzysów elektroenergetycznych oraz zwiększono możliwości współpracy regulacyjnej między krajami członkowskimi.

W 2021 r. opublikowano piąty pakiet energetyczny, którego wiodącym motywem było przygotowanie sektora energii państw członkowskich do obniżenia emisji gazów cieplarnianych do 55% w perspektywie roku 2030.

Po inwazji Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. i po całkowitym odcięciu przez Rosję dostaw gazu do Europy Unia Europejska postanowiła: szybko wycofać się z importowania wszystkich rosyjskich paliw kopalnych, wprowadzić środki oszczędzania energii, zdywersyfikować import energii, przyjąć nadzwyczajne środki strukturalne na rynkach energii elektrycznej i gazu oraz przyspieszyć wprowadzanie odnawialnych źródeł energii. W 2022 r. podjęto wiele decyzji, które miały na celu: oszczędność energii, dywersyfikację dostaw, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii i zastąpienie paliw kopalnych poprzez przyspieszenie wprowadzania energii ze źródeł odnawialnych. Ważnym aspektem było skupienie się na koordynacji działań między krajami członkowskimi zarówno dotyczących poziomu zapasów, jak i środków prowadzących do jednoczesnego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz. Przedsięwzięcia o charakterze koordynacyjnym okazały się dość skuteczne, tym bardziej że miały w większości charakter dobrowolny (a w sytuacji nadzwyczajnej – obowiązkowy) po to, aby osiągnąć cel zmniejszenia zużycia gazu w państwach członkowskich o 15% w okresie od 1 sierpnia

elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz.Urz. UE L 158, s. 125); rozporządzenie 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.Urz. UE L 158, s. 54); rozporządzenie 2019/941 w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE (Dz.Urz. UE L 158, s. 1); rozporządzenie 2019/942 ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz.Urz. UE L 158, s. 22).

2022 r. do 31 marca 2023 r. Podobnie skuteczne okazały się nadzwyczajne tymczasowe środki rynkowe dotyczące innych form energii, w tym: dobrowolny ogólny cel w zakresie redukcji o 10% zużycia energii elektrycznej brutto w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 marca 2023 r.; obowiązkowy cel redukcji o 5% zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytu; pułap dochodów rynkowych wynoszący 180 EUR/MWh dla wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących odnawialne źródła energii, energię jądrową i węgiel brunatny. Ten ostatni środek wiązał się z faktem, że przy gwałtownych wzrostach ceny energii producenci wytwarzający ją w oparciu o nośniki, których koszty pozyskania i ceny nie ulegały tak istotnym zmianom, mogli odnosić nadzwyczajne zyski kosztem odbiorców energii.

Warto podkreślić, że koordynacja działań państw Unii Europejskiej, a nawet zdecydowanie się na wspólne zakupy zwiększyły znacząco siłę przetargową Unii jako liczącego się nabywcy energii. Oznacza to też poważne wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego każdego z państw członkowskich.

Wspólny rynek energii ma ogromne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. Po pierwsze, unijne reguły uniemożliwiają – lub przynajmniej utrudniają – wstrzymanie dostaw energii w sytuacjach kryzysowych. Po drugie, efektywne funkcjonowanie tego rynku wymagało rozbudowania transgranicznych połączeń sieci energetycznych dla energii elektrycznej, gazu i paliw płynnych. Istnienie „interkonektorów” na wszystkich granicach zewnętrznych umożliwia nie tylko łatwiejszy dostęp do nowych unijnych dostawców, lecz także import z nowych kierunków, nawet z odległych, pozaeuropejskich źródeł zaopatrzenia. Granice otwarte dla importu energii utrudniają stosowanie praktyk monopolistycznych przez krajowe podmioty na lokalnym rynku energii, zakłócających funkcjonowanie tego rynku i *per saldo* utrudniających bezpieczny dostęp do źródeł energii przy akceptowalnych cenach.

Ważnym aspektem bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej, dostrzeżonym w wysiłkach na rzecz tworzenia unii energetycznej, jest fizyczne (infrastrukturalne), inwestycyjne i technologiczne uzależnienie gospodarki od niektórych źródeł energii lub kierunków dostaw. Na przykład istnienie jeszcze do niedawna sieci rurociągów w zasadzie umożliwiających transport surowców energetycznych tylko w jednym kierunku wzmacniało uzależnienie od określonego kierunku dostaw. Co więcej, infrastruktura gazociągów i ropociągów, a nawet sieci elektroenergetycznych wymagała poważnych nakładów inwestycyjnych, których spłata była rozłożona

na lata poprzez uwzględnienie w cenach dostarczanych nośników energii. Wielu operatorów nie było zatem zainteresowanych pełnią konkurencji na rynku energii. Nawet obecnie budowa terminali LNG oznacza związanie znacznych środków inwestycyjnych, utrudniających sięgnięcie do nowych źródeł przed końcem okresu zwrotu z tych inwestycji. Nowoczesne technologie mogą być wysoce kapitałochłonne, przedłużając zwiększoną zależność na dekady. Na przykład inwestycje w elektrownie jądrowe mają sens jedynie przy długofalowym planowaniu wykorzystywania tego źródła.

Inicjowane w latach 90. działania Unii Europejskiej w obszarze energii były początkowo podyktowane chęcią dopełnienia jednolitego rynku w tym obszarze. Dostrzegano bowiem, że brak konkurencji i funkcjonowanie nie-licznych firm o dużych rozmiarach w każdym kraju członkowskim prowadzą do dużej nieefektywności na tym rynku – stąd powyższe inicjatywy mające na celu umożliwienie konkurowania w różnych obszarach rynku energii nie tylko wewnątrz, ale też między krajami członkowskimi, stąd nacisk na liberalizację i możliwości dokonywania wyboru dostawcy energii przez konsumentów, niezależnie od kraju pochodzenia. Rynek w takiej sytuacji mógł się kierować ceną jako głównym parametrem dla decyzji o źródle zaopatrzenia. Starano się również doprowadzić do ograniczenia skali kontroli cen energii przez władze krajowe.

W poprzednich dekadach długofalowe bezpieczeństwo energetyczne często opierało się na umowach międzynarodowych nie tylko z firmami sprzedającymi ropę naftową czy gaz, lecz także z państwami ich pochodzenia. Umowy te definiowały wielkość dostaw, jak również inne parametry, np. skalę możliwych wielkości zmian wolumenu sprzedaży/zakupu, ceny w długim okresie i ich relacje do cen bieżących czy nawet infrastrukturę niezbędną do zapewnienia ciągłości dostaw. Warto wspomnieć, że tego typu umowy były skrupulatnie wykonywane nawet w warunkach napięć między ich stronami. Na przykład na początku lat 80., przy zaostrzeniu się stosunków na linii Wschód – Zachód po wprowadzeniu stanu wojennego w Polsce, nadal w sposób niezakłócony realizowano dostawy umowne z ówczesnego ZSRR do niektórych państw Europy Zachodniej. Panowało przekonanie, że ponieważ z umów międzynarodowych ich strony się zawsze wywiązują, daje to mocną przesłankę, aby uznać, że bezpieczeństwo energetyczne jest dzięki takim umowom – przynajmniej w okresie ich obowiązywania – zapewnione. Jednakże obecnie – po użyciu przez Rosję i jej firmy ograniczeń w dostawach energii jako jednego ze środków wspomagających agresję

militarną – znaczenie takich długoterminowych umów wśród kroków na rzecz bezpieczeństwa energetycznego wyraźnie zmalało.

5. Wnioski

Większość dyskusji dotyczących bezpieczeństwa energetycznego skłania się ku rozważaniu tej koncepcji w odniesieniu do aspektów występujących po stronie podaży. Powszechne jest postrzeganie bezpieczeństwa w kontekście zapewnienia adekwatnych dostaw energii po akceptowalnych cenach. Coraz częściej dostrzega się znacznie szerszy wymiar tej koncepcji. Na przykład Daniel Yergin (2021) twierdzi, że sposoby pozyskiwania energii powinny być zgodne z wartościami i celami narodowymi. Posiadane zasoby naturalne implikowały dotychczasowy rozwój energetyki, co ulega powolnej zmianie. Przede wszystkim skoncentrowanie na stronie podaży pomijało względy środowiskowe, mające znaczenie dla popytu na energię. Duży wpływ na popyt, a tym samym na dostawy energii mają preferencje społeczne ujawniające się przy wyborach źródeł pochodzenia. Na przykład w niektórych państwach istnieje zdecydowany społeczny opór przed budową i dostarczaniem energii z elektrowni atomowych. Coraz częściej podobne postawy można zauważyć w przypadku elektryczności generowanej przez elektrownie wysokoemisyjne, np. na węgiel brunatny czy kamienny. Konsumentci, podpisując umowy o dostarczanie energii, mogą określać, jakiego typu ma być źródło jej pochodzenia.

Bezpieczeństwo energetyczne – w powiązaniu z bezpieczeństwem w ogóle oraz kwestiami środowiska naturalnego i klimatu – powinno priorytetowo traktować minimalizację negatywnego wpływu na środowisko w całym łańcuchu produkcji energii aż do jej zużycia. Jest to też motyw przewodni znaczenia, jakie przywiązuje Międzynarodowa Agencja Energetyczna do polityk harmonizujących bezpieczeństwo energetyczne, wzrost gospodarczy i ochronę środowiska.

Energia jest rozpatrywana jako semipubliczne dobro (Braun, 2018), a zatem rządy mają znaczącą rolę do odegrania w procesie zapewniania niezagrożonej ciągłości dostaw i eliminacji skutków nieoczekiwanych szoków popytowych i podażowych (Mulder, 2023). Dostrzega się również istotne efekty zewnętrzne, nieuwzględnione w kosztach energii. Są to efekty zarówno po stronie podaży energii, jak i popytu, w tym ze strony innych gałęzi gospodarki (Mulder, 2023).

Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Polski, przynajmniej w krótkim okresie, istotne jest doprowadzenie do pełnej dywersyfikacji geograficznych źródeł zaopatrzenia i dywersyfikacji importu różnych nośników energii. Taka dywersyfikacja może ograniczyć zaburzenia dostaw z poszczególnych kierunków oraz zmniejszyć wpływ nagłych i znaczących fluktuacji cen energii. Zasadniczym kryterium powinno być zmniejszenie zależności od dostaw z jednego kraju. Dywersyfikacja wymaga inwestycji w infrastrukturę energetyczną, aby ułatwić integrację różnorodnych źródeł energii. Obejmuje ona sieci przesyłowe i dystrybucyjne, systemy inteligentnych sieci oraz infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych. Modernizacja infrastruktury zwiększa odporność i elastyczność systemu energetycznego.

W dłuższym okresie ważnym kierunkiem działania powinna być poprawa efektywności energetycznej we wszystkich sektorach, w tym w budynkach, transporcie i przemyśle. Efektywność energetyczna zmniejsza ogólne zapotrzebowanie na energię i zależność, dzięki czemu system energetyczny jest bardziej odporny na zawirowania w dostawach i mniej zależny od importu. Jednakże skala możliwego do osiągnięcia obniżenia popytu, nawet istotna, jest niewystarczająca, by radykalnie poprawić stan bezpieczeństwa energetycznego gospodarki.

Ze względu na konieczność sprostania dekarbonizacji gospodarki niezbędny jest rozwój energetyki odnawialnej. Obecnie tempo zwiększania udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym nie jest wystarczające. Konieczne jest szybsze wdrażanie systemów opartych na wykorzystaniu energii słonecznej, wiatrowej, wodnej, geotermalnej i biomasy. Odnawialne źródła energii są lokalnie dostępne (choć urządzenia i materiały są w przeważającej części importowane) i nie podlegają napięciom geopolitycznym ani wyczerpującym się rezerwom. Wymaga to jednocześnie inwestycji i działań na rzecz poprawy technologii magazynowania energii i elastyczności sieci. Energia elektryczna pochodząca ze źródeł odnawialnych jest zależna od czynników naturalnych, takich jak siła wiatru czy nasłonecznienie, i wymaga uzupełniania dostawami elektryczności niepodlegającymi chwilowym fluktuacjom. Systemy magazynowania energii, takie jak baterie i elektrownie szczytowo-pompowe, umożliwiają lepszą integrację nieciągłych odnawialnych źródeł energii i wraz z elastycznymi, inteligentnymi systemami sieciowymi pomagają zarządzać wahaniami popytu i podaży.

Utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego w przypadku każdego europejskiego kraju, w tym Polski, ma wiele nowych lub znacznie zmienionych uwarunkowań, nawet w porównaniu do kilku lat wstecz. Czynniki

i okoliczności zewnętrzne wymuszają rozważenie palety rozwiązań, które mogą gwarantować w dłuższym okresie stabilne i adekwatne do potrzeb gospodarki zaopatrzenie w energię.

Położone na terenie Polski zasoby energetyczne, zarówno paliw kopalnych, jak i potencjału energii odnawialnej, nie są wystarczające, aby na ich podstawie konstruować trwałą perspektywę bezpieczeństwa energetycznego. Dlatego rządowy dokument „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” zawiera jako jeden z kluczowych celów rozwój energetyki atomowej w Polsce i zakłada znaczącą rolę nowych źródeł energii odnawialnej (PEP2040, 2021). Bez znaczących nowych, bezemisyjnych źródeł energii wybudowanych w Polsce bezpieczeństwo energetyczne będzie zależne od intensywności współpracy z sąsiednimi krajami i maksymalnej dywersyfikacji źródeł importu energii.

W dłuższym okresie największą zmianę dla polskiego sektora energii przynosi polityka klimatyczna Unii Europejskiej. Ustanowione już europejskie cele i tempo dochodzenia do gospodarki bez emisji CO₂ oznaczają potężne zmiany w możliwościach korzystania z różnych źródeł energii. Uznaje to również wspomniany rządowy dokument – choć ze względu na przyjęty w nim inny horyzont czasowy, niż horyzont osiągnięcia dekarbonizacji w całej Unii Europejskiej, nie wszystkie posunięcia w Polsce muszą się w pełni zgadzać z planami unijnymi. Dla Polski proces odchodzenia od węgla (nawet jeśli będzie opóźniony w stosunku do innych krajów członkowskich) oznacza sięganie w dużo większym stopniu do zagranicznych źródeł energii, czyniąc ten sektor bardziej wrażliwym na wszystkie zaburzenia zewnętrzne (Hebda, 2022). Uregulowania unijne pozwalają na rozszerzenie rynku energii i możliwości sięgnięcia do potencjału energetycznego innych członków Unii Europejskiej, zapewniającego relatywnie stabilne dostawy energii i jej nośników. Jednakże unijny rynek energii jako całość też jest poddany presji trendów i zmian w gospodarce światowej, w tym – manipulacji cenami i wielkościami dostaw.

Gospodarka światowa przechodzi obecnie zasadniczą transformację – zmienia się układ sił i znaczenie głównych potęg gospodarczych, zmienia się geograficzny i sektorowy rozkład źródeł energii, ulegają zmianie kierunki handlu energią i zwiększają się napięcia między krajami posiadającymi obfite zasoby nośników energii i ich importerami. To przynosi istotne zagrożenia w obszarze bezpieczeństwa energetycznego. Polska musi zatem prowadzić długofalową politykę w tym obszarze, wykorzystując własne skromne zasoby w najbardziej efektywny sposób i ściśle współpracując z innymi

krajami Unii Europejskiej, by wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne kraju. Trzeba też mieć nadzieję, że w dłuższym okresie postęp technologiczny i ogromne wsparcie, jakiego Unia udziela badaniom i innowacjom w tym obszarze, przyniosą rezultaty umożliwiające zwiększenie stopnia niezależności od zewnętrznych źródeł energii. Przyspieszone tempo postępu technicznego daje nadzieję na zwiększenie możliwości wyboru wśród niskoemisyjnych źródeł energii, zwiększenie efektywności energetycznej, a nawet zmiany wzorców konsumpcji. Wiele nadziei wiąże się z możliwością innowacji o przełomowym charakterze, np. w możliwościach gromadzenia energii (baterie chemiczne czy termiczne), a nawet wytwarzania, w tym z wykorzystaniem fuzji nuklearnej. Choć niektóre z tych oczekiwań mogą zostać niespełnione nawet w perspektywie roku 2050, to i tak skala nakładów daje szansę na istotny postęp. Warto zatem oprzeć bezpieczeństwo energetyczne na jak najnowszych rozwiązaniach technicznych, licząc na to, że kolejne innowacje umożliwią wykorzystanie istniejącego potencjału zasobów energetycznych w Polsce w zgodzie z wymaganiami gospodarki bezemisyjnej.

Bibliografia

- Braun J., 2018. *Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne – miary i czynniki wpływające na jego poziom*, „Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach”, nr 358, s. 23–32.
- Hebda W., 2022. *Energy policy of Poland until 2040. The challenges and threats to energy security in the next two decades*, „Politeja”, vol. 4(79), s. 167–186.
- Kawecka-Wyrzykowska E., 2022. *Wyzwania dekarbonizacji polskiej gospodarki: rola węgla*, „Społeczeństwo i Polityka”, vol. 4(73), s. 67–90.
- Krutikhin M., 2021. *Russia's Gazprom. A Case Study in Misused Interdependence*, w: D. Drezner, H. Farrell, A. Newman (red.), *The Uses and Abuses of Weaponized Interdependence*, Brookings Institution Press, Washington, D.C.
- Le Gros G., 2020. *The beginning of nuclear energy in France: Messmer's plan*, „Revue Generale Nucleaire”, vol. 5, s. 56–59.
- Månsson A., Johansson B., Nilsson L.J., 2014. *Assessing energy security: An overview of commonly used methodologies*, „Energy”, vol. 73, s. 1–14.
- Meierding E., 2021. *Weaponizing Energy Interdependence*, w: D. Drezner, H. Farrell, A. Newman (red.), *The Uses and Abuses of Weaponized Interdependence*, Brookings Institution Press, Washington, D.C.
- Samimian-Darash L., 2022. *Uncertainty by Design*. [edition unavailable], Cornell University Press, <https://www-perlego-com.coleurope.idm.oclc.org/book/2648257/>

- uncertainty-by-design-preparing-for-the-future-with-scenario-technology-pdf (dostęp: 15.10.2022 r.).
- Mulder M., 2023. *Regulation of Energy Markets: Economic Mechanisms and Policy Evaluation*, Springer, Cham.
- Nixon R., 1973. *Address to the Nation About Policies To Deal With the Energy Shortages*, 7.11.1973, <https://web.archive.org/web/20220418181812/https://www.presidency.ucsb.edu/documents/address-the-nation-about-policies-deal-with-the-energy-shortages> (dostęp: 14.06.2024 r.).
- Pangsy-Kania S., Wierzbicka K., 2022. *Niezależność od importu surowców energetycznych jako kluczowy element bezpieczeństwa ekonomicznego państwa. Polska na tle krajów EU*, „Optimum. Economic Studies”, vol. 3(109), s. 86–102.
- Sorrell S., Ockwell D., 2010. *Can we decouple energy consumption from economic growth?*, University of Sussex, <https://hdl.handle.net/10779/uos.23423927.v1> (dostęp: 14.06.2024 r.).
- Yergin D., 2021. *Nowa mapa. Jak energetyka zmienia politykę*, Wydawnictwo Post Factum, Katowice.

Akty prawne, raporty i dokumenty

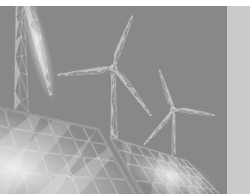
- Communication from the Commission „Clean Energy For All Europeans”, COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0860> (dostęp: 14.06.2024 r.).
- IEA, 2007. *Energy Security and Climate Policy. Assessing Interactions*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2020a. *Energy Efficiency 2022*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2023. *Global Energy and Climate Model. Documentation – 2023*, International Energy Agency, Paris, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ff3a195d-762d-4284-8bb5-bd062d260cc5/GlobalEnergyandClimateModelDocumentation2023.pdf> (dostęp: 14.06.2024 r.).
- PEP2040, 2021. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., załącznik: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (M.P. z 2021 r. poz. 264).

Publikacje uzupełniające

- Cevik S., 2022. *Climate Change and Energy Security: The Dilemma or Opportunity of the Century?*, IMF Working Paper, No. 174.
- Cretti G., Ramnath A., Schaik L. van, 2022. *Transitioning towards energy security beyond EU borders: why, where and how?*, Clingendael Institute, https://www.globsec.org/sites/default/files/2022-11/Policy_brief_Transitioning_towards_energy_security_beyond_EU_borders.pdf (dostęp: 17.06.2024 r.).

- Czarny R.M., 2020. *The Nordic Dimension of Energy Security*, Springer, Cham.
- Drezner D., Farrell H., Newman A. (red.), 2021. *The Uses and Abuses of Weaponized Interdependence*, Brookings Institution Press, Washington.
- EC, 2022. *EU actions on high energy prices and security of supply*, European Commission, Directorate-General for Communication, Publications Office of the European Union.
- Galytska K., 2021. *European-Russian Energy Relations: from Dependence to Interdependence*, Firenze University Press, Firenze, <https://www.fupress.com/isbn/9788855184151> (dostęp: 17.06.2024 r.).
- IEA, 2019. *Nuclear Power in a Clean Energy System*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2020b. *Global Gas Security Review 2020*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2021. *The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2022a. *Climate Resilience for Energy Security*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- IEA, 2022b. *Poland 2022. Energy Policy Review*, OECD, International Energy Agency, Paris.
- Machiel M., 2022. *Regulation of Energy Markets: Economic Mechanisms and Policy Evaluation*, Second Edition, Springer, Cham.
- McWilliams B., Sgaravatti G., Tagliapietra S., Zachmann G., 2022. *A grand bargain to steer through the European Union's energy crisis*, „Policy Contribution”, No. 14, Bruegel.
- Mouraviev N., Koulouri A. (red.), 2018. *Energy Security Policy Challenges and Solutions for Resource Efficiency*, Springer, Cham.
- NEA, 2010. *The Security of Energy Supply and the Contribution of Nuclear Energy*, OECD, Paris.
- Ozawa M., 2020. *Trust and European-Russian Energy Relations. Ensuring Energy Security*, Palgrave Macmillan, Cham.
- Popkostova Y., 2022. *Europe's Energy Crisis Conundrum. Origins, impacts and way forward*, European Union Institute for Security Studies, Publications Office of the European Union.
- Rutherford A., 2020. *Energy Security and Green Energy. National Policies and the Law of the WTO*, Springer, Cham.
- Slakaityte V., Surwillo I., Berling T.V., 2022. *Energy Security in the Baltic Sea Region. Transition within geopolitical constraints*, Danish Institute for International Studies, Copenhagen.
- Tvaronavičienė M. (red.), 2020. *Innovation in Energy Security and Long-Term Energy Efficiency*, MDPI – Multidisciplinary Digital Publishing Institute, Basel.

- Wallin M., Yllemo J.O., Knoll S., Mathews B., 2022. *The Global State of Fusion Development*, American Security Project, <http://www.jstor.org/stable/resrep43113> (dostęp: 14.06.2024 r.).
- Winzer C., 2011. *Conceptualizing Energy Security*, Energy Policy Research Group (EPRG) Working Paper 1123, University of Cambridge, <http://www.jstor.org/stable/resrep44777> (dostęp: 14.06.2024 r.).



Bezpieczeństwo energetyczne Polski – wymiary: geostrategiczny, ekonomiczny i ekologiczny

1. Wprowadzenie – konceptualizacja bezpieczeństwa energetycznego. Perspektywa trzech wymiarów

Bezpieczeństwo energetyczne w najprostszym możliwym ujęciu definicyjnym przyjętym przez Międzynarodową Agencję Energii to stała dostępność źródeł energii po osiągalnych cenach (IEA, b.d.). Zarazem nowy paradygmat bezpieczeństwa energetycznego, tj. kształtujący się w ciągu trzech ostatnich dekad w związku ze zmianami klimatycznymi, ale także rosnącą świadomością powiązań między energetyką a bezpieczeństwem ekologicznym, wymaga uwzględnienia w konceptualizacji bezpieczeństwa energetycznego tego, że stałość dostaw energii i ich osiągalność cenowa powinny być osiąmane przy jednoczesnej redukcji emisji gazów cieplarnianych (głównie CO₂) do atmosfery (IEA, 2022b, s. 25). Ów duch zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego i polityki klimatycznej na trwałe odmienił oblicze bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w jego teoretycznym, jak i praktycznym wymiarze.

W opracowaniu skupiono się na trzech podstawowych wymiarach bezpieczeństwa energetycznego Polski: geostrategicznym, ekonomicznym i ekologicznym, w ujęciu zarówno statycznym (bezpieczeństwo jako stan), jak i dynamicznym (bezpieczeństwo jako proces). Nacisk będzie położony na wymiar geostrategiczny – ze względu na specyfikę studiów nad bezpieczeństwem, w których osadzona jest publikacja. W pierwszej kolejności zostaną zatem zarysowane ramy teoretyczne podejmowanych rozważań nad bezpieczeństwem energetycznym, tj. ujęcie trzech wymiarów bezpieczeństwa

energetycznego. Następnie na gruncie studiów empirycznych zostanie podjęty problem bezpieczeństwa energetycznego Polski – uwarunkowań historycznych i geograficznych obecnego stanu bezpieczeństwa, a także jego implikacji w wymiarach: geostrategicznym, ekonomicznym i ekologicznym. W ostatniej części w dynamicznym ujęciu bezpieczeństwa energetycznego Polski przybliżony zostanie kontekst geostrategiczny dokonywanych współcześnie wyborów energetycznych, w tym zwłaszcza transformacji energetycznej kraju, uwzględniający dwa czynniki: wojnę rosyjsko-ukraińską i politykę klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej.

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego – jako jednego z sektorów bezpieczeństwa narodowego – jest kluczowe dla sprawnego funkcjonowania innych sektorów: od finansowego, przez komunikacyjny, żywnościowy i wodny, po militarny. W istocie „energia znajduje się w centrum systemu systemów” (Cornell, 2009, s. 65), tym samym zakłócenie jej dostaw może sparaliżować całą gospodarkę, zagrażając bezpieczeństwu ekonomicznemu, politycznemu i militarnemu, a także wielu innym sektorom bezpieczeństwa narodowego. Dlatego też, choć zarówno ekonomia, jak i ekologia są kategoriami uwzględnianymi w konceptualizacjach bezpieczeństwa energetycznego, to jednak centralną kategorią pozostaje fizyczna dostępność energii (ang. *availability*).

Zapewnienie **stałej dostępności energii w różnorodnych formach** mieści się w pierwszym, tj. geostrategicznym, wymiarze bezpieczeństwa energetycznego. Zgodnie z nazwą na wymiar ten składają się dwa podstawowe komponenty – geograficzny (skąd są sprowadzane nośniki energii, jakimi szlakami, jakie zagrożenia wiążą się z danym kierunkiem dostaw, jaki jest stosunek wykorzystania źródeł zewnętrznych do krajowych, jaka jest lokalizacja jednostek wytwórczych w systemie energetycznym etc.) i strategiczny. W istocie to od przyjętej i realizowanej strategii zależy, czy energia jest i będzie dostępna w sposób ciągły. Choć nie ma jednej metody na tworzenie i optymalizowanie strategii bezpieczeństwa energetycznego, to w toku historycznej ewolucji rynku energetycznego, w tym stosunków importerzy–eksporterzy, sformułowano tzw. zasady bezpieczeństwa energetycznego (Yergin, 2006), które mogą stanowić swoiste wytyczne dla strategów i decydentów politycznych. W badaniach osadzonych w wymiarze geostrategicznym bezpieczeństwa energetycznego uwaga skoncentrowana jest zatem na narzędziach, które umożliwiają zwiększenie stałej dostępności energii zarówno w okresach normalnego funkcjonowania rynku, jak i w czasach kryzysów. W tym odniesieniu dywersyfikacja dostaw, dostawców, tras, ale

także samych nośników pierwotnych energii jest postrzegana jako główny instrument czy podstawowa zasada bezpieczeństwa energetycznego. Podobnie wyrazem geostrategicznego podejścia jest utrzymywanie odpowiednich rezerw strategicznych czy samowystarczalności energetycznej. Konsekwencją geostrategicznego podejścia do bezpieczeństwa energetycznego jest także koncentrowanie się na zewnętrznych zagrożeniach, np. związanych z polityką eksporterów i zaburzeniami zewnętrznych łańcuchów dostaw, które mogą mieć różne podłoże (od konfliktów zbrojnych, przez czynniki polityczne i wykorzystywanie dostaw energii w charakterze broni, po klęski żywiołowe) (Pronińska, 2020).

W wymiarze ekonomicznym uwaga skoncentrowana jest na **osiągalnych/akceptowalnych cenach energii**. Oznacza to, że w tym podejściu atrybutem bezpieczeństwa energetycznego jest opłacalność ekonomiczna zastosowania danych technologii oraz dostępność cenowa energii. Na wymiar ekonomiczny bezpieczeństwa energetycznego składają się przede wszystkim: struktura bilansu energetycznego oraz jego optymalizacja kosztowa; efektywność energetyczna (wytwarzania, dystrybucji, całego systemu energetycznego), w tym zwłaszcza relacje między wzrostem gospodarczym a konsumpcją energii (wskaźnik efektywności energetycznej gospodarki); ceny energii pierwotnej i finalnej, które wpływają na ich ekonomiczną dostępność dla odbiorców końcowych, a także ukazują podatność gospodarki (importerów i eksporterów) na fluktuacje cen surowców energetycznych. Wpływ na wymiar ekonomiczny bezpieczeństwa energetycznego danego państwa mają zarazem globalne i regionalne trendy popytowo-podażowe (Pronińska, 2020). Zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego danego państwa mogą być zatem rezultatem niekorzystnych trendów rynkowych, w tym w szczególności wzrostu cen importowanych nośników energii. Rosnący koszt zakupu surowców stanowi obciążenie dla gospodarek państw importerów, ale nie musi od razu oznaczać spadku ekonomicznej dostępności energii, choć jeśli cena okazuje się „nierozsądna” czy trudna do akceptacji, wówczas można oczekiwać wdrażania takich działań, jak zmniejszanie konsumpcji czy przedstawianie się na alternatywne źródła energii. Jeśli analizę przenosi się na poziom gospodarstw domowych, to rosnący wskaźnik ubóstwa energetycznego jest poważnym sygnałem ostrzegawczym, że spada dostępność ekonomiczna energii, a gospodarstwa domowe (zwłaszcza te biedne) nie są w stanie zaspokoić swoich podstawowych potrzeb energetycznych. W tradycyjnych badaniach rynku energetycznego źródeł rosnących kosztów doszukiwano się we fluktuacjach cen węglowodorów i wysokiej

podatności gospodarek państw importerów na te wahania. Współcześnie coraz więcej studiów koncentruje się na konsekwencjach polityki energetycznej, w tym klimatycznej, dla wzrostu cen energii elektrycznej i obciążeń finansowych dla konsumentów. Spadek siły nabywczej (niezależnie od tendencji inflacyjnych na rynku energii) także jest jednym z kluczowych zagadnień w tym kontekście, a wynika ze znacznie bardziej złożonych problemów społeczno-ekonomicznych (np. w ostatnich dekadach kryzysy ekonomiczne silnie wpływały na siłę nabywczą gospodarstw domowych, w tym ich zdolność do opłacania rachunków za energię). W rezultacie zagadnienie ubóstwa energetycznego stało się integralną częścią debat naukowych nad wymiarem ekonomicznym bezpieczeństwa energetycznego (EC, 2014; Dubois i Meier, 2016; Leal-Arcas, 2016; Kimbrell, 2022).

W końcu wymiar ekologiczny odnosi się do procesów pozyskiwania, przetwarzania i konsumpcji energii i ich oddziaływania na środowisko naturalne. Z racji transgranicznego charakteru zagrożeń ekologicznych bezpieczeństwa zmniejszenie szkodliwości systemu energetycznego dla środowiska naturalnego stało się wyzwaniem dla społeczności międzynarodowej. W ramach zaś badań nad bezpieczeństwem zaczęto uwzględniać zagadnienie kosztów ekologicznych w definicjach bezpieczeństwa energetycznego i w polityce energetycznej państw. Choć obecnie wymiar ekologiczny bezpieczeństwa energetycznego utożsamiany jest głównie z zagrożeniami klimatycznymi i potrzebą ograniczania emisji gazów cieplarnianych z sektora energetycznego, to jednak należy rozumieć go szerzej, tj. także w odniesieniu do innych szkód ekologicznych będących efektem działań sektora energetycznego (w tym zanieczyszczenie powietrza i wód). Czynniki ekologiczne są ważną przesłanką formułowania współczesnych strategii rozwoju sektora energetycznego i zarazem podstawowym uwarunkowaniem dokonującej się transformacji energetycznej (Buchan, 2009; Bang, 2010; Scholten, 2018; WEF, 2021). Polityka energetyczna, która nie uwzględnia potrzeb w zakresie zmniejszania szkodliwości ekologicznej sektora energetycznego, w tym jego emisji gazów cieplarnianych, może przynieść zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze nie tylko ekologicznym, lecz także geostrategicznym. Najlepszym przykładem jest utrzymywanie zależności od importowanych paliw kopalnych i stałych, co generuje wysoką emisyjność sektora energetycznego, jak również podatność na wstrząsy wynikające z zaburzeń zewnętrznych dostaw czy fluktuacji cen w warunkach rozwoju wielu alternatywnych rozwiązań znacznie bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu. Z badań wynika, że częste koncentrowanie

się na jednym aspekcie i brak holistycznego podejścia prowadzi do ignorowania możliwości osiągnięcia synergii między poprawą geostrategicznego wymiaru bezpieczeństwa energetycznego, przeciwdziałaniem zmianom klimatu i redukcją zanieczyszczeń powietrza (McCollum i in., 2013).

Obok dostrzeżenia wielowymiarowości pojęcia bezpieczeństwa energetycznego istotne jest zrozumienie, że jest ono także dynamiczne i kontekstualne. Oznacza to, że choć istotą bezpieczeństwa energetycznego pozostają **stała dostępność energii** oraz **rozsądne / akceptowalne ceny**, to w zależności od danych uwarunkowań rynkowych i politycznych uwaga decydentów może koncentrować się na różnych wymiarach bezpieczeństwa energetycznego. Odpowiednio zaś do zmian w percepcji zagrożeń rozważane są różne opcje i instrumenty polityki energetycznej.

2. Uwarunkowania geograficzno-historyczne bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz ich implikacje geostrategiczne, ekonomiczne i ekologiczne

Ocenę stanu, a następnie dynamiki bezpieczeństwa energetycznego Polski należy zacząć od uświadomienia sobie roli historii i geografii w kształtowaniu obecnego systemu energetycznego i istniejących łańcuchów dostaw energii w Polsce. Z jednej strony, geograficzna bliskość Rosji – potęgi surowcowej, której bogactwo opiera się na posiadaniu jednych z największych na świecie udokumentowanych rezerw nieodnawialnych źródeł energii stanowiących podstawę współczesnego bilansu energetycznego świata¹ – jest kluczową przesłanką kształtowania na przestrzeni lat uzależnienia importowego Polski od wschodniego dostawcy. Z drugiej strony, infrastruktura łącząca Polskę z Rosją, uzależniająca polską gospodarkę od rosyjskich węglowodorów, była spadkiem po zimnej wojnie i dwublokowym podziale świata, w którym PRL, wraz z innymi państwami Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej (RWPG), budowała bezpieczeństwo energetyczne, opierając się na rodzimym węglu, na rosyjskiej ropie i gazie oraz na umowach barterowych.

¹ Zgodnie z danymi za 2020 r. Rosja posiadała: 6,2% (107,8 mld baryłek) światowych udokumentowanych rezerw ropy; 19,9% (37,4 bln m³) światowych udokumentowanych rezerw gazu ziemnego; 15% (190,7 mld ton) światowych udokumentowanych rezerw węgla (BP, 2021).

Przynależność do bloku wschodniego i struktur RWPG wpłynęła nie tylko na dominację rosyjskich kierunków dostaw węglowodorów oraz węgla w polskiej strukturze importu, lecz także na myślenie o bezpieczeństwie energetycznym, w którym odwoływano się do koncepcji samowystarczalności surowcowej² i roli krajowych zasobów paliw stałych w zapewnieniu bezpieczeństwa.

W istocie „monokultura” węglowa, która stała się podstawą bilansu energetycznego Polski lat 90. i 2000., wpłynęła na ukształtowanie specyficznych postaw elit politycznych i sektora energetycznego względem roli węgla i regionów górniczych w zapewnieniu stałych dostaw energii dla krajowej gospodarki, przemysłu i gospodarstw domowych. Ta swoista kultura energetyczna – zogniskowana wokół modelu scentralizowanej, wielkoskalowej, opartej na węglu (przez lata krajowym, a z czasem w coraz większej skali importowanym, i to właśnie z Rosji³) energetyce – niosła liczne wyzwania dla innowacyjności i rozwoju krajowego systemu energetycznego. W rzeczywistości – tak jak przez lata węgiel (sektor górnictwa węgla kamiennego i brunatnego) postrzegany był jako baza i zarazem podstawa krajowego bezpieczeństwa energetycznego, tak przez lata był on zarazem hamulcem przeobrażeń w sektorze energetycznym, a zwłaszcza ambitnej i dalekosiężnej transformacji energetycznej. Niskoemisyjne źródła wytwarzania energii, a zwłaszcza te oparte na odnawialnych źródłach energii (OZE) i rozproszonych mocach wytwórczych, „kłóciły” się z dotychczasową logiką funkcjonowania sektora energetycznego w Polsce.

Zmiana reżimów technologicznych nigdy nie jest prostym zadaniem. Uzależnienie społeczeństwa od danego systemu technologicznego, w tym przypadku wielkoskalowego i scentralizowanego systemu energetycznego opartego na nieodnawialnych nośnikach energii, z krajowym węglem na czele, którego składowe stały się immanentną częścią rzeczywistości socjo-

² W ramach RWPG przybierała ona formę wręcz autarkii surowcowej, w ramach której państwa należące do bloku wschodniego zapewniały sobie niezależność od zewnętrznych dostaw energii i opierały swoje bezpieczeństwo energetyczne na surowcach, które blok posiadał. Dlatego w 1973 r. szok naftowy, którego konsekwencje (z zaburzeniami dostaw i recesją włącznie) odczuły wysoko rozwinięte kraje kapitalistyczne, nie dotknął w podobny sposób krajów bloku wschodniego.

³ Wprawdzie rosyjski węgiel nie był wykorzystywany na potrzeby systemu elektroenergetycznego (ten zasilany był głównie węglem krajowym), to jednak stanowił podstawę zabezpieczenia bezpieczeństwa potrzeb grzewczych polskich gospodarstw domowych i lokalnych ciepłowni.

ekonomicznej, niesie wiele implikacji dla społeczeństwa i gospodarki. Uczestnicy systemu technologicznego często blokują zmiany, a i społeczeństwo uzależnione czy przyzwyczajone do danego reżimu technologicznego może nie być gotowe na innowacje, które będą zakłócać jego funkcjonowanie, tj. prowadzić do transformacji. Badacze określają to zjawisko mianem „przełamywania konserwatywnego momentu technologicznego” (Hughes, 1989, s. 161). Dokonanie wyboru społeczno-politycznego w zakresie ścieżki transformacji energetycznej, która wyznaczy kierunki rozwoju technologicznego najpierw w samym sektorze energetycznym, a następnie w całej gospodarce (Nelson, 1987; Perez, 2009), jest kluczowe w planowaniu strategicznym i budowaniu bezpieczeństwa energetycznego. W przypadku Polski ograniczeniem jest nie tyle istniejąca infrastruktura technologiczna, ile właśnie owa kultura energetyczna, przez którą należy rozumieć system zachowań i postaw wobec systemu energetycznego i konsumpcji energii, które są charakterystyczne dla danego społeczeństwa. Jest to także pewien typowy sposób myślenia o bezpieczeństwie energetycznym, będący odzwierciedleniem doświadczeń danego państwa (Pronińska, 2013, s. 3). Warto zatem się zastanowić, jaki był efekt nie tylko istniejących powiązań infrastrukturalnych z rosyjskim dostawcą, ale i owego schematycznego myślenia o sektorze energetycznym i bezpieczeństwie energetycznym.

W wymiarze geostrategicznym bezpieczeństwa energetycznego zwracała uwagę przede wszystkim wysoka zależność importowa od rosyjskiego dostawcy. O ile na tle innych państw Unii Europejskiej całkowita zależność importowa, czyli udział importowanych nośników w konsumpcji energii pierwotnej, była jedną z niższych – w 2019 r. kształtowała się ona na poziomie powyżej 47%, przy średniej dla Unii wynoszącej 61% (EC, 2021, s. 223) – o tyle udział Rosji w całkowitym imporcie przez lata był wyższy niż średnia unijna. Dotyczyło to zaopatrzenia rynku w ropę i produkty naftowe, gaz, a także węgiel.

W przypadku sektora naftowego Polska importuje około 98% konsumowanej ropy naftowej. Większość (72%) jest wykorzystywana w transporcie oraz przemyśle (22%) (IEA, 2022a, s. 148). Wysoka zależność od importu rosyjskiej ropy – w latach 2015–2020 udział Rosji w imporcie ropy spadł z 89% do 70% (IEA, 2022a, s. 147–148) – wiązała się z przystosowaniem infrastruktury naftowej zarówno do importu ropy z kierunku wschodniego (rurociągiem Przyjaźń, a także drogą morską i z przeładunkiem w Naftoporcie), jak i przetwórstwa ciężkiej rosyjskiej ropy w polskich rafineriach. Nie bez znaczenia był także czynnik cenowy. Ropa rosyjska transportowana

rurociągiem i słabsza gatunkowo, niż chociażby ropa z Morza Północnego czy Bliskiego Wschodu, była tańsza. W istocie, choć Polska miała możliwości transportu ropy drogą morską, a zatem z różnych kierunków, a przepustowość Naftoportu przez lata była większa niż krajowe zapotrzebowanie na ropę, to ropa rosyjska dominowała w polskim bilansie energetycznym. Zależność od rosyjskiej ropy nie była postrzegana jako szczególne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego, właśnie ze względu na możliwości dywersyfikacyjne (w razie pojawienia się nagłej potrzeby), a także inwestowanie w przystosowanie polskich rafinerii do przetwórstwa innych gatunków ropy.

W przypadku gazu ziemnego sytuacja była znacznie bardziej skomplikowana. Brak analogicznych do rynku naftowego możliwości dywersyfikacyjnych był zauważalny i stanowił podstawę obaw o bezpieczeństwo energetyczne. W centrum myślenia o bezpieczeństwie energetycznym i ewentualnych zagrożeniach znalazła się więc możliwość wykorzystywania przez Rosję wysokiej zależności Polski od rosyjskiego gazu, w warunkach braku realnych alternatyw. Choć zatem w czysto matematycznym ujęciu zależność importowa od rosyjskiego gazu była mniejsza niż w przypadku ropy – w latach 2010–2020 udział importu w konsumpcji gazu wzrósł z 63% do 72% (IEA, 2022a, s. 132) – to jednak zagrożenie odcięciem dostaw i możliwymi negatywnymi tego implikacjami dla bezpieczeństwa energetycznego kraju były znacznie większe. Przez lata (także po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej) infrastruktura gazowa umożliwiała tłoczenie gazu jedynie z kierunku wschodniego na zachód. Polska nie miała alternatywnych wejść do systemu, interkonektorów gazowych z sąsiadami czy opcji importu gazu drogą morską. Jeśli przyjąć trzy cezury: najpierw 2009 r., czyli rosyjsko-ukraińskiego kryzysu gazowego, który doprowadził do przerw w dostawach gazu do Unii Europejskiej, następnie 2014 r., czyli pierwszej rosyjskiej agresji na Ukrainę w postaci aneksji Krymu, w końcu lutego 2022 r. – pełnoskalowej agresji Rosji na Ukrainę, to można zaobserwować wyraźne zmiany w polityce energetycznej Polski w obszarze działań na rzecz zwiększenia niezależności energetycznej od Rosji, w tym zwłaszcza w obszarze dywersyfikacji dostaw gazu. Dynamika zmian w ogromnej mierze wiązała się zatem z wydarzeniami o charakterze politycznym (a w 2022 r. także wojskowym). Oddziaływało to silnie na polską percepcję Rosji jako „(nie)wiarygodnego” eksportera / dostawcy surowców na potrzeby polskiej gospodarki oraz na polską politykę energetyczną. Skoro więc uwarunkowania historyczne i geograficzne zarazem determinowały wysoki udział

rosyjskich nośników energii w bilansie energetycznym Polski po 1989 r., to uwarunkowania natury politycznej i psychologicznej (percepcja dostawcy i obawy przed wykorzystywaniem zależności importowej w charakterze broni) wpływały na odchodzenie od rosyjskiego kierunku dostaw. Niewątpliwie dużą rolę w zwiększeniu możliwości importowych Polski z innych kierunków niż rosyjski odegrała polityka unijna. Zwłaszcza po 2009 r. – w ramach PCI (projektów wspólnego interesu), EEPR (Europejskiego Energetycznego Programu Odbudowy) oraz za sprawą innych instrumentów dedykowanych sektorowi energetycznemu – region Europy Środkowo-Wschodniej otrzymał wielkie wsparcie finansowe dla rozwoju infrastruktury energetycznej w ramach zarówno polityki liberalizacji i integracji rynków energii i gazu, polityki klimatyczno-energetycznej, jak i (na czym szczególnie zależało Polsce) polityki wzmacniania bezpieczeństwa dostaw (Youngs, 2009; Pronińska, 2017). Całościowo – dzięki polityce energetycznej ukierunkowanej na dywersyfikację i zmniejszanie zależności od Rosji oraz polityce Unii Europejskiej zmierzającej do integracji rynków gazu, a z czasem także zwiększania bezpieczeństwa dostaw (Pronińska, 2017) – udało się znacząco zmniejszyć udział rosyjskiego dostawcy w imporcie gazu z 90% w 2010 r. do 55% w 2021 r. (IEA, 2022a, s. 3). Oznaczało to odpowiednio niższą zależność importową. W 2020 r. około 9 mld m³ gazu, który Polska sprowadzała z Rosji, stanowiło 42% wewnętrznej konsumpcji, a i przed agresją zbrojną Rosji na Ukrainę polski rząd zapowiadał, że nie będzie zawierał nowego kontraktu długoterminowego z Rosją.

Dominacja Rosji w polskiej strukturze dostaw energii nie stanowiła wystarczającego bodźca do zauważalnych zmian w polityce energetycznej kraju (nawet jeśli w dyskursie publicznym były wyraźnie formułowane postulaty zmniejszania zależności od Rosji, a takie pomysły, jak chociażby realizacja strategicznego gazociągu Baltic Pipe, pojawiały się jeszcze przed przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej⁴). Dopiero czynniki natury politycznej – rosyjska (geo)polityka surowcowa – ugruntowywały i wzmacniały potrzebę poszukiwania alternatyw. O ile zatem rok 2009 zapoczątkował wiele zmian i inicjatyw w zakresie poszukiwania nowych rozwiązań infrastrukturalnych dla polskiego rynku gazu, o tyle kolejne lata przyniosły

⁴ Projekt Baltic Pipe, a zatem połączenie polskiego rynku ze złożami norweskimi, zaproponował rząd Jerzego Buzka. Projekt został rewitalizowany dekadę później za rządów Prawa i Sprawiedliwości i zrealizowany w 2022 r. Rozważano także alternatywy ropociągowe dla rynku ropy, jednak nigdy nie udało się ich zrealizować.

wymierne rezultaty. W efekcie w przededniu rosyjskiej agresji na Ukrainę w lutym 2022 r. Polska była dość dobrze przygotowana do odcięcia rosyjskich dostaw gazu. W odniesieniu do rynku naftowego była jednym z tych członków Unii, którzy postulowali od początku rosyjskiej inwazji nałożenie sankcji na sektor naftowy, a także inne segmenty sektora energetycznego. W tym kontekście znamienne było podjęcie politycznej decyzji o jednostronnym zaprzestaniu importu rosyjskiego węgla⁵ (Ustawa z 13 kwietnia 2022 r.). Węgiel, który w wymiarze ekonomicznym jest podstawą bilansu energetycznego Polski, przed wojną pochodził głównie ze źródeł krajowych i rosyjskich. Udział Rosji w imporcie węgla energetycznego w 2020 r. wynosił 90% (IEA, 2022a, s. 123), a w 2021 r. – 85,9% (MAP, 2023, s. 14). W momencie odcięcia się od rosyjskiego dostawcy okazało się, że to właśnie znalezienie nowych źródeł dostaw węgla (około 8 mln, bo tyle sprowadzono z Rosji w 2021 r.) będzie największym logistycznym wyzwaniem dla kraju, a także wyzwaniem w zaopatrzeniu gospodarstw domowych w stabilne dostawy dobrego jakościowo węgla do celów grzewczych.

W wymiarze ekonomicznym bezpieczeństwa energetycznego na tle innych państw unijnych Polskę wyróżnia przede wszystkim wysoki udział węgla w bilansie energetycznym i stosunkowo wysoka intensywność energetyczna (zużycie energii w przeliczeniu na PKB). Polska jest dość znaczącym konsumentem energii – z konsumpcją na poziomie 103 Mtoe i intensywnością energetyczną na poziomie 203 toe/M€'15 w 2019 r. (EC, 2021, s. 119, 121) zajmowała odpowiednio piąte i czwarte miejsce wśród państw członkowskich. Wskaźnik intensywności energetycznej jest znacznie wyższy niż średnia Unii Europejskiej – 113 toe/M€'15 (EC, 2021, s. 121), co świadczy o zaniedbaniach, ale zarazem możliwościach zwiększania konkurencyjności gospodarki, a także realizacji celów polityki klimatycznej właśnie w oparciu o inwestowanie w poprawę efektywności energetycznej. Zwiększenie efektywności energetycznej oznacza zarazem, że w wymiarze ekonomicznym rozwój gospodarczy nie wymaga tak znaczącej konsumpcji energii, co zwłaszcza przy modelu opierającym się na importowanych nieodnawialnych nośnikach energii przynosi wymierne korzyści.

⁵ W połowie kwietnia 2022 r. została podpisana przez Prezydenta RP ustawa z 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz.U. z 2024 r. poz. 507). Na jej mocy zakazano sprowadzania do Polski węgla i koksu z Rosji oraz Białorusi (MF, 2022).

Jak już wskazywano, niezmiennie wyróżnikiem polskiego systemu energetycznego jest dominacja węgla w strukturze konsumpcji i produkcji energii pierwotnej. W latach 2000–2019 odnotowany był spadek udziału procentowego paliw stałych w konsumpcji energii z 56% do 43% oraz produkcji – z 71% do 44%, niemniej wciąż udział węgla kamiennego i brunatnego w polskim bilansie energetycznym jest najwyższy w Unii Europejskiej (EC, 2021, s. 23, 222). Poczynając od 2018 r., Polska przestała być eksporterem netto węgla, co dodatkowo wpływa na wymiar geostrategiczny bezpieczeństwa zaopatrzenia w ten surowiec. W ujęciu cenowym oznaczało to wzrost wydatków na import węgla. Zasadniczo jednak węgiel importowany był tańszy niż węgiel krajowy. Zasilanie zatem energetyki głównie węglem krajowym skutkowało wyższymi cenami energii pochodzącej z generacji węglowych aniżeli w krajach unijnych, bazujących na importowanym węglu. Przed wojną 2022 r. ceny węgla osiągnęły rekordowy poziom w drugim kwartale 2020 r. W tym okresie ceny hurtowe energii w Polsce były najwyższe w Europie (Kasprzak, 2020). Od czasu zaś rosyjskiej agresji na Ukrainę ceny węgla i energii były historyczne rekordy, co wymagało interwencji rządowych na rynku, tak by uchronić gospodarstwa domowe, a także przemysł przed nadmiernym wzrostem cen.

Dominacja węgla oznacza wyższe niż średnia Unii Europejskiej wskaźniki emisji CO₂ dla sektora energetycznego. To z kolei oddziałuje silnie na wymiar ekologiczny bezpieczeństwa energetycznego, sprawiając, że zagadnienie transformacji energetycznej jest jeszcze większym wyzwaniem. Polski sektor energetyczny w 2019 r. emitował 149 mln ton CO₂ (EC, 2021, s. 170) – były to drugie największe emisje pochodzące z energetyki w Unii Europejskiej (największym emitentem jest niemiecki przemysł energetyczny – 244 mln ton CO₂, ale równocześnie należy podkreślić, że produkcja energii w Niemczech jest ponad trzykrotnie większa). Silne lobby węglowe jest jednym z czynników spowalniających procesy transformacji energetycznej w kraju. Na tle innych państw unijnych Polskę cechuje mało ambitna polityka klimatyczna, a udział OZE na poziomie 12% w 2019 r. i 15% w 2020 r. (roku pandemii, niższego popytu oraz roku rozliczeniowego pierwszego pakietu klimatyczno-energetycznego) jest znacznie poniżej krajowego potencjału.

Z perspektywy dwóch dekad obecności Polski w Unii Europejskiej, o ile pozytywnie należy ocenić zmiany, jakie dokonały się w wymiarze geostrategicznym bezpieczeństwa energetycznego, o tyle wyraźnie widać zaniedbania kolejnych polskich rządów w obszarze zrównoważonego rozwoju i transformacji energetycznej. W istocie zauważalny jest brak zrozumienia

potrzeby zmian w sektorze energetycznym – warunkowanych przede wszystkim postępującym kryzysem klimatycznym, ale także innymi czynnikami o charakterze ekonomicznym i strategicznym [kwestie zwiększenia samowystarczalności energetycznej i zarazem niezależności od państw naftowych (ang. *petrostates*) czy budowania nowoczesnej energetyki i gospodarki opierającej się na innowacyjnych, niskoemisyjnych technologiach energetycznych]. Obserwacja i analiza działań polskich rządów wskazują na brak ambicji w zakresie polityki klimatycznej i transformacji energetycznej, trzymanie się utartych schematów myślenia w energetyce, a także traktowanie polityki klimatycznej Unii Europejskiej jako problemu, a nawet zagrożenia. Niedostrzeganie szans związanych z transformacją energetyczną w przestrzeni politycznej wyrażało się raczej blokowaniem aniżeli sprzyjaniem aktywnej polityce klimatycznej. Wprawdzie w wyniku targów negocjacyjnych Polska finalnie przystępowała do kolejnych pakietów klimatyczno-energetycznych Unii, a nawet partycypowała w podpisywaniu fakultatywnych deklaracji w ramach COP⁶, jednakże sygnały wysyłane przez polskich przedstawicieli na forum Unii Europejskiej były i są niejednoznaczne. Negocjacje i głosowanie nad jednym z ostatnich pakietów legislacyjnych Fit for 55 pokazało, że Polska nie była w gronie państw wspierających zwiększanie ambicji w tym obszarze⁷. W istocie polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, w tym dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., jest najważniejszym stymulatorem procesów transformacji energetycznej w Polsce, a jednocześnie traktowana jest jako główne uwarunkowanie polskiej polityki energetycznej, czego wyraz znajdujemy w rządowych dokumentach strategicznych. W „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” (PEP2040, 2021) jest mowa o „unijnych ambicjach” dekarbonizacji energetyki, które stanowią „znaczące wyzwanie transformacyjne” dla Polski,

⁶ W tym odniesieniu znamienne było podpisanie przez polską delegację w Glasgow podczas COP26 kilku takich deklaracji, ale najważniejsze było przyłączenie się Polski do deklaracji w sprawie wycofania się z węgla (co implikuje m.in. zakończenie nowych inwestycji węglowych), podpisanej przez 190 państw; do końca lat 30. – większe gospodarki, do 2040 r. – pozostałe. Polska nie postawiła się równocześnie w gronie „większych gospodarek”. W dokumencie końcowym COP26 (podpisanym przez wszystkie delegacje) po raz pierwszy węgiel został określony jako główne źródło kryzysu klimatycznego i zapowiedziano zmniejszanie jego udziału w produkcji energii (*phase down*).

⁷ W 2023 r. Polska (rząd Mateusza Morawieckiego) zaskarżyła do TSUE kilka aktów prawnych składających się na Fit for 55. Kolejny rząd (Donalda Tuska) na początku 2024 r. zapowiedział wycofanie tych skarg.

i podkreśla się, że to właśnie unijne przepisy warunkują „funkcjonowanie i określanie modelu rynku energii w Polsce” (PEP2040, 2021, s. 3). Polska wkroczyła zatem na drogę transformacji energetycznej za sprawą polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej i zobowiązań politycznych podejmowanych w ramach kolejnych COP. Możliwe, że za sprawą również nowych uwarunkowań geopolitycznych proces ten nabierze tempa.

3. Podejście geostrategiczne w myśleniu o bezpieczeństwie energetycznym Polski w warunkach wojny rosyjsko-ukraińskiej i polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej

W ciągu trzech dekad, w których Polska przeszła najpierw proces transformacji systemowej, a następnie wkroczyła (choć z dużymi oporami) na drogę ku transformacji energetycznej, dokonały się istotne zmiany zarówno w sposobach myślenia o bezpieczeństwie energetycznym, jak i w definiowaniu celów i środków polityki energetycznej. Członkostwo w Unii Europejskiej, a także dynamika zewnętrznego środowiska bezpieczeństwa energetycznego Polski odegrały kluczową rolę w tym procesie. Zmiany zaszły w architekturze bezpieczeństwa energetycznego w kraju i – szerzej – w regionie. Za sprawą nowych inwestycji infrastrukturalnych (zwłaszcza w sektorze gazu) przede wszystkim wzmocniono gotowość reakcji systemu energetycznego na zaburzenia dostaw. Z kolei nowe inwestycje w energetyce stopniowo zmieniały strukturę krajowego bilansu energetycznego, prowadząc do zmniejszania roli węgla, do tej pory zwłaszcza na rzecz OZE i gazu. Niewątpliwie uzależnienie gospodarki od węgla energetycznego i wciąż stosunkowo wysoka intensywność energetyczna są istotną barierą dla transformacji energetycznej. Jednakże owa transformacja jest jednym z deklarowanych oficjalnie celów polityki energetycznej państwa. O ile więc niezmiennie podstawowym celem (zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne) pozostaje „bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko”, o tyle długofalowym celem realizowanej obecnie polityki energetycznej jest przeprowadzenie „niskoemisyjnej transformacji energetycznej” (PEP2040, 2021, s. 6). Zgodnie z PEP2040 polska transformacja energetyczna ma opierać się na trzech filarach: (1) sprawiedliwej transformacji; (2) zeroemisyjnym systemie energetycznym; (3) dobrej jakości

powietrza. To skierowanie uwagi na potrzebę transformacji energetycznej warunkowane było przede wszystkim zobowiązaniami podjętymi w ramach unijnej polityki klimatyczno-energetycznej. Przyjmując zatem, że sama treść, czy raczej jądro, koncepcji bezpieczeństwa energetycznego się nie zmienia – chodzi nam o osiągnięcie dostępności (fizycznej i ekonomicznej) energii w różnych jej formach (niezbędnych gospodarce, różnym jej sektorom: od przemysłu, przez usługi, rolnictwo, po gospodarstwa domowe). Dodajemy i eksponujemy znacznie silniej komponent zrównoważonej produkcji i konsumpcji energii, a zatem sektor energetyczny odpowiedzialny za zapewnienie ciągłości dostaw energii musi gruntownie zmienić dotychczasowy model funkcjonowania i dostosować się do nowych potrzeb, wynikających z presji klimatycznej, a także znacznej szkodliwości dotychczasowego modelu produkcji i konsumpcji energii dla środowiska naturalnego (nie tylko klimatu).

Na gruncie polskiej polityki deklaracja zamiaru dokonania transformacji energetycznej sama w sobie może zostać uznana za osiągnięcie, zwłaszcza jeśli weźmie się pod uwagę ograniczenia systemowe, o których była wcześniej mowa. Naturalnie, samo wyznaczenie celu to za mało. Aby osiągnąć oczekiwane efekty, konieczne jest przyjęcie odpowiednio silnych instrumentów polityki publicznej, chociażby sprzyjających dynamicznemu rozwojowi OZE. I tu właśnie pojawiają się największe wyzwania, a deklaracje celów rozmiągają się z rzeczywistością. W rezultacie analiza osiągnięć ostatniej dekady prezentuje obraz państwa, które w niektórych segmentach OZE silnie wspiera ich rozwój (np. morskie farmy wiatrowe), a w innych wręcz go blokuje (np. lądowa energetyka wiatrowa) (Księżopolski i Pronińska, 2017; Pronińska i Księżopolski, 2021). W tym miejscu nie jest istotne przytoczenie i wytłumaczenie dotychczasowych mechanizmów polityki publicznej w sektorze, ale należy się zastanowić, jak nowy kontekst geopolityczny wpływa na realizację polskiej transformacji energetycznej i możliwości zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Uwaga poświęcona jest zatem dwóm kluczowym uwarunkowaniom dynamiki bezpieczeństwa energetycznego w nadchodzących latach i dekadach. Pierwszym czynnikiem jest wojna rosyjsko-ukraińska i jej implikacje geostrategiczne dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, w tym polskiej polityki energetycznej. Drugim uwarunkowaniem jest realizowana od dwóch dekad polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, która skłania do transformacji dotychczasowego systemu energetycznego.

Z perspektywy Unii, wraz z radykalną zmianą środowiska bezpieczeństwa europejskiego – jako konsekwencji agresji Rosji na Ukrainę, po pierwsze, realizacja zadań z zakresu polityki klimatycznej była niepewna, zwłaszcza ze względu na zastępowanie gazu węglem, ale także z racji dość nagłego pojawienia się nowych priorytetów polityki energetycznej. Po drugie, z mocą większą niż kiedykolwiek wcześniej powróciły obawy o wymiar geostrategiczny bezpieczeństwa energetycznego. Co więcej, geostrategiczne podejście do bezpieczeństwa energetycznego stało się podstawą czy wręcz imperatywem zarówno w myśleniu Unii Europejskiej o krótkookresowym przygotowywaniu rynku europejskiego do zaburzeń dostaw importowanych rosyjskich surowców, jak i w formułowaniu średnio- i długookresowych planów budowania nowej architektury europejskiego bezpieczeństwa europejskiego. W tym ostatnim przypadku transformacja energetyczna i polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej miały odegrać centralną rolę. Stało się to jasne wraz z przyjęciem w 2022 r. propozycji Komisji Europejskiej REpowerEU⁸.

Dlatego z jednej strony na kontekst strategiczny formułowania i realizacji polskiej polityki energetycznej silnie wpływała wojna rosyjsko-ukraińska, w tym weaponizacja⁹ dostaw energii przez Rosję do Polski i innych państw wspólnoty, a z drugiej strony – polityka Unii, tj. zwiększanie ambicji w zakresie polityki klimatycznej w warunkach wojny oraz unijna odpowiedź na rosyjską agresję w postaci sankcji nakładanych na Rosję. O ile więc stan bezpieczeństwa energetycznego Polski jest wynikiem uwarunkowań systemowych, tj. wewnętrznej struktury bilansu energetycznego, istniejącej infrastruktury energetycznej, poziomu i efektywności konsumpcji energii i prowadzonej polityki energetycznej, która wpływa na umacnianie dotychczasowego modelu konsumpcji-produkcji energii, bądź sprzyja jego zmianie, o tyle dynamika zewnętrznego środowiska bezpieczeństwa energetycznego może wpływać na pojawienie się nowych wyzwań i zagrożeń

⁸ REpowerEU to plan zaproponowany przez Komisję Europejską w maju 2022 r. i wyceniany na 300 mld euro, którego celem jest wyeliminowanie rosyjskich surowców energetycznych z unijnego importu do 2027 r. Plan oparto na trzech filarach – są to: (1) dywersyfikacja; (2) zmniejszenie konsumpcji energii; (3) pobudzenie wykorzystania OZE. W ślad za tą propozycją przyjmowano konkretne nowe rozwiązania legislacyjne, m.in. mające pobudzić inwestycje w OZE w całej UE (zob. Pronińska, 2023; REpowerEU, 2022).

⁹ Termin „weaponizacja” (*weaponization*) odnosi się do użycia różnych zasobów siły (w tym przypadku zależności importowych i dostaw energii) w charakterze broni. W studiach strategicznych pojawia się on m.in. w szerszym kontekście wojny hybrydowej.

bezpieczeństwa kraju, a tym samym zachodzi konieczność przeformułowania dotychczasowych założeń i instrumentów w zakresie polityki bezpieczeństwa energetycznego. Z pewnością wojna rosyjsko-ukraińska diametralnie zmieniła kontekst geopolityczny i strategiczny bezpieczeństwa energetycznego Polski, stając się jednym z takich czynników.

Największe implikacje geostrategiczne dla bezpieczeństwa energetycznego, związane z pełnoskalową rosyjską agresją, obejmują wstrzymanie bądź znaczne ograniczenie importu pierwotnych nośników energii z Rosji za sprawą jej działań (tj. weaponizacji energii) oraz sankcji unijnych, a w dalszej kolejności – wzrost zagrożeń dla sektora energetycznego Polski. Kiedy w kwietniu 2022 r. Rosja wstrzymała dostawy gazu do Polski¹⁰, oznaczało to konieczność szybkiego znalezienia alternatywnych dostaw na rynku. Jak wskazywano wcześniej, Polska przygotowywała się zarówno do scenariusza odcięcia dostaw, jak i znacznego ograniczenia roli rosyjskiego gazu w imporcie. Niemniej zawsze nagle wstrzymanie znacznego strumienia importowego jest poważnym wyzwaniem natury logistycznej, ekonomicznej i strategicznej. Posiadane punkty wejścia do systemu, interkonektory oraz magazyny są kluczowymi wentylami bezpieczeństwa w systemie, ale głównym problemem w warunkach odcinania od rosyjskiego gazu kolejnych państw europejskich staje się znalezienie dostawców. W takich uwarunkowaniach szczególnie ważne były już podpisane kontrakty długoterminowe z Katarzem, Norwegią czy USA, ale należało szukać dalej. O ile więc dostawy LNG systematycznie wzrastały w latach przed wojną – w 2020 r. 78% gazu dostarczane było do Polski gazociągami, co oznaczało, że udział LNG wzrósł w koszyku importowym z 8% w 2016 r. (roku otwarcia terminalu w Świnoujściu) do 22% w 2020 r. (IEA, 2022a, s. 132), o tyle dostawy LNG w roku rosyjskiej inwazji na Ukrainę były rekordy. Polska sprowadziła w 2022 r. 4,23 mln ton LNG, czyli o 57% więcej niż w 2021 r.,

¹⁰ W pierwszych miesiącach wojny Rosja podjęła próbę skłócenia państw członkowskich Unii Europejskiej i zarazem „ukarania” za sankcje niektórych członków Unii przez przyjęcie mechanizmu rozliczeń rublowych za importowany gaz. Zgodnie z tym mechanizmem koncerny unijne kupujące rosyjski gaz miałyby otwierać konta rublowe w Gazprombanku, po to, by dokonać opłaty za zakontraktowany gaz. Państwa Unii, które odmawiały transakcji rublowych (tłumacząc swoje decyzje tym, że stanowiłyby one naruszenie unijnych sankcji), były odcinane od rosyjskiego gazu. Tym sposobem Polska i Bułgaria jako pierwsze znalazły się w gronie państw określonych jako „nieprzyjazne” Rosji i odciętych od rosyjskich dostaw już w kwietniu 2022 r. (Mikulska i Pronińska, 2022).

co odpowiadało jednej trzeciej zapotrzebowania Polski na gaz (*ORLEN: terminal w Świnoujściu przyjął ponad 4 miliony ton LNG*, 2023). Najwięcej LNG pochodziło z USA i Kataru. W szerszym kontekście europejskim dostawy LNG po raz pierwszy w historii były wyższe niż dostawy rosyjskiego gazu, co oznaczało, że – podobnie jak w przypadku ropy naftowej – transport morski jest podstawowym instrumentem zwiększania bezpieczeństwa energetycznego w warunkach kryzysowych. Daje on znacznie większą elastyczność niż transport rurociągami. W wymiarze geostrategicznym bezpieczeństwa energetycznego to właśnie terminale importowe odgrywają kluczową rolę w zapewnieniu fizycznych dostaw, nawet jeśli w wymiarze ekonomicznym oznacza to wyższy koszt zakupów. Brak dostaw z Rosji oznacza, że przyszłość gazu jako paliwa przejściowego w procesie transformacji systemowej staje pod znakiem zapytania. Co innego bowiem zapewnić stały strumień dostaw w warunkach kryzysu, kiedy koszty schodzą na dalszy plan, a liczy się przede wszystkim zapewnienie fizycznego bezpieczeństwa – stałości dostaw gazu, a zupełnie inaczej wygląda podejmowanie strategicznych decyzji o roli gazu w bilansie energetycznym w dłuższej perspektywie czasowej w tak złożonych uwarunkowaniach geopolitycznych. Możliwe więc, że najbardziej logiczną implikacją strategiczną wydarzeń 2022 r. i kryzysu energetycznego w Europie będzie inwestowanie w źródła energii, z którymi nie wiąże się tak duże ryzyko przerw w dostawach, a zatem przede wszystkim w krajowe źródła energii odnawialnej. Skierowanie uwagi na energetykę nuklearną jest tego logicznym następstwem. Łańcuchy dostaw w tym sektorze postrzegane są jako bardziej stabilne. Choć z pewnością i tu należy mieć na względzie konieczność sprowadzania paliwa od zewnętrznych dostawców.

W nowych warunkach rynkowych i geopolitycznych szczególnym wyzwaniem stało się zaopatrzenie w nierosyjską ropę i paliwa naftowe. Rosja była największym dostawcą ropy dla krajów Unii Europejskiej (i zarazem największym światowym eksporterem produktów naftowych) w 2021 r. Dominująca rola rosyjskiego dostawcy w zaopatrzeniu polskiego rynku naftowego nie stanowiła przeszkody dla polskiego rządu w postulowaniu wprowadzania sankcji na rosyjską ropę. Ostateczne nałożenie unijnego embarga¹¹ wiązało się

¹¹ Rosja w 2021 r. kierowała około 53% eksportu ropy, 65% eksportu gazu, 35% eksportu węgla na rynek Unii Europejskiej (REPowerEU, 2022). Dlatego nałożenie embargo naftowego przez Unię było kluczowe dla ograniczenia zdolności finansowania przez Rosję agresji dochodami z rynku naftowego. Unijne sankcje początkowo obejmowały

ze sporymi kosztami finansowymi dla wszystkich państw członkowskich oraz koniecznością znalezienia nowych źródeł ropy w warunkach, gdy państwa OPEC nie ułatwiały realizacji tego zadania, a ceny ropy gwałtownie rosły¹². Zależność gospodarek od ropy w tym zwrotnym momencie dla europejskiego bezpieczeństwa okazuje się złożonym problemem. Z jednej strony, oznacza ona w momentach kryzysowych transferowanie bogactwa do państw eksportujących surowce (zwiększa się odsetek PKB przeznaczany na zakupy importowanej ropy i produktów naftowych) i zarazem podatność na szoki cenowe, tendencje inflacyjne i inne wyzwania czy nawet zagrożenia bezpieczeństwa ekonomicznego. Z drugiej strony, dowodzi ona, że współczesny model rozwoju gospodarczego, opierający się na dostawach importowanych węglowodorów, stwarza wyzwania nie tylko dla bezpieczeństwa energetycznego związane z łańcuchem dostaw ropy, produktów naftowych, lecz także gazu. Zasilanie autorytarnych państw naftowych dochodami z tytułu eksportu tych strategicznych surowców oznacza ich militaryzację, która – jak udowodniła to Rosja – stwarza poważne zagrożenia dla tradycyjnego (militarnego) bezpieczeństwa. Transformacja energetyczna, implikująca dekarbonizację nie tylko systemu energetycznego, ale i transportu, z tej perspektywy może okazać się rozwiązaniem wskazanego dylematu. Warto w strategiach bezpieczeństwa energetycznego Polski mieć na względzie także tę geostrategiczną (a nie tylko klimatyczną) perspektywę w poszukiwaniu optymalnych rozwiązań w obszarze dekarbonizacji.

Skala wyzwań dla Polski związana z nowym kontekstem strategicznym i potrzebą zakończenia zależności od rosyjskich surowców wychodziła jednak

technologie i towary niezbędne do rafinacji oraz urządzenia, technologie i usługi dla przemysłu energetycznego. W piątym pakiecie sankcji zakazano importu węgla i paliw stałych z Rosji, a w szóstym (z przełomu maja i czerwca) – wprowadzono zakaz importu i transferu ropy oraz niektórych produktów naftowych transportowanych drogą morską (co stanowiło około 90% importu Unii Europejskiej z Rosji). Embargo na ropę weszło w życie 5 grudnia 2022 r., a na produkty naftowe – 5 lutego 2023 r. Wyjątki przewidziano dla importu ropy rurociągami do państw, które ze względu na swoje położenie geograficzne są w szczególnej sytuacji uzależnienia od rosyjskich dostaw i nie mają alternatywy. Derogacje miały mieć charakter tymczasowy (Pronińska, 2023, s. 148–149).

¹² OPEC wykorzystała sytuację rynkową, wzmacniając presję na wzrost cen poprzez politykę cięć produkcji. Ceny ropy zaczynały spadać w ostatnim kwartale 2022 r. tylko dzięki działaniom interwencyjnym IEA i zwiększaniu produkcji przez zachodnich producentów (Pronińska, 2023, s. 150).

znacznie poza sektory gazu i ropy. O ile ten pierwszy przez lata przygotowywany był na scenariusz odcięcia dostaw rosyjskiego gazu, a drugi miał wbudowane „wentyle” bezpieczeństwa w postaci istniejącej infrastruktury importowej (Naftoport i rurociągi produktowe) i rafineryjnej, o tyle poważnym problemem okazało się wprowadzenie embarga na rosyjski węgiel. Dla gospodarki opierającej się na węglu jako źródle energii elektrycznej i ciepłej perspektywa odcięcia się od głównego dostawcy powodowała uzasadniony wzrost niepokoju o bezpieczeństwo energetyczne w sezonie grzewczym. Przy czym mowa tu przede wszystkim o potrzebach energetycznych polskich gospodarstw domowych, bo to do nich właśnie trafiał rosyjski węgiel. Faktycznie w pierwszych miesiącach funkcjonowania embarga na horyzoncie rysowały się zagrożenia dla stabilności dostaw węgla dla najbardziej wrażliwej grupy odbiorców oraz ich ekonomicznej dostępności. W istocie na rynku wystąpiły chwilowe braki. Pojawiały się również poważne problemy z jakością węgla sprowadzanego m.in. z Ameryki Południowej. Polska nie tylko więc musiała dokonać wielkiej operacji logistycznej z wykorzystaniem kolei i portów celem sprowadzenia węgla od nowych dostawców, ale także podjąć interwencje rynkowe, tak by uchronić gospodarstwa domowe przed rosnącymi kosztami energii z węgla.

* * *

Myślenie geostrategiczne o bezpieczeństwie energetycznym Polski w warunkach wojny i zarazem kryzysu energetycznego w Europie nabrało nowego znaczenia. Ten niedoceniany w polityce energetycznej Unii Europejskiej filar polityki energetycznej stał się podstawowym punktem odniesienia w formułowaniu planów reagowania kryzysowego i długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego. Jest to istotne z punktu widzenia interesów energetycznych Polski. W polityce unijnej postawiono zatem na odchodzenie od rosyjskich surowców poprzez poszukiwanie nowych dostawców, w ramach zawiązywanych tzw. partnerstw energetycznych, rozbudowę infrastruktury przy pokaźnym udziale środków unijnych, mechanizmy solidarnościowe, w tym wspólne zakupy gazu (co było od lat jednym z polskich postulatów), w końcu poprzez inwestycje w OZE.

Polski zwrot energetyczny powinien w tych uwarunkowaniach obejmować taką konfigurację systemu energetycznego, która zwiększy niezależność energetyczną kraju, jeśli chodzi o źródła zarówno pierwotne, jak i finalne energii. Biorąc pod uwagę drugie główne uwarunkowanie polskiej polityki energetycznej – politykę klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej – strategiczne

decyzje dotyczące sektora energetycznego nie mogą być podejmowane tylko w odniesieniu do oceny bieżących czynników natury geopolitycznej, a zwłaszcza iluzji węgla jako koła ratunkowego. Większa samowystarczalność energetyczna i długofalowe bezpieczeństwo energetyczne mogą być osiągnięte poprzez inwestycje w nowe innowacyjne technologie produkcji energii, uwzględniające potrzebę dekarbonizacji systemu energetycznego (uwarunkowania klimatyczne) i wzmocnienia niezależności od zewnętrznych dostawców energii (uwarunkowania geostrategiczne). Przy dokonywanych wyborach energetycznych (drogach ku transformacji energetycznej) w geostrategicznym podejściu do bezpieczeństwa energetycznego istotne jest zarazem takie skonfigurowanie systemu energetycznego, które utrudni potencjalne ataki i działania noszące znamiona wojny hybrydowej na sektor energetyczny (np. ataki cybernetyczne, terrorystyczne). To zagadnienie do kolejnych badań i rozważań.

Bibliografia

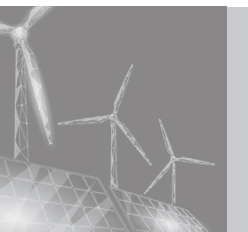
- Bang G., 2010. *Energy security and climate change concerns: Triggers for energy policy change in the United States?*, „Energy Policy”, vol. 38(4), s. 1645–1653.
- Buchan D., 2009. *Energy and Climate Change: Europe at the Cross Roads*, Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, Oxford–New York.
- Cornell P.E., 2009. *Energy and the three levels of national security: Differentiating energy concerns within a national security context*, „Connections. The Quarterly Journal”, vol. 8(4), s. 63–80.
- Dubois U., Meier H., 2016. *Energy affordability and energy inequality in Europe: Implications for policymaking*, „Energy Research & Social Science”, vol. 18, s. 21–35.
- REPowerEU, 2022. *REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównowazona energia dla Europy*, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl (dostęp: 10.01.2023 r.).
- Hughes T.P., 1989. *American Genesis. A Century of Invention and Technological Enthusiasm, 1870–1970*, Viking, New York.
- Kasprzak M., 2020. *Poland's wholesale electricity prices rise to the highest in Europe*, Ember, 23.10.2020, <https://ember-climate.org/insights/research/polands-wholesale-electricity-prices-rise-to-the-highest-in-europe/> (dostęp: 10.07.2023 r.).
- Kimbrell C.M., 2022. *Energy policy as a driver of energy poverty? Perhaps not*, „Energy for Sustainable Development”, vol. 71, s. 568–572.

- Księżopolski K., Pronińska K., 2017. *Studium barier administracyjnych i proceduralnych w rozwoju OZE na obszarach wiejskich / Study of administrative and procedural barriers in the development of renewable energy in rural areas*, Fundacja Europejski Fundusz Rozwoju Wsi Polskiej / Foundation of the European Fund for the Development of Polish Villages, Warszawa, <https://efrwp.pl/publikacje/studium-barier-administracyjnych-i-proceduralnych-w-rozwoju-oze-na-obszarach-wiejskich/> (dostęp: 15.06.2024 r.).
- Leal-Arcas R., 2016. *The European Energy Union. The Quest for Secure, Affordable and Sustainable Energy*, European Energy Studies, 7, Claeys & Casteels, Deventer.
- McCullum D.L. i in., 2013. *Climate policies can help resolve energy security and air pollution challenges*, „Climatic Change”, vol. 119(2), s. 479–494.
- MF, 2022. *Embargo na import węgla z Rosji z podpisem Prezydenta*, Ministerstwo Finansów, Gov.pl, 15.04.2022, <https://www.gov.pl/web/finanse/embargo-na-import-wegla-z-rosji-z-podpisem-prezydenta> (dostęp: 20.07.2023 r.).
- Mikulska A., Pronińska K., 2022. *Poland And Bulgaria Gas Cutoff: ‘Closing Time’ For Gazprom’s Eurozone Cash Flows*, Forbes, 3.05.2022, <https://www.forbes.com/sites/thebakersonstitute/2022/05/03/poland-and-bulgaria-gas-cutoff-closing-time-for-gazproms-eurozone-cash-flows> (dostęp: 20.07.2023 r.).
- Nelson R.R., 1987. *Understanding Technical Change as an Evolutionary Process*, Elsevier Science Ltd, North-Holland, Amsterdam–New York, N.Y.
- ORLEN: terminal w Świnoujściu przyjął ponad 4 miliony ton LNG, 2023. Energetyka24, 4.01.2023, <https://energetyka24.com/gaz/wiadomosci/orlen-terminal-w-swinoujsciu-przyjal-ponad-4-miliony-ton-lng> (dostęp: 10.07.2023 r.).
- Perez C., 2009. *Technological revolutions and techno-economic paradigms*, Working Papers in Technology Governance and Economic Dynamics [preprint], 20.
- Pronińska K., 2013. *Development of „Green Energy” in Coal-Based Energy Culture – Implications for Poland’s Energy Security*, „e-Politikon”, vol. 7, s. 54–75.
- Pronińska K., 2017. *Energy Policy and the Change in the Model of European Integration*, w: T.G. Grosse (red.), *European Union Policies at a Time of Crisis*, Scholar, Warszawa, s. 203–232.
- Pronińska K., 2020. *Bezpieczeństwo energetyczne*, w: R. Kuźniar i in., *Bezpieczeństwo międzynarodowe*, Scholar, Warszawa.
- Pronińska K., 2023. *Świat i Europa w obliczu kryzysu energetycznego: konsekwencje wojny, sankcji i rosyjskiej broni energetycznej*, „Rocznik Strategiczny” 2022/23, t. 28, s. 145–167.
- Pronińska K., Księżopolski K., 2021. *Baltic Offshore Wind Energy Development – Poland’s Public Policy Tools Analysis and the Geostrategic Implications*, „Energies”, vol. 14(16), s. 4883.
- Scholten D., 2018. *The Geopolitics of Renewables. An Introduction and Expectations*, w: D. Scholten (red.), *The Geopolitics of Renewables*, Springer International Publishing, Cham, s. 1–33.

- Yergin D., 2006. *Ensuring energy security*, „Foreign Affairs”, vol. 85(2), s. 69–82.
- Youngs R., 2009. *Energy Security: Europe's New Foreign Policy Challenge*, Routledge advances in European politics, 53, Routledge, London–New York.

Akty prawne, raporty i dokumenty

- BP, 2021. *Statistical Review of World Energy 2021*, 70th edition, British Petroleum, Whitehouse Associates, London, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (dostęp: 15.06.2024 r.).
- EC, 2014. *Energy: Sustainable, secure and affordable energy for Europeans*, Publications Office of the European Union (EDC collection), European Commission, Luxembourg, <http://dx.publications.europa.eu/10.2775/65322> (dostęp: 19.07.2023 r.).
- EC, 2021. *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2021*, Publications Office of the European Union, European Commission, Directorate-General for Energy, Luxembourg, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/511498>.
- IEA, b.d. *Topics, Energy Security*, International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/topics/energy-security>.
- IEA, 2022a. *Poland 2022 Energy Policy Review*, OECD, IEA Energy Policy Reviews, <https://doi.org/10.1787/2075436d-en> (dostęp: 15.06.2024 r.).
- IEA, 2022b. *World Energy Outlook 2022*, World Energy, Paris, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> (dostęp: 15.06.2024 r.).
- MAP, 2023. *Raport podsumowujący interwencyjny import i dystrybucję węgla kamiennego w sezonie grzewczym 2022/2023*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, <https://www.gov.pl/attachment/f6eead22-16a1-489f-93bc-83fe58471d7c> (dostęp: 20.07.2023 r.).
- PEP2040, 2021. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., załącznik: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (M.P. z 2021 r. poz. 264).
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm.).
- Ustawa z 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz.U. z 2024 r. poz. 507).
- WEF, 2021. *Fostering Effective Energy Transition 2021 edition. Insight Report, April 2021*, World Economic Forum, https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf (dostęp: 15.06.2024 r.).



Zwinne administrowanie bezpieczeństwem energetycznym: dobro wspólne i administrowanie ryzykiem w modelowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski

1. Jakie bezpieczeństwo energetyczne?

Bezpieczeństwo energetyczne polega na zbudowaniu takiego systemu produkcji i dostarczania energii do zbiorowych i indywidualnych odbiorców czy konsumentów, który będzie odporny na szoki (np. na zmiany cen na rynku światowym czy wojny na szlakach dostaw). Systemu elastycznego, opartego na zdywersyfikowanych zasobach, ale przede wszystkim adekwatnego do potrzeb i zdolnego do utrzymania swojej wydolności i adekwatności. Pojawiające się szoki nie mogą więc w sposób determinujący wpłynąć na jego przepustowość. Dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego realizowane jest przez politykę energetyczną opartą na odpowiednich procesach planowania. Podobna ramowa konstrukcja budowania bezpieczeństwa wymaga doprecyzowania poszczególnych elementów, np.: kto jest podmiotem, dla którego bezpieczeństwo ma być dostarczone, jaka jest rola organów państwowych, jaki proces formułowania polityki powinien być przyjęty? To od sposobu ich formalizacji będzie zależeć jej skuteczność. Adekwatność w określaniu celów i dobieraniu procesów planowania oraz efektywność realizacji polityki wpływają na jej skuteczność. Bezpieczeństwo może być zapewnione, gdy cele są właściwie określone, proces modelowania polityki właściwie dobrany i niezależny od przesłanek pozamerytorycznych, decyzje sprawnie podejmowane, a implementacja – systematyczna. Idealnie, gdy skuteczność polityki energetycznej realizuje się w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Wówczas mamy pewność, że polityka jest właściwie zbudowana.

W tym opracowaniu uwaga skupiona jest na określeniu podmiotu bezpieczeństwa energetycznego i na analizie procesu modelowania polityki. Nie jest to więc ujęcie całościowe, panaceum na bezpieczeństwo, a jedynie analiza fundamentów tego bezpieczeństwa, ze wskazaniem, jak różne konceptualizowanie jego podmiotów i procesów formułowania polityki bezpieczeństwa wpływa na możliwość jego zapewnienia.

Na stronie Serwisu Rzeczypospolitej Polskiej czytamy:

Bezpieczeństwo energetyczne, jako gwarancja dostaw energii definiowane jest zwykle przez odporność systemu energetycznego na wyjątkowe i nieprzewidywalne wydarzenia, które mogą zagrozić fizycznej integralności przepływu energii lub prowadzić do niepowstrzymanego wzrostu jej cen niezależnie od podstaw ekonomicznych (MKiŚ, b.d.).

Definicja rządowa odnosi się więc do ciągłości dostaw energii oraz do odporności systemu na nieprzewidywalne wydarzenia. Dwa zagrożenia, do których odwołuje się w przytoczonym cytacie, to fizyczna integralność systemu dostarczania energii oraz jej cena, która – w domyśle – w przypadku wzrostu spowoduje ograniczenie mocy produkcji gospodarki lub wykluczenia natury społecznej.

Dalej komunikat na wspomnianej stronie rządowej określa, że: „bezpieczeństwo energetyczne to taki stan gospodarki, który zapewnia pokrycie bieżącego i przyszłego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalnym negatywnym oddziaływaniu sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa” (MKiŚ, b.d.).

Dodaje się tutaj więc kolejne parametry: warunki życia społeczeństwa i ekologię. Ekologia pozostanie na marginesie niniejszych rozważań, ponieważ stanowi osobny, obszerny zakres wymagający uwzględnienia dodatkowych elementów, a jednocześnie pominięcie jej na tym etapie nie przeszkadza w wypracowaniu zasad realizacji bezpieczeństwa energetycznego i nie wyklucza włączenia ekologii do mechanizmów jego realizacji na późniejszym etapie. Z całą pewnością połączenie bezpieczeństwa energetycznego ze środowiskowym jest kluczowe w rozwoju społeczeństwa i państwa.

Natomiast wspomniany na stronie rządowej element warunków życia społeczeństwa czy w ogóle uwzględnienie społeczeństwa w planowaniu bezpieczeństwa energetycznego stanowi absolutny trzon myśli wyrażonej

w tym artykule, w którym proponuje się uwzględnienie odbiorcy końcowego – a więc członków społeczeństwa – w planowaniu i realizacji bezpieczeństwa energetycznego. O ile koncepcja przedstawiona na stronie internetowej Serwisu RP traktuje bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne i proces planowany odgórnie dla społeczeństwa i „odbiorców paliwa i energii”, o tyle w tym opracowaniu argumentuje się, że określenie bezpieczeństwa energetycznego jako dobra wspólnego, czego jedną z konsekwencji jest uwzględnienie „odbiorców paliwa i energii” oraz „społeczeństwa” w procesie planowania i realizacji bezpieczeństwa, pozwala na podniesienie poziomu tego bezpieczeństwa.

2. Gospodarka a bezpieczeństwo energetyczne

Bezpieczeństwo energetyczne jest trudne do zapewnienia, ponieważ system gwarancji dostaw energii musi być niewrażliwy lub odporny na nieprzewidywane zmiany, z których część może występować poza terytorium Polski, a więc na obszarach, na których rząd nie ma jurysdykcji, lub w sposób, na który człowiek może nie mieć wpływu. Ostateczna lista zakłóceń łańcucha dostaw surowców lub produkcji źródeł energii nie jest możliwa do stworzenia. Jest to właśnie jedno z zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego – niemożliwe do przewidzenia zakłócenia w dostawach surowców energetycznych, naruszające stabilność produkcji i dostaw.

Przy planowaniu bezpieczeństwa energetycznego należy brać także pod uwagę współzależności gospodarcze: żadna gospodarka na świecie nie jest autarkiczna, a wszystkie powiązane są ze sobą na wiele sposobów. Wahańa rynków rodzą konsekwencje widoczne na drugim końcu świata. Polska jest członkiem Unii Europejskiej (UE), w której polityka gospodarcza jest skonsolidowana. Współpraca gospodarcza jest najbardziej zaawansowanym obszarem, w jakim państwa członkowskie zdecydowały się na jednoczenie. Instytucje UE odgrywają kluczową rolę w jej kreowaniu i realizacji. Uczestniczenie w UE oznacza dla Polski, że jest częścią większej całości, co rodzi wiele konsekwencji, między innymi:

- może mieć większy wpływ na procesy gospodarcze na świecie, niż gdyby działała w pojedynkę,
- musi podporządkowywać się prawu unijnemu,

- jest uzależniona od wahań pozostałych gospodarek uczestniczących w systemie,
- połączenie z innymi gospodarkami pozwala na tłumienie ewentualnych szoków w gospodarce Polski.

Działanie w ramach UE może więc mieć wiele korzyści płynących z działania w skali i możliwości tłumienia wahań w gronie 27 gospodarek państw członkowskich, ale jednocześnie uzależnia gospodarkę Polski od polityki i prawa unijnego. Ten element niepewności można amortyzować poprzez umiejętne działanie w ramach wspólnotowych struktur i prawa.

Rozpatrując bezpieczeństwo energetyczne w skali ponadunijnej, widzimy, że trudno jest określić, jak będzie zorganizowana gospodarka w długim, a nawet średnim okresie (patrz np. opracowanie Jarosława Pietrasa w tym tomie). Wobec niemożliwej do przewidzenia sytuacji gospodarczej na świecie i w związku z tym trudnej do modelowania polityki gospodarczej Polski zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga zrewidowania sposobu myślenia o nim w taki sposób, żeby mechanizmy jej budowania były maksymalnie elastyczne i zwinne. Chodzi więc nie o zbudowanie modelu bezpieczeństwa energetycznego, a sposobu projektowania i weryfikowania takiego modelu – na tym ma polegać elastyczność. Koncepcja zwinności jest tutaj zapożyczona z nauk o zarządzaniu, a zastosowanie jej elementów ma zapewnić stałą weryfikację potrzeb odbiorców energii i możliwości systemu jej dostarczania. Chodzi więc o częste sprawdzanie celu w polityce energetycznej, monitorując i uwzględniając potrzeby odbiorców. W pierwszej kolejności trzeba zbadać, dla kogo ma być zbudowane bezpieczeństwo.

3. Dla kogo to bezpieczeństwo?

Bezpieczeństwo najczęściej jest konkurencyjne – jego gwarancja dla jednego podmiotu może oznaczać ograniczenie możliwości innego. Cytowana wyżej definicja przedstawiona w Serwisie RP mówi o „gospodarce”, „społeczeństwie” i „odbiorcy” – nie doprecyzowując żadnego z tych pojęć. Wymienienie ich pokazuje, że autorzy myślą zarówno o zapewnieniu dostaw surowców energetycznych potrzebnych do utrzymania sprawności gospodarki, produkcji, jak i o gospodarstwach domowych (tak ich jednak nie nazywają). Zastosowanie podobnej dwoistości nie upraszcza sprawy z określeniem zapotrzebowania na bezpieczeństwo energetyczne tych grup.

Wydaje się, że tym bardziej zdefiniowania wymagają nie tylko potrzeby podmiotów i priorytety tych, którzy mają zapewnić bezpieczeństwo (organy państwa), lecz także sposób ich definiowania. Na potrzeby tego opracowania zakłada się więc, że bezpieczeństwo odnosi się do nieustającej mocy produkcyjnej gospodarki oraz uwzględnia „społeczeństwo”, które tutaj interpretowane będzie jako wszyscy ludzie mieszkający w państwie, potrzebujący energii do przetrwania i wykonywania czynności codziennych. Innymi słowy: gospodarstwa domowe czy interesariusze. Ponieważ – jak już wspomniano – trudno jest określić kształt, model, potrzeby gospodarki w długim, a nawet średnim okresie, a ich regulacja w dużej mierze jest procesem odgórnym, w dalszej części tekstu koncentracja zostanie skupiona na gospodarstwach domowych, ich potrzebach (których zaspokojenie powinno być celem polityki energetycznej) i roli w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego. „Ich roli” – ponieważ dalej argumentuje się, że zarówno proces budowania bezpieczeństwa energetycznego, jak i udział w realizacji polityki energetycznej mogą i powinny włączać „społeczeństwo”, ludzi i gospodarstwa domowe. Poprzez spojrzenie na proces budowania polityki energetycznej włączający społeczeństwo i gospodarstwa domowe, w których jest skupione, oraz przeniesienie na nie (działające pojedynczo i we wspólnotach) realizacji tej polityki zyskujemy na podniesieniu poziomu bezpieczeństwa. Zmieniamy w ten sposób proces przygotowania i realizacji polityki energetycznej z odgórnego w kierunku partycypacyjnego, co możliwe jest, jeśli spojrzymy na bezpieczeństwo energetyczne nie jako na dobro publiczne, a jako na dobro wspólne, przez co włączymy gospodarstwa domowe w proces decyzyjny, zamiast jedynie obarczać je kosztami zmian i konsekwencjami decyzji politycznych. W obecnej sytuacji – realizacji całości procesu odgórnie – bezpieczeństwo energetyczne praktycznie zawsze będzie konkurencyjne w stosunku do środowiskowego, a i o nim trzeba myśleć, podejmując działania strukturalne.

4. Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro publiczne

Przez odniesienie w definicji bezpieczeństwa energetycznego przedstawianej na cytowanej stronie polskiego rządu do „społeczeństwa” i „warunków jego życia” rząd automatycznie czyni z tego bezpieczeństwa dobro publiczne. Dobro publiczne to takie, które spełnia dwie zasady: niewykluczalności i niekonkurencyjności (Samuelson, 1954). Zgodnie z pierwszą,

żeby dobro mogło być uznane za publiczne, dostęp do dobra muszą mieć wszyscy użytkownicy czy członkowie społeczeństwa. Druga zasada mówi, że dobro publiczne używane przez jednego użytkownika nie ogranicza możliwości korzystania z niego przez innych. Jako przykład takich dóbr Mariana Mazzucato (2023) podaje: światło słoneczne, czystą wodę, czyste powietrze czy obronność.

Koncepcja dobra publicznego była rozwijana w kontekście ekonomicznym – najpierw przez Paula A. Samuelsona na przełomie lat 40. i 50. XX w. (np. Samuelson, 1954), a potem przez kontynuatorów jego myśli. W gospodarce dobro publiczne powiązane jest z funkcjonowaniem rynku i rolą państwa w zaspokajaniu potrzeb społeczeństwa. Dobra publiczne to dobra konieczne do funkcjonowania społeczeństwa i państwa, które nie będą dostarczane przez rynek, ponieważ z założenia mają być niekonkurencyjne i niewykluczalne: przedsiębiorstwa albo nie będą zainteresowane ich dostarczaniem, ponieważ nie można przewidywać poziomu zysku, albo będą powstrzymywane przez regulatora przed prowadzeniem rywalizacji o rynek. Mazzucato (2023, s. 5) wyjaśnia, że rolą państwa czy innego regulatora (w UE mogą to być także jej instytucje) jest korygowanie braków poprzez inwestycje publiczne lub rozwijanie zachęt dla sektora prywatnego do rozwijania działań w danym sektorze (w sposób kontrolowany przez regulatora – np. ulgami podatkowymi). Definiowanie dobra jako publicznego oznacza dla państwa konieczność „naprawiania” czy korygowania rynku, który nie działa w określonym zakresie (a nie jego kreowanie). Podobne działanie jest przejawem regulacyjnej funkcji państwa, czyli kreowaniem rzeczywistości jednocześnie przez społeczeństwo i państwo w sposób powiązany (Winczorek, 2011). Ponieważ zgodnie z deklaracjami zawartymi na cytowanej stronie internetowej Serwis RP energia ma być dostępna (1) wszystkim odbiorcom, (2) po cenach, które są w stanie zapłacić, (3) bez zakłóceń, w Polsce bezpieczeństwo energetyczne jest traktowane jako dobro publiczne.

Określanie bezpieczeństwa energetycznego jako dobra publicznego z całą pewnością jest opiekuńcze w stosunku do społeczeństwa, ale bardzo trudne do realizacji przez państwo, na które przeniesiony jest cały ciężar dostarczenia tego dobra. Jest to zadanie szczególnie wymagające wobec podkreślanej wcześniej niestabilności związanej z funkcjonowaniem państwa w stosunkach międzynarodowych. Tym istotniejsze wydaje się włączenie do procesu określania i implementacji polityki związanej z realizacją bezpieczeństwa energetycznego mechanizmów pozwalających na amortyzację

zmian. To naturalnie może być zwiększenie roli państwa w produkcji energii i liczenie na to, że nadprodukcja pokryje ewentualnie pojawiające się niedobory, ale podobne podejście odbija się na polityce środowiskowej i będzie drogie. Czasem niemożliwe do realizacji. Tańszym i potencjalnie skuteczniejszym rozwiązaniem jest zredefiniowanie bezpieczeństwa energetycznego jako dobra wspólnego i zbudowanie procesu formułowania i realizacji polityki energetycznej opartego na innym spojrzeniu na bezpieczeństwo.

5. Bezpieczeństwo energetyczne jako dobro wspólne

Ze względu na powiązania rynków na świecie, ale i dlatego, że współczesne wyzwania związane z przetrwaniem i rozwojem naszego świata mają charakter globalny, jedynie współpraca może przynieść skuteczne rozwiązania – w tym duchu rozwija się dominująca dzisiaj koncepcja zrównoważonego rozwoju promowana m.in. przez ONZ i zachęcająca państwa do budowania zrównoważonych gospodarek. „Zrównoważone” oznacza w tym kontekście: ekonomiczne, ekologiczne i skuteczne, co możliwe jest przez dzielenie się (np. wiedzą i zasobami) i współdziałanie (przy realizacji wspólnych celów). Choć wszystkie państwa podzielają starania o zapewnienie sobie bezpieczeństwa energetycznego, to dopiero na poziomie wewnątrzpaństwowym możliwe jest traktowanie go jako niekonkurencyjnego. Dobro wspólne podziela cechy dobra publicznego, ale jego formułowanie zakłada włączenie w proces określania celu i sposobów ich osiągnięcia podmioty każdego szczebla lub rodzaju, których to dobro dotyczy. Oznacza to, że bezpieczeństwo energetyczne – które przecież ma być zapewnione przez państwo gospodarce i gospodarstwom domowym – powinno być definiowane i realizowane z ich udziałem.

Tłumacząc zasady dobra wspólnego, Mazzucato (2023) pisze, że o ile klasyfikacja dobra jako publicznego oznacza konieczność korygowania przez państwo braku inwestycji ze strony sektora prywatnego, o tyle dobro wspólne czyni z dobra wspólny cel wspólnego działania. Jest to realizacja innowacyjnej funkcji państwa (Winczorek, 2011), które w sposób ogólny nakreśla kierunek myślenia, identyfikuje wszystkie podmioty, których dotyczy zakres planowania i działania, i organizuje wspólne planowanie w odpowiednim procesie. Obecne są więc wspólny cel i solidarne działanie (Mazzucato, 2023). Wówczas dobro jest dostarczane nie poprzez korekty rynku,

a przez kierowanie jego rozwojem. Cel (bezpieczeństwo energetyczne) jest skonstruowany z zadań, które są nie tylko pułapami mierzonymi określonymi wartościami, ale i zapleczem do realizacji procesu jego ustanawiania i realizacji. W ten sposób stają się także narzędziem do realizacji polityki, ponieważ mają charakter dwutorowy. Korzyść dla bezpieczeństwa energetycznego wynika z uelastycznienia procesu definiowania celu, który włącza podmioty bezpośrednio zaangażowane w odpowiednio sterowanym procesie, pozwalającym na regularne weryfikowanie celu i możliwości jego realizacji we współprojektowaniu, współdecydowaniu, współdziałaniu. Mazzucato dodałaby jeszcze „współinwestowaniu”. Włączenie wielu zainteresowanych bezpieczeństwem energetycznym w jego tworzenie oznacza korzystanie z wiedzy, doświadczenia i zasobów większych niż te, które pozostają do dyspozycji państwa, a poznanie wielu perspektyw problemów pozwala na przygotowanie adekwatniejszych rozwiązań. Jest to wzmocnienie procesu planowania, które pozwala oszczędzić na ewentualnej alternatywie, to jest ewentualnej nadprodukcji energii. Jest więc wyjściem tańszym do alternatyw i podnoszącym poziom bezpieczeństwa energetycznego.

Porównanie sposobu myślenia o dobru jako publicznym lub wspólnym podsumowuje tabela 1.

Tabela 1. Dobro publiczne a dobro wspólne

Dobro publiczne	Dobro wspólne
Korekta	Cel
Niedobór rynku	Kreowanie rynku
Zorientowane na wynik	Zorientowane na wynik i proces jego tworzenia
Działania państwa	Współdziałanie różnych podmiotów
Charakter odgórny	Charakter oddolny

Źródło: Mazzucato, 2023, s. 7.

O ile dobro publiczne jest korektą innych działań poprzez dostarczanie tego, co musi być dostarczone, a nie jest dostarczone przez inne podmioty, jest zorientowane tylko na wynik i wymaga podjęcia działań wyłącznie przez państwo działające odgórnie, o tyle drugie – dobro wspólne – jest celem samym w sobie, ma powodować stworzenie nowego wymiaru rynku, jest równie mocno skierowane na wynik, jak na przygotowanie procesu prowadzącego do jego maksymalizacji. Formułowanie procesu i jego realizacja

wymagają zaangażowania nie tylko państwa, ale i innych podmiotów, których rola jest na tyle duża, że proces nabiera charakteru oddolnego (a więc przede wszystkim funkcjonalnego) lub partycypacyjnego.

6. Narzędzia planowania i realizacji – administrowanie ryzykiem

Choć Mazzucato (2023) określa jasno, jak rozumieć dobro wspólne oraz jakie są zalety i konsekwencje nadawania dobrom tego charakteru, to zaznacza, że mechanizm współpracy podmiotów musi być dopiero wyłoniony. Koordynowany przez państwo dialog podmiotów ma doprowadzić do powstania procesu, który powinien składać się z kilku elementów, takich jak: ocena i analiza, ustalanie priorytetów, planowanie programów, implementacja, monitorowanie i ewaluacja (Mazzucato, 2023, s. 8). Dwa ostatnie są szczególnie istotne w celu zapewnienia, że wszystkie istotne grupy są włączone w proces.

Analizując schematy współpracy zróżnicowanych podmiotów mające na celu zarządzanie wspólnym problemem, warto sięgnąć po *risk governance*. Jest to szczególnie uzasadnione, jeśli wrócimy do definicji bezpieczeństwa energetycznego określonego w tym opracowaniu jako zdolność systemu do amortyzacji ryzyka. Element ryzyka występuje także w definicji przytaczanej za stroną internetową Serwis RP. Sposoby niwelowania ryzyka stanowią więc logiczny kolejny krok w studiach nad bezpieczeństwem energetycznym.

Idea *risk governance* wywodzi się z oceny ryzyka (*risk assessment*) i zarządzania ryzykiem (*risk management*), ale nie jest tożsama z żadnym z nich. Na potrzeby tego opracowania *risk governance* można przetłumaczyć jako „administrowanie ryzykiem”. Jest ono szersze od szacowania ryzyka czy zarządzania nim: proponuje holistyczne podejście do procesu podejmowania decyzji przez podmioty władzy publicznej, które obejmuje także włączenie podmiotów, na które decyzje te mają wpływ, do procesu decyzyjnego. Podobne podejście do decydowania zostało po raz pierwszy zaproponowane przez zespół naukowców z École Polytechnique Fédérale de Lausanne – International Risk Governance Center, pracujących pod kierunkiem prof. Ortwin Renna. Najpełniej proces opisany jest w *Introduction to the IRGC Risk Governance Framework. Revised Version 2017* (IRGC, 2017). Raport zaczyna się od definicji ryzyka:

Ryzyko odnosi się do niepewności i powagi konsekwencji działania lub zdarzenia w odniesieniu do czegoś, co ludzie cenią. Niepewność może odnosić się do rodzaju konsekwencji, prawdopodobieństwa ich wystąpienia (często wyrażonego w prawdopodobieństwie), dotkliwości skutków lub czasu lub miejsca, w którym mogą one wystąpić. Definicja ta uwzględnia zarówno pożądane (pozytywne), jak i niepożądane (negatywne) wyniki, ale większość organizacji skupia się na wynikach negatywnych (IRGC, 2017, s. 5).

Governance natomiast – tutaj tłumaczone jako administrowanie – definiowane jest tak: „administrowanie odnosi się do działań, procesów, tradycji i instytucji, za pomocą których sprawowana jest władza, a decyzje zbiorowe są podejmowane i wdrażane” (IRGC, 2017, s. 5). Złożone razem dają koncepcję *risk governance*:

[...] administrowanie ryzykiem stosuje zasady administrowania do identyfikacji, oceny, zarządzania, ewaluacji i informowania o ryzyku w kontekście wartości mnogich i podziału władzy. Obejmuje ona wszystkie istotne za-interesowane strony, biorąc pod uwagę ich zasady, konwencje i procesy. W związku z tym chodzi o to, w jaki sposób gromadzone, analizowane, rozumiane i przekazywane są istotne informacje o ryzyku oraz w jaki sposób podejmowane są i przekazywane decyzje zarządcze. Administrowanie ryzykiem włącza zarówno zagadnienia opisowe (w jaki sposób podejmowane są decyzje), jak i koncepcje normatywne (w jaki sposób należy podejmować decyzje). W swoim zastosowaniu jako pojęcie normatywne określa zasady dobrego administrowania. Zasady te obejmują przejrzystość, skuteczność i wydajność, odpowiedzialność, koncentrację strategiczną, zrównoważony rozwój, sprawiedliwość, poszanowanie praworządności oraz konieczność, aby wybrane rozwiązanie było wykonalne z politycznego i prawnego punktu widzenia, a także akceptowalne z etycznego i publicznego punktu widzenia (IRGC, 2017, s. 5–6).

Autorzy raportu IRGC tłumaczą także, że proponowany przez nich schemat administrowania ryzykiem włącza do wspomnianych wcześniej ocen ryzyka i zarządzania ryzykiem wymiar społecznych wartości, obaw, aktywności i sposobu postrzegania ryzyka. Pokazując ich miejsce w schemacie administrowania ryzykiem, piszą: „rozdziela się między **rozumieniem** ryzyka (dla którego ocena ryzyka jest podstawową procedurą)

a **podejmowaniem decyzji**, co z nim zrobić (gdy zarządzanie ryzykiem jest kluczowym działaniem)” (IRGC, 2017, s. 10).

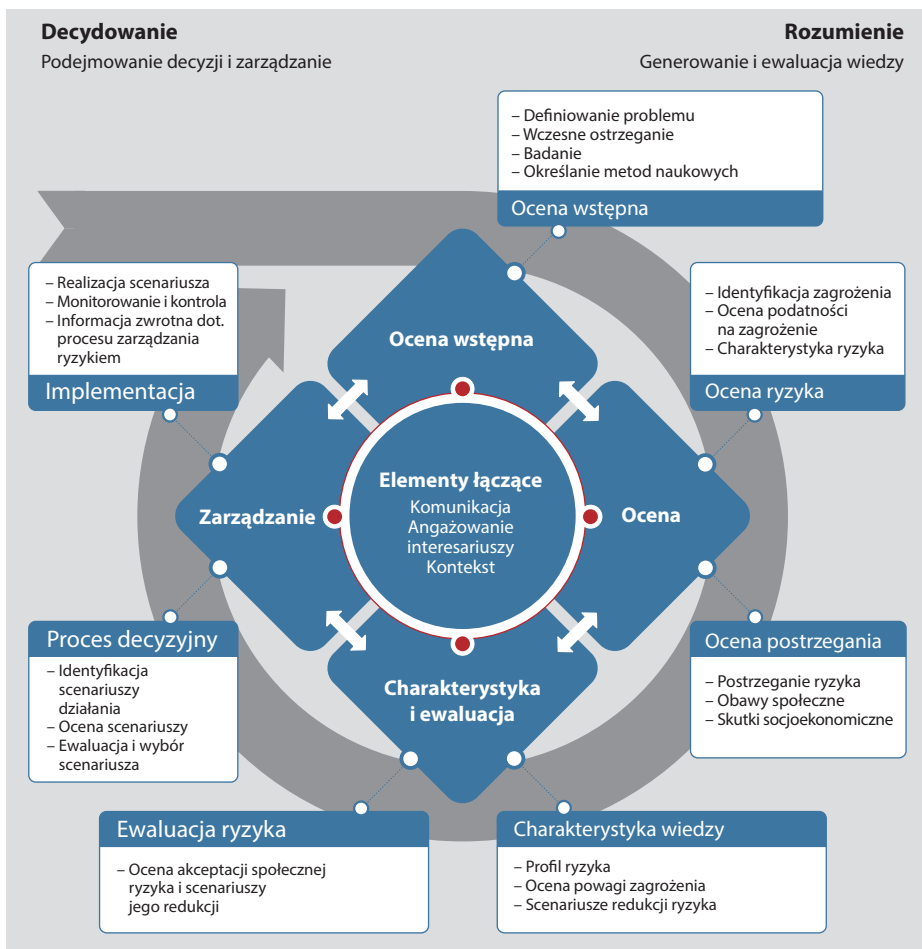
Proces podejmowania decyzji autorzy rozbijają na pięć powiązanych ze sobą elementów, ułożonych koncentrycznie:

1. Ocena wstępna – identyfikacja i tworzenie ram; wyznaczanie granic ryzyka lub systemu.
2. Ocena właściwa – ocena technicznych oraz postrzeganych przyczyn i skutków zagrożenia.
3. Charakterystyka i ewaluacja – ocena ryzyka i konieczności zarządzania nim.
4. Zarządzanie – podejmowanie decyzji i wdrażanie opcji zarządzania ryzykiem.
5. Elementy łączące (w oryginale: *cross-cutting aspects*) – komunikowanie się, angażowanie interesariuszy, uwzględnienie kontekstu (IRGC, 2017, s. 9).

Relacje między poszczególnymi elementami procesu decyzyjnego przedstawia schemat 1.

Administrowanie ryzykiem zaczyna się od jego oceny wstępnej, podczas której określa się i definiuje problem oraz wskazuje, w jaki sposób nauka może być włączona w rozwiązywanie problemu. Następnie – na etapie drugim – dokonuje się oceny właściwej, pogłębionej, opracowując sposób powstawania problemu i schemat jego rozwoju. Już tutaj do procesu decyzyjnego włącza się ocenę obaw społecznych i bierze pod uwagę sposoby postrzegania ryzyka oraz konsekwencje społeczno-ekonomiczne. Naukowcy IRGC sugerują zastosowanie na tym etapie prac metod odnoszących się do oceny ryzyka.

Trzeci etap to charakterystyka i ocena ryzyka, podzielone na charakterystykę posiadanej wiedzy, w której istotą jest osądzenie prawdopodobieństwa zagrożenia oraz opracowanie scenariuszy niwelowania tego zagrożenia, i ewaluację ryzyka, która polega na ocenie tolerancji i akceptacji społecznej dla proponowanych rozwiązań związanych z niwelacją ryzyka. Czwarta faza to proces decyzyjny i implementacja rozwiązań – na schemacie ujęte jako zarządzanie. Wszystkie cztery opisane fazy procesu decyzyjnego połączone są po środku „elementami łączącymi” (*cross-cutting aspects*), które są trzy – trzy zasady, które powinny rządzić pracami na każdym z poprzednich etapów.



Schemat 1. Proces administrowania ryzykiem według IRGC

Źródło: IRGC, 2017, s. 10.

Są to:

1. Komunikacja między podmiotami biorącymi udział w procesie oraz łączność między etapami. Komunikacja powinna być oparta na wielostronnym dialogu (IRGC, 2017, s. 28).
2. Włączenie interesariuszy w proces administrowania ryzykiem – ponieważ koncepcja opiera się na postulatcie poszerzenia dotychczasowego myślenia o ryzyku o kontekst społeczny, autorzy włączają w tę grupę zarówno władze – regulatora sektora – jak i ekspertów przedsiębiorstw, naukowców, środowiska, których dotyczy ryzyko, problem lub zmiany, społeczeństwo obywatelskie (IRGC, 2017, s. 29).

3. Uwzględnienie kontekstu (przede wszystkim społecznego) w procesie decyzyjnym i tworzeniu scenariuszy. Na różnych etapach procesu kontekst stanowić będą: możliwości organizacyjne, network podmiotów i środowisk biorących udział w procesie, kultura polityczna i organizacyjna, nastroje społeczne (IRGC, 2017, s. 32).

Autorzy schematu regularnie odnoszą się do kontekstu społecznego procesu identyfikacji zagrożeń i mechanizmów, uważając, że jeśli mechanizmy amortyzacji ryzyka są przygotowane dzięki współpracy środowisk zainteresowanych problemem (*stakeholders* czy interesariuszy), to rozwiązania przygotowane w wyniku uruchomienia procesu będą bardziej adekwatne oraz zmniejszy się kolejne ryzyko – powstawania konfliktów między tymi środowiskami.

Naturalnie schemat proponowany przez naukowców IRGC odnosi się do koncepcji ryzyka i jego zastosowania do analizy bezpieczeństwa energetycznego Polski i – na tej podstawie – planowanie polityki energetycznej wymagałoby adaptacji. Takich adaptacji w przeszłości dokonały: US Joint Chiefs of Staff (opracowując *Joint Chiefs of Staff Manual on Joint Risk Analysis*, 2016), United States Nuclear Regulatory Commission (dodając schemat do zestawu swoich narzędzi analitycznych) (IRGC, 2017), US Department of Homeland Security (ujmując koncepcję w swoim leksykonie) (US DHS, 2010) czy Komisja Europejska (posługując się schematem do oceny zagrożeń w procesie przygotowywania niektórych regulacji) (IRGC, 2017, Appendix 2).

7. Narzędzia przygotowania i realizacji polityki

Przedstawiony schemat procesu administrowania ryzykiem ma zasadniczą część wspólną z koncepcją dobra wspólnego przedstawioną przez Mazzucato: koncentrację na potrzebach społeczeństwa i postulat włączenia podmiotów zainteresowanych problemem i potencjalnie odczuwających skutki możliwych regulacji w danym zakresie do procesu definiowania zjawiska, formułowania celów oraz przygotowania i realizacji polityki. Tam, gdzie Mazzucato pisze, że nie ma mechanizmów współpracy ani narzędzi do planowania i realizacji polityk opartych na dobru wspólnym (Mazzucato, 2023), schemat Renna i współautorów (IRGC, 2017) staje się pomocny przy próbie definiowania takich mechanizmów. Jest uzupełnieniem myśli

Mazzucato i dostarcza schemat procesu, który nadal wymaga operacjonalizacji na potrzeby określania konkretnych polityk, projektów lub działań, ale jest konkretnym punktem odniesienia – przynajmniej w określaniu bezpieczeństwa energetycznego.

Mazzucato (2023) sugeruje opracowanie zestawu narzędzi do przygotowania i realizacji polityki opartej na koncepcji dobra wspólnego, a więc polityki realizowanej jako część funkcji innowacyjnej państwa, modelującej gospodarkę i społeczeństwo. Przedstawia zachęty podatkowe i inwestycje publiczne jako instrumenty realizacji „misji” państwa oraz rekomenduje rządowi stosowanie dodatkowych trzech instrumentów: budżetowania zorientowanego na wyniki, zamówień publicznych nastawionych na realizację misji, dynamicznej ewaluacji (Mazzucato, 2023, s. 12). Celem pierwszego instrumentu jest podniesienie skuteczności polityk publicznych państwa poprzez taką alokację ograniczonych zasobów finansowych, aby osiągnąć priorytetowe cele. Kierunki koncentracji wydatkowania powinny być określone na podstawie starannie opracowanych danych metrycznych. Efektem budżetowania zorientowanego na wynik powinno być otrzymanie zrównoważonych efektów, włączających społecznie, a nie wykluczających.

Zamówienia publiczne Mazzucato postrzega jako kolejny sposób alokowania środków państwa, które pozyskuje w ten sposób dobra i usługi. Możliwe jest wprowadzenie do warunków zamówień publicznych elementów, które pozwolą państwu na realizację swojej misji opartej na dobru wspólnym i wspierającej korzystne dla jej realizacji partnerstwa. Dynamiczna ewaluacja powinna opierać się na poszerzonych danych, uwzględniając szerszy rezonans ekonomiczny i społeczny, do czego rządy powinny przygotować metodologie ewaluacji oparte na danych metrycznych skoncentrowanych na koncepcji dobra wspólnego i sposobie jego funkcjonowania. Jego istotą pozostaje zasada, że dobro jest współtworzone przez różne podmioty.

Impuls finansowy na pewno potrafi ukierunkować działanie przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, ale następuje dopiero w fazie implementacji, która – jeśli wypełnić luki w koncepcji Mazzucato procesem administrowania ryzykiem przedstawionym wyżej – jest fazą późną: zarządzaniem. Mazzucato rozpoczyna więc listę narzędzi możliwych do stosowania, kiedy kierunki polityki są już w dużej mierze opracowane i operacjonalizacji wymaga ich implementacja. Pomijając etap pierwszy procesu administrowania ryzykiem, w którym autorzy IRGC wskazują odpowiednie metody naukowe do wstępnego badania zagadnień związanych z ryzykiem i jego potencjalną skalą, i zadowolając się wstępnie narzędziami implementacji

wskazanymi przez Mazzucato, pozostaje do sprecyzowania, jak realizować dwa środkowe etapy procesu: ocenę oraz charakterystykę i ewaluację. Te dwa etapy są punktem kulminacyjnym procesu włączania społeczeństwa obywatelskiego w definiowanie problemów i przygotowywanie możliwych scenariuszy ich rozwiązania. Z dostępnych państwu narzędzi realizacji dialogu bezpośrednio ze społeczeństwem nie bardzo jest co wybrać: większość z nich – np. konsultacje społeczne czy referendum (Winczorek, 2011) – nie spełnia postulatu zarówno Mazzucato, jak i naukowców z IRGC o prowadzeniu wielostronnego dialogu. Są procesem zamkniętym w formule, niepozwalającym na wypracowanie rozwiązań w procesie wielostronnego dialogu. Dlatego zasadne wydaje się znalezienie nowych sposobów komunikacji między władzą, przedsiębiorstwami i społeczeństwem. Mając na uwadze, że punktem centralnym takiego dialogu ma być identyfikowanie i zaspokajanie potrzeb interesariuszy (*stakeholders*), czyli przedsiębiorstw, grup ludności i gospodarstw domowych, forma dialogu powinna koncentrować się przede wszystkim na nich.

8. Zarządzanie zwinne

Tu z pomocą przychodzą nauki o zarządzaniu z gamą funkcjonalnych z natury procesów kreowania usług i dóbr. Procesy te całkowicie skoncentrowane są na potrzebach i preferencjach klientów, za których – gdyby próbować zastosować procesy te wewnątrz cyklu administrowania ryzykiem – podstawić można wspomniane przedsiębiorstwa, grupy i gospodarstwa domowe (interesariuszy). Najbardziej dynamiczne i nakierowane na ewoluujące potrzeby klientów są zwinne sposoby zarządzania. Choć swój początek mają w podejściu do cyklu programowania, to zasady zwinności z pozytywnymi skutkami stosowane są także w innych obszarach.

Zasady zwinności określa *Manifest programowania zwinnego* ([2021]):

1. Ludzie i interakcje z nimi są ważniejsze od procesów i narzędzi.
2. Skuteczne działanie oprogramowania jest ważniejsze od dokumentacji.
3. Współpraca z klientem jest ważniejsza od negocjacji umów.
4. Reagowanie na zmiany jest ważniejsze od realizacji przyjętego planu.

Te cztery punkty są przez autorów rozwinięte do dwunastu, a następnie ujęte w rutyny służące do zarządzania zwinnego (np. scrum czy kanban).

Zasadniczo to, co stanowi esencję zwinności, sprowadza się do: koncentracji na potrzebach klienta (interesariusza), uwzględnieniu zmienności okoliczności (ryzyka) i konieczności ciągłego weryfikowania, czy kierunek działania jest nadal adekwatny do okoliczności, w których występuje (kontekst). Klient – dzięki pracy całego zespołu – ma otrzymać produkt konkurencyjny w stosunku do innych produktów na rynku (podobnie bezpieczeństwo często jest konkurencyjne), praca zespołu musi być regularnie, często weryfikowana w odniesieniu do zmian rzeczywistości i potrzeb klienta (tak jak określanie i ocena bezpieczeństwa są stale oparte na zmieniających się czynnikach, mimo że na niektóre z nich nie mamy wpływu), rozwiązania powstałe w procesie przygotowania produktu mają być proste, a zespoły pracują najefektywniej, kiedy mają przestrzeń do samoorganizacji. Iteracja jest kluczowa do wygrania wyścigu o najlepszy produkt na rynku. Polega na regularnym, cyklicznym weryfikowaniu założeń i celów w odniesieniu do zmian rzeczywistości. Powtarzalność oceny założeń gwarantuje, że opracowywany produkt będzie na czasie w momencie powstania, nawet jeśli okoliczności zmieniają się w trakcie jego tworzenia. Dzięki iteracji i ścisłej koordynacji prac zespołu proces tworzenia produktu jest bardzo elastyczny.

Tak podsumowane podstawy zarządzania zwinnego przywodzą na myśl bezpieczeństwo energetyczne. Formułowanie jego celów i założeń dzieje się w okolicznościach ciągłych zmian – zmian często trudnych do przewidzenia, stanowiących potencjalne zagrożenie dla tych, dla których bezpieczeństwo jest budowane. Określa się je mianem ryzyka i szuka sposobów ich uniknięcia, przeciwdziałania im lub niwelowania skutków ich występowania. Lekcja płynąca ze studiów nad zarządzaniem zwinnym jest taka, że działając w środowisku zmian (z których każda kreuje potencjalne zagrożenia dla rozwoju projektu), jedyną odpowiedzią może być ciągła weryfikacja celów i zadań w kontekście tych zmian, co w rezultacie zapewnia elastyczność procesu tworzenia. Istnieje na tyle dużo podobieństw między okolicznościami tworzenia produktu w zarządzaniu zwinnym i budowaniu bezpieczeństwa energetycznego, że wydaje się korzystne zastosowanie elementów zwinności na etapach drugim i trzecim procesu administrowania ryzykiem. Tam dokonywane są: ocena ryzyka, ocena percepcji, charakterystyka wiedzy i ewaluacja ryzyka, w czym m.in. zawiera się opracowywanie scenariuszy działania. Dlatego zarządzanie zwinne może być rozpatrywane jako jedno z narzędzi budowania bezpieczeństwa energetycznego, jeżeli stosowany w nim jest model administrowania ryzykiem.

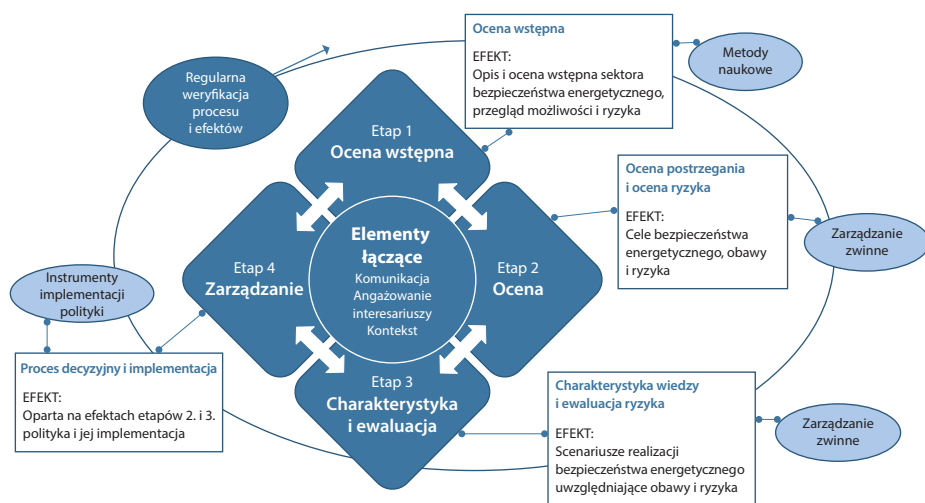
9. *Agile governance* – zwinne administrowanie bezpieczeństwem energetycznym

Połączenie definiowania bezpieczeństwa energetycznego jako dobra wspólnego z procesem administrowania ryzykiem, którego zauważenie i niwelowanie jest kluczem do budowania tego bezpieczeństwa, oraz z fundamentami zwinności pozwala na zaproponowanie nowego modelu formułowania bezpieczeństwa energetycznego. Łącząc te elementy, dochodzimy do – obecnie – hybrydy, procesu, który można określić mianem „zwinnego administrowania bezpieczeństwem energetycznym”. Oparte jest ono na założeniu, że bezpieczeństwo energetyczne jako dobro wspólne ma być dostarczone do uczestników gospodarki w Polsce oraz do gospodarstw domowych. W celu jak najlepszego poznania potrzeb i obaw zarówno jednych, jak i drugich konieczne jest włączenie ich w proces formułowania założeń dla bezpieczeństwa energetycznego. Państwo nie jest więc jedynym dostawcą koncepcji ani jedynym podmiotem realizującym politykę, która ma to bezpieczeństwo dostarczyć: występuje współodpowiedzialność za formułowanie bezpieczeństwa, polityki, która ma je dostarczyć, i procesów realizujących politykę. Włączenie społeczeństwa w formułowanie i realizację bezpieczeństwa następuje wewnątrz ogólnych ram procesu zarządzania ryzykiem, w którym pierwszy etap – „Ocena wstępna” – realizowany jest poprzez zaangażowanie ekspertyzy akademickiej przygotowanej na podstawie odpowiednio dobranych metod naukowych. Etapy drugi i trzeci – „Ocena” i „Ewaluacja i charakterystyka” – włączają środowiska zainteresowane kwestią bezpieczeństwa energetycznego oraz takie, na których funkcjonowanie wpłynie realizacja polityki energetycznej, czyli wykonanie działań etapu czwartego – „Zarządzania”, a więc implementacji polityki w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Na etapach drugim i trzecim, których ostatecznym celem jest przygotowanie możliwych scenariuszy, które staną się podstawą do formułowania polityki energetycznej państwa, stosowany jest moderowany przez ekspertów (np. scrum masterów lub trenerów biznesowych) proces oparty na zasadach zwinności:

- 1) koncentracja zespołu złożonego z przedstawicieli interesariuszy na potrzebach i percepcji społeczeństwa i uczestników gospodarki;
- 2) iteracja, czyli cykliczność weryfikacji kroków zmierzających do określania problemów i przygotowywania rozwiązań na podstawie zmian czynników mających wpływ na sektor energetyczny w Polsce i na świecie.

W wyniku tych dwóch etapów powstają nie tylko założenia bezpieczeństwa energetycznego, cele dla polityki, która ma je zapewnić, lecz także scenariusze jego dostarczenia, włączając wyszczególnienie ryzyka oraz sposoby jego niwelowania. Etap drugi przynosi określenie celów bezpieczeństwa energetycznego, obaw i ryzyka, podczas gdy etap trzeci konkluduje się scenariuszami realizacji bezpieczeństwa energetycznego, uwzględniającymi obawy i ryzyka.

Na kolejnym etapie – zarządzania, gdzie zachodzi właściwy proces decyzyjny i implementacja – cele i scenariusze są przekładane na polityki państwa, których realizacja zachodzi za pomocą instrumentów wspomnianych przez Mazzucato i odpowiednio uzupełnionych o wszystkie te, które mogą podnieść efektywność polityki. Proponowany mechanizm przedstawiony jest na schemacie 2.



Schemat 2. Zwinne administrowanie bezpieczeństwem energetycznym

Źródło: opracowanie własne.

Efektywność zwinności polega na krótkich okresach realizacji mniejszych zadań, których suma składa się na produkt. Dzięki codziennym podsumowaniom prac zespołu oraz weryfikacji prac w stosunku do założeń i rzeczywistości (np. cotygodniowej) proces modelowania jest elastyczny i daje rezultaty (produkty) adekwatne do zmieniającego się zapotrzebowania rynku. Podobnie w bezpieczeństwie energetycznym elastyczność systemu jest odpowiedzią na zmiany zachodzące na świecie, takie jak: wahające się ceny surowców i transportu, pojawiające się rozwiązania technologiczne, wojny

i ograniczenia na szlakach komunikacyjnych. Utrzymanie tej elastyczności wymaga zastosowania iteracji i weryfikacji potrzeb uczestników rynku i społeczeństwa w regularnych odstępach. Takiej weryfikacji regularnej wymagałby cały proces konceptualizacji i realizacji bezpieczeństwa energetycznego prowadzony na podstawie modelu administrowania ryzykiem – od etapu pierwszego do czwartego. Zwinność nie tylko stałaby się punktem centralnym etapów drugiego i trzeciego, ale cały cykl pracy nad bezpieczeństwem energetycznym wymagałby regularnej weryfikacji. Ostateczne określenie interwałów także nie powinno być sztywne i o ile w procesach zarządzania zwinnego stosuje się najczęściej podsumowania dzienne i tygodniowe, o tyle cały cykl administrowania ryzykiem w stosunku do bezpieczeństwa energetycznego wymagałby rewaloryzowania prawdopodobnie od co pół roku do roku. Raz rozpoczęty, nie kończyłby się, pomagając czuwać nad adekwatnością sposobu myślenia o bezpieczeństwie energetycznym Polski i o polityce państwa.

10. Podsumowanie

Komfortowo byłoby móc nakreślić długookresowy kierunek rozwoju polityki energetycznej państwa. Komfortowo byłoby osiągnąć samowystarczalność energetyczną. Komfortowo byłoby mieć energię po przystępnej cenie. Najbardziej komfortowo byłoby stale móc produkować tyle dobrej i taniej energii, żeby wystarczyło na pokrycie potrzeb wszystkich krajowych interesariuszy, zmagazynowanie rezerw i zarabianie na sprzedaży nadwyżek.

Obecnie nie da się tego zrobić. Określanie ram bezpieczeństwa energetycznego jest współzależne od wielu czynników, m.in. od zmian gospodarczych na świecie, rozwoju technologii związanych z sektorem energetycznym czy wydarzeń międzynarodowych. Na większość z tych elementów decydenci i interesariusze mają jedynie ograniczony wpływ, a bezpieczeństwo jest potrzebne. Dlatego znalezienie odpowiedniego poziomu analizy, który pozwoli na takie patrzenie na bezpieczeństwo energetyczne, żeby można było planować sposób jego realizacji w jak najdłuższym okresie, jest kluczowe i dla państwa, i dla społeczeństwa. Wobec wielości zmiennych, których ewolucja nie jest sterowalna, wydaje się, że zapewnienie elastycznego spojrzenia na bezpieczeństwo energetyczne prowadzi do osiągnięcia jego maksymalnie wysokiego poziomu. Nie jest gwarancją stanu idealnego, ale najbardziej efektywną postawą, dzięki której można dalej rozwijać mechanizmy

formułowania polityki i wytyczne do jej realizacji. Przyjęcie koncepcji dobra wspólnego za centralny punkt rozwoju podobnych schematów definiowania bezpieczeństwa, rekomendowania sposobów jego zapewniania i kształtowania polityk ma wiele walorów. Między innymi taki, że na jego podstawie da się zbudować kompleksowy system: od analizy i określania potrzeb, przez znajdowanie sposobów ich zaspokajania, walidację rozwiązań, po realizację polityk i ich satysfakcjonujący audyt. Także taki, że system taki ma inherentny mechanizm rewizji adekwatności celów polityki do potrzeb interesariuszy oraz gospodarczych i politycznych okoliczności międzynarodowych, co automatycznie podnosi poziom bezpieczeństwa już na etapie budowania mechanizmu jego określania. Poza tym też i taki, że jest otwarty na zmiany – elastyczność, którą ma dostarczyć system, dotyczy także sposobu jego budowania. Można więc modyfikować system, jeśli będzie to korzystne dla poziomu bezpieczeństwa.

W czasach, kiedy państwo ma problem z dostarczeniem bezpieczeństwa – a jest to jednym z jego obowiązków – prawdopodobnie potrzeba zmiany jego roli z monopolisty na lidera interesariuszy. Siła podmiotów gospodarczych i społeczeństwa tkwi w ich działaniu typowo funkcjonalnym: opierając się na określeniu potrzeb, znajdują sposoby ich zaspokojenia. Konieczność i chęć realizacji potrzeb powoduje, że budują wiedzę praktyczną, najczęściej pozwalającą na skuteczne działanie. Połączenie możliwości państwa (np. organizacji dialogu na skalę społeczeństwa, prawodawstwo, zachęty podatkowe, inwestycje strukturalne) z rozwiązaniami dotyczącymi realizacji potrzeb wypracowanymi przez interesariuszy (np. zarządzanie zwinne) wydaje się być najszybszą ścieżką do zapewnienia możliwie wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwu i społeczeństwu. Dodatkowo podobne rozwiązanie pozwoliłoby ograniczyć ryzyko, jakim jest zawsze obciążona realizacja przez państwo jego funkcji innowacyjnej, polegającej na inżynierii – najczęściej społecznej. Z innowatora państwo staje się interaktywnym regulatorem.

Bibliografia

- Agile HR – na czym polega zwinne zarządzanie projektami*, b.d. Elevato, <https://www.elevatosoftware.com/blog/agile-hr-zarzadzanie-projektami/> (dostęp: 12.06.2023 r.).
- Laplane A., Mazzucato M., 2020. *Socializing the risks and rewards of public investments: Economic, policy, and legal issues*, „Research Policy”, vol. 2(4).

- Manifest programowania zwinnego*, 2021, <https://agilemanifesto.org/iso/pl/manifesto.html> (dostęp: 20.06.2023 r.).
- Mazzucato M., 2016. *Przedsiębiorcze państwo: obalić mit o relacji sektora publicznego i prywatnego*, Heterodox, Poznań.
- Mazzucato M., 2018a. *The Entrepreneurial State: Debunking Public vs. private sector myths*, Penguin Books, London.
- Mazzucato M., 2018b. *The Value of Everything: Making and Taking in the Global Economy*, Penguin Books, London.
- Mazzucato M., 2021. *Wartość wszystkiego: wytwarzanie i zawłaszczanie w globalnej gospodarce*, Heterodox, Poznań.
- Mazzucato M., 2023. *A collective response to our global challenges: a common good and 'market-shaping' approach*, UCL Institute for Innovation and Public Purpose, Working Paper, 2023/1.
- Mazzucato M., Perez C., 2022. *Redirecting Growth: Inclusive, sustainable and innovation-led*, UCL Institute for Innovation and Public Purpose, Working Paper, 2022/16.
- Mazzucato M., Kattel R., Ryan-Collins J., 2020. *Challenge-Driven Innovation Policy: Towards a New Policy Toolkit*, „Journal of Industry, Competition and Trade”, vol. 20, s. 421–437.
- Samuelson P.A., 1954. *The Pure Theory of Public Expenditure*, „Review of Economics and Statistics”, vol. 36(4), s. 387–389.
- US Chairman of the Joint Chief of Staff, 2016. *Joint Risk Analysis*, CJCSM 3105.01, 14.10.2016, <https://www.jcs.mil/Portals/36/Documents/Library/Manuals/CJCSM%203105.01A.pdf?ver=y3cH4s5UNyqJAXwxAYCL5Q%3D%3D> (dostęp: 4.07.2023 r.).
- US DHS, 2010. *DHS Risk Lexicon, 2010 Edition*, Department of Homeland Security (DHS), Washington, <https://www.dhs.gov/xlibrary/assets/dhs-risk-lexicon-2010.pdf> (dostęp 24.06.2023 r.).
- Winczorek P., 2011. *Nauka o państwie*, Liber, Warszawa.

Raporty i dokumenty

- IRGC, 2017. *Introduction to the IRGC Risk Governance Framework. Revised Version 2017*, EPFL – International Risk Governance Center, Lausanne, <https://irgc.org/wp-content/uploads/2018/09/IRGC.-2017.-An-introduction-to-the-IRGC-Risk-Governance-Framework.-Revised-version..pdf> (dostęp: 23.05.2023 r.).
- MKiŚ, b.d. *Bezpieczeństwo energetyczne podstawą rozwoju społeczeństwa*, Serwis RP, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/polski-atom/bezpieczenstwo-energetyczne-podstawa-rozwoju-spoleczenstwa> (dostęp: 6.06.2023 r.).
- OECD, 2003. *Emerging systemic risks in the 21st century, An agenda for action*, OECD, Paris, <https://www.oecd.org/futures/globalprospects/37944611.pdf> (dostęp: 25.05.2023 r.).

Piotr Mikusek

Uniwersytet Warszawski
Wydział Prawa i Administracji
ORCID: 0000-0002-9549-7616

Mateusz Sitek

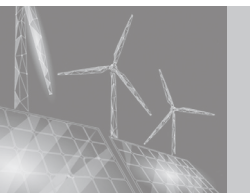
Uniwersytet Warszawski
Wydział Prawa i Administracji
ORCID: 0000-0001-7915-355X

Bartosz Odziemkowski

Uniwersytet Warszawski
Wydział Prawa i Administracji
ORCID: 0009-0005-5409-9805

Maciej M. Sokołowski

Uniwersytet Warszawski
Wydział Prawa i Administracji
ORCID: 0000-0002-0630-465X



Prawo energetyczne i uwarunkowania planowania polityki energetycznej Polski

1. Wstęp

Planowanie – z racji złożoności przekształceń sektora energetycznego, a także czasu ich trwania – pozostaje jedną z najbardziej efektywnych metod osiągania celów, jakie są stawiane przed tym sektorem. Co więcej, wiele z tych celów ma charakter prawny, przyjmując postać definicji legalnych. Tak jest np. w kwestii bezpieczeństwa energetycznego, zdefiniowanego w art. 3 pkt 16 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm., dalej: ustawa – Prawo energetyczne) jako: „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. Tworzenie zaś warunków do jego zapewnienia jest jednym z celów tej ustawy, o czym przesądza jej art. 1 ust. 2.

Odnosząc się jednak do definiowania planowania, należy wskazać, że jest ono pojęciem niejednolitym (Król, 2016), funkcjonującym w ramach różnych aktów prawnych, w których definiowane jest w sposób zgodny z granicami poszczególnych zakresów przedmiotowych i celów danego aktu.

Można tu wymienić m.in.: ustawę z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2023 r. poz. 977 ze zm.), wraz z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, ustawę z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2024 r. poz. 725 ze zm.), statuującą plan bezpieczeństwa i ochrony zdrowia na budowie, czy ustawę z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024 r. poz. 54 ze zm.) i sporządzany na jej podstawie plan remediacji. Stąd planowanie można postrzegać w sposób odmienny, determinowany przez dany kontekst lub zakres regulowanych spraw. W podobny sposób kwestia ta przedstawia się w obszarze energetyki, gdzie planowanie występuje na różnych poziomach zarządzania sektorem, przejawiając się w licznych instrumentach planistycznych, w tym związanych z realizacją polityki energetycznej.

Po pierwsze, od lat po długookresowe instrumenty planistyczne związane z sektorem energetycznym sięga Unia Europejska. Mają one charakter planów i strategii wzmacnianych przez wiążące cele i zobowiązania, przyjmujące następnie postać aktów prawnych. Niejednokrotnie ujęte są one w ramy pakietów legislacyjnych, takich jak: tzw. pierwszy, drugi, trzeci pakiet energetyczny, pakiet klimatyczno-energetyczny, a także najbardziej aktualny tego typu kompleksowy instrument prowadzenia polityki energetycznej (czy klimatycznej) UE, jakim jest „Europejski Zielony Ład”. Na jego kompleksowość składają się działania planistyczne będące jego konsekwencją. Do takich zaliczyć można np. pakiet „Fit for 55”, w ramach którego kładzie się nacisk na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w miksie energetycznym państw członkowskich (Schlacke i in., 2022).

Po drugie, na poziomie ogólnopaństwowym można wyróżnić przede wszystkim „Politykę energetyczną Polski” (Sokołowski, 2010), będącą kierunkowym dokumentem strategicznym przyjmowanym zgodnie z art. 15a ustawy – Prawo energetyczne co 5 lat przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego ds. energii. Jest ona – zgodnie z ustawą z 6 grudnia 1996 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz.U. z 2024 r. poz. 324 ze zm.) – kwalifikowana jako sektorowa strategia rozwoju¹, w założeniach modelowych determinująca działania rządu w zakresie energetyki. Obecnie

¹ Zgodnie z art. 9 pkt 3 wspomnianej ustawy kwalifikowana jest jako „inna strategia rozwoju” obejmująca m.in. polityki sektorowe.

najnowszym dokumentem tego typu jest aktualizacja „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”, przyjęta w marcu 2021 r. w związku z funkcjonowaniem sektora w realiach inwazji rosyjskiej na Ukrainę (PEP2040, 2021). Obok trzech filarów, na których pierwotnie miała się opierać polityka energetyczna (sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny oraz dobra jakość powietrza), dodano czwarty – suwerenność. Filar ten sygnalizuje konieczność uniezależnienia się Polski od rosyjskich paliw kopalnych i ma wpływać na działania państwa zmierzające do jego osiągnięcia.

Po trzecie, dokumentem, który można nazywać mianem planistycznego na poziomie operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, jest plan rozwoju. Zgodnie z dyspozycją art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne plany te są ustalane przez operatorów z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Ich treść obejmuje kwestie istotne dla funkcjonowania krajowej energetyki, w tym: zapotrzebowanie na moc, przewidywane inwestycje w zakresie modernizacji sieci, a także ich finansowanie.

Po czwarte, na poziomie lokalnym należy wyróżnić plany zaopatrzenia gmin w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, które zgodnie z art. 19 ustawy – Prawo energetyczne są zobowiązane opracowywać organy wykonawcze gmin (Sokołowski, 2016b). Obejmują one zapotrzebowanie gmin w zasoby energetyczne, a także określają możliwości wykorzystania ich nadwyżek i środki służące osiąganiu efektywności energetycznej. Również na poziomie gminnym aktem planistycznym w zakresie energetyki mogą być wspomniane już miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, które są aktem prawa miejscowego i pozostają szczególnie istotne w zakresie możliwości posadowienia instalacji OZE na terenie gminy (Piechocka, 2023).

W wymienionych wyżej dokumentach daje się zauważyć pewne kierunkowe tendencje, uznane powszechnie jako istotne elementy transformacji energetycznej. Są to: dekarbonizacja (odchodzenie od technologii wysokoemisyjnych) (Sokołowski i Sokołowski, 2023), efektywność energetyczna (zapobieganie stratom energii i jej marnowaniu, a także promowanie technologii o wysokiej sprawności), decentralizacja (promowanie energetyki rozproszonej i wspólnot energetycznych) (Sokołowski, 2018), rozbudowa i modernizacja sieci (umożliwienie przyłączania większej liczby źródeł wobec rosnącego zapotrzebowania na moc). W dużej mierze są one względem siebie komplementarne, a razem stanowią o kompleksowości transformacji energetycznej.

W tym kontekście w opracowaniu zostały przedstawione trzy filary realizacji polityki energetycznej Polski odnoszące się do elektroenergetyki². Są nimi: rozwój OZE, modernizacja systemów energetycznych, a także ich decentralizacja. Podstaw ich realizacji można się dopatrzeć w art. 1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, który, określając cele ustawy, wskazuje na tworzenie warunków do m.in.: zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju konkurencji, uwzględniania wymogów ochrony środowiska oraz zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych, równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Całość przedstawionych rozważań zamyka podsumowanie zawierające najważniejsze wnioski dotyczące prawnych uwarunkowań planowania polityki energetycznej Polski.

2. Filar I: Wzrost udziału OZE w systemie energetycznym

Polska jako sygnatariusz oraz jako państwo członkowskie Unii Europejskiej jest stroną Porozumienia paryskiego, w ramach którego Unia zobowiązała się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. (Porozumienie paryskie, 2015). Zwiększanie udziału OZE jest jednym z kluczowych elementów planowania polityk energetycznych odnoszących się m.in. do przyspieszenia sprawiedliwej transformacji energetycznej (Sokołowski i Heffron, 2022) czy uniezależniania od rosyjskich paliw kopalnych oraz zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację i decentralizację źródeł energii (Komunikat COM(2021) 550 final). Znalazło to również potwierdzenie w dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dyrektywa RED II), w ramach której państwa członkowskie postanowiły, że udział energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. będzie wynosił co najmniej 42,5%, co w kontekście tych rozważań również należy uznać za istotny element kształtujący politykę planistyczną państwa w zakresie sektora energetycznego. Na poziomie krajowym najważniejszym dokumentem służącym planowaniu polityki energetycznej jest wspomniana już

² W tym ujęciu w opracowaniu uwagi odnoszące się do energetyki należy rozumieć jako analizę elektroenergetyki.

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.”, w której Polska zadeklarowała osiągnięcie 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.

W tym ujęciu z pewnością można stwierdzić, że wzrost udziału OZE w systemie energetycznym stanowi jeden z filarów planowania polityk energetycznych. Towarzyszy temu pytanie, jakie działania należy podjąć, aby osiągnąć cele klimatyczne oraz zagwarantować efektywne wykorzystanie OZE. Jak wskazuje się dalej w niniejszym opracowaniu, oprócz wspierania rozwoju OZE poprzez zagwarantowanie stabilnego, przyjaznego otoczenia prawnego konieczne jest dążenie do decentralizacji oraz modernizacji systemów energetycznych. Transformacja energetyczna oparta na OZE oznacza przebudowanie systemu elektroenergetycznego. U podstaw takiego rozwiązania leży konieczność zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego (Cergibozan, 2022), które jest jednym z głównych celów polityki energetycznej (Sokołowski, 2010, s. 71).

Niestety, wzrost mocy zainstalowanej w OZE jest od lat w Polsce hamowany przez zły stan sieci elektroenergetycznych, co wielokrotnie i bardzo wyraziście podnosił w debacie publicznej znawca problematyki prof. Krzysztof Żmijewski. To istotne ograniczenie rozwoju OZE powoduje również spowolnienie procesu decentralizacji systemów energetycznych, którego nieodłącznym elementem są właśnie źródła odnawialne. Ta sytuacja jest wynikiem wieloletnich zaniedbań i braku finansowania niezbędnych inwestycji w polskiej energetyce, ale również nieprzemyślanego planowania, którego rolą powinno być koordynowanie realizacji filarów polityk energetycznych, w tym wzrostu udziału OZE w systemie energetycznym, a także modernizacja oraz decentralizacja systemów energetycznych.

Analizując dyrektywę RED II oraz „Politykę energetyczną Polski do 2040 r.”, należy podkreślić zgodność obu w kwestii kluczowej roli systemów wsparcia w rozwoju OZE. Obecnie w polskim porządku prawnym, z różnym powodzeniem, funkcjonuje kilka tego typu rozwiązań, z których największe znaczenie ma aukcyjny system wsparcia (Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.). Jest wiele argumentów przemawiających za oceną, że aukcje w zakresie OZE są najlepszym systemem wsparcia energetyki odnawialnej, który sprawdza się w Polsce (NIK, 2021). Cechują się one przede wszystkim efektywnością związaną z nienadmierną ingerencją ze strony państwa (Sokołowski, 2020b, s. 175), a także transparentnością. Należy przy tym zaznaczyć, że system aukcyjny został utworzony w miejsce wygaszanego systemu świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów), który okazał się nieskuteczny (Siewierski i in., 2017).

Od strony podmiotowej – system aukcyjny przeznaczony jest dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Od strony przedmiotowej – system ten polega na obowiązku pokrycia ujemnego salda powstałego w ramach sprzedaży na rynku energii ze źródeł odnawialnych po cenie niższej niż określona w zwycięskiej ofercie (Przybojewska i in., 2023). Prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje przez 15 lat od daty pierwszej sprzedaży energii elektrycznej. Obecnie aukcyjny system wsparcia ma obowiązywać do 2027 r. (Decyzja SA.64713, 2021). Tożsamy aukcyjny system wsparcia jest z powodzeniem stosowany w innych państwach europejskich, m.in. w Wielkiej Brytanii, gdzie jest głównym mechanizmem wspierania produkcji energii ze źródeł odnawialnych (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019). Oprócz wspomnianych już efektywności i transparentności aukcyjny system wsparcia OZE w polskim wydaniu ma także inne zalety. Można do nich zaliczyć: sprzedaż energii elektrycznej po stałej cenie przez 15-letni okres wsparcia, pokrycie ujemnego salda wypłacane przez państwo, cenę podlegającą corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych, wspieranie konkurencji wśród wytwórców, a także rozliczenia dokonywane we względnie prosty sposób. Z racji tych uwarunkowań aukcyjny system wsparcia został zastosowany do rozwoju morskich elektrowni wiatrowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (MKiŚ, 2022, s. 6).

Mimo wymienionych zalet należy jednak zauważyć, że aukcyjny system wsparcia przewidziany w ustawie o odnawialnych źródłach energii w ostatnich latach okazuje się coraz rzadziej wybierany przez wytwórców: w aukcjach przeprowadzonych w grudniu 2021 r. zakontraktowano blisko 75% (blisko 14 TWh z 18,5 TWh) wolumenu energii elektrycznej przeznaczonej do sprzedaży (URE, 2021), ale w 2022 r. było to już tylko 25%, czyli 8,5 TWh z 34 TWh (URE, 2022a). Należy również mieć na uwadze, że niemal całość zakontraktowanego wolumenu w ramach aukcyjnego systemu wsparcia przypadła na elektrownie wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne. Problemy aukcyjnego systemu wsparcia mogą być spowodowane stosunkowo niskimi cenami, po których energia elektryczna będzie sprzedawana – np. w 2022 r. minimalna cena, po jakiej została sprzedana energia, wynosiła odpowiednio 236,77 zł/MWh dla elektrowni słonecznych o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW oraz 150 zł/MWh w przypadku lądowych farm wiatrowych (URE, 2022a). Natomiast średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2022 r. wynosiła 523,71 zł/MWh (URE, 2023d).

Zasadą funkcjonowania systemu jest również obowiązek sprzedaży co najmniej 85% zadeklarowanego wolumenu energii elektrycznej w ciągu każdych 3 lat stanowiących okresy rozliczeniowe, nałożony na wytwórców energii ze źródeł odnawialnych. Jest on obwarowany administracyjną karą pieniężną oraz obowiązkiem zwrotu uzyskanej pomocy publicznej. Dodatkowo wytwórca, który wygrał aukcję OZE, zobowiązany jest do pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ciągu maksymalnie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji. Biorąc pod uwagę okres uzyskiwania wszystkich potrzebnych decyzji administracyjnych, wytwórcy zmuszeni są decydować się na udział w aukcjach OZE na bardzo wczesnym etapie, nawet mimo możliwości wydłużania rzezonego terminu. Co ciekawe, stosunkowo długi okres wsparcia oraz brak elastyczności w waloryzacji ceny referencyjnej mogą być postrzegane przez wytwórców jako wada aukcyjnego systemu wsparcia, ponieważ na rynku można zaobserwować tendencję do zawierania coraz krótszych umów sprzedaży energii elektrycznej (Urbanucci, 2023).

W obliczu spadającej popularności aukcji OZE ustawodawca, reagując na kryzys energetyczny spowodowany pandemią COVID-19 oraz agresją Rosji na Ukrainę, postanowił premiiować wytwórców korzystających z tego systemu wsparcia poprzez wyłączenie ich z obowiązku odprowadzania odpisu na Fundusz Wyплаты Różnicy Cen (Ustawa o cenach maksymalnych, 2022). Wiele wskazuje jednak na to, że reakcja ustawodawcy na wysokie ceny energii była nieprzemyślna, a sama ustawa została uchwalona w trybie pilnym, bez konsultacji publicznych, co leży w sprzeczności z wnioskami płynącymi z poprzednich prób wprowadzania limitów cen energii elektrycznej na świecie (Erten i Sirin, 2022, s. 4). Ustawa uderzyła w szczególności w wytwórców z OZE, wzbudzając liczne głosy sprzeciwu wśród przedstawicieli branży (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2022). Wprowadzone ograniczenia okazały się mieć zbyt negatywny wpływ na poczucie pewności oraz stabilności otoczenia regulacyjnego (Pexapark, 2023, s. 39), w związku z czym Komisja Europejska zaleciła zaprzestanie jego stosowania wraz z końcem czerwca 2023 r. (Sprawozdanie COM(2023) 302 final, s. 17). Ustawa ograniczająca dochód ze sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców znacząco ograniczyła liczbę zawieranych umów sprzedaży energii w 2022 r. (o 21% w stosunku do 2021 r.), podczas gdy takie umowy powinny być podstawą zapewnienia stabilności cen dla odbiorców energii elektrycznej (European Federation of Energy Traders, 2023).

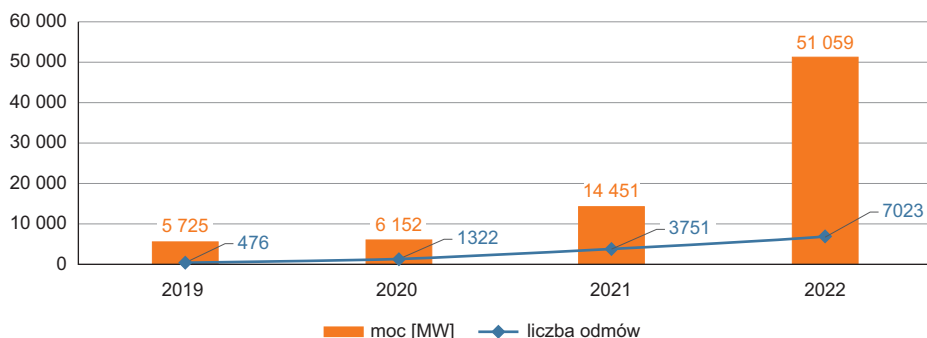
Przedstawiona sytuacja jest jednym z przykładów zbyt daleko idącej interwencji ze strony ustawodawcy, która negatywnie wpływa na realizację polityki energetycznej w kontekście planowego zwiększania mocy zainstalowanej generacji energii odnawialnej. Poprzednim tak doniosłym w swoich skutkach zdarzeniem było uchwalenie aktu prawnego o przewrotnym tytule, czyli ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Sokołowski, 2017, s. 72). W praktyce niemal całkowicie zablokowała ona powstawanie nowych mocy wytwórczych w lądowych elektrowniach wiatrowych.

Planując działania w zakresie polityki energetycznej, należy zatem pamiętać, że ryzyko można wycenić, niepewności już nie, a żaden system wsparcia nie będzie wystarczającym motorem napędowym rozwoju OZE, jeśli inwestorom nie zostanie zapewnione stabilne i przyjazne otoczenie prawne, które może być efektem tylko przemyślanej, zaplanowanej polityki energetycznej. Na pokrycie ujemnego salda w ramach aukcji przeprowadzanych w latach 2022–2027 przeznaczone zostało kilkaset miliardów złotych (Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 września 2022 r.), podczas gdy zlikwidowanie wielu barier rozwoju OZE oraz stworzenie pewnego otoczenia regulacyjnego często nie wymagają żadnego nakładu finansowego ze strony państwa (Forum Energii, 2023).

3. Filar II: Modernizacja systemów energetycznych

Poza strukturą wytwórczą kluczowym elementem systemu energetycznego jest kwestia sieci. Analizując jej znaczenie dla planowania polityki energetycznej, należy zwrócić uwagę na jej istotne znaczenie dla wzrostu udziału OZE w systemie, a przez to jej rolę w transformacji energetycznej. Należałoby zatem zadać pytanie, dlaczego i czy modernizacja sieci jest potrzebna do osiągnięcia celów założonych w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.”, a jeżeli tak – jaka jest jej wymagana skala oraz jakie działania w tym kierunku są podejmowane. W tym kontekście niepokojące jest zjawisko skokowo rosnącej liczby odmów przyłączeń źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej wydawanych przez Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), co może znacząco utrudniać planowaną transformację energetyczną. Dla porównania, w 2022 r. Prezes URE został poinformowany przez operatorów o ponad 7 tys. odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej elektrowni

o łącznej potencjalnej mocy około 51 GW, trzy lata wcześniej liczba odmów wynosiła 476 na potencjalną moc około 5,5 GW (URE, 2023c), co stanowi prawie piętnastokrotny wzrost liczby odmów w tym okresie.



Wykres 1. Liczba odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2019–2022

Źródło: URE, 2023c.

Ponadto odmowy przyłączeń należy zestawzić z celami, jakie przewidują dla polskiej energetyki wspomniane instrumenty planistyczne, w tym przede wszystkim „Polityka energetyczna Polski”. Zgodnie z nią zakładany udział energii wyprodukowanej z OZE ma wynosić w 2030 r. 23% końcowego zużycia energii brutto, podczas gdy w 2020 r. udział ten wynosił około 16% (GUS, 2021), jednak w 2021 r. zmniejszył się on do 15,6% (GUS, 2022). Planowany zatem rozwój generacji energii odnawialnej będzie wymagać zdecydowanych działań w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej, zaś ich brak pogłębi zjawisko odmów przyłączeń, utrudniając, a nawet uniemożliwiając realizację przyjętych we wspomnianym akcie planistycznym założeń transformacji energetycznej.

Co więcej, należy zauważyć, że modernizacja sieci nie jest celem samym w sobie, a co za tym idzie – musi być realizowana w niezbędnym zakresie. Transformacja energetyczna jest procesem czasochłonnym i kosztochłonnym, co wymaga odpowiedniego planowania działań, w tym rezerwowania środków budżetowych przeznaczonych na jej potrzeby. Szybkość i skala realizacji transformacji są bowiem uzależnione od wymiaru środków, jakie na ten cel zdoła przeznaczyć dane państwo członkowskie, przy odpowiednim wsparciu unijnym, ale także od akceptacji społecznej co do wysokości kosztów jej przeprowadzenia. Te ostatnie dotyczą również wysokości taryf, w których operatorzy oznaczają niezbędne wydatki założone

w planach rozwoju, oraz aktualnych warunków ekonomicznych, mających wpływ na ewentualne wykorzystanie przez OSP i OSD instrumentów dłużnych (URE, 2023a).

Potrzeba zmian w zakresie modernizacji sieci dostrzegana jest przez przedstawicieli operatorów i Prezesa URE. Według szacunków regulatora do 2030 r. polski system energetyczny czeka przyłączenie około 45 GW mocy lądowych i morskich farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych. Do tego czasu liczba odbiorców przyłączonych do sieci ma wzrosnąć o 2 mln (URE, 2022b). Z tego względu w listopadzie 2022 r. Prezes URE wraz z największymi OSD podpisał porozumienie zwane „Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (Energetyka Rozproszona, 2022), mające służyć analizie wyzwań stojących przed systemem elektroenergetycznym oraz opracowaniu niezbędnych zmian legislacyjnych. Założono dwa scenariusze transformacji: inwestycje konieczne oraz inwestycje zgodne z „Polityką energetyczną Polski do 2040 r.”. Już pierwszy scenariusz zakłada wydatki rzędu 130 mld zł w latach 2023–2030, przeznaczone m.in. na instalację liczników zdalnego odczytu³. Działanie to, będące obowiązkiem operatorów nałożonym na podstawie art. 11t ustawy – Prawo energetyczne, jest jednocześnie jednym z przejawów wdrażania tzw. inteligentnych sieci⁴ (Sokołowski, 2011), które mają usprawnić jej automatyzację i elastyczność, a także zwiększyć jej możliwości w zakresie mocy OZE i przyłączanie nowych odbiorców.

Aktywność interesariuszy rynku energii w zakresie Karty jest z pewnością pomocną platformą wymiany poglądów i niezbędnej współpracy w zakresie osiągania zaplanowanych celów transformacji. Należy jednak zauważyć, że w Karcie skupiono się na opracowywaniu rozwiązań odgórnych, w szczególności związanych z finansowaniem i przebudową sieci, lecz nie zajęto się istotnymi działaniami dotyczącymi zwiększenia przejrzystości systemu. W praktyce problemem jest brak precyzyjnego informowania inwestorów o aktualnym zakresie mocy przyłączeniowych⁵, a także

³ Ang. *smart metering*.

⁴ Ang. *smart grid*.

⁵ Informacje te są udostępniane przez operatorów kwartalnie, jednak nie są one ani wiążące, ani precyzyjne, ani jednolite, zważywszy, że po kilku dniach warunki przyłączenia w danej lokalizacji mogą być już zablokowane, a same lokalizacje wolnych mocy są ogólne i obejmują zwykle grupy Głównych Punktów Zasilających, co nie oznacza, że w każdym ze wspomnianych punktów będzie możliwe przyłączenie do sieci.

niedookreślenie w powszechnie obowiązujących przepisach pojęć ekonomicznych i technicznych w przedmiocie warunków przyłączenia, co daje istotną władzę operatorom w tym zakresie (Kacejko i in., 2023). Negatywnie należy również ocenić zwyczajowe występowanie operatorów o odmowę dopuszczenia inwestorów do wglądu w ekspertyzy przyłączeniowe, będące częścią akt postępowania administracyjnego podczas postępowań spornych toczących się na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, co znacznie utrudnia ich weryfikację.

Środkiem, który ma pomóc w zwiększeniu efektywności przyłączonego źródła OZE, przy jak najwyższym wykorzystaniu istniejącej mocy przyłączeniowej, a tym samym zwiększyć produkcję „zielonej energii”, jest tzw. *cable pooling* – czyli swoiste współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej (Bukowski i Kobyłka, 2022). Zakłada ono jednoczesne przyłączenie kilku instalacji OZE do sieci, stąd raczej nazywać go należy „współprzyłączeniem”. Rozwiązanie to najczęściej jest analizowane w kontekście wspólnej instalacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, ze względu na maksymalny zakres pracy obu źródeł, które zwykle nie generują energii w tym samym momencie (Golroodbari i in., 2019). Problemem w przedmiocie przygotowania rozwiązań regulacyjnych są jednak przepisy warunkujące opłacalność tego typu inwestycji. OZE są zależne od natężenia zjawisk atmosferycznych i ze względu na mniejszą stabilność są pewnym wyzwaniem dla systemu elektroenergetycznego (Jędrał, 2019), aczkolwiek odpowiednie planowanie i zarządzanie systemem – oparte na wdrażaniu nowych rozwiązań technologicznych – niweluje te utrudnienia. I tak np. w przypadku przekroczenia założonej maksymalnej mocy przyłączeniowej rozwiązaniem jest zainstalowanie magazynu energii, do którego odprowadzana byłaby nadwyżka energii, lub ograniczanie produkcji mocy z danych źródeł w określonym czasie przez operatora. Pierwsza propozycja wydaje się bardziej pragmatyczna, ale barierą pozostają koszty magazynowania energii – rentowność takiego przedsięwzięcia mogłaby być osiągnięta przy założeniu wysokich cen sprzedaży energii rekompensujących koszt magazynu lub przy istnieniu efektywnego systemu wsparcia (Grzywacz i in., 2020) budowy instalacji magazynowania energii (Adamczewski i in., 2023). Paradoksalnie jednak obecnie uznaje się, że ograniczenie mocy jest dla inwestora bardziej opłacalne niż dodatkowa inwestycja w magazyn i sprzedaż nadmiaru energii (Adamczewski i in., 2023).

W celu zmniejszania konieczności przyłączania nowych urządzeń wytwórczych do sieci, pozwalającego na zredukowanie nakładów potrzebnych

na rozbudowę sieci, jednocześnie stale zwiększając produkcję energii ze źródeł odnawialnych, próbuje się wprowadzać do polskiej energetyki linie bezpośrednie (Kanas, 2023). Zgodnie z art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne są to:

[...] linie elektroenergetyczne łączące wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linie elektroenergetyczne łączące jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.

Niemniej dotychczas narzędzia tego nie stosowano ze względu na ograniczenia regulacyjne związane z koniecznością każdorazowego uzyskania zgody Prezesa URE na jej budowę, których regulator nie wydawał. Według poglądów doktryny budowa linii bezpośredniej jest niejako środkiem *ultima ratio* wobec możliwości przyłączenia do sieci. Do września 2023 r. uznawano, że budowa takiej linii może być zrealizowana jedynie wtedy, gdy podmiot nie może zaspokoić swoich potrzeb, przyłączając się do sieci – *mutatis mutandis* przyłączenie takie jest niemożliwe (Nowaczek-Zaremba i Muras, 2016). Jest to o tyle zaskakujące, że w takim kształcie nie może być ona postrzegana jako środek na odciążenie sieci energetycznej, lecz jako narzędzie do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przez podmioty prywatne. Zmieniło się to wraz z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 28 lipca 2023 r. (Dz.U. poz. 1681), liberalizującą w pewnym stopniu przepisy dotyczące linii bezpośredniej. Zmiany wprowadzone nowelizacją należy ocenić jako krok w dobrą stronę, gdyż umożliwiają instalowanie linii bezpośredniej nie tylko w wariantcie „wyspowym” z pominięciem sieci. Pewną niedogodnością może być konieczność dołączenia do zgłoszenia ekspertyz wpływu na sieć, co jednak ma być usprawiedliwione koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa jej funkcjonowania.

W kontekście planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej w Polsce, a tym samym realizacji celów polityki energetycznej Polski, na uwagę zasługuje także umożliwienie zastosowania tzw. przyłączenia komercyjnego, przewidzianego w art. 7 ust. 9 i 9a ustawy – Prawo energetyczne. Przepisy te umożliwiają rozwój sieci nie tylko podmiotom państwowym (*de facto* kluczowi operatorzy są takimi), ale i prywatnym. Ustawodawca przewidział możliwość sfinansowania niezbędnej przebudowy sieci przez podmiot przyłączany. Wobec rosnącej skali odmów może być to alternatywne rozwiązanie

wykorzystywane przez instalacje większych podmiotów, które poprzez brak ujęcia inwestycji w planach rozwoju operatorów – nierzadko jednak nie-realizowanych (Żmijewski i Sokołowski, 2010) – nie miały szansy otrzymać warunków przyłączenia ze względu na brak spełnienia warunków ekonomicznych. Nie jest to jednak wyjście dla małych instalacji (o planowanej mocy przyłączeniowej około 1 MW), właśnie ze względu na częsty brak wystarczających środków na sfinansowanie tego typu inwestycji. Ponadto należy zauważyć, że przepis wskazuje jedynie na możliwości sfinansowania takiej inwestycji, co wiąże się z szeroką uznaniowością operatora co do wyrażenia zgody (lub nie) na przyłączenie – pod warunkiem uiszczenia określonej opłaty.

4. Filar III: Decentralizacja systemów energetycznych

Kolejnym filarem, który może być strukturalnie wyodrębniony jako istotny element planowania polityk energetycznych, jest proces decentralizacji systemów energetycznych. Pojęcie „zdecentralizowanego systemu energetycznego” jest szerokie zakresowo i stanowi raczej katalog szeregu modeli zarządzania systemem energetycznym niż jeden spójny model (Holdren, 2019). Jak wskazuje Parlament Europejski, cechy wyróżniające zdecentralizowany system energetyczny to wzrost liczby małych instalacji wykorzystujących OZE oraz kogenerację, a także zwiększanie roli i aktywności konsumentów na rynku energii (Parlament Europejski, 2010, s. 10). W literaturze dostrzega się wiele potencjalnych korzyści wynikających z decentralizacji systemów energetycznych, m.in.: zmniejszenie strat przesyłowych (Liu i in., 2017), lepsze dopasowanie struktury popytowo-podażowej (Weinand i in., 2020), obniżenie emisyjności źródeł wytwórczych (Sims i in., 2007), poprawę zdolności magazynowania energii (Aunedi i Green, 2020). Należy jednak postawić dodatkowe pytanie – na ile decentralizacja systemów energetycznych może zwiększać bezpieczeństwo energetyczne Polski i jak ten komponent powinien być uwzględniany w planowaniu polityk krajowych.

W dwóch najważniejszych z punktu widzenia kształtowania energetyki w Polsce dokumentach strategicznych, tj. „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” oraz „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu” (MAP, 2019) rola decentralizacji systemu energetycznego jest opisywana w specyficzny sposób. Dostrzegany jest bowiem fakt zwiększenia roli rozproszonych źródeł odnawialnych (PEP2040, 2021, s. 6, 10; MAP, 2019, s. 14), wskazuje się

na potrzebę dalszego wspierania i stymulowania tego trendu (PEP2040, 2021, s. 23; MAP, 2019, s. 98), a nawet traktuje się decentralizację systemu jako pewien fakt wynikający z upowszechniania się narzędzi inteligentnych sieci, zauważając: „wdrożenie inteligentnej sieci jest krokiem do budowy nowego, zdecentralizowanego systemu energetycznego [...]. Nowy model rynku energii będzie opierał się na energetyce rozproszonej oraz rozproszonym odbiorze” (MAP, 2019, s. 46).

Natomiast szczególnie ciekawe jest, co w kontekście zdecentralizowanych systemów energetycznych i aspektu bezpieczeństwa energetycznego zostało pominięte. Aby to szczegółowo opisać, należy najpierw określić, co w tym kontekście zostało dostrzeżone. Wszystkie elementy dotyczące korzyści wynikających z decentralizacji systemu, które wcześniej były zaznaczone jako wynikające z literatury, zostały w pewnym stopniu uwzględnione (PEP2040, 2021, s. 6, 84). Znacznie ciekawiej jednak tematyka ta jest nakreślona w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw energii oraz konsumentów energii.

Kwestia *stricte* bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do dostaw energii w zdecentralizowanym systemie zostaje dostrzeżona w dwóch głównych sferach: szans i ryzyk. W sferze szans dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego oba dokumenty jedynie wskazują taką możliwość, nie precyzując jego wymiaru (PEP2040, 2021, s. 23, 67; MAP 2019, s. 98). Dopiero bardziej szczegółowy dokument analityczny „Strategia Rozwoju Energetyki Rozproszonej w Polsce do 2040 roku” w pewien sposób rozwija ten wątek, wskazując, że przy decentralizacji systemu energetycznego ulega zwiększeniu lokalne bezpieczeństwo energetyczne (KlastER, 2021, s. 19), co można tłumaczyć zwiększaniem niezależności od dużych jednostek wytwórczych w ramach energetyki zawodowej (Sokołowski, 2015, s. 16–17). Paradoksalnie jednak zdecydowanie więcej miejsca zostało poświęcone ryzykom wynikającym z decentralizacji systemu. Do tych bowiem administracja publiczna zaliczyła m.in.: zagrożenie dla funkcjonowania sieci ze względu na mniejszą sterowalność źródeł rozproszonych, niewystarczający rozwój infrastruktury sieciowej, brak odpowiedniego poziomu lokalnego zapotrzebowania i wytwarzania (PEP2040, 2021, s. 23, 26, 47). W odniesieniu do bezpieczeństwa konsumentów energii została natomiast wskazana pozytywna konsekwencja decentralizacji, polegająca na zwiększaniu roli odbiorców i możliwości ich aktywniejszego udziału w rynku energii ze względu na wstępowanie w nowe role, np. wytwórców czy podmiotów aktywnie reagujących na sytuację sieciową w ramach mechanizmów zarządzania popytem (PEP2040, 2021, s. 66–67, 82).

Pierwszym z wątków nieobecnych w dokumentach planistycznych, a mających bez wątpienia niebagatelne znaczenie dla przekształceń relacji w sektorze energetycznym, jest kwestia świadomości odbiorców energii, którą pośrednio można wywodzić z samego rozproszenia, jednak jako samostanny fakt rzutujący na postawy rynkowe nie jest ona szerzej opisywana. Istota tego zagadnienia jest szeroko dostrzegana zarówno wśród krajowych, jak i zagranicznych badaczy (m.in.: Kowalska-Pyzalska, 2018; Sus i in., 2023; Immonen i in., 2018). Wątek ten jest również istotny z punktu widzenia szerszego trendu liberalizacji rynku energii, który wymaga podejmowania aktywności na tym rynku przez podmioty dotychczas występujące w pozycji biernych konsumentów (Sokołowski, 2016a, s. 99–172). Problem ten powiązany jest ze zjawiskiem „analfabetyzmu energetycznego”, czyli nieumiejętności partycypacji w sposób aktywny na rynku, skutkującego podejmowaniem świadomych decyzji konsumenckich (Smyczek, 2013, s. 4–5). Wraz z postępującą decentralizacją sieci i coraz łatwiejszym wcielaniem się konsumentów w nowe role na rynku energii powinna zwiększać się świadomość społeczna w efekcie multicentrycznych bodźców oddziałujących na decyzje małych odbiorców energii (Michaels i Parag, 2016, s. 71–73; Hope i in., 2018). W kontekście planów strategicznych dostrzeżenie tego elementu potrzeby budowania świadomości w związku z decentralizacją systemów energetycznych może ułatwić tworzenie systemowych zmian zarówno w regulacjach dotyczących *stricte* sektora energetycznego (np. nakładanie obowiązków informacyjnych na dostawców energii, tworzenie obowiązkowych porównywarek ofert energetycznych przez regulatora, wykorzystanie sztucznej inteligencji w energetyce), jak i w regulacjach odnoszących się do innych obszarów życia (np. obowiązkowe uwzględnianie informacji o roli energii w programach szkolnych).

Kolejnym zagadnieniem nieobecnym w dokumentach strategicznych, a istotnym z punktu widzenia decentralizacji sektora, jest kwestia ochrony odbiorców – zwłaszcza w gospodarstwach domowych – przed nadmiernym skomplikowaniem systemu regulacyjnego. Obecnie można wskazać wiele korzyści wynikających z partycypacji w lokalnych, zdecentralizowanych kooperatach energetycznych, takich jak spółdzielnie energetyczne i klastry energii (Carazmizaru i Uihlein 2020; Sokołowski, 2020b; Marzec, 2021; Długosz, 2022; Tyński, 2022), czy wynikających z wstąpienia w rolę prosumenta energii (Rodríguez-Molina i in., 2014). W literaturze przedmiotu, podkreślając mniej wyspecjalizowany charakter podmiotów występujących w tych formach partycypacji, można spotkać ich zbiorczą nazwę:

„energetyka obywatelska” (Lissoń, 2022). Dynamika zmian na rynku energii może jednak nawet dla jego aktywnych uczestników w zdecentralizowanych systemach tworzyć nowe, dotychczas nieobserwowane zagrożenia. Mogą one wynikać np. ze zwiększającej się roli danych i pozyskiwania coraz bardziej dokładnych danych pochodzących z inteligentnych sieci, co może zwiększać ryzyko i ewentualne szkody wynikające z ich wycieku (Shimpo i Mikusek, 2023). Innym zagrożeniem może być trudność z zaplanowaniem stopy zwrotu inwestycji (Bögel i in., 2021, s. 6–7), co szczególnie w obecnej sytuacji rynkowej – związanej ze skokowymi wzrostami i spadkami cen energii – może grozić małym odbiorcom końcowym znacznym wzrostem kosztów partycypacji w takim systemie. Mimo bowiem możliwości szerszego uczestnictwa w rynku szczególne kategorie odbiorców, takie jak gospodarstwa domowe czy podmioty użyteczności publicznej, nadal pozostają podmiotami niewyspecjalizowanymi i nieprowadzącymi profesjonalnej działalności zawodowej w tym zakresie. To zaś skutkuje potrzebą aktywniejszego uczestnictwa organów regulacyjnych w rynku (Kiesling, 2020, s. 20), które powinny działać jako „stróż dzienny” (*day-watchman*), zapewniając równowagę na rynku energii (Sokołowski, 2020a) i uwzględniając szczególne pozycje jego podmiotów, takich jak ubodzy energetycznie (Sokołowski, 2023).

Decentralizacja systemu energetycznego jako element planowania procesów transformacyjnych w Polsce, aby była skuteczna, nie może być oderwana od pozostałych zjawisk obserwowanych w sektorze. Jest ona ściśle powiązana zarówno z wykorzystaniem systemów wsparcia i rozwojem energetyki odnawialnej, jak i modernizacją sieci oraz wprowadzaniem nowych mechanizmów zarządzania przesyłem i dystrybucją energii. Istnieje znaczny potencjał do dynamizacji dekarbonizacji krajowego wytwarzania energii za pomocą instytucji i narzędzi energetyki rozproszonej. Procesy te tworzą nowe wyzwania na rynku energii. Ryzyka wynikające z tych wyzwań muszą zostać odpowiednio zaadresowane i zmitygowane, aby uniknąć porażki wdrażanych polityk energetycznych (Sokołowski i Heffron, 2022). Pierwszym krokiem zapobiegającym temu zagrożeniu jest właśnie odpowiednie planowanie.

5. Podsumowanie i wnioski

Przyszły kształt systemu energetycznego, do którego Polska dąży za pomocą różnych narzędzi planowania polityki energetycznej, w swych założeniach

oparty jest na kilku filarach ujętych w ramy ustawy – Prawo energetyczne. Wśród nich, na potrzeby niniejszego opracowania, z racji ich istotności, wyróżniono trzy: wzrost udziału OZE w systemie energetycznym, modernizację systemów energetycznych oraz decentralizację systemów energetycznych. Są one ze sobą powiązane oraz napędzają wzajemnie swój rozwój: wzrost udziału OZE oraz decentralizacja systemów energetycznych wymagają (i są siłą napędową) modernizacji systemów energetycznych (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2023). Konieczność modernizacji krajowego systemu wynika z coraz szybszej decentralizacji systemów energetycznych, spowodowanej lawinowym wzrostem mocy zainstalowanych w OZE, których pełny potencjał nie będzie mógł zostać wykorzystany bez gruntownego zmodernizowania sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych (URE, 2023b).

Umiejętne planowanie polityki energetycznej jest kluczowe dla osiągnięcia celów klimatycznych poprzez transformację energetyczną. Wdrażanie trzech filarów służy nie tylko przemodelowaniu systemu energetycznego, ale pozytywnie wpływa również na inne aspekty, takie jak umożliwienie uczestnikom rynku energii wyboru, aby nie byli skazani na korzystanie z energii wytwarzanej z paliw kopalnych. Taka możliwość wyboru stanowi bodziec dla polityki energetycznej Unii Europejskiej (Sokołowski, 2020b), a tym samym dla Polski. Dodatkowo autorzy dokumentów planistycznych powinni kierować się nadrzędnym celem, jakim jest realizowanie wartości leżących u podstaw prawa energetycznego w szerokim ujęciu (Kupiński, 2022, s. 40), wśród których można wyróżnić: konkurencję, bezpieczeństwo energetyczne, efektywność, oszczędzanie energii, ochronę środowiska (Szafrąński, 2014) oraz sprawiedliwość energetyczną (Sokołowski i Kurokawa, 2022, s. 184).

Trzy filary planowania polityki energetycznej opisane w tym opracowaniu realizują zarówno założenia transformacji energetycznej, jak i wartości będące podstawą prawa energetycznego. Odpowiednie połączenie tych trzech obszarów: planowania – prawa energetycznego – transformacji energetycznej, jest natomiast kluczowe dla realizacji tej ostatniej w sposób sprawiedliwy. Ulpian, tłumacząc ideę prawa, wskazywał, że ci, którzy je stosują, są „kapłanami [...]”, chcąc czynić ludzi dobrymi nie tylko poprzez strach przed karami, lecz także dzięki obietnicom nagród” (Tarwacka, 2003). Nagrodą może być w tym przypadku bezpieczeństwo prawne gwarantujące właśnie sprawiedliwą transformację energetyczną, osiąganą poprzez przewidywalną realizację zaplanowanych inicjatyw. Bez dobrze zaplanowanej

transformacji energetycznej narazimy się natomiast na karę – populizm, protesty społeczne spod znaku „żółtych kamizelek”, wzrost ubóstwa energetycznego czy niedobory energii w sieci, a w rezultacie – brownouty i blackouty.

Bibliografia

- Adamczewski T., Paska J., Plewa G., Chmiel T., 2023. *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce*, Forum Energii, 18.05.2023, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/cable-pooling> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Aunedi M., Green T.C., 2020. *Early insights into system impacts of smart local energy systems*, EnergyREV, University of Strathclyde Publishing, Glasgow.
- Bögel P.M., Upham P., Shahrokni H., Kordas O., 2021. *What is needed for citizen-centered urban energy transitions: Insights on attitudes towards decentralized energy storage*, „Energy Policy”, vol. 149, 112032.
- Bukowski M., Kobyłka K., 2022. *Nowy paradygmat. Dlaczego energetyka potrzebuje konkurencji?*, WiseEuropa, Warszawa, <https://wise-europa.eu/wp-content/uploads/2022/08/Nowy-paradygmat.pdf> (dostęp: 9.07.2023 r.).
- Carazmizaru A., Uihlein A., 2020. *Energy communities: an overview of energy and social innovation*, JRC Science for Policy Report, nr JRC119433, Publications Office of the European Union, Luxembourg.
- Cergibozan R., 2022. *Renwable energy sources as a solution for energy security risk: Empirical evidence from OECD countries*, „Renewable Energy”, vol. 183, s. 617–626.
- Długosz T., 2022. *Spoločności energetyczne z pakietu dyrektyw „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”*, „Forum Prawnicze”, nr 1(69), s. 40–57.
- Erten I., Sirin S., 2022. *Price spikes, temporary price caps, and welfare effects of regulatory interventions on wholesale electricity markets*, „Energy Policy”, vol. 163, 112816.
- European Federation of Energy Traders, 2023. *Joint statement against the inclusion of inframarginal revenue caps in European electricity market design*, <https://efet.org/files/documents/230622%20Joint%20statement%20re.%20inframarginal%20revenue%20caps.pdf> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Forum Energii, 2023. *Przyspieszyć rozwój OZE. Usprawnienia w lokalizacji i przyłączeniu do sieci nowych inwestycji OZE*, Forum Energii, Analizy i dialog, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/przyspieszyc-rozwoj-oze> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Golroodbari S.Z., Vaartjes D.F., Meit J.B., Hoeken A.P. van, Eberveld M., Jonker H., Sark W.G. van, 2019. *Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park*, „Solar Energy”, vol. 219, s. 65–74.

- Grzywacz M., Sokołowski M.M., Wierzbowski M., 2020. *Ramy i bariery prawne magazynowania energii wobec rosnącego wykorzystania magazynów energii elektrycznej na świecie*, w: P. Lissoń, M. Strzelbicki (red.), *Państwo a gospodarka. Zasady – instytucje – procedury. Księga Jubileuszowa dedykowana Profesor Bożenie Popowskiej*, Wydawnictwo Poznańskie, Poznań, s. 305–315.
- Holdren J.P., 2018. *Decentralized Renewables: The Environmental Dimension*, w: P.P. Craig, M.D. Levine (red.), *Decentralized Energy*, Routledge, New York–Abingdon.
- Hope A., Roberts T., Walker I. 2018. *Consumer engagement in low-carbon home energy in the United Kingdom: Implications for future energy system decentralization*, „Energy Research & Social Science”, vol. 44, s. 362–370.
- Immonen A., Kiljander J., Aro M., 2020. *Consumer viewpoint on a new kind of energy market*, „Electric Power Systems Research”, vol. 180, 106153.
- Jędrał W., 2019. *OZE i efektywność energetyczna w kontekście wyzwań dla wytwarzania i użytkowania energii elektrycznej w Polsce*, „Rynek Energii”, nr 5, s. 3–8.
- Kacejko P., Pijarski P., Adamek S., Wancerz M., 2023. *Więcej OZE w sieci – Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu energetycznego*, https://konferencjapsew.pl/wp-content/uploads/2023/04/Wiecej-OZE-w-sieci_raport_sktrocony.pdf (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Kanas J., 2023. *Comparative legal analysis of the direct line in the legislation of Poland and the Baltic States*, praca magisterska, Uniwersytet Warszawski, Warszawa.
- Kiesling L., 2020. *Innovation and Decentralized Energy Markets: Technologies and Institutions for a Clean and Prosperous Energy Future*, Policy Paper 2020.003, The Center for Growth and Opportunity at Utah State University.
- KlastER, 2021. „Strategia Rozwoju Energetyki Rozproszonej w Polsce do 2040 roku”, AGH, NCBJ Świerk, MRiT, NCBR, <https://www.energetyka-rozproszona.pl/media/ckeditor/2023/01/13/strategia-rozwoju-energetyki-rozproszonej-w-polsce-do-2040-roku.pdf> (dostęp: 2.07.2023 r.).
- Kowalska-Pyzalska A., 2018. *What makes consumers adopt to innovative energy services in the energy market? A review of incentives and barriers*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews”, vol. 82, part 3, s. 3570–3581.
- Król A., 2016. *Planowanie energetyczne jako instrument zapewnienia realizacji celów określonych art. 1 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne. Uczestnicy oraz formy w jakich realizowane są zadania z tego zakresu*, CIRE.pl, 27.05.2016, <https://www.cire.pl/artykuly/prawo-materialy-problemowe/planowanie-energetyczne-jako-instrument-zapewnienia-realizacji-celow-okreslonych-art-1-ust-2-ustawy-prawo-energetyczne-uczestnicy-oraz-formy-w-jakich-realizowane-sa-zadania-z-tego-zakresu> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Kupiński K., 2022. *Polityka jako narzędzie implementacji wartości na szczeblu lokalnym*, „Edukacja Humanistyczna”, nr 1(46), s. 37–58.
- Lissoń P., 2022. *Energetyka obywatelska jako nowy etap rozwoju prawa energetycznego*, „Acta Universitatis Wratislaviensis”, No 4101, Prawo 334, s. 799–808.

- Liu W.H., Alwi S.R.W., Hashim H., Muis Z.A., Klemeš J.J., Rozali N.E.M, Lim J.S., Wai S.H., 2017. *Optimal design and sizing of integrated centralized and decentralized energy systems*, „Energy Procedia”, vol. 105, s. 3733–3740.
- Michaels L., Parag Y., 2016. *Motivations and barriers to integrating ‘prosuming’ services into the future decentralized electricity grid: Findings from Israel*, „Energy Research & Social Science”, vol. 21, s. 70–83.
- Nowaczek-Zaremba M., Muras Z., 2016. *Komentarz do art. 7a ustawy Prawo energetyczne*, w: M. Swora, Z. Muras (red.), *Prawo energetyczne*, t. I: *Komentarz do art. 1–11s*, Wolters Kluwer, Warszawa, s. 901–910.
- Pexapark, 2023. *European PPA Market Outlook 2023. Navigating the energy transition peaks and valleys: a shock-therapy for renewables and a lesson to remember*, <https://pexapark.com/european-ppa-market/> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Piechocka D., 2023. *Dopuszczalność lokalizacji odnawialnych źródeł energii na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i decyzji o warunkach zabudowy*, praca magisterska, Archiwum Prac Dyplomowych Szkoły Głównej Handlowej, Warszawa.
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2022. *Apel do Marszałka Senatu – prof. Tomasza Grodzkiego: Ustawa o maksymalnych cenach energii wymaga poprawy – inaczej zaszkodzi rozwojowi OZE*, <http://psew.pl/wp-content/uploads/2022/10/Apel-do-Marszałka-Senatu-ws.-ustawy-o-maksymalnych-cenach-energii-26.10.2022.pdf> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2023. *Wiecej OZE w sieci. Metody zwiększania możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego*, https://konferencjapsew.pl/wp-content/uploads/2023/04/Wiecej-OZE-w-sieci_raport_s_krocony.pdf (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Przybojewska I., 2023. *Komentarz do art. 69a ustawy o odnawialnych źródłach energii*, w: M. Czarnecka, T. Ogłódek (red.), *Odnawialne źródła energii. Rynek mocy. Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Promowanie energii z wysokosprawnej kogeneracji oraz w morskich farmach wiatrowych*, Komentarz, t. II, C.H. Beck, Warszawa.
- Rodríguez-Molina J., Martínez-Núñez M., Martínez J.F., Pérez-Aguilar W., 2014. *Business models in the smart grid: Challenges, opportunities and proposals for prosumer profitability*, „Energies”, vol. 7(9), s. 6142–6171.
- Schlacke S., Wentzien H., Thierjung E.-M., Köster M., 2022. *Implementing the EU Climate Law via the ‘Fit for 55’ package*. „Oxford Open Energy”, vol. 1, s. 1–13.
- Shimpo F., Mikusek P., 2023. *Personal data protection issues in the context of smart cities solutions*, w: M.M. Sokołowski, A. Visvizi (red.), *Routledge Handbook of Energy Communities and Smart Cities*, Routledge, New York–Abingdon, s. 205–219.
- Siewierski T., Szypowski M., Wędzik A., 2017. *Green certificates market in Poland – The scources of crisis*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews”, vol. 75, s. 490–503.

- Sims R.E.H. i in., 2007. *Energy Supply*, w: B. Metz i in. (red.), *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge–New York.
- Smyczek S., 2013. *Edukacja rynkowa konsumentów na rynku energii elektrycznej*, w: M. Czarnecka (red.), *Konsument na rynku energii elektrycznej*, C.H. Beck, Warszawa.
- Sokołowski J., Sokołowski M.M., 2023. *Successful Policies for a Just Energy Transition: Three Solutions from Poland's Residential Energy Sector*, Oxford Energy Forum, The Oxford Institute for Energy Studies, Issue 135.
- Sokołowski M., 2010. *W stronę polskiej polityki klimatyczno-energetycznej*, „Biblioteka Regulatora”, lipiec 2010, s. 67–74.
- Sokołowski M.M., 2011. *Perspektywy dla „inteligentnych sieci”*, „Ecomanager”, nr 10, s. 1–3.
- Sokołowski M.M., 2015. *Local public energy utilities: a road to improving local energy security*, „Network Industries Quarterly”, vol. 17(4), s. 15–18.
- Sokołowski M.M., 2016a. *Regulation in the European electricity sector*, Routledge, New York–Abingdon.
- Sokołowski M.M., 2016b. *Wybrane zagadnienia prawne działalności samorządu terytorialnego w zakresie energetyki*, w: M. Stec, M. Mączyński (red.), *Działalność gospodarcza jednostek samorządu terytorialnego. Dopuszczalność i granice jej prowadzenia*, Wolters Kluwer, Warszawa, s. 257–276.
- Sokołowski M.M., 2017. *Discovering the new renewable legal order in Poland: with or without wind?*, „Energy Policy”, vol. 106, s. 68–74.
- Sokołowski M.M., 2018. *European Law on the Energy Communities: a Long Way to a Direct Legal Framework*, „European Energy and Environmental Law Review”, vol. 27(2), s. 60–70.
- Sokołowski M.M., 2020a. *Balancing energy regulation: a day-watchman approach*, w: R. Grzeszczak (red.), *Economic Freedom and Market Regulation*, Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG., Baden-Baden, s. 167–185.
- Sokołowski M.M., 2020b. *Renewable and citizen energy communities in the European Union: how (not) to regulate community energy in national laws and policies*, „Journal of Energy & Natural Resources Law”, vol. 38(3), s. 289–304.
- Sokołowski M.M., 2023. *Enforcing energy justice through the legal system: a cascade of four conditions*, w: R.J. Heffron i L. de Fontenelle (red.), *The Power of Energy Justice & the Social Contract*, Palgrave Macmillan, Cham.
- Sokołowski M.M., Heffron R., 2022. *Defining and conceptualising energy policy failure: The when, where, why, and how*, „Energy Policy”, vol. 161, 112745.
- Sokołowski M.M., Kurokawa S., 2022. *Energy justice in Japan's energy transition: pillars of just 2050 carbon neutrality*, „Journal of World Energy Law and Business”, vol. 15, s. 183–192.

- Sus A., Trzaska R., Wilczyński M., Hołub-Iwan J., 2023. *Strategies of Energy Suppliers and Consumer Awareness in Green Energy Optics*, „Energies”, vol. 16(4), s. 1613.
- Szafranski A., 2014. *Prawo energetyczne. Wartości i instrumenty ich realizacji*, C.H. Beck, Warszawa.
- Tarwacka A., 2003. *O sprawiedliwości i prawie: 1 tytuł 1 księgi Digestów: tekst – tłumaczenie – komentarz*, „Zeszyty Prawnicze”, nr 3/2, s. 357–370.
- Urbanucci L., 2023. *Why is the market seeing a turn to short-term PPAs?*, <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7036612402833965056/?updateEntityUrn=urn%3A%3Aurn:li:activity:7036612402833965056%29> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Weinand J.M., Scheller F., McKenna R., 2020. *Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy*, „Energy”, vol. 203, 117817.
- Żmijewski K., Sokołowski M.M., 2010. *Rozwój sieci elektroenergetycznych w Polsce w kontekście uregulowań pakietu klimatyczno-energetycznego*, „Acta Energetica”, nr 3, s. 87–94.

Polskie akty prawne

- Ustawa z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2024 r. poz. 725 ze zm.).
- Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm.).
- Ustawa z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024 r. poz. 54 ze zm.).
- Ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2023 r. poz. 977 ze zm.).
- Ustawa z 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz.U. z 2024 r. poz. 324 ze zm.).
- Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2023 r. poz. 1436 ze zm.).
- Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 317 ze zm.).
- Ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku (Dz.U. z 2024 r. poz. 190 ze zm.).
- Ustawa z 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027 (Dz.U. z 2022 r. poz. 2085).
- PEP2040, 2021. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., załącznik: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (M.P. z 2021 r. poz. 264).

Pozostałe akty prawne, raporty i dokumenty

- Decyzja SA.64713, 2021. Decyzja Komisji Europejskiej w sprawie zgody na wydłużenie polskiego systemu aukcyjnego dla odnawialnych źródeł energii do 31 grudnia 2027 r., SA.64713, Bruksela, 30.11.2021.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019. *Evaluation of the contracts for difference scheme. Final report*, London, June 2019, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1075101/CfD_evaluation_phase_1_final_report.pdf (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Dyrektywa RED II. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.Urz. UE L 328, s. 82 ze zm.).
- Energetyka Rozproszona, 2022. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, Energetyka Rozproszona, 7.11.2022, https://www.energetyka-rozproszona.pl/media/ckeditor/2022/11/09/karta_efektywnej_transformacji.pdf (dostęp: 26.06.2024 r.).
- GUS, 2021. *Energia ze źródeł odnawialnych w 2020 roku*, Główny Urząd Statystyczny, 16.12.2021, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2020-roku,10,4.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- GUS, 2022. *Energia ze źródeł odnawialnych w 2021 roku*, Główny Urząd Statystyczny, 15.12.2022, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2021-roku,10,5.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Komunikat COM(2021) 550 final. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady (UE), Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Gotowi na 55”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej.
- MAP, 2019. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”. *Założenia i cele oraz polityki i działania*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, wersja 4.1 z 18 grudnia 2019 r.
- MKiŚ, 2022. Uzasadnienie projektu ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=809> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- NIK, 2021. *Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii. Informacja o wynikach kontroli*, Warszawa, <https://www.nik.gov.pl/plik/id,24474,vp,27220.pdf> (dostęp: 3.07.2023 r.).
- Parlament Europejski, 2010. *Decentralised Energy Systems*, Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii, IP/A/ITRE/ST/2009-16. https://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201106/20110629ATT22897/20110629ATT22897_EN.pdf (dostęp: 2.07.2023 r.).
- Porozumienie paryskie, 2015. Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym

Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz.U. z 2017 r. poz. 36).

Sprawozdanie COM(2023) 302 final. Sprawozdanie Komisji do Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie przeglądu interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii zgodnie z rozporządzeniem Rady (UE) 2022/1854.

URE, 2021. *Aukcje OZE 2021: Prezes URE podsumowuje wyniki grudniowych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł*, Informacja Prezesa URE, Urząd Regulacji Energetyki, 21.12.2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/9981,Aukcje-OZE-2021-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-grudniowych-aukcji-na-sprzedaz-ene.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).

URE, 2022a. *Aukcje OZE 2022: Prezes URE podsumowuje wyniki aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych*, Informacja Prezesa URE, Urząd Regulacji Energetyki, 20.12.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10739,Aukcje-OZE-2022-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-aukcji-na-sprzedaz-energii-elektry.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).

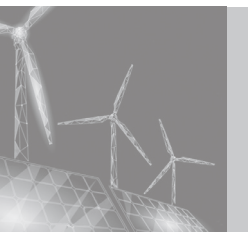
URE, 2022b. *Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych*, Urząd Regulacji Energetyki, 7.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).

URE, 2023a. *Prezes URE: Zieloną transformację trzeba finansować tak, by nie było gwałtownego wzrostu cen*, Urząd Regulacji Energetyki, 27.06.2023, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/11166,Prezes-URE-Zielona-transformacje-trzeba-finansowac-tak-by-nie-bylo-gwaltownego-w.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).

URE, 2023b. *Raport Prezesa URE. Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe*, Urząd Regulacji Energetyki, czerwiec 2003, <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/raport-z-art-23-ust-2a/4119,Warunki-podejmowania-i-wykonywania-dzialalnosci-gospodarczej-oraz-realizacja-prz.html>; dostęp 03.07.2023

URE, 2023c. *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2022 r.*, Urząd Regulacji Energetyki, kwiecień 2023, <https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/sprawozdania/800,Sprawozdania.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).

URE, 2023d. *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)*, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7852,Srednia-cena-sprzedazy-energii-elektrycznej-na-rynku-konkurencyjnym-roczna-i-kwa.html> (dostęp: 3.07.2023 r.).



Niezależność krajowego organu regulacyjnego w energetyce. Co zmienia wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w sprawie C-378/19, Prezydent Slovenskej republiky?

1. Wstęp

Istnienie niezależnych organów administracji w dziedzinach regulowanych jest faktem.

Organy, o których tutaj mowa, określane są mianem niezależnych organów regulacyjnych albo po prostu regulatorów. Ich nadzorowi zostały poddane przede wszystkim te rynki, które niegdyś były zmonopolizowane przez przedsiębiorców publicznych, posiadających przy tym prawne gwarancje działania bez konkurentów. Liberalizacji tych rynków towarzyszyło najpierw powołanie regulatorów, a następnie zapewnienie im niezbędnego korpusu kompetencji oraz przyznanie gwarancji niezależności. Rynki poddane tak rozumianej regulacji i kompetencjom regulatorów to m.in.: energetyka, poczta, telekomunikacja, koleje. Tradycyjnie regulatorami rynków określa się także nadzorców rynków finansowych oraz organy sprawujące ogólny nadzór nad przestrzeganiem reguł konkurencji (Szydło, 2013, s. 40). Regulatorami we wskazanym znaczeniu są zatem w Polsce: Prezes Urzędu Komunikacji Elektronicznej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, Prezes Urzędu Transportu Kolejowego, Komisja Nadzoru Finansowego oraz Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wskazanie dziedzin poddanych regulacji przedstawia obraz imponujący i pozwala na uzmysłowienie sobie, że chodzi tu o nadzór nad rynkami, które są kluczowe dla rozwoju gospodarczego, a nawet suwerenności państwa. Nic więc dziwnego, że kształt nadzoru nad tymi rynkami nie jest sprawą, którą państwa członkowskie będą się chętnie dzielić z organami Unii Europejskiej.

A mimo tego, co zostało powiedziane wcześniej – i warto to powtórzyć – niezależność organów regulacyjnych jest faktem. Nie jest już zatem postulatem głoszenie potrzeby niezależności regulatorów, ale owa niezależność należy do rzeczywistości politycznej i gospodarczej, a nade wszystko prawnej w państwach członkowskich Unii Europejskiej. I jako taka budzi zainteresowanie nauki prawa, a ponadto stanowi przedmiot politycznej praktyki. Jesteśmy zatem świadkami procesu kształtowania się rozumienia niezależności nie tylko w sferze regulacji prawnych i ich implementacji, lecz także realnego funkcjonowania organów, których działalność powoduje napięcia na liniach rozpostartych między państwami członkowskimi, organami Unii Europejskiej i samym organem niezależnym. Napięcia te powodują niekiedy spory sądowe, które – kończąc się orzeczeniami – stanowią kamienie milowe w rozumieniu niezależności.

Niewątpliwie przełomowy charakter miało szeroko komentowane orzeczenie w sprawie C-424/07, Komisja przeciwko Republice Federalnej Niemiec, w którym Trybunał odniósł się do możliwości kształtowania kompetencji niezależnego organu administracji przez ustawodawcę. Jednym z przedmiotów rozstrzygnięcia było zagadnienie kształtowania przez ustawodawcę krajowego uznania administracyjnego, gwarantowanego przez prawodawcę europejskiego. Trybunał stwierdził wówczas, że uznanie administracyjne i swoboda w ocenie klauzul generalnych nie mogą być zawężone przez ustawodawcę krajowego, nawet jeśli wartości wskazane przez niego są w jakiejś mierze tożsame z wartościami wskazanymi w prawie Unii Europejskiej. Tym samym stwierdzono, że niezależny organ regulacyjny pozostaje w jakimś stopniu niezależny także od władzy ustawodawczej, i to w tym zakresie, który dotyczy w sposób oczywisty materii ustawowej (Szydło, 2012, s. 807).

Orzeczeniem, które również każe spojrzeć na niezależność organów regulacyjnych inaczej niż dotychczas, jest wyrok Trybunału w sprawie C-378/19, Prezident Slovenskej republiky. Wyrok ten odnosi się bezpośrednio do kwestii autonomii państw członkowskich w kształtowaniu struktury administracji w ramach określonych przez prawo Unii Europejskiej, a także pośrednio do kwestii relacji formalnych gwarancji niezależności i ich faktycznego przestrzegania. Właściwie bardziej z tego drugiego powodu stanowi kamień milowy, niż z powodu określenia autonomii państwa w kształtowaniu wewnętrznej struktury administracji.

Dotychczasowe znaczne zainteresowanie doktryny niezależnością organów regulacyjnych uzasadnia jedynie pobieżne przypomnienie rudymentów w omawianej dziedzinie, i to w odniesieniu jedynie do energetyki.

Nie ma potrzeby powtarzania za innymi tego, co zwłaszcza dla znawców omawianej dziedziny jest oczywiste, dla pozostałych zaś może być odkryte w literaturze przedmiotu (Rizzuto, 2021; Swora, 2012; Nowacki, 2009). W większym stopniu w dalszej części opracowania chciałbym się zatem skupić na streszczeniu wyroku, jego omówieniu oraz skutkach, jakie może on wywołać na przyszłość.

Rozważania dotyczyć będą zatem niezależności organu regulacyjnego w energetyce, gdyż tego organu dotyczył powołany wyrok. Trzeba mieć jednak na względzie, że spostrzeżenia dotyczące regulatora energetyki bez obaw można ekstrapolować na inne dziedziny regulowane. Z tego powodu można mówić o znaczeniu tytułowego wyroku Trybunału dla rozumienia niezależności wszystkich regulatorów, a nie jedynie tych z obszaru energetyki.

2. Niezależność krajowych organów regulacyjnych

Do pewnej tradycji należy, że prawo międzynarodowe oraz prawo europejskie nie wpływają na organizację administracji publicznej na poziomie krajowym, uznając tę kwestię za przedmiot suwerenności państw. Wraz jednak z rozwojem prawa unijnego oraz integracji europejskiej można wyraźnie zauważyć porzucenie tej tradycji (Sześciło, 2021, s. 191–192). Niezależne organy krajowe są formalnie częścią krajowej administracji, ale zostały stworzone i działają przede wszystkim według reguł i standardów określonych w prawie Unii Europejskiej (Sześciło, 2021, s. 192). Mają zatem w pewnym sensie charakter ponadpaństwowy, przynależąc do systemu prawa europejskiego (Zimmermann, 2010, s. 158).

Niezależność organów regulacyjnych może być rozpatrywana na różnych płaszczyznach. Dość powszechna typologia atrybutów niezależności (Szydło, 2015, s. 236) wskazuje na: 1) niezależność organizacyjną, a więc na odrębność w strukturze administracji publicznej organów regulacyjnych i urzędów ich obsługujących; 2) niezależność finansową, czyli posiadanie stabilnych, odpowiednich do zadań źródeł finansowania, np. przez finansowanie działalności organu krajowego ze składek pochodzących od podmiotów nadzorowanych; 3) niezależność funkcjonalną wyrażającą się w autonomii organu w zarządzaniu urzędem, w kadencyjności i nieodwołalności krajowego organu regulacyjnego; 4) niezależność decyzyjną, a więc możliwość podejmowania samodzielnie decyzji przez krajowy organ regulacyjny, bez kontroli lub wpływu innych organów państwa. O stopniu niezależności

danego organu regulacyjnego decyduje zatem poziom realizacji wskazanego standardu. Jest on respektowany w odniesieniu do wielu regulatorów, w tym także niezależnych organów regulacyjnych w energetyce.

W historii prawa energetycznego europejski standard w odniesieniu do organów regulacyjnych powstał z chwilą przyjęcia I pakietu liberalizacyjnego (do tego pakietu zalicza się dyrektywy określające zasady dotyczące regulacji rynków energii elektrycznej oraz gazu: dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r. dotyczącą wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego; dyrektywę 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej), a więc z chwilą, gdy idea wspólnego i konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu w Unii Europejskiej zaczęła się urzeczywistniać. W I pakiecie liberalizacyjnym kładziono zasadniczo nacisk na niezależność organizacyjną. Kolejne rozwiązania prawne doprowadziły do sytuacji, że wymogi zawarte w dyrektywach regulujących podstawowe kwestie rynków energii elektrycznej i gazu określiły szerokie gwarancje niezależności krajowych organów regulacyjnych, z kadencyjnością (od 5 do 7 lat) i nieodwołalnością włączenie. Najmniej prawnie określona jest niezależność finansowa, chociaż prawo europejskie całkiem jej nie pomija.

Prawne regulacje niezależności w odniesieniu do krajowego organu energetyki znajdują się w dwóch aktach prawnych, których przepisy są niemal tożsame. Pierwsza regulacja dotyczy rynku energii elektrycznej i jest to dyrektywa 2019/944. Dyrektywa ta uchyliła dyrektywę III pakietu liberalizacyjnego, tj. dyrektywę 2009/72/WE powoływaną w analizowanym wyroku. Przepisy z 2019 r. nie zmieniają jednak w regulacji niezależności niczego w porównaniu z regulacją sprzed ponad dekady. Wszystkie zatem rozważania zawarte w orzeczeniu i ich analiza z powodu zmiany podstawy prawnej nie tracą na aktualności. Drugą regulacją zawierającą gwarancje niezależności jest tzw. dyrektywa gazowa, czyli dyrektywa 2009/73/WE. Jak już powiedziano, zawiera ona przepisy analogiczne do tych przyjętych w dyrektywie dotyczącej wspólnego rynku energii elektrycznej.

Obie dyrektywy – dotyczące energii elektrycznej (2019/944) i gazu (2009/72/WE) – wymagają od państw członkowskich powołania organu regulacyjnego, odrębnego od innych organów administracji i posiadającego kompetencje (wskazane w dyrektywach), umożliwiające mu aktywne oddziaływanie na rynki energii elektrycznej i gazu w celu realizacji budowy wspólnego europejskiego rynku energii opartego na konkurencji. Dodatkowo

dyrektywy wymagają od państw członkowskich zagwarantowania organom regulacyjnym niezależności decyzyjnej, finansowej, organizacyjnej oraz funkcjonalnej w szerokim zakresie, tak by w sposób wolny od nacisków, wskazówek czy poleceń pochodzących od rządu lub sektora regulowanego mogły wykonywać swoje kompetencje. Przepisy o uniezależnieniu łagodzą się w pewnej mierze zobowiązaniem organów regulacyjnych do współpracy w realizacji polityki rządu, ale nie w zakresie podstawowych kompetencji, o których stanowią dyrektywy.

Tak rozbudowana niezależność organów regulacyjnych powoduje spory nie tylko związane są praktyką polityczną, lecz także z aksjologią i konsekwencjami, jakie niesie ze sobą uniezależnienie pewnej sfery administracji od rządu. Więcej na ten temat wypada powiedzieć, komentując poniżej analizowane orzeczenie. W tej chwili zaś należy przedstawić praktykę polityczną w Słowacji, która prowokuje do przemyśleń o bardziej uniwersalnym charakterze.

3. Wyrok Trybunał Sprawiedliwości w sprawie C-378/19

W 2019 r. słowacki sąd konstytucyjny (Ústavný súd Slovenskej republiky) zwrócił się z pytaniem prawnym do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w sprawie rozumienia niezależności organu regulacyjnego w obszarze energetyki. Wątpliwości sądu konstytucyjnego zrodziły się w związku z następującym stanem prawnym.

Słowacka ustawa o regulacji energetyki (Ustawa nr 250/2012) przed poprawką z 2017 r. brzmiała następująco: „Na czele organu regulacyjnego stoi prezes, powoływany i odwoływany przez Prezydenta Republiki Słowackiej na wniosek rządu Republiki Słowackiej”. Ustawą nr 164/2017 zmieniono sposób powoływania krajowego organu regulacyjnego. Wspomnianemu przepisowi nadano następujące brzmienie: „Na czele organu regulacyjnego stoi prezes, powoływany i odwoływany przez rząd Republiki Słowackiej”. W uzasadnieniu ustawy nr 164/2017 wskazano, że podmiotem ponoszącym pełną odpowiedzialność za sektor energetyczny jest rząd Republiki Słowackiej, a kompetencje Prezydenta są w tym obszarze niewielkie. Z tego powodu wydawało się właściwe, aby dokonać przekazania kompetencji powoływania krajowego organu regulacyjnego rządowi, wyłączając z tej procedury Prezydenta.

Inną regulacją, będącą przedmiotem pytania słowackiego sądu konstytucyjnego, był przepis odnoszący się do postępowania taryfowego. Tą samą

bowiem ustawą, dokonującą zmiany powoływania krajowego organu regulacyjnego, dokonano zmiany postępowania w sprawie zatwierdzania taryf. Zgodnie zatem z poprawką z 2017 r. podmiotami uczestniczącymi w niektórych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf na prawach strony są ministrowie właściwi do spraw gospodarki oraz środowiska. Celem tej zmiany, jak wyjaśniono w uzasadnieniu projektu ustawy, było wprowadzenie do postępowania podmiotów, które będą stały na straży interesu publicznego.

Obydwa przepisy zostały zakwestionowane przez Prezydenta przed słowackim sądem konstytucyjnym ze względu na naruszenie konstytucyjnych przepisów dotyczących przestrzegania przez Słowację zobowiązań międzynarodowych. We wniosku Prezydent podniósł, że wskazane zmiany legislacyjne stanowią niewłaściwe wdrożenie dyrektyw 2009/72/WE oraz 2009/73/WE, stanowią także naruszenie art. 4 ust. 3 Traktatu o Unii Europejskiej oraz art. 288 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Powyższe wątpliwości znalazły odzwierciedlenie w dwóch pytaniach, jakie zadał słowacki sąd konstytucyjny Trybunałowi Sprawiedliwości. Pierwsze z nich dotyczyło zgodności przekazania kompetencji powoływania krajowego organu regulacyjnego rządowi z art. 35 ust. 4 dyrektywy 2009/72/WE, zwłaszcza że zmiana ta przywróciła stan prawny sprzed transpozycji dyrektywy, a więc, jak można przypuszczać, doprowadziła do erozji niezależności, a nie jej wzmocnienia. Prezydent w Słowacji wybierany jest w wyborach bezpośrednich i – będąc niezależny od rządu – miałby dawać większą gwarancję niezależności regulatorowi.

Drugie pytanie słowackiego sądu konstytucyjnego dotyczyło zgodności udziału ministrów właściwych do spraw gospodarki i środowiska w postępowaniach przed krajowym organem regulacyjnym z art. 35 ust. 5 dyrektywy 2009/72/WE.

Obydwa pytania są związane z interpretacją przepisów dyrektywy 2009/72/WE i jej motywów, ale – jak zaznaczył słowacki sąd konstytucyjny – podobne uregulowania dotyczące niezależności zawiera dyrektywa 2009/73/WE, nie było zatem potrzeby powoływania obu aktów prawnych.

Wzorce kontroli wskazane w pytaniach – pomijając motywy – odnoszą się do niezależności organów regulacyjnych. Pierwszy z przepisów (art. 35 ust. 4 dyrektywy 2009/72/WE) stanowi ogólnie o konieczności zagwarantowania przez państwa członkowskie niezależności organów regulacyjnych, tak by mogły wykonywać zadania w sposób bezstronny i przejrzysty. Drugi wzorzec – art. 35 ust. 5 dyrektywy 2009/72/WE – nakazuje państwom członkowskim takie ukształtowanie pozycji ustrojowej organu regulacyjnego, aby

mógł podejmować decyzje w sposób niezależny od jakichkolwiek innych podmiotów publicznych.

Trybunał w wyroku z 11 czerwca 2020 r., C-378/19, odpowiadając na pytania słowackiego sądu konstytucyjnego, stwierdził, że przepisy o niezależności organów regulacyjnych w dyrektywie 2009/72/WE należy interpretować w ten sposób, że nie sprzeciwiają się one przepisom państwa członkowskiego, zgodnie z którymi rząd tego państwa jest właściwy do powoływania i odwoływania prezesa krajowego organu regulacyjnego, o ile spełnione są wszystkie wymogi przewidziane w przepisach dyrektywy 2009/72/WE, czego zweryfikowanie należy do sądu odsyłającego. Na drugie pytanie natomiast Trybunał odpowiedział, że przepisy dyrektywy 2009/72/WE należy interpretować w ten sposób, że nie sprzeciwiają się one przepisom państwa członkowskiego, które w celu zagwarantowania ochrony interesu publicznego przewidują uczestnictwo przedstawicieli ministerstw tego państwa w niektórych postępowaniach taryfowych przed krajowym organem regulacyjnym, pod warunkiem że zagwarantowana jest niezależność decyzyjna tego organu, czego zweryfikowanie należy do sądu odsyłającego.

Trybunał potwierdził zatem autonomię państw członkowskich w kształtowaniu ustroju i miejsca w strukturze organów państwa niezależnego organu regulacyjnego pod warunkiem przestrzegania niezależności określonej w przepisach prawa Unii Europejskiej. Umożliwił także udział w niektórych postępowaniach taryfowych organom rządowym.

W uzasadnieniu wyroku Trybunał wskazał, że celem zasadniczym dyrektywy 2009/72/WE jest budowa otwartego i konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Temu celowi podporządkowane jest wyposażenie organu regulacyjnego w wachlarz kompetencji i uczynienie go jednocześnie przy ich wykonywaniu niezależnym. Trybunał wyraził pogląd, że w zakresie, w jakim organ regulacyjny nie jest pozbawiony kompetencji oraz niezależności, sposób jego powoływania pozostaje w gestii państwa członkowskiego. Zmiana prawa słowackiego powodująca przekazanie kompetencji do powoływania i odwoływania krajowego organu regulacyjnego z Prezydenta na rząd pozostaje zgodna z dyrektywą 2009/72/WE. Ponadto warto zauważyć, że przywrócenie stanu prawnego z czasu obowiązywania dyrektywy 2003/54/WE nie musi z konieczności oznaczać niezgodności z wymogami niezależności zawartymi w dyrektywie 2009/72/WE.

Trybunał Sprawiedliwości, odpowiadając na pierwsze pytanie, stwierdził, że pojęcie niezależności nie zostało zdefiniowane w dyrektywie 2009/72/WE,

natomiast Trybunał orzekał dotychczas (w wyroku z 13 czerwca 2018 r., C-530/16, pkt 67), że w przypadku organów państwowych pojęcie to w jego zwyczajowym znaczeniu oznacza zwykle status zapewniający danemu organowi możliwość swobodnego działania w stosunku do podmiotów, wobec których należy zapewnić jego niezależność, z wyłączeniem jakichkolwiek instrukcji czy nacisków (C-378/19, pkt 32). Trybunał zwrócił uwagę, że uprawnienia do powoływania i odwoływania zarządu lub kierownictwa krajowego organu regulacyjnego muszą być ściśle uregulowane w prawie i wykonywane na podstawie obiektywnych, jasno i wyczerpująco wymienionych oraz możliwych do zweryfikowania kryteriów, przy czym żaden przepis dyrektywy 2009/72/WE nie określa, jaki organ powinien go powoływać (C-378/19, pkt 36). Powoływanie i odwoływanie krajowego organu regulacyjnego powinno być wykonywane w sposób gwarantujący niezależność, jednak to, jak instytucjonalnie wdrożyć dyrektywę, pozostawia się swobodzie państwa członkowskiego.

W odpowiedzi na drugie pytanie Trybunał stwierdził, że dyrektywa 2009/72/WE nie zawiera przepisu, który zakazywałby uczestnictwa przedstawicieli krajowych ministerstw w niektórych postępowaniach taryfowych dotyczących w szczególności dostępu do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego energii elektrycznej oraz przesyłu i dystrybucji tej energii (C-378/19, pkt 55). Państwa członkowskie mogą zatem umożliwić innym organom udział w postępowaniu taryfowym, o ile nie będą one naruszać niezależności krajowego organu regulacyjnego. Rząd słowacki wyjaśnił potrzebę udziału innych organów państwa w postępowaniu. W jego opinii postępowania te leżą w interesie ogólnym całego społeczeństwa, głównie w odniesieniu do celów i priorytetów polityki energetycznej Republiki Słowackiej. Jednocześnie rząd Słowacji potwierdził, że nie przysługuje mu żadne szczególne prawo umożliwiające mu ingerowanie w wydawanie decyzji przez organ regulacyjny (C-378/19, pkt 59). Trybunał zgodził się w tym zakresie z rządem Republiki Słowackiej, uznając zgodność przyjętych rozwiązań z dyrektywą 2009/72/WE. Zastrzegł jednak, że uprawnienia innych organów nie mogą naruszać niezależności decyzyjnej krajowego organu regulacyjnego. Można też zauważyć, że Prezydent Republiki Słowacji podnosił, iż organ regulacyjny jeszcze pod rządami niezminionej ustawy uchylił pierwotne decyzje pod presją rządu słowackiego, zastępując je decyzjami zgodnymi z wolą polityczną rządu (C-378/19, pkt 60). Trybunał stwierdził jednak, że sąd odsyłający nie opisywał praktyki decyzyjnej krajowego organu regulacyjnego. Z tego względu Trybunał nie mógł się do niej odnieść (C-378/19, pkt 61).

4. Znaczenie wyroku dla rozumienia niezależności krajowych organów regulacyjnych

Znaczenie omówionego wyroku dla rozumienia niezależności organów regulacyjnych należy rozpocząć od przedstawienia sytuacji politycznej na Słowacji i sporu między premierem a Prezydentem. W tej bowiem sprawie (jak w wielu innych) kontekst polityczny ukazuje jasno, jak praktyka jest ważna dla wszelkich prawniczych rozstrząsań i ustaleń.

Jak już to zostało powiedziane, do czasu zmiany prawa ustawą 164/2017 prezesa Urzędu Regulacji Sieci Infrastrukturalnych (Úrad pre Reguláciu Sefových Odvetí – ÚRSO) powoływał i odwoływał Prezydent Słowacji, wybierany w wyborach bezpośrednich, mający zatem silny mandat polityczny dla wykonywanej przez siebie funkcji. Prezydent nie formuje jednak rządu, więc nie ponosi odpowiedzialności politycznej za stan gospodarki. Pochodzący z innej frakcji politycznej niż Prezydent Andrej Kiska rząd Roberta Fico doprowadził do zmiany prawa, która umożliwiła mu powołanie na stanowisko prezesa ÚRSO swojego wieloletniego partyjnego kolegę Ľubomíra Jahnáteka (Laukova, 2020). Tym samym w oczach wielu obywateli Słowacji nastąpiła zmiana na stanowisku o charakterze politycznym, z pewnością nie urzędniczym czy eksperckim. Tak też przedstawiało się to w oczach opozycji. Warto przy tym zauważyć, że Jahnátek przeszedł procedurę konkursową i był zgłoszony do konkursu przez Federację Związków i Stowarzyszeń Pracodawców (AZZZ), a więc nie przez partię rządzącą. Formalnie zatem powołany został prawidłowo. Należy również zauważyć, że nowo powołany prezes ÚRSO wskazywał, że jego celem jest wieloletnie stabilne kształtowanie cen energii elektrycznej (Jahnátek..., 2020). Ponadto z omawianego wyroku wynika, że pod presją polityczną dochodziło już wcześniej do zmiany taryf energii elektrycznej, a więc rząd dawał do zrozumienia, że chce wpływać na ten sektor gospodarki za pomocą uprawnień organu regulacyjnego (C-378/19, pkt 62). Kontekst sprawy wskazuje zatem, że słowacki przypadek zawisły przed Trybunałem miał podłoże polityczne – konfliktu rządu i opozycji z Prezydentem. Przedstawiciele opozycji i Prezydent liczyli na wsparcie ze strony europejskiego wymiaru sprawiedliwości.

Co do prawa i jego interpretacji, to nie ma wątpliwości, że ówczesne brzmienie art. 35 dyrektywy 2009/72/WE oraz obecne art. 57 dyrektywy 2019/944 nakazują państwowemu członkowskim zapewnienie niezależności krajowych organów regulacyjnych wobec podmiotów publicznych i prywatnych. W dyrektywie wskazano atrybuty niezależności, o których już

była mowa. O eksperckim charakterze regulatora świadczy nakaz powołania na podstawie obiektywnych, przejrzystych i publicznie dostępnych kryteriów, które zapewniają, że kandydat ma niezbędne umiejętności i doświadczenie, aby sprawować urząd. Mimo że – jak zauważył Trybunał – pojęcie niezależności nie zostało zdefiniowane (C-378/19, pkt 32), to jednak na tyle opisane, że nie pozostawia wątpliwości co do wymogów nałożonych na państwa członkowskie.

Rzeczą powszechnie wiadomą jest, że niezależność krajowego organu regulacyjnego w obszarze energetyki, podobnie jak w innych dziedzinach gospodarki, takich jak: telekomunikacja, kolejnictwo, ochrona konkurencji, jest od ostatnich co najmniej 10 lat wzmacniana przez kolejne akty legislacyjne prawa Unii Europejskiej. Tendencja ta wydaje się stała i nic nie wskazuje, by miał ulec zmianie jej zwrot. Nic więc zatem dziwnego, że omawiany wyrok stanowi jedynie potwierdzenie wymogów niezależności określonych w dyrektywie. Orzeczenie Trybunału wpisuje się zatem w dotychczasową tendencję.

Zdaniem Trybunału zmiana podmiotu powołującego z Prezydenta na rząd, jak również dopuszczenie do udziału w procedurze zatwierdzania taryf ministrów gospodarki i środowiska mieszczą się w autonomii państwa wdrażającego dyrektywę i nie naruszają wymogów niezależności, nawet jeśli są one wąsko zakreślone. Także wtedy, gdy zmiana prawa co do jej intencji i skutku uważana jest za zmianę w kierunku upolitycznienia oraz powiązania z polityką rządu. Przy okazji warto zauważyć, że wymogi dyrektywy dotyczące niezależności nie wykluczają współpracy krajowego organu regulacyjnego z rządem. Zgodnie z art. 57 ust. 4 lit. b pkt (ii) dyrektywy 2019/944 wymóg niezależności pozostaje bez uszczerbku dla ścisłej współpracy, w stosownych przypadkach, z innymi właściwymi organami krajowymi oraz dla ogólnych wytycznych polityki opracowanych przez rząd, niezwiązanych z uprawnieniami i obowiązkami regulacyjnymi na podstawie art. 59.

Już zatem w samej dyrektywie 2019/944 dostrzegalne jest napięcie i potrzeba zachowania równowagi między niezależnością decyzyjną krajowego organu regulacyjnego a potrzebą uzgadniania jego działalności z polityką rządu, dając jednak pierwszeństwo niezależności decyzyjnej w zakresie kompetencji wskazanych w art. 59 dyrektywy 2019/944. Trybunał nie wypowiadał się w sprawie potrzeby współpracy i zachowania niezależności. Powtórzył jedynie, że niezależność decyzyjna i potrzeba zachowania przejrzystych kryteriów powoływania krajowego organu regulacyjnego powinny

być przestrzegane. Ostatecznie zatem krajowemu prawodawcy pozostaje „ograniczona swoboda” (Rizzuto, 2021, s. 74) w dookreśleniu pozycji ustrojowej i kompetencji krajowego organu regulacyjnego.

Prawna ocena Trybunału i ocena rozwoju sytuacji politycznej na Słowacji pozostają jednak ze sobą w niewątpliwiej niezgodzie. Formalne dochowanie wymogów prawnych, na których Trybunał oparł swój wyrok, rzeczywiście miało miejsce. Tryb konkursowy, ustawowe gwarancje niezależności, poruszanie się przez słowackiego legislatora w ramach prawnych wyznaczonych przez dyrektywy – wszystko to także miało miejsce. A mimo to nawet wnikliwy obserwator nie będzie próbował twierdzić, że zmiany w prawie słowackim w skutkach politycznych były neutralne dla rozumienia niezależności (European Commission, 2019, s. 57). Pozostawanie z dala od polityki słowackiej pozwala na bardziej jednoznaczne oceny. Taką właśnie jest twierdzenie, że nowością wyroku Trybunału dla rozumienia niezależności jest abstrahowanie od sytuacji faktycznej w państwie członkowskim i pozostanie jedynie w swoich dociekaniach na płaszczyźnie prawnej. Tę właśnie nowość w rozumieniu niezależności przedstawia tytułowy wyrok.

Stanowi on dla elit politycznych w Europie informację, że wymogi niezależności są realizowane także wówczas, gdy faktycznie uzależnia się krajowy organ regulacyjny od polityki rządu. Trybunał, rozstrzygając sprawę, postanowił ograniczyć się do analizy prawnej sytuacji na Słowacji i doszedł do wniosku, że słowacki ustawodawca poruszał się w wytyczonych mu przez dyrektywę granicach. Intencja zmiany tego prawa musiała być jednak dla Trybunału oczywista. Nie tylko powiązано regulatora z rządem, lecz także powołano (przy zachowaniu procedur) na to stanowisko jednego z zaufanych ludzi premiera. Także z samego wyroku wynika, że rząd nie chciał pozwolić na to, by ceny energii elektrycznej były kształtowane przez organ regulacyjny bez jego udziału.

Dla rozumienia niezależności w prawie unijnym ważnym wnioskiem, wynikającym z wyroku Prezydent Slovenkey republiki, jest to, że kontrola przestrzegania niezależności przez europejski wymiar sprawiedliwości ogranicza się do badania formalnego, pozostając „ślepą” na okoliczności faktyczne.

Do tego podstawowego ustalenia warto dodać kilka uwag o naturze bardziej ogólnej.

Jak już wspomniano, w Unii Europejskiej wyraźnie zauważalna jest tendencja do tworzenia niezależnych organów regulacyjnych. Niezależnych od polityki rządu i podmiotów prywatnych. O ile to ostatnie jest oczywiste i związane z transparentnością i uczciwością w relacji: państwo–sektor

prywatny, o tyle niezależność od polityki rządu nie jest przyjmowana w literaturze bezkrytycznie. Niezależne organy administracji mają proveniencję anglosaską. W Stanach Zjednoczonych tworzą *independent administrative agencies*, w Wielkiej Brytanii *quangos* (Swora, 2012, s. 28). O amerykańskich niezależnych agencjach pisał Antonin Scalia, twierdząc, że ich tworzenie było związane z wiarą we władzę ekspertów, pozbawionych wpływów politycznych (Scalia, 2009, s. 8). W praktyce prowadziło to, jego zdaniem, do pozbawienia prezydenta wpływu na pewne obszary kompetencji państwa, wiążąc agencje z Kongresem (Scalia, 2009, s. 9). Zmieniał się zatem nie tyle system przez uniezależnienie, ile przez zmianę podmiotu powiązanego z agencją. Samo zaś przekonanie, że eksperci mogą podejmować decyzje, budziło wątpliwości ze względu na ich charakter. Trudno przy tym nie przyznać mu racji. Niektóre uprawnienia agencji miały charakter polityczny *par excellence*. Podobnie zresztą jest w przypadku krajowych organów regulacyjnych, o czym świadczy przypadek słowacki.

Zgodnie z art. 59 ust. 1 lit. a dyrektywy 2019/944 do obowiązków organu regulacyjnego należy ustalanie lub zatwierdzanie, na podstawie przejrzystych kryteriów, taryf przesyłowych lub dystrybucyjnych, lub metod ich ustalania, lub zarówno taryf, jak i metod. Tym samym krajowe organy regulacyjne mają wpływ na wysokość cen na rachunkach odbiorców. Decydują, zatwierdzając taryfę o planach inwestycyjnych, których rozmach i kierunki mają często charakter polityczny. Musiał sobie z tego zdawać sprawę rząd Słowacji, decydując o zmianie prawa i zbliżeniu pozycji ustrojowej krajowego organu regulacyjnego do rządu. Decyzje zatwierdzające taryfy w przededniu wyborów mogą zmienić ich wynik. Okoliczność zatem kohabitacji i powiązanie organu regulacyjnego z jednym z czynników władzy nie pozostaje bez wpływu na politykę. Wyobrażnia podpowiada wiele przykładów na to, jak niezależność krajowego organu regulacyjnego może pozostawać dla rządu ryzykowna, gdy władze zarządzające krajowego organu regulacyjnego zechcą uczynić ze swych kompetencji narzędzie polityczne, choćby nieświadomie co do ich skutków.

Odrębnie można potraktować uwagę Scalii (2009, s. 26) dotyczącą zmiany układu zależności. W europejskich warunkach trudno nie odnieść wrażenia, że uniezależnienie od rządu krajowych organów regulacyjnych oznacza większe powiązanie ich z działaniami Komisji. W warunkach krajowej polityki wykonywanie pewnych politycznych funkcji wbrew rządowi będzie musiało wiązać się z poszukiwaniem politycznego wsparcia dla własnych decyzji, czy to w opozycji, czy w organach Unii Europejskiej. Pytanie

prejudycjalne skierowane do Trybunału można odczytywać także w tym kluczu. Z tego względu należy aprobująco odnieść się do wyroku Trybunału, którego rozstrzygnięcie ograniczyło się do kwestii prawa. Dobrze się stało, że Komisja nie była w sprawie interwenientem po stronie Prezydenta.

Na pewną interesującą kwestię zwrócił uwagę Mateusz Błachucki, pisząc o *New Management Policy*, u podstaw której leżało tworzenie niezależnych agencji (Błachucki, 2019a, s. 264). Miała ona prowadzić do odróżnienia działalności politycznej od wykonawczej (administracyjnej) o charakterze świadczącym, dostarczającym usługi. Z czasem jednak idea ta ewoluowała, prowadząc do powierzania niezależnym agencjom kompetencji regulacyjnych. W praktyce agencje zaczęły wykonywać funkcje regulacyjne i same zajęły się przygotowywaniem polityk publicznych, nie ponosząc przy tym odpowiedzialności politycznej (Shapiro, 2004, s. 352–353). Uwagi te składają do refleksji na temat odróżnienia kompetencji o charakterze politycznym od pozostałych. W przypadku krajowych organów regulacyjnych chodziłoby zatem o odróżnienie kompetencji o charakterze nadzorczym od tych o naturze politycznej. Rozróżnienie to nie jest proste, gdyż polityka ma tendencje do pozostawania wszechogarniającą. Ostatecznie dla niektórych aktem politycznym jest jazda na rowerze. Nie starając się jednak sprowadzić kwestii do absurdu, można zastanawiać się nad tym, gdzie leży granica między uprawnieniami z istoty politycznymi a uprawnieniami dotyczącymi nadzoru administracyjnego (Rokita, 2014, s. 81). Nie mając w tym miejscu ambicji wytyczania takiej granicy, należy zauważyć, że trudno pozbawić rząd wpływu na określanie cen za podstawowe usługi publiczne.

Przedstawiciele doktryny wskazują na dwa podstawowe argumenty na rzecz istnienia regulatorów. Są to *market failure* oraz *government failure* (Johannsen, 2013, s. 17). W pierwszym przypadku działania organu regulacyjnego mają służyć ochronie konkurencji na rynku zmonopolizowanym i przez to zniekształcanym. Organ ma doprowadzić regulacją do „efektu rynku” (Hoff, 2004, s. 129). Tym samym jego działania służą także ochronie słabszych odbiorców przed nadużyciami ze strony dużych przedsiębiorstw. W przypadku *government failure* chodzi o oddzielenie państwa jako właściciela od państwa jako regulatora. W ten sposób unika się pokusy preferowania państwowych przedsiębiorstw kosztem podmiotów prywatnych i odbiorców. Cele te, niewątpliwie racjonalne, powinny stanowić punkt odniesienia dla wytyczania granicy między tym, co polityczne, a tym, co administrujące (regulacyjne).

Słowacki kazus wskazuje również na pewne niebezpieczeństwo. Wyposażenie krajowego organu regulacyjnego w kompetencje o charakterze politycznym prowadzi do prób przejęcia przez politykę wpływu na ten organ, także zresztą w Polsce (Błachucki, 2019b, s. 342–343). Tym samym stanowi zagrożenie dla realnej niezależności i osłabia ją w tym miejscu, gdzie jest ona pożądana, a więc w odniesieniu do działań o charakterze administracyjnym, nadzorczym. Ilustracją, do jakich skutków może to prowadzić, jest doświadczenie japońskie (Wiślicki, 2021). Twierdzi się, że do katastrofy w Fukushima nie doszłoby, gdyby organy nadzoru nad bezpieczeństwem instalacji jądrowych wymogły na japońskim koncernie TEPCO większe nakłady na bezpieczeństwo. Dane historyczne wskazywały, że Fukushima nie jest przygotowana na tsunami, które może nadejść. Katastrofa nuklearna doprowadziła do utraty zaufania do elity politycznej w Japonii (Wiślicki, 2021). Wyjaśnienia, jak mogło dojść do uchybień w nadzorze, poszukiwano w powiązaniach politycznych i gospodarczych między państwem a biznesem, gdzie organy nadzoru nie pozostawały niezależne. Ukuto określenie wioski nuklearnej (jap. *genshiryoku mura*), opisującej te zależności (Wiślicki, 2021). Wprawdzie krajowe organy regulacyjne nie sprawują nadzoru nad bezpieczeństwem nuklearnym, ale do ich istotnych kompetencji należy dopuszczanie do obrotu podmiotów działających na rynku ze względu na spełnianie warunków czy ochrona konsumenta przed możliwymi nadużyciami na rynku. Te aspekty ich działalności powinny być oddzielone od polityki. Zwłaszcza gdy weźmie się pod uwagę, że w wielu państwach sektor energetyczny jest silnie upolityczniony przez to, że pozostaje w rękach państwa. Istnieje zatem pokusa, by uprawnienia nadzorcze wykonywać wobec podmiotów państwowych łagodniej niż wobec podmiotów prywatnych lub pochodzących z zagranicy.

Zwłaszcza uprawnienia w zakresie karania powinny być wykonywane niezależnie, gdyż kompetencja ta ma charakter quasi-sądowy (De Somer, 2018, s. 586). Niekiedy mówi się nawet o judycjalizacji kompetencji organów regulacyjnych (Szydło, 2015, s. 234). Wysokość wymierzanych kar za uchybienia, gdy ich wysokość może sięgać 10% rocznego obrotu przedsiębiorstwa energetycznego, jest na tyle znacząca, że trudno, aby pozostawała upolityczniona. Jest wręcz zaskakujące, że wymiar kar finansowych wymierzanych przez organy administracyjne jest nieporównywalny z grzywnami wymierzanymi przez organy ścigania oraz sądy karne. Należy dodać, że w przypadku organów administracyjnych ma miejsce odpowiedzialność obiektywna, abstrahująca od winy. Kompetencja do wymierzania kar przez

krajowe organy regulacyjne w tym zakresie zbliża je do organów sądowych. Ponieważ jednak ich uprawnienia mają także charakter regulacyjny, trudno twierdzić, aby całość ich działalności była objęta niezależnością porównywalną do sądowej (Rizzuto, 2021, s. 72).

Na koniec rozważań trzeba dostrzec jeszcze jedną bardzo istotną rzecz, którą także ukazuje kasus słowacki. Ostatecznie rząd zrobił wszystko, by powołanie zaufanego współpracownika premiera odbyło się przy zachowaniu procedur i przy czytelnych obiektywnych kryteriach powołania. Prawo słowackie zapewnia wszystkie atrybuty niezależności, co potwierdził Trybunał w komentowanym wyroku. Słowacka opinia publiczna jest jednak przekonana, że zmiana prawa była podyktowana upolitycznieniem krajowego organu regulacyjnego i powiązaniem go z polityką rządu. Przypadek ten wskazuje, że żadne zabezpieczenia prawne nie zastąpią kultury politycznej. Trybunał nie może jej wymusić swoimi wyrokami, dlatego dobrze, że się od tego powstrzymał. Efekt mógłby bowiem być przeciwny. Kultura polityczna narodu jest czymś tak delikatnym, że jej rozwojowi można jedynie kibicować z daleka. Próba ingerencji zewnętrznej często przynosi efekt przeciwny – większą polaryzację wewnątrz społeczeństwa i niechęć do Unii Europejskiej. Dobrze się stało, że Trybunał w tej sprawie nie uległ pokusie zaangażowania, postanowił zachować dystans i ograniczyć się do stwierdzenia, że wymogi prawne niezależności zostały zachowane. Co robi z nimi Słowacja, to jest jej sprawą wewnętrzną. Oby jej elicie politycznej udało się wytworzyć kulturę prestiżu i niezależności organów regulacyjnych, zwaną niekiedy kulturą regulacyjną (Bohne, 2011, s. 257).

5. Podsumowanie

Rozważając znaczenie tytułowego wyroku, starałem się podkreślić, że nowością orzeczenia jest oddzielenie oceny faktycznej od prawnej. W omawianej sprawie nie było wątpliwości, że zmiany prawa prowadzą do uzależnienia regulatora od rządu i nie służą wymaganej przez dyrektywę niezależności. Trybunał Sprawiedliwości, oddzielając ocenę intencji zawartej w przepisach od samej ich treści, wskazał, że zmiany prawne w państwach członkowskich są możliwe, o ile pozostają w zgodzie z literą dyrektyw, a niekoniecznie z ich duchem. To ustalenie warto jednak opatrzyć dodatkowym komentarzem.

Po pierwsze, gwarancje niezależności organu administracji jest o tyle łatwiej zachować, o ile nie powierza mu się zadań o charakterze politycznym. Kształtowanie taryf wydaje się pozostawać bardziej w sferze polityki niż administracji (Nowacki, 2009, s. 66). Z tego względu należy przemyśleć w przyszłości takie zmiany prawa, które co najmniej prowadziłyby do dzielenia się tą kompetencją między rządem a regulatorem. W przeciwnym razie będzie dochodziło w państwach członkowskich do zachowań podobnych do tych na Słowacji lub w 2019 r. w Polsce, gdy Sejm w roku wyborczym postanowił o ustawowym „zamrożeniu” cen energii elektrycznej, co akurat w tym przypadku wydaje się pozostawać nie tylko w niezgodzie z duchem dyrektywy 2019/944, lecz także z jej literą.

Po drugie, mimo negatywnej oceny sytuacji prawnej i praktyki politycznej na Słowacji należy wyrazić aprobatę dla wyroku i powściągliwości Trybunału w ocenie stosowania przepisów wdrażających dyrektywę 2009/72/WE. Trybunał, ograniczając się do oceny prawa przez porównanie przepisów, bez uwzględniania ich intencji, uczynił słusznie. Nie jest bowiem zadaniem sądów europejskich wpływanie na politykę krajową, a przede wszystkim na kulturę polityczną danego kraju. Standard w tym zakresie określa prawo europejskie, a ocena jego stosowania zależy przede wszystkim od polityki krajowej i relacji z Komisją i innymi państwami członkowskimi.

Po trzecie, kazu słowacki ukazuje, że przepisami prawnymi można próbować budować kulturę polityczną i prawną zarazem. Ostatecznie, nie zastąpi jej jednak literatura prawa. Prawne wymogi dotyczące niezależności nie są, jak widać, tożsame z przestrzeganiem niezależności *de facto*. I ten przypadek, i wiele innych wskazują, jak bardzo ważną rzeczą i wymagającą odpowiedzialności ze strony wszystkich uczestników życia publicznego jest kształtowanie kultury.

Bibliografia

- Błachucki M., 2019a. *Niezależność organów administracji publicznej na przykładzie ewolucji statusu prawnego Prezesa UOKiK*, „Acta Universitatis Wratislaviensis”, No 3977, Prawo CCCXXIX, s. 263–275.
- Błachucki M., 2019b. *Ponadnarodowe sieci organów administracji publicznej oraz ich wpływ na krajowy porządek prawny*, Instytut Nauk Prawnych Polskiej Akademii Nauk, Warszawa, s. 342–343.
- Bohne E., 2011. *Conflict between national regulatory cultures and EU energy regulations*, „Utilities Policy”, vol. 19(4), s. 255–269.

- De Somer S., 2018. *The powers of national regulatory authorities as agents of EU law*, „Era Forum”, vol. 18(4), s. 581–595.
- Hoff W., 2004. *Polski model regulacji na tle porównawczym*, „Problemy Zarządzania”, nr 3, s. 127–138.
- Jahnátek will become the new head of the regulatory authority, ÚRSO, 2020. The Slovak Spectator, 25.07.2020, <https://spectator.sme.sk/c/20610960/jahnatek-will-become-the-new-head-of-the-regulatory-authority-urso.html> (dostęp: 30.03.2021 r.).
- Johannsen K.S., 2013. *Regulatory Independence in Theory and Practice – a Survey of Independent Energy Regulators in Eight European Countries*, AKF Forlaget.
- Laukova L., 2020. *Kiska przegrał w sporze o Jahnátek’a. Luksemburg zgodził się z rządem Fico*, HN Slovensko, 11.06.2020, <https://slovensko.hnonline.sk/2162102-kiska-neuspel-v-spore-o-jahnatka-luxemburg-dal-za-pravdu-ficovej-vlade> (dostęp: 30.03.2021 r.).
- Nowacki M., 2009. *Zakres niezależności Prezesa URE. Uwagi de lege lata i de lege ferenda w świetle wspólnotowych i polskich regulacji prawnych*, „Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki”, nr 1(63), s. 60–68.
- Rizzuto F., 2021. *The Independence of National Regulatory Authorities: Is There Now an Autonomous EU Law Concept of Independence of General Application*, „European Competition and Regulatory Law Review”, vol. 5(1), s. 64–75.
- Rokita K., 2014. *Ograniczenia niezależności politycznej polskich organów regulacyjnych w świetle prawa unijnego*, „Studia Prawnicze”, nr 3(199), s. 53–84.
- Scalia A., 2009. *Mullahs of the West: Judges as moral arbiters*, Rzecznik Praw Obywatelskich, Warszawa.
- Shapiro M., 2004. *Deliberative, independent technocracy v. democratic politics. Will the globe echo the E.U.*, „Law & Contemporary Problems”, vol. 68(3–4), s. 341–356.
- Swora M., 2012. *Niezależne organy administracji*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa.
- Sześciło D., 2021. *Challenging Administrative Sovereignty: Dimensions of Independence of National Regulatory Authorities Under the EU Law*, „European Public Law”, vol. 27(1), s. 191–215.
- Szydło M., 2012. *Independent discretion or democratic legitimisation? The relations between national parliaments under EU Regulatory Framework for Network-Bound Sectors*, „European Law Journal”, vol. 18(6), s. 793–820.
- Szydło M., 2013. *Krajowy Parlament jako Regulator Sektorów Sieciowych*, Wolters Kluwer, Warszawa.
- Szydło M., 2015. *Judycjalizacja polityk publicznych w Unii Europejskiej na przykładzie prawa konkurencji oraz regulacji sektorowej*, Prawnicza i Ekonomiczna Biblioteka Cyfrowa, Wrocław, s. 233–246.
- Wiślicki J., 2021. *W dekadę od awarii atomowej w Japonii*, Europejskie Centrum Projektów Pozarządowych, Warszawa, <https://www.ecpp.org.pl/w-dekade-od-awarii-elektrowni-atomowej-w-japonii/> (dostęp: 1.04.2021 r.).
- Zimmermann J., 2010. *Prawo administracyjne*, Wolters Kluwer, Warszawa.

Akty prawne

Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.Urz. UE C 202 z 2016 r., s. 47).
Traktat o Unii Europejskiej (Dz.Urz. UE C 202 z 2016 r., s. 13).

Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.Urz. WE L 27 z 1997 r., s. 20).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/30/WE z 22 czerwca 1998 r. dotycząca wspólnych zasad w odniesieniu do rynku wewnętrznego gazu ziemnego (Dz.Urz. WE L 204, s. 1).

Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.Urz. UE L 176, s. 37), uchylona.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.Urz. UE L 211, s. 55).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz.Urz. UE L 211, s. 94).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.Urz. UE L 158, s. 125).

Ustawa nr 250/2012. Zákon zo 31 júla 2012 o regulácii v sieťových, 250/2012 Z.z.

Ustawa nr 164/2017. Zákon zo 13 júna 2017 ktorým sa mení a dopĺňa zákon č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov, 164/2017 Z.z.

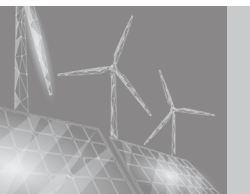
European Commission, 2019. *Assessing the independence and effectiveness of National Regulatory Authorities in the field of energy*, Luxembourg.

Orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej

Wyrok z 3 grudnia 2009 r., C-424/07, Komisja przeciwko Republice Federalnej Niemiec, EU:C:2009:749.

Wyrok z 13 czerwca 2018 r., C-530/16, Komisja przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej, EU:C:2018:430.

Wyrok z 11 czerwca 2020 r., C-378/19, Prezydent Slovenskej republiky, EU:C:2020:462.



Surowce energetyczne dla Polski

1. Wstęp

Surowce energetyczne należą do najważniejszych bogactw naturalnych Polski. Baza surowców energetycznych w Polsce to przede wszystkim złoża: węgla kamiennego, węgla brunatnego, ropy naftowej, gazu ziemnego. Niektóre z wymienionych złóż kopalin (węgiel kamienny, węgiel brunatny) występują w Polsce w ilościach wystarczających do zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju, inne trzeba importować z zagranicy, gdyż zasoby polskich złóż są niewystarczające (Gawlik i Mokrzycki, 2017; KAPE, 2013).

Ze względu na rodzaj złóż kopalin i budowę geologiczną surowce energetyczne są wydobywane różnymi metodami, co w zależności od metody podnosi lub obniża koszty ich eksploatacji. Wyróżniamy:

- 1) metodę podziemną – czyli głębinową; dotyczy to złóż kopalin zalegających głęboko pod powierzchnią ziemi (złoża węgla kamiennego);
- 2) metodę odkrywkową – dotyczy to kopalin zalegających na niewielkich głębokościach (węgiel brunatny);
- 3) metodę otworową – wykonywanie otworów wiertniczych, przez które wydobywa się ropę naftową i gaz ziemny.

2. Optymalne wykorzystanie własnych zasobów kopalin energetycznych

Krajowy potencjał surowcowy stwarza możliwość niezależnego pokrycia zapotrzebowania na węgiel kamienny i brunatny oraz biomasę, jednak

zdecydowana większość popytu na gaz ziemny czy ropę naftową musi być pokrywana importem. Kluczowe są ochrona udokumentowanych złóż kopalin oraz racjonalna i oszczędna gospodarka surowcami ze względu na skończoność ich zasobów.

Wysoka efektywność wydobycia oraz wykorzystania surowca wpływa na bardziej racjonalne jego zagospodarowanie, co sprzyja ograniczaniu wpływu sektora energetycznego na środowisko. Efektywność pozyskiwania surowca rzutuje na koszt wytworzenia energii, co w dalszej kolejności ma bezpośredni wpływ na konkurencyjność gospodarki.

W Polsce zapotrzebowanie na energię pierwotną jest pokrywane: węglem kamiennym, węglem brunatnym, ropą naftową, gazem ziemnym oraz źródłami odnawialnymi. Polska posiada zasoby wszystkich wymienionych surowców, ale ich wielkość i możliwości wykorzystania są niewystarczające do zapewnienia pełnego pokrycia zapotrzebowania. W związku z tym Polska importuje znaczną część surowców energetycznych (PIG-PIB, 2024).

3. Węgiel kamienny

Surowiec energetyczny, którego zasoby w Polsce są największe, to węgiel kamienny, ma on też największy udział w rynku surowcowym. Zasoby bilansowe węgla kamiennego w Polsce szacuje się na około 64 mld ton, co daje blisko 5% wszystkich zasobów węgla kamiennego na świecie. To bardzo okazałe zasoby kopaliny, która jest wydobywana od ponad 250 lat. Polskie zasoby bilansowe węgla kamiennego teoretycznie wystarczą jeszcze na około 130 lat, przy zachowaniu obecnego poziomu wydobycia. Rejony eksploatacji węgla kamiennego w Polsce (zwane zagłębiami węglowymi) to:

- Górnośląskie Zagłębie Węglowe – tutaj znajdują się największe zasoby surowca eksploatowanego w 34 czynnych kopalniach węgla;
- Lubelskie Zagłębie Węglowe – jedna kopalnia „Bogdanka” z wydobyciem około 4,6 mln ton węgla kamiennego rocznie (Gawlik i Mokrzycki, 2017; Zdanowski, red., 1999).

Obecnie wydobycie węgla kamiennego w Polsce spada. Niegdyś węgiel kamienny był wydobywany masowo, najwięcej w latach 80. – blisko 200 mln ton rocznie, co było związane z ogromnym zapotrzebowaniem na ten

surowiec w przemyśle; lata następne to powolny spadek wydobycia kopaliny. W roku 2000 wydobycie wynosiło około 100 mln ton rocznie i ciągle notujemy jego spadek (48 mln ton w 2023 r.) (PIG-PIB, 2024), co ma związek z wieloma czynnikami, a najważniejsze z nich to:

- wydobywanie kopaliny zalegającej coraz głębiej, co powoduje wzrost kosztów eksploatacji;
- spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny jako surowiec energetyczny w przemyśle, choć obecnie notuje się niedobory węgla zarówno w przemyśle, jak i dla odbiorców indywidualnych.

Popyt na węgiel kamienny jest i będzie pokrywany w perspektywie najbliższych 20 lat zasobami własnymi, a relacja import–eksport będzie miała charakter uzupełniający. Rola tego surowca stopniowo ulegnie ograniczeniu (Projekt PEP2050, 2015). W czasie ewolucyjnej transformacji polskiego sektora energetycznego niezbędne jest zapewnienie przez polski sektor górnictwa pewnych dostaw węgla kamiennego po konkurencyjnych cenach. Z tego względu konieczne jest zapewnienie rentowności sektora oraz racjonalne: eksploatacja, dystrybucja i wykorzystanie surowca.

Zapotrzebowanie na węgiel kamienny (około 69 mln ton w 2023 r.) w większości pokrywane jest przez surowiec krajowy, a zasoby geologiczne (złoża zlokalizowane w zagłębiach śląskim i lubelskim) pozwalają na pokrycie popytu w perspektywie 20–30 lat (PIG-PIB, 2024). Wymiana import–eksport wynika przede wszystkim z lokalizacji popytu, dostępności surowca o danych parametrach oraz jego ceny. W roku 2022 nastąpiły duże niedobory surowca na rynku w związku z konfliktem rosyjsko-ukraińskim i brakiem importu węgla kamiennego z Rosji.

Rola węgla kamiennego w gospodarce będzie się stopniowo zmniejszać (Parczewski i Tatarewicz, 2017). Powodem tych zmian są rosnące wymagania środowiskowe oraz malejące zapotrzebowanie gospodarki (głównie elektroenergetyki, a także gospodarstw domowych) na ten surowiec w związku z transformacją w kierunku niskoemisyjnym. Ze względu na aktualny poziom wykorzystania węgla, a także jego rolę w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego oraz potencjał czystych technologii węglowych surowiec ten będzie miał istotne znaczenie dla bilansu energetycznego Polski. Łączny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej netto będzie jednak spadał – w 2030 r. wyniesie nie więcej niż 56% (Parczewski i Tatarewicz, 2017).

4. Węgiel brunatny

Kolejny surowiec energetyczny to węgiel brunatny, którego zasoby bilansowe w Polsce są szacowane na około 23 mld ton (PIG-PIB, 2024). Węgiel brunatny zalega na niewielkich głębokościach, średnio 100–200 m poniżej powierzchni terenu, co sprawia, że metoda wydobycia nie jest droga, jednak poza głębokością zalegania i ułożeniem warstw skalnych ważna jest odpowiednio duża miąższość pokładów węgla.

Porównując wydobycie węgla kamiennego i węgla brunatnego, należy zauważyć, że górnictwo węgla brunatnego jest mniej pracochłonne i bardziej opłacalne ze względów ekonomicznych. Obok miejsca wydobycia kopaliny buduje się elektrownie wykorzystujące surowiec do produkcji energii.

Zagłębia, w których jest wydobywany węgiel brunatny w Polsce, to (Nieć i Salomon, 2016):

- Bełchatowskie – największe zasoby węgla brunatnego,
- Konińskie,
- Turoszowskie.

Według danych za rok 2023 wydobycie tej kopaliny w Polsce wynosiło około 47 mln ton (PIG-PIB, 2024), zaspokajając w całości potrzeby energetyki. Po węglu kamiennym to właśnie węgiel brunatny jest najważniejszym surowcem dla przemysłu energetycznego, ale podobnie jak w przypadku węgla kamiennego, jego wydobycie powoduje znaczną degradację środowiska przyrodniczego.

Zapotrzebowanie na węgiel brunatny jest pokrywane w 100% przez zasoby krajowe, ze złóż zlokalizowanych w niewielkiej odległości od miejsca wykorzystania (elektrowni).

Popyt na węgiel brunatny (około 50 mln ton w 2020 r.), ze względu na jego parametry, pokrywany jest w pobliżu wydobycia (złoża zlokalizowane w środkowej i południowo-zachodniej Polsce), dlatego nie istnieje rynek tego surowca. Podobnie jak w przypadku węgla kamiennego, zapotrzebowanie na węgiel brunatny będzie spadać. Uwarunkowania w zakresie rosnących wymagań środowiskowych oraz polityki klimatycznej wpływają na efektywność ekonomiczną pracy istniejących jednostek wytwórczych opartych na węglu brunatnym oraz determinują procesy inwestycyjne.

W związku z tym perspektywiczne złoża, ze względu na swój strategiczny charakter, zostaną poddane ochronie, jednakże ich eksploatacja

będzie zależna od decyzji inwestorów. Za perspektywiczne uznaje się złoża Łączew i Ościsłowo, a za rezerwowe – złoża Gubin (PIG-PIB, 2024). W zagospodarowaniu złóż perspektywicznych główną rolę odegrają ceny uprawnień do emisji CO₂, warunki środowiskowe i rozwój nowych technologii. Działalność badawczo-rozwojowa powinna być ukierunkowana na poszukiwanie innowacji służących redukcji obciążeń środowiska w wyniku wydobywania węgla oraz nowych rozwiązań przyczyniających się do niskoemisyjnego, efektywnego i elastycznego wykorzystania surowca (np. zgazowanie węgla, paliwa płynne).

5. Gaz ziemny

Surowcem energetycznym, który współcześnie nabiera coraz większego znaczenia, jest gaz ziemny (czasami spotykany razem z ropą naftową), ze względu na mały negatywny wpływ na środowisko przyrodnicze oraz łatwość w transporcie tego surowca. Nazywany bywa często błękitnym paliwem. W czasach, gdy szukamy ekologicznego i najmniej uciążliwego sposobu ogrzewania domów, to właśnie gaz ziemny brany jest pod uwagę jako jedna z dostępnych możliwości. Gaz jest wykorzystywany także w przemyśle i energetyce.

W Polsce zasoby gazu ziemnego są niewielkie, zwłaszcza w obliczu rosnącego zapotrzebowania na ten surowiec, stąd też duże jego ilości sprowadzamy z zagranicy. Rodzime zasoby gazu ziemnego kształtują się na poziomie około 141 mld m³, przy czym rocznie wydobywamy blisko 5 mld m³ (PIG-PIB, 2024), a z roku na rok zapotrzebowanie na ten surowiec wzrasta. Krajowy gaz ziemny pokrywa zaledwie 22% zapotrzebowania, dlatego importujemy gaz przede wszystkim z Rosji i Norwegii. Nadwyżki importowe są przechowywane w specjalnych magazynach, celem zabezpieczenia kraju przed nagłymi zastojami w przesyle gazu czy w sytuacji kryzysu ekonomicznego na świecie. Takie magazyny znajdują się w różnych regionach kraju (w sumie pięć), zazwyczaj w wyeksploatowanych złożach lub w kawernach solnych (magazyn Mogilno).

W Polsce złoża gazu ziemnego znajdują się:

- na Nizinie Polskiej,
- na Przedgórzu Karpat,
- w Karpatach,
- w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego.

Obecnie eksploatowane złoża gazu ziemnego w Polsce mają zmienny skład, za każdym razem jednak głównym jego składnikiem jest metan. Ponadto w gazie ziemnym mogą występować zróżnicowane ilości takich gazów, jak: etan, propan, butan i azot, czy gazy szlachetne: hel, argon. Biorąc pod uwagę rozwój gospodarki w kierunku energetyki związanej z gazem, rozpoczęto poszukiwania nowych złóż na terenie Polski w celu zwiększenia eksploatacji złóż krajowych i zmniejszenia uniezależnienia się od tych importowanych.

W ostatnich latach zużycie gazu ziemnego w Polsce rośnie i w 2023 r. wyniosło blisko 19 mld m³. Krajowe wydobycie pokrywało jedynie około 22% zapotrzebowania. Prognozy wskazują, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosnąć, szczególnie ze względu na wykorzystanie tego surowca w elektrociepłowniach i mocach zapewniających elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz z uwagi na niższą emisyjność w stosunku do innych paliw kopalnych. Wykorzystanie w sektorze bytowo-komunalnym i transporcie będzie wzrastać w związku z działaniami w zakresie poprawy jakości powietrza.

Ze względu na dostępność surowca krajowego głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny są i pozostaną dostawy z zagranicy. Kontynuowane są poszukiwania nowych złóż (także na dnie Morza Bałtyckiego), które zastąpią te wyeksploatowane. Prowadzone prace mają się przyczynić do zwiększania efektywności eksploatacji złóż, jednakże nie przewiduje się znaczącego wzrostu całkowitego wolumenu krajowego wydobycia. Jednocześnie krajowe spółki powinny w dalszym ciągu rozwijać działalność poszukiwawczą i wydobywczą poza granicami Polski, w szczególności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (z którym Polska została połączona dzięki gazociągowi Baltic Pipe) oraz na innych obszarach o wysokim potencjale zasobowym.

Oprócz tradycyjnego pozyskiwania gazu ziemnego spodziewany jest rozwój metod wydobycia pozwalających na eksploatację złóż niekonwencjonalnych. Przede wszystkim oczekuje się postępów w pozyskiwaniu gazu (metanu) z pokładów węglowych (*coalbed methane* – CBM) zarówno w efekcie przedeksploatacyjnego odmetanowywania pokładów węgla, jak i w następstwie oczyszczania nadwyżkowego metanu wychwytywanego w trakcie eksploatacji złóż węgla, a także wdrożenia efektywnych technologii wychwytu metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń (*ventilation air methane* – VAM) (Kędzior, 2008). Popyt na paliwa gazowe może zostać częściowo pokryty także przez wykorzystanie krajowego potencjału produkcji biogazu,

biometanu, gazów syntezowych (syngaz), gazu syntetycznego czy wodoru (*Model*, 2015). Przy spełnieniu odpowiednich warunków technicznych, podobnie jak metan kopalniany, mogą one być wtłaczane do sieci gazowej, co wpłynie pozytywnie na zwiększenie ich wykorzystania. Pod uwagę brane jest także poddanie dalszym badaniom możliwości udokumentowania i wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych (głównie z łupków) (Gawlik i Mokrzycki, 2017).

Ponieważ głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny będzie import, podobnie jak w przypadku ropy naftowej najistotniejsze jest zapewnienie, aby źródła i drogi dostaw były zdywersyfikowane, a krajowa infrastruktura rozwinięta w stopniu umożliwiającym racjonalne zagospodarowanie surowca.

Silne uzależnienie Polski od dostaw gazu ziemnego z jednego kierunku wymaga działań dywersyfikacyjnych. W tym celu jest budowany Baltic Pipe (połączenie: Norwegia–Dania–Polska), rozbudowywany terminal LNG w Świnoujściu oraz budowany terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej. W ciągu najbliższych lat rozbudowane zostaną także połączenia z państwami sąsiadującymi. Aby umożliwić dalszy rozwój rynku gazu, wykorzystać możliwości importowe gazu ziemnego oraz zlikwidować tzw. białe plamy, rozbudowie ulegnie krajowa sieć przesyłowa i dystrybucyjna (także przy wykorzystaniu lokalnych stacji regazyfikacji LNG i biogazu) oraz infrastruktura magazynowa gazu (Parczewski i Tatarewicz, 2017).

6. Ropa naftowa

Podobnie jak gaz ziemny, także ropa naftowa jest obecnie bardzo pożądanym surowcem energetycznym. Wszystkie państwa posiadające własne zasoby ropy naftowej są dzisiaj potęgami gospodarczymi. Oprócz niezależności energetycznej, czerpią ogromne zyski z eksportu ropy naftowej, która jest niezbędnym surowcem mineralnym dla wszystkich światowych gospodarek. Świadczą o tym konflikty, które rozgrywają się właśnie o złoża ropy naftowej, zarówno o te na lądach, jak i na dnie morskim. Ponadto wydobycie ropy naftowej i transport są dużo tańsze niż w przypadku węgla kamiennego.

Polska, niestety, ma niewielkie złoża ropy naftowej (PIG-PIB, 2024), co stawia nasz kraj w niekorzystnym położeniu, gdyż zapotrzebowanie przemysłu na ten surowiec jest ogromne, stąd też importujemy go przede wszystkim z Rosji i Norwegii. Krajowe złoża ropy naftowej zlokalizowane są:

- w Karpatach; obecnie mają niewielkie znaczenie, gdyż złoża są na wyczerpaniu,
- na Przedgórzu Karpat,
- na Nizinie Polskiej,
- w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego – złoża dosyć duże, ale jeszcze nie w pełni zagospodarowane.

Początki przemysłu naftowego w Polsce miały miejsce w Karpackim Zagłębiu Naftowym w XIX w., gdzie na ziemiach polskich Ignacy Łukasiewicz skonstruował pierwszą na świecie lampę naftową, dzięki procesowi destylacji ropy naftowej. Wówczas w 1854 r. założono pierwszą na świecie kopalnię ropy naftowej w Bóbrce koło Krosna na Podkarpaciu.

Współcześnie w Polsce wydobycie ropy naftowej jest znikome. Według danych za rok 2023 wydobycie kształtowało się na poziomie około 910 tys. ton (PIG-PIB, 2024), co zaspokaja zaledwie 4% z 27 mln ton rocznie zapotrzebowania na ten surowiec. Oznacza to, że Polska jest całkowicie zależna od zagranicznych eksporterów ropy naftowej, a więc przede wszystkim z:

- Rosji (ropa naftowa jest sprowadzana z Zagłębia Wołżańsko-Uralskiego) poprzez rurociąg do Płocka, gdzie znajduje się rafineria,
- państw arabskich (z Kuwejtu i Arabii Saudyjskiej drogą morską),
- Norwegii (drogą morską do rafinerii w Gdańsku).

W kraju są kontynuowane poszukiwania złóż. Nowo odkryte złoża zastąpią wydobycie z już wyeksploatowanych. Stąd w perspektywie 5–10 lat podaż surowca krajowego będzie utrzymywać się na zbliżonym poziomie. Część popytu na ropę naftową zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych (m.in. biometan, wodór) (Parczewski i Tatarewicz, 2017).

Ropa naftowa jest towarem strategicznym na światowych rynkach, jej cena wpływa na sytuację gospodarczą wielu krajów świata, a co za tym idzie – decyduje o poziomie cen wielu produktów z niemal wszystkich gałęzi gospodarki. Ostatnie lata, a zwłaszcza sytuacja geopolityczna i gospodarcza po agresji Rosji na Ukrainę, pokazały, jak ważne jest posiadanie własnych złóż ropy naftowej i jakie są konsekwencje dla kraju, który nie ma ich wcale bądź ma znikome zasoby, jak Polska. Aby móc sprawnie dystrybuować ropę naftową i wykorzystywać jej walory energetyczne, niezbędna jest rozbudowa sieci przesyłowych i rafinerii. Rafinerie w Polsce znajdują się w Gdańsku, Płocku, Gorlicach, Czechowicach-Dziedzicach i Trzebini.

Głównym sposobem pokrycia zapotrzebowania na ropę naftową jest i nadal będzie import. Celem nadrzędnym jest dywersyfikacja kierunków i dróg dostaw oraz zapewnienie, aby krajowa infrastruktura była rozwijana w stopniu umożliwiającym racjonalne zagospodarowanie surowca. Duże uzależnienie od jednego dostawcy oraz jednej drogi dostaw wiąże się z ryzykiem niedostarczenia ropy naftowej w odpowiedniej ilości lub jakości do rafinerii, a tym samym – wystąpieniem zakłóceń w zaopatrzeniu rynku w produkty naftowe, w tym paliwa. W ostatnich latach Polska zwiększyła import surowca z takich kierunków, jak: Arabia Saudyjska, Norwegia i Stany Zjednoczone, co pozytywnie wpływa na koszty zakupu tego surowca i pozycję negocjacyjną polskich spółek.

W celu dywersyfikacji dróg dostaw konieczne jest zapewnienie warunków odbioru ropy i sprawnie funkcjonującej infrastruktury wewnętrznej. Prowadzone są prace nad zwiększeniem możliwości dostaw gazu drogą morską, do czego przyczyni się rozbudowa naftowego Rurociągu Pomorskiego, a także baz magazynowych ropy i paliw ciekłych. Dostawy produktów naftowych zależne są od odpowiednio rozwiniętej sieci rurociągów, która również zostanie poddana rozbudowie, np. rurociąg Boronów–Trzebinia.

W obecnej sytuacji geopolitycznej wśród największych wyzwań jest zapewnienie wystarczających dostaw paliw z alternatywnych kierunków w stosunku do dostaw rosyjskich, ze względu na fakt, że około 96% popytu na ropę naftową zaspokajamy dostawami z zagranicy. Musimy być zatem zabezpieczeni odpowiednimi umowami długoterminowymi, które będą w stanie zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju (Projekt PEP2050, 2015).

7. Biomasa

Biomasa to jedyne źródło odnawialne o charakterze surowca energetycznego. Energetyczne wykorzystanie biomasy – zarówno termiczne, jak i beztlenowe (biogaz) w biogazowniach oraz na potrzeby produkcji biopaliw – będzie ulegać zwiększaniu z roku na rok (Projekt PEP2050, 2015). Przyczyną takiego kierunku rozwoju wykorzystania biomasy jest zwiększający się strumień bioodpadów wynikający z rosnącej konsumpcji, a także zaostrenie regulacji dotyczących gospodarki odpadami, które stopniowo ograniczają składowanie bioodpadów. Poza tym energetyczne wykorzystanie biomasy wpisuje się w ideę gospodarki o obiegu zamkniętym.

Sektor energetyczny będzie wykorzystywać w szczególności biomasę o charakterze odpadowym, która nie ma zastosowania w innych gałęziach gospodarki, m.in.: odpady komunalne podlegające biodegradacji, odpady ze ścieków, pozostałości z leśnictwa oraz z przemysłu rolno-spożywczego czy przetwórczego (meblarskiego, papierniczego itp.).

8. Energetyka jądrowa

Obecnie w Polsce nie ma elektrowni jądrowych. Program energetyki jądrowej realizowany w latach 80. XX w. (budowa elektrowni jądrowych Żarnowiec i Warta) został zaniechany uchwałą Rady Ministrów z 1990 r. Jednak w aktualnej sytuacji ekonomicznej i geopolitycznej wdrożenie energetyki jądrowej w pełni wpisuje się w realizację celu polityki energetycznej Polski (Projekt PEP2050, 2015).

Bloki jądrowe jako niezawodne źródła energii wpływają na stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza.

Wykorzystanie energii jądrowej niesie ze sobą wiele korzyści, w tym umożliwi w Polsce:

- realizację zobowiązań w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej,
- redukcję emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych z sektora energetyki,
- dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii pierwotnej,
- pewne i stabilne dostawy energii oraz niskie koszty energii elektrycznej dla odbiorców,
- impuls koniunkturalny dla rozwoju regionów.

Głównymi zaletami energetyki jądrowej są: bezemisyjny charakter generacji energii elektrycznej, niskie koszty wytworzenia jednostki energii, dywersyfikacja kierunków dostaw paliwa, możliwość utrzymania wieloletniego zapasu paliwa, wpływająca na stabilność kosztów, oraz wysoka żywotność bloków jądrowych. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej zapewniają bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowej oraz składowania odpadów. Na świecie realizowanych jest ponad 50 nowych projektów. W dyskusji na temat neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 r. energetyka jądrowa jest postrzegana jako ważny element systemu energetycznego.

Budowa pierwszego bloku jądrowego powinna rozpocząć się nie później niż w 2026 r., a do 2043 r. powinno zostać uruchomionych 6–9 GW mocy. Szczegółowy harmonogram i działania wykonawcze określa *Program polskiej energetyki jądrowej* (Projekt PEP2050, 2015). Uruchomienie pierwszego bloku (o mocy 1–1,6 GW) pierwszej elektrowni jądrowej zaplanowano na rok 2033. W kolejnych latach planowane jest uruchomienie kolejnych pięciu takich bloków w odstępach 2–3 lat. Terminy te wynikają z bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Bez dodatkowych inwestycji w nowe źródła energii właśnie w tym czasie wystąpią dalsze ubytki w pokryciu wzrostu zapotrzebowania na moc, wynikające z wyeksploatowania istniejących jednostek wytwórczych, zwłaszcza węglowych. Jednocześnie pozwoli to na ograniczenie krajowej emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza (zarówno CO₂, jak i innych, np. NO_x, SO_x, pyłów) z sektora energii.

W przypadku Polski do wdrożenia energetyki jądrowej konieczna jest budowa infrastruktury niezbędnej do rozwoju i funkcjonowania energetyki jądrowej (prawnej, organizacyjnej, instytucjonalnej, zaplecza naukowo-badawczego, systemu szkolenia kadr, ochrony pod kątem cyberbezpieczeństwa). Wytworzenie pierwszej jednostki energii z elektrowni jądrowej w Polsce wymaga realizacji wielu działań (Projekt PEP2050, 2015). W pierwszej kolejności należy opracować model finansowania inwestycji, a następnie trzeba wybrać technologię i generalnego wykonawcę projektu. Wybór lokalizacji determinowany jest dostępem do wody chłodzącej, ale także możliwością wyprowadzenia mocy i wycofaniem innych mocy w poszczególnych częściach kraju. Z tego względu główne lokalizacje budowy elektrowni jądrowych brane pod uwagę w pierwszej kolejności to wybrzeże (Łubiatowo-Kopalino i Żarnowiec), a następnie centralna część Polski (okolice Bełchatowa lub Pątnowa). Niezbędne będą także zmiany regulacji prawnych, gdyż aktualne przepisy nie zapewniają sprawnego realizacji tego typu inwestycji.

W długiej perspektywie może się pojawić możliwość wykorzystania małych reaktorów jądrowych w ciepłownictwie systemowym i przemyśle (ciepło technologiczne), dlatego należy śledzić rozwój tej koncepcji i innych nowych technologii jądrowych. Ich ewentualne zastosowanie będzie wymagało uzyskania doświadczeń eksploatacyjnych z instalacji prototypowych, które zostaną uruchomione w innych krajach i potwierdzą bezawaryjność oraz efektywność tego typu reaktorów.

Wypalone paliwo w ciągu kilku pierwszych lat po wyjęciu z reaktora będzie chłodzone na terenie elektrowni, następnie przez kilkadziesiąt lat

będzie bezpiecznie przechowywane w przechowalniku, a później zostanie skierowane do składowiska głębokiego lub do przerobu. „Krajowy Plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym” (Projekt PEP2050, 2015) wskazuje na cykl otwarty (skierowanie do składowiska) jako preferowany sposób postępowania z wypalonym paliwem jądrowym, jednocześnie nie wykluczając możliwości jego przerobu (recyklingu). Odpady nisko- i średnioaktywne będą składowane na krajowym składowisku odpadów promieniotwórczych. Z uwagi na fakt, że obecnie eksploatowane składowisko nie pokryje wszystkich potrzeb, uruchomione zostanie nowe składowisko dla odpadów nisko- i średnioaktywnych.

Z dotychczasowych analiz wynika, że Polska nie posiada przemysłowych ilości uranu ze złóż konwencjonalnych (PIG-PIB, 2024). Paliwo zasilające polskie bloki jądrowe będzie pochodziło z importu. Kierunek pochodzenia jest zależny od wyboru technologii, przy czym istotny jest fakt, że istnieje możliwość jego zakupu z różnych krajów o stabilnej sytuacji politycznej. W kolejnych latach możliwe jest poddanie badaniom wykorzystania potencjału złóż niekonwencjonalnych uranu (np. w popiołach, odpadach powydobywczych miedzi) do celów energetycznych.

Elektrownia jądrowa w czasie eksploatacji nie emituje zanieczyszczeń, nie generuje dużego natężenia ruchu kołowego lub kolejowego. Teren siłowni razem ze strefą ograniczonego użytkowania zajmuje tylko kilka kilometrów kwadratowych. Poza tym obszarem nie ma żadnych ograniczeń, również w turystyce.

Wdrożenie energetyki jądrowej to inwestycja w rozwój polskiej myśli technicznej i gospodarkę opartą na wiedzy. Branża jądrowa charakteryzuje się bardzo wysokimi standardami bezpieczeństwa oraz wymaganiami technicznymi porównywalnymi z tymi, które obowiązują w przemyśle lotniczym i kosmicznym. Sektor jądrowy jest ściśle związany z rozwojem zaplecza naukowo-badawczego. W naszym kraju działają badawczy reaktor jądrowy polskiej konstrukcji Maria oraz renomowane ośrodki dysponujące doświadczeniem w tym obszarze. Dla polskiego przemysłu energetyka jądrowa to możliwość realizacji zaawansowanych technologicznie projektów, które w skali całej gospodarki mogą przyczynić się do powstania stabilnych miejsc pracy o wysokiej wartości dodanej. Rozwój sektora jądrowego w Polsce może stanowić także istotny czynnik przyspieszenia transferu technologii i rozwoju wielu pochodnych branż wykorzystujących promieniowanie jonizujące (Projekt PEP2050, 2015).

Na etapie inwestycyjnym energetyka jądrowa jest droga. Jednak produkcja energii w siłowni jądrowej jest najtańsza ze względu na niskie koszty paliwa, długi czas eksploatacji (nawet 80 lat) i bezemisyjność. Koszty paliwa i emisji CO₂ stanowią aż 70–80% kosztów wytwarzania prądu w elektrowni gazowej, podczas gdy w jądrowej jest to zaledwie 10%. Rosnące w ostatnim czasie ceny uprawnień do emisji CO₂ jeszcze bardziej tę różnicę podkreślają na korzyść energetyki jądrowej (Parczewski i Tatarewicz, 2017; Projekt PEP2050, 2015).

Energetyka jądrowa to sprawdzone zeroemisyjne źródło energii i bezpieczna technologia korzystnie oddziałująca na gospodarkę. Zapewnia tanią energię elektryczną oraz cieszy się stabilnym i wysokim poparciem społecznym w Polsce.

9. Odnawialne źródła energii (OZE)

Rozwój cywilizacyjno-gospodarczy społeczeństwa niesie ze sobą wymóg utrzymania ciągłości dostaw energii, co zmusza nas do szukania nowych jej źródeł, które nie opierają się na nieodnawialnych surowcach mineralnych (*Model*, 2015; Parczewski i Tatarewicz, 2017). Źródła naturalne są nazywane inaczej odnawialnymi, co oznacza, że dzięki wykorzystaniu odpowiednich technologii zapewniają stały dostęp do energii, bez obaw o wyczerpanie surowców.

Działania nakierowane na rozwój odnawialnych źródeł energii służą obniżeniu emisyjności sektora energetycznego i dywersyfikacji struktury wytwarzania energii, prowadzą do ograniczenia intensywności wykorzystania paliw kopalnych i zmniejszenia uzależnienia Polski od importu paliw, co w długiej perspektywie wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego (*Model*, 2015). Mimo że rozwój większości technologii OZE nadal wymaga wsparcia i aktualnie wpływa na wzrost kosztów funkcjonowania systemu energetycznego, wykorzystanie OZE będzie wpływać na spadek cen hurtowych energii, a także na redukcję kosztów towarzyszących emisjom zanieczyszczeń, zarówno w odniesieniu do opłat obciążających jednostkę wytworzonej energii, jak i kosztów środowiskowych oraz zdrowotnych. W długiej perspektywie będzie to wpływać na wzrost konkurencyjności gospodarki (Projekt PEP2050, 2015).

Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto jest jednym z trzech priorytetowych obszarów polityki klimatyczno-energetycznej Unii

Europejskiej, a także globalnych polityk i działań w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu. Uwzględniając krajowy potencjał zasobów odnawialnych, konkurencyjność technologii OZE, techniczne możliwości ich pracy w krajowym systemie energetycznym (KSE), jak również wyzwania związane z rozwojem OZE w transporcie i ciepłownictwie, Polska deklaruje osiągnięcie 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. (mierzonym jako łączne zużycie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe) w ramach udziału w realizacji ogólnounijnego celu na 2030 r. W perspektywie 2040 r. udział OZE szacowany jest na co najmniej 28,5% (Projekt PEP2050, 2015).

Istotny wpływ na skalę wykorzystania OZE będzie mieć postęp technologiczny, zarówno w zakresie obecnie znanych sposobów wytwarzania energii (np. zwiększenie wykorzystania wiatru przez siłownie wiatrowe czy promieniowania słonecznego przez panele fotowoltaiczne), jak i w zupełnie nowych technologiach wytwarzania, ale także w obszarze magazynowania energii. Realizacja celu OZE będzie odbywała się przez zwiększanie wykorzystania OZE we wszystkich trzech podsektorach (transporcie, ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce), ale tempo wzrostu wykorzystania OZE w poszczególnych podsektorach będzie zróżnicowane.

Regulacje unijne zobowiązują Polskę do osiągnięcia 14% udziału energii odnawialnej w transporcie w perspektywie 2030 r., w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych (niespożywczych) (Parczewski i Tatarewicz, 2017). W porównaniu do obowiązków na 2020 r., wynikających z przepisów poprzedniej dyrektywy OZE (RED I) (Projekt PEP2050, 2015), oznacza to istotny wzrost zapotrzebowania na biokomponenty, biometan oraz energię elektryczną z OZE stosowaną w transporcie. Dodatkowe ograniczenia wprowadzone w dyrektywie RED II, takie jak: limit wykorzystania surowców spożywczych (7% i wzrost maksymalnie o 1% w stosunku do poziomu z 2020 r.), zwiększenie wymagań w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z produkcji biopaliw czy wskazany powyżej cel dla biopaliw zaawansowanych, wskazują na konieczność dokonania transformacji tego sektora w Polsce w perspektywie kolejnych lat (Parczewski i Tatarewicz, 2017). Do realizacji tych celów przyczyni się wykorzystanie:

- biokomponentów dodawanych do paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie, a pozyskiwanych z surowców spożywczych i paszowych (biopaliwa I generacji),
- biopaliw zaawansowanych (niespożywczych) oraz paliw pochodzących z recyklingu paliw stałych (*recycled carbon fuels*) (biopaliwa

co najmniej II generacji) – atutem ich wykorzystania jest ograniczenie konkurencji surowcowej między energetyką a rolnictwem, przemysłem rolno-spożywczym czy przetwórczym. Będą pokrywały popyt na ograniczoną podaż biopaliw I generacji, ale całkowita podaż i popyt na biopaliwa utrzymają się w latach 2020–2040 na zbliżonym, stałym poziomie,

- energii elektrycznej w transporcie – przewiduje się, że rozwój elektromobilności będzie się zwiększał w szybkim tempie. Ilość energii elektrycznej wykorzystanej do napędzania pojazdów, zaliczanej do realizacji celu OZE w transporcie, jest zależna od udziału OZE w elektroenergetyce. Elektryfikacja transportu spowoduje ogromne zmiany w sektorze transporcie,
- biometanu wytworzonego z biogazu, zwłaszcza z biogazu rolniczego z odpadów i produktów ubocznych z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego.

Udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie się zwiększał w przybliżeniu o 1,1% średniorocznie w latach 2020–2030 (Parczewski i Tatarewicz, 2017). Kluczową rolę odegra wykorzystanie biomasy, ale oczekuje się także znaczących efektów popularyzacji pomp ciepła i paneli fotowoltaicznych w gospodarstwach domowych. Cel zwiększania udziału OZE w wytwarzaniu ciepła i chłodu będzie realizowany przy wykorzystaniu poniższych źródeł / technologii (*Model*, 2015; Projekt PEP2050, 2015):

- energia z biomasy – biomasa ma największy potencjał do realizacji celu OZE w ciepłownictwie ze względu na dostępność paliwa oraz parametry techniczno-ekonomiczne instalacji. Może być wykorzystana w kogeneracji, ale też w gospodarstwach domowych, choć bardziej preferowane są niepalne OZE. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być lokalizowane w pobliżu jej powstawania (tereny wiejskie, zagłębia przemysłu drzewnego), aby zminimalizować środowiskowy koszt transportu. Energetyczne wykorzystanie biomasy przyczynia się również do lepszej gospodarki odpadami;
- pompy ciepła – zastosowanie tej technologii staje się coraz popularniejsze w gospodarstwach domowych, ale z powodzeniem można je wykorzystać w ramach pracy systemów ciepłowniczych, jak również do chłodzenia obiektów budowlanych. Ich udział i znaczenie w pokrywaniu potrzeb cieplnych z OZE będą rosły. Do ich wykorzystania niezbędna jest energia elektryczna, dlatego należy dążyć do rozwoju

- instalacji hybrydowych, które łączą pompy ciepła i panele fotowoltaiczne;
- energia słoneczna – przetworzona w kolektorach słonecznych pozwala na pokrycie potrzeb cieplnych, natomiast wyprodukowana w panelach fotowoltaicznych energia elektryczna będzie szczególnie przydatna do pokrywania rosnących potrzeb na chłód i pokrycie letnich szczytów zapotrzebowania na energię elektryczną. Ze względu na odwrotną korelację między nasłonecznieniem a potrzebami cieplnymi wzrost wykorzystania promieniowania słonecznego na cele cieplne jest zależny od rozwoju technologicznego magazynów energii elektrycznej i cieplnej, efektywniejszego wykorzystania energii przez pompy ciepła, ale także konwersji ciepła z kolektorów słonecznych na cele chłodnicze;
 - energia z biogazu – wykorzystanie biogazu będzie szczególnie użyteczne w skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła oraz paliw gazowych. Dzięki możliwości magazynowania biogaz może być wykorzystany w celach regulacyjnych i na potrzeby samobilanśowania się klastrów energii oraz spółdzielni energetycznych. W ujęciu ogólnogospodarczym biogaz stanowi dodatkową wartość, gdyż umożliwia zagospodarowanie szczególnie uciążliwych odpadów (np. z rolnictwa, przemysłu rolno-spożywczego, zwierzęcych lub komunalnych ulegających biodegradacji). Biogaz buduje bardzo istotny potencjał rozwoju terenów rolniczych;
 - energia geotermalna – choć obecnie jej wykorzystanie jest na stosunkowo niskim poziomie, przewiduje się trend wzrostowy. Określenie potencjału geotermalnego wymaga dużych nakładów finansowych, przy dużym stopniu niepewności.

Wykorzystanie OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie systematycznie rosło, zwłaszcza po 2025 r., ze względu na spodziewane osiągnięcie dojrzałości technologiczno-ekonomicznej poszczególnych technologii. Szacuje się, że w 2030 r. udział energii OZE w elektroenergetyce wyniesie co najmniej 32% netto, a w 2040 r. – około 40% (*Model*, 2015). Warunki prawne i mechanizmy systemowe będą wspierać realizację tego celu i rozwój poszczególnych technologii w sposób zapewniający bezpieczeństwo pracy sieci i akceptowalność cen energii elektrycznej. Do wzrostu udziału OZE w elektroenergetyce przyczyni się wykorzystanie następujących rodzajów OZE:

- energia wiatru na morzu – elektrownie wiatrowe na morzu cechują się wyższą produktywnością od tych zlokalizowanych na lądzie. Możliwość odbioru energii z tych mocy jest uwarunkowana zakończeniem prac nad wzmocnieniem sieci przesyłowej w północnej części kraju. Przewiduje się, że pierwsza morska farma wiatrowa zostanie włączona do bilansu elektroenergetycznego około 2024/2025 r. (Projekt PEP2050, 2015). W obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim istnieje możliwość wdrażania kolejnych instalacji wiatrowych, ale kluczowe znaczenie dla inwestycji ma rozwój infrastruktury sieciowej. Przewiduje się, że moc zainstalowana tych źródeł w perspektywie 2030 r. może sięgnąć 5,9 GW. W 2040 r. potencjał oceniany jest do około 11 GW (Projekt PEP2050, 2015). Produkcja z morskich farm wiatrowych będzie miała największy udział w produkcji energii elektrycznej wytworzonej z OZE. Bałtyk, ze względu na nasze lokalne warunki atmosferyczne, jest zdaniem ekspertów jednym z najlepszych miejsc na pozyskiwanie energii typu offshore i stawianie farm wiatrowych;
- energia słoneczna (fotowoltaika) – mimo stosunkowo niskiego wykorzystania mocy zainstalowanej w porównaniu do innych OZE atutem tej technologii jest dodatnia zależność między intensywnością nasłonecznienia a dobowym popytem na energię elektryczną oraz zwiększona generacja w okresie letnim, skorelowana z zapotrzebowaniem na chłód. Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2024 r. W 2030 r. moc zainstalowana może wynieść około 5–7 GW łącznie w mikroinstalacjach i w dużych instalacjach, zaś w 2040 r. aż 10–16 GW (KAPE, 2013). Instalacja paneli fotowoltaicznych stanowi alternatywę dla wykorzystania terenów przemysłowych i słabej jakości gruntów, jak również dachów budynków, także prywatnych. Dynamiczny rozwój mikroinstalacji jest wzmacniany przez programy wsparcia finansowego, takie jak „Mój Prąd” czy „Energia Plus”;
- energia wiatru na lądzie – przewiduje się, że w średniej perspektywie wzrost udziału tej technologii w bilansie energetycznym będzie mniej dynamiczny w porównaniu do poprzednich lat (Projekt PEP2050, 2015). Istotnym utrudnieniem w wykorzystywaniu energetyki wiatrowej jest brak zależności między ich pracą a zapotrzebowaniem na energię, dlatego tempo ich rozwoju powinno być zależne od kosztów i możliwości bilansowania. Budowa elektrowni wiatrowych obciążona jest także ryzykiem braku akceptacji społecznej;

- energia z biomasy i biogazu – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Wytworzona energia elektryczna i biometan mogą być wykorzystane także w transporcie;
- hydroenergia – wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego ma zapewnić rozwój gospodarowania zasobami wodnymi, zwiększyć rolę retencji, śródlądowych dróg wodnych oraz rewitalizację pięter wodnych, doprowadzić do zwiększenia liczby progów wodnych, które są istotne z punktu widzenia regulacji cieków. Realizacja tych działań będzie miała wpływ na rozwój energetyki wodnej. Należy zauważyć, że praca elektrowni przepływowych może być regulowana, choć w ograniczonym zakresie. Energia wytworzona w wodnych elektrowniach szczytowo-pompowych jest częściowo zaliczana do OZE, ale pełni funkcję regulacyjną dla krajowego systemu energetycznego. Mając na uwadze potencjał regulacyjny hydroenergii, warto poszukiwać nowych sposobów jej wykorzystania, także w małej skali.

Istotnym atutem OZE jest możliwość wykorzystania potencjału lokalnego (w tym słabiej rozwiniętych regionów i obszarów wiejskich). Rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie potencjału OZE na poziomie lokalnym, a także na ograniczenie strat w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, które występują w przypadku dużego oddalenia miejsc wytwarzania energii od miejsc odbioru.

10. Energetyka rozproszona

Energetyka rozproszona, oparta na instalacjach o stosunkowo niewielkich mocach, stanowi podstawę rozwoju lokalnego wymiaru energetyki i nadaje transformacji energetycznej partycypacyjny charakter (*Model*, 2015). Obok dużych projektów biznesowych znacznie mniejsze podmioty mogą uczestniczyć w budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego, aktywnie włączając się w proces transformacji energetycznej.

Znaczna część mocy wytwórczych z energii odnawialnej zainstalowanej w Polsce oparta jest na źródłach, których profil pracy jest zależny od warunków atmosferycznych (wiatr, słońce, częściowo woda). Pracują one zatem

małą liczbę godzin w roku. Przekłada się to na konieczność utrzymywania mocy rezerwowych oraz zwiększania elastyczności, co wpływa na całkowity koszt wytwarzania energii. Odnosi się to zarówno do dużych instalacji OZE, jak i do małych instalacji energetyki rozproszonej.

11. Podsumowanie

W 1990 r. 98% energii elektrycznej w Polsce wytworzono w elektrowniach węglowych. Po 30 latach udział ten zmniejszył się do 80%. Polityka klimatyczna Unii Europejskiej i pakiet zimowy – zestaw regulacji zorientowanych na utrzymanie konkurencyjności UE w erze transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii – wymuszają dalszy spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej, przy jednoczesnym rosnącym zapotrzebowaniu na prąd. W tej sytuacji musimy sobie odpowiedzieć na strategiczne pytanie: jakie źródło energii może nam zapewnić stabilne dostawy energii elektrycznej bez względu na pogodę i z zachowaniem podstawy naszego bezpieczeństwa energetycznego?

Przynależność Polski do Unii Europejskiej oraz światowe podejście do ochrony klimatu w naturalny sposób wpływają na polską energetykę opartą na węglu. Pakiet zimowy, który ogranicza inwestowanie w wysokoemisyjne źródła energii, ze względu na nasze starzejące się elektrownie węglowe zmniejsza nam pole manewru przy wyborze strategii energetycznej. Aby utrzymać w systemie wytwórczym stanowiące podstawę naszego bezpieczeństwa energetycznego elektrownie węglowe, musimy wprowadzić nowe źródło energii, które obniży średni poziom emisji CO₂ przy jej wytwarzaniu. Energia jądrowa jest takim źródłem, które może pracować, opierając się na naszym systemie energetycznym, nie generując żadnych kosztów związanych z emisjami. Ma to zasadnicze znaczenie dla naszej niezależności energetycznej.

Odnawialne źródła energii, takie jak promieniowanie słoneczne czy wiatr, są równie bezemisyjne, jak energia z atomu. Produkcja prądu w elektrowniach wiatrowych czy słonecznych jest jednak uzależniona od pogody.

Energii z OZE nie da się magazynować na dużą skalę. Musi być wykorzystana wtedy, kiedy jest produkowana. Oznacza to, że aby źródła odnawialne mogły w sposób stabilny dostarczać prąd, należy zainstalować dodatkowe moce wytwórcze, które czekałyby „w rezerwie” na niesprzyjające warunki pogodowe. Najefektywniej taką funkcję pełnią elektrownie gazowe, dlatego widzi się takie możliwości w projekcie Baltic Pipe, czyli

nowym korytarzu dostaw gazu na rynek polski. Musimy jednak pamiętać, że elektrownia na błękitne paliwo o mocy 1000 MW potrzebuje rocznie ponad miliard metrów sześciennych gazu, czyli surowca, który w 78% kupujemy za granicą po zróżnicowanych i okresowo wysokich cenach. Elektrownia gazowa jest tańsza w budowie, ale produkuje energię elektryczną znacznie drożej niż elektrownia jądrowa. I nie jest tak odporna na zagrożenia geopolityczne. W elektrowni jądrowej możemy zgromadzić paliwo na ponad 10 lat, bo jeden blok jądrowy potrzebuje rocznie zaledwie dwóch ciężarówek paliwa. Do pracy jednego bloku węglowego potrzeba około 200 wagonów węgla na dobę, a gaz ziemny musi być dostarczany do elektrowni non stop.

Prawdopodobieństwo wystąpienia poważnej awarii w reaktorze najnowszej generacji III lub III+ wynosi mniej niż jeden do czterystu milionów, podczas gdy ryzyko rażenia człowieka piorunem to jeden do trzech tysięcy.

Istnieje konieczność posiadania w systemie energetycznym – oprócz źródeł energii zależnych od warunków pogodowych i klimatycznych lub posiadanych zasobów wodnych – również innego stabilnego i bezemisyjnego źródła wytwarzania taniej energii elektrycznej, jakim jest elektrownia jądrowa (pracująca w systemie 24 godziny przez 7 dni w tygodniu, przez 60 i więcej lat, z możliwością zmagazynowania paliwa jądrowego na długi czas), która zapewni w przyszłości niezależność energetyczną Polski.

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce przyczyni się znacząco do podniesienia poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz umożliwi zastąpienie starzejących się wysokoemisyjnych bloków węglowych nowymi jednostkami bezemisyjnymi. W szczególności energetyka jądrowa spowoduje zwiększenie poziomu dywersyfikacji zarówno bazy paliwowej w elektroenergetyce, jak i kierunków dostaw nośników energii pierwotnej.

Nośniki energii pierwotnej (ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel kamienny, uran lub źródła odnawialne) są podatne na zagrożenie geopolityczne, ponieważ ich rozmieszczenie zależy od zmienności i kaprysów geologii oraz klimatu. Produkcja i konsumpcja energii są zatem często fizycznie odseparowane oraz odbywają się w państwach i regionach o odmiennej historii, kulturze i systemach wartości.

Zagrożenia zewnętrzne dostaw energii są funkcją relacji między państwami produkującymi i konsumującymi, które wzajemnie ponoszą odpowiedzialność za ryzyko przerw w dostawach. Relacje te są często bardzo trudne do przewidzenia, zwłaszcza że większość łatwo dostępnych złóż węglowodorów zlokalizowanych jest w potencjalnie niestabilnych regionach.

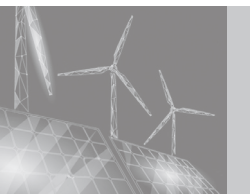
Najlepszą strategią minimalizacji takiego zagrożenia jest dywersyfikacja źródeł oraz szlaków transportowych dla zaopatrzenia w energię.

Sprawa samowystarczalności nabiera szczególnego znaczenia w przypadku rynku energii elektrycznej, gdyż z powodu wysokich kosztów jej magazynowania może być ona przesyłana w opłacalny sposób na relatywnie krótkie odległości. W państwach wyspiarskich, jak np. Japonia i Australia, czy krajach wręcz izolowanych, jak Korea Południowa, krajowa produkcja energii musi w całości pokrywać jej zapotrzebowanie.

Obecny deficyt węgla kamiennego na rynku powodowany jest brakiem możliwości nagłego zwiększenia poziomu wydobywania. W górnictwie odbudowywanie podaży to proces długofalowy, a na efekty inwestycji trzeba poczekać. Deficytu węgla nie da się zneutralizować za pomocą surowca ze zwałów przykopalnianych, gdyż zostały wyprzedane, kiedy tylko gospodarka ożywiła się po lockdownach i zaczęła wychodzić z pandemicznego dołka. W tej sytuacji mści się polska polityka likwidacji kopalń oraz zaniechania inwestycji, również tych z udziałem kapitału zagranicznego, któremu nie pozwolono w Polsce wybudować kopalń.

Bibliografia

- Gawlik L., Mokrzycki E., 2017. *Paliwa kopalne w krajowej energetyce – problemy i wyzwania*, „Polityka Energetyczna”, vol. 20(4), s. 6–26.
- KAPE, 2013. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku*, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., Warszawa.
- Kędzior S., 2008. *Potencjał zasobowy metanu pokładów węgla w Polsce w kontekście uwarunkowań geologicznych*, „Gospodarka Surowcami Mineralnymi”, vol. 24(4/4), s. 155–173.
- Model, 2015. *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060*, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Warszawa.
- Nieć M., Salomon E., 2016. *Zmiany zasobów złóż paliw kopalnych (kopalin energetycznych) w Polsce w ostatnim półwieczu*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN”, nr 96, s. 201–228.
- Parczewski Z., Tatarewicz J., 2017. *Prognozy popytu na nośniki energii w Polsce do roku 2030 oraz emisje CO₂ z sektorów non-ETS*, „Rynek Energii”, nr 2(129), s. 11–20.
- PIG-PIB, 2024. *Bilans zasobów kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2023 r.*, Warszawa.
- Projekt PEP2050, 2015. *Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku*, wersja 06, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- Zdanowski A. (red.), 1999. *Atlas geologiczny Lubelskiego Zagłębia Węglowego, 1 : 500 000*, Wydawnictwa Geologiczne, Warszawa.



Polityka surowcowa Polski w kontekście bezpieczeństwa energetycznego

1. Wprowadzenie

Surowce (w tym surowce mineralne) są zasobem niezbędnym do funkcjonowania każdego społeczeństwa i państwa. Rola surowców mineralnych na przestrzeni wieków stale się zmienia i rośnie, co można zaobserwować zwłaszcza od początków rewolucji przemysłowej w XVIII w., która doprowadziła do wykorzystania na szeroką skalę węgla jako surowca niezbędnego do wytwarzania pary będącej czynnikiem roboczym zarówno dla przemysłu, jak i rolnictwa. Rewolucja przemysłowa spowodowała, że liczba użytkowanych rodzajów surowców mineralnych zaczęła się systematycznie powiększać, a wielkość zużycia niektórych z nich rosła często w tempie wręcz wykładniczym (rudzie żelaza, węgiel kamienny). Zarazem tak szybki rozwój gospodarczy, zwłaszcza rozwój przemysłowy, nie byłby możliwy bez zapewnienia pokrycia szybko rosnącego zapotrzebowania na poszczególne surowce mineralne poprzez ich dostawy pochodzące z intensywnie rozwijającej się działalności geologicznej, górniczej, przeróbczej i przetwórczej (Teich i Porter, red., 1996). Od przełomu XX i XXI w. mamy do czynienia z czwartą falą rewolucji przemysłowej (tzw. przemysł 4.0), związana z dalszą jej automatyzacją i – w szczególności – powszechną cyfryzacją (Schwab, 2018). Rodzi to szybki wzrost zapotrzebowania na wiele nowych, rzadkich surowców mineralnych (głównie metalicznych). Kurcząca się baza zasobowa złóż kopalin na świecie oraz niestabilność polityczna w wielu krajach, które były dotychczas głównymi producentami licznych surowców

mineralnych, stały się nowymi impulsami do rozwoju i zmian w obszarze teorii i praktyki geologii gospodarczej (Szamałek, 2021), a w ślad za tym – w koncepcjach polityki surowcowej.

Polityka *per se* jest istotnym czynnikiem wpływającym na kierunki gospodarowania surowcami mineralnymi w skali zarówno międzynarodowej, jak i krajowej. Wielokrotnie stawała się źródłem konfliktów gospodarczych i zbrojnych prowadzących do kryzysów (np. kryzys naftowy w 1973 r.) czy wojen (Yergin, 1996). Przykładem jest także ostatnio wojna Rosji z Ukrainą od 2022 r. Lokalne konflikty w krajach zasobnych w złoża kopalin, ale słabo rozwiniętych gospodarczo, prowadziły i prowadzą do rabunkowej eksploatacji złóż i sprzedaży wydobytych kopalin na rynku międzynarodowym, co zapewnia różnym organizacjom i rebeliantom środki do kontynuowania wojen domowych, powstań, rewolucji i innych działań przeciw rządowi centralnym (Mokrzycki i in., 2021). Polityka w wymiarze krajowym oznacza potrzebę uzgodnienia w obrębie władzy publicznej (głównie rządowej) dokumentów strategicznych wskazujących kierunek polityki surowcowej wraz ze źródłami jej finansowania (por. Nieć i in., 2014; Galos, 2016; Galos i in., 2012a, b, c).

Przez stulecia zakres, ilość i rodzaj wykorzystywanych surowców mineralnych w gospodarce nieustannie rośnie, choć zmieniają się ich struktura i rodzaj. Wiek XXI w wielu publikacjach określany jest mianem wieku surowców. Wynika to m.in. z następujących faktów:

- 1) rozwinęły się wysokospecjalistyczne gałęzie przemysłu (elektronika i zastosowanie półprzewodników) oparte na wykorzystaniu surowców mineralnych;
- 2) dostęp do surowców energetycznych warunkuje funkcjonowanie gospodarki;
- 3) pojawiło się zapotrzebowanie nowoczesnych technologii na surowce bardzo czyste, np. koncentraty pierwiastków ziem rzadkich (REE – *rare-earth elements*);
- 4) wzrost znaczenia i wykorzystania REE, które (wbrew nazwie „pierwiastki ziem rzadkich”) występują powszechnie na Ziemi, ale w niewielu minerałach i najczęściej stanowią domieszki w składzie minerałów; oznacza to konieczność przerabiania znaczących ilości skały – nośnika REE – i w związku z tym powstawanie ogromnych ilości odpadów pogórnich i poprzemysłowych, co potęguje problemy związane z ochroną środowiska naturalnego;

- 5) złoża kopalin będących źródłem surowców mineralnych są nierównomiernie geograficznie rozmieszczone, są zatem państwa mające monopol lub dominujący udział w produkcji i podaży niektórych grup surowców;
- 6) ograniczanie dostępu do surowców mineralnych jest skutecznym narzędziem nacisku politycznego i gospodarczego;
- 7) dostęp do złóż surowców jest częstą przyczyną konfliktów zbrojnych (wojen) na skale lokalną i globalną.

Po II wojnie światowej całkowite zużycie surowców mineralnych przekroczyło łączną wielkość wykorzystania surowców w całej dotychczasowej historii ludzkości, a w konsekwencji światowa produkcja przemysłowa w XX w. wzrosła kilkanaście razy. Do utrzymania takiego tempa rozwoju przemysłowego, mającego zaspokoić potrzeby stale rosnącej liczby ludności świata, niezbędne jest dostarczanie surowców w wystarczającej ilości i jakości. Działanie państwa w tym zakresie obejmowane jest terminem bezpieczeństwa surowcowego. Na potrzeby tej publikacji zajmiemy się tylko zagadnieniami bezpieczeństwa surowcowego w zakresie surowców mineralnych (pomijając inne surowce, w tym żywność i produkty rolne).

W nomenklaturze wielu państw (np. Stanów Zjednoczonych oraz Unii Europejskiej) rozróżnia się i traktuje rozdzielnie bezpieczeństwo surowcowe w zakresie surowców energetycznych oraz surowców nieenergetycznych. Przyjęcie takiego podziału wynika z kilku powodów. Surowce energetyczne warunkują funkcjonowanie wszystkich innych dziedzin gospodarki i życia społecznego (potrzeba energii) i ich znaczenie ma charakter podstawowy, nie mają one substytutów [choć rozwija się dynamicznie sektor odnawialnych źródeł energii (OZE), o czym będzie mowa w dalszej części]. Surowce te ulegają zniszczeniu w procesach ich zagospodarowania i przetwarzania (w odróżnieniu od innych surowców podlegających recyklingowi i odzyskowi oraz ponownemu wykorzystaniu).

W planowaniu działań na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa surowcowego najważniejszym zagadnieniem jest stan wiedzy o posiadanych i udokumentowanych zasobach złóż kopalin, jak również wiedza o zasobach możliwych, perspektywicznych, których istnienie trzeba potwierdzić dodatkowymi badaniami. Dostarczanie wiedzy w tym zakresie należy do zadań geologów złożowych, a zwłaszcza państwowej służby geologicznej (funkcję tę w Polsce pełni Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy). Do zadań PIG-PIB należy m.in. przygotowywanie

specjalnych publikacji (systematycznie uzupełnianych i poszerzanych), dotyczących syntezy wiedzy o złożach kopalin w Polsce. Niektóre z nich są przygotowywane w cyklu rocznym (np. Szufficki i in., red., 2022), inne – w cyklach wieloletnich (najczęściej co 10 lat) (Szamałek i in., red., 2020). Ponadto zagadnienia bezpieczeństwa surowcowego oraz międzynarodowego rynku surowców mineralnych analizowane są w publikacji (w wersji polskiej i angielskiej) *Bilans gospodarki surowcami mineralnymi Polski i świata 2013* (Smakowski i in., red., 2015). Surowce oraz złoża służące do ich produkcji są przedmiotem dwóch obszarów badawczych wzajemnie się uzupełniających, a częściowo też przenikających, tj. geologii gospodarczej oraz gospodarki surowcami mineralnymi (schemat 1).



Schemat 1. Związki gospodarki surowcami mineralnymi z dyscyplinami naukowymi w obrębie nauk inżynieryjno-technicznych, przyrodniczych i społecznych

Źródło: Mokrzycki i in., 2021.

Zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego kraju wymaga stałego i systematycznego gromadzenia informacji o stanie zasobów na wszystkich etapach ich poznawania i rozpoznawania (Szamałek, 2011, 2020a; Galos i in., 2012a, b, c). Z kolei wiedza o zasobach perspektywicznych powinna być szeroko dostępna społeczeństwu i sferze polityczno-gospodarczej ze względu na potrzeby uświadamiania i wzrostu poczucia zapewnionego bezpieczeństwa surowcowego państwa oraz ze względów planistycznych rozwoju gospodarczego oraz przestrzennego kraju, jak również zwiększania atrakcyjności kraju jako miejsca aktywności rodzimych i zagranicznych przedsiębiorstw sektora mineralnego (Szamałek i in., 2021).

W wielu krajach dostrzegano potrzebę opracowania i realizacji strategii czy polityki w zakresie surowców mineralnych. W ostatnich latach liczne państwa opracowały i przyjęły własne polityki surowcowe. Są to zazwyczaj zwarte, syntetyczne dokumenty określające strategiczne kierunki działania państwa, przygotowane przez służby geologiczne i jednostki naukowe w procesie konsultacji społecznych, a następnie przedstawiane (w większości przypadków) przez ministrów gospodarki lub środowiska do akceptacji przez rządy bądź parlamenty (Szamałek, 2016). Polityka surowcowa dotyczy także: bilansowania gospodarki surowcami mineralnymi, analizy światowego rynku surowcowego, określania kierunków importu surowców dla rodzimej gospodarki. W politykę surowcową włączane są również (oprócz surowców pierwotnych) zagadnienia dotyczące przerobu odpadów i pozyskiwania surowców wtórnych oraz recyklingu. Takie podejście jest charakterystyczne dla idei tzw. *circular economy*, gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ), w której analizuje się i uwzględnia cykl życia produktów oraz potrzebę minimalizacji ilości odpadów przemysłowych powstających w procesach produkcyjnych (Szamałek, 2020b).

W Polsce przyjęto w 2022 r. (po kilku latach przygotowań) „Politykę Surowcową Państwa” (PSP, 2022). Co istotne – jest ona koherentna z innymi dokumentami rządowymi, takimi jak „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP2040, 2021) oraz „Polityka ekologiczna państwa 2030” (2019). Szerzej analizę i tło historyczne opracowania metodyki i celów oraz przebieg przyjmowania polskiej polityki surowcowej przedstawił Krzysztof Szamałek (2018a). Warto podkreślić, że Polska przyjęła swoją pierwszą politykę surowcową już w 1938 r. (Szamałek, 2018a). Polityka surowcowa ulega zmianom w związku z pojawiającymi się – wraz z postępem naukowo-technicznym – nowymi kierunkami zastosowań surowców w gospodarce. Na przykład nowym współczesnym wyzwaniem surowcowym jest

poszukiwanie źródeł metali rzadkich, niezbędnych do rozwoju „zielonej energetyki” (odnawialne źródła energii – zwłaszcza energia słoneczna i wiatrowa), elektromobilności oraz technologii cyfrowych. Chodzi zarówno o potencjalne źródła krajowe (złoża rud metali, metale rozproszone w innych kopalinach, źródła odpadowe), jak i źródła poza Polską (np. koncentracje na dnie oceanicznym) (por. Szamałek, 2018b).

2. Cele polityki surowcowej i polityki energetycznej

Głównym celem polskiej polityki surowcowej jest: „zabezpieczenie potrzeb bieżących i przyszłych [gospodarki i społeczeństwa – K.Sz.] oraz stałe poszerzanie bazy zasobowej kopalin do produkcji surowców (w tym surowców energetycznych), a ponadto intensyfikacja poszukiwania, rozpoznawania i zagospodarowywania systemów geotermalnych oraz wspieranie podejmowanych aktywności w zakresie wykorzystania czystych technologii węglowych” (PSP, 2022). Ponadto w PSP (2022) wskazuje się, jak istotna jest: „skuteczna i kompleksowa ochrona złóż kopalin pozwalająca zachować dostęp do złóż już udokumentowanych oraz [...] działania na rzecz rozwoju nowych technologii w zakresie poszukiwania, rozpoznawania, dokumentowania i wykorzystywania zasobów złóż kopalin do produkcji surowców”.

Koherentność PSP i PE przejawia się m.in. poprzez wskazywanie wspólnych celów działań – i tak: „w wymiarze bezpieczeństwa energetycznego przewiduje się zmniejszenie do 56–60% udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. Niemniej jednak rolą Polityki Surowcowej Państwa nie jest zapewnienie dostępu wyłącznie do złóż kopalin, których udział jest planowany w miksie energetycznym, lecz do wszystkich udokumentowanych złóż, szczególnie tych, które spełniają kryteria złóż strategicznych. Działanie takie wynika z faktu, iż Polityka Surowcowa Państwa musi traktować wszystkie złoża kopalin [...] jako bazę rezerwową zapewniającą możliwość ich wykorzystania w sytuacji, której nie można przewidzieć w obecnej chwili (geopolityka, konflikty zbrojne, rozwój nowych technologii)” (PSP, 2022). Co ważne – w PSP (2022) uwzględniono także „przygotowanie listy surowców strategicznych i krytycznych dla krajowej gospodarki” i sprecyzowano „cel główny Polityki Surowcowej Państwa [...] jako zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego w zakresie tych właśnie surowców [strategicznych i krytycznych – K.Sz.]”.

Oprócz podstawowego celu polityki surowcowej państwa, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa surowcowego kraju, PSP (2022) formułuje cele szczegółowe do realizacji celu podstawowego. Są wśród nich (PSP, 2022):

- 1) zapewnienie dostępu do surowców ze złóż kopalin;
- 2) poszukiwanie, rozpoznawanie oraz dokumentowanie złóż kopalin;
- 3) zapewnienie sprzyjających warunków prawnych dla obecnych i przyszłych inwestorów oraz rozwój i unowocześnienie branży geologiczno-górnictwa;
- 4) ochrona złóż kopalin;
- 5) współpraca międzynarodowa w zakresie zabezpieczenia dostępu do surowców;
- 6) pozyskiwanie surowców ze złóż antropogenicznych oraz wspieranie rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym;
- 7) zapewnienie spójności strategii realizowanych przez spółki o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa oraz spółki realizujące misję publiczną z działaniami Głównego Geologa Kraju pełniącego funkcję Pełnomocnika Rządu do spraw Polityki Surowcowej Państwa;
- 8) upowszechnianie wiedzy.

Jak wspomniano, PSP (2022) zawiera także sformalizowaną polską listę surowców strategicznych i krytycznych dla polskiej i unijnej gospodarki. Znajdują się na niej surowce zarówno energetyczne, jak i nieenergetyczne. Do surowców strategicznych dla polskiej gospodarki zaliczono (w sumie 47 surowców):

- 1) surowce o podstawowym znaczeniu dla prawidłowego funkcjonowania gospodarki i zaspokojenia potrzeb bytowych społeczeństwa;
- 2) surowce o podstawowym znaczeniu dla bezpieczeństwa narodowego i innowacyjnych technologii.

Z kolei do surowców krytycznych (17) zaliczono takie „surowce strategiczne, których możliwości pozyskania zarówno ze źródeł pierwotnych, jak i wtórnych są obciążone albo dużym ryzykiem, albo istnieją bardzo duże trudności ich pozyskania, a możliwości ich substytucji są niewielkie” (PSP, 2022). Cele i zadania polityki surowcowej oraz polityki energetycznej są uzgadniane i zharmonizowane, obejmują one także części wspólne (schemat 2).



Schemat 2. Spójność celów określonych w PSP 2050 oraz celów ujętych w PEP2040 i PSP 2022

Źródło: PSP, 2022.

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” została opracowana jako konsekwencja zarówno działań wewnętrznych, jak i ambitnej polityki Unii Europejskiej oraz realizacji Porozumienia paryskiego (2015). Podstawowym celem PEP2040 jest bezpieczeństwo energetyczne kraju realizowane w warunkach konkurencyjności gospodarki, przy: zapewnieniu efektywności energetycznej, zmniejszeniu szkodliwego oddziaływania sektora energetycznego na środowisko naturalne oraz optymalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych. Filary oraz cele szczegółowe PEP2040 przedstawiono na schemacie 3.

Z punktu widzenia wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w bilansie energii w Polsce warto zwrócić uwagę na planowany wzrost ich udziału w końcowym krajowym zużyciu energii brutto do poziomu min. 23% w 2023 r. oraz zwiększenie mocy morskich zainstalowanych farm wiatrowych do około 11 GW w 2040 r. (schemat 4). Przewiduje się i wzmacnia instrumenty służące zwiększeniu udziału biogazu, biomasy, geotermii w ciepłownictwie systemowym oraz udziału pomp ciepła w ciepłownictwie indywidualnym.

Filary	I filar. Sprawiedliwa transformacja	
	II filar. Zeroemisyjny system energetyczny	
	III filar. Dobra jakość powietrza	
CEL SZCZEGÓŁOWY 1. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych	CEL SZCZEGÓŁOWY 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	CEL SZCZEGÓŁOWY 3. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych
PROJEKT STRATEGICZNY 1. Transformacja regionów węglowych	PROJEKT STRATEGICZNY 2A. Rynek mocy, PROJEKT STRATEGICZNY 2B. Wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych	PROJEKT STRATEGICZNY 3A. Budowa Baltic Pipe PROJEKT STRATEGICZNY 3B. Budowa drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego
CEL SZCZEGÓŁOWY 4. Rozwój rynków energii	CEL SZCZEGÓŁOWY 5. Wdrożenie energetyki jądrowej	CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii
PROJEKT STRATEGICZNY 4A. Wdrażanie Planu działania (mającego służyć zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych energii elektrycznej) PROJEKT STRATEGICZNY 4B. Hub gazowy PROJEKT STRATEGICZNY 4C. Rozwój elektromobilności	PROJEKT STRATEGICZNY 5. Program polskiej energetyki jądrowej	PROJEKT STRATEGICZNY 6. Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
CEL SZCZEGÓŁOWY 7. Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	CEL SZCZEGÓŁOWY 8. Poprawa efektywności energetycznej	
PROJEKT STRATEGICZNY 7. Rozwój ciepłownictwa systemowego	PROJEKT STRATEGICZNY 8. Promowanie poprawy efektywności energetycznej	

Schemat 3. Filary oraz cele szczegółowe polityki energetycznej Polski

Źródło: PEP2040, 2021, s. 5.

Ponieważ udokumentowana krajowa baza zasobowa złóż węgla kamiennego i brunatnego jest bardzo znaczna – obejmuje zasoby przemysłowe na koniec 2021 r., które wyniosły dla węgla brunatnego 878,66 mln ton (Mazurek i Tymiński, 2022) i odpowiednio dla węgla kamiennego 4700,96 mln ton (Malon i Tymiński, 2022) – w PEP2040 podkreśla się, że spadające przez kolejne lata zużycie węgla w energetyce będzie oparte wyłącznie na wykorzystaniu węgla z krajowych złóż. Jednocześnie w polityce energetycznej ustala się, że udział węgla w produkcji energii elektrycznej nie przekroczy 56% w 2030 r. (schemat 4).



Schemat 4. Kluczowe elementy w planowaniu i realizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.”

Źródło: PEP2040, 2021, s. 7.

3. Odnawialne źródła energii

Istotną częścią polityki surowcowej oraz polityki energetycznej jest imperatyw zwiększenia udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym kraju. Źródła energii odnawialnej można podzielić na te związane z energią

Słońca (m.in.: wiatrowe, falowe, biomasy, prądów morskich, fotowoltaiczne) oraz z energią pierwotną z okresu formowania się Układu Słonecznego (energia wewnętrzna jądra Ziemi, energia z rozpadu pierwiastków promieniotwórczych, energia geotermalna).

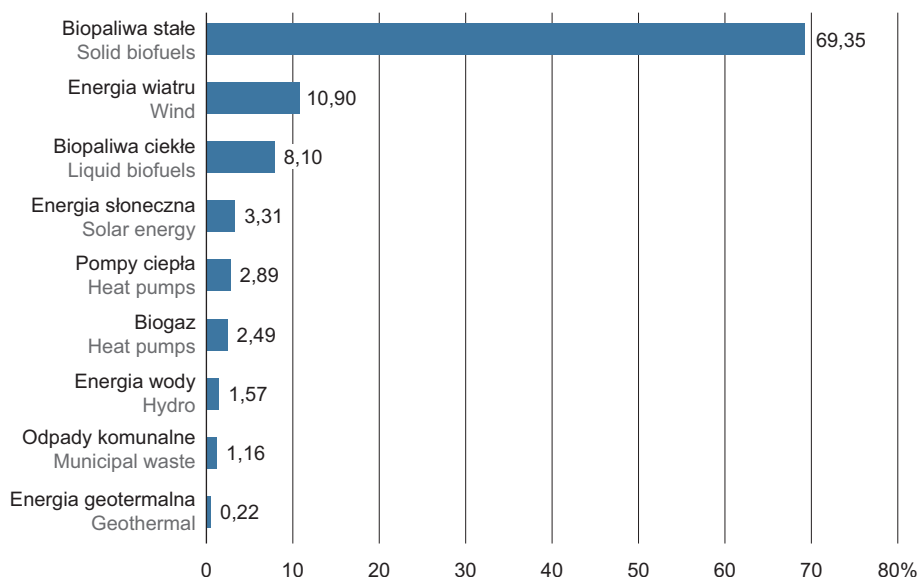
Każdy rodzaj OZE w Polsce ma inny potencjał i inny udział w produkcji energii. Jak wspomniano, strategiczne dokumenty rządowe (PEP2040, 2021; PSP, 2022) przewidują wyraźny wzrost udziału energii odnawialnej w ogólnym bilansie wytwarzania energii w Polsce. Obecna struktura wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wskazuje na postępującą stopniowo realizację tego celu (tabela 1). Przyrost produkcji energii z odnawialnych źródeł wzrósł bowiem z 9,2 Mtoe w 2017 r. do 12,5 Mtoe w 2020 r., a udział odpowiednio: z 14,3% do 21,6% (tabela 1). W tym samym czasie Unia Europejska osiągnęła poziom 210,2 Mtoe w 2017 r. i 233,4 Mtoe w 2020 r. (odpowiednio: 32,8% i 40,7%) (tabela 1). Podstawowym pytaniem pozostaje jednak, jakie nośniki energii odnawialnej będą miały największe znaczenie. Należy w tym celu dokonać przeglądu polskiego potencjału źródeł wytwarzania energii odnawialnej.

Tabela 1. Pozyskanie energii pierwotnej oraz udział OZE w Polsce, UE-27 i wybranych krajach członkowskich

Wyszczególnienie Specification	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
	pozyskanie energii pierwotnej production of primary energy								udział energii ze źródeł odnawialnych w energii pierwotnej ogółem (%)			
	ogółem (Mtoe) total (Mtoe)				ze źródeł odnawialnych (Mtoe) from RES (Mtoe)				share of energy from renewable sources in the total primary energy (%)			
Polska Poland	64,2	64,6	62,1	58,0	9,2	12,1	12,3	12,5	14,3	18,7	19,8	21,6
UE-27 EU-27	639,9	636,5	617,5	573,1	210,2	219,8	227,0	233,5	32,8	34,5	36,8	40,7
Austria Austria	12,6	12,0	12,4	12,4	10,2	9,8	10,4	10,5	81,0	81,7	83,9	84,7
Czechy Czechia	27,4	27,3	26,6	23,5	4,5	4,6	5,0	5,1	16,4	16,8	18,8	21,7
Finlandia Finland	18,2	19,5	19,0	18,0	11,7	11,8	11,8	12,3	64,3	60,5	62,1	68,3
Francja France	131,4	137,4	134,1	122,6	25,0	27,2	27,3	27,9	19,0	19,8	20,4	22,8
Niderlandy Netherlands	41,4	36,9	33,1	27,5	5,5	5,7	6,2	7,1	13,3	15,4	18,7	25,8
Litwa Lithuania	2,1	2,1	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	81,0	81,0	85,0	85,0
Niemcy Germany	115,6	113,3	105,3	97,9	42,4	43,6	45,8	46,6	36,7	38,5	43,5	47,6
Słowacja Slovakia	6,4	6,0	6,9	6,7	1,6	1,6	2,2	2,2	25,0	26,7	31,9	32,8
Włochy Italy	36,7	37,3	36,9	37,6	26,5	26,7	27,1	27,3	72,2	71,6	73,4	72,6

Źródło: GUS, 2022.

Wśród obecnie wykorzystywanych potencjalnych zasobów energii odnawialnej w Polsce na pierwszym miejscu wymienia się zasoby biomasy (masa roślinna pochodząca z upraw roślin energetycznych, odpadów rolniczych, masy drewna odpadowego, cięć pielęgnacyjnych itp.). W 2021 r. udział biomasy (biopaliw stałych) przeważał (69,35%) w strukturze produkcji OZE, istotnymi nośnikami energii były także wiatr (10,9%) i biopaliwa ciekłe (8,10%). Pozostałe źródła mają obecnie charakter uzupełniający bilans energetyczny OZE (wykres 1). Należy jednak przewidywać, że udział spalania biopaliw stałych będzie ulegał zmniejszeniu (naciski społeczne, ochrona środowiska, regulacje prawne). Ze względu na koszt transportu biomasy do miejsc jej spalania ciepłownie czy elektrociepłownie powinny być oddalone optymalnie do około 50 km od źródeł jej pozyskiwania. To też warunkuje moc źródeł wytwarzania energii z biomasy, gdyż w promieniu 50 km ilość pozyskiwanej biomasy jest limitowana, a spalanie biomasy zachodzi w ogromnych ilościach (powodem jest niska kaloryczność tego paliwa, np. słomy, siana, zrębków drewna). Sens zatem ma rozwój lokalnych ciepłowni lub elektrociepłowni pracujących na potrzeby obsługiwanego regionu (gminy). Niestety, pierwotny projekt budowy elektrociepłowni na biomasę w każdej gminie w Polsce nie został dotąd zrealizowany (mapa prezentująca liczbę



Wykres 1. Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych według nośników w Polsce w 2021 r.

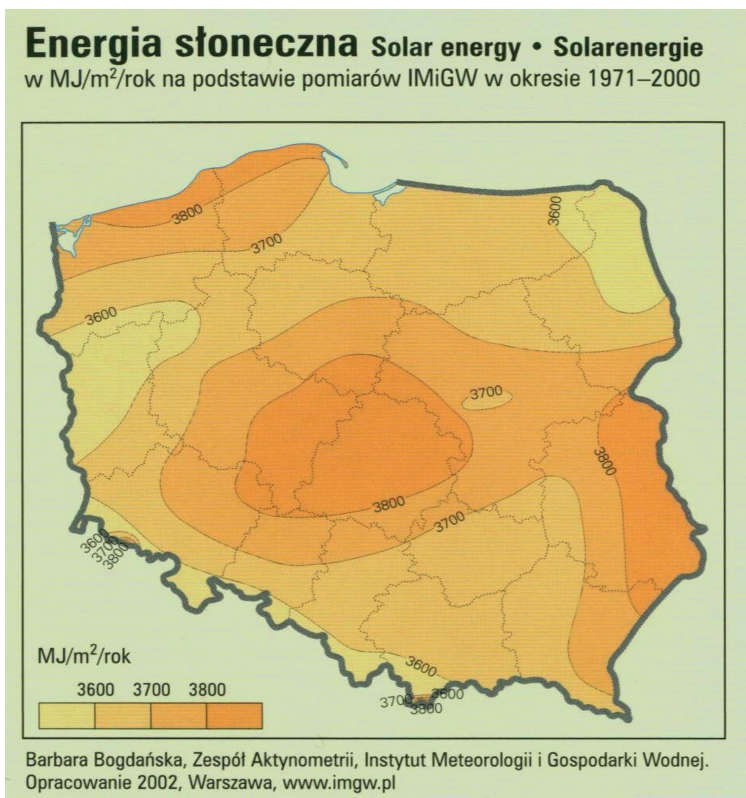
Źródło: GUS, 2022.

i rozmieszczenie ciepłowni na biomasę dostępna pod linkiem <https://magazynbiomasa.pl/mapa-instalacji-zasilanych-biomasa/>).

Polska energetyka w zakresie odnawialnej energii jest w większości przypadków oparta na sieci źródeł rozproszonych o małej mocy jednostkowej, koncentrowanych w systemy farm energetycznych (wiatrowych, fotowoltaicznych). Polska ze względu na szerokość geograficzną swojego położenia ma określone, niezbyt korzystne warunki związane z możliwością wykorzystania energii Słońca czy to w celach grzewczych (panele słoneczne), czy energetycznych (fotowoltaika). Średnia wartość promieniowania słonecznego w Polsce to 1000 kWh/m kw, a liczba godzin w roku do wykorzystania to około 1600 na ogólną wielkość średnioroczną godzin dnia w Polsce wynoszącą około 4400 (a zatem maksymalnie w przybliżeniu 36%). Do tego, niestety, gęstość energii słonecznej jest mała. Najwyższa efektywność wykorzystania słonecznej energii cieplnej przypada na czerwiec i lipiec, nieco mniejsza na maj i sierpień. Pozostałe miesiące znacznie odbiegają poziomem pozyskania energii cieplnej od wskazanych miesięcy. Niemniej przy istotnych programach wsparcia inwestycji fotowoltaicznych i rozwoju powierzchni farm fotowoltaicznych energia ta pełni obecnie i może wypełniać w przyszłości funkcję uzupełniającą w bilansie energii z OZE.

Obszarami o najbardziej korzystnych warunkach pozyskania energii słonecznej są nadmorski pas Polski północno-zachodniej oraz centrum i południowo-wschodnia część kraju (mapa 1). W sprzyjających warunkach energia fotowoltaiczna może być produkowana w większej skali. I tak, największa na świecie elektrownia fotowoltaiczna o mocy 97 MW znajduje się w miejscowości Sarnia w Kanadzie. Elektrownia solarna (wykorzystująca inną technologię niż Sarnia) znajdująca się na pustyni Mojave w południowej Kalifornii, w USA, ma moc 350 MW. Dla porównania – największe europejskie instalacje fotowoltaiczne w Montalto di Castro we Włoszech i Finsterwalde w Niemczech mają odpowiednio moc 84 i 81 MW. Największa farma fotowoltaiczna w Polsce to farma w Zwartowie, której właścicielem jest Stigma Sp. z o.o. Farma ta ma moc 204 MW i zajmuje powierzchnię około 300 ha. Pozostałe farmy w rankingu mają już znacznie mniejszą moc – farma ZE PAK w gminie Brudzew ma moc 70 MW, farma Alternus Energy Group w gminie Witnica – 65 MW, Better Energy w gminie Żydowo – 30 MW oraz Better Energy w gminie Postomino – 30 MW. Inne farmy zawarte w rankingu nie przekraczają mocy 10 MW.

Jak wskazują podane przykłady, moce polskich farm fotowoltaicznych są znaczące. W ostatnich kilku latach fotowoltaika prosumencka rozwinęła się



Mapa 1. Dystrybucja energii słonecznej w Polsce

Źródło: Bogdańska, IMGW, 2002.

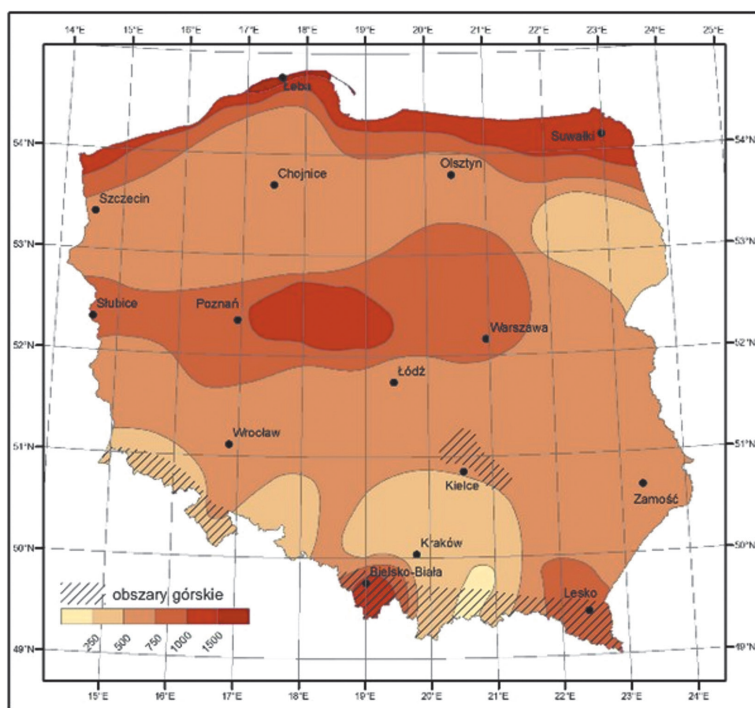
także bardzo wyraźnie dzięki systemowi wsparcia finansowego inwestycji. Wszystko to razem daje fotowoltaice sumarycznie istotne miejsce w bilansie OZE (po biomasie i energii wiatru).

Znaczącym i rosnącym źródłem energii odnawialnej w Polsce jest energia wiatru. Długoletnie pomiary charakterystyki wiatru w Polsce pozwoliły na opracowanie mapy (mapa 2) dystrybucji wiatrów i ich energii (obserwacje i pomiary H. Lorenc z IMGW na wysokości 10 i 30 m nad poziomem terenu). Najbardziej efektywne energetycznie są rejony morza i pasa nadmorskiego, rejony północno-wschodniej Polski oraz pas w Polsce centralnej (mapa 2). Należy jednak nadmienić, że współczesne maszty elektrowni wiatrowych osiągają już wysokość 150 m i moc jednostkową do 10 MW, perspektywa mocy pojedynczej turbiny w najbliższych latach to kilkanaście megawatów. Wymiana elektrowni wiatrowych (czas życia około 20 lat) może dać zatem w przyszłości znaczący wzrost produkcji energii z wiatru.



Fotografia 1. Farma fotowoltaiczna Zwartowo

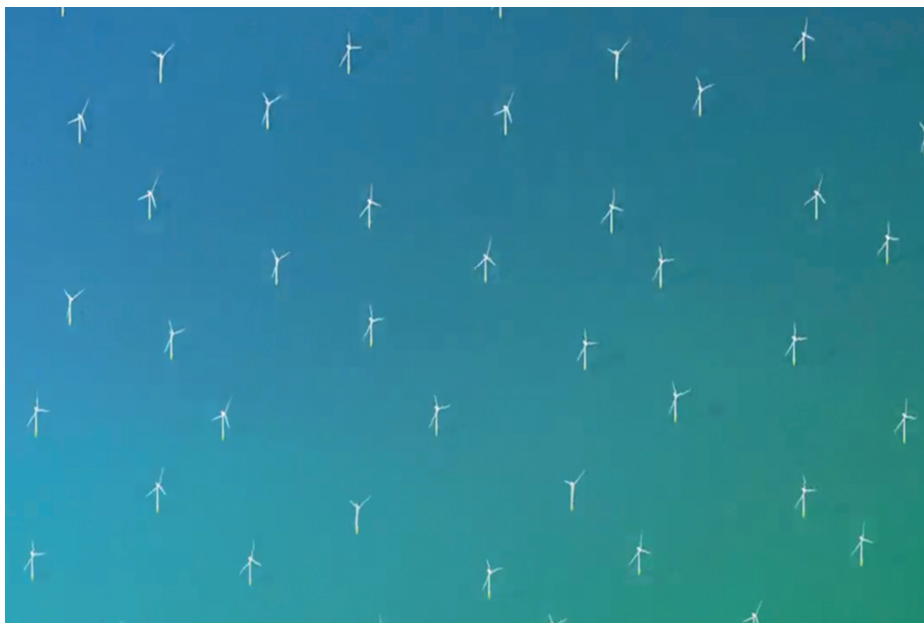
Źródło: goldbecksolar.com (dostęp: 23.06.2024 r.).



Mapa 2. Mapa dystrybucji energii użytecznej wiatru na poziomie 10 m n.p.g. w terenie otwartym na obszarze Polski ($\text{kWh/m}^2/\text{rok}$) na podstawie pomiarów z sieci synoptycznej IMGW-PIB (1971–2000)

Źródło: *Atlas klimatu Polski* (Lorenc, red., 2005) i dane INCA-PL2 (2019), za: AMEW-PL – pierwszy cyfrowy Atlas małej energetyki wiatrowej dla Polski, 2023.

Zgodnie z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” moc zainstalowana *offshore* ma sięgnąć do 2040 r. nawet 11 GW. Morskie farmy wiatrowe na Bałtyku mają być jednym z filarów polskiego systemu energetycznego, a przy tym stanowić impuls rozwojowy dla całej gospodarki. Potencjał obszarów już przeznaczonych pod morską energetykę wiatrową w Planie Zagospodarowania Przestrzennego Polskich Obszarów Morskich to 15,3 GW i 60 TWh rocznej produkcji. Warunki dla rozwoju energetyki *offshore* na Bałtyku są korzystne ze względu na stabilne wiatry, małe głębokości morza, niski poziom zasolenia oraz słabe prądy morskie. Ważną kwestią jest też brak konfliktów środowiskowych i społecznych. Farmy na Bałtyku (w polskiej części) będą zlokalizowane w odległości od 23 km do 51 km od linii brzegowej. Takie oddalenie od linii brzegowej zapewnia efektywne wykorzystanie energii wiatru i jednocześnie nie zakłóca krajobrazu wypoczywającym nad morzem (lokalizacja farm morskich ponadto nie znajduje się w strefach konfliktu z obszarami Natura 2000 czy innymi obszarami ważnymi ze względu na infrastrukturę). Na świecie coraz częściej można dostrzec z pokładu samolotu (nie z linii brzegowej) funkcjonujące farmy wiatrowe (fotografia 2).



Fotografia 2. Farma wiatrowa na Morzu Północnym z pokładu samolotu, wrzesień 2022

Źródło: fot. własna.

Udział energii wytwarzanej z wiatru i energii słonecznej w bilansie produkcji energii zaczyna być istotnie zauważalny – w niektóre dni (oraz godziny w tych dniach) sumaryczna ilość energii wytwarzanej z fotowoltaiki oraz wiatru jest zbliżona do energii wytwarzanej ze spalania węgla kamiennego i brunatnego łącznie. Na przykład 3 października 2023 r. produkcja energii z wiatru i słońca wyniosła podobne wartości do energii pozyskanej z węgla kamiennego i brunatnego (wykres 2).

Rola energii wiatrowej z obszarów morskich będzie rosła w miarę postępu inwestycji w morską energetykę wiatrową (mapa 3). Plany rozwoju farm wiatrowych na polskim akwenie Bałtyku, zwłaszcza przez grupę PGE, nabrały w ostatnich latach znaczącego przyspieszenia. Realizowane przez PGE farmy wiatrowe B1, B2 i B3 będą miały łączną moc na poziomie 3,5 GW.

Zasoby energii związane z ciepłem Ziemi stanowią energię geotermalną. Ta energia może być związana z niskotemperaturowymi źródłami wód



Mapa 3. Lokalizacja farm wiatrowych w WSE Polski na Bałtyku

Źródło: Geoportal SIPAM.

Źródło: Energy instrat, <https://energy.instrat.pl/system-elektroenergetyczny-produkcja-entsoe/> (dostęp: 5.03.2024 r.).

gruntowych, ciepłem gruntu lub wysokotemperaturowymi zasobami wód termalnych (występującymi na znacznych głębokościach) czy głęboko położonymi gorącymi, suchymi kompleksami skalnymi. Za wody termalne uważa się w Polsce wody podziemne o temperaturze minimum 20°C na wypływie.

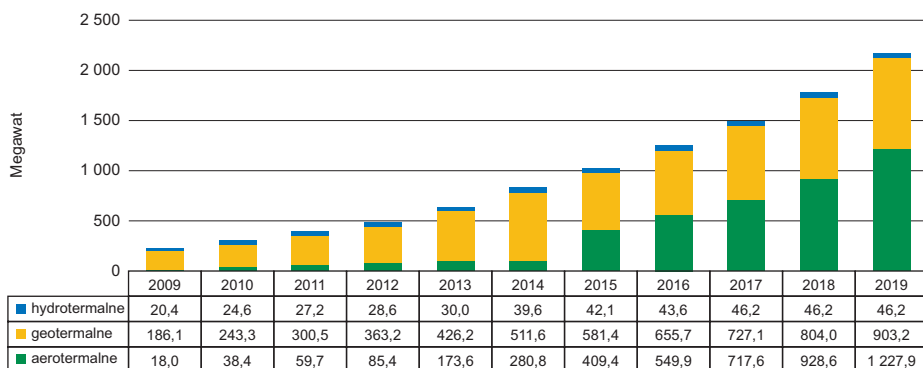
Obecnie wody termalne wykorzystywane są głównie w kompleksach rekreacyjno-sportowo-leczniczych (aquaparki, termy, spa). Wykorzystywanie wód termalnych do produkcji ciepła na większą skalę ograniczone jest do pracy kilku instalacji geotermalnych, m.in. w Mszczonowie, Uniejowie, Pyrzycach, Stargardzie, Poddębicach (mapa 4). Znacząco większa jest liczba indywidualnych instalacji pomp ciepła wykorzystujących energię wody z płytkich warstw wodonośnych czy gruntu oraz powietrza (wykres 3). W Polsce łączna moc zainstalowanych pomp ciepła na koniec 2019 r. wynosiła 2,2 GW (wykres 3).



Legenda: 1 – systemy ciepłownicze c.o., 2 – uzdrowiska, 3 – ośrodki rekreacyjne, 4 – suszenie drewna, 5 – hodowla ryb, 6 – indywidualne instalacje grzewcze

Mapa 4. Mapa instalacji geotermalnych pracujących w Polsce w 2022 r.

Źródło: Kępińska, 2022.



Wykres 3. Moc zainstalowanych pomp ciepła w Polsce w latach 2009–2019

Źródło: Skowroński, 2022.

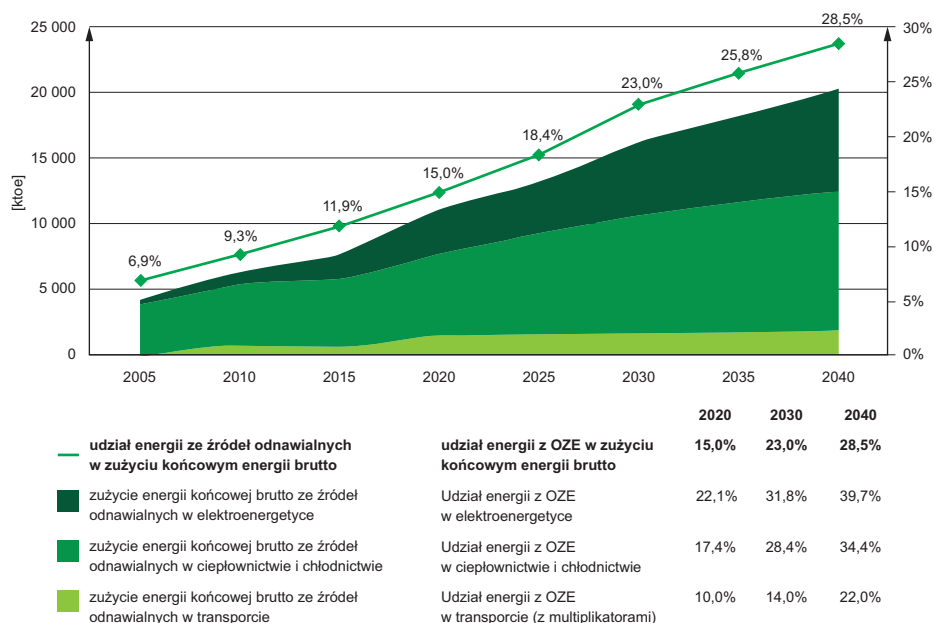
Udział energii geotermalnej w bilansie krajowej produkcji energii jest bardzo mały i wynosi 0,22% (wykres 1). Mimo opracowania i wdrażania przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska „Wieloletniego Programu Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce” nie wydaje się, by udział ten zwiększył się w stopniu istotnie odczuwalnym przez polski sektor energetyczny (MKiŚ, 2021). Rozwój i wykorzystanie energii geotermalnej będą miały znaczenie w skali lokalnej (ogrzewanie ośrodka miejskiego, wydzielonych zakładów produkcyjnych). Program ten zakłada aktywne działania administracji geologicznej oraz środowiska nauki w zakresie analizy, promocji i wykorzystania:

- 1) gruntowych źródeł ciepła wykorzystujących ciepło gruntu oraz wód powierzchniowych / opadowych przez pompy ciepła różnej mocy;
- 2) wód geotermalnych w zakresie temperatur do 45°C oraz powyżej 45°C;
- 3) wód geotermalnych wysokotemperaturowych powyżej 100°C;
- 4) głębokich otworowych wymienników ciepła;
- 5) zagospodarowania ciepła odpadowego z systemów kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz instalacje zagospodarowania ciepła wód rzek, sztucznych i naturalnych zbiorników wodnych;
- 6) magazynowania nadwyżek ciepła w górotworze.

Rolę i znaczenie zagospodarowania ciepła Ziemi podnosi się także w „Polityce Surowcowej Państwa” (PSP, 2022): „Ważne znaczenie dla rozwoju polskiej gospodarki [...] ma ciepło Ziemi, w tym wody termalne. [...] działania w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i dokumentowania tych

złóż stanowią element Polityki Surowcowej Państwa”. Należy podkreślić, że Polska ma szeroką wiedzę na temat zasobów ciepła Ziemi, będącą efektem długoletniego rozpoznania geologicznego złóż węglowodorów i zebraną w postaci *Atlasu zasobów geotermalnych na Niziu Polskim* (Górecki, red., 2006). Realizowany jest obecnie projekt badawczy związany z wierceniem głębokiego otworu (do 7 km) w gminie Szaflary. Ma on między innymi dać odpowiedź, czy w tym rejonie występują wody o temperaturze powyżej 100°C, a zatem do możliwego wykorzystania w produkcji energii elektrycznej.

W perspektywie energetycznej Polski udział OZE w zużyciu końcowym energii brutto będzie rósł w harmonijnym tempie i powinien osiągnąć w 2040 r. poziom 28,5% (PEP2040, 2021) (wykres 4). Wydaje się prawdopodobne osiągnięcie wyższego udziału energii ze źródeł odnawialnych w dłuższym horyzoncie czasowym. Niewykluczone, że za około 20 lat zakończone zostaną prace badawcze i rozwojowe nad zastosowaniem paliwa wodorowego. Wodór zielony i niebieski mogłyby stać się istotnym nowym źródłem energii w strukturze energii z OZE. Podejmowane są także przez Państwowy Instytut Geologiczny prace nad określeniem perspektyw występowania nagromadzeń białego wodoru, tj. nagromadzeń geologicznych wodoru w górotworze.



Wykres 4. Prognoza zużycia energii odnawialnej w Polsce w latach 2020–2040 w podziale na sektory

Źródło: PEP2040, 2021, s. 63.

Energia wód płynących stanowi niewielką część wytwarzanej energii (1,57%) i jest w zasadzie stabilna. Powodem takiego stanu rzeczy są niskie potencjały energetyczne polskich rzek (małe wielkości przepływu, niskie spadki, uwarunkowania społeczno-środowiskowe). W zasadzie programy rozwoju energetyki wodnej dotyczą przede wszystkim elektrowni szczytowo-pompowych i małych elektrowni wodnych. Nie należy oczekiwać w tym zakresie istotnego wzrostu wolumenu produkcji.

4. Podsumowanie

Polska posiada już niezbędne instrumentarium planistyczno-zarządcze, by realizować politykę surowcową, energetyczną i ekologiczną w perspektywie do 2040 r. Istotną rolę w tych programach rozwojowych odgrywa planowany wzrost udziału energii odnawialnej w łącznej produkcji energii w Polsce. Struktura produkcji OZE powinna się w nadchodzących latach kształtować w następujący sposób: rosnący udział energii z zagospodarowania wiatru, wzrost produkcji energii fotowoltaicznej, sumaryczny wzrost zagospodarowania rozproszonych energii geotermalnej (głównie w postaci instalacji grzewczych geotermalnych oraz pomp ciepła), produkcja energii z biomasy stałej oraz biopaliw. Nie należy oczekiwać znaczących zmian wzrostu w wykorzystaniu energii wodnej wobec naturalnych ograniczeń zasobowych energii wody oraz sprzeciwów społecznych wobec rozbudowy zbiorników wodnych na obszarach nizinnych.

Trend zmian w strukturze produkcji energii odpowiada trendowi w Unii Europejskiej, choć tempo tych zmian jest wolniejsze niż oczekiwane – zwłaszcza w kontekście oczekiwań organizacji ekologicznych i ruchów społecznych.

Baza udokumentowanych zasobów paliw stałych stanowi bufor zapewniający bezpieczeństwo energetyczne Polski w okresie przejściowym. Ważnym oczekiwaniem społecznym jest, aby wykorzystywany w energetyce węgiel pochodził z krajowej produkcji, a nie z importu (zwłaszcza z Rosji). Istotne jest także osiągnięcie istotnych postępów w redukcji łącznej emisji CO₂, co wiąże się z międzynarodowymi zobowiązaniami Polski, jak również z oczekiwaniami społecznymi w związku ze wzrostem świadomości ekologicznej i coraz większą troską o stan klimatu.

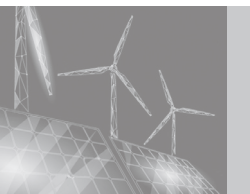
Bibliografia

- AMEW-PL – pierwszy cyfrowy Atlas malej energetyki wiatrowej dla Polski, 2023. „Obserwator. Magazyn Popularnonaukowy IMGW-PIB”, 10.05.2023, <https://obserwator.imgw.pl/amew-pl-pierwszy-cyfrowy-atlas-malej-energetyki-wiatrowej-dla-polski/> (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Bogdańska B., 2002. *Energia odnawialna w Polsce. Mapa ścienna*, Zespół aktynometrii IMGW, Warszawa.
- Galos K., 2016. *Poland: Mineral Policy*, w: G. Tiess, T. Majumder, P. Cameron (red.), *Encyclopedia of Mineral and Energy Policy*, Springer, Berlin–Heidelberg, 48–1, 1–7.
- Galos K., Nieć M., Radwanek-Bąk B., Smakowski T., Szamałek K., 2012a. *Bezpieczeństwo surowcowe Polski – ocena sytuacji w zakresie kopalin nieenergetycznych*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, nr 452, s. 33–42.
- Galos K., Nieć M., Radwanek-Bąk B., Smakowski T., Szamałek K., 2012b. *Bezpieczeństwo surowcowe Polski – bariery pokrycia krajowych potrzeb surowcowych w zakresie kopalin nieenergetycznych*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, nr 452, s. 53–58.
- Galos K., Nieć M., Radwanek-Bąk B., Smakowski T., Szamałek K., 2012c. *Bezpieczeństwo surowcowe Polski w Unii Europejskiej i na świecie*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, nr 452, s. 43–52.
- Górecki W. (red.), 2006. *Atlas zasobów geotermalnych na Niżu Polskim*, Ministerstwo Środowiska, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Państwowy Instytut Geologiczny w Warszawie, Kraków.
- Kępińska B., 2022. *Wybrane aspekty rozwoju wykorzystania energii geotermalnej w ciepłownictwie w Polsce*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna HEAT not LOST. Targi ENEX/ENEX Nowa Energia, 23–24.02.2022, Kielce, <https://hnl.pl/images/konferencja/VI/download/beata-kepinska-heat-not-lost-wybrane-aspekty-rozwoju-wykorzystania-energii-geotermalnej-w-cieplownictwie-w-polsce.pdf> (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Malon A., Tyimiński M., 2022. *Węgle kamienne*, w: M. Szufficki, A. Malon, M. Tyimiński (red.), *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce*, PIG-PIB, Warszawa, s. 41–51.
- Mazurek S., Tyimiński M., 2022. *Węgle brunatne*, w: M. Szufficki, A. Malon, M. Tyimiński (red.), *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce*, PIG-PIB, Warszawa, s. 35–40.
- Mokrzycki E., Nieć M., Szamałek K., Galos K., Gawlik L., 2021. *Komitet Zrównoważonej Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN*, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Warszawa, <https://min-pan.krakow.pl/wydawnictwo/wp-content/uploads/sites/4/2021/11/jubileusz-Komitetu-GSM.pdf> (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Nieć M., Galos K., Szamałek K., 2014. *Main challenges of mineral resources policy of Poland*, „Resources Policy”, vol. 42, s. 93–103.

- Schwab K., 2018. *Czwarta rewolucja przemysłowa*, Wydawnictwo Studio Emka, Warszawa.
- Skowroński D., 2022. *Gruntowa pompa ciepła – dobre praktyki przy wykonywaniu dolnego źródła*, Sator, 2.06.2022 r., <https://ecieplo.pl/dolne-zrodlo/podzial-dolnych-zrodel/gruntowa-pompa-ciepła-dobre-praktyki-przy-wykonywaniu-dolnego-zrodla/> (dostęp: 23.06.2024 r.).
- Smakowski T., Galos K., Lewicka E. (red.), 2015. *Bilans gospodarki surowcami mineralnymi Polski i świata 2013*, IGSMiE PAN, PIG-PIB, Warszawa.
- Szamałek K., 2011. *Bezpieczeństwo surowcowe państwa*, w: S. Wołkowicz, T. Smakowski, S. Speczik (red.), *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31 XII 2009 r.*, PIG-PIB, Warszawa, s. 7–11.
- Szamałek K., 2016. *Analiza porównawcza polityk surowcowych wybranych krajów świata*, Arch. PIG-PIB, Warszawa.
- Szamałek K., 2018a. *Ewolucja polityki surowcowej w Polsce w latach 1935–2018*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN”, nr 106, s. 181–198.
- Szamałek K., 2018b. *Stan rozpoznania oceanicznych zasobów mineralnych*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 66(3), s. 189–194.
- Szamałek K., 2020a. *Wstęp*, w: M. Szufficki, A. Malon, M. Tyimiński (red.), *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce*, PIG-PIB, Warszawa, s. 19–20.
- Szamałek K., 2020b. *Polityka surowcowa państwa*, w: K. Szamałek, M. Szufficki, W. Mizerski, (red.), *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski*, PIG-PIB, Warszawa, s. 21–23.
- Szamałek K., 2021. *Geologia surowcowa i gospodarcza*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 69(1), s. 14–15.
- Szamałek K., Szufficki M., Mizerski W. (red.), 2020. *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski*, PIG-PIB, Warszawa, http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2020/bilans_perspektywicznych_zasobow_kopalin_Polski_2020.pdf (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Szamałek K., Zglinicki K., Mazurek S., Szufficki M., de Séjournet de Rameignies I., Tyimiński M., 2021. *The role of mineral resources knowledge in the economic planning and development in Poland*, „Resources Policy”, vol. 74, 102354, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301420721003639?via%3Dihub> (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Szufficki M., Malon A., Tyimiński M. (red.), 2022. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce*, PIG-PIB, Warszawa, http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2021/bilans_2021.pdf (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Teich M., Porter R. (red.), 1996. *The Industrial Revolution in National Context. Europe and the USA*, University Press, Cambridge.
- Yergin D., 1996. *Nafta, władza i pieniądze*, tłum. S. Głabiński, Philip Wilson, Warszawa.

Akty prawne, raporty i dokumenty

- GUS, 2022. *Energia ze źródeł odnawialnych w 2021 r.*, Analizy statystyczne, Warszawa, https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/3/16/1/energia_ze_zrodel_odnawialnych_w_2021_roku.pdf (dostęp: 20.06.2024 r.).
- MKiŚ, 2021. „Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce”, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, [Wieloletni_Program_Rozwoju_Wykorzystania_Zasob%C3%B3w_Geotermalnych_w_Polsce_MKi%C5%9A%20\(4\).pdf](#) (dostęp: 20.06.2024 r.).
- PEP2040, 2021. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., załącznik: „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (M.P. z 2021 r. poz. 264).
- „Polityka ekologiczna państwa 2030 – strategia rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej”, 2019. Załącznik do uchwały nr 64 Rady Ministrów z 16 lipca 2019 r. w sprawie przyjęcia „Polityki ekologicznej państwa 2030 – strategii rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej” (M.P. poz. 794), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20190000794/O/M20190794.pdf> (dostęp: 20.06.2024 r.).
- Porozumienie paryskie, 2015. Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz.U. z 2017 r. poz. 36).
- PSP, 2022. Załącznik do uchwały nr 39 Rady Ministrów z 1 marca 2022 r. w sprawie przyjęcia „Polityki Surowcowej Państwa” (M.P. poz. 371), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20220000371/O/M20220371.pdf> (dostęp: 20.06.2024 r.).



Wody geotermalne w Polsce

1. Wprowadzenie

Poszukując surowców energetycznych, coraz większą uwagę poświęca się geotermii jako źródłu odnawialnej energii cieplnej, a w perspektywie również energii elektrycznej. Prace i badania dotyczą zarówno identyfikacji możliwych do pozyskania wód geotermalnych (nazywanych również termalnymi), jak i ich wykorzystania, dostawy, perspektyw rozwoju geotermii w skalach lokalnej i regionalnej, aspektów technicznych i technologicznych oraz optymalizacji ekonomicznej. Ważnym elementem strategii rozwoju badań jest określenie możliwości wykorzystania wód geotermalnych do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako gwarancja dostaw energii, ekonomicznie i technicznie uzasadnionej, przy minimalnym negatywnym oddziaływaniu sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Dlatego rozwój i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii wymagają określenia nie tylko zasobów wód, lecz także instrumentów prawnofinansowych, aspektów społeczno-gospodarczych, środowiskowych analizowanych w skali długoterminowej.

Energia geotermalna spośród innych odnawialnych źródeł energii wyróżnia się wieloma walorami – jej pozyskiwanie jest najczęściej stabilne, możliwe do oceny w różnych horyzontach czasowych, wiercenia mają niewielkie bezpośrednie oddziaływanie na krajobraz, istnieje możliwość wykorzystania wód do różnych celów. Ale pozyskiwana energia geotermalna wymaga często głębokich wierceń i indywidualnej oceny ich wpływu na środowisko oraz analizy ekonomicznej i ekologicznej. Według „Bilansu

zasobów złóż kopalin w Polsce” zasoby eksploatacyjne wód termalnych w 2022 r. udokumentowane były w 35 złożach (z czego w 19 prowadzono eksploatację) i wynosiły łącznie 5605,30 m³/h, a ich wydobywanie osiągnęło wartość 13 427 809,88 m³/rok (PIG-PIB, 2023). Oznacza to duży potencjał, ale wymaga szerokiego zakresu badań oraz znacznych nakładów finansowych w celu wykorzystania zasobów. Zróżnicowane warunki geologiczne i hydrogeologiczne w Polsce wymagają oceny zasobów oraz możliwości i celowości wykorzystania wód geotermalnych w konkretnych obszarach. Zmienne parametry złożowe, temperatura, głębokość, mineralizacja wody, potencjalna wydajność wiercenia, stabilność eksploatacji są podstawą do wyznaczania perspektywicznych obszarów wykorzystania energii wód geotermalnych dla lokalnego, szczegółowego rozpoznania. Wnikliwa analiza czynników warunkujących opłacalność inwestycji jest niezwykle ważna, zwłaszcza w przypadku wykonywania głębokich, a co za tym idzie – kosztownych otworów, na których bazuje klasyczna geotermia wysokotemperaturowa.

Geotermia wysokotemperaturowa (głęboka) wykorzystuje wody ujmowane otworami wiertniczymi najczęściej z głębokości 500–4000 m, których temperatura przekracza na wypływie z ujęcia 20°C i zgodnie z zapisem w prawie geologicznym i górnictwym jest wodą termalną (Ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze). Długi czas realizacji i wysoki koszt takich inwestycji sprawiają, że wykorzystanie tego rodzaju energii jest możliwe w skali gminy lub jednostki większej niż pojedynczy budynek mieszkalny. Innym rodzajem geotermii jest geotermia niskotemperaturowa (płytką), która wykorzystuje w celach ciepłowniczych wody podziemne lub grunt / skały o temperaturze niższej niż 20°C, a zatem nie bazuje na wodach termalnych i wiąże się z innymi technologicznie rozwiązaniami (np. konieczność zastosowania pomp ciepła). Ze względu na zdecydowanie niższe koszty w porównaniu z geotermią wysokotemperaturową wykorzystanie geotermii niskotemperaturowej jest możliwe w budynkach mieszkalnych, handlowych, usługowych czy użyteczności publicznej. Ten rodzaj geotermii, bazujący na odzysku ciepła pochodzącego z płytkich stref z zastosowaniem pomp ciepła, jest dominującym sposobem zachowania odpowiedniej termiki budynków (zimą ogrzewania, a latem chłodzenia) w Szwecji, Austrii, Szwajcarii, Norwegii i Niemczech (Globenergia, 2011).

2. Woda geotermalna – możliwość wykorzystania

W ostatnich kilkunastu latach obserwuje się wyraźny wzrost wielkości zasobów eksploatacyjnych wód geotermalnych. Jest to efekt zainteresowania władz samorządowych odnawialnymi źródłami energii oraz walorami energii geotermalnej, jak również przedsiębiorców – inwestycjami związanymi z poszukiwaniem, dokumentowaniem i zagospodarowaniem wód termalnych.

Ramowa Międzynarodowa Klasyfikacja Kopalin Energetycznych i Zasobów Mineralnych UNFC-2009 (UNECE, 2013) wyróżnia trzy zasadnicze kategorie zasobów na podstawie trzech kryteriów: oceny gospodarczej, wykonalności projektu / stopnia zawansowania zagospodarowania złoża i stopnia geologicznego rozpoznania złoża. Klasyfikacja UNFC-2009 w zakresie geotermii nie została jeszcze wdrożona w Polsce.

Z porównania zasobów eksploatacyjnych wód termalnych ($5605,30 \text{ m}^3/\text{h}$) z ich wydobyciem ($13\,427\,809,88 \text{ m}^3/\text{rok}$) wynika, że stopień wykorzystania zasobów eksploatacyjnych wód termalnych w Polsce jest stosunkowo niewielki i wynosi około 30% (PIG-PIB, 2023). Jednak w ostatnich kilkunastu latach obserwuje się wyraźny wzrost wielkości zasobów eksploatacyjnych wód termalnych. W porównaniu z danymi z 2010 r. zasoby te wzrosły ponad dwukrotnie z $2276,70 \text{ m}^3/\text{h}$ do $5605,30 \text{ m}^3/\text{h}$. Wzrostowa tendencja jest spowodowana szczegółowym rozpoznaniem, udokumentowaniem zasobów i zainteresowaniem pozyskiwania i wykorzystania zasobów wód geotermalnych.

Łączne zasoby dyspozycyjne energii wód termalnych w Polsce, których wykorzystanie jest ekonomicznie uzasadnione, wynoszą $9,24 \cdot 10^{18} \text{ J/rok}$, przy czym praktyczne możliwości wykorzystania dotyczą od około 1,5% do 2,5% zasobów dyspozycyjnych, co odpowiada szacowanym zasobom eksploatacyjnym energii wód termalnych stanowiącym ekwiwalent węgla w ilości od 4,7 do 7,9 mln t/rok. Szacowane zasoby eksploatacyjne odpowiadają zatem około 40–67% rocznej produkcji ciepła w Polsce koncesjonowanych wytwórców ciepła w 2019 r., która wyniosła w tymże roku 345 tys. TJ.

Pozyskanie energii geotermalnej w Polsce wymaga – oprócz oceny zasobów – określenia czynników: geologicznych, hydrogeologicznych, środowiskowych, społeczno-gospodarczych, jak również zaplanowania sposobu zagospodarowania uzyskanego ciepła oraz określenia opłacalności ekonomicznej i ryzyka przedsięwzięcia.

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że staranne, właściwe i zgodne z obowiązującymi przepisami prawnymi wykonanie ujęcia wód termalnych

nie stworzy zagrożeń środowiskowych. Wymaga jednak rozpoznania, nadzoru i wykorzystania nowoczesnych rozwiązań technologicznych i technicznych. Wymaga także utrzymania i prawidłowego zabezpieczenia ujęcia po fazie eksploatacji. W zakresie oceny środowiskowej możliwe jest wypracowanie jednolitych standardów określonych przez hydrogeologów.

Szacunkowy koszt wytworzonego ciepła z geotermii jest konkurencyjny wobec innych źródeł energii, w tym: węgla, gazu ziemnego i oleju opałowego, stwarzając możliwość budowy ekonomicznie uzasadnionej instalacji geotermalnej w danej lokalizacji (PIG-PIB, 2022). W wyniku przeprowadzonych wstępnych symulacji udział kosztów netto ujęcia w cenie wytworzenia energii wynosi poniżej 30 zł/GJ (38 lokalizacji).

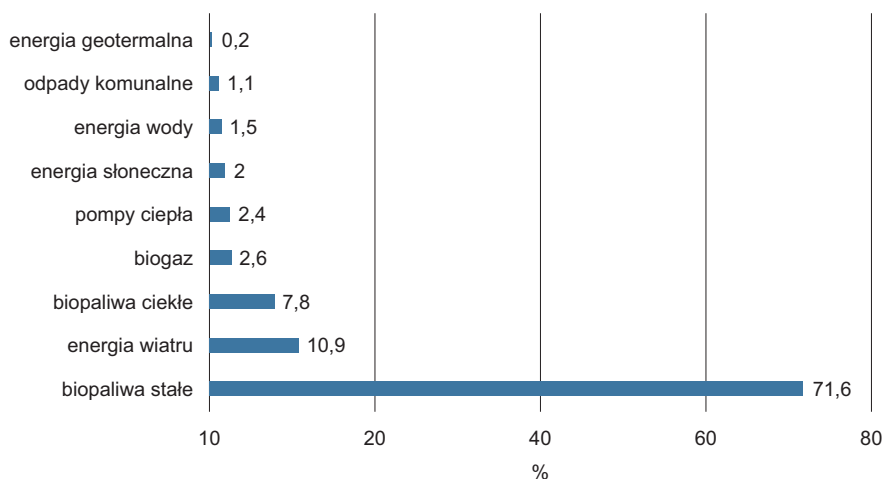
Rozpatrując wyrównany koszt energii elektrycznej (LCOE – *levelized cost of energy*), rozumiany jako wartość bieżąca netto kosztu jednostki energii elektrycznej w całym okresie funkcjonowania elektrowni (z uwzględnieniem przeciętnego kosztu budowy i eksploatacji instalacji), można zauważyć, że koszt energii geotermalnej jest niższy niż w przypadku elektrowni węglowych i elektrowni jądrowych, natomiast wyższy w porównaniu do energii wytwarzanej przez panele słoneczne oraz naziemne turbiny wiatrowe (Lazard, 2023).

3. Wykorzystanie wód geotermalnych w Polsce

Z wykorzystaniem wód geotermalnych w Polsce kojarzy się przede wszystkim ciepłownictwo, chociaż coraz powszechniejsze stają się inne formy wykorzystania wód geotermalnych, takie jak: balneoterapia, rekreacja, a także produkcja preparatów leczniczych, kosmetyków i produktów spożywczych.

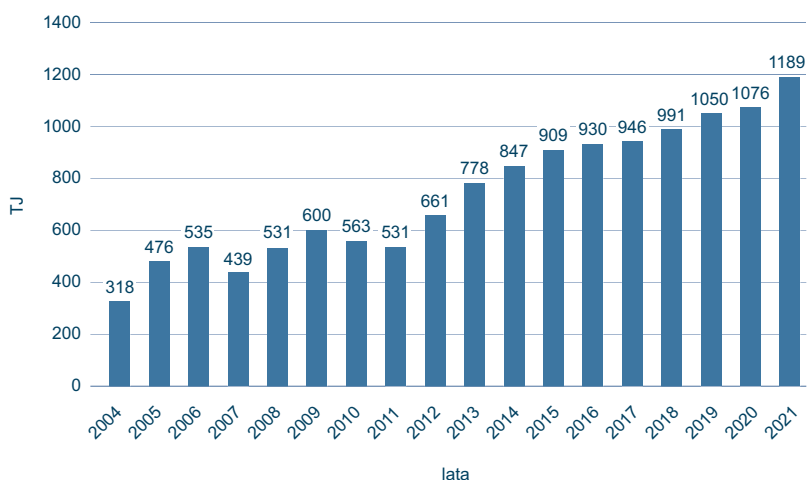
W Polsce w okresie od 2005 do 2020 r. udział energii odnawialnej (z wszystkich źródeł: biopaliwa stałe, energia wiatru, biopaliwa ciekłe, biogaz, pompy ciepła, energia słoneczna, energia wody, odpady komunalne i energia geotermalna) w produkcji energii wzrósł z 2,5% do 17,9% (GUS, 2023), niemniej udział energii geotermalnej jest najniższy spośród wymienionych dziewięciu źródeł energii odnawialnej (rysunek 1). Podobna tendencja utrzymuje się także w krajach Unii Europejskiej.

W przypadku energii geotermalnej pozyskanie i zużycie na cele handlowo-usługowe i gospodarstw domowych w latach 2004–2021 wzrosło prawie czterokrotnie (z 318 TJ w 2004 r. do 1189 TJ w 2021 r.) (rysunek 2), a od 2011 r. nastąpiła wyraźna tendencja wzrostowa. Niestety, wzrost był powolny (rocznie



Rysunek 1. Pozyskanie energii ze źródeł odnawialnych w Polsce (stan na 2020 r.).
Źródło: GUS, 2023.

osiągał zazwyczaj kilka procent) i był znacznie wolniejszy niż zakładano w „Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” z 2010 r. (MG, 2010). Według tego dokumentu coroczny wzrost miał sięgać około 18%. Oszacowano, że w 2020 r. zużycie energii geotermalnej będzie kształtować się na poziomie 4814 TJ, podczas gdy rzeczywistość wyniosła ono 1073 TJ (NIK, 2022b).



Rysunek 2. Pozyskanie i zużycie energii geotermalnej na cele handlowo-usługowe i gospodarstw domowych
Źródło: NIK, 2022b.

4. Występowanie wód termalnych w Polsce

Rezultatem wykonywania systematycznych wieloletnich badań jest dobre rozpoznanie: budowy geologicznej, zasięgu i głębokości występowania poziomów wodonośnych, parametrów skał zbiornikowych, miąższości, temperatur i mineralizacji wód termalnych, potencjalnych wydajności otworów wiertniczych, umożliwiające ocenę zasobów geotermalnych w skali regionalnej oraz stanowiące podstawę do dalszego typowania obszarów optymalnych do zagospodarowania energii wód termalnych.

Ze względu na zróżnicowanie warunków geologicznych i hydrogeologicznych występowania zasobów wód termalnych w Polsce charakterystyka wód została przedstawiona w podziale na rejon Niżu Polskiego oraz rejon Podhala (Krogulec i Porowska, 2022).

4.1. Rejon Niżu Polskiego

Na Niżu Polskim potencjalne zbiorniki wód geotermalnych występują w utworach należących do mezozoiku (kredy dolnej, jury górnej, środkowej i dolnej, triasu górnego i dolnego) oraz paleozoiku (permu, karbonu, dewonu i kambru) (Górecki, red., 2006a; 2006b).

Optymalność wykorzystania ciepła wód geotermalnych jest zależna od budowy geologicznej i warunków hydrogeologicznych na danym obszarze, spośród których najważniejsze czynniki to: temperatura i mineralizacja wód geotermalnych, głębokość położenia warstwy wodonośnej oraz wydajność eksploatacyjna, które kształtują moc cieplną ujęcia oraz wpływają na koszty eksploatacji.

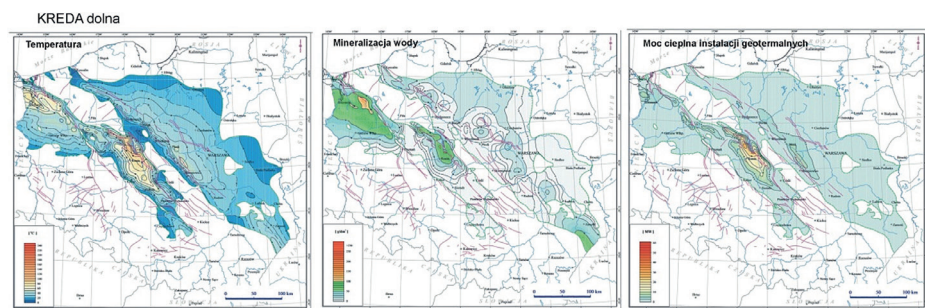
Kreda

Strop utworów kredy dolnej zalega na zróżnicowanych głębokościach od około 250 m n.p.m. w rejonie Częstochowy i Kalisza, do ponad –2500 m n.p.m. w okolicy Konina. Miąższość wodonośnych utworów dolnokredowych wynosi przeważnie 10–100 m, jednak lokalnie może osiągać nawet 300 m (Górecki, red., 2006a). Wykształcone są one w formie nieciągłych kompleksów piaskowcowych, piaszczysto-węglanowych, piaszczysto-mułowcowych, poprzedzielanych iłowcami i mułowcami, które wykazują znaczne zróżnicowanie pod względem przepuszczalności. Parametry filtracyjne skał odpowiedzialne za dopływ wód są zróżnicowane. Współczynnik filtracji kolektora geotermalnego w rejonie Łodzi wynosi średnio około

$2,4 \cdot 10^{-5}$ m/s, w niecce lubelskiej i na wyniesieniu podlasko-lubelskim osiąga wartości od $2,94 \cdot 10^{-8}$ do $1,38 \cdot 10^{-5}$ m/s.

Rozkład temperatur wskazuje na dominację wód o wartościach 20–40°C, z wyjątkiem rejonu Konina, gdzie osiąga nawet 90°C (rysunek 3). Obszary o temperaturze rzędu 50–70°C występują w północnej części niecki szczecińskiej.

Mineralizacja wód podziemnych występujących w stropowych warstwach kredy dolnej zmienia się od granic jednostek strukturalnych (strefy wychodni) ku ich centralnym strefom. Na wychodniach jednostek mineralizacja wód osiąga 2 g/dm³ i wzrasta z głębokością do 20 g/dm³, a lokalnie w niecce szczecińskiej przekracza nawet 100 g/dm³. Wody podziemne o najniższych mineralizacjach występują na wale kujawskim oraz fragmentarycznie w nieckach: warszawskiej, miechowskiej i mogileńsko-lódzkiej (rysunek 3).



Rysunek 3. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym kredy dolnej

Źródło: Górecki, red., 2006a.

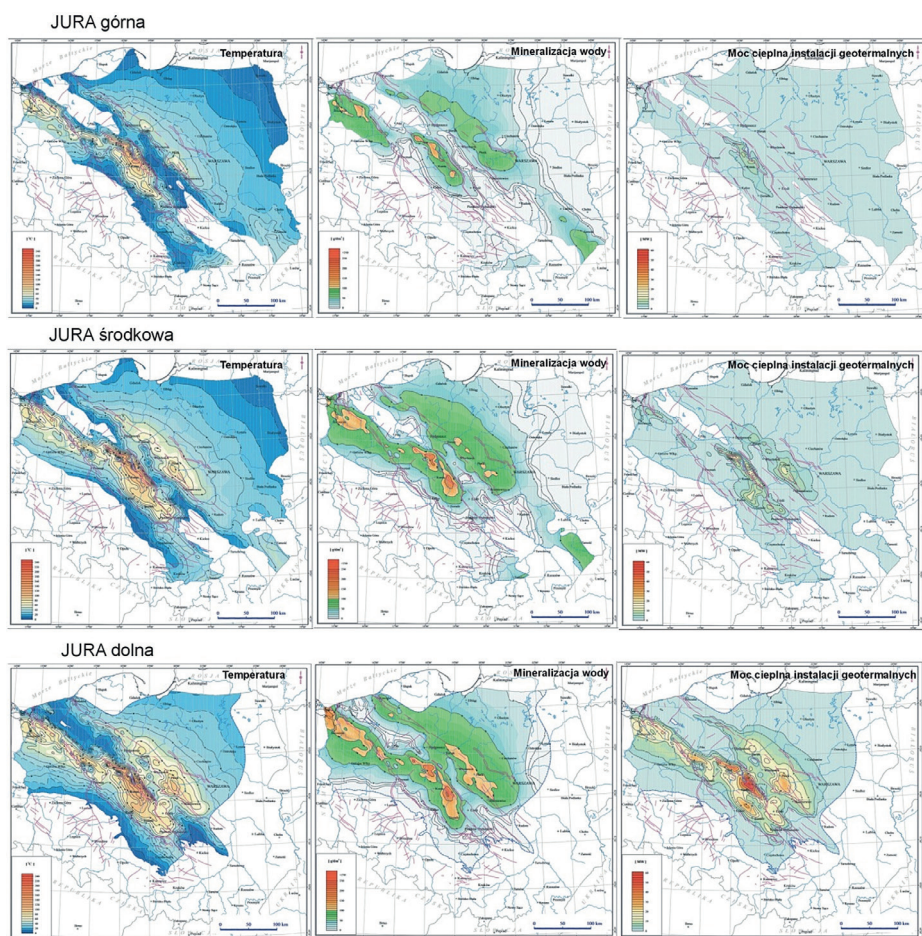
Najwyższe wartości mocy cieplnej hipotetycznego dubletu geotermalnego występują w centralnej części niecki mogileńsko-lódzkiej i wynoszą od 5 do 25 MW (rysunek 3). Niższe wartości mocy cieplnej (od 2,5 do 5–7 MW) są charakterystyczne dla niecki warszawskiej. Na pozostałym obszarze występowania wodonośnych utworów kredy dolnej wartości tego parametru oscylują wokół 2,5 MW.

Biorąc pod uwagę podstawowe parametry geotermalne wód, można stwierdzić, że rejon Konina jest obszarem perspektywnym pod względem wykorzystania wód termalnych. Należy jednak mieć na uwadze, że w tym rejonie dolnokredowy poziom wodonośny występuje na znacznych głębokościach, co wiąże się z wysoką mineralizacją wody.

Basen dolnokredowy ze względu na mniejszy zasięg występowania wykazuje niższą zasobność niż górnourajski, jednakże większa przepuszczalność poziomów wodonośnych dolnokredowych oraz większe wydajności powodują większe możliwości eksploatacyjne (Górecki, red., 2006a).

Jura

Wody geotermalne występują w utworach jury górnej, środkowej i dolnej (rysunek 4). Strop utworów jurajskich występuje na zróżnicowanych głębokościach, największych w nieckach: łódzkiej, mogileńskiej, szczecińskiej, warszawskiej i lubelskiej. Na wale kujawskim oraz monoklinie śląsko-krakowskiej



Rysunek 4. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym jury górnej, środkowej i dolnej

Źródło: Górecki, red., 2006a.

strop utworów górn jurajskich jest wyniesiony na powierzchnię (Górecki, red., 2006a). Miąższość utworów jury zmienia się od kilku metrów w peryferycznych strefach jednostek strukturalnych do kilkuset metrów w centralnych częściach niecek. Największe miąższości jury (górnej, środkowej i dolnej) są rejestrowane na odcinku od Włocławka do Skierniewic, w przypadku utworów jury górnej – oprócz wymienionych rejonów – w okolicy Łodzi, Koła i Piotrkowa Trybunalskiego, w przypadku jury dolnej – również w rejonie położonym na północny wschód od Szczecina. Najkorzystniejszymi parametrami filtracji charakteryzuje się poziom dolnojurajski. Największych wydajności (w granicach 300–450 m³/h) można oczekiwać w północno-wschodniej części niecki mogileńsko-łódzkiej, na pozostałym obszarze wydajności osiągają 100 m³/h.

Temperatura wód jest uzależniona od głębokości ich występowania. Na wychodniach wartości obu parametrów są najniższe, a w centralnych częściach niecek – najwyższe. Najniższa temperatura w strefach wychodni skał wodonośnych sięga kilkunastu stopni, podczas gdy na największych głębokościach przekracza 120°C (obszar na północ i północny wschód od Konina). Wody o temperaturach ponad 50°C występują w zasięgu niecek: warszawskiej, łódzkiej i szczecińskiej. Wody o najwyższych temperaturach sięgających 150°C można oczekiwać w osiowej strefie niecki łódzkiej.

Mineralizacja wody na wychodniach osiąga około 2 g/dm³, podczas gdy w osi niecek może dochodzić nawet do 120 g/dm³. W większości przypadków mineralizacja wód podziemnych w skałach górn jurajskich mieści się w przedziale 2–20 g/dm³. W przypadku utworów środkowo- i dolnojurajskich tendencja jest podobna.

W zbiorniku geotermalnym jury dolnej moc cieplna instalacji geotermalnych jest najwyższa (rysunek 4), co wraz z innymi korzystnymi parametrami predysponuje wody tego poziomu do wykorzystania w celu odzysku ciepła. Ograniczeniem ze względu na technologię wydobywania i koszty może być znaczna głębokość występowania utworów dolnej jury.

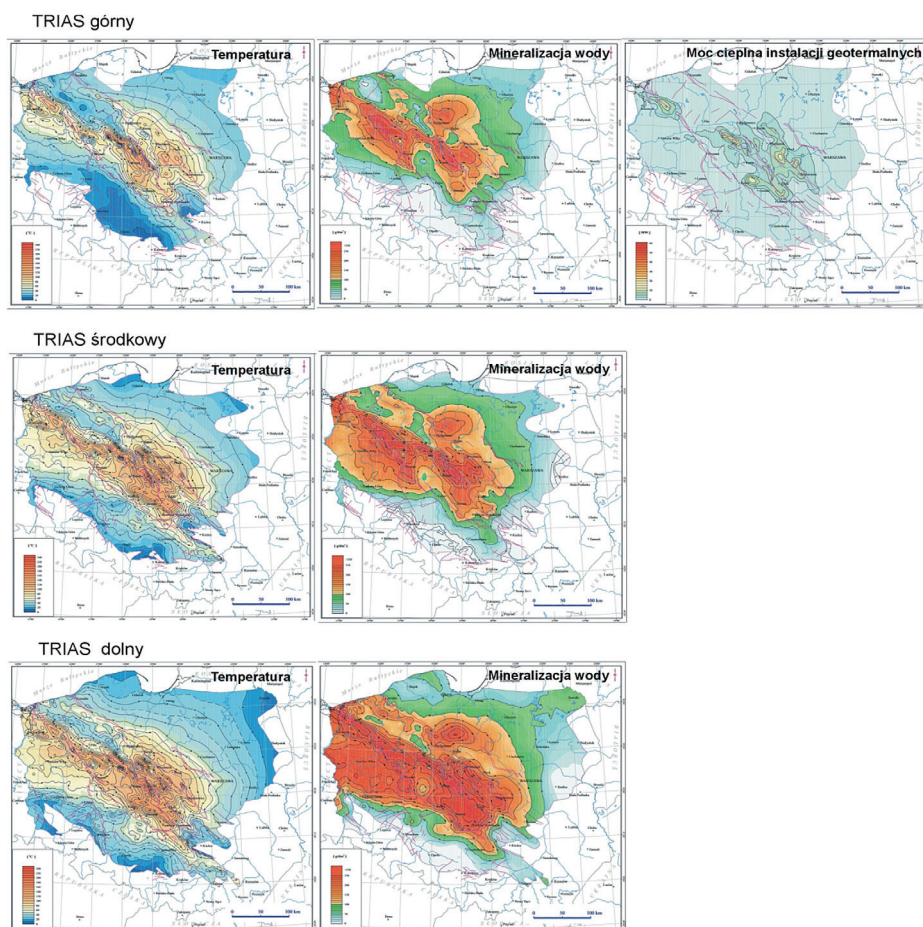
Trias

Miąższość utworów triasowych zmienia się w granicach od kilkudziesięciu metrów (brzeżne partie zbiornika) do kilku kilometrów (wał kujawski), na przeważającej części obszaru mieści się w przedziale 200–1000 m (Górecki, red., 2006a).

W obszarze niecek: łódzkiej, warszawskiej i szczecińskiej oraz wału kujawskiego temperatura wód sięga 50°C. Najwyższe temperatury, przekraczające

120°C, są spotykane w północno-wschodniej części niecki łódzkiej i południowo-zachodnim skrzydle wału kujawskiego. W peryferyjnych częściach zbiornika przeważają temperatury od 20 do 50°C.

Mineralizacja wód wzrasta porównywalnie do głębokości ich występowania. Największe mineralizacje, sięgające 300 g/dm³, występują na terenie wału kujawskiego oraz niecek: łódzkiej, szczecińskiej i warszawskiej (rysunek 5). W pozostałych rejonach mineralizacja wód jest zmienna w przedziale od kilku (brzeżne strefy jednostek) do 100 g/dm³ oraz 100–200 g/dm³. Na przeważającym obszarze moc cieplna hipotetycznej instalacji geotermalnej nie przekracza 2,5 MW. Większych wartości (powyżej 10 MW)



Rysunek 5. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym triasu górnego, środkowego i dolnego

Źródło: Górecki, red., 2006a.

można oczekiwać w rejonie Mogilna, Kalisza, a także na południowy zachód od Płocka. Moc cieplna rzędu 7,5–10 MW charakteryzuje północno-wschodnią część niecki szczecińskiej.

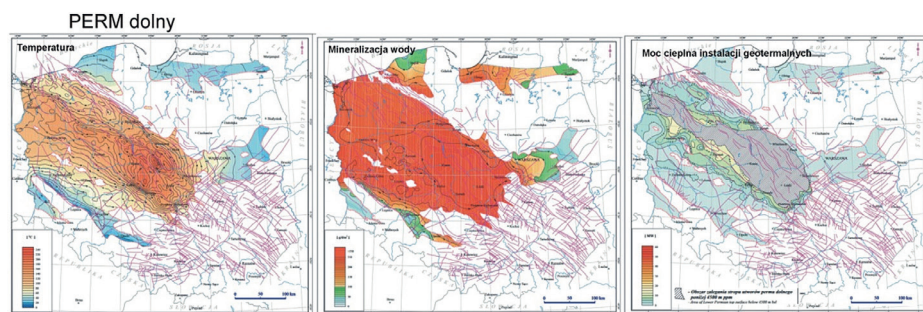
Niska przepuszczalność i przewodność warstw wodonośnych, a tym samym niska potencjalna wydajność ujęć wód oraz znaczne głębokości sprawiają, że opłacalność eksploatacji wód z utworów triasu jest niska, wymaga zaawansowanej technologii.

Perm

Głębokość stropu utworów permu – czerwonego spągowca w centralnych i północno-zachodniej części basenu – wynosi od 4000 m do 7500 m, co pod względem ekonomicznym uniemożliwia wykorzystanie tych wód (Górecki, red., 2006b). Jedynie w peryferycznych częściach basenu głębokości są mniejsze, rzędu 1500–3000 m. Ze względu na parametry geotermalne w przyszłości osady permskie mogą być rozważane jako kolektor wód warty wykorzystania.

Miażdżość całkowita utworów dolnego permu na obszarach: wyniesienia Łeby, syneklizy bałtyckiej i obniżenia podlaskiego, wału kujawskiego, wału pomorskiego, nie przekracza 50 m. W obszarach niecek mogileńsko-łódzkiej i szczecińskiej dominują miażdżości w granicach 400–1000 m, a w osiowej części wału pomorskiego przekraczają 1400 m.

Temperatury w stropie utworów dolnego permu zmieniają się w zależności od głębokości zalegania. W płytko występujących strukturach temperatura osiąga 50°C, natomiast w pozostałych jednostkach wzrasta aż do 150°C, lokalnie przekraczając nawet 200°C (na wale kujawskim). Mineralizacja wód jest zmienna od około 20 do ponad 300 g/dm³, przy czym najczęściej są to wartości od 200 do ponad 300 g/dm³ (rysunek 6).



Rysunek 6. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym permu dolnego

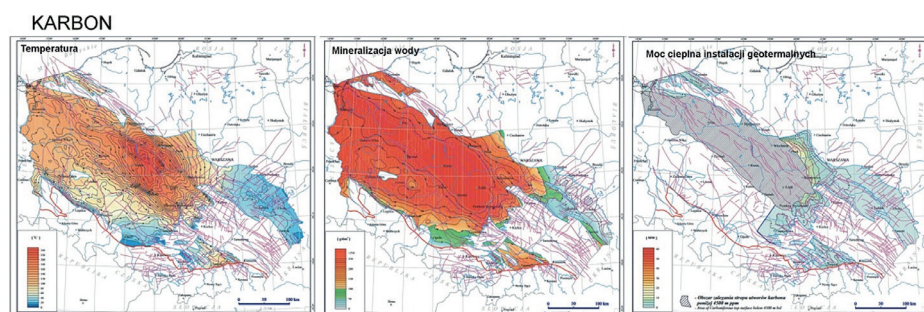
Źródło: Górecki, red., 2006b.

Na przeważającym obszarze występowania wodonośnych utworów permu dolnego moc cieplna hipotetycznej instalacji geotermalnej nie przekracza 2,5 MW. Maksymalne wielkości mocy cieplnej, powyżej 10–12,5 MW, przewidywane są w okolicach: Gorzowa Wielkopolskiego, Poznania i Kalisza.

Karbon

W północno-zachodniej części Polski utwory karbonu występują na głębokości 2500–4000 m, zakres temperatury wody sięga 60–90°C. Ocenia się, że warstwy wodonośne cechują się nieznacznymi miąższościami, mieszczącymi się w granicach od około 10 m do 100 m. Większe miąższości występują jedynie w rejonie Koszalina (do około 350 m) i w niecce lubelskiej (do około 400 m) (Górecki, red., 2006b). Zasoby wód geotermalnych można uznać za perspektywiczne.

Wody pod względem temperatury wykazują dużą zmienność. W niecce lubelskiej, na wyniesieniu łukowsko-hrubieszowskim, monoklinie śląsko-krakowskiej, wschodniej części subzbiornika na zapadlisku przedkarpackim i częściowo w rejonie przedsudeckim osiągają wartość 50°C, natomiast na pozostałym obszarze występowania utworów karbońskich temperatury są wyższe i rosną wraz z głębokością, osiągając w najgłębszych partiach 240°C (rysunek 7). Wysokiej temperaturze towarzyszy zazwyczaj wysoka mineralizacja. Wartości mocy cieplnych są niskie, z reguły na poziomie poniżej 5 MW; wyższe wartości występują w zachodniej części niecki warszawskiej.



Rysunek 7. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym karbonu

Źródło: Górecki, red., 2006b.

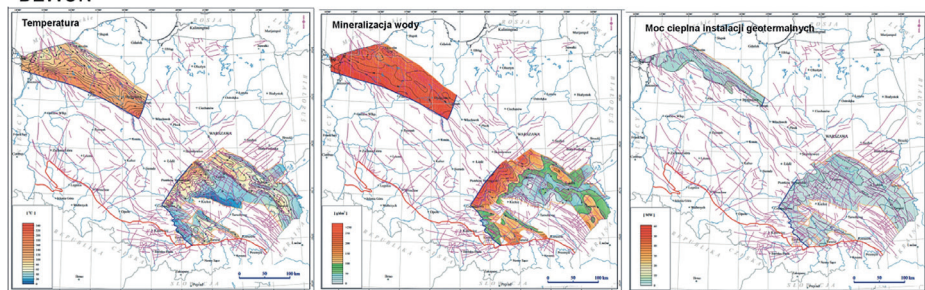
Dewon

Warstwy wodonośne w utworach dewońskich występujących w części północno-zachodniej Polski wykazują miąższość 200–600 m. W południowo-

-wschodniej części Polski miąższość warstw wodonośnych wykazuje znaczną zmienność, od około 200 m w rejonie Radomia do ponad 1000 m w rejonie Lublina (Górecki, red., 2006b).

Temperatury wód w warstwach dewońskich wzrastają w kierunku południowo-zachodnim od około 40 do ponad 150°C. W rejonie Lublina temperatura wód jest znacznie niższa, wynosi od 10 do 50°C. Wysokiej temperaturze towarzyszy zazwyczaj wysoka mineralizacja. Na przeważającym obszarze wartości mocy cieplnej osiągają 2,5 MW, lokalnie przekraczają tę wartość lub są niższe (rysunek 8).

DEWON



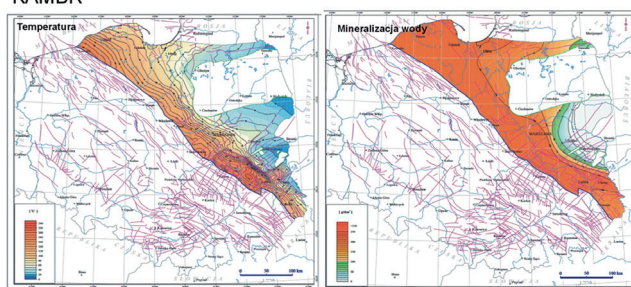
Rysunek 8. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym dewonu

Źródło: Górecki, red., 2006b.

Kambr

Geotermalne wody zbiornika kambryjskiego zostały udokumentowane w piaszczysto-mułowcowo-ilastych utworach na wschód od linii T-T. Miąższość ich rośnie od zera do ponad 800 m (Górecki, red., 2006b). Najpłycej

KAMBR



Rysunek 9. Temperatura, mineralizacja i moc cieplna instalacji geotermalnych w zbiorniku geotermalnym kambru

Źródło: Górecki, red., 2006b.

utwory kambryjskie występują w rejonie Białegostoku i Białej Podlaskiej, natomiast głębokość (i miąższość osadów) zwiększa się w kierunku południowo-zachodnim, osiągając 8000 m w okolicy Lublina. Temperatura i mineralizacja wody wzrasta w kierunku strefy T-T, gdzie osiąga odpowiednio 200°C (niecka lubelska) i mineralizację około 200 g/dm³ (rysunek 9).

4.2. Rejon Podhala

Odmiennymi warunkami występowania wód termalnych, wynikającymi ze specyficznej budowy geologicznej, charakteryzuje się rejon Podhala. Niecka Podhalańska tworzy zbiornik wód termalnych będący fragmentem centralno-karpackiego basenu paleogeńskiego rozwiniętego na podłożu późnokredowych płaszczowin wewnętrznokarpackich (Paczyński i Sadurski, red., 2007).

Strefą głównego zasilania zbiornika wód termalnych jest masyw Tatr, w zasięgu których wody opadowe systemami szczelin migrują w głąb masywu tatrzańskiego i przepływają w kierunku północnym pod nieprzepuszczalny kompleks paleogeńskich warstw fliszowych, zbudowanych z łupków i piaskowców. Wraz z głębokością wody osiągają stopniowo wyższą temperaturę. Na głębokości około 1000 m, w Zakopanem, wody mają temperaturę około 26°C, a na głębokości poniżej 2000 m w rejonie Białego Dunajca i Bańskiej osiągają temperaturę powyżej 80°C. Wraz ze wzrostem temperatury wzrasta mineralizacja wody. Wody geotermalne tego zbiornika wykorzystywane są do celów ciepłownictwa, rekreacji, balneoterapii oraz do celów użytkowych (suszenie drewna, hodowla ryb, uprawa roślin szklarniowych).

5. Energia geotermalna dla systemów ciepłowniczych

W Polsce 94% ciepła pozyskiwanego z wód termalnych pochodziło z ciepłowni powstałych jeszcze przed 2015 r. Zwiększenie w ostatnich latach finansowania działań związanych z geotermią spowodowało rozpoczęcie nowych inwestycji. Zakładając średnio sześcioletni okres realizacji, efekty będą widoczne za kilka lat.

W 2022 r. w Polsce funkcjonowało siedem obiektów wykorzystujących energię wód termalnych na cele ciepłownictwa (rozpraszanie w formie sieci): w Pyrzycach, Stargardzie, Toruniu, Uniejowie, Poddębicach, Mszczonowie oraz na Podhalu (rysunek 10) (NIK, 2022a). Indywidualne instalacje



Rysunek 10. Lokalizacja otworów ujmujących wody geotermalne na cele ciepłownictwa

Źródło: opracowanie własne.

grzewcze funkcjonują w Karpnikach (obiekt SPA), Cudzynowicach (szkoła) i Kleszczowie (kompleks sportowo-dydaktyczny Solpark).

W Polsce wiele obszarów, ze względu na warunki hydrogeologiczne, można uznać za perspektywiczne dla rozwoju geotermii wysokotemperaturowej. Możliwość uzyskania dotacji, potrzeba zastąpienia tradycyjnych źródeł energii odnawialnymi oraz coraz większa świadomość ekologiczna sprawiły, że z 15 otworów początkowo planowanych do wykonania w ostatnim okresie rozpoczęto realizację 28 przedsięwzięć, zlokalizowanych w następujących miejscowościach: Szaflary, Łądek-Zdrój, Koło, Sochaczew, Sieradz, Tomaszów Mazowiecki, Turek, Dębica, Sękowa, Pieszyce, Piastów,

Gniezno, Inowrocław, Oława, Gąsowa, Żyrardów, Łowicz, Jasienica, Otwock, Smyków, Wągrowiec, Trzebnica, Głuszyca, Dębno, Wołomin, Toruń, Białka Tatrzańska, Czarny Dunajec (NIK, 2022b). W bardzo zaawansowanym stopniu realizacji są inwestycje w Kole, Koninie i Sieradzu.

Istnieją projekty dotyczące wykorzystania wód o wysokiej temperaturze również w energetyce. W trakcie realizacji jest otwór w Szaflarach, którego docelowa głębokość będzie wynosić 7 km, a spodziewana temperatura wody na wypływie osiągnie 160–180°C.

Największym producentem energii geotermalnej w Polsce jest Geotermia Podhalańska S.A., której początki sięgają 1993 r. (<https://www.geotermia.pl/>). W kolejnych latach powstały systemy ciepłownicze bazujące na wodach termalnych: w Pyrzycach (1997), w Mszczonowie (1997), w Uniejowie (1999), w Stargardzie (po naprawie odwiertu w 2012 r.), w Poddębicach (2012) (Bujakowski i in., 2021) i w Toruniu (październik 2022 r.). Obecnie na Podhalu do celów grzewczych wykorzystywane są trzy otwory produkcyjne (Bańska IG-1, Bańska PGP-1, Bańska PGP-3) i dwa otwory chłonne (Biały Dunajec PAN-1 i Biały Dunajec PGP-2), funkcjonujące jako dublet i triplet. Długość sieci ciepłowniczej sięga 115 km i obejmuje 1700 obiektów na terenach: Zakopanego, Szaflar, Białego Dunajca i Poronina (stan na lipiec 2020 r.). Obecnie na Podhalu wykonywany jest najgłębszy w Polsce otwór o głębokości 7 km, który oprócz szerokiego rozpoznania warunków hydrogeologicznych będzie ujmował wody geotermalne o szacowanej temperaturze 160–180°C, z zamiarem ich wykorzystania w produkcji energii elektrycznej (Geotermia Podhalańska, 2023). W Pyrzycach funkcjonują dwa dublety (otwory eksploatacyjne Pyrzyce GT-1, Pyrzyce GT-3 i otwory chłonne Pyrzyce GT-2, Pyrzyce GT-4), w Stargardzie jest triplet (otwór eksploatacyjny Stargard Szczeciński GT-2 oraz otwory chłonne Stargard Szczeciński GT-1 i GT-3; trwa modernizacja – docelowo ma być siedem otworów). W Uniejowie znajduje się triplet (otwór eksploatacyjny Uniejów PIG/AGH-2 oraz otwory chłonne Uniejów IGH-1 i Uniejów PIG/AGH-1), jedynie w Poddębicach i Mszczonowie funkcjonują instalacje jednootworowe (Kępińska, 2016; 2018; 2021). W Toruniu są dwa otwory eksploatacyjne TG-1 i TG-2.

Najwyższą roczną produkcję ciepła z wód termalnych (powyżej 560 000 GJ) uzyskano na Podhalu, natomiast najniższą (około 16 000 GJ) w Mszczonowie (tabela 1). Drugą największą pod względem ilości produkowanego ciepła jednostką geotermalną jest Geotermia Stargard, której roczna produkcja przekracza 200 000 GJ, co pokrywa ponad 30% zapotrzebowania

sieci miejskiej w Stargardzie. Ciepłownia w Pyrzycach zaopatruje około 50% potrzeb mieszkańców miasta (Wojciechowski, 2010). Stosunkowo wysoką produkcję ciepła (8675 GJ) wykazywała indywidualna instalacja grzewcza obiektu SPA w Karpnikach (tabela 1) (NIK, 2022b).

Tabela 1. Roczna produkcja ciepła (GJ) z wód termalnych z ciepłowni i instalacji grzewczych

Otwór / lokalizacja	Podmiot	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ciepłownie							
Stargard	G-Term Energy	213 610	187 059	186 457	233 645	226 281	208 243
Pyrzyce	Geotermia Pyrzyce	67 076	64 746	63 523	40 105	75 557	68 225
Uniejów	Geotermia Uniejów	60 503	29 397	33 920	39 169	49 018	51 592
Poddębice	Geotermia Poddębice	53 068	62 760	67 646	63 324	63 176	62 561
Mszczonów	Geotermia Mazowiecka	15 689	16 568	16 969	16 487	15 763	16 148
Podhale, Bańska Niżna	Geotermia Podhalańska	480 055	510 992	525 555	521 912	565 920	562 222
Indywidualne instalacje grzewcze							
Cudzynowice	szkoła	0	298	3 033	1 995	2 008	2 305
Kleszczów	Solpark	872	552	1 138	771	0	0
Karpniki	Obiekt SPA	0	48	5 939	6 680	7 986	8 675

Źródło: NIK, 2022b.

Roczna produkcja ciepła nie oddaje rzeczywistych możliwości, jakie w danych warunkach są do osiągnięcia. Efektywność zagospodarowania ciepła geotermalnego można wyrazić stopniem wykorzystania potencjału danego ujęcia wód termalnych. Wykorzystanie potencjału ujęcia pozwala na określenie, w jakim stopniu (w %) realizowany program zagospodarowania ciepła wód termalnych zapewnia pełne wykorzystanie możliwości produkcji ciepła z wody geotermalnej.

Wskaźnik wykorzystania potencjału ujęcia wód termalnych jest ilorazem rzeczywistej rocznej produkcji ciepła geotermalnego i ilości ciepła geotermalnego możliwego do pozyskania z eksploatowanego ujęcia w ciągu roku. Obliczenia uwzględniają całoroczne wykorzystanie wody geotermalnej (uśrednione z okresu 2015–2020) eksploatowanej z maksymalną wydajnością oraz temperaturę wody na głowicy otworu przy maksymalnej wydajności (NIK, 2022b). Otrzymane wartości wskaźnika wykorzystania potencjału wskazują, że efektywność zagospodarowywania ciepła geotermalnego w ciepłowniach znajdujących się w różnych lokalizacjach była zróżnicowana – od 15,8% w Poddębicach (gdzie ujmowane są wody o temperaturze 68°C z piaskowców kredy dolnej) do 49,5% w Stargardzie (gdzie ujmowane są wody o temperaturze 83°C z piaskowców jury dolnej) (tabela 2).

Systemy ciepłownicze zlokalizowane w zasięgu Niziu Polskiego zostały odwiercone w warstwie piaskowców kredy dolnej (Uniejów, Poddębice i Mszczonów) oraz jury dolnej (Stargard i Pyrzyce), natomiast na Podhalu skałą zbiornikową były wapienie i dolomity triasu środkowego i eocenu środkowego (tabela 2). Głębokości poszczególnych otworów są zróżnicowane – sięgają od 1640 m w Pyrzycach do ponad 3000 m w Stargardzie. Znacznie zróżnicowane są temperatura i mineralizacja tych wód. Najniższa wartość obu parametrów jest w Mszczonowie, natomiast najwyższa w Stargardzie.

Podczas gdy w Polsce energia geotermalna stosowana jest tylko w ciepłownictwie – w siedmiu systemach centralnego ogrzewania mieszkań i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w trzech instalacjach indywidualnych – w innych krajach służy także do produkcji energii elektrycznej (Lund i Toth, 2021; Hajto, 2021). W latach 1995–2020 liczba państw, które produkowały energię elektryczną na bazie wód termalnych, wzrosła z 20 do 29. Bardziej dynamicznie rozwinęło się w tym czasie wykorzystanie wód do celów grzewczych. W 1995 r. deklarowało je 28 państw, podczas gdy w 2020 r. było już ich 88. Pod względem zainstalowanej mocy cieplnej przodują: Islandia (2632 MW), Turcja (999 MW) i Francja (657 MW), natomiast pod względem zainstalowanej mocy elektrycznej dominują: Turcja (1688 MW), Włochy (916 MW) i Islandia (754 MW). Islandia jako jedyny kraj na świecie około 81% energii uzyskuje z lokalnych źródeł odnawialnych, w tym 62% z geotermii i 19% z energii wodnej (Ragnarsson i in., 2020).

Tabela 2. Wybrane informacje dotyczące ciepłowni

Otwór / lokalizacja	Podmiot	Litologia	Wiek	Głębokość otworów (m)	Temperatura wody (°C)	Mineralizacja wody (g/dm ³)	Wskaźnik wykorzystania potencjału ujęć (%)
Stargard	G-Term Energy	piaskowce	jura dolna	2660–3080	83	150	49,4
Pyrzyce	Geotermia Pyrzyce	piaskowce	jura dolna	1640	61	130	20,5
Uniejów	Geotermia Uniejów	piaskowce	kretda dolna	2031–2254	68	6–8	23,7
Poddębice	Geotermia Poddębice	piaskowce	kretda dolna	2039	68	0,4	15,8
Mszczonów	Geotermia Mazowiecka	piaskowce	kretda dolna	1714	42	0,47	44,4
Podhale, Bańska Niżna	Geotermia Podhalańska	wapienie i dolomity	trias środkowy i eocen środkowy	2500–3000	82–86	2,5	25,9

Źródło: NIK, 2022b.

6. Wody geotermalne w balneoterapii i rekreacji

W Stargardzie i Pyrzycach wody geotermalne wydobywane są z przeznaczeniem na cele związane z ciepłownictwem. W wielu innych obiektach po odzyskaniu ciepła pochodzącego z wód termalnych na potrzeby ciepłownictwa woda jest racjonalnie wykorzystywana do innych celów. Na Podhalu część schłodzonej wody z sieci ciepłowniczej kierowana jest do dwóch ośrodków rekreacyjnych (np. w Szaflarach), częściowo wprowadzana jest do warstwy wodonośnej wykonanymi specjalnie w tym celu otworami zatłaczającymi (chłonnymi), częściowo po dodatkowym schłodzeniu trafia do cieków powierzchniowych. W Mszczonowie woda termalna po odbiorze ciepła w instalacji ciepłowniczej kierowana jest do miejskiej sieci wodociągowej jako woda pitna. Jest to nietypowa sytuacja możliwa dzięki temu, że woda charakteryzuje się niską mineralizacją (tabela 2) i wysoką jakością. Część wód jest wykorzystywana w celach rekreacyjnych w całorocznych basenach „Termy Mszczonów”, część zasila tężnię lub jest wykorzystywana w pijalni wód termalnych. W Poddębicach wody geotermalne oprócz ciepłownictwa znalazły zastosowanie w rekreacji i rehabilitacji szpitalnej. Ze względu na niską mineralizację i dobrą jakość planowane są do wykorzystania w produkcji artykułów spożywczych oraz jako źródło wody pitnej. W Uniejowie oprócz zasadniczego wykorzystania do produkcji ciepła (około 80% mieszkańców korzysta z energii wód termalnych) wody geotermalne wykorzystywane są do celów użytkowych oraz do podgrzewania murawy boiska piłkarskiego i ścieżki spacerowej (Kępińska, 2018; 2021). Planowana jest także budowa tężni oraz pijalni wód. W Kleszczowie, po odbiorze ciepła na potrzeby wytworzenia ciepłej wody użytkowej oraz centralnego ogrzewania w kompleksie sportowo-dydaktycznym Solpark, w ramach kaskadowego odbioru energii cieplnej, w dalszym etapie woda wykorzystywana jest do podgrzania wody w basenach, a następnie do podgrzania murawy boiska sportowego (Chmurzyńska, 2018).

W wielu miejscach wody geotermalne stosowane są do celów niezwiązanych z ciepłownictwem. Stosowane są one do celów leczniczych w uzdrowiskach w: Cieplicach Śląskich, Łądku-Zdroju, Dusznikach-Zdroju, Ciechocinku, Konstancinie, Ustroniu, Iwoniczu-Zdroju, Rabce-Zdroju, Maruszy k. Grudziądza, Poddębicach, Uniejowie (Kępińska, 2018). Na bazie wód termalnych funkcjonują obiekty rekreacyjno-balneoterapeutyczne. Kilkanaście kompleksów basenowych zlokalizowanych jest w: Zakopanem,

Bańskiej Niznej, Bukowinie Tatrzańskiej, Białce Tatrzańskiej, Szaflarach, Chochołowie, Witowie, Uniejowie, Mszczonowie, Poddębicach, Poznaniu, Inowrocławiu, Grudziądzu, Tarnowie Podgórnym, Lidzbarku Warmińskim i Jeleniej Górze.

7. Wody geotermalne dla kosmetologii i produkcji preparatów leczniczych

Walory wód geotermalnych zostały docenione przez producentów kosmetyków do higieny i pielęgnacji ciała, włosów oraz jamy ustnej. Na bazie wód leczniczych oraz innych składników korzystnie oddziałujących na zdrowie człowieka produkowane są preparaty lecznicze. Na bazie wody geotermalnej z Iwonicza-Zdroju produkowane są linie kosmetyków Iwoline oraz Iwostin. Woda geotermalna z Cieplic jest wykorzystywana do produkcji kosmetyków Aqua Thermal Terra, woda geotermalna z Poddębic służy do produkcji dermokosmetyków Dermedic (linia Hydrain3), woda z Uniejowa – do produkcji kosmetyków Over Cosmetics, woda geotermalna z Podhala – do produkcji kosmetyków Termissa i woda geotermalna z Łącka-Zdroju do produkcji kosmetyków Uzdrowskowe inspiracje SPA.

Na bazie wody geotermalnej odbywa się także produkcja wybranych kosmetyków marek: Vichy, La Roche Posay, Avene, Christian Laurent, BioetiQ, Buccotherm, Farmona, La Toya, Manyo, Speick, Eubos, Botanicapharma, Clarena.

8. Korzyści wynikające z wykorzystania energii geotermalnej

Zaletami wykorzystania energii geotermalnej są ich odnawialność i stabilność zasobów. Uzysk energii nie jest zależny od zmian klimatycznych, a przy zrównoważonym gospodarowaniu wielkość strumienia energii cieplnej pozostaje na stałym poziomie przez kilkadziesiąt lat. Wykorzystanie tego źródła energii pozwala na zaoszczędzenie nieodnawialnych zasobów surowców energetycznych, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz może wpływać na ograniczenie zanieczyszczenia atmosfery w miejscach, gdzie tradycyjne źródła energii zostaną zastąpione niekonwencjonalnymi. W miejscach, gdzie funkcjonują już ciepłownie geotermalne, stan

atmosfery uległ wyraźnej poprawie (Geotermia Podhalańska, Ekologia, 2023; Ney, 2005). Zostało to udokumentowane zarówno w północno-zachodniej części Polski (Stargard), centralnej (Mszczonów), jak i na Podhalu. Roczna sprzedaż ciepła geotermalnego na terenie Zakopanego skutkowałą spadkiem emisji zanieczyszczeń do powietrza równoważnym spalaniu 13,6 tys. ton węgla kamiennego. Oceniono, że w Stargardzie spadek emisji zanieczyszczeń do powietrza jest równoważny ograniczeniu spalania około 9 tys. ton węgla kamiennego rocznie, a rozbudowa ciepłowni pozwoli na zwiększenie tego efektu o równowartość do blisko 20 tys. ton (NIK, 2022b). Inwestycja jest neutralna dla środowiska, a jej funkcjonowanie bezpieczne, nie wywołuje zagrożeń dla przyrody i środowiska. Schłodzona woda jest wykorzystywana do innych celów (przy niskiej mineralizacji trafia do sieci wodociągowej, czego przykładem jest gospodarowanie wodami termalnymi w Mszczonowie) lub zatłaczana jest do warstwy wodonośnej, z której została wydobyta, ewentualnie jest odprowadzana do wód powierzchniowych, gdy spełnia kryteria jakościowe (powrót do środowiska). Ważne znaczenie ma duża powszechność występowania złóż wód termalnych, znacznie większa niż w przypadku surowców konwencjonalnych (węgla i gazu).

Stosunkowo powolny rozwój inwestycji polegających na korzystaniu z energii geotermalnej wynika z wysokich początkowych kosztów inwestycji związanych z koniecznością wykonania głębokich otworów wiertniczych (2000–2500 m) i budową instalacji ciepłowniczych. Wysokie początkowe nakłady inwestycyjne oraz niskie koszty ich bieżącej eksploatacji sprawiają, że o opłacalności tych przedsięwzięć decydują czynniki związane z dostatecznie wysoką produkcją i sprzedażą pozyskiwanego ciepła. Zostały zorganizowane programy wsparcia rozwoju energetycznego wykorzystania geotermii jako odnawialnego źródła energii (Kępińska, 2021). Mimo wysokich kosztów wykonania odwiertu coraz większe zainteresowanie podyktowane jest potrzebą zastąpienia tradycyjnych źródeł energii źródłami odnawialnymi.

W dążeniu do obniżenia kosztów, które w początkowym etapie są wysokie, można wykorzystać istniejące już odwierty, wykonane w innych celach (otwory badawcze lub otwory wydobywcze gazu i ropy naftowej), można dokonać rekonstrukcji otworów zniszczonych lub zlikwidowanych (Bujakowski, 2001; Bujakowski i in., 2020).

9. Zagrożenia i wyzwania wynikające z wykorzystania energii geotermalnej

Ciepłownia bazująca na zasobach wód termalnych powinna być zlokalizowana w pobliżu występowania potencjalnych zbiorników wód geotermalnych. Przy realizacji nowych inwestycji, zwłaszcza tych, w których woda ma wysoką mineralizację, problem może stanowić utylizacja wydobytej i schłodzonej wody. Jest to zagadnienie złożone, wymagające indywidualnych rozwiązań w zakresie inżynierii złożowej, z uwzględnieniem uwarunkowań środowiskowych i aspektów ekonomicznych na etapie planowania inwestycji. Liczne przykłady świadczą o tym, że możliwe jest wykorzystanie tych wód: 1) w celach gospodarczych, rekreacyjno-balneologicznych, 2) poprzez zrzut do wód powierzchniowych (ale tylko, gdy niska jest mineralizacja – regulują to odpowiednie akty prawne) lub 3) poprzez ponowne zatłaczanie do górotworu.

Nawet przy dobrym rozpoznaniu warunków hydrogeologicznych oraz rzetelnym oszacowaniu zasobów wód geotermalnych, z zastosowaniem coraz doskonalszych metod badawczych na etapie wstępnych projektów, istnieje ryzyko, że po wykonaniu otworu temperatura wody będzie niższa niż oczekiwano lub inne parametry (mineralizacja, wydajność, zasoby) będą inne niż określone na etapie projektowania (Krogulec i Porowska, 2022). Ryzyko to pozostaje do czasu odwiercenia otworu i wykonania badań. Z pewnością jest to jeden z czynników spowalniających tempo korzystania z zasobów tego źródła energii.

Ryzyko związane jest również z problemami podczas zatłaczania wody do otworu chłonnego. Podczas eksploatacji następuje spadek chłonności w strefie przyotworowej (kolmatacja warstwy złożowej), co skutkuje zmniejszeniem wydajności zatłaczania otworu chłonnego. Kolejnym problemem jest potencjalne wychłodzenie złoża w strefie przyotworowej otworu chłonnego. Ze względu na dużą odległość między otworami chłonnymi i eksploatacyjnymi obniżenie temperatury złoża w rejonie otworu chłonnego nie będzie miało wpływu na temperaturę wokół otworu eksploatacyjnego. W przypadku wód o wysokiej mineralizacji kolejne problemy wynikają z korozji rur okładzinowych i skalingu (wytrącania się związków mineralnych) (Tomaszewska, 2011). Problem możliwych zmian związanych z korozją rur był przedmiotem szerokich badań i prognoz w ramach analizy wpływu wtlaczania wód wysokozmineralizowanych w przemyśle naftowym. Wykonane prognozy i modelowanie mogą być wykorzystane w badaniach,

a następnie w planowaniu lokalizacji otworów geotermalnych oraz obliczaniu kosztów eksploatacji wód (Krogulec i in., 2020).

Poziomy, z których odbywa się eksploatacja wód termalnych, są położone znacznie głębiej niż użytkowe poziomy wodonośne, jednak planując oraz wykonując inwestycje, należy zapewnić zrównoważone gospodarowanie zarówno wodami zwykłymi, jak i geotermalnymi, aby nie doprowadzić do pogorszenia ich jakości.

10. Ograniczenie ryzyka związanego z wykonaniem i użytkowaniem otworu z wodą termalną

Na etapach wykonania i późniejszego użytkowania otworu należy się liczyć z ryzykiem, które w obu przypadkach ma inny wymiar. Na etapie wykonywania otworu ryzyko wiąże się z nieosiągnięciem zakładanych parametrów na docelowej głębokości co do temperatury i mineralizacji wody, natomiast w przypadku eksploatacji – z pogorszeniem parametrów: obniżeniem temperatury wody, spadkiem wydajności, zwiększeniem depresji.

Ryzyko związane z wykonaniem głębokiego otworu służącego do eksploatacji wód termalnych jest wysokie, gdyż dopiero pierwsze badania w nowo wykonanym otworze weryfikują parametry szacowane na etapie projektowania. Rzetelnie przygotowany projekt może w pewnym stopniu ograniczyć ryzyko, ale nie jest w stanie go całkowicie wyeliminować. Ten czynnik, oprócz wysokich kosztów realizacji przedsięwzięcia, może spowalniać rozwój geotermii. Niemniej stosunkowo dobry stan rozpoznania złóż zasobów geotermalnych oraz wsparcie finansowe państwa są czynnikami motywującymi do rozwijania geotermii w rejonach uznanych za perspektywiczne. Działaniu sprzyjałyby również stabilne i jasne uregulowania prawne i ekonomiczne.

Wsparciem finansowym powinny być objęte istniejące już od kilkunastu lat instalacje geotermalno-ciepłownicze wymagające modernizacji. Ciepłownia w Stargardzie jest przykładem znacznej poprawy funkcjonowania po przeprowadzeniu prac remontowych (NIK, 2022b).

Obiekty takie powinny być objęte nie tylko nadzorem od strony sprawności technicznej ujęcia, lecz także monitorowaniem wód termalnych w celu ich charakterystyki hydrogeochemicznej i ewentualnej czasowo-przestrzennej zmienności. W przypadku wód termalnych zmiany składu chemicznego w analizowanych próbkach są często widoczne wcześniej niż zmiany

temperatury. Dlatego prawidłowo zaplanowany i przeprowadzony monitoring wskaźników chemicznych może zapewnić wystarczającą ilość czasu potrzebnego do podjęcia odpowiednich działań prewencyjnych. Wyniki wykonanych analiz chemicznych często pozwalają również na określenie potencjalnych problemów, które mogą pojawić się w trakcie eksploatacji wód, takich jak scaling czy korozja (Krogulec i in., 2020).

Jednym z ważnych problemów determinujących koszty eksploatacji wód geotermalnych jest korozja rur wydobywczych, instalacji obiegu geotermalnego, armatury oraz kolmatacja otworów zatłaczających, polegająca na zmniejszeniu chłonności na skutek wytrącania związków mineralnych. Zjawiska te związane są z korozją wewnętrznych odcinków rur w środowisku wody geotermalnej, zawierającej CO_2 oraz często H_2S . Monitorowanie tych zjawisk w czasie eksploatacji jest bardzo ważnym elementem prawidłowej eksploatacji odwiertów i systemów przesyłowych. Zintegrowane systemy monitorowania są już powszechnie stosowane w zarządzaniu rurociągami przesyłowymi substancji o wysokim stopniu ryzyka (ropa naftowa, gaz). Systemy te, w przypadku wody geotermalnej, muszą być oparte na metodach analizy online parametrów fizykochemicznych wody, jej skażenia mikrobiologicznego oraz stopnia zużycia materiałów (korozja ogólna, wżerowa, mikrobiologiczna) (Bujakowski, 2015; Banaś i in., 2016).

Wieloletnie użytkowanie ciepłowni geotermalnych owocuje ogromnym doświadczeniem, jednak każdy otwór geotermalny charakteryzuje się swoją specyfiką, dlatego wsparcie merytoryczne oraz specjalistyczne doradztwo byłyby bardzo pomocne na każdym etapie, począwszy od projektu przedsięwzięcia, poprzez jego realizację i funkcjonowanie w późniejszych latach.

11. Podsumowanie i wnioski

Wykorzystanie wód geotermalnych jest sposobem na dywersyfikację źródeł energii i częściowe zastąpienie tradycyjnych paliw kopalnych w ciepłownictwie. W Polsce wody geotermalne są źródłem odnawialnej energii cieplnej, a wykonywany otwór na Podhalu przybliża plany pozyskiwania energii elektrycznej. Wysokie początkowe nakłady inwestycyjne powodują, że energia geotermalna jest wykorzystywana w ograniczonym stopniu. Obecnie energia geotermalna stanowi zaledwie 0,2% spośród wszystkich źródeł energii odnawialnej. Ograniczenie to wynika również z ryzyka związanego z problemami podczas eksploatacji wód (obniżenie temperatury wody w złożu,

zmniejszenie wydajności, obniżenie położenia zwierciadła wody) i podczas zatłaczania schłodzonych wód po odzysku ciepła.

Opłacalność wykorzystywania zasobów wód geotermalnych jest zależna od warunków hydrogeologicznych występujących na danym obszarze, takich jak: temperatura i mineralizacja wód geotermalnych, głębokość położenia warstwy wodonośnej oraz wydajność eksploatacyjna. Kształtują one moc ciepłą ujęcia oraz wpływają na koszty eksploatacji. Zwiększenie wykorzystania energii geotermalnej w celach grzewczych jest w pełni uzasadnione w wielu rejonach Nizy Polskiego oraz na Podhalu, co potwierdzają funkcjonujące tam ciepłownie. Wykorzystanie wód geotermalnych do celów grzewczych powinno w pierwszej kolejności opierać się na zasobach dolnojurajskiego i dolnokredowego zbiornika hydrotermalnego w pasie ciągnącym się z północnego zachodu na południowy wschód, aż po rejon Gór Świętokrzyskich (obejmując niecki: szczecińską, warszawską i mogileńsko-lódzką).

Efektywność zagospodarowywania ciepła geotermalnego w funkcjonujących ciepłowniach była zróżnicowana – od 15,8% w Poddębicach do 49,5% w Stargardzie, co wskazuje, że potencjał ciepłowni nie został w pełni wykorzystany.

Zasoby wód termalnych w Polsce są rozłożone nierównomiernie. Nie wszystkie rejony będą mogły korzystać z tych zasobów. Ze względu na dużą zmienność budowy geologicznej i warunków hydrogeologicznych konieczne jest szczegółowe rozpatrzenie wyboru potencjalnego miejsca lokalizacji otworu, aby wytypować najbardziej korzystne warunki. Doświadczenie wynikające z obecnie funkcjonujących zakładów termalnych wskazuje, że predysponowane są następujące warunki: wysokie temperatury wody (około 60°C), przy stosunkowo niskiej mineralizacji i płytkim występowaniu warstwy wodonośnej (nieprzekraczającym 2000 m).

Dokonując analizy opłacalności wykorzystania energii geotermalnej przy wyborze lokalizacji otworu, oprócz czynników przyrodniczych i geologicznych należy uwzględnić istnienie lokalnego rynku odbiorców ciepła, zapewniającego rentowną działalność ciepłowni geotermalnej.

Poza ciepłownictwem wody geotermalne mogą być używane w cyklu sekwencyjnym w basenach rekreacyjnych i uzdrowiskach, mogą być rozprawdane siecią wodociagową do użytkowników lub służyć innym indywidualnym celom. W miejscach, gdzie woda jest wykorzystywana w celach rekreacyjnych, można również dostrzec aspekt społeczny, następuje aktywizacja społeczeństwa w kierunku rozwoju bazy noclegowej i gastronomicznej.

Bibliografia

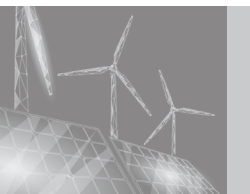
- Banaś J., Mazurkiewicz B., SolarSKI W., Lewandowska M., Roguska A., Andrzejczuk M., Ura-Bińczyk E., Kaca W., Żarnowiec P., Balcer M., Kulik S., 2016. *Monitorowanie korozji i parametrów fizykochemicznych w instalacjach geotermalnych*, „Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój”, nr 2.
- Bujakowski W., 2001. *Pierwsza w Polsce rekonstrukcja głębokiego otworu wiertniczego Mszczonów IG-1 do celów ciepłowniczych*, w: *Międzynarodowe Seminarium Rola energii geotermalnej w zrównoważonym rozwoju regionów mazowieckiego i łódzkiego*, 4–6.10.2000 r., Osuchów, Sympozja i Konferencje PAN IGSMiE, nr 45, Kraków.
- Bujakowski W., 2015. *Geologiczne, środowiskowe i techniczne uwarunkowania projektowania i funkcjonowania zakładów geotermalnych w Polsce*, „Studia – Rozprawy – Monografie”, IGSMiE PAN, Kraków.
- Bujakowski W., Bielec B., Miecznik M., Pająk L., 2020. *Reconstruction of geothermal boreholes in Poland*, „Geothermal Energy”, vol. 8, 10.
- Bujakowski W., Tomaszewska B., Kępińska B., Pająk L., Bielec B., Miecznik M., Kasztelewicz A., 2021. *Tematyka geotermalna w aktualnej działalności naukowo-badawczej IGSMiE PAN w latach 2019–2021 i plany na przyszłość*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 69(9), s. 624–632.
- Chmurzyńska A., 2018. *Kaskadowy system odbioru energii geotermalnej w Kleszczowie*, Globenergia, 5.10.2018, <https://globenergia.pl/kaskadowy-system-odbioru-energii-geotermalnej-w-kleszczowie/> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Geotermia Podhalańska, 2023. *Najgłębszy odwiert geotermalny powstanie na Podhalu*, Zakopane, <https://www.geotermia.pl/najglebszy-odwiert-geotermalny-powstanie-na-podhalu.html> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Geotermia Podhalańska, Ekologia, <https://www.geotermia.pl/ekologia.html> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Geotermia Podhalańska, <https://www.geotermia.pl/> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Globenergia, 2011. *Energia geotermalna – wykorzystanie na świecie i w Europie*, Globenergia, 16.08.2011, <https://globenergia.pl/energia-geotermalna-wykorzystanie-na-swiecie-i-w-europie-4/> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Górecki W., red., 2006a. *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niziu Polskim*, AGH, Kraków.
- Górecki W., red., 2006b. *Atlas zasobów geotermalnych formacji paleozoicznej na Niziu Polskim*, AGH, Kraków.
- Hajto M., 2021. *Stan wykorzystania energii geotermalnej w Europie i na świecie w 2020 r.*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 69(9), s. 566–577.
- Kępińska B., 2016. *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2013–2015*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój”, nr 1, s. 19–35.

- Kepińska B., 2018. *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016–2018*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój”, nr 1, s. 11–23.
- Kepińska B., 2021. *Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce w latach 2019–2021*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 69(92), s. 559–565.
- Krogulec E., Porowska D., 2022. *Ocena warunków hydrogeologicznych w aspekcie wykorzystania wód termalnych na cele ciepłownictwa*, w: Pilarska A. (red.), *Energetyka na skalę XXI wieku – OZE i efektywność energetyczna*, Wydawnictwo Naukowe Tygiel, Lublin, s. 31–46.
- Krogulec E., Sawicka K., Zabłocki S., 2020. *Hydrogeochemical Modeling Of Water Injection Into An Oil And Gas Well Under High-Pressure High-Temperature (Hpht) Conditions*, „Acta Geologica Polonica”, vol. 70(3), s. 419–433.
- Lazard, 2023. <https://www.lazard.com/media/typdgxmm/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf> (dostęp: 2.10.2023 r.).
- Lund J.W., Toth A.N., 2021. *Direct utilization of geothermal energy 2020 Worldwide review*, „Geothermics”, vol. 90, 101915.
- Ney R., 2005. *Ocena strategii rozwoju energetyki odnawialnej oraz kierunki rozwoju energetycznego wykorzystania zasobów geotermalnych wraz z propozycją działań*, NFOŚiGW, Kraków.
- Paczyński B., Sadurski A., red., 2007. *Hydrogeologia regionalna Polski. Wody mineralne, lecznicze i termalne oraz kopalniane*, PIG, Warszawa.
- Ragnarsson Á.R., Steingrímsson B., Thorhallsson S., 2020. *Geothermal Development in Iceland 2015–2019*, Proceedings World Geothermal Congress, Reykjavik, Iceland, <https://www.geothermalenergy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01063.pdf> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- Tomaszewska B., 2011. *Utylizacja wód termalnych, korozja i skaling. Wstępne wyniki realizacji projektu badawczo-rozwojowego*, „Technika Poszukiwań Geologicznych. Geotermia, Zrównoważony Rozwój”, nr 1–2, s. 403–412.
- Wojciechowski S., 2010, *Geotermia Pyrzyce – niewykorzystany potencjał*, Geotermia Pyrzyce, Polski Przemysł, 18.01.2010, <https://polskiprzemysl.com.pl/przemysl-energetyczny/geotermia-pyrzyce-niewykorzystany-potencjal/> (dostęp: 5.10.2023 r.).

Akty prawne, raporty i dokumenty

- GUS, 2023. *Bank Danych Lokalnych*, <https://bdl.stat.gov.pl/bdl/start> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- MG, 2010. *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (projekt)*, Minister Gospodarki, <https://www.imp.gda.pl/bioenergy/strategia/Krajowy-plan.pdf> (dostęp: 5.10.2023 r.).

- NIK, 2022a. *Geotermia – mamy zasoby, tylko na razie mało z nich korzystamy*, NIK, 22.04.2022, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/energia-wod-termalnych.html> (dostęp: 5.10.2023 r.).
- NIK, 2022b. *Wykorzystanie energii wód termalnych dla celów wytwarzania ciepła. Informacja o wynikach kontroli*, NIK, Delegatura w Katowicach, <https://www.nik.gov.pl/kontrola/P/21/067/LLO/> (dostęp: 2.10.2023 r.).
- PIG-PIB, 2022, <https://www.pgi.gov.pl/aktualnosci/display/13573-dzien-ziemi-2022-zainwestuj-w-nasza-planete.html> (dostęp: 2.10.2023 r.).
- PIG-PIB, 2023. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2022 r.*, PIG-PIB, Warszawa, http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2022/bilans_2022.pdf (dostęp: 2.10.2023 r.).
- UNECE, 2013. Ramowa Międzynarodowa Klasyfikacja Kopalin Energetycznych i Zasobów Mineralnych, UNFC-2009, https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_e.pdf (dostęp: 2.10.2023 r.).
- Ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. z 2023 r. poz. 633 ze zm.).



Możliwości rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

1. Bezpieczeństwo energetyczne Polski

Samowystarczalność energetyczna kraju – w rozumieniu całkowitego pokrycia zapotrzebowania na energię wyłącznie w oparciu o źródła krajowe i własne surowce – jest możliwa do osiągnięcia tylko przez kilka krajów na świecie. W kontekście Polski możemy mówić o zbliżonym pojęciu bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo energetyczne jest parametrem wykorzystywanym do oceny światowej pozycji krajów i regionów. Ponadto w świetle zachodzących zmian geopolitycznych i kryzysu energetycznego bezpieczeństwo to jest uznawane za część bezpieczeństwa narodowego i w ten sposób powinno być traktowane (von Hippel i in., 2011).

Istnieje wiele metod określających poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Stosowane wskaźniki do niedawna koncentrowały się przede wszystkim na bezpieczeństwie dostaw surowców, głównie ropy naftowej i innych paliw kopalnych, nie uwzględniając aspektów środowiskowych i społecznych. Obecnie światowa i krajowa polityka energetyczna musi sprostać nowym wyzwaniom, zmienia się również pojmowanie pojęcia bezpieczeństwa energetycznego. Nowe definicje obejmują konieczność ochrony środowiska, w tym powstrzymania zmian klimatycznych, poprzez zaprzestanie emisji gazów cieplarnianych oraz ochronę wody, powietrza i bioróżnorodności. Innym aspektem branym pod uwagę są czynniki społeczno-kulturowe, czyli oddziaływanie polityki energetycznej na społeczeństwo, w tym m.in. niezgoda lokalnych społeczności na powstawanie uciążliwych obiektów w ich sąsiedztwie. Polityka energetyczna powinna się koncentrować na budowaniu

zaufania społecznego, które należy odróżnić od społecznej akceptacji. Akceptację tę osiąga się poprzez kampanie marketingowe oraz przede wszystkim zaufanie społeczne wymagające dojrzałej polityki, transparentności i jawności informacji. Uwzględnianie czynników społeczno-kulturowych i zwiększanie zaufania publicznego do wyborów energetycznych są filarami nowej koncepcji bezpieczeństwa energetycznego. Ważnym jego elementem jest też polityka zagraniczna. W świetle globalnych niepokojów i toczących się wojen istotne jest nawiązywanie współpracy międzynarodowej, która zapewni ciągłość dostaw surowców, urządzeń i technologii (von Hippel i in., 2011; Radovanović i in., 2017).

Według raportu Polskich Sieci Energetycznych (PSE) pozyskanie energii elektrycznej w Polsce w niemal 80% opiera się na spalaniu węgla kamiennego i brunatnego oraz w niespełna 8% na działaniu elektrowni gazowych. Odnawialne źródła energii odpowiadają za pozyskanie zaledwie około 12% energii, w czym 1,6% stanowią elektrownie wodne¹ (PSE, 2021). Dodatkowo surowce kopalne są wykorzystywane do ogrzewania gospodarstw domowych. Według raportu GUS pt. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku* paliwa stałe, przede wszystkim węgiel kamienny i drewno opałowe, były wykorzystywane przez 45,4% gospodarstw domowych. Ciepło sieciowe było wykorzystywane przez 40,4% gospodarstw domowych, a około 14% wykorzystywało gaz ziemny (GUS, 2019).

Według raportu Forum Energii (Kleinschmidt i in., 2022) w ciągu ostatnich 20 lat Polska odnotowała jeden z największych przyrostów importu paliw kopalnych wśród krajów UE-27. W 2020 r. import węgla wyniósł 12,9 mln ton, zaś w 2018 r. (przed wybuchem pandemii COVID-19) – 19,3 mln ton. Głównym dostawcą paliw kopalnych do Polski jest Rosja. Panujący kryzys na rynku paliw jest dla Polski bardzo dotkliwy.

Jak szacowała Izba Gospodarcza Sprzedawców Polskiego Węgla, po wybuchu wojny w Ukrainie w Polsce mogło zabraknąć około 2,5 mln ton węgla opałowego wykorzystywanego przez gospodarstwa domowe oraz 1,5–3,5 mln ton węgla wykorzystywanego w energetyce i ciepłownictwie (Horbacz, 2022). Podobnie alarmująco wyglądała sytuacja dostaw gazu ziemnego. Uniezależnienie lub częściowe uniezależnienie od paliw kopalnych jest palącą potrzebą w świetle panującego kryzysu dostaw tych surowców.

¹ Wymienione tu wielkości oraz kolejne są aktualne na czas pisanie artykułu, czyli rok 2022.

2. Zmiany klimatyczne

Rozmowa o niezależności energetycznej czy konieczności dokonania transformacji energetycznej nie może się odbywać w oderwaniu od najważniejszego problemu, jakiemu musi sprostać ludzkość, czyli postępujących zmian klimatycznych.

Kompleksowym źródłem przedstawiającym aktualną wiedzę dotyczącą zmian klimatycznych jest raport przygotowany przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu przy Organizacji Narodów Zjednoczonych (IPCC, 2021), który podsumowuje wyniki badań nad klimatem prowadzone przez naukowców z całego świata. Według ustaleń nauki średnia temperatura Ziemi w latach 2011–2020 była w przybliżeniu o $1,1^{\circ}\text{C}$ wyższa od średniej temperatury sprzed epoki przemysłowej. Poza wszelką wątpliwością obserwowane globalne ocieplenie jest wynikiem działalności ludzkiej, a konkretnie – emisji gazów cieplarnianych, w tym dwutlenku węgla. Tempo obecnej zmiany klimatu, która objęła już wszystkie lądy, oceany i atmosferę, jest bezprecedensowe.

Raport prezentuje pięć scenariuszy dalszych zmian klimatu i jego skutków, przy różnych założeniach dotyczących emisji gazów cieplarnianych. W najbardziej optymistycznym scenariuszu – bardzo szybkiego spadku emisji CO_2 do zera w połowie stulecia oraz sukcesywnym jego usuwaniu z atmosfery w latach późniejszych – średnia temperatura powierzchni Ziemi wzrośnie o $1,6^{\circ}\text{C}$, a następnie obniży się o $0,2^{\circ}\text{C}$. W scenariuszu najbardziej zbliżonym do postanowień Porozumienia paryskiego do końca stulecia temperatura wzrośnie o 3°C względem ery przedprzemysłowej. W przypadku braku działań zmierzających do ograniczenia emisji CO_2 do końca stulecia temperatura wzrośnie w przybliżeniu o $3,5^{\circ}\text{C}$. W każdym, nawet najbardziej ambitnym scenariuszu średnia temperatura Ziemi wzrośnie o ponad $1,5^{\circ}\text{C}$. Postępujące zmiany klimatyczne będą prowadziły do nasilenia się ekstremalnych zjawisk pogodowych – w niektórych rejonach świata znacznie zwiększy się łączna ilość opadów, powodując powodzie i podtopienia, w innych znacznie się zmniejszy, powodując długotrwałe susze. Innym zagrożeniem jest wzrost poziomu morza. W najbardziej optymistycznym scenariuszu wyniesie on około 0,5–0,8 m, w najbardziej pesymistycznym nawet do 2 m do roku 2100 i 15 m do roku 2300 (IPCC, 2021; Popkiewicz, 2021).

Zgodnie z ustaleniami zamieszczonymi we wcześniejszym raporcie IPCC z 2018 r., mówiącym o skutkach ocieplania klimatu o $1,5^{\circ}\text{C}$, brak radykalnych kroków prowadzących do szybkiego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych

doprowadzi do wzrostu średniej temperatury Ziemi o $1,5^{\circ}\text{C}$ pomiędzy 2030 a 2052 rokiem. Taki wzrost temperatury może uruchomić nieodwracalne procesy, które zdestabilizują ziemski system klimatyczny (IPCC, 2018).

Zmiany klimatyczne i ich katastrofalne skutki można zahamować, podejmując decyzje w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 45% do roku 2030 i całkowitego zahamowania emisji do roku 2050 (IPCC, 2021).

3. Zmiany klimatyczne w Polsce

Zmiany klimatu są obserwowane również w Polsce. Zgodnie z alarmującym raportem *Klimat Polski 2021*, przygotowanym przez IMGW (IMGW-PIB, 2022), proces ocieplenia jest wyraźnie widoczny. Wzrost średniej temperatury powietrza w Polsce w skali roku charakteryzuje się istotnym statystycznie trendem wynoszącym $0,29^{\circ}\text{C}$ w ciągu 10 lat, co odpowiada wzrostowi aż o 2°C w ciągu ostatnich 70 lat. Ponadto współczynniki wzrostu średniej temperatury powietrza, wyznaczone dla kolejnych przedziałów czasowych od 1851 r., systematycznie rosną, z obserwowalną gwałtowną zmianą po roku 1980. Oznacza to, że tempo wzrostu średniej temperatury powietrza w Polsce systematycznie rośnie. Autorzy raportu *Klimat Polski 2021* zauważają również rosnące amplitudy wahań temperatury w ciągu miesiąca, stanowiące zagrożenie dla środowiska, infrastruktury oraz ludzkiego zdrowia.

Jedną z konsekwencji zmian klimatycznych podnoszonych w raporcie IPCC (2021) jest wzrost poziomu morza. Również średni poziom Bałtyku w ciągu ostatnich 70 lat uległ podwyższeniu w przybliżeniu o 14 cm. Tempo wzrostu jest zróżnicowane, sięgające od $1,84\text{ cm}/10\text{ lat}$ w części zachodniej (Świnoujście) do $2,13\text{ cm}/10\text{ lat}$ w części wschodniej (Władysławowo). Warto podkreślić, że tempo wzrostu poziomu morza w Bałtyku nie odbiega od światowej średniej.

Tymczasem w roku 2021 polskie elektrownie i elektrociepłownie zawodowe wyemitowały 128,6 mln ton dwutlenku węgla, odnotowując wzrost emisji w przybliżeniu o 17% w stosunku do roku 2020 (KOBiZE, 2022).

W kontekście palącej potrzeby przemodelowania energetyki wykorzystanie wszystkich dostępnych niskoemisyjnych źródeł energii wydaje się jedynym rozsądnym rozwiązaniem. Wśród dostępnych metod są tzw. odnawialne źródła energii, w tym hydroelektrownie, elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu oraz fotowoltaika. Te wymagają jednak wielkoskalowych

magazynów energii, które wciąż nie są dostępne. Inną niskoemisyjną technologią jest energetyka jądrowa, która mogłaby wspomóc redukcję emisji CO₂ oraz poprawiłaby bezpieczeństwo energetyczne kraju.

4. Zasada działania elektrowni jądrowych

W swojej budowie elektrownie jądrowe są zbliżone do klasycznych elektrowni ciepłych, czyli spalających węgiel i węglowodory. W dużym uproszczeniu działanie obydwu typów elektrowni polega na tym, że ciepło uwolnione, czy to w reakcji spalania (elektrownie konwencjonalne), czy rozszczepiania jąder atomowych (elektrownie jądrowe), służy do ogrzania wody, co prowadzi do powstania pary, ta zaś napędza turbiny generatora prądu elektrycznego. Ta część układu obydwu typów elektrowni jest bardzo do siebie zbliżona i w tym sensie zastąpienie bloków węglowych elektrowniami jądrowymi nie wymaga dużych zmian w istniejącej infrastrukturze energetycznej.

Podstawowa różnica w budowie obu rodzajów elektrowni obejmuje obszar, w którym następuje uwolnienie energii zawartej w wiąźaniach chemicznych w przypadku elektrowni konwencjonalnych lub wiązań jądrowych w elektrowniach tego typu. Kocioł, w którym następuje spalanie paliwa, jest zastąpiony reaktorem jądrowym. W nim odbywa się reakcja rozszczepienia prowadząca do uwolnienia energii przetwarzanej na energię elektryczną.

Zachodząca w reaktorach jądrowych reakcja rozszczepienia polega na wywołanym przez pochłonięcie neutronu podziale ciężkiego jądra atomowego, najczęściej uranu ²³⁵U, na dwa lżejsze, zazwyczaj radioaktywne jądra. Powstałe jądra (fragmenty rozszczepiania) są silniej związane, dzięki czemu reakcji towarzyszy uwolnienie dużej porcji energii, która w większości przyjmuje formę energii kinetycznej fragmentów rozszczepienia. Energia ta jest odbierana przez system chłodzenia reaktora i dalej przerabiana na energię elektryczną zgodnie ze schematem opisanym wyżej.

Energia wiąźania nukleonów w jądrach atomowych jest około sześciu rzędów wielkości większa od energii wiązań chemicznych. Dzięki temu reakcja rozszczepienia uwalnia nieporównywalnie większe ilości energii niż reakcja spalania węgla lub węglowodorów. Każda pojedyncza reakcja prowadzi do uwolnienia energii wynoszącej około 200 MeV. Wielkość tę warto porównać z energią uwolnioną w spalaniu jednego atomu węgla, która wynosi około 4 eV, czyli 50 milionów razy mniej.

Rozszczepieniu towarzyszy emisja kilku, najczęściej dwóch lub trzech, neutronów i promieniowania gamma. Energia kinetyczna neutronów wyemitowanych w rozszczepieniu przyjmuje wartości kilku megaelektronowoltów (MeV). Jest to zdecydowanie za dużo, aby neutron mógł zostać pochłonięty przez jądro ^{235}U i aby mógł spowodować kolejne rozszczepienie. Prawdopodobieństwo zajścia tego procesu zależy od energii neutronów i dla tych charakteryzujących się energią 0,01 eV jest o kilka rzędów wielkości większe niż dla neutronów pochodzących bezpośrednio z rozszczepienia. Aby móc efektywnie indukować kolejne akty rozszczepienia, energia neutronów musi ulec znacznemu zredukowaniu, co realizuje się z wykorzystaniem tzw. moderatorów. Proces moderacji odbywa się w szeregu zderzeń sprężystych neutronu z atomami moderatora. Aby proces zachodził efektywnie, materiał moderatora dobiera się tak, aby masa atomów moderatora była możliwie zbliżona do masy neutronów. W praktyce najczęściej stosuje się wodę (H_2O) lub ciężką wodę (D_2O).

Spowolnione neutrony mogą spowodować rozszczepienie kolejnych jąder – mówimy wtedy o reakcji łańcuchowej. Jeśli neutrony uwolnione w wyniku rozszczepienia powodują taką samą liczbę kolejnych rozszczepień, następuje stan równowagi zwany krytycznością. Reaktory jądrowe są urządzeniami umożliwiającymi przeprowadzenie kontrolowanej reakcji łańcuchowej oraz zmianę uwolnionej energii na energię elektryczną.

Paliwem jądrowym jest najczęściej sprasowany dwutlenek uranu zawierający rozszczepialny izotop uranu ^{235}U . Występująca w przyrodzie ruda uranu ma jedynie około 0,7% zawartości ^{235}U . To za mało, aby otrzymać samopodtrzymujący się cykl rozszczepień (istnieją reaktory wykorzystujące jako paliwo uran naturalny, co zostało opisane szerzej w pkt 5). Stosowanym rozwiązaniem jest wzbogacanie uranu naturalnego w taki sposób, aby izotop ^{235}U stanowił około 3–5% masy. Wzbogacony uran jest najpowszechniej stosowanym, choć nie jedynym, paliwem jądrowym.

Paliwo jądrowe przyjmuje postać pastylek paliwowych umieszczonych w rurkach zwanych koszulkami paliwowymi, a całość nazywa się prętem paliwowym. Podstawową rolą koszulek jest zapewnienie szczelności paliwa i niedopuszczenie do uwolnienia materiału radioaktywnego. Pręty paliwowe są zgrupowane w kasetę paliwową. Oprócz prętów paliwowych w zbiorniku reaktora znajdują się pręty kontrolne, służące do kontrolowania reakcji rozszczepienia, sterowania mocą reaktora oraz jego szybkiego wyłączenia. Pręty te zbudowane są z materiałów pochłaniających neutrony. Wsuniecie prętów kontrolnych między pręty paliwowe powoduje, że wyemitowane

w rozszczepieniu neutrony zostają pochłonięte i nie inicjują kolejnych aktów rozszczepień. Dzięki temu maleje energia wydzielana w reaktorze lub jest on całkowicie wyłączany. W najpowszechniejszych konstrukcjach reaktorów w przypadku awarii pręty kontrolne samoczynnie opadają, wygaszając reakcję łańcuchową. Jest to jeden z elementów systemu bezpieczeństwa elektrowni jądrowej.

5. Współczesne technologie reaktorów jądrowych

5.1. Reaktory PWR

Najbardziej rozpowszechnionym na świecie typem reaktorów jądrowych są reaktory wodne ciśnieniowe (PWR – *Pressurized Water Reactor*). Reaktor typu PWR jest w uproszczeniu zbiornikiem wypełnionym wodą pod wysokim ciśnieniem. Woda ta służy zarówno do odprowadzania ciepła uwalnianego z paliwa jądrowego podczas reakcji rozszczepienia, jak i do moderowania neutronów. Dzięki zastosowaniu wysokiego ciśnienia woda nie zmienia swojego stanu skupienia (nie odparowuje), ale w formie ciekłej przekazuje swoją energię w wymienniku ciepła wodzie z drugiego obiegu, a następnie wraca do reaktora. Jest to zamknięty obieg pierwotny. Woda z obiegu wtórnego, przejmując energię wody obiegu pierwotnego, odparowuje i pod postacią pary napędza turbiny generatora, po czym jest schładzana. Drugi, wtórny obieg również jest obiegiem zamkniętym. Istnieje trzeci, dodatkowy, otwarty obieg wody służący do schładzania wody z obiegu drugiego. Taka konstrukcja zapewnia, że materiały radioaktywne z reaktora nie mają możliwości przedostać się do środowiska.

Pierwsze reaktory wodne ciśnieniowe powstały już w połowie XX w. Początkowe projekty powstały w Oak Ridge National Laboratory, następnie konstrukcja została rozwinięta przez firmę Westinghouse. Od tamtej pory są rozwijane przez kilka firm na świecie. Najważniejsze zmiany, jakie były dokonywane w reaktorach PWR w ciągu 70 lat ich wykorzystywania i rozwoju, dotyczą ich bezpieczeństwa i niezawodności.

Obecnie na świecie eksploatuje się około 300 reaktorów typu PWR. Oprócz dużych bloków elektrowni reaktory PWR są stosowane do napędu morskich lotniskowców, atomowych okrętów podwodnych i lodołamaczy.

Reaktory PWR uchodzą za najbardziej bezpieczne i rozwinięte technologicznie. Wśród wymienianych zalet jest m.in. tendencja do wytwarzania

mniejszej mocy ze wzrostem temperatury. Wzrost temperatury w reaktorze powoduje odparowanie wody i zmniejszenie jej gęstości, przez co zmniejsza się wydajność procesu moderacji neutronów, a w konsekwencji dochodzi do wygaszenia reakcji łańcuchowej. Ten mechanizm występuje we wszystkich reaktorach, dla których woda stanowi materiał chłodzący i moderator. Kolejną zaletą jest istnienie dwóch zamkniętych obiegów wody, co zabezpiecza przed przedostaniem się materiałów radioaktywnych do środowiska oraz uniemożliwia zabrudzenie turbin elektrowni materiałami radioaktywnymi. Pręty kontrolne reaktorów PWR utrzymywane są powyżej kaset paliwowych za pomocą elektromagnesów. W przypadku utraty zasilania lub innej awarii pręty kontrolne reaktorów PWR grawitacyjnie opadają, hamując reakcję rozszczepienia.

Wadą tych reaktorów jest niemożność stosowania uranu naturalnego jako paliwa jądrowego. Zachodzi konieczność wzbogacania paliwa uranowego, co znacznie podnosi koszty jego produkcji. Wysokie ciśnienie wody w reaktorze wymaga stosowania bardzo wytrzymałych i ciężkich konstrukcji zbiornika reaktora oraz pozostałych elementów pierwotnego obiegu wody. Sprawność cieplna reaktorów PWR jest niższa od sprawności cieplnej reaktorów chłodzonych ciekłymi metalami lub stopionymi solami.

5.2. Reaktory PHWR

Reaktorami zbliżonymi do PWR są reaktory jądrowe ciężkowodne (PHWR – *Pressurized Heavy-Water Reactor*), w których funkcje chłodziwa i moderatora pełni dwutlenek deuteru (ciężka woda). Podobnie jak w przypadku reaktorów PWR, reaktory ciężkowodne mają dwa zamknięte obiegi: pierwotny, wypełniony ciężką wodą pod dużym ciśnieniem, oraz wtórny, wypełniony lekką wodą. Ze względu na zdecydowanie mniejsze pochłanianie neutronów przez dwutlenek deuteru oraz jego niższą temperaturę – co przekłada się na mniejszą energię kinetyczną neutronów po moderacji, a w konsekwencji większe prawdopodobieństwo ich pochłonięcia przez jądro uranu ^{235}U i zajścia reakcji rozszczepienia – reaktory PHWR mogą wykorzystywać uran naturalny jako paliwo, co znacznie zmniejsza jego koszty. Dzięki możliwości zastosowania uranu o niskim stopniu wzbogacenia w niektórych reaktorach PHWR stosuje się paliwo odzyskane z reaktorów PWR. Wypalone paliwo z reaktorów lekkowodnych zawiera wciąż około 0,9% uranu ^{235}U , czyli nadal więcej niż ruda uranu. Reaktorem wykorzystującym uran odzyskany z zużytego paliwa jest chiński reaktor Qinshan CANDU (AECL, 2010).

Reaktory ciężkowodne stanowią kilka procent działających na świecie reaktorów jądrowych. Najpopularniejszymi, a zarazem pierwszymi ich realizacjami są skonstruowane w Kanadzie reaktory CANDU (*Canadian Deuterium Uranium*).

5.3. Reaktory BWR

Drugim najpopularniejszym typem reaktorów jądrowych są reaktory wodne wrzące (BWR – *Boiling Water Reactor*). Podobnie jak w przypadku reaktorów PWR, rolę czynnika chłodzącego i moderatora odgrywa woda. Ta jednak krąży w jednym obiegu. Odparowanie wody odbywa się bezpośrednio w rdzeniu reaktora. Ciśnienie wody panujące w zbiorniku reaktora jest istotnie niższe niż w przypadku reaktorów PWR.

Reaktory BWR zostały opracowane w połowie lat 50. przez Argonne National Laboratory wraz z firmą General Electric. Głównym współczesnym producentem jest firma GE Hitachi Nuclear Energy, która specjalizuje się w projektowaniu i budowie tego typu reaktorów, jednakże są one dużo rzadziej wykorzystywane niż reaktory PWR.

Reaktory BWR mają prostszą konstrukcję niż reaktory PWR – są pozbawione m.in. wytwornicy pary, szeregu pomp i układów stabilizujących ciśnienie. Ze względu na około dwukrotnie niższe ciśnienie panujące wewnątrz tego reaktora jego zbiornik nie musi spełniać wyśrubowanych wymogów wytrzymałościowych, przez co jest tańszy i prostszy w produkcji. Podobnie jak w przypadku reaktorów PWR, wzrost temperatury w reaktorze BWR prowadzi do spadku mocy reaktora. Pręty kontrolne są jednak wprowadzane od dołu. Zastosowanie jednego obiegu wody sprawia, że całość układu musi być osłonięta od promieniowania. Pomimo zalet technologia BWR wydaje się być w odwrocie, głównie ze względu na to, że kraje, w których była rozwijana, odchodzą od energetyki jądrowej (Szwecja, Niemcy, czasowo Japonia).

5.4. Reaktory SMR

Obecnie bardzo dużo uwagi poświęca się dyskusji dotyczącej małych reaktorów modułowych (SMR – *Small Modular Reactors*). Pojęcie SMR nie odnosi się do konkretnej technologii, w zamyśle mają to być małe reaktory o stosunkowo niedużej mocy – do 300 MWe (megawatów mocy elektrycznej) i – co najważniejsze – prostej, modułowej budowie. Zaletą stosowania

SMR ma być niski nakład finansowy, krótki czas budowy, prosta konstrukcja i wysoki poziom bezpieczeństwa. Systemy zabezpieczające mają być pasywne, czyli nie będą wymagały zasilania, będą działały automatycznie, bez ingerencji człowieka. Istnieje wiele programów badawczo-rozwojowych nacełowanych na budowę reaktorów SMR, jednak wszystkie one są jeszcze w fazie planów, konstrukcji lub prototypów. Idea włączenia małych reaktorów modułowych do systemu energetycznego jest bardzo interesująca i obiecująca, jednakże stopień zaawansowania prac nad nimi nie pozwala określić, kiedy takie reaktory wejdą do komercyjnego użytku. Warto podkreślić, że cały przemysł jądrowy jest pod ścisłą kontrolą agencji krajowych i międzynarodowych. Proces dopuszczania do użytkowania reaktorów modułowych wymaga wypracowania nowych procedur, przeprowadzenia skrupulatnych badań i analiz, co jest kosztowne i czasochłonne.

Reaktory SMR mogą być przyszłością światowej energetyki jądrowej, jednakże obecnie nie są rozwiązaniem palącego problemu dekarbonizacji polskiej energetyki i jej uniezależnienia od paliw kopalnych.

6. Bezpieczeństwo elektrowni jądrowych

Elektrownie jądrowe mają wiele zabezpieczeń uniemożliwiających zajście niekontrolowanej reakcji łańcuchowej oraz uwolnienie substancji promieniotwórczych do środowiska. Zakłada się, że pojedyncze zabezpieczenia mogą zawieść, możliwe jest też podjęcie błędnych decyzji przez człowieka, dlatego stosuje się układy redundantne, mogące przejąć swoje zadania w razie awarii któregoś z nich. Takie podejście jest określane „ochroną w głąb”.

Bezpieczeństwo pracy elektrowni jądrowych rozpoczyna się już na etapie wyboru lokalizacji, przeprowadzenia skrupulatnych badań środowiskowych, a także jej projektowania i budowania. Elektrownie jądrowe muszą spełniać krajowe i międzynarodowe standardy bezpieczeństwa. W przypadku Polski standardy te określają: Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej (International Atomic Energy Agency – IAEA), konwencje obowiązujące członków wspólnoty EURATOM oraz prawo krajowe (Ustawa z 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe). Obowiązujące w Polsce wymagania bezpieczeństwa jądrowego należą do najbardziej rygorystycznych na świecie.

Elementami systemów bezpieczeństwa elektrowni jądrowych są ścisły nadzór i przejrzysty system raportowania nawet drobnych awarii. Nad pracą i bezpieczeństwem elektrowni jądrowych nadzór sprawują organy krajowe

(w Polsce jest to Państwowa Agencja Atomistyki) oraz Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej.

Systemy zabezpieczające elektrowni jądrowych muszą spełniać trzy funkcje: uniemożliwiać uwolnienie substancji radioaktywnych do otoczenia, gwarantować kontrolę nad łańcuchową reakcją rozszczepiania oraz zapewniać nieprzerwalne chłodzenie rdzenia reaktora, również po ustaniu jego pracy.

Pierwszą funkcję realizuje się przez zastosowanie szeregu barier fizycznych. Ich najważniejszym zadaniem jest zapewnienie, aby związki wchodzące w skład paliwa jądrowego, w tym izotopy uranu, plutonu oraz powstające produkty rozszczepiania, nie przedostały się do środowiska. Pierwszą barierę stanowi pastylka paliwowa, której własności uniemożliwiają migrację produktów rozszczepienia, kolejna to koszulka paliwowa, której rolą jest zapewnienie szczelności prętów paliwowych. W normalnych warunkach materiały wchodzące w skład paliwa jądrowego nie przedostają się do chłodziwa reaktora. Dodatkowe zabezpieczenie stanowi szczelność zamkniętego obiegu chłodzącego, a w przypadku reaktorów PWR – zastosowanie dwóch zamkniętych obiegów. Sam zbiornik reaktora stanowi następną barierę, a ostatnią jest otaczająca go, złożona z metalowego płaszcza i grubej, żelbetowej powłoki, obudowa bezpieczeństwa.

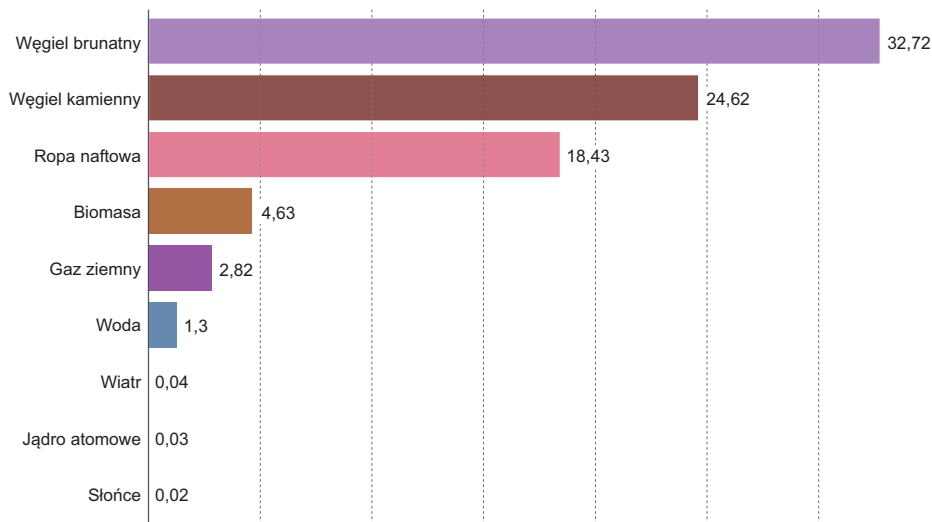
Kontrolę reakcji łańcuchowej uzyskuje się przez zastosowanie prętów kontrolnych pochłaniających neutrony, a w konsekwencji – zatrzymujących reakcję łańcuchową. W niektórych realizacjach reaktorów pręty wsuwane są od góry, dzięki czemu w razie awarii opuszczają się grawitacyjnie, bez konieczności dostarczania zasilania. Drugi mechanizm kontroli reakcji łańcuchowej dotyczy wszystkich typów reaktorów, w których woda stanowi chłodziwo i moderator (PWR, BWR), i polega na tym, że wzrost temperatury w reaktorze powoduje odparowanie wody, zmniejszenie wydajności procesu moderacji neutronów i wygaszenie reakcji łańcuchowej. W sytuacjach awarii reaktor samoczynnie się wyłącza.

Trzecią funkcją systemów bezpieczeństwa elektrowni jądrowych jest zapewnienie chłodzenia rdzenia reaktora, nawet po ustaniu jego pracy. Powstałe w rozszczepieniu lekkie fragmenty są radioaktywne, ulegają przemianom beta minus, czyli emitują energię w postaci promieniowania beta i gamma, zwaną ciepłem powyłłączeniowym. Energia ta rozgrzewa rdzeń reaktora, który musi być chłodzony nawet przez kilka dni po ustaniu jego pracy. Bezpośrednio po wyłączeniu reaktora generowana jest energia stanowiąca około 7% energii emitowanej w trakcie pracy. Zapewnienie niezawodnego systemu

odprowadzenia powstałego ciepła zabezpiecza przed uszkodzeniem prętów paliwowych na skutek przegrzania, a przy bardzo wysokich temperaturach nawet ich stopienia, oraz przed niekontrolowanym wzrostem ciśnienia wody w obiegu pierwotnym, jego rozszczelnieniem i uwolnieniem substancji radioaktywnych do otoczenia. Chłodzenie realizuje się poprzez pasywny, odpowiednio wydajny system chłodzenia oraz dodatkowo systemy aktywne wyposażone w awaryjne zasilanie.

Awaria, do której doszło w Fukushima, będąca następstwem zalania elektrowni 15-metrową falą tsunami, polegała właśnie na utracie chłodzenia reaktora. Elektrownia nie dysponowała pasywnymi systemami chłodzenia, a generatory diesla, mające zapewnić awaryjne zasilanie systemów aktywnych, zostały zalane.

Współcześnie reaktory jądrowe są projektowane i budowane tak, aby zapewnić jak największe bezpieczeństwo i bezawaryjność ich pracy. Przemysł jądrowy jest pod szczególnym nadzorem zarówno organizacji międzynarodowych i krajowych, jak i opinii publicznej. Wszystkie zdarzenia jądrowe są zgłaszane do IAEA, a informacje o nich są publicznie dostępne.



Wskaźniki zgonów określone na podstawie zgonów spowodowanych wypadkami i zanieczyszczeniem powietrza na terawatogodzinę energii elektrycznej.

Wykres 1. Średnia liczba zgonów przypadających na terawatogodzinę (TWh) wyprodukowanej energii elektrycznej dla różnych technologii pozyskiwania energii

Źródło: Markandya, Wilkinson (2007); Sovacool i in. (2016); UNSCEAR (2008; 2018), za: Our World in Data, <https://ourworldindata.org/grapher/death-rates-from-energy-production-per-twh> (dostęp: 16.06.2024 r.).

W historii energetyki jądrowej nastąpiły dwa wydarzenia uznane za „wielkie awarie”, czyli posiadające największy, siódmy poziom skutków zdarzeń radiacyjnych według Międzynarodowej Skali Zdarzeń Jądrowych i Radiologicznych (International Nuclear and Radiological Event Scale – INES). Były to katastrofa w Czarnobylu oraz awaria elektrowni jądrowej w Fukushima. Ponadto miała miejsce jedna awaria oceniona na 5 – czyli awaria z rozległymi skutkami – wypadek w elektrowni jądrowej Three Mile Island. Wydarzenia te odcisnęły duży ślad w świadomości ludzkiej i zaufaniu do energetyki jądrowej. Statystycznie jednak technologia ta jest jedną z najbezpieczniejszych na świecie, co obrazuje porównanie liczby zgonów przypadających na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej dla różnych jej źródeł. Zaprezentowane na wykresie 1 zestawienie uwzględnia również zgony związane z zanieczyszczeniem środowiska, wynikające z pozyskania surowców i funkcjonowania poszczególnych typów elektrowni. Wbrew powszechnej opinii energetyka jądrowa – obok elektrowni wiatrowych i słonecznych – jest najbezpieczniejszą technologią pozyskiwania energii elektrycznej.

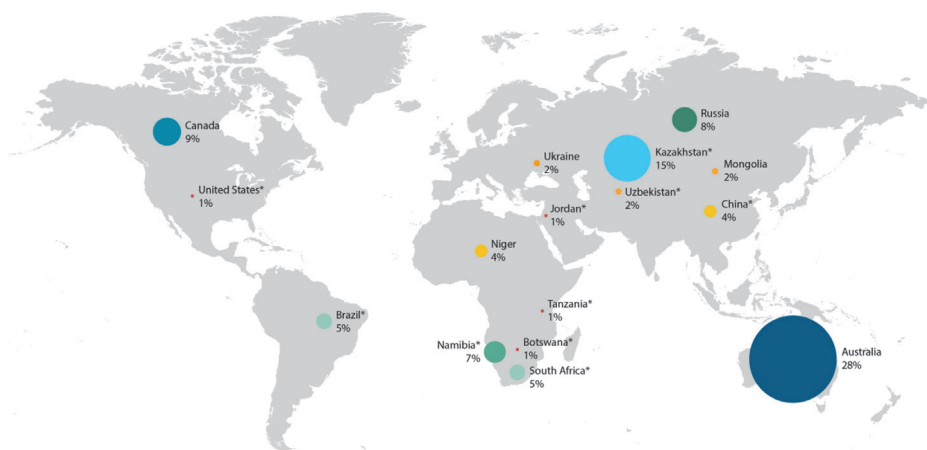
7. Paliwo jądrowe

Zgodnie ze wspólnym raportem Nuclear Energy Agency i International Atomic Energy Agency *Uranium 2020: Resources, Production and Demand* (OECD, 2020), całkowite światowe, zidentyfikowane jako możliwe do pozyskania, zasoby uranu na dzień 1 stycznia 2019 r. wyniosły około 6 mln ton metalicznego uranu przy kosztach wydobycia <130 USD/kgU oraz 8 mln ton w kategorii kosztów <260 USD/kgU. Należy jednak podkreślić, że tylko około 60% tych zasobów jest określanych jako *reasonably assured resources* (RAR), czyli znajdujących się w znanych złożach, dostępnych przy użyciu obecnie sprawdzonej technologii wydobycia i przetwarzania. Wielkości te nie obejmują znanych źródeł niekonwencjonalnych, jak np. pozyskiwanie uranu z wody morskiej.

Na początku 2019 r. działało łącznie 450 komercyjnych reaktorów jądrowych, o mocy 396 GWe, wymagających około 60 tys. ton uranu rocznie. Zakładając dynamiczny rozwój energetyki jądrowej, w najbardziej skrajnym scenariuszu przewiduje się, że światowa moc elektrowni jądrowych może wzrosnąć do 626 GWe w roku 2040. W związku z tym światowe roczne zapotrzebowanie na uran może wzrosnąć do 100 tys. ton.

Przy takich założeniach dostępne zasoby uranu starczyłyby na około 140 lat. Autorzy raportu konkludują, że istnieją wystarczające zasoby uranu, aby wspierać dalszy rozwój energetyki jądrowej jako niskoemisyjnego źródła energii elektrycznej (OECD, 2020).

Największymi złożami uranu dysponują: Australia, Kazachstan, Kanada i Namibia. Te kraje są też jego głównymi producentami. W czołówce znajdują się również: Rosja, Brazylia, Republika Południowej Afryki, Nigeria i Chiny. Zgodnie z poniższą mapą światowe zasoby uranu są rozmieszczone na całym świecie, co jest ważnym aspektem w kontekście pewności dostaw paliwa jądrowego i uniezależnienia od decyzji politycznych pojedynczych krajów.



Mapa 1. Zasoby uranu na świecie

Źródło: OECD, 2020.

Polska nie ma działających kopalń uranu, choć dysponuje pewnymi zasobami tego pierwiastka. W latach 50. i 60. na terenie naszego kraju wydobywano rudy uranu, zasoby te zostały jednak w dużej mierze wyeksploatowane. Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej szacuje, że Polska dysponuje łącznie około 20 tys. ton uranu naturalnego znajdującego się w nieodkrytych jeszcze złożach. Nie da się jednak oszacować kosztów jego wydobycia. Wykorzystywanie energetyki jądrowej jest możliwe tylko z zastosowaniem zewnętrznych dostaw paliwa jądrowego.

Typowy reaktor PWR o mocy 1000 MW zużywa rocznie około 30 ton paliwa, o objętości około 2 m³. Dla porównania spalająca węgiel kamienny elektrownia o takiej samej mocy potrzebuje rocznie około 4 mln ton węgla.

Tym samym zaopatrzenie elektrowni jądrowych nawet w kilkuletni zapas paliwa nie jest wielkim wyzwaniem logistycznym, zwłaszcza że świeże paliwo jądrowe ma na tyle małą aktywność, że może być transportowane i przechowywane bez specjalnych osłon. Możliwość zgromadzenia paliwa na tak długi czas pracy elektrowni zapewnia czasową niezależność od dostępności surowców lub wahań ich cen na rynkach.

8. Radioaktywne odpady

Radioaktywne odpady powstające w elektrowniach można podzielić na trzy kategorie: odpady wysokoaktywne, będące przede wszystkim wypalonym paliwem z reaktorów, oraz odpady średnio- i niskoaktywne, powstałe na skutek aktywacji materii neutronami emitowanymi w reaktorach oraz materiały skażone substancjami promieniotwórczymi.

Wypalone paliwo jądrowe w 94% składa się z uranu ^{238}U i ^{235}U , czyli tych samych izotopów, z których składa się świeże paliwo jądrowe; około 5% stanowią nietrwałe produkty rozszczepienia, których czas połowicznego zaniku waha się od części sekund po lata. W około 1% paliwo składa się z izotopów plutonu, głównie: ^{239}Pu , ^{240}Pu i ^{241}Pu . Pozostałe aktynowce, takie jak: ^{237}Np , Am , ^{241}Am i ^{244}Cm , stanowią około 0,1% masy paliwa.

W pierwszym okresie składowania wypalonego paliwa jądrowego jest ono wysokoaktywne oraz generuje duże ilości ciepła, przez co musi być przechowywane w ściśle określonych warunkach, zapewniających chłodzenie oraz odizolowanie. W praktyce przechowuje się je w wypełnionych wodą basenach na terenie elektrowni. Z czasem moc wydzielana przez paliwo maleje i może być ono przeniesione do pojemników suchych, jednakże niezmiennie jest ono wysokoaktywne i stanowi zagrożenie dla życia ludzkiego i środowiska. Aktywność zużytego paliwa maleje z czasem – szacuje się, że aby jego aktywność zrównała się z aktywnością rudy uranu, musi upłynąć nawet kilkaset tysięcy lat. Tak długi okres przechowywania wymaga zastosowania niezwykle trwałych i odpornych na czynniki zewnętrzne materiałów. Docelowo wypalone paliwo jądrowe będzie przechowywane w składowiskach ostatecznych, najczęściej projektowanych jako głębokie odwierty w skałach granitowych, z dala od warstw wodonośnych. Na dzień dzisiejszy całość wypalonego paliwa jest wciąż przechowywana na terenach elektrowni. Jest to po części związane z jego niewielkimi ilościami. Aby zwizualizować, o jak małych objętościach mówimy, często stosuje się

popularne porównanie – gdyby całe powstałe dotychczas wypalone paliwo jądrowe umieścić na boisku do piłki nożnej, stanowiłoby ono warstwę o grubości około 3 m.

Warto podkreślić, że wypalone paliwo jądrowe zawiera sporo materiału rozszczepialnego. Recykling wypalonego paliwa i jego ponowne wykorzystanie nie są jeszcze wykonywane na szeroką skalę, głównie przez ich wysokie koszty, jednakże jest to jeden z kierunków, w którym powinna podążać energetyka jądrowa.

Średnio- i niskoaktywne odpady jądrowe powstające w wyniku działalności elektrowni jądrowych, podobnie jak radioaktywne materiały powstałe np. w przemyśle medycznym, są przechowywane w składowiskach odpadów radioaktywnych. W Polsce również istnieje taki obiekt. Przy zachowaniu procedur bezpieczeństwa odpady te nie stanowią istotnego zagrożenia dla otoczenia.

9. Rozwój energetyki jądrowej w Polsce

Obecnie w Polsce rozwijanych jest kilka projektów budowy dużych i małych elektrowni jądrowych. Najbardziej zaawansowany jest projekt realizowany przez spółkę Skarbu Państwa Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ) we współpracy z Westinghouse Electric Company (WEC). Zgodnie z uchwałą Rady Ministrów wybrano technologię reaktora AP1000 i w konsekwencji PEJ podpisały umowę o współpracy z WEC, określającą główne zasady oraz kolejne kroki biznesowe, jakie zostaną podjęte przez PEJ i WEC (Uchwała nr 215 Rady Ministrów z 2 listopada 2022 r.).

Wśród kroków poczynionych w kierunku powstania elektrowni można wymienić wydanie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska decyzji zasadniczej w sprawie budowy elektrowni jądrowej na Pomorzu (rozważana jest lokalizacja na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa, czyli okolice Jeziora Żarnowieckiego) oraz zakończenie konsultacji transgranicznych i rozpoczęcie krajowych konsultacji społecznych.

Wybrany reaktor AP1000 (*Advanced Passive*) jest reaktorem wodnym ciśnieniowym generacji III+. Podobnie jak inne reaktory, PWR ma dwa obiegi wody, która odgrywa rolę zarówno chłodziwa, jak i moderatora. Głównymi cechami tego reaktora są prostota konstrukcji i bezpieczeństwo, w szczególności odporność na wypadki z utratą chłodzenia, zamachy terrorystyczne, trzęsienia ziemi i wypadki z udziałem samolotów.

Jednym z najważniejszych wyzwań konstrukcji reaktorów jądrowych jest zapewnienie chłodzenia po ich wyłączeniu, przy jednoczesnej utracie zewnętrznego zasilania. Taka okoliczność powstała po trzęsieniu ziemi oraz fali tsunami w Fukushima. Po wstrząsie elektrownia poprawnie się wyłączyła, jednakże nastąpił problem z chłodzeniem reaktora. Wyłączenie reaktora, czyli ustanie reakcji rozszczepienia, nie zatrzymuje uwalniania energii z paliwa jądrowego. Jest to spowodowane tym, że w wyniku rozszczepienia ciężkich jąder, najczęściej uranu lub plutonu, powstają lżejsze, nietrwałe fragmenty, które ulegają radioaktywnej przemianie, emitując energię. Ta energia, zwana ciepłem powyłłączeniowym, powoduje ogrzewanie się prętów reaktora, wymuszając konieczność ich chłodzenia. Wypadki polegające na utracie chłodzenia rdzenia reaktora (LOCA – *Loss-Of-Coolant Accident*) mogą mieć bardzo poważne konsekwencje, takie jak: uszkodzenie reaktora, stopienie rdzenia, pożar, wybuch wodoru. W starych konstrukcjach elektrowni zapewnienie chłodzenia wymagało działania pomp, a przez to zasilania. To rozwiązanie nie sprawdziło się w elektrowni w Fukushima, która za sprawą trzęsienia ziemi została odcięta od sieci elektrycznej, a fala tsunami zalała jej awaryjne agregaty. Elektrownia została pozbawiona zasilania i systemy chłodzenia przestały działać. W ciągu kilku godzin woda z reaktora nagrzała się i odparowała, a rdzeń uległ przegrzaniu i stopieniu. Cyrkon, zawarty w koszulkach otaczających paliwo jądrowe, uległ reakcji utleniania z parą wodną, w wyniku której uwolnił się wodór. Przyczyną wybuchu w budynku reaktora nr 3 elektrowni Fukushima Daiichi był właśnie ów wodór. Warto nadmienić, że wszystkie współcześnie budowane reaktory są wyposażone w pasywne systemy rekombinacji wodoru.

Podobnie jak inne współczesne reaktory, AP1000 wykorzystuje pasywne systemy bezpieczeństwa, czyli takie, które nie wymagają zasilania, a nawet interwencji operatorów. W założeniu w ciągu pierwszych 72 godzin po awarii wymuszającej wyłączenie reaktora jest on chłodzony bez żadnej ingerencji z zewnątrz, zasilania, zastosowania pomp czy nawet zaangażowania pracowników elektrowni. Chłodzenie reaktora odbywa się poprzez wodę zawartą w niewielkim zbiorniku wewnętrznym, z którego woda przepływa w razie odparowania wody ze zbiornika reaktora. Zapewnia on chłodzenie do 72 godzin i nie wymaga dodatkowego zasilania. Po upływie 72 godzin woda jest pompowana z zewnętrznego zbiornika umieszczonego na terenie elektrowni. W celu zasilenia niezbędnych pomp wykorzystuje się generatory diesla. Rozwiązanie to zapewnia chłodzenie przez 7 dni. AP1000 jest zarazem zaawansowanym technologicznie, jak i bezpiecznym i sprawdzonym

reaktorem. Cztery takie reaktory pracują obecnie w Chinach, a cztery kolejne są tam budowane. Ponadto na ukończeniu jest budowa dwóch reaktorów AP1000 w Stanach Zjednoczonych (IAEA, 2013).

Drugi projekt budowy elektrowni jądrowej w Polsce dotyczy koreańskiego reaktora generacji III+ APR1400 (*Advanced Power Reactor*). Polskie Ministerstwo Aktywów Państwowych, Ministerstwo Handlu, Przemysłu i Energii Korei, polskie koncerny energetyczne ZE PAK i PGE oraz Korea's Hydro & Nuclear Power (KHNP) podpisały list intencyjny w sprawie planu rozwoju elektrowni jądrowej (ZE PAK, 2022). Koreański projekt będzie realizowany poza rządowym planem inwestycyjnym, czyli bez bezpośredniego zaangażowania kapitału rządowego. Elektrownia miałaby stanąć w Pątnowie pod Koninem (ZE PAK, 2022).

Reaktor APR1400 jest również reaktorem typu PWR i podobnie jak AP1000 jest dojrzałym technologicznie, bezpiecznym reaktorem. Ma nieco większą moc elektryczną (1350 MWe vs 1110 MWe), a paliwo jądrowe może być rzadziej wymieniane. Ważną cechą reaktora APR1400 jest możliwość wykorzystania paliwa MOX, czyli takiego, które zostało wytworzone z wypalonego paliwa jądrowego (IAEA, 2013).

Oprócz budowy dużych elektrowni jądrowych rozwijane są również projekty małych modułowych reaktorów jądrowych. W tej dziedzinie najważniejsze są dwa projekty. Pierwszy z nich powstaje we współpracy KGHM z amerykańską firmą NuScale Power, która opracowała technologię modułowej elektrowni jądrowej z reaktorem lekkowodnym, certyfikowanym przez amerykańską Komisję Dozoru Jądrowego (KGHM, 2022; 2023).

Innym głośnym projektem jest współpraca ORLEN-u z Synthos Green Energy, której celem jest budowa modułowego reaktora jądrowego typu BWRX-300, zaprojektowanego przez amerykańsko-japońską firmę GE-Hitachi, w oparciu o technologię reaktora wrzącego (ORLEN, 2023).

10. Podsumowanie

Współcześnie rozumiane bezpieczeństwo energetyczne nie polega wyłącznie na zabezpieczeniu dostaw energii lub paliwa. Elementem bezpieczeństwa energetycznego są również bezpieczeństwo polityczne, ekonomiczne i zdrowotne ludzi oraz ochrona środowiska. W tym kontekście oddziaływanie poszczególnych technologii pozyskiwania energii elektrycznej na środowisko naturalne nie może zostać pominięte. Analizując wpływ elektrowni

na środowisko, należy uwzględnić cały cykl jej pracy – od budowy, pochodzenia niezbędnych do budowy materiałów, zajmowanego obszaru, poprzez pozyskiwanie paliwa (jeśli jest ono konieczne), wpływ oddziaływania samych instalacji, aż po powstałe odpady i utylizację samych obiektów. Dodatkowo należy wziąć pod uwagę awaryjność technologii oraz jej wpływ na społeczeństwo. Niestety, nie ma technologii nieoddziałującej na środowisko naturalne. Z każdą technologią pozyskiwania energii łączą się ryzyko i problemy. Odpowiedzialna polityka zapewniająca bezpieczeństwo energetyczne powinna uwzględniać wszystkie te aspekty.

Biorąc pod uwagę obecne możliwości pozyskiwania i składowania energii, dekarbonizacja w Polsce nie obędzie się bez energetyki jądrowej. Energetyka jądrowa nie emituje dwutlenku węgla, jedyne emisje CO₂ powstają na etapie budowy obiektu i transportu paliwa. Jest to dojrzała i bezpieczna technologia, o przejrzystych zasadach działania, raportowania o problemach i ścisłej kontroli organów krajowych i międzynarodowych. Niewielkie objętości paliwa, jakich wymaga elektrownia jądrowa, oraz różnorodni dostawcy umożliwiają gromadzenie jego zapasów oraz uniezależnienie się od polityki konkretnego kraju czy regionu.

Bibliografia

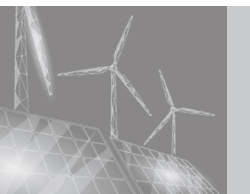
- AECL, 2010. *CANDU Reactor in China first to directly use recovered uranium fuel*, CISION, Atomic Energy of Canada Limited, 23.03.2010, <https://www.newswire.ca/news-releases/candu-reactor-in-china-first-to-directly-use-recovered-uranium-fuel-539599062.html> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Hippel D. von, Suzuki T., Williams J.H., Savage T., Hayes P., 2011. *Energy security and sustainability in Northeast Asia*, „Energy Policy”, vol. 39(11), s. 6719–6730.
- Horbacz Ł., 2022. *Czy w Polsce zabraknie węgla opałowego. Wyzwania sezonu grzewczego 2022/23*, Parlamentarny Zespół ds. Suwerenności Energetycznej, Warszawa, 2.08.2022 r., <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/agent.xsp?symbol=POSIEDZENIAZESP&Zesp=801> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- KGHM, 2022. *Pierwsze w Polsce male reaktory nuklearne już do 2029 roku. KGHM podpisał porozumienie z NuScale*, KGHM Polska Miedź, Komunikat prasowy, Lubin, 14.02.2022, <https://media.kghm.com/pl/informacje-prasowe/pierwsze-w-polsce-male-reaktory-nuklearne-juz-do-2029-roku-kghm-podpisał-porozumienie-z-nuscale> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- KGHM, 2023. *Krok bliżej do atomu w KGHM. Projekt NuScale Power z certyfikatem w USA*, KGHM Polska Miedź, Komunikat prasowy, Lubin, 23.01.2023, <https://>

- media.kghm.com/pl/informacje-prasowe/krok-blizej-do-atomu-w-kghm-projekt-nuscale-power-z-certyfikatem-w-usa (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Kleinschmidt P., Maćkowiak-Pandera J., Gawlikowska-Fyk A., Dusiło M., 2022. *Ponad bilion złotych na import surowców energetycznych do Polski*, Forum Energii, 18.01.2022, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/import-paliw-kopalnych> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- ORLEN, 2023. *Umowa na projekt SMR w Polsce zawarta w Waszyngtonie*, ORLEN, Komunikat prasowy, 23.03.2023, <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2023/marzec/Umowa-na-projekt-SMR-w-Polsce-zawarta-w-Waszyngtonie> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Popkiewicz M., 2021. *Wprowadzenie do 6 Raportu IPCC*, Nauka o klimacie dla sceptycznych, 25.08.2021, <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/wprowadzenie-do-6-raportu-ipcc-490/> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Radovanović M., Filipović S., Pavlović D., 2017. *Energy security measurement – A sustainable approach*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews”, vol. 68(2), s. 1020–1032.
- ZE PAK, 2022. *ZE PAK, PGE i KHNP podpisały list intencyjny*. Informacja prasowa, ZE PAK SA, Konin, 31.10.2022, <https://www.zepak.com.pl/pl/o-firmie/biuro-prasowe/aktualnosci/14035-ze-pak-pge-i-khnp-podpisaly-list-intencyjny.html> (dostęp: 16.06.2024 r.).

Akty prawne, raporty i dokumenty

- GUS, 2019. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku*, Analizy statystyczne, GUS, Warszawa, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2018-roku,2,4.html> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- IAEA, 2013. *ARIS. Advanced Reactors Information System*, International Atomic Energy Agency, Vienna, <https://aris.iaea.org> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- IMGW-PIB, 2022. *Klimat Polski 2021*, IMGW-PIB, https://www.imgw.pl/sites/default/files/2022-04/imgw-pib_raport-klimat-polski_2021_0.pdf (dostęp: 16.06.2024 r.).
- IPCC, 2018. *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK, New York, NY, <https://www.ipcc.ch/sr15/> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- IPCC, 2021. *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*, Intergovernmental Panel on Climate Change, UN, <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-i/> (dostęp: 16.06.2024 r.).

- KOBiZE, 2022. *Raport z rynku CO₂*, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, kwiecień 2022, nr 121, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2022/KOBiZE_Analiza_rynk_CO2_kwiecie%C5%84_2022.pdf (dostęp: 16.06.2024 r.).
- OECD, 2020. *Uranium 2020: Resources, Production and Demand*, Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency, NEA No. 7551, https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_52718/uranium-2020-resources-production-and-demand?details=true (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Our World in Data, <https://ourworldindata.org/grapher/death-rates-from-energy-production-per-twh> (dostęp: 16.06.2024 r.).
- PSE, 2021. *Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2021 roku*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2021#r6_5 (dostęp: 16.06.2024 r.).
- Uchwała nr 215 Rady Ministrów z 2 listopada 2022 r. w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. z 2022 r. poz. 1124).
- Ustawa z 29 listopada 2000 r. – Prawo atomowe (Dz.U. z 2023 r. poz. 1173 ze zm.)



Paliwo jądrowe

1. Wstęp

Celem niniejszego opracowania jest omówienie podstawowych kwestii związanych z pozyskiwaniem uranu, wytwarzaniem paliwa jądrowego oraz składowaniem paliwa już wypalonego. Ze względu na charakter publikacji zagadnienia specjalistyczne, takie jak wzbogacanie uranu czy przetwarzanie wypalonego paliwa jądrowego, omówiono w bardzo uproszczony sposób, akcentując ich aspekty związane z bezpieczeństwem, a nie z technologią tych procesów.

Wydarzenia ostatnich lat szczególnie mocno uwiaryściły niebezpieczeństwo związane z uzależnieniem się państw od nieprzewidywalnego dostawcy danego rodzaju paliwa. W tym kontekście szczególnie popularne stało się słowo „dywersyfikacja” – z naciskiem na dywersyfikację dostawców ropy i gazu czy dywersyfikację dostawców węgla.

Program polskiej energetyki jądrowej (Uchwała nr 141 Rady Ministrów z 2 października 2020 r.) zakłada wybudowanie siłowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 6–9 GWe. Historycznie planowano uruchomić w Żarnowcu cztery jednostki produkcji radzieckiej o mocy 440 MWe każda (VVER-440), jednak program został zamknięty w 1990 r. (IAEA, 2022, s. 104). Dla porównania – największa polska (i jedna z największych w Europie) elektrownia węglowa Bełchatów ma łączną moc elektryczną około 5,1 GWe, przy sprawności kotłów 38–42% oraz ilości zużytego węgla brunatnego w 2021 r. na poziomie 38,2 mln ton (PGE, 2023). Przekłada się to na szacowaną emisję dwutlenku węgla do atmosfery na poziomie około

kilkudziesięciu tysięcy ton na dzień (Nassar i in., 2022). Rokrocznie do atmosfery elektrownia ta emituje kilkadziesiąt milionów ton dwutlenku węgla. Alternatywą dla elektrowni węglowych są inne elektrownie, w tym – jądrowe.

W przypadku elektrowni węglowych zrozumienie cyklu paliwowego nie następuje trudności. W uproszczeniu składa się on z etapów: pozyskania węgla w kopalniach podziemnych lub odkrywkowych, oddzielenia materiału skalnego, rozdrobnienia, transportu do elektrowni, spalania oraz składowania powstałego popiołu. W kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polska ma eksploatowane lub zidentyfikowane, możliwe do wydobywania, złoża węgla zarówno kamiennego, jak i brunatnego.

Inaczej ma się sytuacja z cyklem paliwowym elektrowni jądrowych. W tym przypadku nie wystarczy wydobyć rudę uranonośną. Trzeba ją przetworzyć, a pozyskany uran poddać wielu procesom technologicznym w celu otrzymania paliwa jądrowego. Ogólnie proces ten można podzielić na następujące etapy:

- 1) wydobywanie rudy uranu;
- 2) oddzielenie uranu z jego rudy i przekształcenie do postaci zawierającej wysoką zawartość U_3O_8 , nazywanej potocznie ze względu na swój kolor „żółte ciastko” (*yellowcake*);
- 3) przetworzenie „żółtego ciastka” do heksafluorku uranu(VI) (UF_6);
- 4) wzbogacenie uranu w izotop 235, wykorzystując UF_6 ;
- 5) przetworzenie wzbogaconego uranu (w postaci UF_6) do tlenku uranu(IV) (UO_2);
- 6) przygotowanie paliwa jądrowego z UO_2 ;
- 7) przetworzenie lub składowanie nieprzetworzonego wypalonego paliwa jądrowego.

2. Radioaktywność uranu

Uran jest pierwiastkiem promieniotwórczym¹ i jako taki emituje promieniowanie jonizujące. Tam, gdzie mamy do czynienia ze źródłami tego typu

¹ Aktywność promieniotwórczą naturalnego uranu można przedstawiać w różny sposób (w przeliczeniu na 1 gram):

- 12,4 tys. rozpadów na sekundę, uwzględniając tylko aktywność uranu-238;
- 25 tys. rozpadów na sekundę, uwzględniając aktywność uranu-234, 235 i 238;

promieniowania, pojawiają się kwestie narażenia na nie, potencjalnego skażenia i ochrony radiologicznej.

W celu zrozumienia zagadnień związanych z bezpieczeństwem radiologicznym podczas przerobu rud zawierających uran i składowania odpadów powstałych po przerobie tych rud należy wstępnie omówić podstawowe zagadnienia związane z tzw. szeregami promieniotwórczymi. W przyrodzie występują trzy z nich:

- 1) uranowo-radowy zapoczątkowany przez uran-238;
- 2) uranowo-aktynowy zapoczątkowany przez uran-235;
- 3) torowy zapoczątkowany przez tor-232.

Wspomniane izotopy uranu (uran-238, uran-235) oraz tor-232 ulegają rozpadom promieniotwórczym do izotopów, które też są promieniotwórcze. Te ulegają dalszym rozpadom aż do otrzymania stabilnych izotopów ołowiu. Z punktu widzenia cyklu paliwowego ważne są dwa pierwsze szeregi uranowe.

Schemat zawierający wybrane izotopy szeregu uranowo-radowego

$$\text{uran-238} \rightarrow \text{tor-234} \rightarrow \text{protaktyn-234} \rightarrow \text{uran-234} \rightarrow \text{tor-230} \rightarrow \dots \\ \rightarrow \text{rad-226} \rightarrow \text{radon-222} \rightarrow \dots \rightarrow \text{ołów-206}$$

Schemat zawierający wybrane izotopy szeregu uranowo-aktynowego

$$\text{uran-235} \rightarrow \text{tor-231} \rightarrow \text{protaktyn-231} \rightarrow \text{aktyn-227} \rightarrow \dots \\ \rightarrow \text{rad-223} \rightarrow \text{radon-219} \rightarrow \dots \rightarrow \text{ołów-207}$$

Tam, gdzie w materiale skalnym znajduje się naturalny uran, występują więc trzy jego izotopy (uran-234, uran-235, uran-238) oraz wiele izotopów pierwiastków promieniotwórczych. Te ostatnie są najczęściej krótkożyciowe, jak np. radon-222. Są jednak i takie, które są długożyciowe. Przykładami

-
- 172 tys. rozpadów na sekundę, uwzględniając aktywność uranu-238 i wszystkich (w równowadze promieniotwórczej) izotopów zawartych w jego szeregu promieniotwórczym;
 - 177 tys. rozpadów na sekundę, uwzględniając aktywność uranu-238, uranu-235 i wszystkich (w równowadze promieniotwórczej) izotopów zawartych w ich szeregach promieniotwórczych.

tych ostatnich są rad-226 o okresie półtrwania równym 1600 lat czy protaktyn-231 o okresie półtrwania równym 32 760 lat. Po wydzieleniu ze skały uranu otrzymujemy odpad zawierający m.in. te izotopy promieniotwórcze. Rad jest bardzo aktywnym chemicznie pierwiastkiem, który będzie występować w przyrodzie w postaci związanej, głównie soli. Ulegając rozpadowi promieniotwórczemu, przekształca się w radon. Ten ostatni jest gazem szlachetnym, który wydziela się z odpadów poprodukcyjnych, stanowiąc potencjalne zagrożenie radiologiczne w przypadku, gdyby ludzie pracowali lub mieszkali przez długi czas w sąsiedztwie takich odpadów.

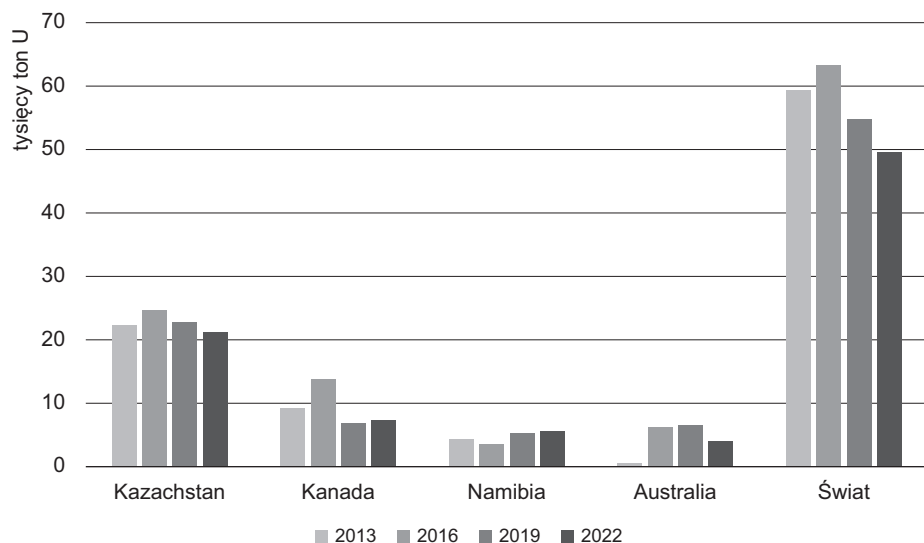
Uran należy do metali ciężkich. Będąc reaktywny chemicznie, nie występuje w przyrodzie w stanie rodzimym, jak np. złoto czy platyna. Spotykany jest w związkach chemicznych, np. w tlenkach. W skali całej Ziemi jest go średnio na poziomie 2,7 miligrama na 1 kilogram skały. Czy to dużo? Dla porównania – jodu jest średnio około 0,45 miligrama, a ołowiu 14 miligramów na 1 kilogram skały (Haynes, red., 2016–2017). Występuje wszędzie – w ziemi, wodach, roślinach, zwierzętach i ludziach – jednak jego stężenie jest (poza złożami) na bardzo niskim poziomie. Przykładowo, w ciele przeciętnego człowieka znajduje się uran, którego ilość jest na poziomie około kilkudziesięciu mikrogramów (Taylor i Taylor, 1997), przy czym dziennie przyjmujemy z wodą i pokarmem tego pierwiastka od około 1 mikrograma w obszarach czystych do około 13–18 mikrogramów w okolicach kopalni uranu. Jego część jest więc usuwana z organizmu, a tylko część kumuluje się w tkankach. Uran jest zatem pierwiastkiem towarzyszącym człowiekowi od zawsze, a jego obecność w naszych organizmach jest efektem naturalnym.

Dla porównania warto podać, że w ciele człowieka znajdują się także inne izotopy promieniotwórcze (głównie węgiel-14 oraz potas-40), których łączna aktywność promieniotwórcza jest na poziomie około 7 tys. rozpadów na sekundę (Czerwiński, 1998; Skwarzec, 2002) i jest wielokrotnie większa od aktywności uranu (około dwóch rozpadów na sekundę). Narażenie na promieniowanie może być zewnętrzne, gdy izotop znajduje się np. na powierzchni skóry, ale nie wnikał do organizmu, lub wewnętrzne, gdy przeniknie do organizmu poprzez układ oddechowy lub pokarmowy. W każdym przypadku wartość tego wpływu będzie inna. Jednostką, która opisuje wpływ promieniowania na organizmy żywe, jest tzw. dawka równoważna podawana w Siverdach. Warto tutaj nadmienić, że 1 Siver jest bardzo dużą wartością. Średnio w ciągu roku człowiek otrzymuje dawkę od źródeł naturalnych (m.in. od izotopów uranu i potomnych, szczególnie radonu-222) na poziomie około 0,003 Siverta (3 mSv). Dla izotopów uranu-235, 238 jego tzw. radiotoksycz-

ność dla osób dorosłych jest na poziomie około $8 \cdot 10^{-6}$ Sv/Bq przy inhalacji i około $5 \cdot 10^{-8}$ Sv/Bq przy spożyciu (RSU, 2021). Co oznaczają te liczby? Przykładowo (bardzo upraszczając rozważania), jeśli przyjęlibyśmy drogą pokarmową 1 gram uranu-238 (jego aktywność to 12,4 tys. Bq), to otrzymalibyśmy dawkę na poziomie 0,6 mSv, co stanowiłoby około 20% dawki rocznej pochodzących od źródeł naturalnych². W celu zobrazowania – porównywalną dawkę otrzymalibyśmy po przyjęciu drogą pokarmową już 0,0000006 g radu-226.

3. Pozyskiwanie uranu

Czterej główni producenci uranu na świecie są zlokalizowani w: Kazachstanie (43%), Kanadzie (15%), Namibii (11%) i Australii (8%). W roku 2022 przypadało na nich około 77% światowego rynku (wykres 1). Warto zwrócić uwagę na fakt, że we wskazanym roku wydobycie uranu pokrywało około 75% zapotrzebowania przemysłu jądrowego, podczas gdy w 2016 r. – na poziomie 96%. Możliwe jest jednak powtórne wykorzystanie uranu (i powstającego plutonu) będącego w wypalonym paliwie jądrowym, o czym będzie mowa w dalszej części tego opracowania.



Wykres 1. Czołowe państwa, w których pozyskuje się uran

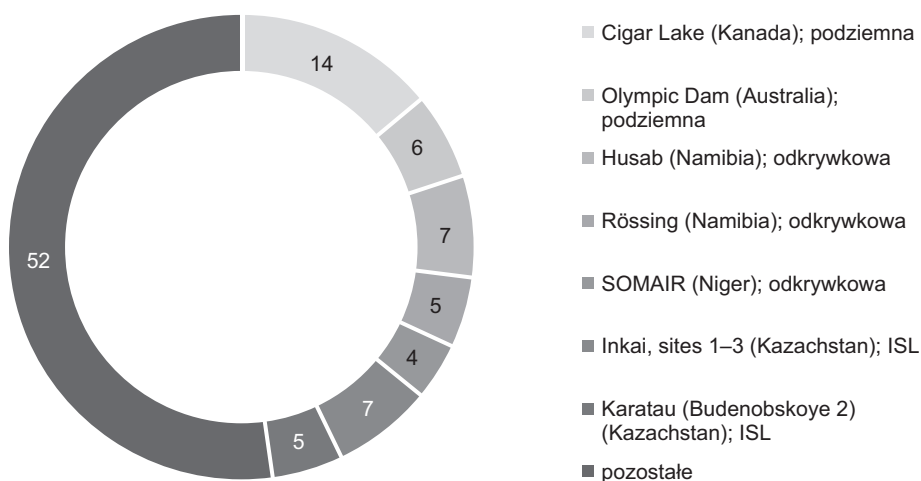
Źródło: na podstawie stron producentów oraz WNA, 2023.

² Uran jest pierwiastkiem ciężkim, toksycznym i przyjęcie takiej jego ilości wiązałoby się także w znacznym stopniu z jego chemo-, a nie radiotoksycznością.

Technologie, które są wykorzystywane do wydobycia uranu, to ługowanie *in situ* (ISL) oraz pozyskiwanie z kopalni głębinowych i odkrywkowych. Produkcja kopalniana stanowi około 38% całego rynku. Obecnie najpopularniejsza (w kontekście ilości pozyskanego uranu) jest technika ługowania *in situ*, którą pozyskuje się około 27,8 tys. ton U rocznie, co stanowi 56% rynku. Może on być także pozyskiwany jako tzw. produkt uboczny (*by-product*) (około 6% światowego wydobycia, bez uwzględnienia kopalni Olympic Dam w Australii) podczas wydobywania innego pierwiastka (WNA, 2023).

Ługowanie *in situ* polega na wprowadzeniu systemem rur do złoża uranonośnego roztworu substancji (np. roztworu kwasu siarkowego(VI)), której zadaniem jest rozluźnienie materiału skalnego, rozpuszczenie zawartych w skałach związków uranu i odprowadzenie tak otrzymanego materiału dedykowanym systemem rur. Technologia ta jest rozwijana szczególnie w Kazachstanie.

Ze względu na specyfikę technologii ługowania *in situ* wymagana jest bardzo dokładna charakterystyka geologiczna obszaru, na którego terenie ma odbywać się wydobycie – trzeba mieć pewność, że ruda zawierająca uran znajduje się w takim obszarze, że po jej częściowym rozpuszczeniu radionuklidy w niej zawarte (a nie są to tylko wspomniane wcześniej izotopy uranu-234, 235, 238, ale także izotopy znajdujące się w naturalnych szeregach promieniotwórczych, np. rad-226) nie przenikną w sposób niekontrolowany do obszarów poza złożem.

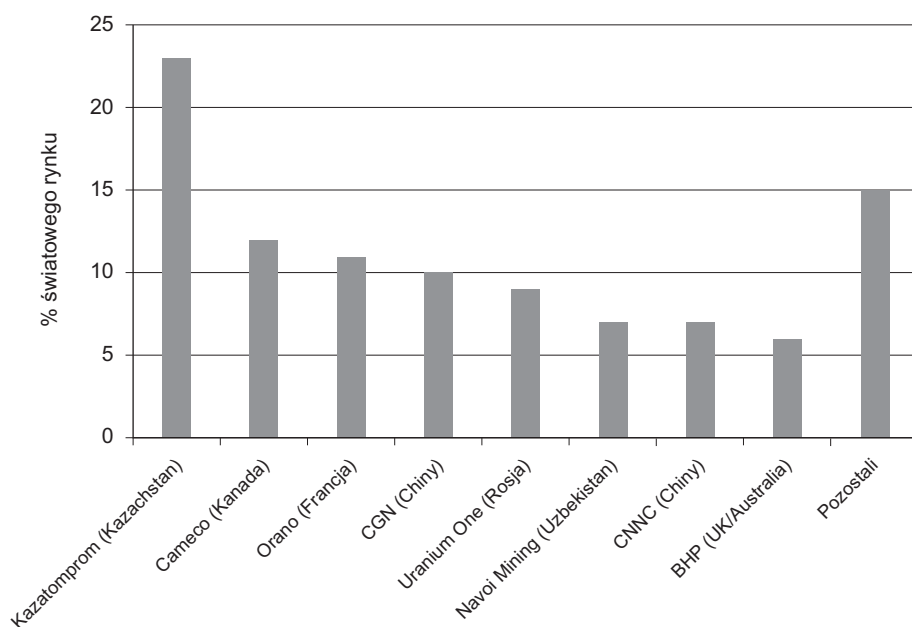


Wykres 2. Produkcja wybranych kopalń uranu na świecie wraz ze sposobem jego pozyskiwania w 2022 r. (%)

Źródło: na podstawie stron producentów oraz WNA, 2023.

Z punktu bezpieczeństwa dostaw paliwa ważne jest, aby producenci uranu byli związani ze stabilnymi krajami, na obszarach bezpiecznych geopolitycznie. Wykres 2 przedstawia procentowy udział wydobycia tego pierwiastka w światowym rynku w wybranych kopalniach. Już jego wstępna analiza pokazuje, że głównymi producentami tego kluczowego dla energetyki jądrowej pierwiastka są zakłady znajdujące się w Kazachstanie oraz Kanadzie. Produkcja kopalni Cigar Lake jest na poziomie 6,9 tys. ton U, co odpowiada 14% rynku światowego. W Kazachstanie z kolei złoża Inkai oraz Karatau odpowiadają za 12% produkcji tego pierwiastka. Największe kopalnie odkrywkowe znajdują się w Afryce, Nigrze i Namibii.

Obecna sytuacja na świecie pokazuje, jak skomplikowanym i krytycznym zagadnieniem jest zapewnienie bezpiecznych dostaw paliwa do odbiorców. Biorąc pod uwagę dokonującą się na naszych oczach zmianę architektury bezpieczeństwa w Eurazji, ważnym pytaniem jest stabilność oraz przewidywalność i bezpieczeństwo państw, na których terenie znajdują się kopalnie uranu (wykres 3). Kazachstan jest traktowany przez Rosję jako jej strefa wpływów. W ostatnich jednak czasach coraz widoczniejsza staje się zmiana kursu polityki państw byłych republik ZSRR w stosunku do Rosji. Dodatkowo obserwowane jest zwiększanie wpływów Chin w tym regionie świata –



Wykres 3. Główni producenci uranu w 2021 r. (%)

Źródło: na podstawie stron producentów i WNA, 2023.

państwa, które jest żywotnie zainteresowane złożami różnych metali, w tym uranu, biorąc pod uwagę bardzo intensywny rozwój przemysłu w tym kraju.

Jednym z ważniejszych producentów uranu jest Niger. Kopalnia Somair odpowiada za 4% światowej produkcji uranu. W lipcu 2023 r. świat obiegła informacja o wojskowym zamachu stanu w tym państwie. Znajdujące się tam złoża tego pierwiastka są eksploatowane przez francuski koncern Oranco. Sytuacja jest poważna, gdyż państwo to jest drugim pod względem wielkości dostaw producentem uranu dla Europy. Ze względu na specyfikę pracy reaktorów jądrowych, jak podaje Euratom, nie ma bezpośredniego niebezpieczeństwa związanego z produkcją energii w reaktorach jądrowych, gdyż elektrownie w Europie mają zapasy paliwa na najbliższe trzy lata (Onstad, 2023). Długookresowo sytuacja ta może jednak przełożyć się na wzrost ceny uranu na rynku.

W Polsce znajdują się zidentyfikowane złoża uranu w okolicach m.in. Kowar, Krynicy Morskiej czy Rajska. W debacie dotyczącej rodzimych złóż tego pierwiastka pojawiają się różne informacje na temat ich wielkości. W raporcie IAEA pojawia się informacja o prawdopodobnych zasobach (*speculative resources*) na poziomie 20 tys. ton, o nieokreślonych do tej pory kosztach wydobywania (IAEA, 2022, s. 40). Niedawno potwierdzono obecność uranu w złożu na terenie województwa świętokrzyskiego (*Odkryli cenny pierwiastek...*, 2024). Historycznie – w PRL wydobyto 650 ton uranu (IAEA, 2022, s. 76).

Samo wydobywanie rudy zawierającej uran to dopiero początek skomplikowanego procesu prowadzącego do otrzymania paliwa jądrowego. Po zmiełeniu skał następuje ich rozpuszczenie w roztworze kwasu azotowego(V), a następnie, w celu wydzielenia uranu, przeprowadza się procesy separacyjne. Z racji tego, że uranu w rudach jest niedużo (tylko pojedyncze kopalnie na świecie pozyskują rudę zawierającą kilka, kilkanaście procent uranu), należy przetworzyć duże objętości materiału skalnego. Z tego względu nieopłacalny jest jego transport. Wydzielenie uranu z rudy następuje w odrębnym dziale znajdującym się przy kopalni. Powstające stałe i ciekłe odpady zawierają izotopy promieniotwórcze zawarte w naturalnych szeregach promieniotwórczych (m.in. rad-226, protaktyn-231). Są one składowane na specjalnie do tego przygotowanych obszarach znajdujących się niedaleko kopalni. Z tego typu składowiskami związane są dwa główne niebezpieczeństwa – pierwsze polega na możliwości jego niekontrolowanego rozszczelnienia (np. w wyniku wystąpienia gwałtownych opadów), a drugie jest związane z emisją radonu. Ten promieniotwórczy gaz powstaje w wyniku

rozpadu radu. Z punktu widzenia ochrony radiologicznej najważniejszym jego izotopem jest długozyciowy rad-226, który to rozpada się do radonu-222. Należy jednak zaznaczyć, że zagrożenie radiologiczne związane z narażeniem na podwyższony poziom promieniowania występuje właściwie tylko w bezpośrednim sąsiedztwie tego typu zbiorników.

Kopalnie uranu znajdują się najczęściej w miejscach słabo zaludnionych (centralna Australia, Kanada czy Kazachstan), a te, które znajdowały się na obszarach o znacznej gęstości zaludnienia, są najczęściej już nieużytkowane. Biorąc pod uwagę ten czynnik i aspekty środowiskowe, pozostaje otwarte pytanie, czy w Polsce zostanie uruchomiona kopalnia uranu.

Produktem technicznym zawierającym uran, który następnie jest poddawany kolejnym procesom technologicznym, jest wspomniane „żółte ciastko” (tzw. *yellowcake*). Jest to produkt zawierający powyżej 80% tlenku uranu (U_3O_8).

W dyskusjach na temat paliwa jądrowego podnoszony jest często argument dotyczący kończących się zasobów uranu. Kiedy one się wyczerpią? Nie jest jednak pytaniem: kiedy?, tylko: ile jesteśmy w stanie zapłacić za pozyskanie tego pierwiastka? Znane są technologie jego pozyskiwania z wody morskiej, ale obecnie nie są one opłacalne.

4. Wzbogacanie uranu

Kolejnym etapem przetwarzania uranu jest jego wzbogacenie w izotop uranu-235. Proces ten jest niezbędny, gdyż to właśnie ten izotop (uran-235) ulega rozszczepieniu z prawdopodobieństwem wymaganym do pracy opisanych w dalszej części opracowania reaktorów lekkowodnych. Po oczyszczeniu i przetworzeniu „żółtego ciastka” otrzymuje się uran w postaci fluorku uranu(VI) (UF_6). Ten związek jest jedynym, który można wykorzystywać w procesie wzbogacania uranu z zastosowaniem tzw. wirówek.

Wprawdzie istnieją inne metody separacji izotopów (nie tylko izotopów uranu), np. dyfuzja gazowa, jednak ta z zastosowaniem wirówek jest obecnie najpowszechniejsza, a inne, jak metody separacji laserowej, dopiero są rozwijane. Warto nadmienić, że sam proces wzbogacania można wielokrotnie powtarzać, wykorzystując zestawy wielu wirówek zasilanych kolejno coraz bardziej wzbogaconym w izotop uranu-235 materiałem. Jedynym właściwie ograniczeniem tej technologii jest ilość dostępnego uranu (w postaci UF_6).

Podczas rozważań dotyczących paliwa jądrowego często stosuje się określenia uranu: zubożony, naturalny oraz wzbogacony. Uran naturalny to taki, który składa się w około 99,3% z izotopu uranu-238, 0,7% – z izotopu uranu-235 oraz 0,005% – z izotopu uranu-234. Jeśli w wyniku procesu technologicznego zawartość uranu-235 będzie mniejsza od wspomnianej wartości (np. równa 0,1%), mówimy o uranie zubożonym, jeśli zaś wyższa – to o uranie wzbogaconym. Większość cywilnych reaktorów jądrowych pracujących na świecie wykorzystuje paliwo jądrowe nisko wzbogacone (LEU – *low enriched uranium*), zawierające 3–5% uranu-235. Jeśli uran jest wzbogacony w izotop 235 powyżej 20%, to mamy do czynienia z materiałem wysoce wzbogaconym (HEU – *highly enriched uranium*).

Zdolności produkcyjne zakładu zajmującego się wzbogacaniem wyraża się w tzw. jednostkach pracy separacyjnej (SWU – *separative work units*). Im wyższy docelowy stopień wzbogacenia uranu w izotop 235, tym potrzebne są większy nakład energetyczny i większa masa materiału wsadowego (np. uranu niewzbogaconego) do jego otrzymania. Przekłada się to na liczbę SWU (tabela 1).

Tabela 1. Poglądowe wartości jednostek pracy separacyjnej potrzebne do otrzymania uranu o danym stopniu wzbogacenia (materiał wsadowy: 1 tona uranu naturalnego)³

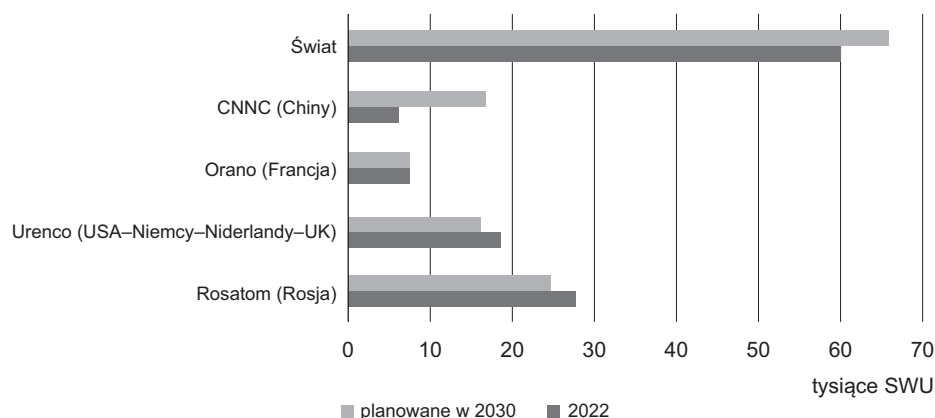
Stopień wzbogacenia w uran-235 (%)	Masa uranu o danym wzbogaceniu (kg)	Liczba SWU przypadająca na kg produktu
4	130	6,5
5	120	8,8
20	26	45,7
90	5,6	227

Źródło: opracowanie własne.

Jak podała EIA (Energy Information Administration – amerykańska administracja zajmująca się informacjami dot. energii), na przełomie lat 2021 i 2022 koszt 1 SWU wynosił około 100 dolarów (EIA, 2023), co oznacza,

³ Podczas procesu wzbogacania mamy umownie dwa strumienie UF₆. Pierwszy, w którym uran jest wzbogacany (np. do docelowej wartości 4%) w izotop 235, oraz drugi, w którym jest zubożany np. do założonego poziomu (w przykładzie: 0,2%) tego izotopu. Wartość SWU zależy także od końcowego stopnia zubożenia uranu w tym drugim strumieniu.

że koszt otrzymania 1 kg uranu o wzbogaceniu na poziomie 4% kształtował się na poziomie orientacyjnie około 625 dolarów (wartość ta uzależniona jest także od stopnia zubożenia uranu w drugim strumieniu). W kontekście bezpieczeństwa energetycznego należy też wspomnieć o tym, że na świecie tylko kilka koncernów zajmuje się wzbogacaniem uranu (wykres 4).



Wykres 4. Główne koncerny zajmujące się wzbogacaniem uranu

Źródło: na podstawie stron producentów oraz WNA, 2022.

Cena wzbogaconego uranu zależy od sytuacji na świecie. Największym graczem jest rosyjski Rosatom, ze zdolnością produkcyjną na poziomie 27,7 mln SWU, następnie koncern Urenco (18,6 mln SWU) oraz chiński CNNC (6,3 mln SWU). Przy czym ten ostatni planuje znaczące zwiększenie mocy produkcyjnych i osiągnięcie poziomu 17,7 mln SWU w roku 2030, przy nieznacznych zmianach wśród pozostałych producentów (WNA, 2022 i literatura tamże).

We wspomnianym raporcie EIA (EIA, 2023) wskazuje się, że ilość wzbogaconego uranu w USA (w przeliczeniu na SWU) w roku 2022 kształtowała się na poziomie 27% własnych zdolności produkcyjnych; 73% wzbogaconego uranu przypadało na import, z czego 24% dostarczył Rosatom. Ogólnie, koncern ten jest światowym potentatem w produkcji uranu wzbogaconego, pokrywającym ponad 1/3 światowego zapotrzebowania (WNA, 2022). Z racji bardzo ograniczonej liczby producentów wzbogaconego uranu dywersyfikacja jego dostaw może okazać się trudniejsza niż w przypadku węglowodorów (np. Petkova, 2022). Czy w przyszłości zmiana dostawcy na chiński CNNC lub znaczące zwiększenie zdolności wytwórczych w Europie i USA będą możliwe? – pozostaje otwartym pytaniem. Znamienne

jest to, że Amerykanie uruchomili własną fabrykę zajmującą się wzbogacaniem uranu w Ohio (Gottsacker, 2024). Należy jednak bardzo mocno podkreślić i mieć świadomość tego, że elektrownie jądrowe zużywają zdecydowanie mniej paliwa niż elektrownie konwencjonalne. Istnieje możliwość jego składowania i przygotowania zapasów na kilka lat.

5. Pręty paliwowe

Po etapie wzbogacania, wzbogacony w izotop uranu-235 UF_6 jest przekształcany w tlenek uranu(IV) i w postaci sprasowanych pastylek znajduje się w szczelnie zamkniętych prętach paliwowych, których koszulki wykonane są ze stopów zawierających cyrkon. UO_2 jest wykorzystywany ze względu na jego stosunkowo niską aktywność chemiczną, bardzo niską rozpuszczalność w wodzie i wysoką temperaturę rozkładu. Możliwe jest zastosowanie innych form chemicznych uranu jako paliwa, jednak jego tlenek jest najpopularniejszy w obecnie eksploatowanych reaktorach cywilnych. Każdy typ reaktora jądrowego ma inne rozmiary stosowanych prętów paliwowych, dlatego często koncern dostarczający technologię budowy reaktora oferuje też paliwo jądrowe o odpowiednich parametrach.

Tabela 2 przedstawia porównanie wybranych parametrów dwóch typów wodnych reaktorów ciśnieniowych typu PWR (*pressurized water reactors*) produkowanych przez Hidropress (Rosja) i Westinghouse (USA). Już wstępna

Tabela 2. Wybrane parametry reaktorów VVER-1200 i AP1000

Parametr	VVER-1200	AP1000
Materiał osłon elementów paliwowych* (<i>cladding material</i>)	Alloy E-110	ZIRLO™
Aktywna wysokość rdzenia reaktora (m) (<i>active core height</i>)	3,75	4,267
Liczba zestawów paliwowych (<i>number of fuel assemblies</i>)	163	157
Paliwo	UO_2 z dodatkiem $\text{UO}_2/\text{Gd}_2\text{O}_3$	UO_2
Stopień wzbogacenia uranu w izotop 235 (%)	4,79	4,8

* Stopy Alloy E-110 zawierają cyrkon z niobem (1%), a stopy ZIRLO™ – stopy cyrkonu głównie z cyną (około 1%) i niobem (1%).

Źródło: na podstawie IAEA, ARIS, b.d.

analiza wskazuje na potrzebę stosowania konkretnego paliwa. Wymiary rdzenia, liczba zestawów paliwowych czy stosowane materiały, z których wykonany jest pręt paliwowy, świadczą o występujących różnicach.

Reaktory pracujące w Czechach (6), na Słowacji (5), Węgrzech (4), Bułgarii (2) i Finlandii (2 reaktory w Loviisa) są typu VVER produkcji rosyjskiej. Znamienne jest to, że rosyjski koncern jądrowy nie został objęty bezpośrednimi sankcjami Unii Europejskiej. Dopiero w 2024 r. USA wprowadzają ograniczenia w sprowadzaniu wzbogaconego uranu z Rosji (*US Senate approves...*, 2024). Mimo trwającego konfliktu zbrojnego na Ukrainie i zamknięcia przestrzeni powietrznej dla rosyjskich samolotów, co jakiś czas odbywają się specjalne loty do Unii Europejskiej w celu dostarczenia do tamtejszych elektrowni jądrowych paliwa wyprodukowanego w Rosji (*Rosyjskie samoloty...*, 2022).

Paliwo jądrowe pracuje zwykle w cyklach od roku do 4 lat, a stopień jego wypalenia podawany jest w megawato-dniach wyprodukowanej energii przypadających na tonę paliwa jądrowego (MWd/t). Skład świeżego i wypalonego paliwa jądrowego różni się, co obrazuje tabela 3.

Tabela 3. Przykładowy skład świeżego i wypalonego (około 34 000 MWd/t) paliwa jądrowego po jego rocznym składowaniu*

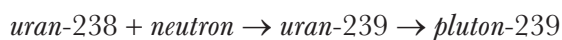
Składnik	Świeże paliwo (%)	Wypalone paliwo (%)
Uran-238	96,7	94,2
Uran-235	3,3	0,756
Izotopy plutonu	—	0,908
Produkty rozszczepienia	—	3,62
Aktynowce mniejszościowe (np. neptun-237, ameryk-241)	—	0,072
Inne (np. uran-236)	—	0,444

* Skład wypalonego paliwa jądrowego zależy od stopnia jego wypalenia. W tabeli podano orientacyjne wartości poszczególnych jego składników.

Źródło: na podstawie Lieser, 2001.

Oprócz uranu-235 i uranu-238 w wypalonym paliwie pojawiają się dwa rodzaje składników: produkty rozszczepienia (fragmenty rozszczepienia), którymi są jądra o liczbach atomowych mniejszych od uranu (czyli lżejsze), oraz produkty innych niż rozszczepienie reakcji jąder uranu z neutronami,

którymi są pierwiastki od uranu cięższe (np. Pu, Am, Np). Warto zauważyć, że wypalone paliwo zawiera więcej uranu-235 niż uran naturalny, i dlatego możliwe jest przetwarzanie wypalonego paliwa w celu oddzielenia uranu i po jego wzbogaceniu powtórne użycie. Jednym z głównych składników wypalonego paliwa jest także pluton (głównie pluton-239). Izotop ten powstaje w wyniku wychwytu neutronów przez jądra uranu-238, w wyniku czego powstaje uran-239, który dalej ulega przemianie promieniotwórczej (rozpad beta minus) do plutonu-239:



Pluton-239 jest materiałem rozszczepialnym stosowanym zarówno jako paliwo jądrowe w mieszaninie z uranem, jak i jako materiał bomb. Pluton zawarty w wypalonym paliwie jądrowym pochodzącym z reaktorów lekkowodnych nie nadaje się jednak do produkcji bomb jądrowych i w tym kontekście jest bezużyteczny. Okazuje się, że jest to związane z przemianami jądrowymi zachodzącymi podczas spalania paliwa w reaktorze. Powstający pluton-239, znajdując się w paliwie jądrowym, jest wystawiony na silny strumień neutronów generowany w wyniku rozszczepienia jąder uranu-235. Neutrony te powodują przekształcenie plutonu-239 w cięższe izotopy tego pierwiastka (240, 241, 242). Im dłużej paliwo jądrowe jest wypalane w reaktorze, tym więcej nagromadza się w nim plutonu-240, 241, 242. Przykładowo, paliwo o stopniu wypalenia równym 33 000 MWd/t zawiera pluton, w którym około 57% to pluton-239 i już 23% to pluton-240. Jeśli zawartość tego ostatniego izotopu jest na poziomie 19% i wyższym, to mamy do czynienia z tzw. plutonem cywilnym. Materiał ten, ze względu m.in. na emitowane ciepło i obserwowaną emisję neutronów pochodzącą z plutonu-240, nie nadaje się do konstrukcji broni jądrowej, w której materiał rozszczepialny ma być możliwie jak najbardziej stabilny (oczywiście przed jej zdetonowaniem) (WNA, 2021).

Wypalone paliwo jądrowe zawiera także niewielkie ilości tzw. aktynowców mniejszościowych [czyli takich (izotopów) pierwiastków z grupy aktynowców, które nie są uranem i plutonem], np. długożyciowego neptunu-237 czy ameryku-241. Oprócz wspomnianych izotopów mamy także produkty rozszczepienia, spośród których – z punktu widzenia ochrony radiologicznej – do najważniejszych należą jod-131 i cez-134, 137.

Jod, jako pierwiastek będący mikroelementem niezbędnym do życia, kumulowany jest w tarczycy i służy do produkcji odpowiednich hormonów.

Na szczęście jod-131 ma relatywnie krótki okres półtrwania, wynoszący 8 dni, i ulega szybkiemu rozpadowi do stabilnego izotopu ksenonu-131. Jest on więc istotny w momencie wystąpienia katastrofy reaktora jądrowego. Nie jest obecny w wypalonym paliwie jądrowym już po kilku miesiącach po wyjęciu z reaktora.

Ze względu na zawartość plutonu, produktów rozszczepienia oraz aktywności mniejszościowych wypalone paliwo jądrowe stanowi istotne zagrożenie dla życia i zdrowia organizmów żywych. Dlaczego tak się dzieje? Przecież paliwo jądrowe jest zamknięte w prętach paliwowych. Okazuje się, że jest to związane bezpośrednio z fizyką rozpadów promieniotwórczych. W wyniku każdego spontanicznego rozpadu promieniotwórczego radioizotopu emitowana jest energia na sposób ciepła. I nie ma tu znaczenia, czy przemianie ulega jądro plutonu-239, jodu-131 czy cezu-137. Oczywiście, ilość emitowanego ciepła zależy od wielu czynników, takich jak: skład paliwa jądrowego, stopień wypalenia czy czas od wyłączenia reaktora. Jeśli reaktor pracował przez dłuższy czas z taką samą mocą, to tuż po jego wyłączeniu generuje on około 6,5% ciepła. Jakie to ma konsekwencje dla bezpieczeństwa? Nawet w wyłączonym reaktorze jądrowym przez jego rdzeń musi przepływać woda, która będzie odbierać generowane tzw. ciepło powyłłączeniowe.

Po około godzinie od wyłączenia reaktora pręty paliwowe emitują około 1% ciepła produkowanego podczas jego pracy z pełną mocą (DOE, 1993). W Fukushima 1 tona paliwa generowała 10 kW ciepła. Ciepło to spadło do wartości około 1 kW po okresie 10 lat (WNA, 2018 i literatura tamże). Bez ciągłego odbierania ciepła pręty paliwowe zawierające wypalone paliwo jądrowe w reaktorze jądrowym ulegną stopieniu. Dlatego po ich wyjęciu składowane są w wodzie, w specjalnych basenach, do czasu aż krótkożytności izotopy ulegną rozpadowi, a emitowane ciepło będzie na takim poziomie, że składowanie lub transport takiego materiału na powietrzu nie spowodują jego stopienia.

Jak do tej pory, wyprodukowano na świecie około 400 tys. ton wypalonego paliwa jądrowego, z czego około 30% poddano przetworzeniu (WNA, 2020). Zawiera ono szereg krótko- i długożytnościowych radionuklidów. Jego aktywność promieniotwórcza spadnie do poziomu aktywności rudy uranonośnej, z której wytworzono to paliwo, po około 100 tysiącach lat. Z tego względu opracowano technologie służące do separacji poszczególnych pierwiastków. Obecnie najpopularniejszym procesem wykorzystywanym do tego celu jest proces o akronimie PUREX. Służy on do wydzielenia uranu i plutonu z wypalonego paliwa jądrowego.

Na świecie istnieje kilka zakładów, które zajmują się przetwarzaniem tych materiałów. Największymi tego typu jednostkami są francuski zakład zlokalizowany w La Hague, z wydajnością na poziomie 1700 ton/rok, brytyjski w Sellafield – 1500 ton/rok, oraz japoński Rokkasho – 800 ton/rok. Całkowita cywilna zdolność przetwórcza takich zakładów jest na poziomie 3860 ton/rok (WNA, 2020 i literatura tamże). Separacja uranu oraz plutonu od pozostałych pierwiastków zawartych w wypalonym paliwie jądrowym umożliwia otrzymanie tzw. mieszanego paliwa uranowo-plutonowego (MOX – *mixed oxides*) oraz zagospodarowanie silnie radiotoksycznego plutonu. Produkcja tego typu paliwa to około 480 ton/rok. Paliwo, które nie zostanie przetworzone, składowane jest w specjalnych, przeznaczonych do tego miejscach.

6. Odpady promieniotwórcze

Z paliwem jądrowym nierozdzielnie związane są zagadnienia przechowywania i składowania wypalonego paliwa jądrowego. Obecnie w Polsce dysponujemy jednym składowiskiem odpadów nisko- i średnioaktywnych. Znajduje się ono w miejscowości Różan. Budowa elektrowni jądrowych na terenie naszego kraju wymusi wydzielenie nowych, specjalnych obszarów do składowania odpadów promieniotwórczych.

Z punktu widzenia ochrony radiologicznej kluczowe są nieprzetworzone odpady wysoce aktywne (czyli głównie wypalone paliwo jądrowe). W tej chwili na świecie jest ono najczęściej składowane w basenach wypełnionych wodą (np. składowisko w Oskarshamn w Szwecji) lub w specjalnych kontenerach. Składowanie (suche) wymaga zamknięcia zestawów wypalonego paliwa jądrowego w specjalnych kontenerach znajdujących się dodatkowo w większych kontenerach, np. metalowych lub betonowych. Takie przechowalniki lokowane są na terenach elektrowni jądrowych lub w specjalnie wydzielonych i zabezpieczonych składowiskach. Są to rozwiązania tymczasowe. Dlatego rozważa się różne koncepcje docelowych składowisk odpadów promieniotwórczych.

W Stanach Zjednoczonych trwają prace nad centralnym składowiskiem odpadów wysoce aktywnych. Projekt ten ma nazwę „Yucca mountain project”. Zakłada on wydrążenie wielu tuneli w górotworze i tam składowanie wspomnianych odpadów. We Francji (Cigeo), Szwecji (Forshmark) i Finlandii (Onkalo) planuje się utworzenie głębokich składowisk (*deep*

geological repository) dla wysoce aktywnych odpadów promieniotwórczych. Także w Polsce ma powstać nowe składowisko odpadów promieniotwórczych, jednak jego lokalizacja nie została jeszcze określona. Sposób postępowania z odpadami jądrowymi opisuje „Krajowy plan postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym” zaktualizowany przez Radę Ministrów w 2020 r. (Uchwała nr 154 Rady Ministrów z 21 października 2020 r.). Plan ten zakłada budowę składowiska głębokiego odpadów promieniotwórczych (SGOP) i budowę, w tej samej co składowisko lub innej lokalizacji, Polskiego Podziemnego Laboratorium Badawczego (PURL). W dokumencie tym przewidziano składowanie łącznie 6700 tHM (*ton of heavy metal*) wysoce aktywnych odpadów promieniotwórczych pochodzących z dwóch elektrowni jądrowych o mocy 6000 MW każda (przewidywany okres eksploatacji to 60 lat), co daje około 110 tHM wypalonego paliwa jądrowego rocznie. Dodatkowo, ma być tam składowane łącznie około 800 tHM z reaktora badawczego. Ze względu na zapewnienie składowiska w Różanie planowane jest także otwarcie nowego składowiska powierzchniowego odpadów promieniotwórczych (NSPOP), którego budowę przewidziano w latach 2028–2033 i eksploatację do 2152 r.

7. Podsumowanie

Rozpoczęcie pracy elektrowni jądrowych na terenie Polski wiąże się bezpośrednio z kwestią zakupu, transportu, eksploatacji i składowania paliwa jądrowego. Technologia produkcji tego rodzaju paliwa składa się z wielu skomplikowanych etapów – pierwszy z nich to wydobycie rudy uranonośnej. Na świecie istnieje wiele zidentyfikowanych pokładów uranu, ale tylko te najbardziej bogate są eksploatowane. Kolejnym etapem w drodze do otrzymania paliwa jądrowego jest oczyszczenie uzyskanego produktu i przekształcenie go w dogodną do dalszych procesów technologicznych formę. Większość cywilnych reaktorów jądrowych pracuje na paliwie lekko wzbogaconym (do 5%) w izotop uranu-235. Dlatego kolejnym etapem produkcji paliwa jest wzbogacenie uranu. Proces ten wymaga stosowania silnie reaktywnego chemicznie heksafluorku uranu(VI). Po etapie wzbogacenia następuje przekształcenie tego związku w docelowy tlenek uranu(IV), który w postaci pastylek znajduje się w prętach paliwowych.

Podczas reakcji rozszczepienia jąder uranu-235 wydziela się bardzo dużo ciepła. Dlatego ilość paliwa jądrowego potrzebnego do wygenerowania

w elektrowni znaczących ilości energii jest niewspółmiernie mniejsza od ilości węgla potrzebnego do spalania w elektrowni węglowej. Taki stan rzeczy umożliwia zmagazynowanie paliwa na kilka lat pracy elektrowni jądrowej.

Paliwo po wypaleniu stanowi poważne zagrożenie, gdyż jest materiałem silnie promieniotwórczym. Należy podkreślić, że jego ilość w porównaniu do ilości odpadów elektrowni węglowych jest bardzo mała. Znaną są technologie jego przerobu, jednak obecnie większość wypalonego paliwa jądrowego jest składowana bez przetworzenia, po zabezpieczeniu w specjalnych kontenerach.

Każdy etap cyklu paliwowego wymaga odrębnego, skomplikowanego procesu technologicznego realizowanego przez dany podmiot jądrowy. Na świecie ich liczba jest niewielka. W tym kontekście nasuwa się kilka pytań, na które odpowiedzi wydają się kluczowe z punktu bezpieczeństwa energetycznego kraju:

1. Zmiana dostawcy paliwa jądrowego nie jest sprawą prostą – jakie więc będą warunki i gwarancje jego nieprzerwanych dostaw?
2. Biorąc pod uwagę bardzo ograniczoną liczbę podmiotów zajmujących się szczególnie wydobyciem i wzbogacaniem uranu – czy możliwe jest wykorzystanie dostaw tego niezbędnego do produkcji materiału jako elementu nacisku politycznego i gospodarczego i czy ten (potencjalny) nacisk można zminimalizować?
3. Jak długo oraz gdzie wypalone paliwo będzie przechowywane? Czy przewidywany jest jego przerób w przyszłości?
4. Gdzie ma być usytuowane głębokie składowisko odpadów promieniotwórczych?

Zagadnienia te wprost dotyczą cyklu paliwowego i bezpieczeństwa energetycznego.

Bibliografia

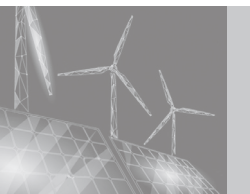
- Czerwiński A.A., 1998. *Energia jądrowa i promieniotwórczość*, Oficyna Wydawnicza Pazdro, Warszawa.
- DOE, 1993. *DOE Fundamentals Handbook. Nuclear Physics and Reactor Theory*, vol. 2, DOE-HDBK-1019/2-93, U.S. Department of Energy, FSC-6910, Washington, s. 33.

- Gottsacker E., 2024. *A small town in rural Ohio is producing enriched uranium again. Here's why that matters*, Ideastream, Public Media, 18.04.2024, <https://www.ideastream.org/2024-04-18/a-small-town-in-rural-ohio-is-now-the-only-place-in-america-producing-enriched-uranium> (dostęp: 2.05.2024 r.).
- Haynes W.M. (red.), 2016–2017. *CRC Handbook of Chemistry and Physics, Abundance of elements in the earth's crust and in the sea*, 97th edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, London, New York, s. 14–17.
- Lieser K.H., 2001. *Nuclear and Radiochemistry. Fundamentals and Applications*, Wiley, Weinheim, s. 227.
- Nassar R., Moeini O., Mastrogiacomo J.-P., O'Dell C.W., Nelson R.R., Kiel M., Chatterjee A., Eldering A., Crisp D., 2022. *Tracking CO₂ emission reductions from space: A case study at Europe's largest fossil fuel power plant*, „Frontiers in Remote Sensing”, vol. 3.
- Odkryli cenny pierwiastek w województwie świętokrzyskim. „Jest to dla nas symboliczne”, 2024. Business Insider, 24.04.2024, <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/wyjatkowe-odkrycie-na-teren-swiatokrzyskiego-chodzi-o-uran/7dcbgnw> (dostęp: 2.05.2024 r.).
- Onstad E., 2023. *Uranium price ticks up after Niger coup, more gains expected*, Reuters, 1.08.2023, <https://www.reuters.com/markets/commodities/uranium-price-ticks-up-after-niger-coup-more-gains-expected-2023-08-01/> (dostęp: 2.08.2023 r.).
- Petkova M., 2022. *Weekly data: Cutting nuclear links with Russia may be harder than cutting fossil fuel imports*, Energy Monitor, 21.03.2022, <https://www.energy-monitor.ai/sectors/power/weekly-data-russian-uranium-supply-chains/#:~:text=Russia%20provides%20about%2035%25%20of%20enriched%20uranium%20globally,enrichment%20capacities%20include%20Germany%2C%20the%20Netherlands%20and%20France> (dostęp: 3.08.2023 r.).
- PGE, 2023. O oddziale, Oddział Elektrownia Bełchatów, <https://elbelchatow.pge-giek.pl/O-oddziale> (dostęp: 14.07.2023 r.).
- Rosyjskie samoloty z paliwem dla Węgier nad Polską, 2022. „Rzeczpospolita”, 24.04.2022, <https://www.rp.pl/konflikty-zbrojne/art36134661-rosyjskie-samoloty-z-paliwem-dla-wegier-nad-polska> (dostęp: 3.08.2023 r.).
- RSU, 2021. *Radionuclide Data Sheet*, University of Manchester, Radiation Safety Unit, <https://documents.manchester.ac.uk/display.aspx?DocID=32414#:~:text=The%20following%20formula%20is%20acceptable%20for%20giving%20approximate,%3D%20the%20activity%20of%20the%20source%20%28in%20GBq%29> (dostęp: 16.09.2023 r.).
- Skwarzec B., 2002. *Radiochemia środowiska i ochrona radiologiczna*, Wydawnictwo DJ, Pabianice.
- Taylor D.T., Taylor S.K., 1997. *Environmental uranium and human health*, „Reviews on Environmental Health”, vol. 12(3), s. 147–157.

US Senate approves bill to ban Russian uranium imports, 2024. Reuters, 1.03.2024, <https://www.reuters.com/world/us/us-senate-approves-bill-ban-russian-uranium-imports-2024-05-01/> (dostęp: 8.05.2024 r.).

Akty prawne, raporty i dokumenty

- EIA, 2023. *Uranium Marketing Annual Report*, U.S. Energy Information Administration, Washington, <https://www.eia.gov/uranium/marketing/> (dostęp: 3.08.2023 r.).
- IAEA, 2022. *Uranium 2022: Resources, Production and Demand*, International Atomic Energy Agency, OECD, NEA, Paris.
- IAEA, ARIS, b.d. *Advanced Reactor Information System*, <https://aris.iaea.org/sites/SFR.html> (dostęp: 5.05.2024 r.).
- Uchwała nr 141 Rady Ministrów z 2 października 2020 r. w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (M.P. z 2020 r. poz. 946).
- Uchwała nr 154 Rady Ministrów z 21 października 2020 r. w sprawie aktualizacji „Krajowego planu postępowania z odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem jądrowym” (M.P. z 2020 r. poz. 1070).
- WNA, 2018. *Physics of Uranium and Nuclear Energy*, World Nuclear Association, London, <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/introduction/physics-of-nuclear-energy.aspx> (dostęp: 18.06.2024 r.).
- WNA, 2020. *Processing of Used Nuclear Fuel*, World Nuclear Association, London, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx> (dostęp: 18.08.2023 r.).
- WNA, 2021. *Plutonium*, World Nuclear Association, London, <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/plutonium.aspx> (dostęp: 3.08.2023 r.).
- WNA, 2022. *Uranium Enrichment*, World Nuclear Association, London, <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/uranium-enrichment.aspx> (dostęp: 3.08.2023 r.).
- WNA, 2023. *Uranium Markets*, World Nuclear Association, London, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-markets.aspx> (dostęp: 26.07.2023 r.).



Gospodarstwa domowe – fundament bezpieczeństwa energetycznego w Polsce

1. Rola gospodarstw domowych w transformacji energetycznej Polski

W obliczu ryzyka katastrofy klimatycznej oraz napięć geopolitycznych spowodowanych inwazją Rosji na Ukrainę w 2022 r. dywersyfikacja źródeł wytwarzania energii i odejście od stosowania paliw kopalnych staje się pilną koniecznością (Wiertz i in., 2023). Dlatego w niniejszym opracowaniu staram się odpowiedzieć na pytanie, w jaki sposób sektor gospodarstw domowych w Polsce, silnie uzależniony od wykorzystywania węgla i gazu, może efektywnie ograniczyć zużycie tych paliw i dzięki temu przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Przedstawiam możliwości obniżenia ekspozycji sektora gospodarstw domowych na ryzyka związane ze zmianami klimatu i sytuacją geopolityczną oraz wspierania zrównoważonego rozwoju Polski.

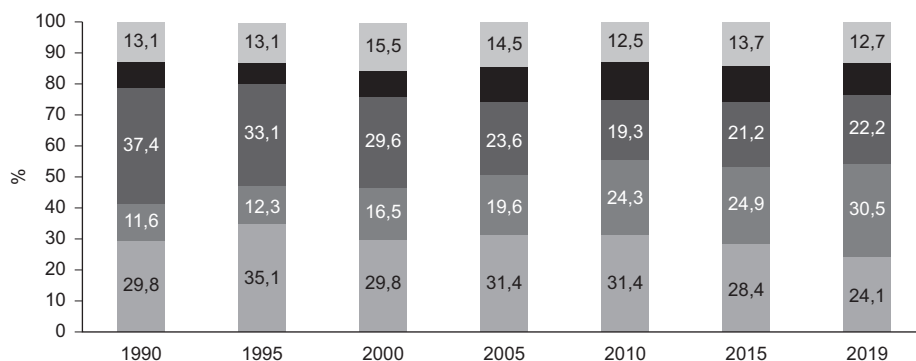
W tym celu analizuję stan zależności sektora gospodarstw domowych od zużycia paliw kopalnych w Polsce w latach 2020., uwzględniając zarówno czynniki ekonomiczne, społeczne, jak i środowiskowe. Omawiam też strategie i rozwiązania, które mogą się przyczynić do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w tym sektorze. Analizując dostępne technologie i innowacje, przyglądam się potencjałowi odnawialnych źródeł energii oraz sposobom optymalizacji zużycia energii w gospodarstwach domowych.

Sektor gospodarstw domowych ma istotną rolę do odegrania w kontekście transformacji energetycznej Polski. Zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w tym sektorze przyczyni się do zredukowania negatywnego wpływu

na środowisko oraz umocni niezależność i bezpieczeństwo energetyczne w Polsce. W tym rozdziale bezpieczeństwo energetyczne traktuję jako bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i ciepłej, czyli zdolność systemu elektroenergetycznego do zagwarantowania dostaw energii odbiorcom końcowym w sektorze gospodarstw domowych. Pokazuję, że transformacja energetyczna stworzyła wyzwania dla bezpieczeństwa energetycznego, wśród których są m.in.: konieczność wycofania elektrowni o wysokim poziomie emisji CO₂, zrównoważenie zmienności odnawialnych źródeł energii, zintegrowanie generacji rozproszonej oraz modernizacja sieci (Larsen i in., 2017). Bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie zależeć od tego, jak administracja odpowiedzialna za rozwój sektora energetycznego poradzi sobie z tymi wyzwaniami. Dlatego poprawy bezpieczeństwa energetycznego nie da się osiągnąć bez aktywnej roli gospodarstw domowych w procesie transformacji energetycznej.

2. Strategiczne podejście do transformacji energetycznej sektora gospodarstw domowych w Polsce

Gospodarstwa domowe odgrywają kluczową rolę w zużyciu energii finalnej w Polsce. Od lat 90. XX w. udział w zużyciu energii finalnej w tym sektorze oscylował wokół 30% (wykres 1). Pokazuje to, że sektor gospodarstw domowych jest fundamentalnym elementem budowania bezpieczeństwa energetycznego. Na początku transformacji systemowej w Polsce sektor ten był traktowany jako grupa odbiorców końcowych energii, którzy albo staną się



Wykres 1. Zużycie energii finalnej według sektorów gospodarki w Polsce w latach 1990–2019 (%)

Źródło: IEA Energy outlook: Poland, 2022.

beneficjentami zmian na rynku energetycznym, albo będą zbyt poszkodowani przez wzrost cen (Sokołowski i Bouzarovski, 2022). Dopiero w latach 2010. gospodarstwa domowe zaczęto traktować jako aktywnego uczestnika rynku energii, których decyzje mają wpływ na jakość środowiska naturalnego i bezpieczeństwo energetyczne.

Od lat 90. administracja w Polsce skupiała się na zapewnieniu stabilności dostaw energii przez wykorzystanie węgla krajowego oraz wspieranie konkurencyjności firm energetycznych. Mimo że wszystkie strategie dotyczące sektora energetycznego powstające w Polsce od 1990 r. podkreślały bezpieczeństwo energetyczne jako jeden z filarów polityki energetycznej (poza nim wskazywano również konkurencyjność i ochronę środowiska), cel ten miał być osiągnięty przez transformację firm energetycznych i sektora górniczego. Sektor gospodarstw domowych był jedynie przedmiotem zmian. Nawet po wstąpieniu do Unii Europejskiej w 2004 r. gospodarstwa domowe nie stały się uczestnikami procesu transformacji energetycznej. Przesunięcie w kierunku uznania roli gospodarstw domowych w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego w wyniku transformacji energetycznej miało miejsce dopiero w 2009 r., gdy ochrona konsumentów wrażliwych na skutki podwyżek cen energii została uznana za jeden z celów polityki energetycznej Polski.

Zaspokajanie potrzeb energetycznych gospodarstw domowych stało się jednym z głównych celów polityki energetycznej z 2015 r., obok zwiększania bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska. Po raz pierwszy w polityce energetycznej pojawił się termin „ubóstwo energetyczne” (czyli sytuacja, w której gospodarstwo domowe nie ma dostępu do podstawowych usług energetycznych) (Sokołowski i in., 2020). Twórcy strategii zakładali, że spowolnienie wzrostu PKB, wyższe bezrobocie i niższe dochody, połączone ze wzrostem cen energii, doprowadzą do wzrostu ubóstwa energetycznego w Polsce. Nie określono jednak żadnych działań ani celów, aby zmierzyć się z tym problemem. Zamiast koncentrować się na gospodarstwach domowych, najbardziej narażonych na ryzyko wzrostu cen (czyli osobach w trudnej sytuacji materialnej), politycy skupili się na rozwoju nowych technologii energetycznych w sektorze gospodarstw domowych – inteligentnych sieciach energetycznych i rozwoju rynku prosumenckiego. Dopiero w 2021 r. twórcy nowej „Polityki energetycznej Polski” strategicznie usankcjonowali rolę gospodarstw domowych w procesie transformacji energetycznej przez aktywną rolę konsumentów. Efektem transformacji mają być: dostęp do zeroemisyjnych źródeł energii, lepsza jakość powietrza

i redukcja ubóstwa energetycznego z 10% do 6%. Te cele mają zostać osiągnięte przez całkowitą dekarbonizację ogrzewania w sektorze mieszkaniowym do 2040 r. i znaczny wzrost zdolności zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych (do 10–16 GW).

Oprócz strategii transformacja energetyczna sektora gospodarstw domowych jest wspierana przez programy inwestycyjne. Wzrost bezpieczeństwa energetycznego w sektorze mieszkaniowym – oparty na dekarbonizacji i energetyce rozproszonej – przyspieszył w 2018 i 2019 r., gdy wprowadzono dwa programy wsparcia skierowane bezpośrednio do gospodarstw domowych. Programy „Czyste Powietrze” (2018) i „Mój Prąd” (2019) miały za zadanie wspomóc zaangażowanie indywidualnych gospodarstw domowych w transformację energetyczną, zmniejszyć obciążenie środowiska oraz zwiększyć niezależność i bezpieczeństwo energetyczne.

Program „Czyste Powietrze” dysponuje budżetem w wysokości 100 mld złotych do 2027 r. i jest skierowany do właścicieli budynków jednorodzinnych. Jego celem jest zastępowanie starych, wysokoemisyjnych źródeł ciepła („kopciuchów”) nowymi, niskoemisyjnymi i zwiększanie efektywności energetycznej. W 2021 r. dokonano znacznych ulepszeń programu skupionych wokół wsparcia gospodarstw domowych o niskich dochodach (Maczak i in., 2023). Oprócz inwestycji w wymianę źródeł ciepła i termomodernizację budynków gospodarstwa domowe w Polsce mają też dostęp do programu „Mój Prąd”. Inicjatywa jest poświęcona wspieraniu energetyki prosumenckiej i udziela wsparcia inwestycyjnego osobom wytwarzającym energię elektryczną w mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Program osiągnął niewątpliwie sukces, a od początku jego wdrożenia rynek mikroinstalacji w Polsce rozwijał się na bezprecedensową skalę, żeby osiągnąć 1,2 mln instalacji fotowoltaicznych w 2022 r. Należy jednak zwrócić uwagę, że dostępność programu dla gospodarstw domowych o niskich dochodach stanowi wyzwanie z powodu braku prefinansowania inwestycji i faktu, że subsydlum pokrywa około 1/3 kosztu instalacji (Sokołowski, 2023)¹.

W końcu, zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego w sektorze gospodarstw domowych może odbywać się również przez rozwój lokalnych

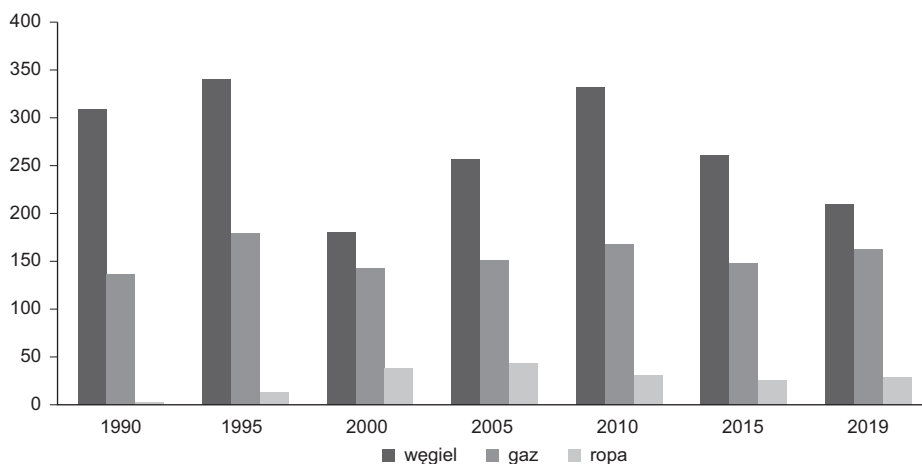
¹ Należy podkreślić, że w tym opracowaniu nie omówiłem wszystkich rozwiązań, które zwiększają bezpieczeństwo energetyczne w gospodarstwach domowych, np. taryf dynamicznych. Taryfy te mogą pełnić istotną funkcję w optymalizacji zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Rozdział koncentruje się na wybranych sposobach zwiększania bezpieczeństwa energetycznego, w tym przede wszystkim ciepłownictwie indywidualnym, i na zmniejszaniu zależności od paliw kopalnych.

spółdzielni energetycznych, które opierają się na wykorzystaniu źródeł energii odnawialnej. Do 2023 r. w Polsce funkcjonowało jedynie osiem takich spółdzielni. Stanowi to ważny krok w kierunku wzrostu bezpieczeństwa energetycznego, ale pokazuje, że wyzwaniem będzie skalowanie tego rozwiązania. Skupiając się na wykorzystaniu lokalnych źródeł energii odnawialnej, takich jak biogaz, spółdzielnie energetyczne stwarzają możliwość rozwoju energetyki opartej na zrównoważonych i lokalnych zasobach. Dzięki inwestycjom w infrastrukturę energetyczną i współpracy z mieszkańcami spółdzielnie energetyczne mogą przyczynić się do tworzenia zdecentralizowanego i elastycznego systemu energetycznego, który zapewnia stabilność dostaw energii w skali lokalnej. Spółdzielnie energetyczne mogą oferować korzyści w zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego przez stabilizację funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Można to osiągnąć przez optymalizację umiejscowienia jednostek magazynowania w sieci dystrybucyjnej (Gjorgievski i in., 2021). W ten sposób spółdzielnie energetyczne nie tylko przyczyniają się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego poprzez wykorzystanie źródeł odnawialnych, lecz także mogą wspierać operatora systemu dystrybucyjnego w utrzymaniu stabilności i niezawodności sieci.

3. Kryzys i transformacja energetyczna gospodarstw domowych

Kryzys cen surowców energetycznych, który rozpoczął się pod koniec 2021 r., uwydatnił kluczową rolę bezpieczeństwa energetycznego w kontekście stabilnego funkcjonowania gospodarstw domowych. Surowce energetyczne stały się bronią w konflikcie wywołanym przez rosyjską inwazję. Dlatego kluczowym elementem strategii zwiększania bezpieczeństwa energetycznego jest stopniowa dekarbonizacja, czyli odchodzenie od wykorzystania węgla i gazu w ogrzewaniu indywidualnym.

Mimo planów dekarbonizacji i wdrażania programów wsparcia węgla kamiennego wciąż odgrywa znaczącą rolę w ogrzewaniu domów w Polsce. Wykorzystanie tego surowca w celach grzewczych jest powszechne i obejmuje około jedną trzecią wszystkich gospodarstw domowych (wykres 2). W kontekście bezpieczeństwa energetycznego istotny jest fakt, że węgiel wykorzystywany w gospodarstwach domowych do 2022 r. pochodził głównie z Rosji. W 2020 r. Polska importowała 35% swojej energii i 13% swojego węgla z Rosji. Co ważne, 80% importowanego węgla kamiennego było



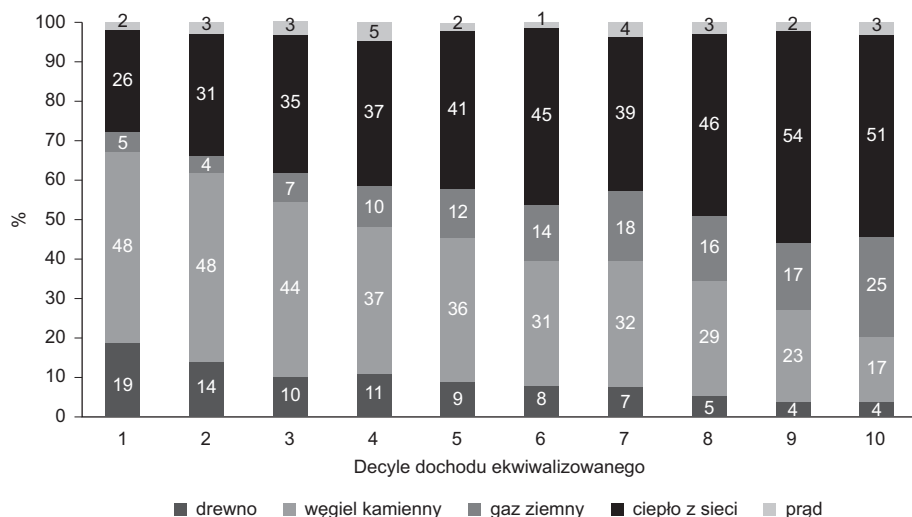
Wykres 2. Zużycie paliw w sektorze gospodarstw domowych w Polsce (PJ)

Źródło: IEA Energy outlook: Poland, 2022.

używane w gospodarstwach domowych (Maćkowiak-Pandera i Gawlikowska-Fyk, 2022).

Odejście od wykorzystywania węgla w gospodarstwach domowych musi uwzględnić złożoną sytuację społeczno-ekonomiczną i możliwości finansowe inwestycji w czystsze technologie grzewcze. Dysproporcje dochodowe są widoczne, kiedy analizujemy użycie różnych źródeł energii w celach grzewczych w Polsce (wykres 3). Przykładowo osoby z wyższymi dochodami częściej korzystają z gazu jako paliwa do ogrzewania, podczas gdy gospodarstwa domowe o niższych dochodach częściej decydują się na wykorzystanie biomasy. Wykorzystanie węgla kamiennego w gospodarstwach domowych w celach grzewczych ma istotne implikacje środowiskowe (zanieczyszczenie powietrza) i społeczne (Kerimray i in., 2017). Różnice w wyborze źródeł energii odzwierciedlają nierówności dochodowe – osoby o wyższych dochodach mają większą zdolność finansową do inwestowania w bardziej ekologiczne i wydajne rozwiązania grzewcze. Zarazem osoby o niższych dochodach często muszą polegać na tańszych, ale mniej przyjaznych dla środowiska paliwach, takich jak węgiel.

Oprócz wykorzystania węgla – w kontekście bezpieczeństwa energetycznego – kolejnym istotnym paliwem jest gaz. W latach 1990–2020 gaz naturalny odgrywał rolę paliwa przejściowego, będąc alternatywą dla węgla w procesie transformacji energetycznej. Jego zastosowanie w celu ogrzewania budynków w Polsce od początku przemian ustrojowych i energetycznych systematycznie wzrastało (wykres 4). Jednakże inwazja Rosji na Ukrainę

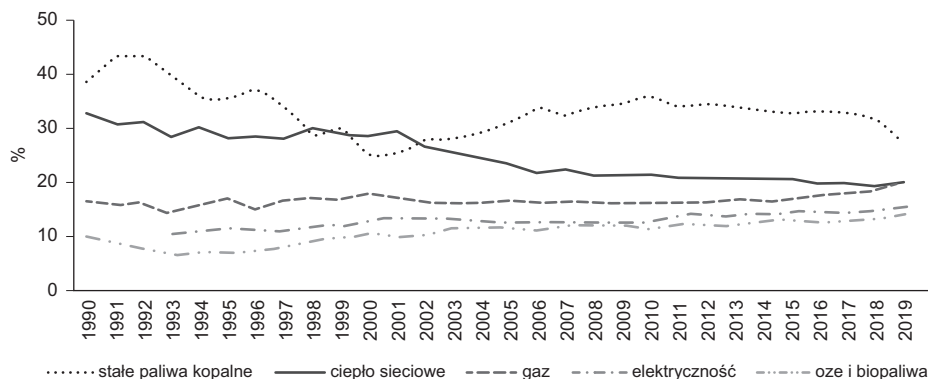


Uwaga: wskazano udziały dla gospodarstw domowych, które zaznaczyły dany nośnik ogrzewania jako „podstawowy”.

Wykres 3. Konsumpcja paliw grzewczych a zamożność mieszkańców (udział wydatków na poszczególne paliwa w całości wydatków na energię i transport według decyli dochodów w Polsce) (%)

Źródło: opracowanie na podstawie GUS, 2019.

w 2022 r. i powstały w jej wyniku kryzys energetyczny mogą mieć decydujący wpływ na tę tendencję. Określenie kierunków rozwoju energetyki w sektorze gospodarstw domowych wymaga szczegółowego przeanalizowania, jakie mogą być efekty kryzysu energetycznego w Polsce.



Wykres 4. Zmiany w wykorzystaniu paliw do ogrzewania budynków w Polsce (gospodarstwa domowe) (%)

Źródło: Eurostat, 2023.

Marek Antosiewicz, Piotr Lewandowski i Jakub Sokołowski obliczyli wpływ podwyżek cen surowców energetycznych na polską gospodarkę i gospodarstwa domowe po rosyjskiej inwazji na Ukrainę (Antosiewicz i in., 2022). Pokazali, że największy negatywny wpływ na gospodarkę w Polsce miałyby gwałtowny wzrost cen ropy naftowej (ceny ropy naftowej determinują około 80% negatywnych efektów na Polską gospodarkę), a wzrost cen węgla i gazu miałyby znacznie mniejszy wpływ na PKB. Zgodnie z przewidywaniami kryzys energetyczny nie przyniósł drastycznych negatywnych skutków dla Polskiej gospodarki, a relatywnie niewielkie spadki PKB nie spowodowały recesji. Ograniczenie importu z Rosji miało krótkoterminowy, negatywny wpływ na polskie PKB (o mniej niż 1 p.p. do końca 2022 r.), ale i tak udało się Polsce utrzymać wzrost gospodarczy. Pokazuje to, że dywersyfikacja dostaw surowców energetycznych z najtańszego, ale geopolitycznie niestabilnego kierunku nie musi oznaczać znacznie zwiększonych kosztów gospodarczych.

Należy jednocześnie pamiętać, że efekty wzrostów cen surowców energetycznych są odczuwalne bardziej przez gospodarstwa domowe o niższym dochodzie. Jeśli ceny energii będą dalej wzrastać i osiągną skalę podwyżek w przybliżeniu o 30% do końca 2025 r., to wpływ na gospodarstwa domowe z wysokimi dochodami wyniósłby jedynie około 1% ich miesięcznego dochodu. Wpływ na dochód osób z niskimi dochodami (pierwszy decyl) pochłonie nawet o 6% ich budżetów więcej. Dlatego konieczne będą działania osłonowe, w tym szczególnie bezpośrednie transfery pieniężne do osób z niskimi dochodami.

Na początku 2022 r. w odpowiedzi na presję inflacyjną związaną ze wzrostem cen surowców energetycznych polski rząd obniżył stawki VAT dla energii elektrycznej (z 23% na 5%), gazu ziemnego i ciepła (z 23% na 8%) oraz akcyzę na produkty energetyczne do zera dla gospodarstw domowych w Polsce (Sokołowski i Sokołowski, 2023). Od 2022 r. rząd przeznacza również znaczne środki wsparcia dla gospodarstw domowych z budżetu państwa (około 1 mld EUR rocznie). Należy podkreślić, że ulgi podatkowe są regresywne i najbardziej korzystają na nich zamożne gospodarstwa domowe, które zużywają więcej energii. Ostatecznie jednak wprowadzone rozwiązania wspierają również osoby z niskimi dochodami.

Wydarzenia na Ukrainie i napięcia geopolityczne wymusiły konieczność zatrzymania rosnącego trendu wykorzystywania gazu jako paliwa do ogrzewania (Su i in., 2023). W związku z tym wycofanie źródeł gazowych i węglowych z sektora mieszkaniowego stało się priorytetem. W kontekście

tych wydarzeń oraz zmieniającej się sytuacji geopolitycznej istnieje kilka możliwych podejść do zrealizowania priorytetu wycofania źródeł gazowych i węglowych z sektora mieszkaniowego.

4. Wyzwania i perspektywy bezpieczeństwa energetycznego w Polsce w sektorze gospodarstw domowych

Ograniczanie popytu jest strategiczną odpowiedzią na wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym w sektorze gospodarstw domowych. Takie rozwiązanie było jedną z rekomendacji Komisji Europejskiej w 2022 r., po inwazji Rosji na Ukrainę. Europejski plan redukcji zapotrzebowania na gaz (Komisja Europejska, 2022) to strategia mająca na celu wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego przez obniżenie zapotrzebowania na gaz w krajach wspólnoty o 15%. Redukcja ta ma na celu zabezpieczenie dostaw gazu do sektorów krytycznych dla funkcjonowania gospodarki oraz łagodzenie ryzyka związanego z niedoborami gazu i wysokimi cenami. Podstawową zasadą planu jest substytucja. Państwa członkowskie są zachęcane do przyspieszenia przejścia na odnawialne źródła energii tam, gdzie jest to technicznie możliwe i ekonomicznie opłacalne. Dodatkowo plan podkreśla konieczność przyspieszenia prac nad ukończeniem terminali LNG i infrastruktury gazowej, aby zwiększyć dywersyfikację dostaw i zmniejszyć zależność od pojedynczego źródła importu. Kolejnym elementem planu jest solidarność, czyli współpraca na szczeblu unijnym w celu wspólnego radzenia sobie z ewentualnymi szokami na rynku gazu. Plan zakłada ochronę sektorów krytycznych przez wymianę gazu między państwami członkowskimi w celu zapewnienia ciągłości istotnych działań gospodarczych i funkcjonowania krytycznej infrastruktury, takiej jak szpitale. W końcu plan zakłada też oszczędzanie. W sektorze mieszkaniowym proponowane jest wdrożenie środków mających na celu poprawę efektywności energetycznej, takich jak: zmiany zachowania konsumentów, inwestycje w efektywne ogrzewanie oraz zmniejszenie szczytowego zużycia energii elektrycznej latem. Zimą zalecane jest korzystanie z alternatywnych źródeł ciepła, takich jak pompy ciepła i inteligentne systemy zarządzania energią. Ponadto zachęca się do promowania zmian zachowania, np. do obniżania temperatury o 1°C czy ograniczania zużycia ciepłej wody (Farghali i in., 2023).

Należy podkreślić, że gospodarstwa domowe o wysokich dochodach mogą bardziej elastycznie reagować na zmiany na rynku energii i dostosowywać

popyt do nowych warunków. Większa siła nabywcza pozwala zmniejszyć popyt na energię przez zwiększenie efektywności energetycznej. Mają one większe środki finansowe, które mogą zainwestować w energooszczędne urządzenia, panele słoneczne lub systemy inteligentnego zarządzania energią. Ta zdolność do inwestowania w rozwiązania o wysokim koszcie początkowym, ale o długoterminowych korzyściach, stawia je w korzystniejszej pozycji. Niestety, gospodarstwa domowe o niskich dochodach nie mają takiej swobody. Ze względu na ograniczone zasoby finansowe często nie są w stanie zainwestować w efektywność energetyczną ani w technologie redukujące zużycie energii (Hassan i in., 2022).

5. Preferencje Polek i Polaków dotyczące bezpieczeństwa energetycznego

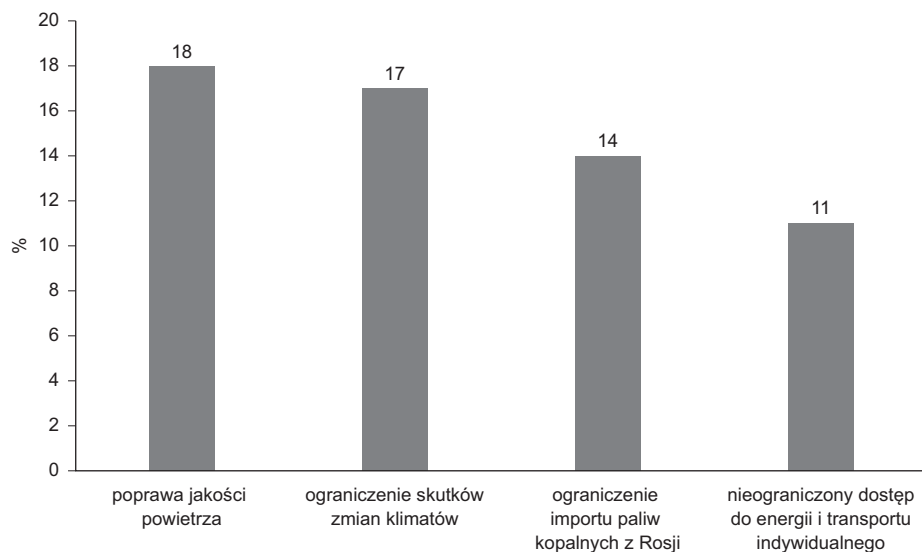
Ważnym aspektem zwiększania bezpieczeństwa energetycznego jest zrozumienie preferencji społeczeństwa w tej kwestii. Bezpośrednie pytanie o cenę bezpieczeństwa energetycznego wśród Polek i Polaków ma ograniczoną wartość poznawczą. Deklaracje o dobrowolnym poświęceniu dochodów lub podjęciu dodatkowego wysiłku inwestycyjnego często odbiegają od rzeczywistych wyborów. Dlatego ważne jest, aby poszukiwać bardziej wiarygodnych sposobów badania preferencji Polaków w tej kwestii.

Do uzyskania wiarygodnych informacji na temat preferencji Polaków dotyczących bezpieczeństwa energetycznego konieczne jest zastosowanie odpowiednich metod badawczych. Jednym z podejść jest zastosowanie eksperymentu ekonomicznego, w którym uczestnicy wybierają różne scenariusze związane z tematyką bezpieczeństwa energetycznego (Motz, 2021). Ewaluacja wykluczających się wzajemnie wyborów respondentów za pomocą odpowiedniego modelu ekonometrycznego dostarczy informacji o tym, jak bardzo Polki i Polacy cenią bezpieczeństwo energetyczne.

Eksperymenty ekonomiczne są często wykorzystywane w naukach społecznych do badania zachowania ludzi w różnych kontekstach ekonomicznych. W przypadku badań dotyczących ochrony klimatu eksperymenty te mogą dostarczyć cennych informacji na temat skłonności jednostek do podejmowania działań proekologicznych. Metodę wykorzystali Jakub Sokołowski, Piotr Lewandowski i Jan Frankowski do zbadania indywidualnych postaw ponad 10 tys. osób wobec polityki łagodzenia zmian klimatycznych i podnoszenia bezpieczeństwa energetycznego (Sokołowski i in., 2023).

Po raz pierwszy respondenci odpowiadali na tego typu pytania w kontekście kryzysu energetycznego spowodowanego wojną na Ukrainie. Jest to istotne ze względu na fakt, że kryzys ten może zwiększyć rezerwę do nowych polityk klimatyczno-energetycznych.

Badanie wykazało znaczące różnice w preferencjach polskiego społeczeństwa dotyczących bezpieczeństwa energetycznego. Po pierwsze, respondenci przedkładali ograniczenie skutków zmian klimatu i poprawę jakości powietrza nad kwestie związane z bezpieczeństwem energetycznym. Byli gotowi przeznaczyć średnio 17–18% dochodów, aby złagodzić skutki zmian klimatu i poprawić jakość powietrza, i tylko 11%, aby zmniejszyć zakupy paliw rosyjskich. Oczekiwaliby również rekompensaty w wysokości 14% dochodów, gdyby ograniczono im dostęp do energii i indywidualnego transportu w wybranych godzinach lub dniach tygodnia. Dochód i wiek odgrywają kluczową rolę w przypadku preferencji dotyczących klimatu i energii. Respondenci o niskich dochodach mniej cenią ograniczanie skutków zmian klimatu i bezpieczeństwo energetyczne niż ogół społeczeństwa (o 2–4 p.p.). Młodsze osoby natomiast są bardziej zaniepokojone zmianami klimatu niż osoby starsze



Uwaga: oś Y oznacza, ile przeciętnego dochodu respondent jest skłonny poświęcić, żeby osiągnąć konkretny cel klimatyczny.

Wykres 5. Preferencje Polek i Polaków dotyczące celów polityki klimatyczno-energetycznej (średni dochód, jaki respondenci są gotowi poświęcić, żeby osiągnąć dany cel) (%)

Źródło: Sokołowski i in., 2023.

(są gotowe przeznaczyć nawet 28% dochodów w porównaniu do 12% wśród starszych). Młodszy respondenci są jednak skłonni zapłacić mniej (11%) niż starsi (16%) za ograniczenie importu paliw kopalnych z Rosji.

Analiza wskazała, że dochód ma istotny wpływ na różnicowanie postaw wobec zagadnień związanych z polityką klimatyczną i energetyczną. W związku z tym decydenci powinni uwzględniać tę kwestię podczas tworzenia strategii energetycznych oraz wprowadzania działań mających złagodzić finansowe obciążenia związane ze wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego. Przeprowadzone badania także ukazują ważność transparentnego procesu podejmowania decyzji oraz współpracy z opinią publiczną. Osoby podejmujące decyzje muszą rzetelnie informować o przyczynach i skutkach ewentualnych kryzysów związanych z dostępem do energii. Należy podkreślać nie tylko istotę łagodzenia zmian klimatycznych, lecz także pozytywne skutki wynikające z narzędzi polityki ekologicznej, aby wypracować zaufanie społeczne w tym obszarze. Polityka klimatyczno-energetyczna musi się opierać na zasadach sprawiedliwości, dlatego powinna stale akcentować długoterminowe cele związane z zapobieganiem zmianom klimatycznym i jednocześnie dbać o potrzeby grup społecznych wrażliwych na ewentualne wzrosty cen energii.

6. Podsumowanie

Dekarbonizacja sektora mieszkaniowego w Polsce jest ważnym aspektem realizacji celów klimatycznych i redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale też możliwością rozwiązania innych problemów społecznych. Odejście od wykorzystywania węgla jako paliwa grzewczego i korzystanie ze zrównoważonych źródeł energii mają nie tylko potencjał w poprawie jakości powietrza oraz redukcji zanieczyszczeń, lecz także pozwalają na modernizację gospodarki, czego beneficjentami będą gospodarstwa domowe (Thomaßen i in., 2021).

Istotnym aspektem dekarbonizacji sektora mieszkaniowego jest rozwiązanie problemu wysokich cen energii, które stanowią poważne wyzwanie dla wielu gospodarstw domowych. Przejście na bardziej efektywne i ekologiczne technologie energetyczne może pomóc w zmniejszeniu kosztów i poprawić dostępność energii dla wszystkich grup społecznych.

Dodatkowo, dekarbonizacja sektora mieszkaniowego w Polsce stwarza nowe możliwości rozwoju. Inwestycje w energię odnawialną, takie jak: panele

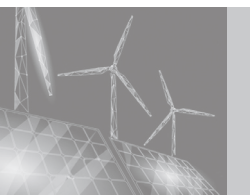
słoneczne, pompy ciepła czy instalacje fotowoltaiczne, mogą się przyczynić do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, jak również do rozwoju nowych sektorów gospodarki i tworzenia nowych miejsc pracy. Ponadto poprawa efektywności energetycznej budynków dzięki takim czynnikom, jak izolacja termiczna czy stosowanie inteligentnych systemów zarządzania energią, przyczyni się do oszczędności finansowych dla gospodarstw domowych (Doukas i in., 2009).

Podsumowując, sektor gospodarstw domowych będzie odgrywał kluczową rolę w kontekście zwiększania bezpieczeństwa energetycznego Polski w wyniku procesu transformacji energetycznej. Redukcja zużycia paliw kopalnych w tym sektorze przyczyni się zarówno do ochrony środowiska, jak i wzmocnienia niezależności oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju. Realizacja tego celu będzie zależeć od skuteczności strategii i programów inwestycyjnych wdrażanych w Polsce oraz od aktywnej współpracy z innymi krajami Unii Europejskiej. Efektywność administracji publicznej będzie kluczowa w zapewnieniu gospodarstwom domowym warunków do realizacji ambitnej i sprawiedliwej polityki klimatyczno-energetycznej.

Bibliografia

- Antosiewicz M., Lewandowski P., Sokołowski J., 2022. *The Economic Effects of Stopping Russian Energy Imports in Poland*, IBS Research Report, 01/2022.
- Doukas H., Nychtis Ch., Psarras J., 2009. *Assessing energy-saving measures in buildings through an intelligent decision support model*, „Building and Environment”, vol. 44(2), s. 290–298.
- Eurostat, 2023. *Energy statistics – supply, transformation and consumption* (nrg_d_hhq), https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_d_hhq/default/table?lang=en (dostęp: 10.11.2023 r.).
- Farghali M., Osman A.I., Mohamed I.M., Chen Z., Chen L., Ihara I., ... & Rooney D.W., 2023. *Strategies to save energy in the context of the energy crisis: A review*, „Environmental Chemistry Letters”, 23.03.2023, s. 1–37.
- Gjorgievski V.Z., Cundeva S., Georgiou G.E., 2021. *Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review*, „Renewable Energy”, vol. 169, s. 1138–1156.
- GUS, 2019. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- Hassan T., Song H., Khan Y., Kirikkaleli D., 2022. *Energy efficiency a source of low carbon energy sources? Evidence from 16 high-income OECD economies*, „Energy”, vol. 243, 123063.

- IEA (2022), *Poland 2022*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/poland-2022>, Licence: CC BY 4.0.
- Kerimray A., Rojas-Solórzano L., Torkmahalleh M.A., Hopke P.K., Ó Gallachóir B.P., 2017. *Coal use for residential heating: Patterns, health implications and lessons learned*, „Energy for Sustainable Development”, vol. 40(1), s. 19–30.
- Komisja Europejska, Europejski plan redukcji zapotrzebowania na gaz, 2022.
- Larsen E.R., Osorio S., Ackere A. van, 2017. *A framework to evaluate security of supply in the electricity sector*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews”, vol. 79, s. 646–655.
- Maćkowiak-Pandera J., Gawlikowska-Fyk A., 2022. *Koniec importu surowców energetycznych z Rosji?*, Forum Energii, 28.02.2022, <http://www.forum-energii.eu/pl/blog/stop-import-rosja> (dostęp: 19.06.2024 r.).
- Matczak P., Frankowski J., Putkowska-Smoter R., Wróblewski M., Łoś I., 2023. *Tackling (not only) air pollution: Cross-sectional tensions behind state-led energy retrofit program in Poland*, „Society & Natural Resources”, vol. 36(9), s. 1140–1161.
- Motz A., 2021. *Security of supply and the energy transition: The households' perspective investigated through a discrete choice model with latent classes*, „Energy Economics”, vol. 97, 105179.
- Sokołowski J., 2023. *Peer effects on photovoltaics (PV) adoption and air quality spillovers in Poland*, „Energy Economics”, vol. 125, 106808.
- Sokołowski J., Bouzarovski S., 2022. *Decarbonisation of the Polish residential sector between the 1990s and 2021: A case study of policy failures*, „Energy Policy”, vol. 163, 112848.
- Sokołowski J., Lewandowski P., Frankowski J., 2023. *How to Prevent Another Yellow Vests Movement? Assessing Public Preference For A Carbon Tax With A Discrete Choice Experiment*, IBS Working Paper 03/2023.
- Sokołowski J., Lewandowski P., Kielczewska A., Bouzarovski S., 2020. *A multi-dimensional index to measure energy poverty: the Polish case*, „Energy Sources”, Part B: Economics, Planning, and Policy, vol. 15(2), s. 92–112.
- Sokołowski J., Sokołowski M.M., 2023. *Successful Policies for a Just Energy Transition: Three Solutions from Poland's Residential Energy Sector*, Oxford Energy Forum, The Oxford Institute for Energy Studies, Issue 135.
- Su C.W., Qin M., Chang H.L., Țăran A.M., 2023. *Which risks drive European natural gas bubbles? Novel evidence from geopolitics and climate*, „Resources Policy”, vol. 81, 103381.
- Thomaßen G., Kavvadias K., Jiménez Navarro J.P., 2021. *The decarbonisation of the EU heating sector through electrification: A parametric analysis*, „Energy Policy”, vol. 148, Part A, 111929.
- Wiertz T., Kuhn L., Mattissek A., 2023. *A turn to geopolitics: Shifts in the German energy transition discourse in light of Russia's war against Ukraine*, „Energy Research & Social Science”, vol. 98, 103036.



Noty o autorach

Maciej Chotkowski, dr hab., prof. UW – naukowiec pracujący na Uniwersytecie Warszawskim; specjalista w zakresie chemii jądrowej, w szczególności stosowania metod elektrochemicznych i spektroskopowych do badania reakcji redoks związków promieniotwórczego technetu. Prowadzi zajęcia z chemii jądrowej i edukacji chemicznej. Jest współautorem monografii *Electrochemistry of technetium* (wyd. Springer), ponad 30 prac naukowych oraz wystąpień na konferencjach międzynarodowych.

Agata Dziewulska, dr hab., prof. UW – profesor nauk o bezpieczeństwie na Uniwersytecie Warszawskim; absolwentka Uniwersytetu Warszawskiego i European University Institute. Habilitację odebrała w Akademii Obrony Narodowej. Nadzorowała wybory w Bośni i Hercegowinie z ramienia Organizacji Bezpieczeństwa i Współpracy w Europie. Była ekspertem Rady Europy oraz *visiting professor* na uniwersytetach: La Sapienza w Rzymie, w Sienie, Florencji, Bolonii oraz University College London. W badaniach koncentruje się na stabilizacji pokonfliktowej państw oraz na bezpieczeństwie w kontekście zrównoważonego rozwoju. Jej gra strategiczna „Peace by Piece” zdobyła Grand Prix „Serious Game Design Competition” International Simulation and Gaming Association ISAGA.

Aleksandra Fijałkowska, dr – wykładowczyni i badaczka fizyki jądra atomowego; specjalizuje się w fizyce jąder neutrononadmiarowych. W ramach doktoratu realizowanego na Uniwersytecie Warszawskim oraz na University of Tennessee w USA zajmowała się przemianą beta produktów rozszczepienia,

kluczowych do obliczenia ciepła powyłłączeniowego. Staż podoktorski odbyła na Rutgers University (USA), gdzie prowadziła badania nad spektroskopią neutronów opóźnionych. W 2018 r. rozpoczęła pracę adiunkta na Wydziale Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego, gdzie do dziś kontynuuje badania nad jądrami neutrononadmiarowymi techniką pełnej absorpcji.

Ewa Krogulec, prof. dr hab. – hydrogeolog; absolwentka Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Kieruje zespołami badawczymi w ramach projektów badawczych oraz związanych z upowszechnianiem i wykorzystywaniem wyników badań naukowych. W swojej działalności naukowej była kierownikiem lub liderem ponad 40 projektów badawczych krajowych i międzynarodowych uzyskanych w drodze procedury konkursowej. Wiele z nich dotyczyło aspektów hydrogeologicznych związanych z eksploatacją surowców energetycznych, analizą wpływu eksploatacji na wody użytkowych poziomów wodonośnych, ochrony kopalin i projektowania środowiskowych systemów monitoringowych. Jej zainteresowania naukowe koncentrują się na: metodycznych aspektach badań hydrogeologicznych; ocenach podatności wód podziemnych na zanieczyszczenia; charakterystyce procesów i zjawisk hydrogeologicznych w kontekście analizy systemów hydrogeologicznych; identyfikacji zagrożeń wód związanych z górnictwem i urbanizacją; badaniach ekosystemów zależnych od wód podziemnych (GDEs); zmianach klimatycznych w kontekście zasobów wód podziemnych oraz aspektach prawno-ekonomicznych w poszukiwaniu, eksploatacji i użytkowaniu wód podziemnych. Jest autorką lub współautorką kilkuset publikacji w prestiżowych periodykach polskich i zagranicznych, m.in.: „Hydrogeology Journal”, „Episodes. Journal of International Geoscience”, „Acta Geologica Polonica”, „Applied Sciences”, „Hydrology Research”, „International Environmental Agreements”, a także kilkunastu podręczników akademickich, 70 arkuszy map geośrodowiskowych i hydrogeologicznych; jest również redaktorem naukowym wielu opracowań zbiorowych.

Piotr Mikusek – prawnik i analityk regulacyjny; doktorant w Szkole Doktorskiej Nauk Społecznych Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończył aplikację radcowską w Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Warszawie. Powołany przez Radę Koordynacyjną ds. Gospodarki Wodowej działającą przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska na Koordynatora Grupy Roboczej „Stabilne otoczenie regulacyjne”, która ma wesprzeć wdrażanie celów Polskiej Strategii Wodowej. Zawodowo związany z sektorem energetycz-

nym oraz przemysłem energochłonnym. Prowadzi zajęcia dydaktyczne w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego Uniwersytetu Warszawskiego. Uzyskał status Visiting Research Fellow na Uniwersytecie Keiō (Japonia). Członek Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej. Autor publikacji z zakresu regulacji energetycznych oraz prawa klimatycznego.

Bartosz Odziemkowski – magister nauk prawnych, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Specjalizuje się w regulacjach dotyczących odnawialnych źródeł energii, ze szczególnym uwzględnieniem procesu inwestycyjno-budowlanego oraz systemów wsparcia. Swoją pracę magisterską zatytułowaną *Ramy prawne dla rozwoju morskich farm wiatrowych (MFW) w Polsce* (2024) poświęcił analizie polskich regulacji prawnych dotyczących rozwoju morskich farm wiatrowych. Jego badania obejmowały aspekty zarówno prawne, jak i praktyczne związane z wdrażaniem morskich farm wiatrowych w Polsce.

Jarosław Pietras, dr – jest obecnie profesorem wizytującym w Kolegium Europejskim w Brugii oraz starszym partnerem naukowym w Centrum Studiów Europejskich Wilfrieda Martensa w Brukseli. Wcześniej pełnił funkcję Dyrektora Generalnego Rady Unii Europejskiej, nadzorując takie obszary, jak: zmiany klimatu, środowisko, transport, telekomunikacja, energia, edukacja, kultura, sektor audiowizualny, młodzież i sport. W latach 1990–2006 zajmował różne stanowiska w polskim rządzie, w tym: sekretarza stanu w Ministerstwie Finansów, sekretarza stanu ds. europejskich i szefa Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej. Pełnił również funkcję zastępcy głównego negocjatora w sprawie przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Uzyskał tytuł doktora nauk ekonomicznych na Wydziale Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego w 1986 r. Jest autorem licznych publikacji na temat Unii Europejskiej oraz polityki handlowej i handlu międzynarodowego. Przez wiele lat wykładał ekonomię międzynarodową i politykę handlową na Uniwersytecie Warszawskim. Ponadto był stypendystą Fundacji Fulbrighta na DUKE University w Karolinie Północnej w USA oraz współpracował z think-tankiem BRUEGEL, zajmującym się ekonomią międzynarodową, z siedzibą w Brukseli. Był również stypendystą w Centrum Studiów nad Polityką Europejską (CEPS) w Brukseli. Ponadto jest Practitioner Fellow of Sussex European Institute na Uniwersytecie Sussex w Wielkiej Brytanii.

Dorota Porowska, dr hab., prof. UW – hydrogeolog; absolwentka Wydziału Geologii Uniwersytetu Warszawskiego. Jej zainteresowania badawcze dotyczą czynników wpływających na dynamikę wód podziemnych oraz analizy procesów kształtujących skład fizykochemiczny wód opadowych, powierzchniowych i podziemnych w warunkach naturalnych i przekształconych antropogenicznie. W ramach projektów badawczych zrealizowała cykl badań dotyczących genezy węgla w płytkich wodach podziemnych w warunkach naturalnych (park narodowy) i przekształconych przez człowieka (składowisko odpadów komunalnych). Poza zasadniczym nurtem badawczym jej zainteresowania dotyczą również aspektów ekologicznych: wykorzystania niekonwencjonalnych źródeł energii pochodzącej z gazu z łupków, wykorzystania biogazu ze składowisk odpadów organicznych oraz wykorzystania energii pochodzącej z wód termalnych. Autorka lub współautorka artykułów naukowych, monografii i opracowań kartograficznych, autorka opinii i ekspertyz z zakresu hydrogeologii. Nauczyciel akademicki, promotor i recenzent wielu artykułów naukowych, prac licencjackich, inżynierskich i magisterskich. Prowadzi zajęcia popularyzujące naukę, współuczestniczy w przygotowaniu festiwali naukowych, wykładów dla dzieci i młodzieży.

Kamila Pronińska, dr hab., prof. UW – doktor nauk o polityce (2007), doktor habilitowany nauk o bezpieczeństwie (2019). Laureatka nagrody Nauki i Szkolnictwa Wyższego dla Młodych i Wybitnych Naukowców (2013); ekspertka ds. bezpieczeństwa energetycznego w Kancelarii Prezydenta RP (2015); ekspertka Programu Bezpieczeństwo Energetyczne i Polityka Klimatyczna OAP UW (2014). Realizowała granty dotyczące problematyki energetycznej (granty im. I.J. Paderewskiego Fundacji Centrum Europejskie Natolin oraz NCN) w European University Institute (2015, 2016, 2018). Prowadziła kursy akademickie i wykładała na zagranicznych uniwersytetach, uczestniczyła w projektach międzynarodowych, finansowanych m.in. przez SIPRI i NATO. W latach 2020–2022 brała udział w realizacji projektu NATO SAS-163 Energy Security in the Era of Hybrid Warfare; od 2023 r. jest polską przedstawicielką w NATO SAS-190 Enhancing Energy Security Resilience and Capabilities. Jest autorką wielu monografii i artykułów poświęconych problemom energii, klimatu i konfliktów zbrojnych, w tym cyklu artykułów na temat bezpieczeństwa energetycznego i współczesnych trendów na globalnym i europejskim rynku energetycznym publikowanych w kolejnych edycjach *Rocznika Strategicznego* (wyd. Scholar).

Mateusz Sitek – student kierunku prawo na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Skupia swoją uwagę naukową na regulacjach dotyczących odnawialnych źródeł energii, w szczególności na oddziaływaniu administracji, sądownictwa i przedsiębiorstw energetycznych na proces inwestycyjno-budowlany, a także na konstytucyjnych podstawach funkcjonowania państwa w dobie kryzysu.

Jakub Sokołowski, dr – ekonomista. Prowadzi badania nad transformacją energetyczną sektora mieszkaniowego, polityką klimatyczną i jej skutkami społecznymi, nierównościami i ubóstwem energetycznym.

Maciej M. Sokołowski, dr hab. – adiunkt w Katedrze Prawa i Postępowania Administracyjnego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Laureat stypendium Ministra Edukacji i Nauki dla wybitnych młodych naukowców, stypendysta rządów Królestwa Szwecji i Konfederacji Szwajcarskiej. Członek SI Network for Future Global Leaders, Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Sustainability College Bruges, Research Network on Human and Non-Human Normativity, Australian Network for Japanese Law, the Japan Association of EU Studies. W latach 2009–2012 – dyrektor wykonawczy w Społecznej Radzie ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji. Jest autorem ponad 90 publikacji dotyczących prawnych uwarunkowań energii i klimatu, w tym monografii: *Regulation in the European Electricity Sector* (Routledge 2016), *European Law on Combined Heat and Power* (Routledge 2020) oraz *Energy Transition of the Electricity Sectors in the European Union and Japan: Regulatory Models and Legislative Solutions* (Palgrave Macmillan 2022).

Adam Szafrąński, dr hab., prof. UW – doktor habilitowany nauk prawnych, profesor w Zakładzie Administracyjnego Prawa Gospodarczego i Bankowego na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Specjalizuje się w problematyce publicznego prawa gospodarczego, w tym w zakresie: konstytucyjnego prawa gospodarczego, podstawowych regulacji działalności gospodarczej i prawa energetycznego. Opiekun naukowy Szkoły Prawa Niemieckiego na Uniwersytecie Warszawskim, niegdyś ekspert Biura Analiz Sejmowych Kancelarii Sejmu oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Prowadzi kierunek studiów magisterskich EU Energy and Climate Law na Wydziale Prawa i Administracji UW.

Krzysztof Szamalek, prof. dr hab. – absolwent Wydziału Geologii oraz Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego; pracownik naukowy Wydziału Geologii, gdzie od 2020 r. pełni funkcję kierownika Katedry Geologii Złożowej i Gospodarczej. W latach 1994–1997, 2001–2002 oraz 2003–2005 pełnił funkcje sekretarza i podsekretarza stanu, jak również Głównego Geologa Kraju w ministerstwie właściwym ds. środowiska. W okresie 1997–2001 był dyrektorem departamentu w Kancelarii Prezydenta RP odpowiedzialnym za bezpieczeństwo energetyczne i surowcowe oraz zarządzanie kryzysowe. Sprawował funkcje zarządcze w Mostostalu Warszawa i Fundacji Ekofundusz. Był zastępcą dyrektora ds. naukowych i sekretarzem naukowym w Instytucie Ceramiki i Materiałów Budowlanych, a także członkiem Rad Nadzorczych w: KGHM Polska Miedź, Geofizyka Kraków, Petrobaltic, KGHM Metale oraz Nafta Polska. Przewodniczył Radzie Geologicznej przy Ministrze Środowiska oraz Radzie Nadzorczej Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Od 2011 r. jest członkiem zespołu ds. rozwoju bazy ekspertów Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Obecnie jest wiceprzewodniczącym Komitetu Zrównoważonego Rozwoju Gospodarki Surowcami Mineralnymi PAN, a od 26 stycznia 2024 r. kieruje Państwowym Instytutem Geologicznym – PIB. Jest autorem około 300 publikacji naukowych z zakresu geologii gospodarczej, prawa geologicznego i górniczego oraz geologii złóż.

Grzegorz Tchorek, dr hab., prof. IEN-PIB – zastępca dyrektora w Instytucie Energetyki – PIB, doktor habilitowany, adiunkt na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. Absolwent i od 2007 r. pracownik Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, w latach 2007–2017 pracownik NBP, zatrudniony w jednostkach zajmujących się zagadnieniami integracji walutowej; od września 2022 r. pracuje w Instytucie Energetyki – PIB. Zainteresowania badawcze i naukowe obejmują: konkurencyjność i umiędzynarodowienie przedsiębiorstw, łańcuchy wartości różnych sektorów gospodarki, źródła innowacyjności firm, mobilność współdzieloną, energetykę, zastosowania wodoru oraz wyzwania transformacji energetycznej i klimatycznej. Brał udział i kierował projektami badawczymi NCN, NCBR, studiami wykonalności i ekspertyzami w zakresie energetyki. Aktywnie uczestniczy w pracach międzynarodowych i krajowych gremiów badawczych i doradczych. Członek rad nadzorczych; członek i wiceprzewodniczący Państwowej Rady Ochrony Środowiska przy Ministrze Klimatu i Środowiska; przewodniczący zespołu ekspertów ds. wodoru w Izbie

Gospodarczej Gazownictwa, członek Rady Naukowej Beijing Research Centre w Pekinie.

Jan Wierchowiec, dr hab., prof. UW – profesor nauk o Ziemi na Uniwersytecie Warszawskim; absolwent Uniwersytetu Warszawskiego. Habilitację odebrał na Wydziale Geologii tej uczelni. Był ekspertem spółek giełdowych zajmujących się poszukiwaniem i rozpoznaniem złóż kopalin. W badaniach koncentruje się na geologii złóż oraz na bezpieczeństwie surowcowym Polski w kontekście zrównoważonego rozwoju.

SUSZA

zjawisko
konteksty
ramy prawne

redakcja naukowa
Ewa Krogulec
Agata Dziewulska



Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego
ul. Smyczkowa 5/7, 02-678 Warszawa
tel. 22 55 31 333
www.wuw.pl

Multidyscyplinarna monografia składająca się z jedenastu tekstów poświęconych problemowi bezpieczeństwa energetycznego Polski, rozpatrywanego w kontekście: uwarunkowań międzynarodowych, własnych zasobów surowcowych, dostępnych technologii oraz potrzeb zarówno polskiego przemysłu, jak i gospodarstw domowych. Autorzy dokonują przeglądu rozmaitych rozwiązań technicznych (od wykorzystania wód geotermalnych po rozwój energetyki jądrowej) i prawnych (przedstawiając stan prawodawstwa w Polsce oraz stopień niezależności polskich organów prawodawczych od organów Unii Europejskiej), a także sposobów planowania polityki energetycznej Polski i jej zależności od tendencji światowych. Publikacja służy popularyzacji dorobku nauki, podając treści w sposób przystępny, przy jednoczesnym zachowaniu warsztatu naukowego, i jest drugą (pierwsza: *Susza – zjawisko, konteksty, ramy prawne*, red. nauk. Ewa Krogulec, Agata Dziewulska, WUW, Warszawa 2024) w serii ukazującej się pod auspicjami Platformy Zielonego Dialogu Uniwersytetu Warszawskiego.

■ ■ ■

Interdyscyplinarne spojrzenie na kwestie bezpieczeństwa energetycznego Polski dobrze odzwierciedla złożoność problemu, w przypadku którego kwestie surowcowe, ekonomiczne, zarządcze, prawne, społeczne i polityczne muszą być uwzględniane łącznie, i to nie tylko z perspektywy Polski, lecz także Unii Europejskiej i świata.

z recenzji

dr hab. Małgorzaty Burchard-Dziubińskiej, prof. UŁ

Problematyka podjęta w tej monografii jest ze wszelki miar doniosła, a nade wszystko aktualna. Trudno jej bowiem współcześnie nie wiązać z kryzysem energetycznym będącym następstwem agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę. Co przy tym istotne, publikacja obejmuje wiele zagadnień z różnych obszarów nauki, w tym: prawnych, ekonomicznych, politycznych czy technicznych.

z recenzji

dr. hab. Michała Krzykowskiego, prof. UWM

