



Fundacja Przyjazny Kraj
The Friendly State Foundation

Droga Polski do
**neutralności
klimatycznej**
w sektorze wytwarzania
energii w 2050 roku.

OZE, atom, wodór

Autor: dr Jan Rączka, Alternator sp. z o.o.

Warszawa, lipiec 2020 r.



Fundacja Przyjazny Kraj
The Friendly State Foundation

Raport powstał na zamówienie Fundacji Przyjazny Kraj. Wszystkie prawa zastrzeżone.

www.przyjaznykraj.pl

O Fundacji Przyjazny Kraj

Fundacja Przyjazny Kraj, powołana w 2013 roku przez prywatnych fundatorów, jest organizacją pozarządową, która w celach statutowych posiada m.in. prowadzenie badań i analiz dotyczących systemów regulacyjnych i ekonomicznych, promowanie wolności gospodarczej i rozwoju przedsiębiorczości, działalność edukacyjną, podejmowanie działań wspierających rozwój aktywności obywatelskiej i społecznej, wzrost efektywności działania instytucji państwowych i samorządowych.

Raporty, analizy oraz wydarzenia FPK znajdują się na stronie

www.przyjaznykraj.pl

ALTERNATOR 

Raport został wykonany przez firmę analityczną Alternator sp. z o.o. zajmującą się energetyką i ochroną środowiska.

www.alternator.pl

jan.raczka@alternator.pl

Publikację raportu wsparła Moko Idea sp. z o.o., właściciel warszawskiej manufaktury rowerowej „[Antymateria](#)”

Spis treści

1. Wstęp – waga dyskusji o neutralności klimatycznej	5
1.1 Zmiana paradygmatu funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa	5
1.2 Słaba efektywność krajowego systemu politycznego	5
1.3 Analogia skutków do pandemii koronawirusa	6
2. Tezy	8
3. Neutralność klimatyczna	10
3.1. Zmiany klimatyczne	10
3.2. Koncepcja neutralności klimatycznej.....	12
3.3. Cele zawarte w dokumentach Unii Europejskiej	12
3.4. Polska racja stanu, a wykonalność polityczna.....	17
4. Wizja energetyki niskoemisyjnej – magazynowanie rdzeniem energetyki XXI wieku	19
5. Technologie wytwarzania energii.....	23
5.1. Odnawialne Źródła Energii (OZE)	23
5.1.1. Elektrownie wiatrowe	25
5.1.2. Elektrownie słoneczne	29
5.1.3. Porównanie ścieżki cenowej dla elektrowni wiatrowych i słonecznych.....	31
5.1.4. Hipoteza	33
5.1.5. Wnioski	36
5.2. Atom	37
5.2.1. Duże bloki jądrowe.....	37
5.2.2. Małe bloki jądrowe	41
5.2.3. Wnioski	44
6. Magazynowanie energii.....	46
6.1. Elektrownie szczytowo-pompowe – technologia dominująca	47
6.2. Baterie – technologia zdobywająca rynek.....	48
6.3. Wodór – technologia przyszłości	50
6.4. Gaz ziemny – technologia pomostowa	52
6.5. Wnioski.....	53
7. W jaki sposób wejść na ścieżkę do neutralności klimatycznej?.....	54
8. Rekomendacje	56
9. Podsumowanie.....	57
10. Źródła	59
11. Objasnienie skrótów i terminów	61

1. Wstęp – waga dyskusji o neutralności klimatycznej

1.1 Zmiana paradygmatu funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa

Zmiany klimatu są nieuchronne, a ich skutki mogą być bardzo dotkliwe dla wielu społeczeństw i krajów. Polska nie ucieknie przed radykalnym zmniejszeniem emisji gazów cieplarnianych. Dlatego musimy znaleźć *modus operandi* przy bardzo restrykcyjnych ograniczeniach emisyjnych. Raport koncentruje się na środowisku i energetyce, ale też wskazuje na współzależność tych dziedzin z funkcjonowaniem całej gospodarki i społeczeństwa.

Inaczej niż to było w przypadku wcześniejszych polityk unijnych w tym zakresie, które dotyczyły celów cząstkowych oraz wybranych sektorów, w przypadku neutralności klimatycznej mówimy o zmianie paradygmatu funkcjonowania całej gospodarki i społeczeństwa. **Pierwszy raz cel środowiskowy uzyskuje niekwestionowany prymat w priorytetach unijnych, w priorytetach wielu – przynajmniej tych progresywnych i zaangażowanych – krajów członkowskich. Wynik wyborów do europarlamentu w 2019 roku był mocnym sygnałem, że sprawy ochrony klimatu są bardzo ważne politycznie dla wyborców w Unii, co wskazało kierunek działań nowej Komisji Europejskiej.**

1.2 Słaba efektywność krajowego systemu politycznego

Dotychczas, neutralność klimatyczna jako idea polityczna przerosła możliwości naszych krajowych decydentów politycznych. Polska, ze swoim wydobywaniem węgla kamiennego z pokładów na poziomie 900 metrów (jedne z najgłębszych i najdroższych na świecie), z gigantycznymi odkrywkami węgla brunatnego, z największą siłownią na węgiel kamienny (Kozienice) i na węgiel brunatny (Bełchatów) pozostała w paradygmacie technologicznym XX wieku.

Skok technologiczny oraz reorganizacja całej gospodarki i społeczeństwa, która jest wpisana w ścieżkę dojścia do neutralności klimatycznej, będzie dla nas szokiem przemysłowym i kulturowym. Ewentualna zamiana pieców „kopciuchów” na mikroinstalacje kogeneracyjne na wodór (w Japonii zainstalowano ich już 200 tys., a w najbliższych latach liczba ta przekroczy 5 mln) można porównać do uzyskania dostępu do telekomunikacji przez Afrykę. Kontynent, którego większość terytorium oraz ludności miała słaby dostęp

do tradycyjnych telefonów jeszcze w połowie lat 90-tych XX wieku, w ciągu dekady stał się tak dobrze wyposażony w telefonię komórkową jak kraje rozwinięte.

Właśnie tak trzeba patrzeć na dojście do neutralności klimatycznej gospodarki, w której energetyka jest wciąż w blisko 80 proc. zasilana węglem kopalnym, a średni wiek samochodów na polskich drogach wynosi kilkanaście lat, i jej transformację w gospodarkę przyjazną klimatowi, w której energia będzie wytwarzana ze źródeł bezemisyjnych, a na drogach będą pojazdy na energię elektryczną i wodór.

1.3 Analogia skutków do pandemii koronawirusa

Zjawiska związane z pandemią koronawirusa – w sposobie oddziaływania na społeczeństwa i kraje – są podobne do tych zjawisk, które prawdopodobnie będą następstwem zmian klimatu. Przy czym zjawiska te rozgrywają się w innym planie czasowym i charakteryzują inną dynamiką procesu. W przypadku koronawirusa rozgrywa się to na przestrzeni tygodni i miesięcy, natomiast w przypadku zmian klimatu – dekad i wieków. Nie można jednak ulegać złudzeniom – to, że skutki zmian klimatu są odległe w czasie o dekady nie znaczy, że mamy nadal wiele czasu na zapobiegnięcie katastrofie.

Kiedy oglądaliśmy relacje telewizyjne i internetowe z odległego Wuhan, nikt z nas nie przypuszczał, że koronawirus rozprzestrzeni się po świecie tak szybko, że dotrze do najbardziej odizolowanych krajów i regionów, a przede wszystkim, że tak głęboko przemieni nasze życie i tak silnie uderzy w gospodarki wszystkich krajów na świecie. Co więcej, nie znamy jego oddziaływania w przyszłości. Nie wiemy, czy cofnie się i pójdzie w niepamięć, jak wirus MERS i SARS, czy też będzie towarzyszył nam przez wiele lat, trzymając nas w niepewności i ograniczając nasze życie społeczne i gospodarcze.

Ze zmianami klimatu jest dokładnie tak samo. Na razie mamy relację z „klimatycznego Wuhan”, bo widzimy:

- błyskawicznie topniejącą pokrywą wiecznego lodu na Arktyce i w innych mroźnych regionach świata;
- 18 najgorętszych lat, które zaobserwowano na przestrzeni ostatnich dwóch wieków, wystąpiły w ostatnich dwóch dekadach;
- narastanie przyrodniczych zdarzeń katastrofalnych, takich jak tornada, orkany, trąby powietrzne, deszcze powodujące większe niż zwykle powodzie oraz wyniszczające susze.

Podobnie jak z pandemią koronawirusa, już widzimy, bądź też przewidujemy, najróżniejsze skutki zmian klimatu. Znamy, bądź też przewidujemy, dokładne opracowania naukowców, którzy ślą do nas alarmistyczne ostrzeżenia, ale nie przejmujemy się nimi, bo jesteśmy – jak nam się mylnie wydaje – jeszcze bardzo daleko od „klimatycznego Wuhan”.

Lekcja na przyszłość z pandemii koronawirusa jest bardzo pouczająca. **Natura jest potężniejsza niż nasza cywilizacja, niż technologia, niż rządy największych państw** (choćby USA, które zarządzają tym kryzysem gorzej niż wiele mniejszych i uboższych krajów). **Także zjawiska przyrodnicze, które raz przekroczą punkt krytyczny, bardzo trudno zatrzymać, a ludzie muszą im się podporządkować.** Ludzie muszą dostosować się do natury, a nie natura do ludzi. **Dlatego lepiej jest działać przed przekroczeniem punktu krytycznego niż po, bo koszty mogą być nieproporcjonalnie większe.** Budujmy na tym trudnym doświadczeniu i nie dopuśćmy do powtórzenia się koronawirusowego schematu w przypadku zmian klimatu.

Ten raport pokazuje, że osiągnięcie neutralności klimatycznej przez Polskę jest możliwe, że mamy całą paletę możliwości, która z pewnością obejmuje odnawialne źródła energii (wiatr, słońce), technologie nuklearne, a być może technologie wodorowe. Największym sukcesem jakiegokolwiek gracza w dowolnej rozgrywce jest obrócenie swoich słabości w atuty. Paradoksalnie, anachronizm polskiego sektora energetycznego może być naszym atutem, ponieważ wycofując stare technologie wytwarzania nie musimy przechodzić całej fazy pośredniej (np. poprzez nasycenie sektora wytwórczego energetyką gazową do poziomu 80 proc.), ale od razu przeskoczyć do fazy ultranowoczesnej, stając się promotorem i liderem najnowszych technologii energetycznych.

2. Tezy

Teza nr 1. Wejście na ścieżkę do neutralności klimatycznej jest polską racją stanu.

Przez ostatnie trzy dekady w polityce klimatyczno-energetycznej w Polsce górę brały przywileje silnych grup interesów i kalkulacje wyborcze („Kto wygra na Śląsku, ten wygra w całym kraju”). W przypadku neutralności klimatycznej trzeba dojść do szerokiego i trwałego konsensusu na krajowej scenie politycznej. Odpowiedzialność za ten długotrwały i kosztowny proces musi wziąć na siebie cała klasa polityczna, a nie wybrane ugrupowania polityczne. Nie będzie możliwe pozostanie liczącym się partnerem na arenie międzynarodowej bez mocnego poparcia idei neutralności klimatycznej – zatem poparcie i zaangażowanie w sprawie neutralności klimatycznej jest polską racją stanu.

Teza nr 2. Zagrożenie polityczną niewykonalnością celu neutralności klimatycznej.

Ścieżka do neutralności klimatycznej wymaga powiedzenia prawdy obywatelom (tzn. potencjalnym wyborcom) – rozpoczynamy nieodwracalny i długoterminowy proces zamykania kopalń, bloków energetycznych i ciepłowniczych, po drogach będzie jeździło o połowę mniej samochodów i nie każdego będzie stać na samochód z napędem elektrycznym czy wodorowym, tak jak na używane, wysokoemisyjne auto z zagranicy. Dopóki krajowi politycy nie będą gotowi do formułowania i przekazywania takich komunikatów do społeczeństwa, dopóty cel neutralności klimatycznej w praktyce będzie niewykonalny, pomimo składania deklaracji w tym zakresie.

Teza nr 3. Pod warunkiem zapewnienia odpowiedniej pojemności magazynów energii, Polska może w 100 proc. oprzeć się na odnawialnych źródłach energii. Wystarczy, że Polska, która ma powierzchnię i warunki pogodowe podobne jak Niemcy, uruchomi moce w energetyce solarnej i wiatrowej równe tym mocom, które obecnie są zainstalowane w Niemczech (odpowiednio: 50 GW i 60 GW), żeby rocznie dostarczyć do odbiorców końcowych ok. 200 TWh.

Teza nr 4. Decyzja o wyborze technologii niskoemisyjnych musi bronić się na gruncie technologicznym i ekonomicznym. Trzeba rozważyć, czy budowa siłowni jądrowych (zarówno dużych bloków rzędu 1000 MW, jak i mikro – Small Modular Reactor do 300 MW) ma sens wobec coraz bardziej realnej możliwości oparcia krajowej energetyki wyłącznie na odnawialnych źródłach energii oraz unowocześnianych technologiach magazynowania energii, w szczególności wodorowych. Występuje obecnie sprzeczność między kierunkiem jądrowym i wodorowym rozwoju energetyki. W wielu krajach technologie jądrowe są trudnym dziedzictwem XX wieku, a technologie wodorowe są otwarciem na szeroki strumień innowacji XXI wieku.

Teza nr 5. Kluczem do sukcesu jest nadanie najwyższego priorytetu wielkoskalowym inwestycjom w elektrownie słoneczne, elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu, magazyny energii, sieci przesyłowe energii elektrycznej. Dojście do neutralności klimatycznej jest ogromnym wyzwaniem i wymaga adekwatnego programu inwestycyjnego opartego przede wszystkim na wielkoskalowych elektrowniach i magazynach energii, tzn. znajdujących się w przedziale 100-200 MW. Dopiero wtedy uzyskamy odpowiednie moce oraz niskie koszty energii.

Teza nr 6. Nie ma potrzeby uruchamiania nowych mechanizmów wsparcia, wystarczy nakierować mechanizmy obecnie funkcjonujące na cele klimatyczne. Zarówno system aukcyjny, w którym są przyznawane 15-letnie kontrakty na odbiór energii z elektrowni OZE po wycytowanej cenie, jak też rynek mocy, w którym alokowane są kontrakty na dostawę mocy do Krajowego Systemu Energetycznego w kontraktach do 17 lat, są dobrze ustrukturyzowane. Natomiast należy je nakierować na te technologie, które przybliżają nas do neutralności klimatycznej. Poprzez aukcje OZE należy wspierać wielkoskalowe inwestycje w elektrownie słoneczne i wiatrowe, natomiast rynek mocy należy nakierować na magazyny energii – baterie i technologie wodorowe, a w okresie przejściowym również źródła gazowe.

3. Neutralność klimatyczna

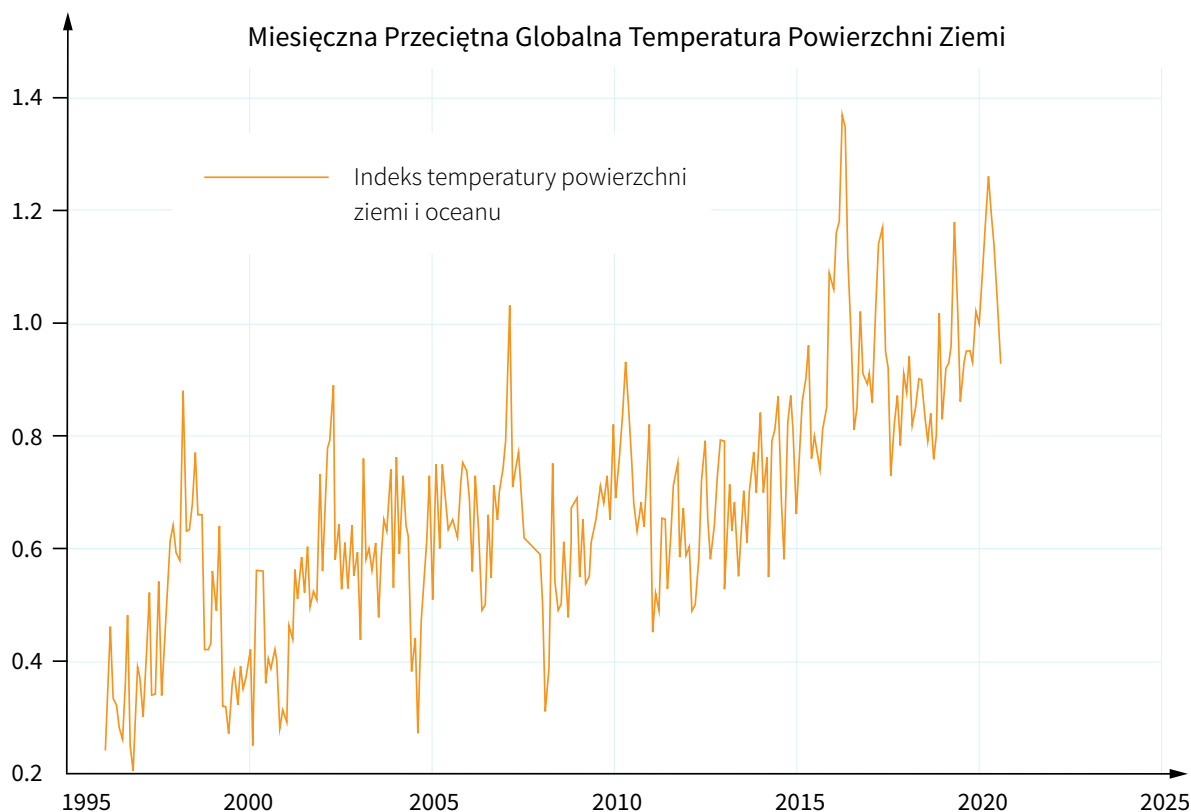
3.1. Zmiany klimatyczne

Klimat to jest średni stan atmosfery i oceanu w skalach czasowych od kilku lat do milionów lat. Zmiany klimatu są powodowane czynnikami zewnętrznymi (spoza Ziemi), czyli przede wszystkim ilością promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni Ziemi, jak też czynnikami wewnętrznymi (umiejscowionymi na Ziemi). Do tej drugiej kategorii zalicza się aktywność człowieka (zmiany antropogeniczne) i zjawiska naturalne, takie jak aktywność oceanów czy zmiana powierzchni pokrywy lodowej przykrywającej morza i lądy.

Termin „globalna zmiana klimatu”, wg znawcy przedmiotu w Polsce – prof. Marcina Popkiewicza – jest w ostatnich latach używany w kontekście ocieplenia globalnego, czyli wzrostu średniej temperatury powierzchni Ziemi w odpowiedzi na wzrastającą koncentrację gazów cieplarnianych w atmosferze. Przy czym najbardziej znaczącymi gazami cieplarnianymi są CO₂ i metan.

Od ponad trzydziestu lat najwybitniejsi naukowcy z szerokiego spektrum nauk przyrodniczych dociekają przyczyn zmiany klimatu i skutków zmiany klimatu dla dobrostanu ludzkości. Międzynarodowy Zespół ds. Zmian Klimatu ONZ (IPCC), Europejska Agencja Środowiskowa (EEA), Amerykańska Narodowa Akademia Nauk (NAS), Światowa Organizacja Meteorologiczna i wiele innych instytucji badawczych regularnie publikują raporty, których najważniejszym wnioskiem jest, że w ostatnim stuleciu wzrost koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze jest spowodowany działalnością człowieka.

W ciągu ostatnich 35 lat średnia temperatura wzrosła o prawie 0,8°C na świecie i o około 1°C w Europie (zob. **Rys. 1**). Lata 1995-2006 zalicza się do 12 najcieplejszych lat w historii pomiarów temperatury powierzchni Ziemi (od 1850 r.). IPCC szacuje, że do 2100 r. globalna temperatura może zwiększyć się o kolejne 1,8– 4,0 st. C. W porównaniu z erą przedindustrialną oznacza to wzrost temperatury o ponad 2°C. Powyżej tego proggu wzrostu znacznie zwiększa się ryzyko wystąpienia nieodwracalnych, katastrofalnych w skutkach zmian.



Rys. 1. Zapis indeksu zmian globalnej temperatury 1995-2025

Źródło: NASA, https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v4/#

Europejska Agencja Ochrony Środowiska (EEA) twierdzi, że zmiany klimatu będą dokonywać się przez wiele kolejnych dziesięcioleci. Skala przyszłej zmiany klimatu i jej skutków będzie zależać od skuteczności wdrażania globalnych porozumień dotyczących zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, ale także od zapewnienia, że dysponujemy właściwymi strategiami i politykami dostosowanymi służącymi do ograniczenia zagrożeń wynikających z obecnych i prognozowanych ekstremalnych wydarzeń klimatycznych.

Już odnotowano skutki zmian klimatu, a przewiduje się, że będą one jeszcze wyraźniejsze. Oczekuje się, że skrajne warunki pogodowe, w tym fale upałów, susze i powodzie, będą zdarzały się coraz częściej i będą bardziej intensywne. Największy wzrost temperatur występuje na południu Europy i w regionie Arktyki. Ilość opadów zmniejsza się w południowej Europie, a zwiększa na północy i północnym zachodzie. Ma to wpływ na naturalne ekosystemy, zdrowie człowieka, zasoby wodne i migracje ludności. Takie sektory gospodarcze, jak leśnictwo, rolnictwo, turystyka i budownictwo odczuwają w większości negatywne skutki. Niewielki wzrost temperatury może natomiast przynieść korzyści sektorowi rolnemu w północnej Europie.

3.2. Koncepcja neutralności klimatycznej

Neutralność klimatyczna oznacza wyzerowanie emisji gazów cieplarnianych, czyli maksymalne ograniczenie ich emisji w przemyśle, transporcie i energetyce oraz zrównoważenie tych emisji, których ograniczyć się nie udało, poprzez zwiększanie jej pochłaniania.

Komisja Europejska nakreśliła wizję uczynienia Unii Europejskiej neutralną dla klimatu do 2050 r. w listopadzie 2018 r., zgodnie z celem Porozumienia paryskiego (COP 21), jakim jest utrzymanie wzrostu temperatury znacznie poniżej 2 st. C i próba obniżenia tego wzrostu do poziomu 1,5 st. C.

Wdrażanie koncepcji neutralności w Unii Europejskiej do roku 2050 będzie następowało poprzez nowe Europejskie Prawo o Klimacie, którego założenia przedstawiono w marcu 2020 roku oraz prawdopodobne zaostreniem celów klimatycznych 2030.

Gospodarka neutralna dla klimatu wymaga wspólnych działań w siedmiu obszarach: efektywność energetyczna; energia ze źródeł odnawialnych (OZE); czysta, bezpieczna i oparta na sieci mobilność; konkurencyjny przemysł i gospodarka o obiegu zamkniętym; infrastruktura i połączenia międzysystemowe; biogospodarka i naturalne pochłaniacze dwutlenku węgla; wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla w celu rozwiązania problemu pozostałych emisji.

3.3. Cele zawarte w dokumentach Unii Europejskiej

Unia Europejska i jej instytucje, w szczególności Komisja Europejska, mają bardzo dobrze opracowaną metodykę rozwiązywania złożonych, wielowątkowych, długofalowych problemów. Początkowo są publikowane ogólne stanowiska polityczne poparte materiałem analitycznym. Następnie jest opracowywana ogólna strategia, która jest rozpisywana na strategię cząstkowe i sektorowe. W kolejnym kroku jest tworzone prawodawstwo w formie regulacji (obowiązują kraje członkowskie bezpośrednio bez konieczności implementowania przepisów do prawa krajowego) bądź w formie dyrektyw, które następnie są transponowane do prawodawstwa krajowego.

W trakcie całego tego procesu, rozłożonego na 4-5 lat, toczony są konsultacje polityczne pomiędzy Komisją Europejską a krajami członkowskimi, a także z udziałem Parlamentu Europejskiego, który stanowi prawo unijne. W tych dyskusjach odgrywają ważną rolę niezależne organizacje skupiające grupy interesów, ośrodki badawcze, zespoły robocze, komisje i komitety. Uzyskanie ostatecznej regulacji prawnej jak najlepiej adresującej interesy danego kraju członkowskiego, wymaga zaangażowania w

daną inicjatywę strategiczną od samego początku, wykorzystania możliwości oddziaływania na każdym etapie i poprzez różne formy komunikacji – chociażby poprzez przygotowanie wysokiej jakości raportów, które są szeroko kolportowane wśród interesariuszy, budowanie aliansów z innymi krajami o podobnych interesach, uruchamianie własnych inicjatyw, aby przekierować bieg spraw na tory zgodne z interesami danego kraju członkowskiego.

Patrząc na tę sekwencję zdarzeń w odniesieniu do polityki klimatycznej, której celem jest uzyskanie neutralności klimatycznej w 2050 roku, można sformułować pogląd, że polska administracja i rząd nie wykazały ani wiary, że polityka klimatyczna zostanie przekształcone w prawnie wiążące cele, ani aktywności, żeby jak najwięcej skorzystać w tym procesie. Głównie chodzi o to, że Polska jako jeden z głównych emitentów CO₂ może wnieść do wspólnego celu redukcyjnego bardzo dużo, bo jest co zredukować i działanie jest proste - wyeliminowanie węgla kamiennego i brunatnego z elektroenergetyki i ciepłownictwa. Czyli mogliśmy zasiąść do wczesnych, wstępnych, koncepcyjnych dyskusji w Unii z mocnymi atutami i swoimi propozycjami, bo na wczesnym etapie było jasne, że pozyskanie przychylności Polski dla całego procesu przyspieszy go i ułatwi. Polska jednak tak nie postąpiła, co prawdopodobnie było spowodowane interferencją polityki unijnej i krajowej oraz ochłodzeniem się stosunków Warszawy z Brukselą po 2015 roku.

Poniżej omówione zostały wybrane dokumenty, które są punktem referencyjnym dla krajowych rozważań o tym, czy i w jaki sposób mamy osiągnąć neutralność klimatyczną:

Listopad 2018 – *A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.*

- Uznaje wyniki naukowe wskazujące, że źródłem ocieplenia globalnego jest działalność człowieka, że temperatura będzie w najbliższych dekadach rosła, co będzie miało wielorakie, negatywne skutki dla wielu krajów UE.
- Przedstawia wyniki prac analitycznych, w których zostało wymodelowanych szereg ścieżek, które mogą zapobiec, czy przynajmniej ograniczyć zmiany klimatu.
- Proponuje sześć długofalowych działań: efektywność energetyczna w budynkach, OZE, czysty transport, cyrkularna gospodarka (czyli innowacje w zakresie nowoczesnych materiałów), wielosektorowe i międzyregionalne połączenia/synergie, wychwytywanie CO₂ w zasobach biologicznych (np. sadzenie długowiecznych lasów).

- Stawia tezę, że jak się dużo i mądrze zainwestuje, to nie tylko będziemy mało (czy wręcz wcale) emitować gazów cieplarnianych, ale też zapewnimy UE dobrobyt poprzez głęboką transformację gospodarczą i społeczną.

Grudzień 2019 – *The European Green Deal*.

- W 2050 UE nie będzie powodowała emisji gazów cieplarnianych w ujęciu netto oraz wzrost gospodarczy zostanie odseparowany od presji na zasoby naturalne.
- Podniesienie celów redukcyjnych w odniesieniu do gazów cieplarnianych: 50-55% redukcji w 2030 roku względem 1990. Wskazanie neutralności klimatycznej jako docelowego rozwiązania w dłuższej perspektywie. Zapowiedź przygotowania i wdrożenia unijnego prawa klimatycznego.
- Wskazanie, że jak najszybciej trzeba wycofać źródła energii zasilane węglem i gazem, natomiast zastąpić je przede wszystkim OZE. Konieczność opracowania przez kraje członkowskie nowych planów energetyczno-klimatycznych, które wyznaczą bardziej ambitne cele i wskażą plan ich realizacji.
- Uszczegółowienie zamierzeń wobec produkcji przemysłowej, która ma być mniej emisyjna oraz cyrkularna. Wyrażenie nadziei, że nisko emisyjne rozwiązania przyczynią się do zwiększenia zatrudnienia. Podjęcie prac nad nową strategią przemysłową.
- Zapowiedź zaostrzenia charakterystyki energetycznej budynków. Zasygnalizowanie podjęcia prac dotyczących modernizacji budynków.
- Doprecyzowanie działań w sektorze transportowym. Przede wszystkim podniesieni poziomu ambicji poprzez zdecydowane stwierdzenie o konieczności osiągnięcia bardzo dużych redukcji emisji powodowanych przez transport, szczególnie w miastach.
- Duży nacisk na przebudowę łańcucha rolno-spożywczego oraz ochronę ekosystemów i bioróżnorodności. Dokument poświęca tym zagadnieniom dużo miejsca, ale nie są one istotne z punktu widzenia energetyki.
- Poruszone są też inne wątki – zapewnienie finansowania, przyspieszenie i ukierunkowanie badań i rozwoju (R&D), itp. Ogólnie jest to bardzo szeroki, spójny, ukierunkowany na neutralność klimatyczną dokument, którego żaden z krajów członkowskich nie powinien ignorować.

- Dokument nadaje bardzo wysoki priorytet celom środowiskowym. W tym obszarze jest to bez precedensu. The European Green Deal stanowi bardzo przemyślaną, dobrze ustrukturyzowaną, wielowątkową deklarację polityczną. Jeśli kraj członkowski chce nadal być częścią Unii Europejskiej, nie może tej deklaracji i tych celów kwestionować.

Marzec 2020 – projekt dyrektywy o nazwie *Climate Law*.

- Stworzenie ram prawnych do wejścia na ścieżkę stopniowego, ale nieodwracalnego zmniejszania emisji gazów cieplarnianych oraz wychwytywania emisji gazów cieplarnianych.
- Prawne usankcjonowanie celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.
- Wskazanie zasad, które trzeba przestrzegać dążąc do realizacji tego celu, np. efektywności kosztowej, solidarności społecznej, respektowania wiedzy naukowej.
- Podjęcie kroków mających ułatwić zaadaptowanie się krajów członkowskich do zmian klimatu.
- Określenie zasad mierzenia postępu i stosowanych środków na poziomie unijnym, i w odniesieniu do poszczególnych krajów członkowskich.
- Stworzenie przestrzeni do obywatelskich inicjatyw oraz zapewnienie ram instytucjonalnych do prowadzenia wielopoziomowego i wielowątkowego dialogu związanego z dojściem do neutralności klimatycznej.

Czerwiec 2020 – *EU Strategy for Energy System Integration*.

- Cyrkularny system energetyczny z rdzeniem w postaci stałej poprawy efektywności energetycznej.
- Szeroka i głęboka elektryfikacja wszystkich aktywności gospodarczych i społecznych, które zużywają energię, przy jednoczesnym nasyceniu sektora wytwarzania energii OZE.
- W przypadku sektorów, w których nie ma prostych rozwiązań opartych na elektryfikacji, szukać rozwiązań umożliwiających bezpośrednie wykorzystanie odnawialnej energii lub wodoru.
- Przeprojektować rynki energii w taki sposób, żeby harmonijnie współpracowały ze źródłami bezemisyjnymi oraz rozproszonymi.

- Integracja infrastruktury energetycznej poprzez zwiększenie przepustowości połączeń międzynarodowych.
- Wykorzystanie najnowszych technologii cyfrowych do poprawy funkcjonowania rynków, żeby dynamika transakcji odpowiadała zmienności na rynkach niestabilnych OZE.

Lipiec 2020 – *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe.*

- Priorytetem UE jest rozwinięcie produkcji wodoru w procesie elektrolizy zasilanym energią elektryczną z OZE.
- W okresie przejściowym stosowanie wodoru uzyskiwanego w innych procesach, również w tych powodujących emisje gazów cieplarnianych, jest dopuszczalne.
- Do roku 2024 celem jest uruchomienie elektrolizerów o łącznej mocy 6 GW na terenie UE, które będą produkować do 1 miliona ton wodoru w procesach zasilanych energią OZE.
- Do roku 2030 – 40 GW / 10 milionów ton wodoru.
- Do roku 2050 technologia pozyskiwania wodoru z OZE powinna być w pełni dojrzała i szeroko stosowana w całej UE, w szczególności w tych branżach przemysłowych, które stosują procesy trudne do elektryfikacji.
- Strategia omawia zagadnienia finansowe oraz szereg szczególnych działań, które będą służyły realizacji wskazanych powyżej celów.
- Jest to precyzyjny, przemyślany i ambitny dokument. Odzwierciedla on świadomość decydentów w Brukseli, że w obszarze gospodarki wodorowej mamy do czynienia z globalnym wyścigiem technologicznym i nie można pozwolić, żeby gospodarka UE wypadła w nim poniżej oczekiwań, skoro wodór ma być kluczem do domknięcia koncepcji gospodarki neutralnej klimatycznie.

3.4. Polska racja stanu, a wykonalność polityczna

Teza nr 1. Wejście na ścieżkę do neutralności klimatycznej jest polską racją stanu. Przez ostatnie trzy dekady w polityce klimatyczno-energetycznej w Polsce górę brały przywileje silnych grup interesów i kalkulacje wyborcze („Kto wygra na Śląsku, ten wygra w całym kraju”). W przypadku neutralności klimatycznej trzeba dojść do szerokiego i trwałego konsensusu na krajowej scenie politycznej. **Odpowiedzialność za ten długotrwały i kosztowny proces musi wziąć na siebie cała klasa polityczną, a nie wybrane ugrupowania polityczne.** Nie będzie możliwe pozostanie liczącym się partnerem na arenie międzynarodowej bez mocnego poparcia idei neutralności klimatycznej – zatem poparcie i zaangażowanie w sprawie neutralności klimatycznej jest polską racją stanu.

Uzasadnienie:

- Polityczne deklaracje, strategie oraz zakorzenienie celu neutralności klimatycznej w prawie europejskim wskazuje na jednomyslność w tej sprawie pomiędzy najważniejszymi krajami członkowskimi oraz ogromną determinację w dążeniu do realizacji tego celu.
- Pierwszy raz w historii UE cel środowiska uzyskał prymat nad innymi celami oraz jest tak szczegółowo odnoszony do najważniejszych aktywności, procesów oraz sektorów unijnych.
- Jeśli Polska będzie kontestować cel neutralności klimatycznej, to znajdzie się na kursie kolizyjnym z Unią Europejską, i nawet jeśli pozostanie jej członkiem, to zostanie zmarginalizowana. Ucierpi jej interes także ze względu na ograniczony dostęp do mechanizmów finansowych Unii Europejskiej oraz brak mandatu do podejmowania negocjacji dyplomatycznych w sprawach istotnych dla Polski, ale kłopotliwych dla UE.

Teza nr 2. Zagrożenie polityczną niewykonalnością celu neutralności klimatycznej.

Ścieżka do neutralności klimatycznej wymaga powiedzenia prawdy obywatelom (tzn. potencjalnym wyborcom) – rozpoczynamy nieodwracalny i długoterminowy proces zamykania kopalń, bloków energetycznych i ciepłowniczych, po drogach będzie jeździło o połowę mniej samochodów i nie każdego będzie stać na samochód z napędem elektrycznym czy wodorowym, tak jak na używane, wysokoemisyjne auto z zagranicy. Dopóki krajowi politycy nie będą gotowi do formowania i przekazywania takich komunikatów do społeczeństwa, dopóty cel neutralności klimatycznej w praktyce będzie niewykonalny, pomimo składania deklaracji w tym zakresie.

Uzasadnienie:

- Mimo, że mocne wsparcie neutralności klimatycznej leży w żywotnym, długofalowym interesie Polski, to istnieją wątpliwości, czy jest to wykonalne politycznie.
- Na przestrzeni najbliższych lat trudno spodziewać się ocieplenia i pogłębienia kontaktów z najważniejszymi krajami unijnymi (głównie z Francją i Niemcami), które są orędownikami jak najszybszego wdrażania neutralności klimatycznej.
- W tym kontekście politycznym bezwzględne poparcie neutralności klimatycznej na forum unijnym i otwarte wystąpienie przeciwko krajowemu sektorowi wydobywczo-energetycznemu jest trudne do wyobrażenia, ponieważ naraziłoby na utratę poparcia w regionach związanych z tą branżą, ale też – co być może jest poważniejszym argumentem – zaprzeczyłoby narracji o niezależności polskiego rządu od UE w podejmowaniu strategicznych decyzji. Z drugiej strony, podejmowaniu odważniejszych i niepopularnych decyzji może sprzyjać fakt, że zakończyliśmy już dwuletni cykl wyborczy i walkę o głosy wyborców.
- Rzucenie rękawicy lobby górniczo-energetycznemu byłoby możliwe przy strukturalnej zmianie preferencji wyborców, tzn. mocnemu przesunięciu ku lewej stronie sceny politycznej, bo ochrona środowiska i klimatu przynależy do zbioru wartości tego nurtu politycznego.

Podsumowując te rozważania – wsparcie neutralności klimatycznej jest polską racją stanu, dziejową koniecznością, a jednak pełna realizacja takiego scenariusza wydaje się mało prawdopodobna. Przypuszczalnie bieg spraw nie zostanie zablokowany na arenie unijnej przez Polskę, ale też nie zostanie aktywnie wdrożony w kraju w taki sposób, żeby w ramach klimatycznej transformacji przeprowadzić bardzo głęboką modernizację polskiej energetyki i gospodarki, co uczyniłoby nasz kraj bardzo konkurencyjnym na arenie międzynarodowej i byłoby źródłem wieloletniego, trwałego wzrostu gospodarczego oraz podniesienia zamożności samych Polaków.

4. Wizja energetyki niskoemisyjnej – magazynowanie rdzeniem energetyki XXI wieku

Dyskusja o energetyce niskoemisyjnej prowadzona w Polsce zmierza dwutorowo. Tradycyjni energetycy i konserwatywni politycy ciągle nie wierzą w potencjał energetyki odnawialnej i jako alternatywę widzą uruchomienie programu jądrowego. Ekolodzy i bardziej progresywni politycy stawiają na energetykę odnawialną. Ani jedna, ani druga wizja, nie jest kompletna i nie daje odpowiedzi, jak zapewnić moc szczytową bez emisji CO₂. Te wizje można scharakteryzować w następujący sposób:

- **Model nr 1** oparty na energetyce jądrowej. Duża ilość mocy jądrowych zastępuje bloki węglowe, a turbiny gazowe pracują w szczycie, zapewniając elastyczność w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE). Całość jest uzupełniona mocami odnawialnymi, które jednak nie są na tyle duże, żeby pokryć więcej niż 20 proc. rocznego zużycia energii w kraju. To ostatnie jest uzasadniane – niepotwierdzonym w literaturze przedmiotu – twierdzeniem, że jest pewien limit niesterowalnych mocy odnawialnych, które na gruncie technicznym daje się zintegrować z Krajowym Systemem Energetycznym. W odczuciu autorów tej linii myślenia, przedstawiona koncepcja jest bardzo progresywna, ponieważ przekłada się na drastyczne ograniczenie emisji CO₂ ze względu na zastąpienie niezwykle emisyjnych źródeł na węgiel brunatny i kamienny, źródłami bezemisyjnymi (bloki jądrowe, elektrownie słoneczne i wiatrowe) oraz źródłami o stosunkowo niedużych emisjach (bloki gazowe).
- **Model nr 2** oparty na rozwoju energetyki odnawialnej. Duża ilość mocy elektrowni słonecznych i wiatrowych współpracujących z bateriami o gigantycznej pojemności i bateriami w samochodach elektrycznych. Zakłada całkowitą elektryfikację wszystkich zastosowań energii w gospodarce i życiu codziennym. Energia elektryczna (z elektrowni słonecznych, wiatrowych oraz magazynów) zasili gniazdko w każdym domu, zapewni ogrzewanie przy wykorzystaniu pompy ciepła, umożliwi przemieszczanie się w samochodzie elektrycznym, który będzie ładowany w nocy, kiedy są nadwyżki – niemal darmowej energii z OZE – a w dzień, w miejscu pracy z samochodu będzie oddawana moc do sieci, żeby pokryć szczytowe obciążenie Krajowego Systemu Energetycznego.

- **Model nr 3** oparty na rozwoju energetyki odnawialnej i wykorzystaniu gazu ziemnego jako paliwa pomostowego do czasu upowszechnienia i potaniaenia zielonego wodoru. Bardzo duża ilość mocy elektrowni słonecznych i wiatrowych współpracujących najpierw z elastycznymi blokami na gaz ziemny, a z czasem, z blokami i ogniwami paliwowymi na wodór. W tym modelu pozostaną procesy i aktywności zasilane gazem ziemnym bez konieczności wykonywania karkołomnych prób elektryfikacji tego, co z gruntu nie nadaje się do tego (np. duże źródła ciepła w miejskich systemach grzewczych, czy też procesy w hutnictwie i chemii, które oparte są na węglowodorach). Przedsiębiorstwa energetyczne będą mogły stosować szerszą gamę technologii wytwórczych, co przełoży się na niższy, uśredniony koszt świadczenia usług energetycznych.

W odniesieniu do Modelu nr 1 główne zastrzeżenia to:

- Mimo ogromnych redukcji emisji gazów cieplarnianych nie spełnia kryterium neutralności klimatycznej w dziedzinie wytwarzania energii
- Anachronizm technologiczny (energetyka jądrowa rozumiana jako wielkie bloki jest technologią schodzącą; jest emanacją myśli wojskowej i technologicznej XX, a nie innowacyjnego XXI wieku). Technologia SMR (Small Modular Reactor) o mocy do 300 MW jest w fazie testowej i jeszcze nie wiadomo czy wejdzie do użytku na skalę przemysłową – w optymistycznym scenariuszu pierwsze SMR-y mogłyby pojawić się w Europie po 2030 r.
- Narażanie bezpieczeństwa kraju na ryzyko uzależnienia technologicznego (trudno wyobrazić sobie, żeby różne technologie były stosowane w poszczególnych elektrowniach w Polsce) od jednej firmy / jednego kraju pochodzenia.
- Narażanie bezpieczeństwa energetycznego ze względu na trudności z dostępem do paliwa nuklearnego.
- Obciążenie państwa ryzykiem finansowym i ryzykiem opóźnienia oddania bloków do użytku, czego przykłady mamy np. w Finlandii, Francji i Wielkiej Brytanii.
- Pozbawienie kraju możliwości wyboru opcji strategicznych wraz z pojawianiem się nowych technologii bądź postępem technologicznym w obszarze już skomercjalizowanych technologii.

W odniesieniu do Modelu nr 2 główne zastrzeżenia to:

- Uzależnienie rozwoju energetyki i kraju od dostępności pierwiastków ziem rzadkich, wykorzystywanych w wielkoskalowych bateriach systemowych oraz bateriach samochodów elektrycznych, które będą bardzo drożały w przyszłości.
- Pominięcie zagadnień technicznych związanych z zapewnieniem parametrów jakościowych pracy Krajowego Systemu Energetycznego takich jak: zapewnienie częstotliwości, zarządzanie mocą bierną, zapewnienie właściwych wartości mocy zwarciowej – wynika to z pominięcia w stosie technologicznym sterowalnych mocy, które wykorzystują moc wirującą (po części parametry jakościowe mogą zapewnić elektrownie wiatrowe, ponieważ ich generatory też stanowią masy wirujące, ale jest to możliwe tylko wtedy, kiedy „wieje wiatr”).
- Zwiększenie ryzyka technologicznego wynikającego z zasilania każdej sfery gospodarki, każdej aktywności z Krajowego Systemu Energetycznego, co w przypadku blackoutu implikuje niewiarygodnie wysokie, choć niemożliwe do oszacowania straty materialne.

W odniesieniu do Modelu nr 3 główne zastrzeżenia to:

- Brak jednoznacznego stwierdzenia, że w 2050 roku gospodarka będzie neutralna klimatycznie, ponieważ w przypadku niesatysfakcjonującego rozwoju baterii do magazynowania energii oraz technologii wodorowych, nie można wykluczyć, że trzeba będzie pozostać przy strukturze wytwórczej opartej na OZE i gazie ziemnym.

Powyższa analiza pokazuje, że **Model nr 3 jest prawdopodobnie jako jedyny w pełni wykonalny**, chociaż nie jest jednoznaczny w kwestii neutralności klimatycznej. Do roku 2040 stosujemy najlepsze, już skomercjalizowane technologie – elektrownie słoneczne i wiatrowe, bloki gazowe w energetyce, czy CHP na gazie w ciepłownictwie. Bloki gazowe charakteryzują się fenomenalną elastycznością (można je błyskawicznie dociążyć i odciążyć, a też mają minima techniczne ustalone bardzo nisko), co umożliwia dodawanie nowej mocy OZE w wysokim tempie i dużym zakresie.

Model, w którym bloki gazowe wykorzystuje się głównie do rezerwowania niesterowalnych źródeł OZE oraz do świadczenia usług regulacyjnych na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) jest realistyczny, możliwy do wdrożenia w horyzoncie do 2040 roku. Oznacza to, że w dekadzie 2040-50, kiedy poznamy zalety najnowszych technologii (np. nowe baterie, elektrolizery, ogniwa wodorowe), to będzie możliwość ich wdrożenia (o ile będą skomercjalizowane, niezawodne technicznie, i po akceptowalnej cenie). Jednak w przypadku, kiedy te technologie nie przebiją się na świecie, to Polska przynajmniej będzie mogła wykazać się wysokimi redukcjami gazów cieplarnianych (na poziomie 70-80% wobec obecnych emisji z energetyki), które będą wynikiem pełnego wdrożenia struktury wytwórczej OZE + gaz.

Warunkiem koniecznym spełnienia przez energetykę kryterium neutralności klimatycznej jest rozwiązanie problemu magazynowania energii oraz znalezienia sposobu na utrzymywanie parametrów jakościowych Krajowego Systemu Energetycznego zgodnie z technicznymi standardami. W kolejnych rozdziałach zostaną omówione dwie grupy technologii bezemisyjnych – OZE i atom, a następnie technologie magazynowania energii.

5. Technologie wytwarzania energii

5.1. Odnawialne Źródła Energii (OZE)

Podstawowe kategorie OZE obejmują: energię wodną, spalanie biomasy i biogazu, energię geotermalną, słoneczną i wiatrową. Niektóre z tych technologii bądź nie są konkurencyjne kosztowo, bądź nie są dostępne w Polsce, ewentualnie są dostępne, ale w stosunkowo niewielkich wolumenach, zatem można pominąć ich szeroką charakterystykę i analizę w raporcie. W połowie 2020 roku łączna moc zainstalowana OZE przekroczyła w Polsce 10 GW, a jej struktura była następująca: elektrownie wiatrowe - ok. 6 GW, elektrownie słoneczne - ok. 2 GW, elektrownie wodne - ok. 1 GW, elektrownie na biomasę, biogaz i inne - ok. 1 GW. Dlatego w tym rozdziale nacisk zostanie położony na omówienie atutów energii słonecznej i wiatrowej. Jednak pokrótce zostanie przedstawione uzasadnienie, dlaczego nie warto poświęcać nadmiernej uwagi energii wodnej, spalaniu biomasy i biogazu, czy też zasobom geotermalnym w Polsce.

Cechą, która jest przede wszystkim wyróżnikiem konkurencyjnych i szybko rozwijających się rodzajów OZE, to niemal zerowy krótkoterminowy koszt krańcowy. Własności tej nie posiadają technologie oparte na spalaniu biomasy i biogazu. Pozyskanie surowca do tych technologii jest kosztowne, a też może negatywnie oddziaływać na inne branże gospodarki, które wykorzystują te same surowce w swojej produkcji. Na przykład mniej wartościowe drewno leśne, które może być dobrym wsadem do kotła na biomasę (w postaci zrębków lub pelletu), jest wykorzystywane w przemyśle meblarskim w formie płyt MDF. Z kolei przeciętna biogazownia o mocy 1 MW zużywa rocznie kiszonkę kukurydzianą uprawianą na 400 ha (oczywiście są wykorzystywane jeszcze inne substraty, ale przy ekspansji tej technologii konieczne byłoby skorzystanie właśnie z kukurydzy). Czyli spalanie biomasy konkuruje z przemysłem meblarskim, będącym jakościowo i wartościowo jednym z liderów polskiego eksportu, natomiast szersze wykorzystanie biogazowni spowodowałoby konkurencje pomiędzy energetyką a rolnictwem o to, w jaki sposób jest wykorzystywana ziemia – bardzo ważny zasób, którego nie da się pomnożyć.

Z kolei energetyka wodna natrafia na bariery naturalne. Po pierwsze, Polska jest krajem na większości swojego obszaru nizinnym, gdzie rzeki charakteryzują się niewielkimi spadkami, a góry są obszarami – w dużej mierze – chronionymi, cennymi

przyrodniczo, dedykowanymi raczej turystyce niż energetyce. Drugim bardzo ważnym ograniczeniem jest ilość wody dostępna w rzekach. Ze względu na bardzo niewielkie przeciętne opady roczne oraz nierównomierny rozkład opadów w trakcie roku bardzo trudno jest zapewnić hydroenergetyce dobre perspektywy rozwoju w Polsce.

Energia geotermalna nie może być wykorzystywana w Polsce do produkcji energii elektrycznej. Po prostu złoża są na dużych głębokościach (a nie jak na Islandii, gdzie gorąca woda uwalnia się na powierzchnię w formie gejzerów) kilku tysięcy metrów, a przy tym charakteryzują się stosunkowo niską temperaturą (60-80 stopni C). Jeżeli wykorzystywać złoża geotermalne w energetyce, to raczej w ciepłownictwie (np. Geotermia Podhalańska, czy też skromniejsze źródła wody geotermalnej wykorzystywane do zasilania systemu ciepłowniczego danej miejscowości w Pyrzycach, Mszczonowie i Toruniu). Podsumowując, geotermia nie jest odpowiedzią na potrzebę dojścia do bezemisyjnej gospodarki w 2050 roku.

Za to energia słońca i wiatru, również na terenie naszego kraju, posiada właściwości, które są szczególnie istotne w kontekście neutralności klimatycznej. Po pierwsze, zasoby te są dostępne na terenie całego kraju, a należy odnotować, że Polska jest krajem bardzo przestrzennym, z wieloma obszarami o niskiej gęstości zaludnienia. Oznacza to, że mamy tych zasobów dużo, a ich wielkość jest funkcją, odpowiednio: nasłonecznienia i wietrzności, jak też przestrzeni, gdzie można lokować tego typu elektrownie. Jeżeli chodzi o nasłonecznienie i wietrzność, to co prawda daleko nam do krajów o najlepszych warunkach, ale z drugiej strony naszym atutem jest, że mamy dostęp do obu tych zasobów, co ułatwia bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego. Często zdarza się, że gdy intensywnie świeci słońce podczas fali upałów, to nie wieje wiatr; i na odwrót w okresie jesienno-zimowo-wiosennym, kiedy wieją bardzo mocne wiatry, to nasłonecznienie jest dużo słabsze.

Reasumując, Polska ma dwa zasoby energii odnawialnej – energię słoneczną i wiatrową – które mogą odegrać istotną rolę na ścieżce do neutralności klimatycznej. W kolejnych rozdziałach zostaną przytoczone dane techniczne i ekonomiczne, które pokazują, że na świecie już dokonała się rewolucja technologiczna w tych sektorach, a energia słońca i wiatru jest niezwykle konkurencyjna wobec technologii wykorzystujących paliwa kopalne. Czyli pierwszą ważną obserwacją jest, że mimo naszych (uzasadnionych) obaw, że wprowadzenie gospodarki neutralnej klimatycznie będzie kosztowne, to w punkcie wyjścia okazuje się, że jednak samo wytwarzanie energii może być – co jest zaskakujące – dużo tańsze niż obecnie, a też wielokrotnie tańsze niż w siłowniach jądrowych. Oczywiście odnawialne źródła energii są niesterowalne i trzeba będzie przygotować niezwykle kosztowną infrastrukturę magazynowania energii – zostanie to omówione w kolejnym rozdziale.

5.1.1. Elektrownie wiatrowe

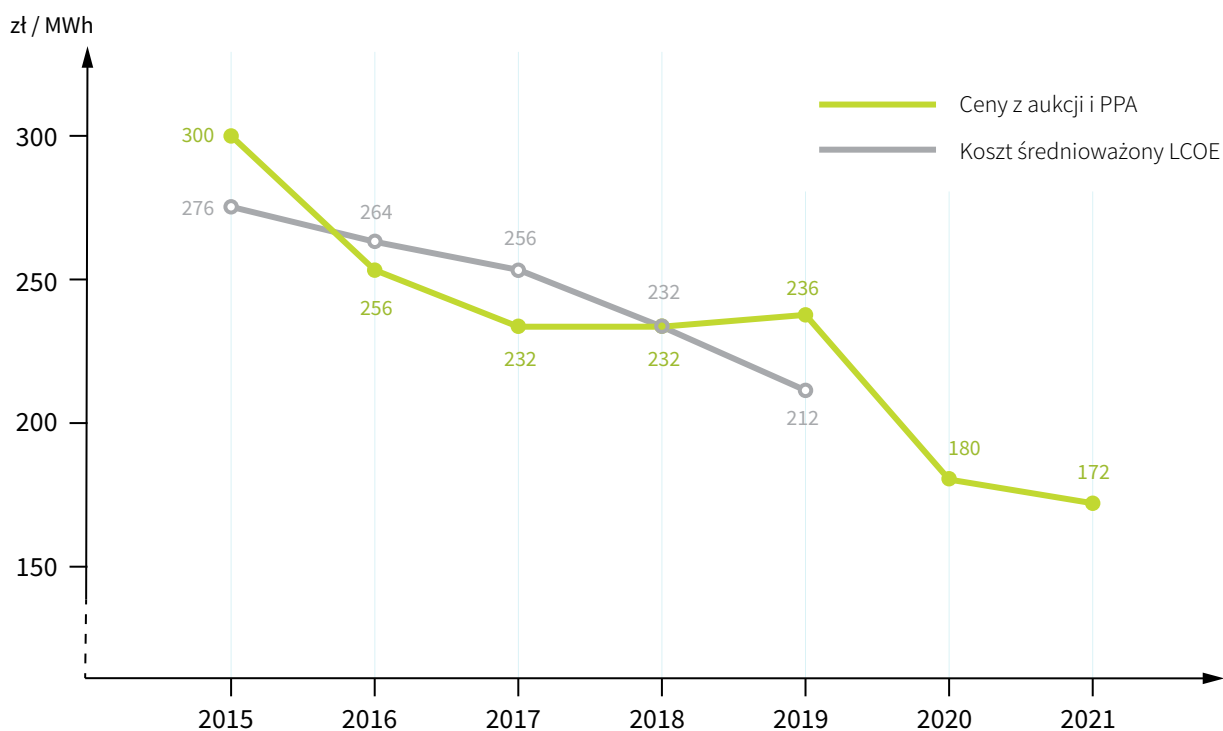
Elektrownie wiatrowe na lądzie reprezentują dojrzałą i konkurencyjną technologię wytwarzania energii elektrycznej bez powodowania zanieczyszczeń atmosfery. Również w Polsce jest to najsilniejsza branża OZE. Na terenie naszego kraju zostało zainstalowane 6 GW mocy elektrowni wiatrowych na lądzie, farmy o mocy 2 GW są już w budowie i zostaną oddane do użytku na przestrzeni najbliższych dwóch lat. Produkcja energii elektrycznej z wiatru przekracza 11 TWh (wobec zużycia rocznego w Polsce na poziomie 170 TWh), a po oddaniu kolejnych jednostek wyniesie ok. 15-16 TWh (nowe turbiny są dużo bardziej produktywnie niż przeciętna produktywność floty generatorów wiatrowych, które były instalowane na przestrzeni ostatniej dekady).

Pozycja energetyki wiatrowej w Polsce byłaby jeszcze mocniejsza, gdyby nie tzw. ustawa odległościowa z 2015 roku, która wprowadziła zasadę 10H, czyli uniemożliwiła budowę farm wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność wysokości wiatraka. W rezultacie, teoretycznie dostępny teren pod budowę elektrowni wiatrowych skurczył się do 3 proc. powierzchni kraju. Regulacja ta bardzo mocno uderzyła w branżę, doprowadziła do ogromnych strat deweloperów, zwielokrotniła ryzyko inwestycyjne, co odcięło branżę od finansowania.

Jako rozwiązanie przejściowe rząd z czasem zgodził się na przedłużenie ważności pozwoleń budowlanych, które zostały wydane przed wejściem w życie tzw. ustawy odległościowej, a następnie przydzielił większości tych projektów kontrakty 15-letnie na odbiór energii po wylicytowanej cenie w ramach aukcji OZE prowadzonych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). W ten sposób zostało częściowo odbudowane zaufanie do tego rynku i wznowiono realizację projektów o mocy ok. 2 GW.

Energetyka wiatrowa jest niezbędnym składnikiem miksu technologii wytwórczych, które muszą być rozwijane i wykorzystywane w przypadku wejścia Polski na ścieżkę do neutralności klimatycznej. Tym bardziej, że potencjał wiatru, do wykorzystania w tej branży, jest dość równomiernie rozłożony na terenie całego kraju, co bardzo obniża koszty integrowania elektrowni wiatrowych z siecią, produktywnego wykorzystania energii na potrzeby Krajowego Systemu Energetycznego, ale też łagodzi zmienność produkcji, ponieważ nagłe zdarzenia pogodowe mają bardziej lokalny charakter i w związku z tym nie obejmują w jednej chwili całego wolumenu elektrowni wiatrowych. Na przykład, kiedy przez nasz kraj przechodzi front atmosferyczny, to trwa to od jednego do paru dni. Wówczas, na styku niżu i wyżu, występują bardzo silne wiatry, ale dzięki rozłożeniu mocy elektrowni wiatrowych na terenie całego kraju, nie powodują

te wiatry nagłego załączenia się całej floty wytwórczej (zupełnie inaczej jest z elektrowniami wiatrowymi na morzu, gdzie przechodzący szkwał może „podnieść” do pracy w kilka minut wszystkie turbiny, a potem zgasnąć równie nagle, co powoduje potężne zaburzenie w pracy Krajowego Systemu Energetycznego).



Rys. 2 - Średnioważony koszt LCOE w porównaniu do cen uzyskanych na aukcjach OZE i w kontraktach PPA dla elektrowni wiatrowych na lądzie

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2020)

Paradoksalnym efektem tzw. ustawy odległościowej jest zachowanie potencjału wiatrowego na kolejne dekady bez zajmowania dogodnych lokalizacji przez turbiny wytworzone w obecnych standardach technologicznych. Im bardziej odkładamy w czasie upowszechnienie energetyki wiatrowej, tym bardziej wydajne turbiny pojawiają się na rynku, tym więcej energii będzie można dostarczyć do KSE, tym niższą cenę będą płacili odbiorcy za energię z wiatru.

Rys. 2 pokazuje dwie ścieżki cenowe, które dowodzą siły energetyki wiatrowej. Wraz z zwiększaniem potencjału w ujęciu globalnym, wraz z ogromnymi inwestycjami w badania i rozwój (R&D), wzrasta produktywność generatorów, a wiatraki stają się coraz bardziej konkurencyjnym źródłem energii. Dane zostały zaczerpnięte z najnowszego opracowania branżowej, światowej instytucji IRENA (2020), i są wynikiem wykonanych przez nią obliczeń na bazie tysięcy projektów realizowanych na świecie.

Wskaźnik LCOE, czyli długookresowy koszt krańcowy wytworzenia energii, został wyliczony dla każdego z projektów, a następnie uśredniony z wykorzystaniem wagi, którą jest wielkość mocy danej farmy wiatrowej. Z tego względu dostępne są tylko dane historyczne. W roku 2019 średnio-ważone LCOE dla produkcji energii z farm wiatrowych wyniosło 212 zł/MWh, co warto odnieść do cen z Towarowej Giełdy Energii w Warszawie, które obecnie mieszczą się, dla kontraktów podstawowych typu BASE, w przedziale 230-240 zł/MWh.

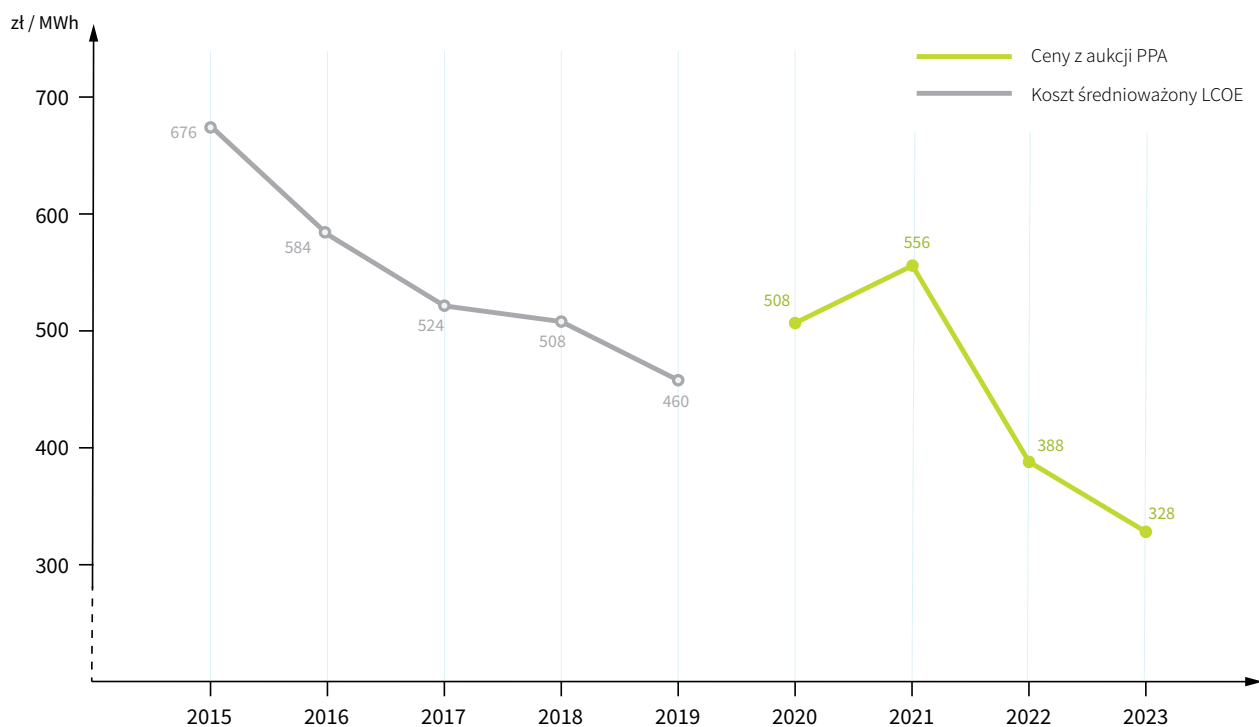
Drugi wskaźnik jest oparty na cenach wylicytowanych przez inwestorów na aukcjach bądź też uzyskanych w kontraktach PPA (z ang. Power Purchasing Agreements). O ile w roku 2019 ten wskaźnik (również średnio-ważony wolumenem mocy), kształtował się powyżej LCOE, przyjmując wartość 236 zł/MWh. O tyle w kolejnych latach, a są to wartości pewne, ponieważ stanowią wiążące zobowiązanie uczestnika aukcji lub strony kontraktu PPA, średnio-ważona cena energii elektrycznej z wiatru spada do 172 zł/MWh. Jeśli w danym systemie energetycznym cała wyprodukowana energia może być od razu zużyta przez odbiorców przyłączonych do sieci (tak jest w Polsce, ponieważ udział energetyki wiatrowej w całym wolumenie produkcji jest niski), to cena 172 zł/MWh jest bardzo konkurencyjna, kształtuje się 20-25 proc. poniżej obecnej ceny rynkowej w Polsce.

Podobny trend kosztowy występuje w energetyce wiatrowej na morzu, ale poziom cen jest dwa razy wyższy. Farmy na morzu, mimo znacznie wyższej produktywności (na lądzie 2500-3500 h/rok, na morzu 3500-4500 h/rok), charakteryzują się znacznie wyższymi nakładami inwestycyjnymi i kosztami operacyjnymi. Farmy morskie trudno przyłączyć do sieci energetycznej, ponieważ są lokowane kilkadziesiąt kilometrów od lądu (mówimy o Morzu Bałtyckim). Najistotniejszym czynnikiem jest, że ta technologia jest wciąż niedojrzała i należy się spodziewać dalszego postępu technologicznego na przestrzeni najbliższej dekad – jeszcze większe turbiny (obecnie 12-15 MW, za dziesięć lat 20-25 MW), wyższe maszty, wyższa produktywność, niższe koszty eksploatacyjne w przeliczeniu na MWh (bo koszty eksploatacyjne są w większym stopniu związane z liczbą turbin, a nie z ich mocą).

Mimo to energetyka wiatrowa na morzu ma wiele zalet. Dostępny jest ogromny potencjał wiatru, duże przestrzenie do zabudowy o niskich interferencjach z innymi aktywnościami ludzi (w zasadzie tylko transport morski i rybołówstwo, gdzie ani jedna ani druga aktywność nie jest podatna na wzrost hałasu czy zmianę krajobrazu morskiego). Odnosi się to również do polskich planów - do roku 2040 planuje się oddanie do użytku 8-10 GW, a nawet 12 GW, mocy farm wiatrowych na morzu.

Patrząc na trendy globalne, dla farm morskich w zeszłym roku średnio-ważone LCOE wyniosło 460 zł/MWh, a na rok 2023, wg średnio-ważonych cen z aukcji i umów PPA, koszt energii ma wynieść 328 zł/MWh. Tak więc do czasu, kiedy w Polsce ta branża będzie dynamicznie się rozwijała – pierwsze projekty są już przygotowane do realizacji

i zostaną oddane do użytkowania do roku 2030, ale większość mocy zostanie zainstalowana w latach 2030-40 – LCOE powinien osiągnąć przedział 230-260 zł/MWh, co w długim horyzoncie czasowym jest bardzo atrakcyjną ceną.



Rys. 3 - Średnioważony koszt LCOE w porównaniu do cen uzyskanych na aukcjach OZE i w kontraktach PPA dla elektrowni wiatrowych na morzu

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2020)

Zestawiając informacje z IRENA z wcześniejszymi decyzjami strategicznymi polskiego rządu, tzn. totalnym utrudnieniu budowy elektrowni wiatrowych na lądzie oraz rozpoczęciu przygotowań do budowy wiatrowych na morzu, co jednak wówczas było oddalone o 10 lat (decyzja z końca 2015 roku, a pierwsza elektrownia wiatrowa na Bałtyku miała powstać ok. 2025 lub później), nie można się oprzeć wrażeniu, że była to świadoma decyzja o zatrzymaniu ekspansji energetyki wiatrowej w Polsce. Zamrożono rozwój elektrowni wiatrowych na lądzie, które mogły stać się w pełni konkurencyjne bez jakiegokolwiek wsparcia publicznego już obecnie, a otworzono się na branżę na morzu, która w Polsce dopiero raczkuje, harmonogramy są rozciągane w czasie, a kluczowe kwestie – np. możliwość wyprowadzenia ogromnych mocy z północy na południe Polski – odkładane na później. Przepuszczalną intencją polityczną było powstrzymanie ekspansji elektrowni wiatrowych na lądzie, które ograniczyłyby ilość produkowanej energii w elektrowniach węglowych, a to przełożyłoby się na zmniejszenie popytu na węgiel z krajowych kopalni na Śląsku, które wówczas były na skraju bankructwa.

Z drugiej strony otwarcie się na energetykę wiatrową na morzu było dobrym argumentem w rozmowach z Brukselą o zmianie struktury wytwórczej polskiej energetyki i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Rząd miał argument, że popiera rozwój czystej energii. Jednak na gruncie ochrony środowiska i ekonomii zatrzymanie rozwoju elektrowni wiatrowych na lądzie nie było dobrą decyzją, bo można je łatwo integrować z KSE i są konkurencyjne cenowo. W zamian postawiono na rozwój energetyki wiatrowej na morzu, którą jest bardzo trudno integrować z siecią i a dostarczana z farm morskich energia jest dwa razy droższa niż z elektrowni wiatrowych na lądzie.

Analizując ten sektor i politykę rządu w kontekście dojścia do neutralności klimatycznej, czyli celu o wiele bardziej ambitnego niż osiągnięcie udziału energii odnawialnej w produkcji energii na poziomie 20 proc. w 2020 roku, można wnioskować, że w najbliższych latach rządowi trudno będzie podjąć decyzje strategiczne, które rzeczywiście dałyby szansę na zredukowanie emisji gazów cieplarnianych do zera do roku 2050. Jest to jeszcze jeden argument za prawdziwością Tezy nr 2 o niewykonalności politycznej wejścia Polski na ścieżkę pełnej neutralności klimatycznej.

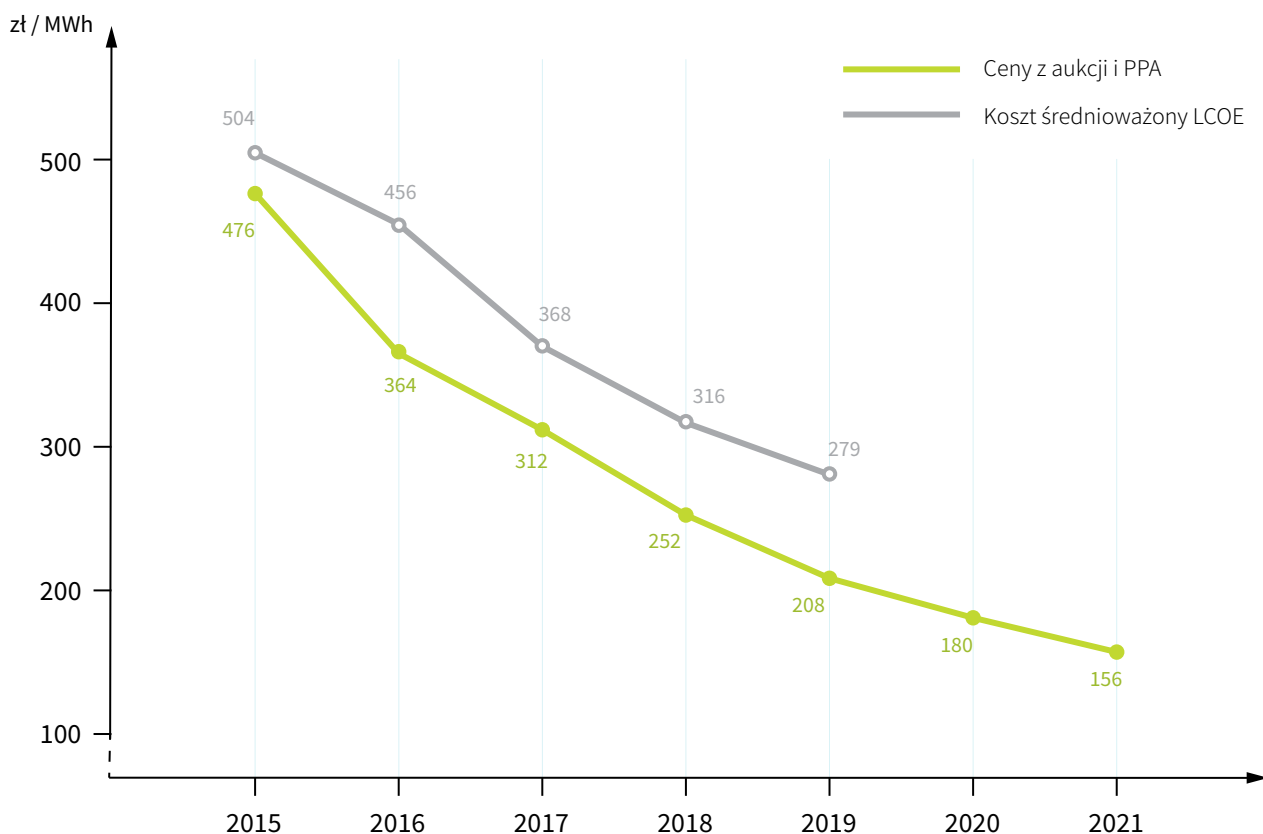
5.1.2. Elektrownie słoneczne

Podobnie jak elektrownie wiatrowe, choć o dekadę później, elektrownie słoneczne stały się dojrzałą, konkurencyjną, powszechną technologią wytwarzania energii elektrycznej na świecie. Poniższy rysunek wskazuje na bardzo wyraźny trend kosztowy – w ciągu ostatnich pięciu lat ceny energii z tych źródeł spadły o 65 proc. A jak pokazują dane z aukcji OZE i kontraktów PPA, ceny jeszcze mocniej idą w dół w roku 2021, osiągając poziom 156 zł/MWh.

Inaczej niż w przypadku energii z elektrowni wiatrowych, gdzie znaczna część produkcji przypada na godziny poza szczytem, elektrownie słoneczne ok. 5/7 wytwarzanej energii dostarczają w szczycie, czyli dla nich ceną referencyjną będą kontrakty PEAK, kształtujące się na poziomie 240-260 zł/MWh. Można zaryzykować twierdzenie, że w ciągu dekady energia dostarczana z elektrowni słonecznych będzie w cenie stanowiącej połowę obecnej ceny rynkowej w szczycie („obecnej” zostało podkreślone, ponieważ napływ dużych ilości energii z elektrowni słonecznych pociągnie ceny szczytowe mocno w dół, tak jak to obserwujemy w Niemczech, czyli w przyszłości ceny energii w szczycie w dni słoneczne będą równe, a być może niższe od cen poza szczytem).

Podsumowując: energia słoneczna jest podawana do systemu wtedy, kiedy jej najbardziej potrzebujemy, czyli w godzinach szczytu; jest wytwarzana w źródłach rozproszonych, czyli na przestrzeni kraju amplituda wahań uśrednia się; jest tania, a będzie jeszcze tańsza; nie powoduje ani emisji gazów cieplarnianych, ani żadnych innych emisji do atmosfery. To buduje jej atrakcyjność.

Oczywiście nie można zapominać o przyszłych problemach związanych z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej. Kiedy instalacje będą kończyły swoją pracę, trzeba będzie włożyć niemały wysiłek i ponieść znaczne koszty utylizacji komponentów – turbin wiatrowych, paneli i innych, często kłopotliwych, urządzeń. Tutaj jest pewne podobieństwo do innych dziedzin energetyki, nawet – z zachowaniem proporcji – do likwidacji siłowni jądrowych.



Rys. 4 - Średnioważony koszt LCOE w porównaniu do cen uzyskanych na aukcjach OZE i w kontraktach PPA dla elektrowni słonecznych

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2020)

Polityka rządu w odniesieniu do energetyki słonecznej jest przychylniejsza od polityki wobec energetyki wiatrowej. Dorobkiem politycznym ostatnich lat jest otwarcie się na energię słoneczną zarówno w segmencie mikroinstalacji domowych i usługowych, jak też w segmencie małych instalacji wolnostojących do 1 MW. Jest to ogromny, warty odnotowania postęp, choć wciąż przed nami inwestycje w wielkoskalowe elektrownie słoneczne.

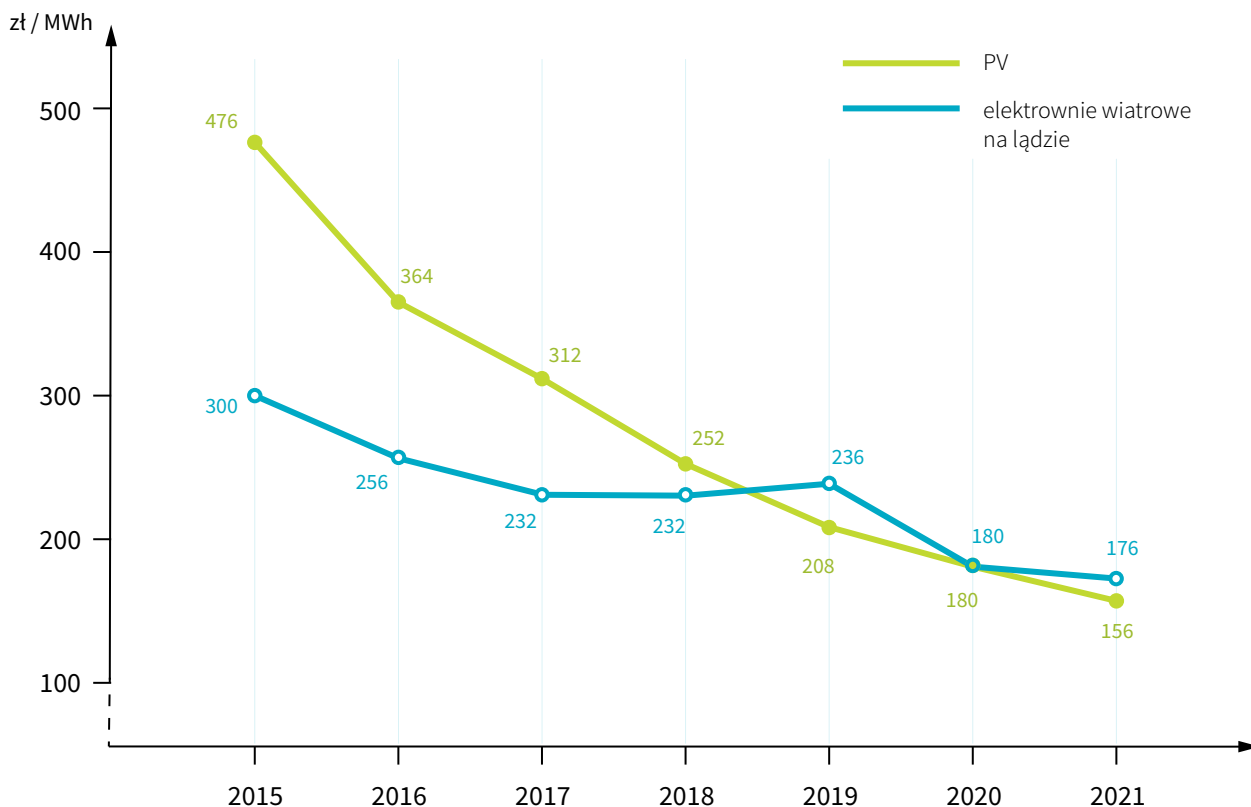
W efekcie przyjętej przyjaznej polityki, w ciągu ostatnich lat moce zainstalowane wzrosły od niemal zerowych do blisko 2 GW, a pod koniec tego roku przekroczą tę wartość. Jest to głównie skutek silnego wsparcia dla segmentu gospodarstw domowych, którego dynamika jest bardzo duża, charakteryzująca się miesięcznym przyrostem mocy zain-

stalowanych na niskim napięciu w przedziale 120-140 MW miesięcznie. Nic nie wskazuje na to, że miałyby ona być przyhamowana, ponieważ jednym z kluczowych promotorów rozproszonej energetyki słonecznej są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., które zdają sobie sprawę, jak wielkie znaczenie dla ciągłości pracy Krajowego Systemu Energetycznego mają te źródła energii. W ostatnich latach zagrożenia pracy KSE ujawniały się podczas przeciągających się fali upałów w miesiącach letnich, które wiązały się też z suszą, która z kolei ograniczała zdolności produkcyjne tych bloków systemowych na węgiel, które są oparte na otwartych układach chłodniczych (np. Połaniec, Kozienice – stare bloki, Ostrołęka). Tak więc można dopisać jeszcze jeden atut energetyki słonecznej w Polsce – zmniejszenie ryzyka blackoutu w miesiącach letnich.

5.1.3. Porównanie ścieżki cenowej dla elektrowni wiatrowych i słonecznych

Jak zostało zauważone, energetyka słoneczna rozwija się z ok. dziesięcioletnim opóźnieniem względem energetyki wiatrowej. Porównując ścieżki kosztowe jednej i drugiej branży można wysnuć wiele istotnych wniosków, które pozwalają realistycznie przewidzieć dalszy bieg wydarzeń.

Mimo tego, że energetyka wiatrowa już dawno uzyskała dojrzałość rynkową i odniosła sukces komercyjny, to wciąż obserwujemy wysoką dynamikę postępu technologicznego, który przekłada się na spadające koszty jednostkowe wytworzenia megawatogodziny. Jest to wynik bardzo dużego rynku globalnego, charakteryzującego się stabilnym i trwałym popytem na technologie wiatrowe. Producenci, poruszając się po bardzo konkurencyjnym rynku, budują swoją przewagę konkurencyjną poprzez ogromne inwestycje w R&D, które przekładają się na wzrost produktywności turbin wiatrowych. Dodatkowo współgra to z rosnącą przeciętną wielkością farm wiatrowych oraz okresem niezwykle niskich realnych stóp procentowych (w niektórych krajach nawet ujemnych rentowności na obligacjach skarbu państwa). Czyli może się zdarzyć, że cena długoterminowego kapitału, płaconą przez inwestora, kształtuje się w ujęciu realnym w przedziale 1-2 proc. Pozwala to na bardzo agresywne licytacje cenowe w przypadku aukcji oraz kontraktów PPA (po części to tłumaczy niższe średnio-ważone ceny z kontraktów z aukcji i PPA niż z oszacowania LCOE, ponieważ ten wskaźnik jest zwykle liczony dla kosztu kapitału z przedziału 3-5 proc.).



Rys. 5 - Porównanie cen z aukcji i kontraktów PPA dla elektrowni wiatrowych na lądzie i elektrowni słonecznych

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2020)

Analizując powyższy rysunek, można dojść do wniosku, że ceny energii z elektrowni wiatrowych będą spadały z gasnącą dynamiką, stabilizując się na poziomie 140-160 zł/MWh, co jest poziomem niezwykle niskim. Natomiast ceny energii z elektrowni słonecznych spadną jeszcze niżej, stabilizując się na poziomie 120-140 zł/MWh. W przyszłości, czyli w perspektywie roku 2050, nie można wykluczyć spadku poniżej 100 zł/MWh.

Z powyższych danych wynika, że energia z elektrowni wiatrowych i słonecznych będzie najtańszym źródłem energii w perspektywie roku 2050. Biorąc pod uwagę, że w większości krajów, a w Polsce z pewnością, istnieje ogromny potencjał dla tych technologii ze względu na przestrzenność kraju oraz umiarkowanie korzystne warunki słoneczne i wiatrowe, to oparcie sektora wytwarzania o energetykę wiatrową i słoneczną jest trafnym wyborem. W następnym rozdziale zostało hipotetycznie wykazane, że w ujęciu ilościowym krajowe zapotrzebowanie na energię może być z dużą nadwyżką zaspokojone ze źródeł wiatrowych i słonecznych.

5.1.4. Hipoteza

Czy można zasilić Polskę z elektrowni słonecznych i wiatrowych położonych na terenie naszego kraju i Morzu Bałtyckim?

Uzasadnienie:

- Polska jest przestrzennym krajem o stosunkowo niskiej gęstości zaludnienia.
- Jest możliwe wytworzenie takiej ilości energii elektrycznej w OZE, żeby zaspokoić roczne zapotrzebowanie całej Polski.
- Poniżej jest przedstawiona hipoteza, że mamy na terenie kraju wystarczające zasoby wiatru i słońca oraz przestrzeń do umieszczenia mocy OZE.
- **Ważne podkreślenie – chodzi tylko o zrobienie rocznego bilansu ilościowego energii, a nie udowodnienie, że taki system energetyczny będzie mógł funkcjonować ze względu np. na wymogi stabilności, pewności dostaw i elastyczności działania.**

Kraj	Ludność	Powierzchnia	Liczba osób na / tys. km ²	Elektrownie wiatrowe	Elektrownie słoneczne
Niemcy	83 mln	357 tys. km ²	233	60 GW	50 GW
Polska	38 mln	312 tys. km ²	122	60 GW (hipotetyczny wolumen mocy)	50 GW (hipotetyczny wolumen mocy)

Tabela 1. Wolumen mocy OZE zainstalowany w Niemczech mógłby być również zmieszczony na terenie Polski i jest wystarczający do wyprodukowania takiej ilości energii, jakiej potrzebuje Polska

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z publicznie dostępnych źródeł.

Gęstość zaludnienia w Polsce jest blisko dwukrotnie mniejsza niż w Niemczech. Przy bardzo zbliżonej powierzchni naszych krajów, można śmiało przyjąć, że ten wolumen mocy elektrowni wiatrowych oraz słonecznych, który został rozmieszczony na terenie Niemiec, można byłoby rozmieścić u nas.

Wychodząc z założenia, że przeciętna liczba godzin pracy w przeliczeniu na moc nominalną elektrowni słonecznej w Polsce wynosi 1000h, a elektrowni wiatrowej (biorąc pod uwagę fakt, że byłyby instalowane współczesne, bardzo wydajne turbiny) – 3000h, ale też że 40 proc. energii OZE jest od razu zużywane przez odbiorców przyłączonych do sieci

natomiast 60 proc. energii OZE musi być magazynowane ze sprawnością 70 proc. (biorąc pod uwagę straty przy ładowaniu magazynu, rozładowaniu magazynu i w przesyłce energii), to możemy przeprowadzić następującą kalkulację:

Ilość energii dostępnej z OZE dla odbiorców na przestrzeni roku =

$$40\% \times (60\text{GW} \times 3000\text{h} + 50\text{GW} \times 1000\text{h}) + 60\% \times 65\% \times (60\text{GW} \times 3000\text{h} + 50\text{GW} \times 1000\text{h}) =$$
$$40\% \times (180\text{GWh} + 50\text{GWh}) + 39\% \times (180\text{GWh} + 50\text{GWh}) = 40\% \times 230\text{GWh} + 39\% \times 230\text{GWh} =$$
$$79\% \times 230\text{GWh} = 181,7 \text{ TWh, gdzie:}$$

- 40% - udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i słonecznych, który jest na bieżąco zużywany przez odbiorców przyłączonych do sieci bez konieczności magazynowania energii
- 60 GW - hipotetyczna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych
- 3000h - przeciętna produktywność elektrowni wiatrowych na terenie Polski przy założeniu, że stosowane są najlepsze urządzenia w swojej klasie, czyli produktywność instalowanych urządzeń – tak, jak to było na przestrzeni ostatniej dekady – będzie systematycznie rosła
- 50 GW - hipotetyczna moc zainstalowanych elektrowni słonecznych
- 1000 h - przeciętna produktywność elektrowni słonecznych na terenie Polski
- 60% - udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i słonecznych, który jest na bieżąco zużywany przez odbiorców przyłączonych do sieci bez konieczności magazynowania energii
- 65% - sprawność cyklu: dostarczenia energii ze źródła OZE do magazynu energii, naładowania magazynu, rozładowania magazynu, przesłania energii z magazynu do odbiorcy (czyli straty związane z koniecznością przechowywania energii w magazynach przyjmujemy na poziomie 35%)

Ilość energii potrzebnej dla odbiorców w Polsce na przestrzeni roku =

$$173 \text{ TWh} - 6 \text{ TWh} - 8,5 \text{ TWh} = 158,5 \text{ TWh, gdzie:}$$

- 173 TWh – zużycie brutto energii elektrycznej w 2018 r., przy czym warto odnotować, że w 2019 zużycie energii spadło do 170 TWh, a wraz z narastającym kryzysem gospodarczym wolumen będzie jeszcze się kurczył, odbuduje się dopiero pod koniec obecnej dekady
- 6 TWh – zużycie całego sektora wydobywczego z 2018 r. skorygowane o 2 TWh

zużywane przez KGHM, co jest uzasadnione tym, że prócz kopalni miedzi zdecydowana większość wydobycia dotyczy węgla kamiennego i brunatnego, a ten sektor zostanie zamknięty

- 8,5 TWh – 50% zużycia całego sektora elektroenergetyki i ciepłownictwa w 2018 roku, co jest uzasadnione tym, że elektrownie na węgiel kamienny i brunatny zostaną zamknięte, a ciepłownie nadal będą funkcjonować

Teza nr 3. Pod warunkiem zapewnienia odpowiedniej pojemności magazynów energii, Polska może w 100 proc. oprzeć się na odnawialnych źródłach energii. Wystarczy, że Polska, która ma powierzchnię i warunki pogodowe podobne jak Niemcy, uruchomi moce w energetyce solarnej i wiatrowej równe tym mocom, które obecnie są zainstalowane w Niemczech (odpowiednio: 50 GW i 60 GW), żeby rocznie dostarczyć do odbiorców końcowych ok. 200 TWh.

Uzasadnienie:

Wolumen mocy OZE, który już obecnie jest zainstalowany w Niemczech:

- mógłby być zainstalowany w Polsce, ponieważ Polska ma nieznacznie mniejszą powierzchnię przy dużo mniejszej gęstości zaludnienia oraz przy bardzo podobnych warunkach geograficznych;
- ilość energii wytworzonej w OZE o takim wolumenie mocy z nadwyżką wystarczałaby do zbilansowania ilości energii na przestrzeni roku (181,7 TWh > 158,5 TWh).

Ważne zastrzeżenie: w tej hipotezie nie jest rozpatrywany bardzo złożony problem funkcjonowania Krajowego Systemu Energetycznego oraz bilansowania zapotrzebowania na energię w każdej sekundzie roku, ponieważ jest to hipoteza, która pokazuje, że zaopatrzenie w 100 proc. z OZE będzie możliwe, o ile uda się rozwinąć wielkoskalowe technologie magazynowania energii oraz zarządzania KSE przy bardzo wysokim nasyceniu sektora wytwarzania energią z OZE.

5.1.5. Wnioski

- Utrzymuje się długookresowy trend spadku kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach solarnych i wiatrowych ze względu na:
 - większą produktywność turbin i paneli,
 - efekty skali (farmy są większe, ale też składają się z komponentów o większych mocach),
 - spadające koszty eksploatacyjne (digitalizacja i automatyzacja procesów eksploatacyjnych),
 - niższe koszty obsługi w funkcji wzrostu przeciętnej mocy źródła wytwórczego).
- Koszt wytworzenia energii w elektrowniach solarnych i wiatrowych jest niższy dla tych projektów, dla których dofinansowanie jest przyznawane bądź w drodze aukcji albo w ramach kontraktu PPA. Wynika to z trzech powodów:
 - inwestor jest wyłaniany w sposób konkurencyjny;
 - inwestor ma zapewniony długoterminowy odbiór energii, co zmniejsza ryzyko inwestycji i pozwala na optymalizację kosztów w czasie;
 - obecnie w wielu krajach referencyjne stopy procentowe są na bardzo niskim, czasami wręcz ujemnym, poziomie – czyli koszt pozyskania długoterminowego kapitału jest wyjątkowo niski.

Obydwa te wnioski są bardzo korzystne dla Polski w kontekście dojścia do neutralności klimatycznej, ponieważ:

- Polska jest krajem bardzo przestrzennym i ma możliwość ulokowania bardzo dużych mocy elektrowni solarnych i wiatrowych;
- Polska stosuje mechanizm aukcyjny jako metodę alokacji 15-letnich kontraktów na odbiór energii z elektrowni OZE.

Nasz kraj ma zarówno możliwości jak i narzędzia do rozbudowy energetyki solarnej i wiatrowej. Problemem do rozwiązania jest wdrożenie technologii magazynowania energii i zarządzania Krajowym Systemem Energetycznym przy bardzo wysokim nasyceniu sektora wytwórczego OZE.

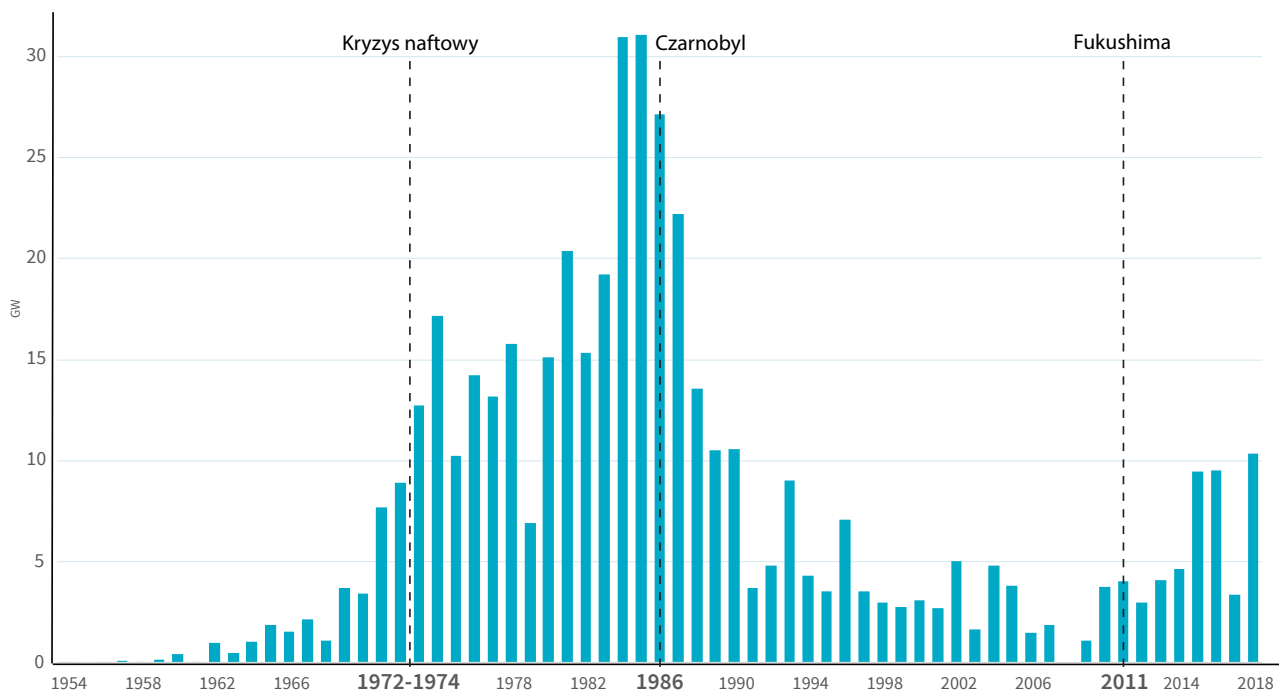
5.2. Atom

5.2.1. Duże bloki jądrowe

Energetyka jądrowa rozwinęła się w czasach zimnej wojny, kiedy światowe mocarstwa rozbudowywały arsenały nuklearne, do produkcji których był wykorzystywany pluton, będący produktem naturalnego rozszczepienia uranu w reaktorze jądrowym. Kolejnym impulsem był kryzys naftowy w pierwszej połowie lat 70-tych. Właśnie w latach 1974-5 rozpoczęto budowę największej liczby bloków jądrowych.

Katastrofy w Czarnobylu na Ukrainie w roku 1986 i Fukushima w Japonii w roku 2011 były szokiem dla obywateli w krajach rozwiniętych. Poparcie społeczne dla energetyki jądrowej spadło, w wielu krajach podjęto decyzje polityczne o stopniowym wygaszaniu tej technologii, czy nawet całkowitej likwidacji elektrowni jądrowych. W Europie są to: Austria (a dokładniej nigdy nie uruchomiła elektrowni jądrowej, która była już wybudowana i wyposażona), Belgia, Niemcy, Litwa (decyzja powiązana z wejściem do Unii Europejskiej), Włochy (zatrzymali pracę wszystkich swoich bloków jądrowych), Szwajcaria.

Energetyka jądrowa przeżywa za to boom w krajach rozwijających się, głównie w Chinach i Indiach. Jednak wolumen mocy budowanych tam bloków nie kompensuje ilości mocy wycofywanych w krajach rozwiniętych. Dodatkowym problemem jest starzenie się bloków jądrowych w krajach rozwiniętych i bardzo wysokie koszty likwidacji tych obiektów. Dopiero teraz, kiedy wiele bloków trzeba wyłączyć, rządy uświadamiają sobie skalę tego problemu.



Rys. 6. Moce bloków, których budowa rozpoczyna się w danym roku (lewa skala)

Źródło: IEA (2019b), str. 10.

Powyższy rysunek pokazuje, że energetyka jądrowa jest technologią schodzącą z rynku. Ponowny wzrost mocy instalowanych elektrowni jądrowych ma miejsce w krajach rozwijających się, głównie w Chinach i Indiach. Decyzja polskiego rządu o tym, żeby angażować się w budowę dużych bloków jądrowych idzie pod prąd trendowi w krajach rozwiniętych i – w szczególności – w Europie, gdzie buduje się zaledwie 4 nowe bloki jądrowe.

Francuskie EDF, które przejęło segment energetyki jądrowej od bankrutującej w 2016 roku Arevy, jest liderem technologii nuklearnych w Unii Europejskiej. EDF próbuje wprowadzić na rynek reaktor jądrowy nowej konstrukcji o nazwie EPR (z ang. European Pressurised Reactor). O ile udało się wdrożyć i uruchomić tę technologię w Chinach (Taishan, pierwszy blok ruszył w 2018 roku), o tyle w krajach Unii Europejskiej, włączając w to ojczystą Francję, EDF napotkał na ogromne trudności.

Trzy bloki jądrowe budowane przez EDF w Europie:

- Oikiluoto 3 (Finlandia), 1650 MW, technologia EPR, budowa została rozpoczęta w 2005 roku i miała się skończyć w 2009 roku, a obecny termin uruchomienia bloku przypada na drugą połowę 2020 roku, czyli opóźnienie wyniosło 11 lat, a nakłady inwestycyjne wzrosły z planowanych 3 mld euro do 8,5 mld euro.

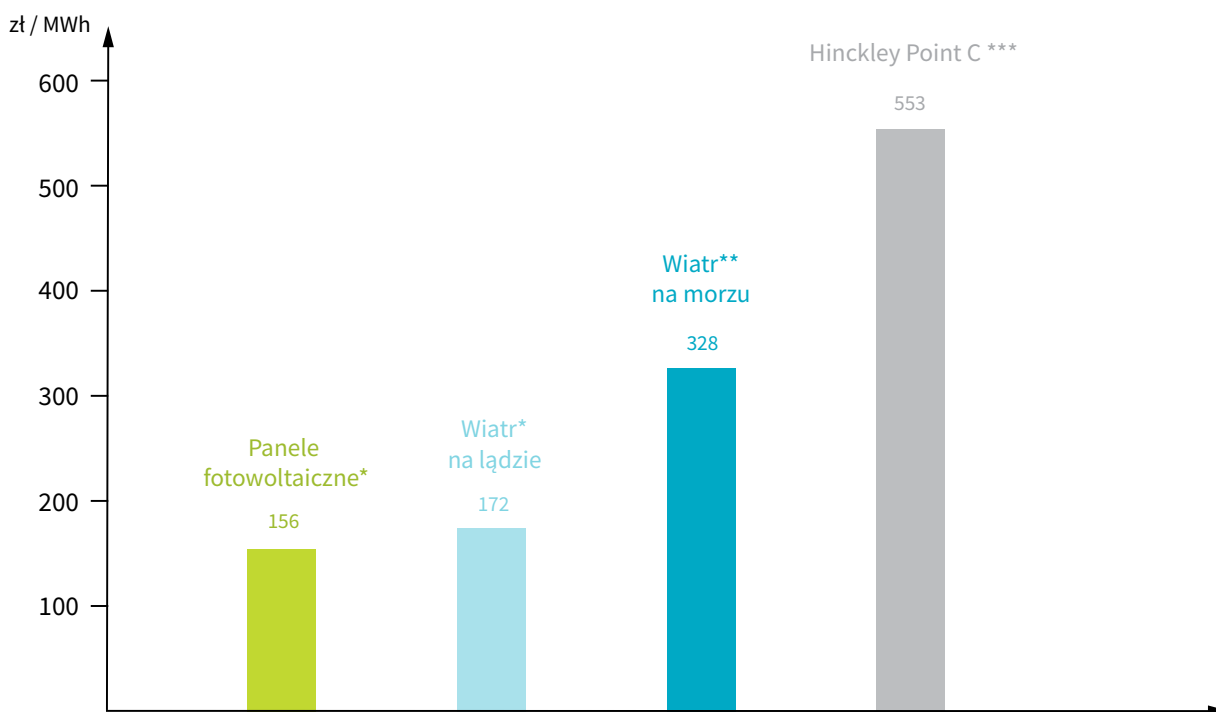
- Flamanville 3 (Francja), 1650 MW, budowa została rozpoczęta w 2007 roku i miała się skończyć w 2013 roku, a obecny termin uruchomienia bloku przypada na drugą połowę 2022 roku, czyli opóźnienie wyniesie 9 lat, zaś nakłady inwestycyjne wzrosną z planowanych 3,3 mld euro do 12,4 mld euro.
- Hinckley Point C (Wielka Brytania), 3260 MW, budowa została rozpoczęta w 2018 roku i ma trwać do 2025, ale już na początku powstały trudności natury geologicznej, co po pierwsze opóźniło rozpoczęcie budowy, ale też spowodowało wzrost szacowanych nakładów inwestycyjnych z 19,3-20,3 mld funtów do 21,5-22,5 mld funtów.

Czwarta elektrownia jądrowa, która jest obecnie w budowie na terenie UE, znajduje się w Mochovcach na Słowacji. Bloki Mochovce 3 i 4 rozpoczęto budować w 1987 roku, ale wstrzymano ich realizację w 1993 roku po upadku komunizmu i rozdzieleniu Czechosłowacji na Czechy i Słowację. Budowa została wznowiona w 2009 roku po wejściu kapitałowym włoskiego koncernu Enel do spółki słowackiej będącej właścicielem tego obiektu i działających bloków Mochovce 1 i 2. Planowana data uruchomienia bloków przypada na lata 2020 i 2022. Moc każdego z tych bloków to 471 MW.

Obserwacje:

- Wszystkie budowane bloki jądrowe stanowią rozbudowę już istniejących elektrowni jądrowych, czyli większość infrastruktury już istnieje, a lokalna społeczność wiele lat temu pogodziła się z życiem niedaleko takiego obiektu.
- Wszystkie bloki są budowane z ogromnym opóźnieniem i bardzo dużymi dodatkowymi nakładami finansowymi – w przypadku Oikiluoto i Flamanville nakłady finansowe wzrosły z grubsza trzy razy.
- Zobowiązania zrestrukturyzowanej Arevy związane z Oikiluoto przejął rząd francuski obawiając się o całkowitą utratę reputacji Francji jako dostawcy technologii jądrowych.
- EDF uruchomił jeden reaktor EPR w Chinach, co wskazuje, że w krajach rozwijających jest łatwiej realizować tego typu inwestycje.

Bardzo trudno zdobyć dokładne dane o cenie energii, która ma być wytwarzana w nowobudowanych blokach jądrowych na terenie Europy. Wyjątkiem jest energia z Hinckley Point C w Wielkiej Brytanii, ponieważ rząd brytyjski zawarł umowę na dostawy energii na okres 35 lat w formule kontraktu różnicowego (z ang. CfD, Contract for Differences), czyli rząd zobowiązał pokrywać różnicę pomiędzy ceną ustaloną w 2012 roku (92,5 funta za MWh), a rzeczywistą ceną rynkową, jaką EDF otrzyma lokując energię na rynku. Natomiast jeśli ceny rynkowe ukształtują się powyżej ceny ustalonej w kontrakcie, to EDF będzie zwracał tę różnicę rządowi brytyjskiemu. Przy czym ta cena jest indeksowana wg wskaźnika inflacji, co oznacza, że na 2021 rok (tzn. na rok, dla którego porównujemy ceny z średnioważonymi cenami dla elektrowni wiatrowych i słonecznych) wynosi ona w bieżących cenach w przeliczeniu na złotówki 553 zł/MWh. Jest to cena wielokrotnie wyższa od energii pozyskiwanej z elektrowni słonecznych i wiatrowych.



Rys. 7. Porównanie średnioważonych cen energii słonecznej i wiatrowej z ceną energii jądrowej z Hinckley Point C w Wielkiej Brytanii

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2020) i EC (2016)

Objaśnienia:

* - średnioważona cena z globalnej bazy rozstrzygnięć aukcji i kontraktów PPA dla OZE prowadzonej przez IRENA dla inwestycji uruchamianych w 2021 roku

** - analogicznie dla inwestycji uruchamianych w 2023 roku

*** - cena na 35 lat - co jest dwukrotnie dłuższym terminem niż typowy kontrakt z aukcji OZE lub PPA - która w cenach w 2012 wynosiła 92,5 funta, przeliczona po kursie 5 zł / funt, indeksowana wskaźnikiem inflacji 2% na rok.

Budowę elektrowni jądrowej w Polsce trudno uzasadnić ekonomicznie. Byłaby ona jeszcze droższa niż Hinckley Point C, ponieważ będzie to inwestycja od zera (z ang. greenfield) a nie rozbudowa istniejącej elektrowni; na potrzeby elektrowni w Polsce trzeba byłoby uruchomić całą infrastrukturę związaną z energetyką jądrową – procedury bezpieczeństwa, transportu i przechowywania materiałów rozszczepialnych, transportu i przechowywania materiałów napromieniowanych z elektrowni oraz zużytego paliwa jądrowego. Te wydatki byłyby nieproporcjonalnie dużym dodatkowym obciążeniem dla kosztów samej budowy i uruchomienia elektrowni.

5.2.2. Małe bloki jądrowe

Małe bloki jądrowe (SMR – Small Modular Reactors) mają stanowić antidotum na problemy tradycyjnej, wielkoskalowej energetyki jądrowej. Idea jest taka, żeby prefabrykować produkcję elektrowni jądrowych w dedykowanym zakładzie produkcyjnym. Moduły elektrowni jądrowej byłyby dostarczane na plac budowy i z nich zostałaby złożona siłownia jak z klocków.

Obecnie nad koncepcją SMR-ów pracuje blisko dwadzieścia koncernów na świecie. Większość z tych technologii jest jeszcze na deskach kreślarskich, w fazie licencjonowania, bądź w trakcie budowy pierwszego bloku (np. w Argentynie). Wyjątek stanowią dwa bloki w Rosji, które już są eksploatowane.

Zalety:

- Seryjna produkcja wg standardowego projektu w jednym dużym zakładzie wytwórczym, co przekłada się na niższe koszty jednostkowe.
- Mniejsze zapotrzebowanie na wykwalifikowaną kadrę inżynierską i techniczną w trakcie budowy bloku, ponieważ będzie to proces wystandardyzowany i uproszczony (dużo skomplikowanych prac montażowych będzie wykonywanych na terenie zakładu wytwórczego, a nie na placu budowy).
- Krótki czas realizacji, nie przekraczający dwóch lat (czyli o dekadę krócej niż obecnie realizowane bloki w UE).
- Niższe koszty i prostsze procedury certyfikacji i uzyskiwania licencji ze względu na powtarzalność konstrukcji (jednak są one niższe per blok, a nie muszą być niższe w przeliczeniu na MW zainstalowanej mocy, o czym będzie mowa w następnym akapicie).

- Możliwość zachowania wyśrubowanych standardów bezpieczeństwa i ochrony środowiska ze względu na zastosowanie najnowocześniejszych, pasywnych systemów ochrony (nie opartych na automatyce, która relatywnie szybko się starzeje i musi być wielokrotnie modernizowana w czasie życia reaktora).
- Możliwość sterowania obciążeniem reaktora w zakresie 50-100% nominalnej mocy zainstalowanej (jest to mało w porównaniu z innymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej, ale relatywnie dużo w porównaniu z już eksploatowanymi reaktorami wielkoskalowymi; intencją projektantów jest wpisanie się w współczesną strukturę wytwarzania energii opartą w coraz większym stopniu na niesterowalnych, zmiennych OZE; bloki wytwórcze, które nie są w stanie dostosowywać się dynamicznie do bieżącego zapotrzebowania nie są dobrze widziane przez operatorów systemów energetycznych).
- Mocniej wypalają paliwo jądrowe niż tradycyjne bloki wielkoskalowe, dzięki czemu wytwarzają mniej silnie radioaktywnego odpadu w postaci zużytego paliwa jądrowego.

Wady:

- W przeliczeniu na MW nie kosztują mniej niż tradycyjne bloki jądrowe.
- Główny atut, czyli prefabrykacja w centralnym zakładzie wytwórczym, broni się tylko wtedy, gdy taki zakład już jest wybudowany i działa, a sam w sobie musiałby być niezwykle kosztowny i złożony technologicznie. Wybudowanie go przez któregoś z producentów jest możliwe, kiedy otrzyma się minimum kilkadziesiąt zamówień z góry, ale jak dostać tyle zamówień skoro nie ma jeszcze ani jednego działającego i dostępnego komercyjnie (z wyjątkiem tych kilku bloków rosyjskich, ale one nie są oferowane do sprzedaży, przynajmniej na razie).
- Nie jest jasna data komercyjnej dostępności tej technologii w UE, ponieważ kiedy wreszcie zostanie wybudowany SMR i oddany do eksploatacji, to musi upłynąć kilka lat, kiedy na bazie pierwszych doświadczeń eksploatacyjnych projektanci i wykonawcy dopracują się modelu docelowego; patrząc na to realistycznie – prawdopodobnie w przyszłej dekadzie, rozpoczynającej się w 2030 roku będzie można złożyć pierwsze komercyjne zamówienia.
- Licencjonowanie być może być uproszczone na terenie jednego kraju, ale nie ma możliwości transferowania licencji między krajami; tak więc producent, który dostanie zamówienia z wielu krajów, będzie musiał przechodzić żmudną i długotrwałą procedurę licencjonowania w każdym z nich, co bardzo opóźni dojście do dużego wolumenu dostaw SMR-ów.

- Sam proces licencjonowania jest dopasowany do tradycyjnych, wielkoskalowych reaktorów, a to wiąże się z wymaganiami dotyczącymi dokumentacji i wyników testów technicznych, ale także do samych opłat za proces licencjonowania i otrzymania licencji, które jak na pojedynczy SMR są nieproporcjonalnie duże.
- Bardzo trudnym procesem w budowie reaktora jądrowego jest znalezienie odpowiedniej lokalizacji, pozyskanie decyzji środowiskowej i budowlanej, uzyskanie akceptacji lokalnej społeczności; obecnie trudno jest znaleźć lokalizację dla jednej dużej elektrowni jądrowej w Polsce, więc rodzi się pytanie, jak szybko udałoby się znaleźć dla np. kilkudziesięciu SMR-ów.
- SMR-y charakteryzują się sprawnością niższą o kilka punktów procentowych od tradycyjnych, wielkoskalowych reaktorów; przełoży się to negatywnie na średni koszty megawatogodziny; dyskutowany jest pomysł, żeby SMR-y lokować niedaleko od dużych miast, żeby wykorzystać produkowane (i w tradycyjnej technologii marnowane) ciepło do zasilania miejskich sieci ciepłowniczych; wydaje się to – przynajmniej w Polsce – zupełnie nieakceptowalne na gruncie społecznym, ponieważ w otulinie wielkich miast możemy spodziewać się wyjątkowo silnych protestów społecznych.
- Idea SMR-ów stoi w sprzeczności z traktatem o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej; ta technologia prawdopodobnie może trafić do wielu krajów, które dotychczas nie eksploatowały bloków jądrowych; a w nich wytwarzany jest pluton, który może być wykorzystany do konstruowania głowic jądrowych; im więcej małych reaktorów w wielu lokalizacjach, tym większe prawdopodobieństwo, że któryś z nich może wyłamać się spod kontroli / monitoringu międzynarodowych agend i instytucji ds. bezpieczeństwa jądrowego.

Reasumując, nie można wykluczyć, że w przyszłości SMR-y wejdą do produkcji. Jednak wątpliwe jest, żeby odmieniły losy energetyki jądrowej. Każdy tradycyjny, wielkoskalowy blok jądrowy (zwykle o mocy 2-3 GW) musiałby być zastępowany kilkunastoma SMR-ami, żeby zachować udział energii elektrycznej wytwarzanej z źródeł jądrowych w globalnej strukturze wytwarzania energii. Taka skala produkcji jest mało prawdopodobna. Bardziej prawdopodobne jest, że technologia SMR-ów znajdzie nisze rynkowe, gdzie się sprawdzi. Nie rozwiążą one ani w Polsce ani na świecie problemu dojścia do neutralności klimatycznej.

5.2.3. Wnioski

Energetyka jądrowa to technologia XX, a nie XXI wieku. Dynamika inwestycji w nowe moce w krajach rozwiniętych bardzo spadła po katastrofie w Czarnobylu i Fukushima. Wiele krajów europejskich wycofuje się z tej formy wytwarzania energii.

Budowa elektrowni jądrowej od zera (z ang. greenfield) w UE jest znacznie trudniejsza niż budowa nowego bloku na terenie istniejącej elektrowni, a i tak z tym prostszym zadaniem EDF nie radzi sobie w Finlandii i Francji. Opóźnienia w Finlandii i Francji wynoszą ok. 10 lat – jest to zbyt długo w zestawieniu z dynamiką transformacji energetycznej, jak też celów redukcji emisji CO₂, które mamy osiągnąć jako kraj członkowski UE w 2030 roku.

W przypadku bloków jądrowych rząd „jedzie na jednym wózku” z ewentualnym niesolidnym wykonawcą, ponieważ kiedy zostanie już zainwestowane w taki gigantyczny / strategiczny projekt kilka bądź kilkanaście miliardów euro, to trudno to wpisać w straty i konieczne są kolejne wydatki.

Koszty jednostkowe wytwarzania energii elektrycznej z bloków jądrowych idą w górę, w dużej mierze z coraz większej ostrożności agencji ds. bezpieczeństwa jądrowego w poszczególnych krajach, a koszty jednostkowe elektrowni wiatrowych i słonecznych idą w dół. Koszty jednostkowe są pochodną ogólnoświatowego wolumenu oddawanych mocy w danym podsektorze. Kiedy w energetyce jądrowej wolumen spada od dekad bądź utrzymuje się na niskim poziomie, w energetyce odnawialnej wolumeny są bardzo wysokie, co przyciąga R&D oraz prowadzi do systematycznej poprawy produktywności elektrowni wiatrowych i słonecznych.

Nie ma przekonujących argumentów, które wskazywałyby na to, że SMR-y mogą odwrócić losy energetyki jądrowej na świecie. Prawdopodobnie na przestrzeni najbliższej dekady doczekamy się pierwszych realizacji i dowiemy się o pierwszych doświadczeniach eksploatacyjnych. W kolejnej dekadzie należy się spodziewać, że SMR-y będą wykorzystywane w specyficznych zastosowaniach, w specyficznych lokalizacjach, w niszach rynkowych.

Powyższe rozważania uzasadniają **Tezę nr 4. Decyzja o wyborze technologii niskoemisyjnych musi bronić się na gruncie technologicznym i ekonomicznym.** Trzeba rozważyć, czy budowa siłowni jądrowych (zarówno dużych bloków rzędu 1000 MW, jak i mikro – Small Modular Reactor do 300 MW) ma sens wobec coraz bardziej realnej możliwości oparcia krajowej energetyki wyłącznie na odnawialnych źródłach energii oraz unowocześnianych technologiach magazynowania energii, w szczególności wodorowych. Występuje obecnie sprzeczność między kierunkiem jądrowym i wodorowym rozwoju energetyki. W wielu krajach technologie jądrowe są trudnym dziedzictwem XX wieku, a technologie wodorowe są otwarciem na szeroki strumień innowacji XXI wieku.

Pozostaje jeszcze rozważenie tego, jak można magazynować energię z elektrowni słonecznych i wiatrowych, ewentualnie jak można bilansować (rezerwować) zmienne moce OZE przy wykorzystaniu źródeł na gaz ziemny, a docelowo - na wodór. Jest to z pewnością ogromne wyzwanie dla energetyki. Zagadnienia te są omówione w następnym rozdziale.

6. Magazynowanie energii

Magazynowanie energii nie jest nowym zagadnieniem w energetyce. Zarządzanie regionalnym czy krajowym systemem energetycznym wymaga dysponowania magazynami, do których można skierować nadwyżki energii, bądź też które mogą zasilić system energetyczny, kiedy występuje niedobór mocy. Przy czym tradycyjne, i tak właśnie jest w dalszym ciągu w Krajowym Systemie Energetycznym, magazyny energii przede wszystkim służyły celom regulacji pracy systemu i dotrzymaniu parametrów jakościowych.

Powszechnie znanym parametrem jakościowym jest 50 Hz, który określa częstotliwość prądu zmiennego. Jeżeli w systemie występuje niedobór mocy, to częstotliwość spada, i dyspozytor mocy musi podać więcej mocy do systemu. Może to zrobić bądź poprzez zwiększenie obciążenia wybranych bloków centralnie dysponowanych (tzn. sterowanych sygnałami z Krajowej Dyspozycji Mocy), bądź poprzez uruchomienie jednej z elektrowni szczytowo-pompowych.

Chociaż magazyny energii, które będą potrzebne do rezerwowania mocy ze zmiennych źródeł OZE, co do zasady pracują dokładnie tak jak elektrownie szczytowo-pompowe, to sposób i zakres ich wykorzystania będzie musiał być zupełnie inny. Elektrownie szczytowo-pompowe zawdzięczają swoją nazwę konstrukcji, która składa się z dwóch sztucznych zbiorników wodnych - dolnego i górnego. Kiedy w systemie jest nadwyżka mocy, to woda z dolnego zbiornika jest pompowana do górnego, a kiedy jest niedobór mocy, to woda z górnego zbiornika jest kierowana do dolnego zbiornika poprzez generatory energii. Wówczas elektrownia działa w takim trybie jak zwykła elektrownia wodna.

Konieczne są magazyny energii, które mogłyby pokryć całą moc potrzebną w systemie (obecnie w szczycie obciążenia są odnotowywane wartości w przedziale 23-25 GW) oraz na czas dłuższy niż 4h (co jest typową kadencją w dyskusji o pojemności systemowych magazynów energii, czy też w wymaganiach rynku mocy). Czyli zarówno moc tych magazynów, jak ich pojemność, powinny być wielokrotnie większe od obecnie stosowanych elektrowni szczytowo-pompowych.

W przypadku wejścia na ścieżkę do neutralności klimatycznej trzeba inwestować w moce magazynowe, jakie są dostępne technicznie i ekonomicznie niezależnie od technologii. Tradycyjnie stosuje się do regulacji systemów energetycznych elektrownie szczytowo-pompowe, w ostatnich pięciu latach wielkoskalowe baterie są już wykorzystywane do rezerwowania pracy zmiennych OZE, w przyszłości otworzą się możliwości wykorzystania wodoru pozyskiwanego w procesie elektrolizy zasilanego energią z OZE.

6.1. Elektrownie szczytowo-pompowe – technologia dominująca

W Krajowym Systemie Energetycznym pracują elektrownie szczytowo-pompowe o łącznej mocy 1767,6 MW. Największe z nich to Elektrownia Porąbka-Żar (500 MW) i Elektrownia Żarnowiec (716 MW). Obiekty te powstały w okresie gospodarki centralnie planowanej, w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych poprzedniego wieku.

Jedną z planowanych, ale niedokończonych, inwestycji jest Elektrownia w Młotach w Górach Bystrzyckich o mocy 750 MW. Została zaplanowana tama o wysokości 80 m i rozpiętości 240 m. Inwestycja rozpoczęła się w latach 70-tych, ale na skutek kryzysu gospodarczego spowodowanego stanem wojennym, zatrzymano prace na początku lat 80-tych. Potem prowadzono tylko prace zabezpieczające. Obecnie obiekt należy do PGE, które prowadzi prace analityczne, mające określić, czy jest możliwe i czy jest zasadne dokończenie tej inwestycji.

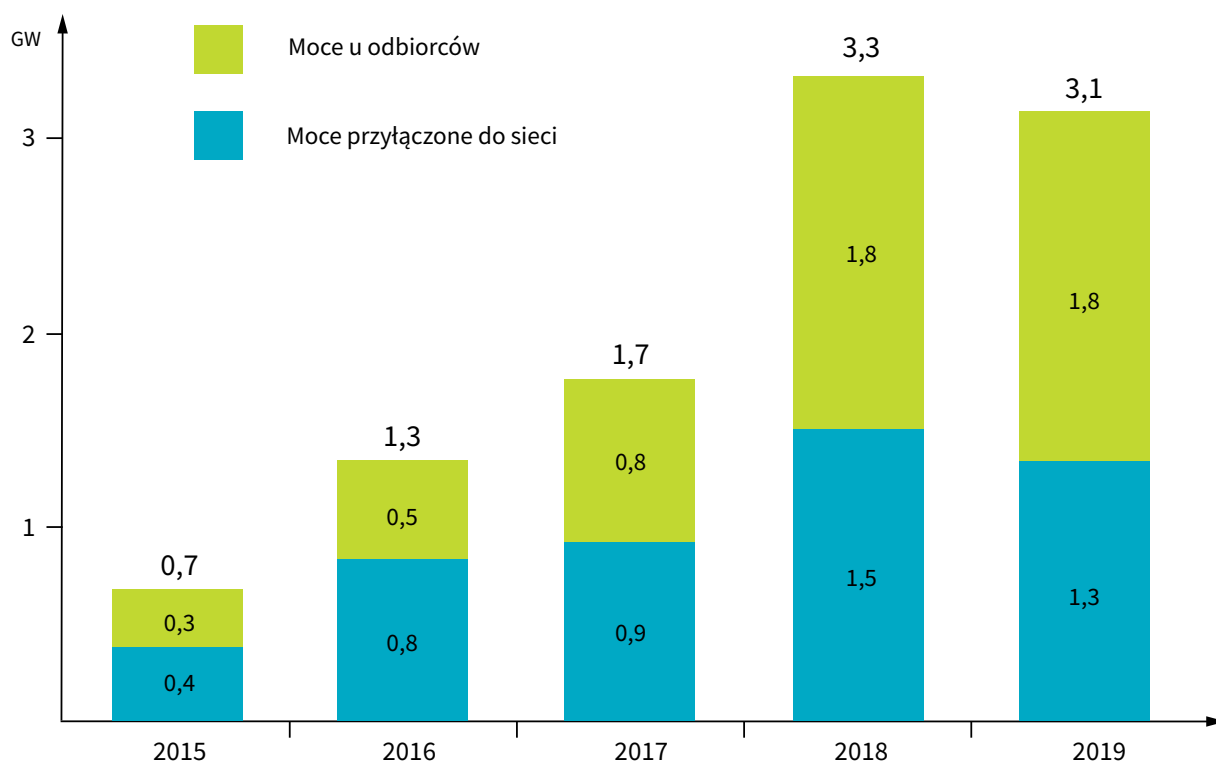
Mimo postępu technologicznego w dziedzinie magazynowania energii, elektrownie szczytowo-pompowe nadal stanowią atrakcyjną opcję. Nakłady inwestycyjne na te obiekty są co prawda bardzo wysokie, ponieważ wymagają przeprowadzenia prac hydrotechnicznych na dużą skalę. Jednak są to obiekty o dużej niezawodności i trwałości, o dobrze rozpoznanej sprawności energetycznej (ok. 60% pełen cykl ładowania-rozładowania magazynu energii).

Ze względu na charakter wspomnianej inwestycji w Młotach, której dokończenie zajęłoby minimum 10 lat, nie ma możliwości wsparcia jej w ramach rynku mocy, chociaż co do istoty świadczonych usług jak najbardziej wpisuje się w ten mechanizm. Dlatego wsparcia tej inwestycji mógłby udzielić budżet państwa lub NFOŚ (instytucja ta finansowała szereg bardzo dużych obiektów hydrotechnicznych, np. Malczyce, Wióry, Racibórz, Wrocławski Węzeł Wodny) w ramach dedykowanego, specjalnie skrojonego pod tę inwestycję długoterminowego kontraktu.

6.2. Baterie – technologia zdobywająca rynek

W ostatnich latach rynek magazynów współpracujących z systemem energetycznym, czy to u operatorów tych systemów, czy też u odbiorców końcowych, został całkowicie zdominowany przez baterie litowo-jonowe. W ostatnich dwóch dekadach można zaobserwować rosnący udział tej technologii uruchamianej w mocy nowych magazynów. Kolejne lata tylko wzmocniły ten trend – IEA (2020a), oceniając rok 2019, informuje o całkowitej dominacji tej technologii, ale niestety nie podaje dokładnych statystyk.

Również wolumen instalowanych magazynów charakteryzuje się silną, rosnącą dynamiką. Rys. 8 wskazuje na ponad trzykrotny wzrost wolumenu mocy magazynów energii na świecie, z 0,7 GW w 2015 roku do 3,1 GW w 2019 roku. Przy czym 60% nowych mocy stanowią urządzenia u odbiorców energii (z ang. behind-the-meter). Ten trend jest ściśle związany z przyrostem mocy OZE, gdzie magazyny energii albo rezerwują niesterowalne źródła wiatrowe i słoneczne, albo poprawiają wartość ekonomiczną zielonej energii poprzez lepsze dopasowanie dostępności energii do profilu zużycia. Ważnym elementem jest także dostarczanie na rynek zmagazynowanej energii w okresie szczytowego zapotrzebowania, co przyczynia się do wyłuszczenia ceny.



Rys. 8. Przyrost mocy magazynowych na świecie, 2015-2019

Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEA (2020a)

Porównując parametry elektrowni pompowo-szczytowych (buduje się je już od 100 lat, a obecnie reprezentują 96% wolumenu mocy w magazynach energii przyłączonych do sieci energetycznych na świecie), z charakterystyką baterii litowo-jonowych, to wciąż to tradycyjna technologia wypada korzystniej w tym zestawieniu. Elektrownie szczytowo-pompowe są prawie trzykrotnie tańsze, mogą wykonać pięciokrotnie więcej cykli, charakteryzują się trzykrotnie dłuższym czasem technicznego życia (a w praktyce ta różnica może być jeszcze większa, bo dobrze eksploatowany obiekt hydrotechniczny może być wykorzystywany ponad 50 lat). Jedynie sprawność energetyczna pojedynczego cyklu jest nieznacznie niższa w przypadku tradycyjnej technologii (80% w porównaniu do 86%).

	Elektrownie szczytowo-pompowe	Baterie litowo-jonowe
Koszt roczny, zł / kWh	660	1876
Sprawność cyklu, %	80%	86%
Maksymalna liczba cykli	15000	3500
Typowy czas życia w latach	>25	10

Tabela 2. Porównanie elektrowni szczytowo-pompowych z bateriami litowo-jonowymi

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Hydrowires (2019)

Powody, dla których tak bardzo wrosła popularność baterii litowo-jonowych, znajdują się poza kwestiami czysto ekonomicznymi i technicznymi. Ich ogromną zaletą jest, że mogą być postawione w niemal dowolnym miejscu w bardzo krótkim czasie. Ta technologia bardzo dobrze jest dopasowana do rozproszonej energetyki odnawialnej.

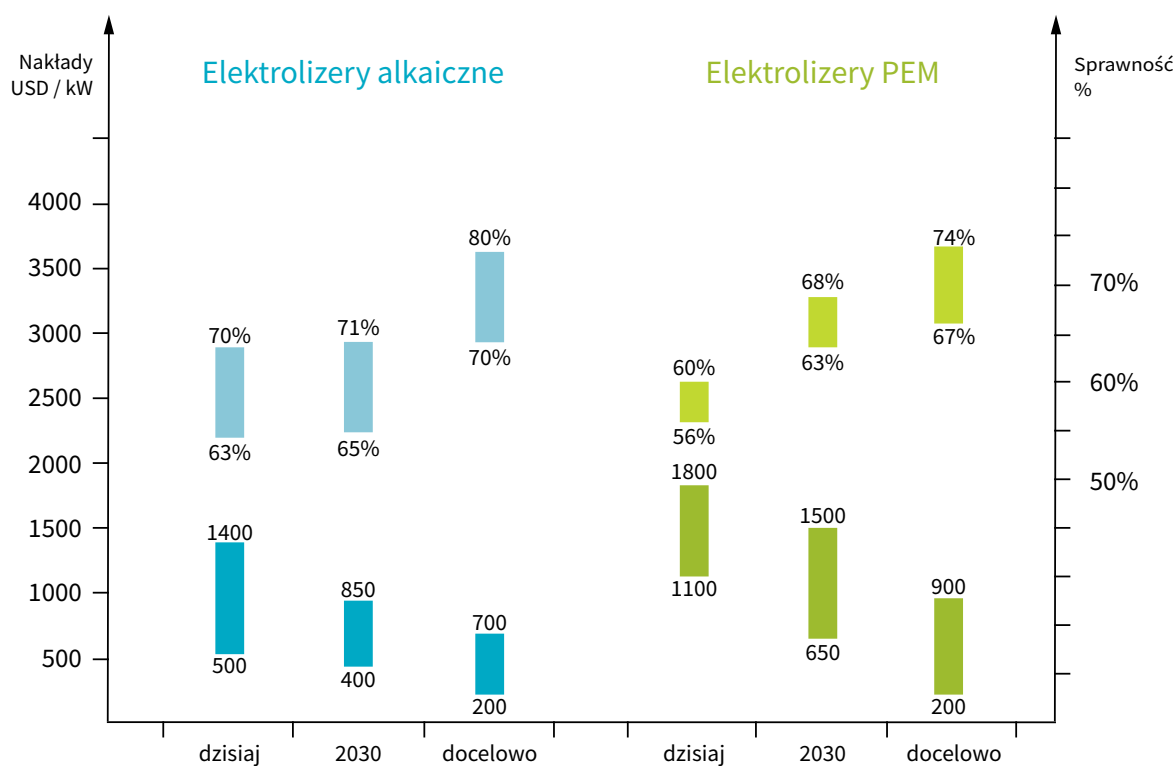
Bardzo znanym przykładem oddającym te cechy było dostarczenie ogromnego magazynu energii dla francuskiej firmy Neoen, która pod koniec 2017 roku zamówiła w firmie Tesla magazyn energii o mocy 100 MW (w kwocie, która stanowi równowartość 250 mln zł) na potrzeby stabilizowania dostaw energii z pobliskiej elektrowni wiatrowej Hornsdale w Południowej Australii. Realizacja tego zamówienia odbyła się w rekordowym czasie trzech miesięcy. Hornsdale Power Reserve została w kolejnych latach rozbudowana i dysponuje mocą 150 MW o łącznej pojemności energii 185 MWh. Jest to największy magazyn litowo-jonowy na świecie, który charakteryzuje się wysoką niezawodnością i rentownością (większość przychodów pochodzi z usług regulacyjnych świadczonych operatorowi systemu przesyłowego).

Ten przykład oddaje siłę i potencjał technologii litowo-jonowej. Może ona być zastosowana tam, gdzie jest najbardziej potrzebna i kiedy jest najbardziej potrzebna (budowa elektrowni szczytowo-pompowej zajmuje min. 10 lat i może być lokowana tylko w dedykowanych miejscach o wymagającej charakterystyce geologiczno-hydrologicznej), a to przekłada się na duży strumień korzyści ekonomicznych i finansowych.

Baterie litowo-jonowe mogą i powinny być wykorzystywane w Polsce. Jeśli z czasem zostaną zmodyfikowane kryteria w rynku mocy, które zablokują udział w aukcjach mocy o wysokiej emisyjności, to otworzy się miejsce dla tej technologii. Tym bardziej, że – jak dobrze pokazała inwestycja Tesli w Australii Południowej – mogą one być wykonane bardzo szybko, zgodnie z obecnymi terminami dla nowych inwestycji (3 miesiące na uruchomienie instalacji).

6.3. Wodór – technologia przyszłości

Dotychczas omawiane technologie magazynowania były zgodne z wizją całkowitej elektryfikacji procesów i aktywności w gospodarce. FCH (2019) dowodzi, że ok. 70% emisji gazów cieplarnianych może zostać wyeliminowanych poprzez elektryfikację. W wielu zastosowaniach jest to niemożliwe i tam otwiera się szansa dla technologii



Rys. 10. Obecna i prognozowana charakterystyka ekonomiczno-techniczna elektrolizerów

Źródło: opracowanie własne na podstawie IRENA (2019).

wodorowych pod warunkiem, że będzie wykorzystywany zielony wodór, czyli pierwiastek uzyskany w procesie elektrolizy zasilanej energią z OZE.

Obecnie w UE pracuje 300 elektrolizerów i odpowiadają one za 4% produkcji. Unijna strategia wodorowa (EC 2020c) przewiduje ekspansję tej technologii:

- Do roku 2024 - 6 GW mocy i 1 milion ton produkcji wodoru rocznie.
- Do roku 2030 – 40 GW mocy i 10 milionów ton produkcji.
- Do roku 2050 – moc pozwalająca na zaspokojenie całego zapotrzebowania na wodór z elektrolizerów zasilanych energią z OZE

IRENA (2019) przewiduje, że wraz z wzrostem liczby elektrolizerów oddawanych do użytku wzrośnie ich sprawność i spadnie cena jednostkowa za moc urządzenia.

Koszty pozyskanego wodoru zależą nie tylko od ceny elektrolizera, ale również od ceny energii wykorzystywanej w procesie. Obecnie nawet przy założeniu, że elektrolizery są zasilane z elektrowni wiatrowych oraz elektrowni słonecznych o najlepszych warunkach naturalnych dla danego rodzaju OZE nie są jednak konkurencyjne z wytwarzaniem wodoru z paliw kopalnych (zob. IRENA 2019, s. 28).

W perspektywie roku 2050 oraz neutralności klimatycznej wodór będzie niezbędnym komponentem zeroemisyjnej gospodarki. Wiele wskazuje, że ta technologia przejdzie ścieżkę bardzo dynamicznego postępu technologicznego i wraz z upowszechnieniem jej oraz zwiększeniem skali produkcji urządzeń, ich ceny spadną.

Perspektywa szerszego wykorzystania technologii wodorowych w Polsce jest trudna do oceny i kwantyfikacji. Do tej pory zostało zrealizowanych parę projektów naukowo-badawczych, które nie pozwalają wnioskować o tym, czy i gdzie koncerny energetyczne mogłyby wdrożyć technologie wodorowe.

Zielony wodór w Polsce napotka też na dwie bariery odnoszące się do samej dostępności ilościowej i cenowej energii z OZE. Nic nie poprawi warunków nasłonecznienia czy też wietrzności na terenie naszego kraju. Polska nigdy nie będzie w dolnej strefie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tych technologiach, tylko w średniej strefie kosztów. A to oznacza, że nawet przy niższych nakładach kapitałowych na elektrolizery uzyskiwany z nich wodór będzie relatywnie drogi.

Zgodnie ze unijną strategią wodorową (EC 2020c) wykorzystanie wodoru będzie ograniczone tylko do tych procesów i zastosowań, których nie da się zelektryfikować. Są to takie branże jak hutnictwo, chemia, czy długodystansowy transport samochodowy i lotniczy. W odniesieniu do innych sektorów raczej będą bardziej opłacalne technologie zasilane energią elektryczną z sieci.

6.4. Gaz ziemny – technologia pomostowa

Technologie wodorowe są niezbędne do osiągnięcia neutralności klimatycznej, ale jeszcze zbyt niedojrzałe, żeby je komercyjnie stosować. W okresie 2020-40 potrzebne jest zastosowanie technologii opartych na gazie ziemnym, które z jednej strony charakteryzują się o wiele niższymi emisjami CO₂ niż technologie węglowe, a z drugiej strony są dużo bardziej elastyczne, dzięki czemu będzie można zintegrować z KSE duży wolumen OZE w relatywnie krótkim czasie.

	Turbiny gazowe	Bloki parowo-gazowe	Silniki spalinowe
Sprawność, %	33 - 41,5%	46 - 60,5%	38,3 - 44,5%
Czas uruchomienia ze stanu zimnego, h	0,1	2	b.d.
Minimum techniczne, %	20 - 50%	15 - 50%	b.d.
Okres eksploatacji, lata	25 - 50	30 - 40	b.d.
Nakłady inwestycyjne, mln zł / MW	1,5 - 3,7	2,5 - 4,5	0,6 - 1,3
Koszty zmienne*, tys. zł / MWh	260 - 330	170 - 260	300 - 400

Objaśnienie: * koszt gazu ziemnego bez kosztu uprawnień do emisji CO₂

Tabela 3. Parametry nowych jednostek gazowych

Źródło: Opracowanie własne na podstawie FE (2019)

Spśród technologii gazowych wskazanych w **Tab. 3**, turbiny gazowe nadają się najlepiej do rezerwowania (bilansowania) pracy zmiennych, niesterowalnych OZE. Mogą być szybko uruchomione ze stanu zimnego, w ok. 6 minut; można je szybko dociążyć i odciążać; mają dość niskie minimum techniczne pracy. Nakłady inwestycyjne są relatywnie niskie, a koszty zmienne zależą od cen gazu ziemnego oraz uprawnień do emisji CO₂. Warto zaznaczyć, że jeśli źródła gazowe mają być dopełnieniem dużej ilości mocy w elektrowniach wiatrowych i słonecznych, to koszty zmienne nie są tak istotne, ponieważ większość energii będzie dostarczane z OZE charakteryzujących się prawie zerowym krótkookresowym kosztem krańcowym (tzn. nie mają żadnych kosztów zmiennych).

Struktura wytwarzania oparta na bardzo dużej ilości mocy słonecznych i wiatrowych, które są rezerwowane przez liczną, rozproszoną na terenie kraju, nowoczesną flotą jednostek gazowych, jest wykonalna i efektywna kosztowo. Docelowo, kiedy technologie wodorowe zostaną skomercjalizowane i będą przystępne cenowo, źródła

gazowe zostaną zastąpione źródłami wodorowymi. Z tych powodów, gaz ziemny jest atrakcyjną technologią pomostową na ścieżce ku neutralności klimatycznej.

6.5. Wnioski

- Nasz kraj ma proste, choć kosztowne, rezerwy w obszarze tradycyjnych metod magazynowania energii. W dalszym ciągu jest możliwe wznowienie budowy elektrowni szczytowo-pompowej w Młotach (Góry Bystrzyckie) o mocy 750 MW.
- Dokończenie tej inwestycji, która charakteryzuje się bardzo korzystnymi warunkami terenowymi, a też nie jest kwestionowana na gruncie środowiskowym i społecznym, jest ostatnią szansą na dodanie dużego wolumenu mocy w sprawdzonej technologii elektrowni szczytowo-pompowych.
- Znalezienie innej lokalizacji tego typu na terenie kraju, a następnie podjęcie przez potencjalnego inwestora żmudnego procesu konsultacji społecznych i uzyskiwania zgód środowiskowych jest trudne, o ile w ogóle możliwe.
- Jak dotąd rynek mocy nie był na tyle atrakcyjny dla inwestorów w magazyny energii, żeby ta technologia zaistniała na dużą skalę w Krajowym Systemie Energetycznym.
- Kluczem do energetyki XXI wieku jest magazynowanie energii, a nie wytwarzanie energii. Rolą państwa jest uruchomienie całego dostępnego technicznie i ekonomicznie potencjału. Alternatywą dla rozwoju magazynowania energii jest inwestycja w kosztowne technologie atomowe, które jako źródła zeroemisyjne będą stabilizowały Krajowy System Energetyczny przy wysokim udziale niestabilnych źródeł OZE.
- Ekonomika magazynów energii musi zostać zderzona z silnym trendem spadkowym kosztów wytwarzania energii z OZE. Zapewnienie stabilności i niezawodności pracy Krajowego Systemu Energetycznego w warunkach neutralności klimatycznej oznacza łączenie bardzo taniej, ale niesterowalnej, energii z OZE ze sterowalnymi, ale bardzo drogimi magazynami energii.
- Nie ma takiej możliwości, że przyjęcie kryterium neutralności klimatycznej, która eliminuje z rynku całą paletę sterowalnych, ale emisyjnych źródeł energii, doprowadzi do spadku ceny energii dla odbiorców końcowych.
- To jest wybór „coś za coś” – ochrona środowiska i klimatu za wyższą cenę. **Alternatywą jest utrzymywanie emisji gazów cieplarnianych ze wszystkimi negatywnymi skutkami opisanymi w raporcie.**

7. W jaki sposób wejść na ścieżkę do neutralności klimatycznej?

Wprowadzenie Polski na ścieżkę do neutralności klimatycznej przede wszystkim jest uwarunkowane odważnymi decyzjami politycznymi. Jak dotąd Polska, jako jedyny kraj członkowski UE, nie podpisała deklaracji o przyjęciu neutralności klimatycznej jako długofalowego, nadrzędnego celu rozwojowego. Bez jednoznacznej decyzji politycznej ani nie zostaną uruchomione zmiany w kraju, a konieczne zmiany w sektorze energii muszą być nadzwyczaj głębokie, ani nie uzyskamy dostępu do wszystkich możliwych unijnych pieniędzy na transformację energetyczną, a niezbędne nakłady na ten proces są bardzo wysokie.

Dobrą wiadomością dla rządu jest to, że kiedy zdecyduje się na poparcie idei neutralności klimatycznej i opracuje strategię realizacji tego celu, możliwe jest wykorzystanie już obecnie stosowanych mechanizmów wsparcia dla energetyki do realizowania celów klimatycznych. Zarówno aukcje OZE, ogłaszane przez Prezesa URE, jak i aukcje w rynku mocy prowadzone przez PSE S.A. są mechanizmami bardzo dobrze ustrukturyzowanymi i dopracowanymi. Już w rozstrzygniętych aukcjach zostały przyznane 17-letnie kontrakty na budowę nowych bloków gazowych, które stanowią ważną technologię pomostową.

Potrzebne jest dołożenie kryteriów zgodnych z celem neutralności klimatycznej oraz zasilenie tych mechanizmów środkami finansowymi adekwatnymi do potrzeb, do wolumenu mocy OZE i magazynów energii. Te postulaty zostały wyrażone w Tezach nr 5 i 6.

Teza nr 5. Kluczem do sukcesu jest nadanie najwyższego priorytetu wielkoskalowym inwestycjom w: elektrownie słoneczne, elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu, magazyny energii, sieci przesyłowych energii elektrycznej. Dojście do neutralności klimatycznej jest ogromnym wyzwaniem i wymaga adekwatnego programu inwestycyjnego oparte przede wszystkim na wielkoskalowych elektrowniach i magazynach energii, tzn. znajdujących się w przedziale 100-200 MW. Dopiero wtedy uzyskamy odpowiednie moce oraz niskie koszty energii.

Teza nr 6. Nie ma potrzeby uruchamiania nowych mechanizmów wsparcia, wystarczy nakierować mechanizmy obecnie funkcjonujące na cele klimatyczne. Zarówno system aukcyjny, w którym są przyznawane 15-letnie kontrakty na odbiór energii z elektrowni OZE po wylicytowanej cenie, jak też rynek mocy, w którym alokowane

są kontrakty na dostawę mocy do Krajowego Systemu Energetycznego w kontraktach do 17 lat, są dobrze ustrukturyzowane. Natomiast należy je nakierować na te technologie, które przybliżają nas do neutralności klimatycznej. Poprzez aukcje OZE należy wspierać wielkoskalowe inwestycje w elektrownie słoneczne i wiatrowe, natomiast rynek mocy należy nakierować na magazyny energii – baterie i technologie wodorowe, a w okresie przejściowym również źródła gazowe.

Odstępstwem od tej reguły powinno być zapewnienie finansowania elektrowni szczytowo-pompowej w Młotach. Ze względu na długi proces wykonywania obiektów hydrotechnicznych, ok. 10 lat, nie jest możliwe wsparcie tej inwestycji, która jest absolutnie niezbędna dla Krajowego Systemu Energetycznego po 2030 roku, poprzez aukcje w rynku mocy. Dla tej szczególnej, strategicznej, jedynej w swoim rodzaju (współcześnie) inwestycji należy przygotować dedykowany instrument finansowy.

8. Rekomendacje

- Przyjąć osiągnięcie neutralności klimatycznej jako wiążący cel na rok 2050.
- Wycofać regulację ograniczającą lokowanie elektrowni wiatrowych na lądzie (tzn. ustawa odległościowa).
- Nakierować już funkcjonujące narzędzia wsparcia:
 - Aukcje na 15-letnie kontrakty na odbiór energii z OZE nakierować na wielkoskalowe elektrownie słoneczne i wiatrowe.
 - Przyznać z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, po notyfikacji pomocy publicznej w Komisji Europejskiej, dotację PGE na dokończenia elektrowni szczytowo-pompowej w Młotach.
 - Ustawić kryteria emisyjne CO₂ w rynku mocy, żeby z jednej strony nie mieściły się w nich żadne technologie węglowe, a z drugiej strony zachęcać do budowy nowych bloków gazowych.
 - Skorygować rynek mocy w taki sposób, aby preferować w aukcjach nowe inwestycje w litowo-jonowe magazyny energii i wspierać je 10-letnimi kontraktami na dostawy mocy (wybór 10 lat wiąże się z czasem życia magazynu składającego się z baterii litowo-jonowych).
- Potraktować transformację energetyczną jako szansę na głęboką modernizację całej gospodarki, ze szczególnym naciskiem na jak najszersze wykorzystanie technologii wodorowych.

9. Podsumowanie

- Elektrownie wiatrowe i słoneczne stają się niekwestionowanym liderem sektora wytwarzania czystej energii, a ich rola jeszcze się zwiększy, kiedy będziemy na ścieżce do neutralności klimatycznej. W roku 2050 będzie możliwe wyprodukowanie z tych źródeł bardzo dużej ilości energii elektrycznej z OZE przy bardzo niskim koszcie. W tej stawce energetyka jądrowa, która jest w długotrwałym kryzysie, przestaje się liczyć, ponieważ coraz bardziej restrykcyjne regulacje i standardy bezpieczeństwa przekładają się na coraz wyższe koszty oraz opóźnienia w realizacji inwestycji. Jednak w wypadku braku możliwości dostatecznego magazynowania energii z OZE źródła atomowe w nowych technologiach mogą okazać się alternatywą dla wymogu utrzymania stabilności systemu energetycznego i zapewnienia ciągłości dostaw energii.
- Obecnie głównym pytaniem jest to, jak magazynować energię z OZE, żeby zapewnić ciągłość i niezawodność pracy systemu energetycznego bez bloków węglowych. W tym względzie należy docenić tradycyjne elektrownie szczytowo-pompowe i baterie litowo-jonowe. Technologie wodorowe będą odgrywały istotną rolę, ale dopiero po 2040 roku, kiedy będziemy się zbliżać do całkowitej eliminacji emisji gazów cieplarnianych i wodór będzie wykorzystywany tam, gdzie nie będzie możliwa elektryfikacja procesów.
- W Rozdziale 4 zostały przedstawione trzy modele dojścia do energetyki neutralnej klimatycznie. Przedstawione fakty, dane i analizy wskazują, że najbardziej realistyczny jest Model nr 3, czyli opierający się na elektrowniach słonecznych i wiatrowych, które docelowo będą bilansowane technologiami wodorowymi, ale w okresie przejściowym – trudnym do precyzyjnego wyznaczenia – będą bilansowane jednostkami na gaz ziemny. Pójście tą ścieżką do neutralności klimatycznej jest wykonalne technicznie i ekonomicznie, przekłada się na natychmiastowe, głębokie redukcje emisji zanieczyszczeń do powietrza (nie tylko CO₂, ale też SO₂, NO_x, pyłów, rtęci i wielu innych toksyn), i zapewnia bezpieczeństwo energetyczne.

- Osiągnięcie całkowitej neutralności klimatycznej w energetyce, w tym modelu, jest warunkowane tempem i skutecznością postępu technologicznego w odniesieniu do technologii wodorowych. Obecnie nie jest możliwe stwierdzenie, czy one będą dostępne w dekadzie 2040-2050 w odpowiedniej charakterystyce technicznej i po przystępnych cenach. Jeśli tak się stanie, to wykonanie kolejnego kroku od struktury OZE-gaz do struktury OZE-wodór będzie proste. Nie można jednak zlekceważyć scenariusza, że nastąpi to wiele lat po roku 2050. Dlatego nie można całkowicie wykluczyć, że równolegle dojdzie jednak do rozwoju źródeł jądrowych, pomimo opisanych w raporcie ich ryzyk i bardzo wysokich kosztów.

10. Źródła

- AFP (2019), French nuclear power plant is seven years late and costs have tripled, 28.10.2019, Agence France Presse, <https://www.thelocal.fr/20191028/french-nuclear-power-plant-is-seven-years-late-and-costs-have-tripled>
- GUS (2019), Gospodarka paliwowo-energetyczna w 2017 i 2018 roku, Główny Urząd Statystyczny, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2018-roku,6,13.html>
- EC (2018), A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, European Commission, https://ec.europa.eu/knowledge4policy/node/33097_pl
- EC (2019), The European Green Deal, European Commission, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf
- EC (2020a), Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law), European Commission, <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12108-Climate-Law>
- EC (2020b), EU Strategy for Energy System Integration, European Commission, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf
- EC (2020c), A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, European Commission, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- EC (2020d), Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search
- FCH (2019), Hydrogen Roadmap. Europe, Fuel Cells And Hydrogen Joint Undertaking, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf
- FE (2020), Elastyczność krajowego system elektroenergetycznego. Diagnoza, potencjał, rozwiązania, Forum Energii, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/elastycznoscckse>
- Fraunhofer IEE (2020), Hydrogen in the energy system of the future: focus on heat in buildings, Fraunhofer IEE, https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FraunhoferIEE_Study_H2_Heat_in_Buildings_final_EN_20200619.pdf

- Guardian (2019), Hinkley Point nuclear plant building rise by up to Pounds 2.9bn, The Guardian, <https://www.theguardian.com/uk-news/2019/sep/25/hinkley-point-nuclear-plant-to-run-29m-over-budget>
- Hydrowires (2019), Energy Storage Technology and Cost Characterization Report, Hydrowires for U.S. Department of Energy, <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>
- Wuppertal Institut et al (2019) The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany, <https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/The%20role%20of%20clean%20hydrogen%20in%20the%20future%20energy%20systems%20of%20Japan%20and%20Germany%20-%20Study.pdf>
- IEA (2019a), The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, International Energy Agency, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA (2019b), Nuclear Power in a Clean Energy System, International Energy Agency, <https://webstore.iea.org/download/direct/2779>
- IEA (2020a), Energy Storage. Tracking report, <https://www.iea.org/reports/energy-storage>, International Energy Agency
- IEA (2020b), Nuclear Power. Tracking report, <https://www.iea.org/reports/nuclear-power>, International Energy Agency
- IRENA (2019), Hydrogen” A Renewable Energy Perspective, International Renewable Energy Agency, <https://irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- YLE (2019), Olkiluoto 3 reactor yet again, now 12 years behind schedule, 23.12.2019, https://yle.fi/uutiset/osasto/news/olkiluoto_3_reactor_delayed_yet_again_now_12_years_behind_schedule/11128489
- WEC (2019), Energy Storage Monitor. Latest trends in energy storage - 2019, World Energy Council, https://www.worldenergy.org/assets/downloads/ESM_Final_Report_05-Nov-2019.pdf

11. Objasnienie skrótów i terminów

AFP – Agence France Presse (Francuska Agencja Prasowa)

Behind-the-meter – za licznikiem

Blackout – zanik zasilania w KSE

CfD - *Contract for Differences*, kontrakt różnicowy

CO₂ – dwutlenek węgla

EC – European Commission (Komisja Europejska)

EU Strategy for System Integration - Strategia EU na rzecz integracji systemowej

European Green Deal - Europejski Zielony Ład

FCH – Fuel Cells And Hydrogen Joint Undertaking

EPR – European Pressurized Reactor

FE – Forum Energii

Greenfield – inwestycja w miejscu, które do tej pory nie było zagospodarowane

GUS – Główny Urząd Statystyczny

Hydrogen strategy for a climate-neutral Europe - Strategia wodorowa dla neutralnej klimatycznie Europy

IEA – International Energy Agency (Międzynarodowa Agencja ds. Energetyki)

IRENA – International Renewable Energy Agency (Międzynarodowa Agencja ds. Energetyki Odnawialnej)

KSE – Krajowy System Energetyczny

kW, MW – kilowat, megawat

kWh, MWh – kilowatogodzina, megawatogodzina

LCOE - Levelized Cost Of Energy, czyli długookresowy koszt krańcowy wytworzenia energii

Modus operandi – sposób działania

OSP – Operator Systemu Przesyłowego (w Polsce tę rolę przypisano Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A.)

OZE – odnawialne źródła energii

PPA - Power Purchasing Agreement, długoterminowa umowa na zakup energii z danego źródła wytwarzania

SMR – Small Modular Reactor (Mały Reaktor Modułowy)

WEC – World Energy Council (Światowa Rada Energii)